

И.В. Доманский

РАЗВИТИЕ МЕТОДОВ РАСЧЕТА СИСТЕМ ТЯГОВОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ И ПИТАЮЩИХ ИХ ЭНЕРГОСИСТЕМ

Стаття присвячена розвитку методів розрахунку систем тягового електропостачання з урахуванням енергосистем, що їх живлять. Запропоновано алгоритми формалізації графів схем зовнішнього і тягового електропостачання та методика вибору параметрів і місць розміщення установок поздовжньої компенсації. Бібл. 20, рис. 4.

Ключевые слова: системи тягового електропостачання, енергосистеми, енергія, режими роботи тягової мережі, режими роботи електричних систем, системи зовнішнього електропостачання, установки поздовжньої компенсації.

Статья посвящена развитию методов расчета систем тягового электроснабжения с учетом питающих их энерго-систем. Предложены алгоритмы формализации графов схем внешнего и тягового электроснабжения и методика выбора параметров и мест размещения установок продольной компенсации. Библи. 20, рис. 4.

Ключевые слова: системы тягового электроснабжения, энергосистемы, энергия, режимы работы тяговой сети, режимы работы электрических систем, системы внешнего электроснабжения, установки продольной компенсации.

Введение и постановка проблемы. Существующие сопряжения систем внешнего и тягового электро-снабжения обусловлены принципами, применявшимися при электрификации железных дорог, когда при строи-тельстве тяговых подстанций одновременно решалась проблема обеспечения электроэнергией промышленных предприятий, сельского хозяйства и населенных пунк-тов. В условиях рыночной экономики и работы желез-ных дорог как субъекта ОРЭ такие сопряжения приво-дят к увеличению технологических потерь электроэнер-гии и требуют дополнительных исследований их режи-мов работы. Так опыт энергетических обследований [1-6] показывает, что примерно в каждой третьей межпод-станционной зоне полигона переменного тока потери от протекания уравнивательных токов составляют не менее 250 тысяч кВт·ч в год, в отдельных случаях превышают 1 миллион кВт·ч в год.

Причинами ухудшения показателей качества элект-роэнергии на шинах тяговых подстанций полигона пе-ременного тока могут быть как режим работы промыш-ленных нагрузок, так и влияние электрической тяги. Схемы с большими районными нагрузками тяговых подстанций приводят к повышенным перетокам мощно-сти, а низкое качество электроэнергии наносит ущерб за счет преждевременного выхода электрооборудования из строя, нарушений работы систем автоматики и связи и т.п. От состояния электрооборудования тяговых под-станций напрямую зависит безопасность движения по-ездов, пропускная способность участков железной доро-ги, обеспечение транзита электроэнергии питающих энергосистем, надежность электроснабжения железно-дорожных узлов и сторонних потребителей.

Одной из важнейших задач при электрификации железнодорожного транспорта и эксплуатации существ-вующих электрифицированных линий является реше-ние комплекса вопросов, связанных с минимизацией потерь и повышением качества электрической энергии в системах тягового электроснабжения (СТЭ) при не-симметричных и несинусоидальных их режимах рабо-ты. Качество электроэнергии в узле сети характеризу-ется совокупностью взаимосвязанных показателей [5], каждый из которых зависит от постоянных и перемен-ных параметров электрооборудования, питающих и распределительных сетей и их режимов работы.

В настоящее время крайне необходимы инструк-тивные документы, действие которых направлено на повышение эффективности режимов работы электри-ческих сетей посредством компенсации реактивной мощности и повышения качества электрической энер-гии. Для выбора оптимальной мощности и мест раз-мещения установок продольно-емкостной компенса-ции и решения других задач необходима методика системного расчета, которая учитывает сложный ха-рактер взаимного влияния качества электроэнергии и технологии перевозочного процесса

Цель статьи – развитие методов расчета режи-мов тягового электроснабжения для повышения каче-ства выбора и мест размещения установок продоль-ной емкостной компенсации.

Алгоритмы формализации графов схем уча-стков внешнего и тягового электроснабжения. Традиционные методы расчета режимов электриче-ских систем базируются на однолинейном представ-лении трехфазных цепей. Такой подход не всегда пригоден в случае сложной несимметрии, например, при расчетах режимов электрических систем, питаю-щих тяговые подстанции электрифицированных же-лезных дорог переменного тока.

Для расчетов сложно несимметричных режимов трехфазных систем чаще всего применяют метод сим-метричных составляющих и различные его модифика-ции [7-9]. Этот метод требует особого подхода при решении каждой конкретной задачи, плохо поддается формализации для его применения в программных продуктах и эффективно работает только в случае про-стой несимметрии. Метод фазных координат [9-11] требует учета взаимоиндуктивных влияний разных фаз друг на друга в трансформаторах и линиях. Известный метод развязки магнитосвязанных цепей [12] при прак-тической реализации в программных средствах сталки-вается с рядом затруднений, ограничивающих его при-менение в алгоритмах расчета режимов.

При необходимости совместного расчета одно-фазных и трехфазных электрических сетей использо-уются некоторые искусственные приемы. Так посту-пают, в частности, при расчетах режимов СТЭ желез-ных дорог переменного тока. Перспективны три

© И.В. Доманский

варианта расчета СТЭ переменного тока совместно с питающими их энергосистемами:

- совместный расчет сетей с использованием трансформаций;
- метод декомпозиции и синтеза при рассмотрении сетей с разными уровнями напряжений и родами тока;
- метод итераций для схем замещения с одним базисным напряжением и учетом влияния внешней системы электроснабжения путем представления напряжений холостого хода тяговых подстанций как независимых случайных величин, распределенных по нормальному усеченному закону распределения.

Фрагмент электрической сети, состоящей из ЛЭП 110 кВ внешней системы электроснабжения, которая питает тяговые и промышленные подстанции, показан на рис. 1. Междоподстанционная зона представляет собой сложную схему питания однопутных, двухпутных, многопутных участков с постом секционирования и станционных путей. Граф $G_s = (V_s, L_s)$ схемы, изображенной на рис. 1, включает линии ЛЭП энергосистем, питающие одну фидерную зону и станционные пути,

причем $a_{is}, b_{is} \in V_s$ и $l_{is} \in L_s$. Множество $V_s = \{1, 2, \dots, K\}$ содержит $K = p + q + n + m$ узлов, которые пронумерованы порядковыми числами, где p узлов имеет внешняя система электроснабжения, q – станционные тяговые сети, n – тяговая сеть двухпутных участков, m – тяговая сеть однопутных участков. Тяговая сеть многопутных участков может быть представлена комбинацией однопутных и двухпутных. В узлах внешней системы электроснабжения и тяговой сети можно задавать нагрузку в соответствии с законом ее изменения во времени. Узлом тяговой сети являются не только соединения ветвей схемы, но и точки движущихся нагрузок ЭПС. С этой целью тяговая сеть разбивается на множество специальных узлов в соответствии со скоростью движения разнотипных поездов. Каждый тип поезда потребляет в момент времени t в своем узле ток, определяемый характеристикой локомотива, профилем пути, режимом движения и т. д. Нагрузки станционных путей, компенсирующих устройств задаются зависимостями, приведенными в [13].

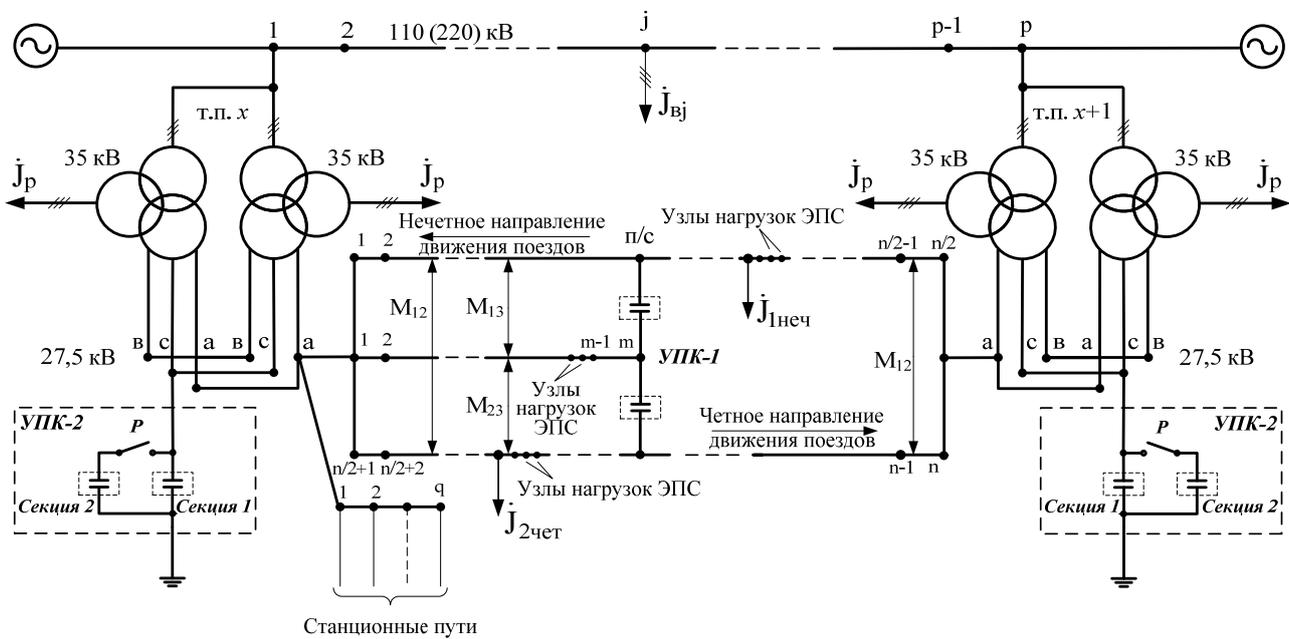


Рис. 1. Фрагмент энергосистемы и тяговой сети с распределенной продольной емкостной компенсацией

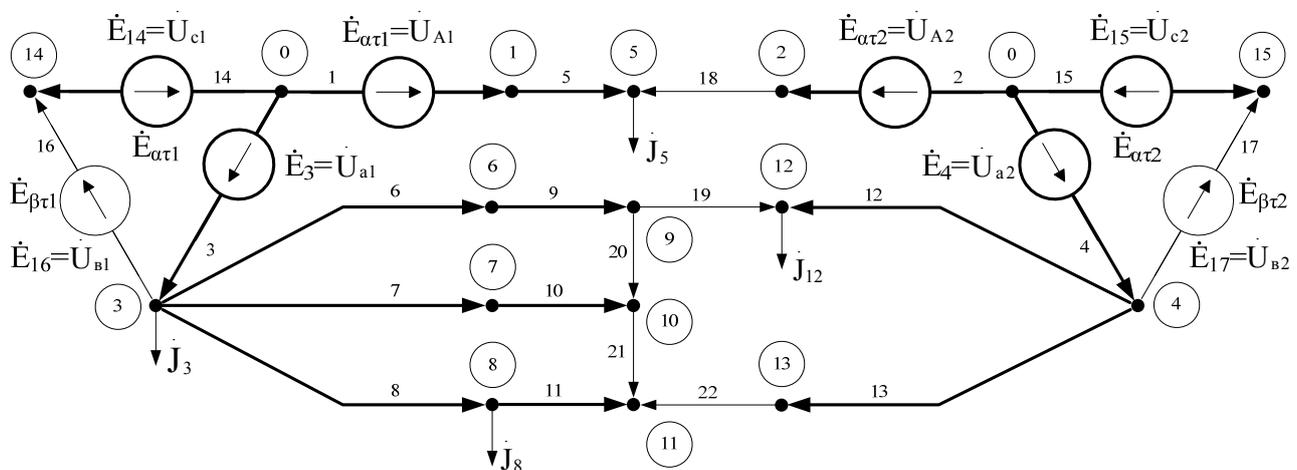


Рис. 2. Ориентированный моментный граф питающей линии энергосистемы и тяговой сети с распределенной продольной емкостной компенсацией

Допустим, в момент времени t нагрузки сети имели место в узлах, показанных на рис. 1 задающими токами. Преобразуем граф $G_s = (V_s, L_s)$ в моментный граф $G_{st} = (V_{st}, L_{st})$ и определим его зависимости (рис. 2). Матрицы, которые относятся к дереву графа схемы, будем обозначать индексом α , а к хордам схемы – индексом β .

Применительно к электротяговым сетям матрица Z_B сильно разрежена. Имеет смысл создать ее с минимальным количеством нулевых элементов, заменив матрицей с $n+1$ столбцами, где n – максимальное число сочетаний взаимноиндуктивных влияний на многопутном участке. Элементы первого столбца указанной матрицы представляют собой собственные сопротивления ветвей, второго столбца – взаимные первого и второго пути и т.д. Для произведения алгебраических операций над такой матрицей составляется матрица индексов IND. Элемент, соответствующий m -й строке n -го столбца матрицы IND показывает номер столбца действительной

матрицы сопротивлений, в которой находится элемент n -ой строки n -го столбца уплотненной матрицы Z_B .

К активным параметрам схемы, представленной в виде графа $G_{st} = (V_{st}, L_{st})$, относятся вектор задающих токов в узлах $\dot{J} = (\dot{J}_1, \dot{J}_2, \dots, \dot{J}_m)$, где m – количество узлов и вектор э.д.с. ветвей трансформаций $\dot{E}_\tau = (\dot{E}_{1\tau}, \dot{E}_{2\tau}, \dots, \dot{E}_{n\tau})$, где τ – количество ветвей с трансформациями, и прочих э.д.с. $\dot{E} = (\dot{E}_1, \dot{E}_2, \dots, \dot{E}_n)$, где n – количество ветвей схемы. Если тока в узле или э.д.с в ветви нет, то соответствующий элемент вектора \dot{J} , \dot{E}_τ или \dot{E} равен нулю. Устройства поперечной компенсации можно задавать емкостной нагрузкой в узле, а продольной компенсации емкостным сопротивлением ветви, нагрузки рекуперированные электровозов учитываются со знаком минус, а вольтодобавочные устройства – э.д.с. соответствующей ветви. Пассивные и активные исходные параметры для ориентированного графа схемы на рис. 2 показаны на рис. 3 и 4.

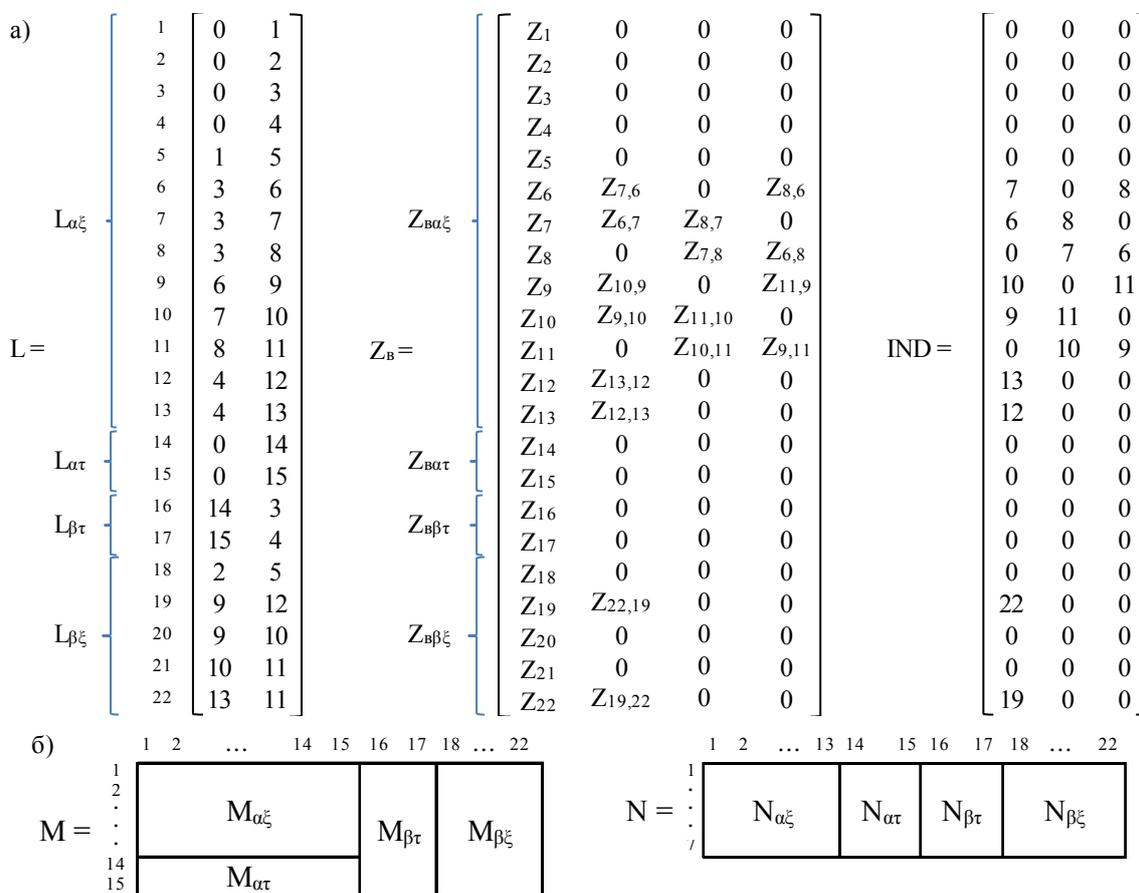


Рис. 3. Матрицы моментного графа $G_{st} = (V_{st}, L_{st})$: а – пассивных параметров; б – структура матриц M и N

Искомые величинами при расчете электротяговых сетей являются вектор токов в ветвях схемы $\dot{I}_B = (\dot{I}_{B1}, \dot{I}_{B2}, \dots, \dot{I}_{Bn})$, вектор падений напряжения в ветвях схемы $\dot{U}_B = (\dot{U}_{B1}, \dot{U}_{B2}, \dots, \dot{U}_{Bn})$, вектор падений напряжения в узлах схемы относительно базисного узла $\Delta\dot{U} = (\Delta\dot{U}_1, \Delta\dot{U}_2, \dots, \Delta\dot{U}_m)$, потери мощности $\Delta\dot{S}$, потери энергии $\Delta\dot{W}$. Формулы для их определения приведены в работах [14, 15]. Удобно, рассматривая сети разных номинальных напряжений, состав-

лять дерево графа таким образом, чтобы последние τ ветвей дерева оказались связанными с первыми τ хордами через трансформации. Это легко выполнить, дополняя граф $G_{st} = (V_{st}, L_{st})$, как показано на рис. 2 дугой с промежуточным узлом (14 или 15) т.е. за счет нумерации узлов. Следует отметить, что при расчетах электротяговых сетей переменного тока существенным является переход от симметричной внешней системы электроснабжения к несимметричной тяговой. Такая проблема своеобразно решена в работах [16, 17]. Введение дополнительных дуг графа с последующим

формированием э.д.с. разных фаз вторичной обмотки в образовавшихся замкнутых контурах из трех ветвей (см. рис. 2) решает и эту проблему.

$$\begin{matrix}
 \dot{J} = \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ 2 & 0 \\ 3 & \dot{J}_3 \\ 4 & 0 \\ 5 & \dot{J}_5 \\ 6 & 0 \\ 7 & 0 \\ 8 & \dot{J}_8 \\ 9 & 0 \\ 10 & 0 \\ 11 & 0 \\ 12 & \dot{J}_{12} \\ 13 & 0 \\ 14 & 0 \\ 15 & 0 \end{bmatrix} & \dot{E}_\tau = \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ 2 & 0 \\ 3 & 0 \\ 4 & 0 \\ 5 & 0 \\ \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot \\ 14 & -\dot{E}_{14} \\ 15 & -\dot{E}_{15} \\ 16 & -\dot{E}_{16} \\ 17 & -\dot{E}_{17} \\ 18 & 0 \\ 19 & 0 \\ 20 & 0 \\ 21 & 0 \\ 22 & 0 \end{bmatrix} & \dot{E} = \begin{bmatrix} -\dot{U}_{A1} \\ -\dot{U}_{A2} \\ -\dot{U}_{a1} \\ -\dot{U}_{a2} \\ 0 \\ \cdot \\ \cdot \\ \dot{U}_{c1} \\ \dot{U}_{c2} \\ \dot{U}_{e1} \\ \dot{U}_{e2} \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} & \dot{I} = \begin{bmatrix} \dot{I}_1 \\ \dot{I}_2 \\ \dot{I}_3 \\ \dot{I}_4 \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ \dot{I}_{13} \\ \dot{I}_{14} \\ \dot{I}_{15} \\ \dot{I}_{16} \\ \dot{I}_{17} \\ \dot{I}_{18} \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ \dot{I}_{22} \end{bmatrix}
 \end{matrix}$$

Рис. 4. Матрицы моментного графа $G_{st} = (V_{st}, L_{st})$ активных параметров

Составление матриц $M_\alpha, M_\beta, N_\alpha, N_\beta, M_\alpha^{-1}$ для сложных схем является очень громоздким, а для тяговых сетей имеет свою специфику и поэтому целесообразно иметь программы формирования таких матриц для совокупности ветвей графа $G_s = (V_s, L_s)$.

Моделирование трехфазных сетей внешней системы электроснабжения с однофазными тяговыми сетями требует использования баз данных принадлежащих различным министерствам и ведомствам. В тоже время целый ряд задач, в том числе выбор параметров и мест расположения продольно-емкостной компенсации не требуют детального моделирования.

Можно предложить и другой упрощенный подход, вполне приемлемый для решения целого класса задач тягового электроснабжения – статистическое моделирование напряжения холостого хода на шинах тяговых подстанций. Теоретические предпосылки возможности вероятностного моделирования напряжения холостого хода на шинах тяговых подстанций приведены в [3, 13, 18]. Выше показано, что, используя вектор э.д.с. ветвей \dot{E} , можно рассчитывать мгновенные схемы с учетом уравнительного тока, протекающего по тяговой сети за счет неравенства напряжений на шинах смежных тяговых подстанций. Для этого необходимо на каждом шаге моделирования формировать вектор э.д.с. ветвей \dot{E} , записывая в веточках плеч питания напряжения соответствующих тяговых подстанций с учетом режимов работы питающих энергосистем.

Уместно отметить, что уравнительный ток может протекать по тяговой сети и за счет различных наклонов внешних характеристик тяговых подстанций, раз-

личной районной нагрузки, а также при различных тяговых нагрузках смежных с расчетной фидерных зон.

С учетом сказанного, напряжение на шинах тяговой подстанции \dot{U}_x (рис. 1), необходимое для расчета уравнительного тока, следует определять по формуле

$$\dot{U}_x = \dot{U}_{xx} - \Delta\dot{U}_c, \quad (1)$$

где \dot{U}_{xx} – напряжение холостого хода; $\Delta\dot{U}_c$ – падение напряжения в системе внешнего электроснабжения и на тяговом трансформаторе от нагрузок смежных фидерных зон.

Напряжение \dot{U}_x моделируется на каждой подстанции для двух фаз. При определении падения напряжения $\Delta\dot{U}_c$ токи смежных фидерных зон предварительно рассчитываются в предположении равенства напряжения на шинах смежных тяговых подстанций. На конечных граничных участках токи плеч питания смежных зон разыгрываются в соответствии с заданным законом их распределения.

Процесс моделирования векторов \dot{U}_x на шинах тяговых подстанций происходит в несколько этапов. Первоначально определяется модуль напряжения холостого хода по формуле

$$U_{xx} = \bar{U}_{xx} \pm \Delta U_x, \quad (2)$$

где ΔU_x – случайная величина, которая разыгрывается в соответствии с нормальным усеченным законом.

Напряжение холостого хода \dot{U}_{xx} на одной из подстанций ориентируется в соответствии с фазой, питающей моделируемую зону. Затем моделируется угол δ и напряжение холостого хода смежной тяговой подстанции определяется на комплексной плоскости.

После того как напряжения холостого хода \dot{U}_{xx} будут смоделированы для всех подстанций, определяются падения напряжения в системе внешнего энергоснабжения и на тяговом трансформаторе от нагрузок смежных фидерных зон $\Delta\dot{U}_c$ и по формуле (1) рассчитываются напряжения \dot{U}_x , которые и подставляются в вектор э.д.с. ветвей \dot{E} . Затем, используя формулы [14, 15], находят токораспределение, падение напряжения в узлах схемы и потери мощности. Знак минус в векторе \dot{I}_v указывает на правильность выбранного направления тока в ветви графа.

Таким образом, расчет токораспределения в электротяговых сетях можно вести с упрощенным учетом внешней системы электроснабжения.

Методика выбора параметров и мест размещения установок продольной емкостной компенсации в СТЭ. Для повышения напряжения на токоприемниках ЭПС наиболее эффективно включать установки продольной компенсации (УПК) в разрыв отсасывающей линии тяговой подстанции (рис. 1). УПК должна быть, как правило, переключаемой с двумя ступенями [19].

Первая ступень УПК работает, когда в работе находится один трансформатор с кратностью пере-

грузки менее 1,5. Вторая ступень подключается, если в работе находится два трансформатора (независимо от кратности перегрузки) или один трансформатор с кратностью перегрузки 1,5 и выше.

На первом этапе определяется расчётное значение номинального тока и номинального сопротивления УПК для каждой подстанции рассматриваемого участка. Для этого необходимо определить число ступеней УПК и выбрать номинальные сопротивления и ток каждой ступени УПК.

На втором этапе расчета следует определить минимальное число УПК на рассматриваемом участке, обеспечивающих нормированное наименьшее напряжение на токоприемниках всех ЭПС.

Для определения числа ступеней УПК необходимо найти 10-минутный максимальный ток нагрузки ($I_{\text{макс}}$) в отсасывающей линии с УПК (см. рис. 1) при заданном размере движения в нормальном режиме работы СТЭ [20]. На участках, находящихся в эксплуатации, $I_{\text{макс}}$ уточняется путём измерений. Для расчета $I_{\text{макс}}$ следует использовать следующую формулу:

$$I_{\text{макс}} = \max \left(\sum_{t=1}^T \dot{I}_{\text{вт}}(j) \right), \quad (3)$$

где $\dot{I}_{\text{вт}}$ – вектор токов ветвей графа схемы, j – номер ветви отсасывающей линии в векторе $\dot{I}_{\text{вт}}$.

Если полученное значение 10-минутного максимального тока нагрузки $I_{\text{макс}}$ оказывается меньше допустимого тока для одного трансформатора $I_{\text{доп}(1)}$ или равно ему, то предусматривают УПК, состоящую из одной ступени.

Если полученное значение 10-минутного максимального тока нагрузки $I_{\text{макс}}$ оказывается больше допустимого тока для одного трансформатора $I_{\text{доп}(1)}$, то при максимальных нагрузках следует включать вторую трансформатор, и тогда принимают УПК, состоящую из двух ступеней. Допустимый ток $I_{\text{доп}(1)}$ для одного трансформатора мощностью $S_{\text{тр}}$ (МВ·А) определяется по формуле, А:

$$I_{\text{доп}(1)} = 0,57 \cdot 10^3 \cdot (1,5S_{\text{тр}} - 0,7S_{\text{р}}) / U_{\text{ном}}, \quad (4)$$

где $S_{\text{р}}$ – мощность нагрузки третьей обмотки трансформатора (напряжением 6, 10 или 35 кВ) (МВ·А); $U_{\text{ном}} = 27,5$ кВ.

Расчетное сопротивление первой ступени УПК определяется по формуле, Ом:

$$X^*_{\text{УПК}} = X_{\text{с}} + X_{\text{тр}}, \quad (5)$$

где $X_{\text{с}} = U_{\text{ном}}^2 / S_{\text{кз}}$ – сопротивление системы внешнего электроснабжения для рассматриваемой подстанции, Ом; $X_{\text{тр}} = U_{\text{кз}} \cdot U_{\text{ном}}^2 / 100 \cdot n \cdot S_{\text{тр}}$ – сопротивление трансформатора, Ом; * – звездочка указывает на расчетное значение определяемой величины. Здесь $S_{\text{кз}}$ – мощность трехфазного короткого замыкания на шинах 110 (220) кВ тяговой подстанции, МВ·А, $U_{\text{кз}}$ – напряжение короткого замыкания трансформатора, %; $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение трансформатора ($U_{\text{ном}} = 27,5$ кВ); $S_{\text{тр}}$ – номинальная мощность трансформатора, МВ·А, n – количество включенных в работу трансформаторов.

Расчетный ток первой ступени УПК определяется по формуле, А

$$I^*_{\text{УПК1}} = K_3 I_{\text{доп}(1)} / K_{\text{пер}}, \quad (6)$$

где K_3 – коэффициент запаса (принимается 1,3); $K_{\text{пер}}$ – коэффициент перегрузки конденсаторов за 10 мин.

По расчетным данным формул (4) и (5) выбирают номинальное сопротивление $X_{\text{УПК1}}$ и номинальный ток $I_{\text{УПК1}}$ первой ступени УПК.

После этого в соответствии с данными выпускаемых в настоящее время УПК выбирается соответствующая УПК, параметры которой удовлетворяют следующим неравенствам:

$$0,7 \leq (X_{\text{УПК1}} / X^*_{\text{УПК1}}) \leq 1,3, \quad (7)$$

$$I_{\text{УПК1}} \geq I^*_{\text{УПК1}}. \quad (8)$$

Для выбора номинальных сопротивления и тока второй ступени УПК используется суммарный расчетный ток первой и второй ступеней УПК, который определяется по максимальному току нагрузки $I_{\text{макс}}$ по формуле, А:

$$I^*_{\text{УПК}(1+2)} = K_3 I_{\text{макс}} / K_{\text{пер}}. \quad (9)$$

Отсюда расчетный ток второй ступени, А, определяется по формуле:

$$I^*_{\text{УПК2}} = I^*_{\text{УПК}(1+2)} - I_{\text{УПК1}}. \quad (10)$$

Расчетное сопротивление двух ступеней УПК, Ом, при двух включенных трансформаторах неодинаковой мощности, сопротивления которых $X_{\text{тр1}}$ и $X_{\text{тр2}}$, определяется по формуле:

$$X^*_{\text{УПК}(1+2)} = X_{\text{с}} + X_{\text{тр1}} \cdot X_{\text{тр2}} / (X_{\text{тр1}} + X_{\text{тр2}}). \quad (11)$$

В этом случае первая ступень УПК рассчитывается для трансформатора большей мощности.

Для трансформаторов одинаковой мощности:

$$X^*_{\text{УПК}(1+2)} = X_{\text{с}} + 0,5X_{\text{тр}}. \quad (12)$$

Расчетное сопротивление второй ступени УПК определяется по формуле, Ом:

$$X^*_{\text{УПК2}} = X_{\text{УПК1}} \cdot X^*_{\text{УПК}(1+2)} / (X_{\text{УПК1}} - X^*_{\text{УПК}(1+2)}). \quad (13)$$

Для выбора УПК по номинальным значениям тока и сопротивления необходимо по расчетным данным $I^*_{\text{УПК2}}$ и $X^*_{\text{УПК2}}$, полученным по формулам (10) и (13), в соответствии с данными выпускаемых в настоящее время УПК выбирают соответствующую УПК с номинальными параметрами $I_{\text{УПК2}}$ и $X_{\text{УПК2}}$. Тогда для УПК с двумя включенными ступенями номинальные сопротивление и ток определяются по формулам:

$$X_{\text{УПК}(1+2)} = X_{\text{УПК1}} \cdot X_{\text{УПК2}} / (X_{\text{УПК1}} + X_{\text{УПК2}}), \quad (14)$$

$$I_{\text{УПК}(1+2)} = I_{\text{УПК1}} + I_{\text{УПК2}}. \quad (15)$$

При выборе УПК следует соблюдать следующие соотношения при работе двух ступеней УПК:

$$0,7 \leq (X_{\text{УПК}(1+2)} / X^*_{\text{УПК}(1+2)}) \leq 1,3, \quad (16)$$

$$I_{\text{УПК}(1+2)} \geq I^*_{\text{УПК}(1+2)}. \quad (17)$$

На втором этапе расчёта минимального числа УПК на подстанциях следует проверить наименьшие напряжения на токоприемниках ЭПС на каждой из межподстанционных зон последовательным расчётом включения на тяговых подстанциях УПК с параметрами, рассчитанными по формулам (14) и (15). Процедура начинается с подстанции, имеющей наибольшее входное сопротивление. Затем число подстанций увеличивается по одной.

Если при расчёте включения УПК на очередной тяговой подстанции соблюдается допустимое наименьшее напряжение на токоприемниках рассматриваемой межподстанционной зоны, то следующая УПК включается на тяговой подстанции через одну.

При включении УПК на действующей тяговой подстанции следует откорректировать режим работы тяговой сети для уменьшения уравнивающего тока путем изменения положения переключателя РПН трансформаторов смежных тяговых подстанций.

Выводы.

1. Обобщены способы формирования и преобразования графов схем тягового электроснабжения и питающих их энергосистем и предложен метод расчета сложных моментных схем, что повышает точность расчета перетоков мощности по тяговым сетям до 1 – 2 % и позволяет выбрать оптимальные параметры и места размещения установок продольной емкостной компенсации.

2. Анализ результатов моделирования и реальных режимов тяговой сети переменного тока 27,5 кВ показывает, что максимальные десятиминутные токи нагрузки в тяговой сети лежат в пределах 1800 – 2200 А, а эффективность использования УПК высока на тяговых подстанциях, где сопротивление системы внешнего электроснабжения превышает 0,5 Ом, а степень компенсации находится в пределах допустимого $K = 0,7$.

3. Совместное использование УПК в отсасывающей линии и устройства автоматического регулирования напряжения трансформатора под нагрузкой позволяет реализовать новый подход к регулированию напряжения на тяговой подстанции с несимметричной нагрузкой.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Энергетична стратегія Укрзалізниці на період до 2015 р. і на перспективу до 2020 р. Затв. державною адміністрацією залізничного транспорту України 26.11.2013 р. – К., 2013. – 104 с.
2. Корниенко В.В., Котельников А.В., Доманский В.Т. Электрификация железных дорог. Мировые тенденции и перспективы (Аналитический обзор). – К.: Транспорт Украины, 2004. – 196 с.
3. Марквард К.Г. Электроснабжение электрифицированных железных дорог. – М.: Транспорт, 1982. – 528 с.
4. Мамошин Р.Р. Повышение качества энергии на тяговых подстанциях дорог переменного тока. – М.: Транспорт, 1973. – 224 с.
5. Железко Ю.С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии. – М.: ЭНАС, 2009. – 456 с.
6. Бородулин Б.М., Герман Л.А., Николаев Г.А. Конденсаторные установки электрифицированных железных дорог. – М.: Транспорт, 1983. – 183 с.
7. Мельников Н.А. Проектирование электрической части воздушных линий электропередачи 330 – 500 кВ / Под общ. ред. С.С. Рокотяна. Изд. 2-е, перераб. и доп. – М.: Энергия, 1974. – 472 с.
8. Тимофеев Д.В. Режимы в электрических системах с тяговыми нагрузками. – М.: Энергия, 1972. – 296 с.
9. Шидловский А.К., Кузнецов В.Г., Николаенко В.Г. Оптимизация несимметричных режимов систем электроснабжения. – К.: Наукова думка, 1987. – 174 с.
10. Закарюкин В.П., Крюков А.В. Сложнонесимметричные режимы электрических систем. – Иркутск: Изд-во Иркутского ун-та, 2005. – 273 с.
11. Бардушко В.Д. Алгоритмы контроля и оптимизации параметров системы тягового электроснабжения. – Иркутск: ИрИИТ, 2000. – 108 с.
12. Вайнштейн Л.М., Мельников Н.А. О возможности замены схем со взаимной индукцией эквивалентными без взаимной индукции // Электричество. – 1965. – №5. – С. 16-18.

13. Быкадоров А.Л., Доманский В.Т. Расчет системы электроснабжения многопутных участков // Вестник ВНИИЖТ. 1981. – №5. – С. 17-22.

14. Доманский И.В. Перспективи розвитку сучасних схем електропостачання тягових підстанцій залізниць // Вісник НТУ «ХП». – 2013. – №5(979). – С. 54-65.

15. Доманский И.В. Режимы работы системы тягового электроснабжения переменного тока с устройствами компенсации реактивной мощности // Электротехника і електромеханіка. – 2015. – №3. – С. 59-66.

16. Мамошин Р.Р., Зельвянский А.Я. Расчет системы тягового электроснабжения в фазной системе координат // Вестник ВНИИЖТ. – 1986. – №2. – С. 16-18.

17. Герман Л.А. Тензорный метод расчета системы электроснабжения железных дорог // Вестник ВНИИЖТ. – 1988. – №2. – С. 23-26.

18. Мирошниченко Р.И. Режимы работы электрифицированных участков. – М.: Транспорт, 1982. – 207 с.

19. Герман Л.А., Гончаренко В.П. Современная схема продольной емкостной компенсации в системе тягового электроснабжения // Вестник РГУПС. – 2013. – №2. – С. 12-17.

20. Правила улаштування системи тягового електропостачання залізниць України. № ЦЕ-0009: Затв. Наказ Укрзалізниці 24.12.2004 р., № 1010-ЦЗ. / Мін-во трансп. та зв'язку України. – К., 2005. – 80 с.

REFERENCES

1. *Energetichna strategija Ukrzaliznici na period do 2015 r. i na perspektivu do 2020 r. Zatv. derzhavnoju administraciju zaliznichnogo transportu Ukrainu 26.11.2013 r.* [Energy Strategy Railways for the period up to 2015 and for the future by 2020. Approved by State Administration of Railway Transport of Ukraine 11.26.2013]. Kyiv, 2013. 104 p. (Ukr).
2. Kornienko V.V., Kotelnikov A.V., Domanskyi V.T. *Elektrifikacija zheleznyh dorog. Mirovyje tendencii i perspektivy (Analiticheskij obzor)* [Electrification of railways. Global trends and perspectives (Analytical review)]. Kyiv, Transport of Ukraine Publ., 2004. 196 p. (Rus).
3. Markvard K.G. *Elektrosnabzhenie elektrificirovannyh zheleznyh dorog* [Power supply of electrified railways]. Moscow, Transport Publ., 1982. 528 p. (Rus).
4. Mamoshin R.R. *Povyshenie kachestva energii na tjavovyh podstancijah dorog peremennogo toka* [Improving the quality of energy for traction substations AC roads]. Moscow, Transport Publ., 1973. 224 p. (Rus).
5. Zhelezko Yu.S. *Poteri elektroenergii. Reaktivnaja moshhnost'. Kachestvo elektroenergii* [Loss of electricity. Reactive power. Power quality]. Moscow, ENAS Publ., 2009. 456 p. (Rus).
6. Borodulin B.M., German L.A., Nikolaev G.A. *Kondensatornye ustanovki elektrificirovannyh zheleznyh dorog* [Condenser units for electrified railways]. Moscow, Transport Publ., 1983. 183 p. (Rus).
7. Melnikov N.A. *Proektirovanie elektricheskoy chasti vozdushnyh linij elektropredachi 330 – 500 kV / Pod obshh. red. S.S. Rokotjana. Izd. 2-e, pererab. i dop.* [Design of the electrical part of overhead power lines 330-500 kV]. Moscow, Energy Publ., 1974. 472 p. (Rus).
8. Timofeev D.V. *Rezhimy v elektricheskijh sistemah s tjavovymi nagruzkami* [Modes in electrical systems with traction load]. Moscow, Energy Publ., 1972. 296 p. (Rus).
9. Shidlovskij A.K., Kuznetsov V.G., Nikolaenko V.G. *Optimizacija nesimmetrichnyh rezhimov sistem elektrosnabzhenija* [Optimization of asymmetrical modes of power supply systems]. Kiev, Naukova Dumka Publ., 1987. 174 p. (Rus).
10. Zakarjukin V.P., Krjukov A.V. *Slozhnonesimmetrichnye rezhimy elektricheskijh sistem* [Complex nonsymmetrical modes of electrical systems]. Irkutsk, Irkutsk University Publ., 2005. 273 p. (Rus).

11. Bardushko V.D. *Algoritmy kontrolja i optimizacii parametrov sistemy tjagovogo elektrosnabzhenija* [Algorithms for control and optimization of parameters of traction power supply system]. Irkutsk, IrIIT Publ., 2000. 108 p. (Rus).
12. Vajnshtejn L.M., Melnikov N.A. On the possibility of replacement schemes with mutual induction equivalent without mutual induction. *Elektrichestvo – Electricity*, 1965, no.5. pp. 16-18. (Rus).
13. Bykadorov A.L., Domanskij V.T. Calculation of the power supply system multiple-track plot. *Vestnik VNIIZhT – Vestnik of Railway Research Institute*, 1981, no.5. pp. 17-22. (Rus).
14. Domanskyi I.V. Prospects of development schemes and technical solutions to external power railway traction substations. *Visnyk NTU «KhPI» – Bulletin of NTU «KhPI»*, 2013, no.5(979), pp. 54-65. (Ukr).
15. Domanskyi I.V. Modes of operation of the system of traction power AC using reactive power compensation devices. *Elektrotehnika i elektromekhanika – Electrical engineering & electromechanics*, 2015, no.3, pp. 59-66. (Rus).
16. Mamoshin R.R., Zelvyansky A.Ya. Calculation of traction power supply system in the phase coordinate system. *Vestnik VNIIZhT – Vestnik of Railway Research Institute*, 1986, no.2. pp. 16-18. (Rus).
17. German L.A. Tensor method for calculating the power supply system of railways. *Vestnik VNIIZhT – Vestnik of Railway Research Institute*, 1988. no.2. pp. 23-26. (Rus).
18. Miroshnichenko R.I. *Rezhimy raboty elektrificirovannyh uchastkov* [Operating modes of electrified sections]. Moscow, Transport Publ., 1982. 207 p.
19. German L.A., Goncharenko V.P. Modern longitudinal capacitive compensation scheme in the traction power supply. *Vestnik RGUPS – Bulletin of Rostov State Transport University*, 2013. no.2. pp. 12-17. (Rus).
20. *Pravylyla ulashtuvannia systemy tiahovoho elektropostachannia zaliznyts Ukrainy. № TsE-0009: Zatv. Nakaz Ukrzaliznytsi 24.12.2004 r., № 1010-TsZ. / Min-vo transp. ta zviazku Ukrainy* [Terms ordering system Traction Power railways of Ukraine. Number IS-0009: approved. Order Railways year 24.12.2004., № 1010-CH. Ministry of Transport and Communications of Ukraine]. Kyiv, 2005. 80 p. (Ukr).

Поступила (received) 26.03.2015

Доманский Илья Валерьевич, к.т.н., доц.,
Национальный технический университет
«Харьковский политехнический институт»,
61002, Харьков, ул. Фрунзе, 21,
тел/phone +38 067 9621995, e-mail: dvt_nord@mail.ru

I.V. Domanskyi
National Technical University «Kharkiv Polytechnic Institute»,
21, Frunze Str., Kharkiv, 61002, Ukraine.

Development of methods of calculation of traction power supply systems and energy systems feeding them.

Currently, the cause deterioration of quality rating of electricity on tire traction substations AC can be either how mode of operation of power systems, industrial loads so and the impact of electric traction. The experience of energy surveys show that the loss from flow potential equalization currents in each the third plot between traction substations AC is amount to not less than 250 thousand kW·h per year. To select the optimum power and places location of the device longitudinal capacitive of compensation and decision other tasks it is necessary methodology of systems of calculation that takes into account the complex nature of the mutual influence of the quality of the electricity coming from the energy system of and the transportation process. In the paper proposed three options for calculation algorithms modes work of existing and perspective systems, traction power supply AC jointly with power supply their by energy systems, including the algorithm for calculating networks of different nominal voltages using the transformations; decomposition and synthesis of networks with different voltage levels; the iterations and probabilistic assessment of the impact of power mains. Developed the schemes formalization of graphs and the matrices of portions of the outer and traction power supply and method of selecting parameters and places location of the devices longitudinal capacitive of compensation, which are based on direct methods solving systems of linear algebraic equations with a dense banded and profile-sparse the matrix. Are generalized ways of formation and transformation of graphs of schemes traction power supply and feeding them energy systems and proposed the method of calculation the complex the moment of schemes, which increases the accuracy of calculating of flows power on traction networks to 1-2 % and allows you to select the optimal parameters and places location of the devices longitudinal capacitive of compensation. Analysis of the results of modeling and real modes of traction network shows that the efficiency of use longitudinal capacitive compensation is high on traction substations for which the resistance external electric power supply system of the is greater than 0.5 ohms, and the degree of compensation is within the allowable $K = 0.7$. References 20, figures 4.

Key words: traction power supply systems, energy systems, power, modes of traction, operation of power systems, external electric power supply system, longitudinal capacitive of compensation.