

ЭЛЕКТРОТЕХНИКА И ЭЛЕКТРОЭНЕРGETИКА

УДК 621.3

Е.И. Татаров

РЕЖИМЫ РАБОТЫ ТРАНСФОРМАТОРОВ ТЯГОВЫХ ЭЛЕКТРОПОДСТАНЦИЙ ЖЕЛЕЗНЫХ ДОРОГ

Нижегородский государственный технический университет им. Р.Е.Алексеева

Рассмотрено влияние особенностей режимов работы главных понизительных трансформаторов тяговых подстанций переменного тока на характеристики, определяющие эффективность работы подстанций.

Ключевые слова: электрическая тяга, разрешенная мощность, загрузка трансформатора, нагрузочные потери, норматив потерь.

В рамках реформы электроэнергетики РФ продолжается работа по совершенствованию правовой базы, во многом определяющей эффективность отрасли не только на данный момент, но и в будущем. При этом можно выделить два направления, которые требуют более детального анализа инженерных методов подхода применительно к особенностям систем электроснабжения переменного тока электрифицированных железных дорог.

Поправки, принятые к закону о правилах недискриминационного присоединения электроустановок потребителей [1] в апреле 2009 г., создали предпосылки к наведению порядка в системе определения разрешенной к использованию мощности. В частности, прописан механизм установления этой величины в случае утраты технических условий на присоединение к сетям электросетевой организации (ЭСО) и для владельцев избыточных значений разрешенной мощности разрешена их продажа частным предпринимателям. В перспективе этот шаг законодателя позволит повысить степень использования уже существующих электрических сетей.

В конце 2008 г. принята вторая редакция Инструкции по организации расчета и обоснования нормативов технологических потерь [2]. Этот документ совершенствует принятые в РФ нормы тарифообразования на услуги транспорта электрической энергии, описывая порядок расчета нормативов потерь электрической энергии (НТПЭ) при ее транспорте, затраты на компенсацию которых составляют второе слагаемое транспортного тарифа. Весьма важной составляющей этих потерь являются потери, связанные с нагревом обмоток силовых трансформаторов понижающих подстанций.

В рамках рассмотренных направлений возникают две конкретные инженерные задачи: определение допустимой присоединяемой нагрузки к трансформаторам электрифицированных железных дорог и расчет нагрузочных потерь в обмотках этих трансформаторов с учетом особенностей режимов электропотребления тяговых нагрузок.

По данным ОАО РЖД суммарная протяженность электрифицированных путей составляет около 40 000 км. При этом до 73% всех грузовых перевозок в России осуществляются по электрифицированным участкам. При высокой степени унификации схемных решений по тяговым понизительным подстанциям (ТПС) и среднем расстоянии между ними около 50 км понятно значение рассматриваемых вопросов.

Основные особенности эксплуатационных характеристик трансформаторов тяговых подстанций определяются особенностями режима транспорта электроэнергии потребителям электрифицированной железной дороги, представляющими собой значительные однофазные нагрузки, получающие питание от трехфазной сети.

Отсутствие в массовой практике эксплуатации информации о реальном распределении токов по фазам трансформаторов с тяговой нагрузкой не позволяет применить для анализа режимов классический метод симметричных составляющих.

Целью данного исследования является определение реальной пропускной способности трехфазного силового трансформатора в условиях питания несимметричных (тяговых) нагрузок от обмоток среднего напряжения.

Критерием допустимости нагрузки отдельной наиболее загруженной фазы при несимметричном режиме нагрузки является не превышение ее значений величины номинальной фазной мощности обмоток (при симметричной подключенной к трансформатору нагрузке – одна треть от номинала). При этом для маслонаполненных трансформаторов с системами охлаждения М и Д первый критерий допустимости режима – не превышение температурой наиболее нагретых частей трансформатора значения $+140^{\circ}\text{C}$ – будет выполняться, а второй – температура верхних слоев масла не выше $+95^{\circ}\text{C}$ – будет выполняться гарантированно за счет существенной недогрузки обмотки одной из трех фаз.

Особенность анализа заключается в необходимости оценить допустимые уровни передаваемой мощности через обмотки отдельных фаз в условиях, когда эксплуатирующий персонал располагает лишь интегральными значениями параметров режима (P, Q), получаемых с приборов объективного контроля.

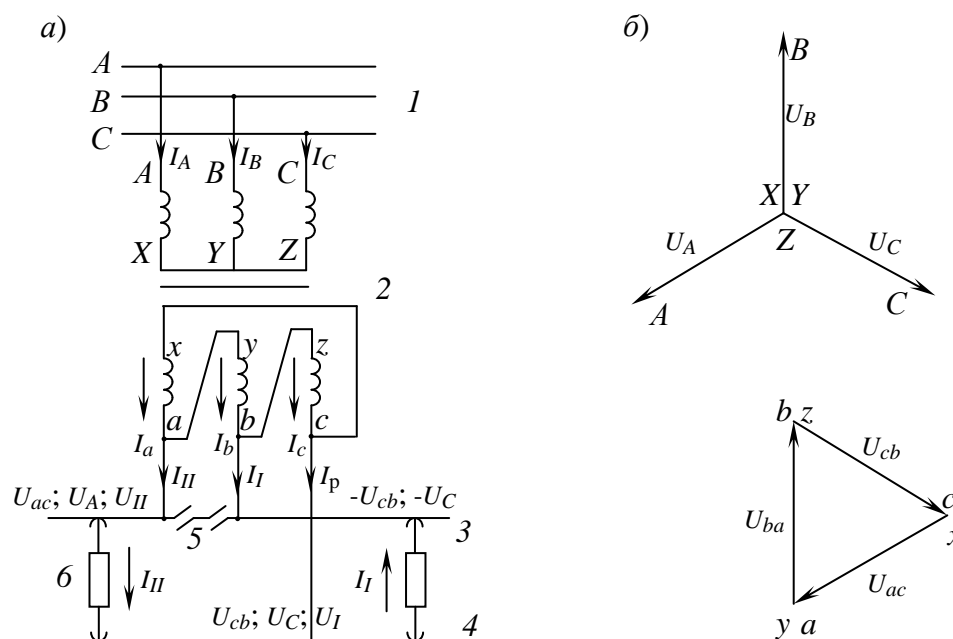


Рис. 1. Схема питания тяговой сети однофазного тока с помощью трехфазного трансформатора, соединенного по схеме Y/Δ-11 (а); векторная диаграмма напряжений первичной и вторичной обмоток (б):

1 – трехфазная линия передачи; 2 – трехфазный трансформатор; 3 – контактная сеть; 4 – рельсы; 5 – нейтральная вставка; 6 – электровоз

Однолинейной исполнительной схеме ГПС соответствует схема питания тяговой сети однофазного тока с помощью трехфазного трансформатора (рис. 1). Данная схема (рис. 1, а) позволяет ввести набор обозначений, используемых при анализе режимов работы трансформаторов с тяговой нагрузкой [3]. Векторные диаграммы напряжений первичной (110 кВ) и

вторичной (27,5 кВ) обмоток, в привязке к началам и окончаниям фазных обмоток (рис. 1, б) соответствуют группе соединений Y - o/Δ и общепринятой системе обозначений при направлении отсчета углов против часовой стрелки. О величинах, имеющих индексы в виде римских цифр I, II и III, будет сказано далее.

С учетом введенных обозначений напряжения в тяговой сети между контактным проводом и рельсами U_{ac} (слева на рис. 1, а) и между рельсами и контактным проводом U_{cb} (на рис. 1, а - справа) совпадают по фазе с напряжениями первичной стороны соответственно U_A и U_C (рис. 1, б). Данная схема является трехфазно-двухфазной. В общем случае при этой схеме трехфазная система нагружается неравномерно.

Обратим внимание на то, что напряжение в фидерных зонах совпадает по фазе с фазными напряжениями двух фаз трехфазной системы, в данном случае U_C (справа на рис. 1) и U_A (слева). Эти фазы условно называют рабочими, а третью фазу B - нерабочей. Эту нерабочую фазу B обозначим цифрой III и тогда соответственно ходу вращения векторов фазу C - цифрой I и фазу A цифрой II.

В теории электрических машин доказывается, что для схемы Y/Δ , т.е. для схемы, где отсутствуют токи нулевой последовательности, каждую фазу трансформатора и при несимметричной нагрузке можно рассматривать независимо одна от другой, т.е. как однофазный трансформатор. При этом в замкнутом контуре треугольника не может возникнуть однофазный ток нулевой последовательности, и распределение нагрузок на вторичной стороне между фазами трансформатора определяется только соотношением сопротивлений обмоток. Напряжение левой фидерной зоны (с током I_{II}) $U_{II} = U_{ac}$.

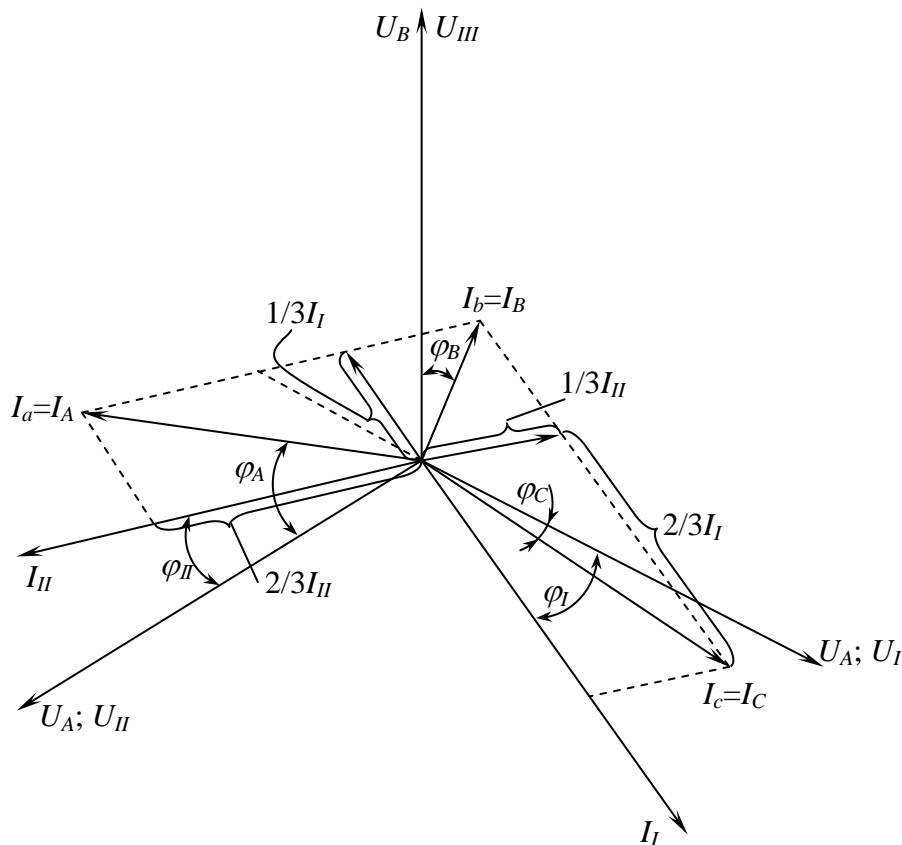


Рис. 2. Векторная диаграмма для определения токов фаз трехфазного трансформатора

Это напряжение генерируется как бы в двух параллельно соединенных источниках электрической энергии вторичной цепи (рис. 1, а); первым является обмотка ax , а вторым -

последовательно соединенные обмотки by и cz (где оно получается в результате геометрического сложения напряжений двух обмоток by и cz). Но сопротивление обмотки ax в два раза меньше сопротивления двух других обмоток, соединенных последовательно. Поэтому ток I_{II} разделяется между этими генерирующими напряжением U_{ac} обмотками в отношении 2:1. Аналогичным образом делится и ток I_I . Соответствующая этому подходу векторная диаграмма токов и напряжений в общем виде приведена рис. 2.

Значения токов в фазовых обмотках трансформатора можно получить из уравнений Кирхгофа. Если в рассматриваемый момент времени справа от подстанции нагрузка I_I и слева I_{II} (рис. 1, a), то можно написать:

$$-I_I = I_b - I_c; \quad I_{II} = I_a - I_b; \quad I_p = I_c - I_a. \quad (1)$$

Кроме того, известно, что

$$I_a + I_b + I_c = 0. \quad (2)$$

Решив эти уравнения относительно I_a , I_b и I_c , получим

$$I_c = \frac{2}{3}I_I - \frac{1}{3}I_{II}; \quad I_a = \frac{2}{3}I_{II} - \frac{1}{3}I_I; \quad I_b = -\frac{2}{3}I_I - \frac{1}{3}I_{II}. \quad (3)$$

Полученные выражения позволяют построить адаптированную к конкретным условиям векторную диаграмму токов в фидерных зонах при условии, что нам будут известны фазовые углы между токами и напряжениями в фидерных зонах. Информационное обеспечение задачи не позволяет в условиях эксплуатации учесть некоторое отличие углов φ между токами и напряжениями левой и правой фидерной зоны, в силу чего принимаем допущение о равенстве этих углов. На основании обработки значений коэффициентов мощности и расчета соответствующих им фазовых углов на недельных интервалах, включающих характерные зимние сезонные сутки 17.12.2008 г. (с 15 по 21 декабря 2008 г.) и характерные летние сезонные сутки 17.06.2009 г. (с 15 по 21 июня 2009 г.) установлено, что среднечасовые значения коэффициентов мощности меняются в диапазоне от 0,486 до 1,360 зимой и от 0,277 до 9,850 летом, однако средние недельные их значения одинаковы для обоих сезонов и соответствуют фазовому углу между током и напряжением около 39° (при построении диаграммы значение угла удобнее округлить до 40°). Пренебрегаем незначительными потерями в обмотках трансформатора и на этом основании считаем, что данные приборного учета на стороне 27,5 кВ характеризуют режим непосредственно нагрузки, под которой в данной задаче понимаем и собственно подвижный состав, и контактную сеть. Внешний вид такой векторной диаграммы показан на рис. 3. Диаграмма строится в прямоугольной системе координат: ось абсцисс соответствует действительным числам, ось ординат – мнимым. Наносим симметричную трехфазную систему первичных напряжений, совмещая с осью мнимых чисел напряжение "нерабочей" фазы \underline{U}_B . Учитывая допущение о равенстве средних нагрузок фидерных зон и постоянство среднегодового значения фазовых углов, строим вектора токов фидерных зон \underline{I}_I и \underline{I}_{II} . При этом, поскольку нас интересует относительное распределение мощностей по фазам обмоток, величина модулей этих векторов может быть показана на диаграмме произвольно (рис. 3).

Используя адаптированную диаграмму токов фидерных зон в прямоугольной системе координат можно получить аналитические выражения для описания комплексного (векторного) характера этих величин:

$$\underline{I}_I = I_I \cos 70^\circ - j I_I \sin 70^\circ; \quad \underline{I}_{II} = -I_{II} \cos 10^\circ + j I_{II} \sin 10^\circ. \quad (4)$$

Подставляя полученные выражения в формулы (3) и считая, что $|\underline{I}_I| = |\underline{I}_{II}| = I$, получим выражения для расчета токов работающих и неработающей фаз тяговой обмотки:

- "рабочая опережающая" фаза C:

$$\begin{aligned} \underline{I}_C &= \frac{2}{3}\underline{I}_I - \frac{1}{3}\underline{I}_{II} = \\ &= \frac{2}{3}(I_I \cos 70^\circ - jI_I \sin 70^\circ) - \frac{1}{3}(-I_{II} \cos 10^\circ + jI_{II} \sin 10^\circ) = . \\ &= \frac{I}{3} \left[(2\cos 70^\circ + \cos 10^\circ) - j(\sin 70^\circ + \sin 10^\circ) \right]; \end{aligned} \quad (5)$$

- "рабочая отстающая" фаза A:

$$\begin{aligned} \underline{I}_A &= \frac{2}{3}\underline{I}_{II} - \frac{1}{3}\underline{I}_I = \\ &= \frac{2}{3}(-I_{II} \cos 10^\circ + jI_{II} \sin 10^\circ) - \frac{1}{3}(I_I \cos 70^\circ - jI_I \sin 70^\circ) = . \\ &= \frac{I}{3} \left[(-2\cos 10^\circ - \cos 70^\circ) + j(\sin 10^\circ + \sin 70^\circ) \right]; \end{aligned} \quad (6)$$

- "нерабочая" фаза B:

$$\underline{I}_B = -(\underline{I}_A + \underline{I}_C). \quad (7)$$

Полученные уравнения (4 – 7) соответствуют векторной диаграмме (рис. 2), где показаны углы сдвига фаз $\varphi_A, \varphi_B, \varphi_C$ между напряжениями U_A, U_B, U_C и токами I_A, I_B и I_C соответственно.

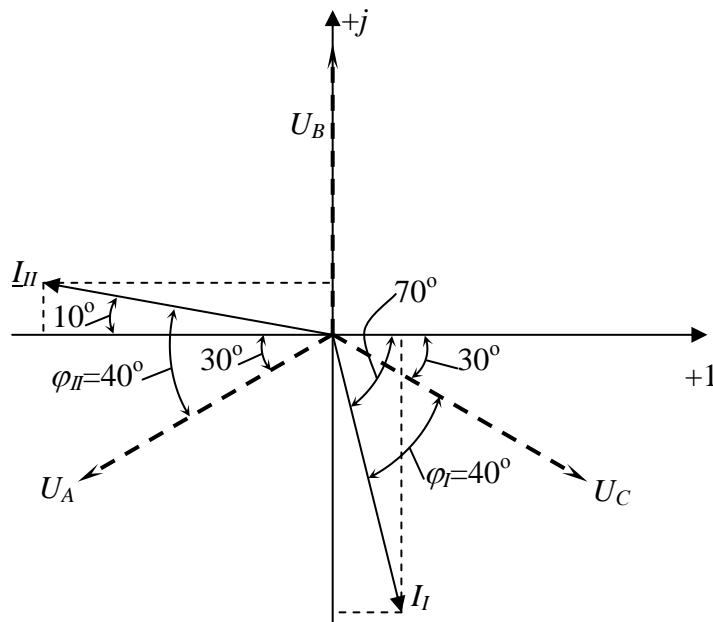


Рис. 3. Адаптированная векторная диаграмма токов фидерных участков ТПС

Выражения (5)–(7) позволяют определить, в каких пропорциях будут распределяться токовые нагрузки тяговой обмотки трансформатора по фазам при равных значениях токов правого и левого фидерного плеча. При действующем значении тока тяговой нагрузки 100 единиц значения фазовых токов составляют:

$$\begin{aligned} \underline{I}_A &= -77,055 + j42,900 ; \quad I_A = 88,192 ; \\ \underline{I}_B &= 21,426 + j25,535 ; \quad I_B = 33,333 ; \\ \underline{I}_C &= 55,628 - j68,434 ; \quad I_C = 88,192 . \end{aligned}$$

Относительные значения фазовых токов относительно тока в фидерном плече составляют по фазам: $I_a\% = 42\%$; $I_b\% = 16\%$; $I_c\% = 42\%$. При допущении симметрии напряжений тяговой обмотки в таких же пропорциях будут распределяться и фазные мощности.

На унифицированных ТПС, как правило, установлены два трехфазных трехобмоточных специальных трансформатора, основные технические характеристики которых приведены (табл. 1).

Таблица 1

Паспортные данные силовых трансформаторов ТПС

Наименование параметра	Ед.изм.	Т-1	Т-2
Тип		ТДТНГЭ-31 500/110	ТДТНГЭ-31 500/110
Группа соединений обмоток		Y-о/Δ/Δ	Y-о/Δ/Δ
Номинальные напряжения:			
ВН	кВ	110	110
СН	кВ	27,5	27,5
НН	кВ	6,6	6,6
Номинальная мощность обмоток:			
ВН	кВ·А	31 500	31 500
СН	кВ·А	31 500	31 500
НН	кВ·А	18 000	18 000
Номинальные токи:			
ВН	А	165,5	165,5
СН	А	662	662
НН	А	1 591	1 591
Мощность потерь х.х.	кВт	108	87,3
Ток х.х.	%	3,7	1,6
Мощность потерь к.з.:			
$\Delta P_{к(в-н)}$	кВт	288,88	293,3
$\Delta P_{к(в-с)}$	кВт	204,767	267,3
$\Delta P_{к(с-н)}$	кВт	310,6	235,3

С учетом изложенного можно отметить:

- общая номинальная мощность тяговой обмотки составляет 31,5 МВ·А;
- номинальная мощность на одну фазу - 10,5 МВ·А;
- номинальное напряжение тяговой обмотки - 27,5 кВ;
- номинальный ток тяговой обмотки на фазу - 0,662 кА.

С учетом несимметрии нагрузки нагрузки номинальные токи по фазам, кА:

$$I_a = 0,662;$$

$$I_b = 0,662 \frac{16\%}{42\%} = 0,250;$$

$$I_c = 0,662.$$

Предельные полные фазные мощности по отдельным обмоткам, МВ·А:

$$S_a = 10,5;$$

$$S_b = 4,0;$$

$$S_c = 10,5.$$

Общая полная разрешенная мощность тяговой обмотки при $S_{ном,27,5} = 31,5$ МВ·А таким образом составит всего:

$$S_{пред,27,5} = 25 \text{ МВ·А.}$$

Для окончательного ответа на вопрос о реальной пропускной способности тягового трансформатора на ТПС произведены расчеты пропускной способности отдельных обмоток силового трансформатора с техническими характеристиками (табл. 1). Результаты расчетов представлены в табл. 2.

Расчет выполнен в соответствии с алгоритмом.

Задаемся значениями коэффициента загрузки тяговой обмотки:

$$k_{з27,5} = S_{27,5} / S_{пред,27,5}, \quad (8)$$

в диапазоне от 0 до 1 с шагом 0,1.

Рассчитываем значение $S_{27,5}$ по преобразованной формуле (8) и распределяем передаваемые мощности тяговой нагрузки по фазам в соответствии со схемой подключения трансформатора к контактной сети и полученными соотношениями фазового распределения мощности.

Определяется суммарная допустимая мощность симметричной не тяговой нагрузки 6 кВ, передача которой не вызовет перегрева ни трансформатора, ни отдельных его узлов по выражению,

$$\text{если } (3S_{раб.ф.27,5} + S_{ном.6}) < S_{ном}, \quad S_{пред.6} = 18; \quad (9)$$

$$\text{иначе } S_{пред.6} = S_{ном} - 3S_{раб.ф.27,5},$$

и полученное значение распределяется по фазовым обмоткам 6 кВ трансформатора.

Определяется загрузка отдельных одноименных фаз обмотки высокого напряжения и их суммированием – общая допустимая загрузка трансформатора при заданной величине тяговой нагрузки.

Для удобства применения методики оценки допустимости режима трансформатора построена соответствующая номограмма (рис. 4).

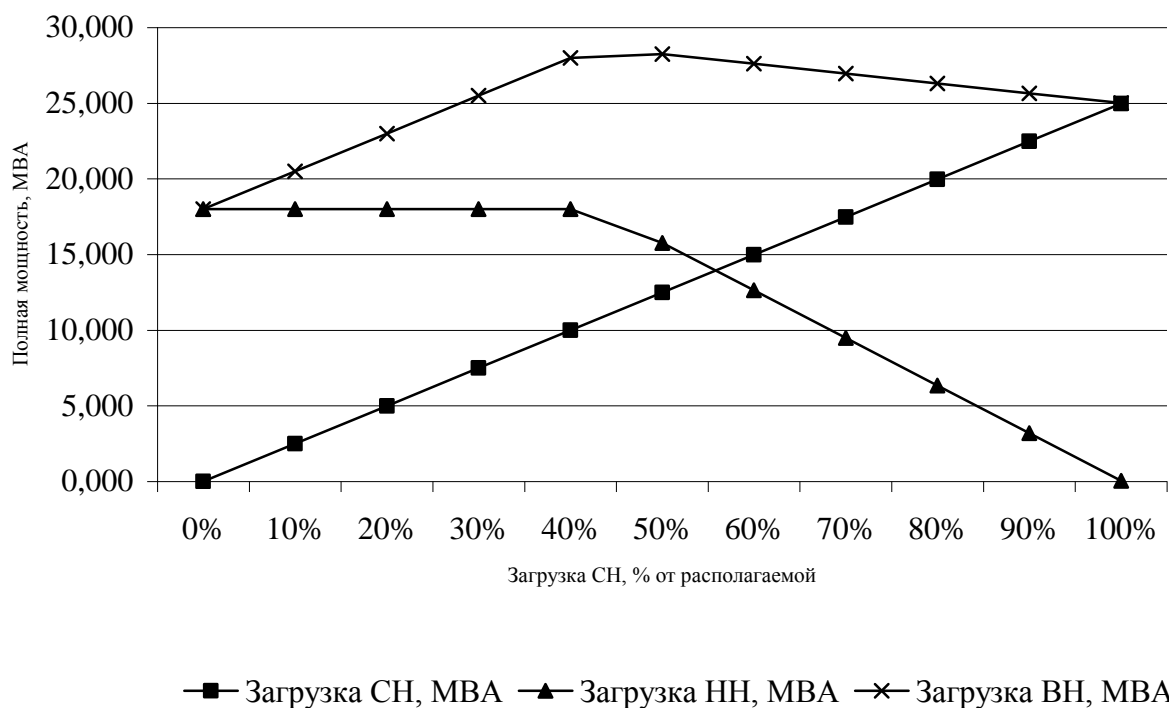


Рис. 4. Оценка располагаемой мощности тягового трансформатора типа ТДТНГЭ-31500/110

Таблица 2

Зависимость предельной допустимой загрузки тягового трансформатора от величины общей мощности тяги

$k_{327,5}^1$	Мощность тяговой обмотки 27,5 кВ, МВ·А				Разрешенная мощность, МВ·А							
					не тяговой обмотки 6 кВ				трансформатора			
	$S_{27,5}$	а	в	с	Итого НН	а	в	с	а	в	с	Итого ВН
0	0,000	0,000	0,000	0,000	18,000	6,000	6,000	6,000	6,000	6,000	6,000	18,000
0,1	2,497	1,049	0,399	1,049	18,000	6,000	6,000	6,000	7,049	6,399	7,049	20,497
0,2	4,994	2,097	0,799	2,097	18,000	6,000	6,000	6,000	8,097	6,799	8,097	22,994
0,3	7,491	3,146	1,198	3,146	18,000	6,000	6,000	6,000	9,146	7,198	9,146	25,491
0,4	9,987	4,195	1,598	4,195	18,000	6,000	6,000	6,000	10,195	7,598	10,195	27,987
0,5	12,484	5,243	1,997	5,243	15,770	5,257	5,257	5,257	10,500	7,254	10,500	28,254
0,6	14,981	6,292	2,397	6,292	12,624	4,208	4,208	4,208	10,500	6,605	10,500	27,605
0,7	17,478	7,341	2,796	7,341	9,478	3,159	3,159	3,159	10,500	5,956	10,500	26,956
0,8	19,975	8,389	3,196	8,389	6,332	2,111	2,111	2,111	10,500	5,307	10,500	26,307
0,9	22,472	9,438	3,595	9,438	3,186	1,062	1,062	1,062	10,500	4,657	10,500	25,657
1	24,969	10,487	3,995	10,487	0,040	0,013	0,013	0,013	10,500	4,008	10,500	25,008

Примечание:

1. $k_{327,5} = S_{27,5} / S_{\text{пред},27,5}$. Для трансформатора ТДТНГЭ – 31 500/110 $S_{\text{пред},27,5} = 25$ МВ·А

В настоящее время [2] предлагает рассчитывать нагрузочные потери в обмотках трехфазных трехобмоточных трансформаторов с использованием активных сопротивлений ветвей схемы замещения трансформаторов - трехлучевой звезды. При этом в качестве важнейшего используется допущение о симметричности нагрузок фаз трансформатора, что справедливо для большинства понижающих трансформаторов, но не для тяговых, имеющих комбинированную нагрузку.

Анализ влияния несимметричной загрузки обмоток 27,5 кВ на величину нагрузочных потерь удобнее выполнить на основе выражения, основанного на использовании значений мощности потерь короткого замыкания обмоток и коэффициентов загрузки обмоток [4] и трехлинейной схеме замещения тягового трансформатора. Полученные выше соотношения загрузки отдельных фаз трансформаторов ТПС позволили получить численные значения поправочных коэффициентов для потерь в обмотках 110 и 27,5 кВ в зависимости от доли тяговой нагрузки в нагрузке ТПС (табл. 3).

Таблица 3

Кратность увеличения нагрузочных потерь в обмотках тяговых трансформаторов

Доля тяговой нагрузки в общей нагрузке ТПС, о.е.	Кратность увеличения нагрузочных потерь в обмотках трансформаторов по сравнению с симметричным режимом	
	Обмотка ВН	Обмотка СН
0	1,000	1,135
0,1	1,001	1,135
0,2	1,005	1,135
0,3	1,012	1,135
0,4	1,022	1,135
0,5	1,034	1,135
0,6	1,049	1,135
0,7	1,066	1,135
0,8	1,087	1,135
0,9	1,110	1,135
1	1,135	1,135
средн	1,040	1,135

Полученные данные позволяют рекомендовать в практических расчетах применять усредненные значения поправочных коэффициентов: 1,040 для потерь в обмотках высокого напряжения и 1,135 – для обмоток среднего напряжения. При этом расчетное выражение может иметь вид

$$\Delta W_{\text{нагр}} = 1,040 \Delta P_{110} \cdot k_{3110}^2 + 1,135 \Delta P_{27,5} \cdot k_{327,5}^2 + \Delta P_6 \cdot k_{36}^2, \quad (10)$$

где ΔP_{110} , $\Delta P_{27,5}$, ΔP_6 - мощность потерь короткого замыкания соответствующих обмоток, кВт; k_{3110}^2 , $k_{327,5}^2$, k_{36}^2 - квадраты коэффициентов загрузки соответствующих обмоток, о.е.

Выводы

1. Получены численные значения предельной допустимой мощности, передаваемой через обмотки среднего (тягового – 27,5 кВ) и высокого – 110 кВ напряжений, меньшие номинальных мощностей соответствующих обмоток трансформатора.

2. Получена номограмма, позволяющая определять величину допустимой не тяговой нагрузки в зависимости от загрузки обмотки 27,5 кВ.

3. Получено выражение, позволяющее повысить точность расчета нагрузочных потерь в трансформаторах ТПС при вычислении норматива технологических потерь при транспорте электроэнергии.

Библиографический список

1. Постановление Правительства РФ от 27 декабря 2004 г. N 861 "Об утверждении правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, правил недискриминационного доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказания этих услуг, правил недискриминационного доступа к услугам администратора торговой системы оптового рынка и оказания этих услуг и правил технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям".
2. "Инструкция по организации в Министерстве энергетики РФ работы по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям", утверждена приказом Минэнерго России от 30 декабря 2008 г. № 326, зарегистрирована в Минюсте России 12 февраля 2009 г. №13314.
3. **Марквардт, К.Г.** Электроснабжение электрифицированных железных дорог / К.Г. Марквардт. – 4-е изд. – М.: Транспорт, 1982. – 528 с.
4. **Копытов, Ю.В.** Экономия электроэнергии в промышленности: справочник / Ю.В. Копытов, Б.А. Чуланов. – М.: Энергия, 1978. – 120 с.

*Дата поступления
в редакцию 10.06.2010*

E.I. Tatarov

**MODES WORK OF TRANSFORMERS
ON TRACTION SUBSTATION RAILWAYS**

Has been examine influence of the features of modes of the main step-down transformers in traction AC substations that determine the effectiveness work of the substations.

Key words: electrification railway, limiting of power rating, load of transformer, resistive losses, standard of losses.