

Учет энергии на подстанциях переменного тока при протекании по контактной сети транзитных токов

В. М. ВАРЕНЦОВ, А. И. БУРЬЯНОВАТЫЙ, М. А. ИВАНОВ

Петербургский государственный университет путей сообщения (ПГУПС), Санкт-Петербург, 190031, Россия

Аннотация. Целью работы является уточнение методики определения расхода электроэнергии тяговых подстанций переменного тока электрических железных дорог на транзит мощности внешнего энергоснабжения. Выявлены условия возникновения существенного транзита по тяговым сетям мощности внешнего электроснабжения. На примере П-образной схемы замещения линий электропередач показано, что наибольшее влияние на транзитные токи по тяговым сетям оказывают межсистемные потоки мощности по линиям электропередач внешнего электроснабжения. Для анализа выделены местная и транзитная составляющие потока мощности и рассмотрен типичный участок электрической сети, содержащий три электрические связи на напряжениях 330, 110 и 27,5 кВ. При этом наиболее существенным фактором, влияющим на транзит по тяговой сети является поперечная составляющая падения напряжения, поскольку ее компенсация в этой сети затруднительна.

Приведены способы оценки транзитного тока тяговой сети. Предложена инженерная методика оценки расхода электроэнергии на транзит программными средствами. Показана необходимость и возможность использования комплекса программ для расчетов систем тягового электроснабжения (КОРТАС) для оценки транзитных токов тяговой сети, обусловленных внешним электроснабжением. Приведены результаты расчетов для двух участков разных железных дорог на основании данных региональных диспетчерских управлений. Рассмотрено влияние районной и тяговой нагрузок на пути прохождения транзитных токов. Полученные соотношения и разработанная методика позволяют выполнить оценку расхода электроэнергии тяговых подстанций на транзит мощности внешнего электроснабжения.

Ключевые слова: падение напряжения; транзитный ток; учет; электроэнергия; тяговая сеть

Введение. Тяговые сети переменного тока через одинарную или двойную трансформацию подключены к линиям 110, 220, 500 кВ, по которым постоянно протекает ток нетяговых потребителей. Токи линий через трансформаторы затекают в тяговые сети. Возможные причины протекания транзитных токов рассмотрены в [1, 2]. Для экономических оценок и расчетов необходимо определить контуры, по которым протекают токи, зависимость этих токов от сопротивлений тяговой и внешней сетей, угол между токами и напряжением, коэффициент мощности и условия протекания транзитного тока по тяговой сети. Это легче всего сделать при отсутствии поездов на межподстанционных зонах.

Показания счетчиков, учитывающих стекание токов в контактную сеть увеличиваются, так как учет энергии происходит даже в тех случаях, когда на межподстанционных зонах отсутствуют электропоезда и по контактной сети протекают только транзитные токи.

Влияние режима энергосистемы на транзитные токи в тяговой сети. Для анализа режимов работы линий напряжением 110 кВ и выше обычно используются П-образные схемы замещения. В этом случае падение напряжения ΔU представлены суммой двух составляющих: продольной $\Delta U'$ и поперечной $\Delta U''$. Продольная составляющая определяет изменение напряжения по величине, а поперечная — по углу. Составляющие падения напряжения, кВ, могут быть определены по формулам [3]

$$\Delta U' = \frac{P_2 R_{\text{л}} + Q_2 X_{\text{л}}}{U_2} - 0,5 U_2 B_{\text{л}} X; \quad (1)$$

$$\Delta U'' = \frac{P_2 X_{\text{л}} - Q_2 R_{\text{л}}}{U_2} + 0,5 U_2 B_{\text{л}} R, \quad (2)$$

где P_2 и Q_2 — активная и реактивная мощность в конце линии, МВт и Мвар; $R_{\text{л}}$ и $X_{\text{л}}$ — продольные активное и индуктивное сопротивление линии, Ом; U_2 — напряжение в конце линии, кВ; $B_{\text{л}}$ — поперечная емкостная проводимость линии, См.

Угол передачи δ между напряжениями в конце и в начале линии

$$\delta = \arctg \left(\frac{\Delta U''}{U_2 + \Delta U'} \right). \quad (3)$$

В сетях напряжением 110 и 220 кВ продольное реактивное сопротивление обычно в два и более раза превышает активное, что обуславливает изменение фазового угла напряжения при передаче активной мощности.

На участках, электрифицированных по системе переменного тока 25 кВ (50 Гц), продольная составляющая падения напряжения $\Delta U'$ может быть компенсирована с помощью переключателя коэффициента трансформации трансформатора под нагрузкой (далее — РПН). Компенсация поперечной составляющей $\Delta U''$ затруднительна, так как требует специальных фазосдвигающих трансформаторов. Ток в тя-

говой сети обусловлен ответвлением части мощности, протекающей по питающей сети (рис. 1).

Мощность, протекающую по сетям внешнего электроснабжения, можно представить в виде наложения потоков местной и транзитной мощности.

Местная составляющая наиболее сильно проявляется вблизи узлов крупной промышленной нагрузки или электростанций. Транзитная составляющая проявляется в тех случаях, когда параллельно железной дороге проходят линии системообразующей сети, работающие на пределе передаваемой мощности.

Для пояснения влияния местных и транзитных потоков мощности рассмотрим схему, представленную на рис. 2, а. Расчет по данной схеме был выполнен с помощью совместной модели системы внешнего и тягового электроснабжения, построенной в среде MATLAB-Simulink [4, 5].

На рис. 2, а представлен типичный участок электрической сети, соединяющей две энергосистемы ЭС1 и ЭС2 по линиям двух классов напряжения: 330 и 110 кВ. От шин 110 кВ подстанций А и Б получает питание местная нагрузка. К линии 110 кВ между подстанциями А и Б подключены две промежуточные тяговые подстанции В и Г. Тяговой является и районная подстанция Б. Рассмотрим работу данной сети в различных режимах. На рис. 2, б представлен режим работы сети только с местной нагрузкой подстанций (ПС) А, Б, В и Г. Генерация местной электростанции равна нулю, переток мощности между ЭС1 и ЭС2 отсутствует. В этом случае распределение мощности определяется только сопротивлением отдельных ветвей сети. Разность углов напряжений на шинах 110 кВ подстанций А, Б, В и Г в этом режиме незначительна и составляет десятые доли градуса.

Влияние местной электростанции, подключенной к шинам 110 кВ подстанции А, иллюстрирует рис. 2, в. Электростанция выдает в сеть активную мощность, равную 100 МВт. Избыток мощности передается в энергосистему ЭС2. Основная часть мощности передается в сеть 330 кВ через автотрансформаторы подстанции А. В линии 110 кВ между подстанциями А и Б появляется транзитная мощность. В результате разность углов напряжений на удаленных друг от друга подстанциях В, Г и Б возрастает до 1–2 град. Аналогичная картина будет и в случае, когда на месте электростанции окажется потребитель сопоставимой мощности.

На рис. 2, г дополнительно присутствует транзит активной мощности 500 МВт из энергосистемы ЭС1 в энергосистему ЭС2. Загрузка сети 330 кВ приводит к значительному увеличению транзита мощности по сети 110 кВ. При этом разность углов напряжений на подстанциях В, Г и Б возрастает до 4,5–5 град.

Мощность, протекающая по сетям внешнего электроснабжения, может иметь как суточные, так и сезонные колебания. Из-за многообразия режимов работы

электрических сетей различных регионов затруднительно назвать какой-либо общий признак межподстанционных зон со значительными транзитными токами.

Наиболее эффективным способом отыскания таких зон является анализ результатов контрольных замеров потокораспределения мощности в линиях внешнего электроснабжения и примыкающей к ним сети. Эта информация может быть получена по соглашению с региональным диспетчерским управлением (РДУ).

Если данных РДУ недостаточно для составления полной картины изменения транзитного тока в течение суток, то дополнительно могут быть использованы результаты контрольных замеров.

Методы расчета транзитных токов. В реальных условиях для расчета транзитного тока в тяговой сети требуется учитывать влияние смежных плеч в трансформаторах тяговых подстанций (ТП), возможное неравенство их коэффициентов трансформации, а также наличие устройств продольной и поперечной компенсации. Кроме того, не всегда смежные ТП связаны друг с другом одной линией электропередачи.

Как показывают исследования, наиболее точно транзитные токи в тяговой сети могут быть учтены при совместном моделировании системы тягового и внешнего электроснабжения, что является трудоемкой процедурой [4–9]. Такой расчет может быть выполнен, например, с помощью программ РАСТ-05К, Fazonord, а также с помощью пакета MATLAB-Simulink. Программа РАСТ-05К позволяет рассчитывать установившиеся нормальные и аварийные режимы систем внешнего и тягового электроснабжения [6, 7]. Программа Fazonord дополнительно позволяет моделировать

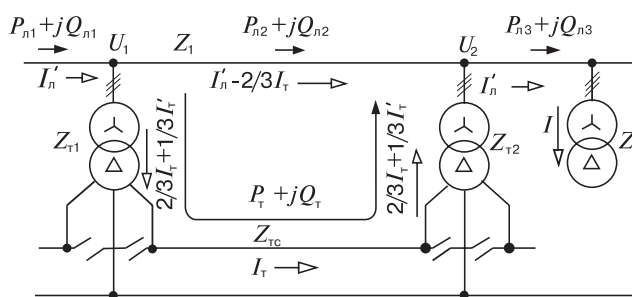


Рис. 1. Схема протекания транзитной мощности по тяговой сети: P_{n1}, P_{n2}, P_{n3} — активные мощности на участках линии питания; Q_{n1}, Q_{n2}, Q_{n3} — реактивные мощности на участках линии питания; P_T, Q_T — активная и реактивная мощности тяговой сети; I'_n, I_T — токи линии питания и тяговой сети; Z_{T1}, Z_{T2} — сопротивления тяговых трансформаторов; I, Z_3 — ток и сопротивление районной нагрузки; $1/3I'_T$ — составляющая транзитного тока, протекающая по двум другим фазам Δ

Fig. 1. The scheme of the transit power through the traction network: P_{n1}, P_{n2}, P_{n3} — active power on the sections of the power line; Q_{n1}, Q_{n2}, Q_{n3} — reactive power in the power line sections; P_T, Q_T — active and reactive power of the traction network; I'_n, I_T — currents of the power line and traction network; Z_{T1}, Z_{T2} — resistance of traction transformers; I, Z_3 — current and resistance of the district load; $1/3I'_T$ — component of the transit current flowing through the other two Δ phases

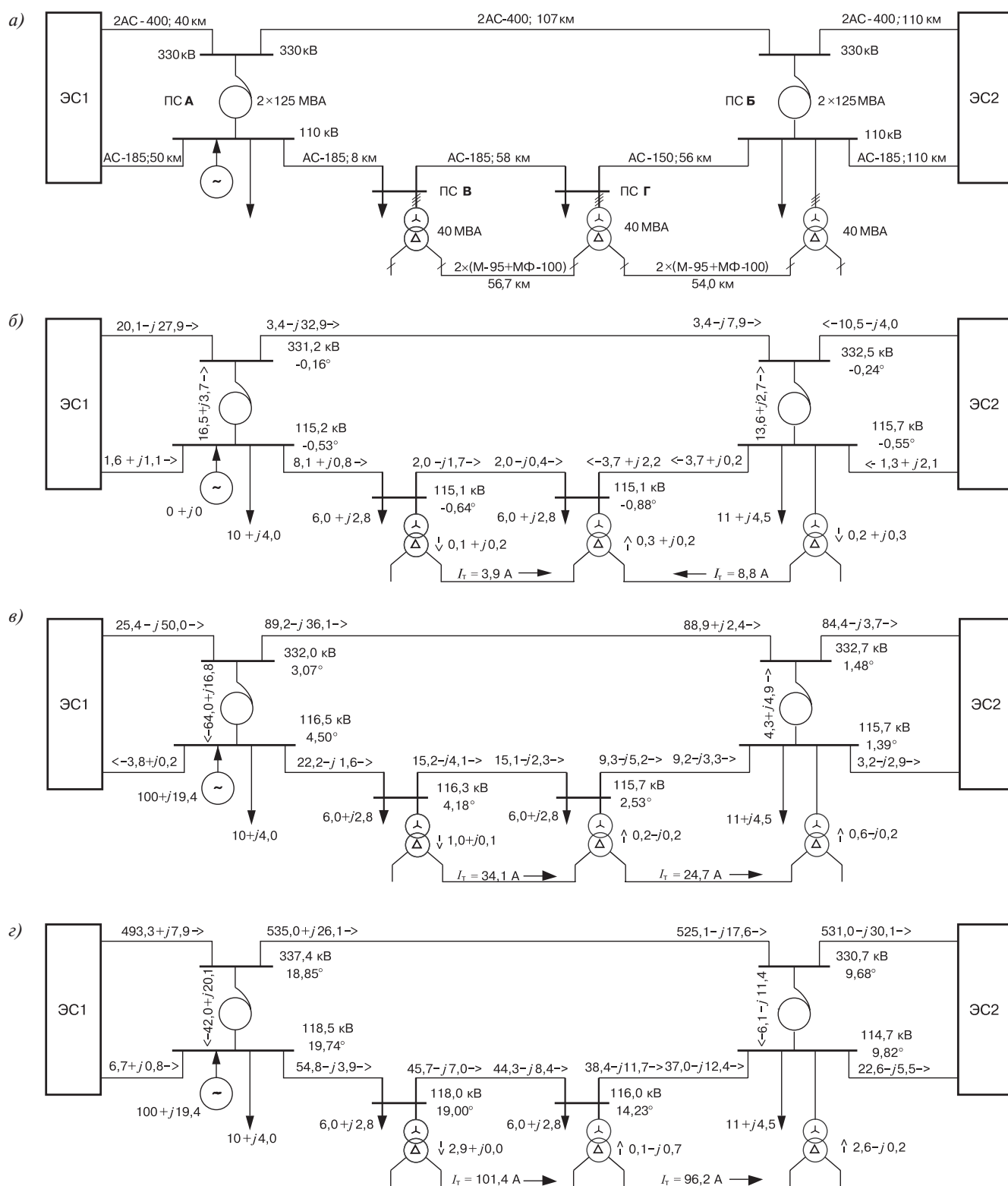


Рис. 2. Схема распределения потоков мощности в сети:

а — параметры сети; б — распределение при отсутствии местной генерации и перетока между энергосистемами; в — распределение при перетоке между энергосистемами 500 МВт; г — ток тяговой сети; цифры над линиями — мощности: активная, МВт, и реактивная, Мвар; цифры у шин подстанций — напряжение, кВ, и угол, эл. град.

Fig. 2. The scheme of power distribution in the network:

а — network parameters; б — distribution in the absence of local generation and flow between power systems; в — distribution with local generation; г — distribution during the flow between power systems 500 MW; I_T — traction network current; figures above the lines — power: active, MW, and reactive, Mvar; the figures for the buses of substations — voltage, kV, and angle, el. deg.

движение поездов по участку. Для этого используется метод равномерного сечения графика движения поездов [8]. MATLAB-Simulink является универсальным исследовательским пакетом. С его помощью можно выполнять как расчеты установившихся режимов [4], так и моделировать движение поездов методом равномерного сечения графика движения [5]. В последнем случае, однако, велики затраты машинного времени. Во всех вышеперечисленных программах совместный расчет систем тягового и внешнего электроснабжения выполняется в фазных координатах.

Расчет транзитных токов с помощью пакета КОРТЭС. Указанные программы, однако, имеют малое распространение и применяются разработчиками преимущественно для решения научных или учебных задач. В то же время в проектной и эксплуатационной работе широко применяется пакет КОРТЭС [10]. Влияние системы внешнего электроснабжения в этом пакете учитывается упрощенно, путем задания мощности трехфазного короткого замыкания на вводе каждой подстанции. В [11] показано, что такой учет может стать причиной появления значительной методической погрешности. Ниже предлагается инженерная методика учета влияния транзитных токов при использовании пакета КОРТЭС с дополнительными измерениями для расчета.

В контрольных замерах приводится суммарная мощность, потребляемая данной подстанцией из сети 110 кВ и выше. Например, для подстанции В из рис. 2, б она будет равна $6,1+j3,0$ МВА, а из рис. 2, в — $7,0+j2,9$ МВА. Таким образом, для действующего участка ответвление части мощности в тяговую сеть будет уже учтено и известна разность напряжений на шинах смежных подстанций. В этом случае с учетом наиболее загруженных фаз тяговых трансформаторов можно вычислить величину транзитного тока

$$I_{\tau} = \frac{\Delta \dot{U}'_{12}}{2/3(\underline{Z}_{\tau 1} + \underline{Z}_{\tau 2}) + \underline{Z}_{\tau c}} = \frac{\Delta \dot{U}'_{12}}{\underline{Z}_2}, \quad (4)$$

где $\Delta \dot{U}'_{12}$ — разность напряжений между узлами подключения ТП, приведенная к стороне 27,5 кВ, В; $\underline{Z}_{\tau 1}$, $\underline{Z}_{\tau 2}$ — сопротивления трансформаторов подстанций, Ом; $\underline{Z}_{\tau c}$ — сопротивления тяговой сети, Ом; $\underline{Z}_2 = 2/3(\underline{Z}_{\tau 1} + \underline{Z}_{\tau 2}) + \underline{Z}_{\tau c}$ — эквивалентное сопротивление сети тягового электроснабжения межподстанционной зоны, Ом.

Полное сопротивление трансформатора $\underline{Z}_{\tau}$, Ом

$$\underline{Z}_{\tau} = 3 \left[\frac{\Delta P_{\text{кз}}}{S_{\text{н}}} + j \sqrt{\left(\frac{u_{\text{к}}}{100} \right)^2 - \left(\frac{\Delta P_{\text{кз}}}{S_{\text{н}}} \right)^2} \right] \frac{U_2^2}{S_{\text{н}}} 10^{-3}, \quad (5)$$

где $\Delta P_{\text{кз}}$ — мощность потерь короткого замыкания в обмотках высшего напряжения (ВН) и 27,5 кВ трансформатора, кВт; $S_{\text{н}}$ — номинальная мощность

матратора, %; $U_2 = 27,5$ кВ. Схемы замещения, соответствующие выражению (4), приведены на рис. 3.

В пакете КОРТЭС для каждой ТП требуется задание приведенных сопротивлений энергосистемы $\underline{Z}'_{c1}$ и $\underline{Z}'_{c2}$ (рассчитываются пакетом через мощность трехфазного КЗ на вводах подстанции) и напряжений холостого хода $\dot{U}'_1$ и $\dot{U}'_2$ (рис. 3, б). Для обеспечения эквивалентности схем а и б рис. 3 предлагается откорректировать значения напряжений холостого хода таким образом, чтобы компенсировать увеличение полного сопротивления цепи транзитного тока. Скорректированное значение разности напряжений $\Delta \dot{U}'_{12\text{кр}}$ может быть определено по выражению

$$\Delta \dot{U}'_{12\text{кр}} = \frac{2/3(\underline{Z}_{\tau 1} + \underline{Z}_{\tau 2} + \underline{Z}'_{c1} + \underline{Z}'_{c2}) + \underline{Z}_{\tau c}}{2/3(\underline{Z}_{\tau 1} + \underline{Z}_{\tau 2}) + \underline{Z}_{\tau c}} \Delta \dot{U}'_{12}. \quad (6)$$

Вышеуказанный расчет позволяет адаптировать схему замещения (рис. 3, б) для устранения методической погрешности в связи с отсутствием связи между подстанциями по сети внешнего электроснабжения.

Сопротивление тяговой сети может быть определено средствами пакета КОРТЭС. Для этого необходимо выполнить расчет короткого замыкания на шинах одной из ТП, ограничивающих рассматриваемую межподстанционную зону. Сопротивление, замеренное на вводе РУ-27,5 кВ второй подстанции, и будет равно сопротивлению тяговой сети межподстанционной зоны.

Приведенное падение напряжений рассчитывается как разность питающих напряжений с учетом фактического коэффициента трансформации на каждой ТП

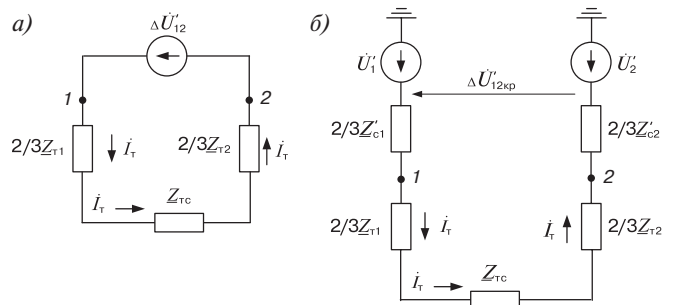


Рис. 3. Схемы замещения для цепи транзитного тока:

а — реальная; б — в пакете КОРТЭС;

1, 2 — узлы сети, к которым подключены тяговые подстанции; $\underline{Z}_{\tau 1}$, $\underline{Z}_{\tau 2}$ — сопротивления тяговых трансформаторов; $\underline{Z}'_{c1}$, $\underline{Z}'_{c2}$ — эквивалентные сопротивления источников питания, приведенные к стороне 27,5 кВ; $\dot{U}'_1$, $\dot{U}'_2$, $\Delta \dot{U}'_{12}$ — напряжения холостого хода эквивалентных источников питания и разность напряжений между узлами подключения тяговых подстанций, приведенные к стороне 27,5 кВ; $\underline{Z}_{\tau c}$, I_{τ} — сопротивление и ток тяговой сети

Fig. 3. Replacement scheme for the transit current circuit:

а — real; б — in the KORTES package;

1, 2 — network units to which traction substations are connected; $\underline{Z}_{\tau 1}$, $\underline{Z}_{\tau 2}$ — resistance of traction transformers; $\underline{Z}'_{c1}$, $\underline{Z}'_{c2}$ — equivalent resistances of the power sources, reduced to the side of 27.5 kV; $\dot{U}'_1$, $\dot{U}'_2$, $\Delta \dot{U}'_{12}$ — idling voltage of equivalent power supplies and voltage difference between the traction sub-stations connected to the 27.5 kV side; $\underline{Z}_{\tau c}$, I_{τ} — resistance and current of traction network

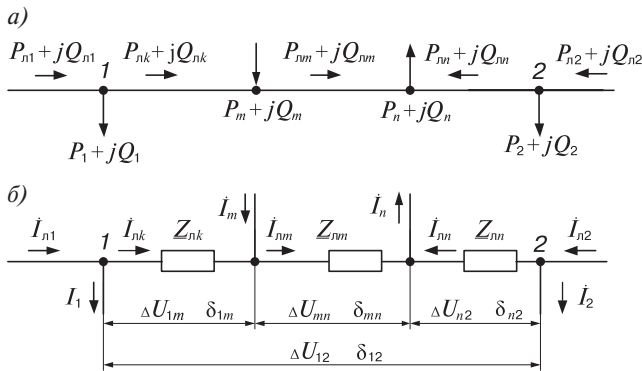


Рис. 4. Расчет падения напряжения между двумя узлами сети:
а — схема сети; б — схема замещения; 1, 2, m, n — узлы сети;
 $P_{n1}, P_{nk}, P_{nm}, P_{nn}, P_{n2}$ — активные мощности между узлами на линиях питания; $Q_{n1}, Q_{nk}, Q_{nm}, Q_{nn}, Q_{n2}$ — реактивные мощности между узлами на линиях питания; P_1, P_m, P_n, P_2 — активные мощности, генерируемые/потребляемые в узлах; Q_1, Q_m, Q_n, Q_2 — реактивные мощности, генерируемые/потребляемые в узлах; $I_{n1}, I_{nk}, I_{nm}, I_{nn}, I_{n2}$ — токи между узлами линий питания; I_1, I_m, I_n, I_2 — токи генерируемые/потребляемые в узлах; $\Delta U_{1m}, \Delta U_{mn}, \Delta U_{n2}, \Delta U_{12}$ — падения напряжения между узлами на линиях питания; $\delta_{1m}, \delta_{mn}, \delta_{n2}, \delta_{12}$ — изменение углов напряжений между узлами на линиях питания

Рис. 4. Calculation of the voltage drop between two units of the network:
а — network circuit; б — replacement circuit; 1, 2, m, n — network units;
 $P_{n1}, P_{nk}, P_{nm}, P_{nn}, P_{n2}$ — active power between units on power lines;
 $Q_{n1}, Q_{nk}, Q_{nm}, Q_{nn}, Q_{n2}$ — reactive power between units on power lines;
 P_1, P_m, P_n, P_2 — active power generated/consumed in the units;
 Q_1, Q_m, Q_n, Q_2 — reactive power generated/consumed in the nodes;
 $I_{n1}, I_{nk}, I_{nm}, I_{nn}, I_{n2}$ — currents between the units of power lines;
 I_1, I_m, I_n, I_2 — currents generated/consumed in the units;
 $\Delta U_{1m}, \Delta U_{mn}, \Delta U_{n2}, \Delta U_{12}$ — voltage drops between units on power lines;
 $\delta_{1m}, \delta_{mn}, \delta_{n2}, \delta_{12}$ — change of voltage angles between units on power lines

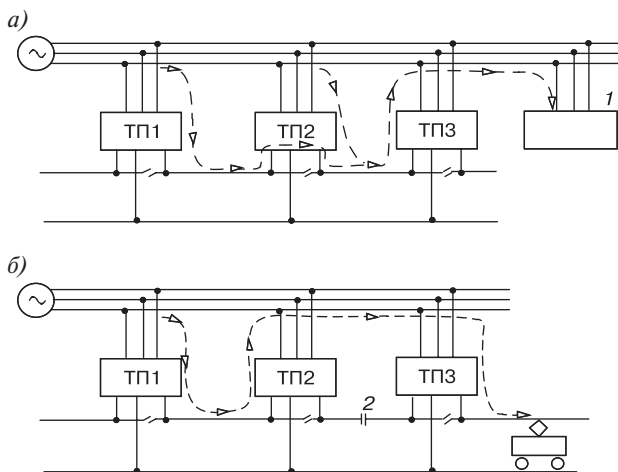


Рис. 5. Возможные пути транзитных токов тяговой сети:
а — при отсутствии тяговой нагрузки; б — при отсутствии районной нагрузки; ТП1, ТП2, ТП3 — тяговые подстанции;
1 — районная нагрузка; 2 — разрыв в контактной сети
Fig. 5. Possible ways of transit currents of the traction network.
а — in the absence of traction; б — in the absence of district load;
ТП1, ТП2, ТП3 — traction substations; 1 — district load;
2 — gap in the contact network

трансформатора, кВА; u_k — напряжение короткого замыкания между обмотками ВН и 27,5 кВ трансфор-

$$\Delta \dot{U}'_{12} = \frac{\dot{U}_1}{k_{r1}} - \frac{\dot{U}_2}{k_{r2}}, \quad (7)$$

где $\dot{U}_1, \dot{U}_2$ — напряжения на стороне ВН смежных ТП 1 и 2, кВ; k_{r1}, k_{r2} — коэффициенты трансформации ТП 1 и 2, определенные по фактическому положению РПН.

В результатах контрольных замеров не всегда приводится угол напряжения в узле. В случае отсутствия углов расчет их разности ведется по формулам (1–3) с алгебраическим суммированием δ отдельных ветвей, расположенных на пути от узла 1 до узла 2, как это показано на рис. 4.

В этом случае формула (6) примет вид

$$\Delta \dot{U}'_{12} = \frac{U_1}{k_{r1}} - \frac{U_2}{k_{r2}} e^{j \sum \delta}, \quad (8)$$

где $\sum \delta$ — алгебраическая сумма углов δ отдельных ветвей на пути от узла 1 до узла 2.

По откорректированным падениям напряжений рассчитываются приведенные напряжения ТП

$$\dot{U}'_N = \dot{U}'_{N-1} + \Delta \dot{U}'_{N-1N_{кр}}.$$

С использованием данной методики, где для расчета транзитных токов в тяговой сети дополнительно учитывают разность напряжений на высокой стороне тяговых подстанций, выполнены расчеты для двух участков Октябрьской и Восточно-Сибирской железных дорог. Результаты расчетов приведены в таблице. Там же указаны данные, полученные из совместного расчета системы внешнего (СВЭ) и тягового электропитания (СТЭ). Наибольшее расхождение результатов обычно наблюдается на первой и последней межподстанционных зонах расчетного участка. Однако во всех случаях при использовании описанной методики расхождение результатов не превышает 10 %.

Расчетная схема замещения для одной межподстанционной зоны (см. рис. 2) может быть представлена сопротивлением Z_1 , которое соответствует участку линии 110–330 кВ, равной длине межподстанционной зоны, и параллельно включенным сопротивлением Z_2 , соответствующим эквивалентному сопротивлению участка контактной сети и двух трансформаторов. Параллельно соединенные сопротивления Z_1 и Z_2 последовательно включены с нагрузкой транзитного потребителя (в нашем случае — районного потребителя), которая моделируется сопротивлением Z_3 . Все сопротивления приводятся к одному напряжению. Тогда транзитный ток, приведенный к напряжению контактной сети, может быть определен по выражению

$$\dot{I}_r = \frac{U_1 Z_1}{Z(Z_1 + Z_2)} = I_{ra} + j I_{rp} = I_r e^{j \varphi_r},$$

где $\varphi_r = \arctg(I_{rp} / I_{ra})$ — угол между током и питающим напряжением, если оно направлено вдоль вещественной оси; $Z = Z_1 Z_2 / (Z_2 + Z_1) + Z_3$ — полное сопротивление цепи.

Результаты расчета уравнивающих токов
Results of calculation of balancing currents

Межподстанционная зона	Транзитный ток, А	
	Расчет в КОРТЭС	Совместный расчет СТЭ и СВЭ
Белое Море — Княжая	15	14,5
Кузема — Кемь	47	43,8
Тайшет-Вост. — Невельская	47	45,0
Невельская — Новочунка	47	47,9

Счетчик электрической энергии ТП будет учитывать транзитный ток, протекающий по контактной сети, с $\cos\varphi_T$.

Коэффициент мощности транзитной энергии, протекающей по тяговой сети, как показали исследования, примерно равен коэффициенту мощности транзитной нагрузки, подключенной к линиям 110–330 кВ. Счетчики подстанции показывают сумму энергии транзита по контактной сети и энергии тяги.

При рассмотрении протекания транзитного тока на нескольких межподстанционных зонах его распределение зависит от наличия поездной и районной нагрузок, предельные случаи показаны на рис. 5. При отсутствии тяговой нагрузки на участке (рис. 5, а) примерно 80 % транзитного тока протекает через первую подстанцию, а через вторую примерно 20 %. Стеkanie транзитного тока в линию происходит в основном на последней подстанции. Чтобы исключить протекание транзитного тока, необходимо устраивать разрывы цепи для транзитных токов на межподстанционных зонах (рис. 5, б). Экспериментально транзитные токи можно определить при отсутствии тяговой нагрузки.

При отсутствии поездов активная мощность транзита, учитываемая счетчиками ТП, равна

$$P = U_{\text{кc}} I_T \cos\varphi_T,$$

где $U_{\text{кc}}$ — напряжение в контактной сети; I_T — ток транзита; $\cos\varphi_T$ — коэффициент мощности транзитной нагрузки.

Среднее значение транзитного тока можно получить по результатам измерения энергии счетчиками электрической энергии в часы, когда тяговая нагрузка отсутствует

$$I_T = \frac{\sqrt{W_p^2 + W_q^2}}{UT},$$

где W_p и W_q — активная и реактивная энергия транзита, передаваемая из контактной сети во внешнюю сеть.

Теоретическая оценка времени протекания транзитного тока по контактной сети без затекания в цепи подвижного состава или при частичном затекании возможна путем статистического анализа графика движения поездов и определения доли времени этих состояний или вероятности появления их $P_{\text{вт}}$ [12, 13].

Расчетное значение транзитной мощности, передаваемой по контактной сети, будет равно произведению транзитного тока I_T на напряжение в контактной сети $U_{\text{кc}}$

$$P_{\text{тр}} = I_T U_{\text{кc}},$$

а транзитная энергия — произведению мощности транзита на время $T = 24$ ч и на вероятность появления транзитного тока.

Выводы. 1. Энергия транзитных токов суммируется счетчиками электрической энергии, установленными на вводах тяговых подстанций и фидерах контактной сети, с энергией тяговой нагрузки.

2. Величина транзитной энергии определяется по приборам учета энергии на тяговой подстанции или по показаниям амперметров на фидерах тяговых подстанций при отсутствии тяговой нагрузки.

3. Транзит электрической энергии, протекающий из контактной сети во внешнюю сеть через понижающие трансформаторы тяговой подстанции необходимо учитывать счетчиками сальдированного учета электрической энергии.

4. Электрический разрыв цепи транзитного тока по контактной сети целесообразен при отсутствии тяговой нагрузки на рассматриваемой зоне.

5. Изменение напряжения на подстанциях не всегда приведет к положительному результату — уменьшению транзитного тока, так как он может возрасти на соседних межподстанционных зонах.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Энергосбережение на железнодорожном транспорте: справочно-методическое издание / под ред. В. А. Гапановича. М.: Интех-энерго-Издат; Теплоэнергетик, 2014. 304 с.
2. Повышение эффективности сопряжения систем тягового и внешнего электроснабжения / В. Т. Черемисин [и др.] // Наука и транспорт. 2006. Спецвыпуск. С. 18–21.
3. Идельчик В. И. Электрические системы и сети: учеб. для вузов. М.: Энергоатомиздат, 1989. 592 с.
4. Бурьяноватый А. И., Иванов М. А., Шаговик А. Е. Использование пакета MATLAB-Simulink для расчета режимов электрических сетей // Электрификация и развитие инфраструктуры энергообеспечения тяги поездов на железнодорожном транспорте: материалы VI Международного симпозиума «Элтранс-2011». СПб.: ПГУПС, 2013. С. 130–140.
5. Бурьяноватый А. И., Иванов М. А. Визуализация результатов расчетов системы тягового электроснабжения // Электрификация и организация скоростных и тяжеловесных коридоров на железнодорожном транспорте: материалы IV Международного симпозиума «Элтранс-2007». СПб.: ПГУПС, 2009. С. 97–101.
6. Герман Л. А., Кирушко К. В. Сравнение методов расчета системы тягового электроснабжения при разных способах учета параметров внешней сети // Вестник ВНИИЖТ. 2013. № 1. С. 16–21.
7. Герман Л. А., Попов Д. В., Кузнецов А. С. Продольная ёмкостная компенсация снижает уравнивающие токи // Локомотив. 2007. № 4. С. 45–46.
8. Закарюкин В. П., Крюков А. В. Сложнонесимметричные режимы электрических систем. Иркутск: Изд-во Иркутского ун-та, 2005. 273 с.

9. Kulworawanichpong T. Optimising AC electric railway power flows with power electronic control. PhD Thesis. The University of Birmingham, UK, 2003. 186 p.

10. Расчет пропускной способности электрифицированных железных дорог. Программа на ЭВМ: св-во о гос. регистрации в Роспатент № 2008615261 от 31.10.2008 / В. Е. Марский; правообладатель: ОАО «РЖД».

11. Герман Л.А., Кишкурно К.В., Субханвердиев К.С. Оценка погрешности расчета токов короткого замыкания в тяговой сети переменного тока. Электроника и электрооборудование транспорта. 2017. № 1. С. 5–10.

12. Бурьяноватый А.И., Варенцов В.М. Вероятности появления максимальных токов фидеров // Вестник ВНИИЖТ. 2014. № 1. С. 30–34.

13. Biesenak G., Hofmann S. Energiversorgung elektrischer Bahnen. Wiesbaden: Teubner Verlag, 2006. 729 p.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

ВАРЕНЦОВ Валерий Михайлович, канд. техн. наук, доцент кафедры «Электроснабжение железных дорог», ПГУПС

БУРЬЯНОВАТЫЙ Аркадий Иванович, доцент кафедры «Электроснабжение железных дорог», ПГУПС

ИВАНОВ Михаил Александрович, старший преподаватель кафедры «Электроснабжение железных дорог», ПГУПС

Статья поступила в редакцию 18.04.2017 г., актуализирована 18.08.2017 г., принята к публикации 04.09.2017 г.

Energy accounting in AC substations in case of transit currents flowing through the contact network

V. M. VARENTSOV, A. I. BUR'YANOVATYY, M. A. IVANOV

Petersburg State Transport University (PGUPS), St. Petersburg, 190031, Russia

Abstract. The purpose of the work is to clarify the methodology for determining the electric power consumption of traction substations of AC electric power for the transit of external power supply. The conditions for the emergence of significant transit through traction networks of external power supply are revealed.

Using the example of the U-shaped scheme for the replacement of power transmission lines, it is shown that the inter-system power fluxes along the electric power transmission lines of the external power supply exert the greatest influence on the transit currents along the traction networks. For analysis, the local and transit components of the power flow are identified and a typical section of the electrical network is considered, containing three electrical connections at voltages of 330, 110 and 27.5 kV. In this case, the most significant factor affecting transit through the traction network is the transverse component of voltage drop, since its compensation in this network is difficult.

Methods for estimating the transit current of a traction network are given. An engineering technique for estimating the electric power consumption for transit by software is proposed. Authors show the necessity and possibility of using the KORTES package for estimating transit currents of the traction network caused by external power supply.

The results of calculations for two sections of different railways based on the data of the Regional Dispatch Office are presented. The influence of regional and traction loads on the path of transit currents is considered.

Obtained relationships and developed methodology allow estimating the electric power consumption of traction substations for the transit of the power of external power supply.

Keywords: voltage drop; transit current; accounting; electricity; traction network

DOI: <http://dx.doi.org/10.21780/2223-9731-2017-76-5-294-300>

REFERENCES

- Gapanovich V.A. *Energy saving in railway transport*. Reference and methodical edition. Moscow, Intekhenenergo-Izdat Publ., Teploenergetik Publ., 2014, 304 p.
- Cheremisin V.T., Kondrat'ev Yu.V., Kvashchuk V.A., Kashtanov A.L. *Improving the efficiency of interfacing traction and external power supply systems*. Nauka i transport, 2006, special edition, pp. 18–21.
- Idel'chik V.I. *Electrical systems and networks*. A textbook for high schools. Moscow, Energoatomizdat Publ., 1989, 592 p.
- Bur'yanovatyy A.I., Ivanov M.A., Shagovik A.E. *Using the MATLAB-Simulink package for calculating the modes of electrical networks*. Electrification and organization of high-speed and heavy-duty

corridors in railway transport. Proc. of the VI International Symposium "Eltrans-2011". St. Petersburg, PGUPS Publ., 2013, pp. 130–140.

5. Bur'yanovatyy A.I., Ivanov M.A. *Visualization of the results of calculations of traction power supply system*. Electrification and organization of high-speed and heavy-duty corridors in railway transport. Proc. of the IV International Symposium "Eltrans-2007". St. Petersburg, PGUPS Publ., 2009, pp. 97–101.

6. German L.A., Kirushko K.V. *Comparison of methods for calculating traction power supply system for different ways of accounting for external network parameters*. Vestnik VNIIZhT [Vestnik of the Railway Research Institute], 2013, no. 1, pp. 16–21.

7. German L.A., Popov D.V., Kuznetsov A.S. *Longitudinal capacitive compensation reduces equalizing currents*. Lokomotiv [Locomotive], 2007, no. 4, pp. 45–46.

8. Zakaryukin V.P., Kryukov A.V. *Difficult asymmetric modes of electrical systems*. Irkutsk, Irkutsk University Publishing, 2005, 273 p.

9. Kulworawanichpong T. *Optimizing AC electric railway power flows with power electronic control*. PhD Thesis. The University of Birmingham, UK, 2003, 186 p.

10. Mar'skiy V.E. *Calculation of the throughput of electrified railways*. Computer program: certificate of state registration in Rospatent no. 2008615261 dated October 31, 2008, Moscow (in Russ.).

11. German L.A., Kishkurno K.V., Subkhanverdiev K.S. *Estimation of the error of calculation of short-circuit currents in an AC traction network*. Elektronika i elektrooborudovaniye transporta, 2017, no. 1, pp. 5–10.

12. Bur'yanovatyy A.I., Varentsov V.M. *Probabilities of the occurrence of maximum feeder currents*. Vestnik VNIIZhT [Vestnik of the Railway Research Institute], 2014, no. 1, pp. 30–34.

13. Biesenak G., Hofmann S. *Energiversorgung elektrischer Bahnen*. Wiesbaden, Teubner Verlag, 2006. 729 p.

ABOUT THE AUTHORS

Valeriy M. VARENTSOV, Cand. Sci. (Eng.), Associate Professor of the Department "Electricity supply of railways", PGUPS

Arkady I. BUR'YANOVATYY, Associate Professor of the Department "Electricity supply of railways", PGUPS

Mikhail A. IVANOV, Senior Lecturer of the Department "Electricity supply of railways", PGUPS

Received 18.04.2017

Revised 08.08.2017

Accepted 04.09.2017

■ E-mail: elsnabgd@mail.ru (V.M. Varentsov)