

14. **Kovernikova L.I.** *Trudy Mezhdunarodnoi nauchno-prakticheskoi konf. «Upravleniye kachestvom elektricheskoi energii»*. (Proc. of Intern. Conf. «Power Quality Management», Moscow (Russia), 26th to 28th November, 2014, pp. 101–108.
15. **Kovernikova L.I.** *Electrichestvo – in Russ. (Electricity)*, 2017, No. 3, pp. 12–20.
16. **Arrillaga Jos, Watson N.R.** *Power system harmonics*. 2nd Edit. – Chichester: Wiley, 2003.
17. **Stevens R.H.** Power flow direction definitions for metering bidirectional power. — IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, Sept. 1983, vol. 102, No 9, pp. 3018–3021.
18. **Emanuel A.E.** Power definitions and physical mechanism of power flow. — John Wiley&Sons, 2010, 264 p.
19. **Kobzar' A.I.** *Prikladnaya matematicheskaya statistika. Dlya inzhenerov i nauchnykh rabotnikov* (Applied mathematical statistics. For engineers and researchers). 2nd edit. revised. Moscow, FIZMATLIT, 2012, 816 p.
20. **Lemeshko B.Yu., Lemeshko S.B., Postovalov S.N., Chimitova E.V.** *Statisticheskii analiz dannykh, modelirovaniye i issledovaniye veroyatnostnykh zakononemernostei. Komp'yuternyi podkhod* (Statistical data analysis, simulation and study of probability regularities. Computer approach). Novosibirsk, NSTU Publisher, 2011, 888 p.
21. **Irwin J.O.** On a criterion for the rejection of outlying observations. — *Biometrika*, 1925, vol. 17, iss. 3–4, pp. 238–250.
22. **Zacks L.** *Statisticheskoye otsenivaniye*. (Statistical estimation). Moscow, Publ. «Statistika», 1976, 598 p.
23. **GOST P 50.1.033–2001.** *Prikladnaya statistika. Pravila proverki soglasiya opytnogo raspredeleniya s teoreticheskim. Chast' 1. Kriterii tipa khi-kvadrat*. (State standard P 50.1.033–2001. Applied statistics. The rules for verifying the agreement of the experimental distribution with the theoretical distribution. Part 1. Chi-square type criterias. Moscow). Publ. Standartinform, 2006.
24. **Aivazyan S.A., Buchstaber V.M., Yenyukov I.S., Meshalkin L.D.** *Prikladnaya statistika: Klassifikatsiya i snizheniye razmernosti*. (Applied Statistics: Classification and dimension reduction / Edit. by S.A. Aivazyan. Moscow, Publ. «Finances and Statistics», 1989, 607 p.
25. **Denisov V.I., Lemeshko B.Yu., Postovalov S.N.** *Prikladnaya statistika. Pravila proverki soglasiya opytnogo raspredeleniya s teoreticheskim. Metodicheskiye rekomendatsii. Chast' 1. Kriterii tipa χ^2* . (Applied statistics. The rules for verifying the agreement of the experimental distribution with the theoretical distribution. Guidelines. Part 1. Criterias of the type χ^2 . Novosibirsk, Publ. NSTU, 1998, 126 p.
26. **Korolev V.Yu.** *EM-algoritm, ego modifikatsiya i ikh primeneniye k zadache razdeleniya smesei veroyatnostnykh raspredelenii. Teoreticheskii obzor* (EM-algorithm, its modifications and their application to the problem of separation of mixtures of probability distributions: Theoretical review). Moscow, Publishing house of IRH RAS, 2007, 94 p.
27. **Vorontsov K.V.** *Lektsii po statisticheskim (baiyosovskim) algoritmam klassifikatsii* (Lectures on statistical (Bayesian) classification algorithms): <http://www.ccas.ru/voron/download/Bayes.pdf>

[13.06.2017]

Электричество, 2017, № 10, с. 25–34

DOI:10.24160/0013-5380-2017-10-25-34

О правилах выбора мощности автотрансформаторов в основных сетях энергосистем

АРХИПОВ И.Л., ГАДЖИЕВ М.Г., ВАСИЛЕНКО Н.Е., ПЛОТНИКОВ В.В., ШУНТОВ А.В.

Рассмотрены вопросы обоснования и выбора мощности автотрансформаторов в основных электрических сетях, требующих учета режимов работы энергообъединений на перспективу 10 и более лет. Предложены соответствующие методические положения обоснования и выбора в части обобщенных графиков нагрузки, нагрузочной способности трансформаторного оборудования, а также оценки надежности электроустановок при проектировании развития энергосистем.

Ключевые слова: электрическая сеть, автотрансформаторы, нагрузочная способность, графики нагрузки, надежность, обоснование, выбор

Как известно, номинальная мощность $S_{\text{НОМ}}$ (авто)трансформаторов выбирается с учетом характера графиков нагрузки и допустимых систематических нагрузок и аварийных перегрузок оборудования. Первые могут иметь место систематически при неравномерном суточном графике, вторые — в аварийных ситуациях, когда требуется сохранить электропитание потребителей несмотря на перегрузку (авто)трансформатора.

Отправной точкой определения нагрузочной способности (авто)трансформатора является его суточный график нагрузки, преобразуемый в эквивалентный двухступенчатый. Способы преобразования, а также определения допустимых нагрузок (авто)трансформаторов широко представлены в

отечественной и зарубежной литературе [1–4 и др.], хорошо известны и в данном случае не рассматриваются.

Сложившаяся практика обоснования и выбора мощности (авто)трансформаторов не вызывает методических проблем при проектировании систем электроснабжения конкретных потребителей. Для них обычно есть понимание формы суточных графиков нагрузки.

Иная ситуация с электроустановками основной электрической сети. Это крупные системные подстанции с автотрансформаторами (АТ) 220–750 кВ, единой национальной электрической сети. Выбор их мощности осуществляется на перспективу 10 лет и более в схемах развития энергосистем и электри-

ческих сетей, т.е. в условиях значительной неопределенности. При этом графики нагрузки подстанций определяются не конкретными потребителями, а режимами работы энергообъединений. На практике инженер-проектировщик оперирует не графиком нагрузки, а прогнозными значениями перетоков мощности в основной сети в период зимних и летних максимальных и минимальных нагрузок.

Кроме того, положения [1] не распространяются на большинство АТ, устанавливаемых в основных сетях энергосистем – оборудование 220 кВ и выше мощностью от 125 до 800 МВА с системами охлаждения типа ДЦ. Следовательно, у инженеров-проектировщиков нет методической базы для принятия решений в рассматриваемой области.

Наконец, в практику перспективного проектирования прочно вошел учет практически любого возможного расчетного режима в энергосистеме. Современные программные комплексы по расчету установившихся режимов позволяют быстро рассчитать и ранжировать тысячи состояний электрической сети. При проектировании подстанций стал обязательным перебор всех возможных состояний в энергосистеме не только в так называемых режимах $n-1$ (отключение одного из элементов сети), но и при одновременном отключении двух элементов (режим $n-2$). Например, для подстанций – отказ любой воздушной линии (ВЛ) 110 кВ и выше в энергосистеме при плановом отключении АТ в рассматриваемой электроустановке. Число расчетных режимов при этом может быть сотнями. Среди них всегда обнаруживаются режимы с нагрузкой АТ выше, чем в режиме $n-1$. Это более жесткое, но не до конца обоснованное расчетное условие при выборе их мощности.

Добавим еще и тенденцию к снижению с 90-х годов прошлого столетия промышленной нагрузки, ограниченное число типоразмеров, а также осторожное отношение эксплуатационных организаций к перегрузке трансформаторного оборудования [5].

В результате всех перечисленных факторов в основных сетях энергосистем страны выявляется

низкая загрузка весьма дорогостоящего трансформаторного оборудования. По расчетам авторов в фактической схеме электрических сетей 110 кВ и выше на максимум нагрузки 2015 г. в режиме $n-1$ около 90% АТ не загружаются выше номинальной мощности $S_{\text{НОМ}}$. При этом их средняя нагрузка в рассматриваемом режиме равна примерно 60% $S_{\text{НОМ}}$, причем независимо от года ввода оборудования в эксплуатацию.

Учет графиков нагрузки. Ранее отмечалось, что нагрузка АТ в основных сетях определяются режимами работы энергообъединений: балансовые перетоки, потоки взаиморезервирования и совмещение максимумов нагрузки энергосистем, прохождение паводкового периода и др.

В табл. 1 приведены параметры характерных эквивалентных двухступенчатых графиков нагрузки подстанций 220–500 кВ из разных регионов страны.

Обработаны фактические суточные замеры режимных дней 2015 г. более 500 подстанций соответствующего класса напряжения. Определялись:

K_{max} – коэффициент, характеризующий отношение зимнего $S_{\text{max(з)}}$ к летнему $S_{\text{max(л)}}$ максимуму нагрузки подстанции;

$K_{\text{зап}}$ – коэффициент заполнения суточного графика нагрузки (отношение среднесуточной к максимальной нагрузке);

$K_{\text{нер}}$ – коэффициент неравномерности суточного графика нагрузки (отношение минимальной к максимальной суточной нагрузке).

Выявлено, что среднее значение $S_{\text{max(з)}/S_{\text{max(л)}}=1,2$. Тем не менее, около 30% подстанций имеют летний максимум, который превышает зимний, т.е. $S_{\text{max(з)}/S_{\text{max(л)}} < 1,0$. Такие подстанции есть во всех регионах. Это более жесткое расчетное условие, так как номинальная мощность АТ соответствует температуре окружающей среды, равной 20 °С, т.е. с ее ростом допустимые нагрузки снижаются и наоборот.

Средние по стране значения $K_{\text{зап}} = 0,825$, а $K_{\text{нер}} = 0,627$. Следовательно, средняя предвари-

Таблица 1

Значение коэффициентов, отн. ед.

Преобладающий характер нагрузки	$K_{\text{зап}}$	$K_{\text{нер}}$	K_1	K_2	h , ч
Промышленный (сибирские регионы) – первая группа	0,920	0,834	0,877	1,0	8,4
Зона крупных промышленных центров и городов (уральские регионы) – вторая группа	0,844	0,659	0,751	1,0	9,0
Смешанный (центральные регионы) – третья группа	0,820	0,611	0,716	1,0	8,8
Смешанный с развитым сельскохозяйственным производством (южные регионы) – четвертая группа	0,762	0,497	0,630	1,0	8,6
Среднее значение по стране	0,825	0,627	0,726	1,0	8,7

тельная нагрузка K_1 эквивалентного двухступенчатого графика нагрузки находится в сравнительно узком диапазоне $0,627 < K_1 < 0,825$ (далее использовались средние арифметические значения).

Параметры суточных графиков структурированы в табл. 1 по четырем условным группам с позиций характера нагрузки подстанций с последующим нахождением средних значений. Первая группа – промышленный, показательный для районов нефтедобычи, усиливается в ряде случаев высокой долей гидроэлектростанций в структуре генерирующих мощностей; вторая – наблюдаемый в зоне крупных промышленных центров и городов; третья – смешанный характер, с заметной долей электропотребления в быту и сфере услуг; наконец, четвертая группа – то же, что и третья группа, но еще и с развитым сельскохозяйственным производством.

Приведение суточных графиков нагрузки к эквивалентным двухступенчатым выполнялось следующим образом. По $K_{зап}$ и $K_{нер}$ из табл. 1 при $K_2=1$ определялась предварительная нагрузка $K_1=(K_{зап}+K_{нер})/2$. Обозначим длительность K_1 , как x . Следовательно, продолжительность K_2 составит $24-x$ и $24K_{зап}=K_1x+K_2(24-x)$. Так, при средних значениях по стране (табл. 1) имеем: $240,825=0,726x+1,0(24-x)$. Откуда $x \approx 15,3$ ч и длительность потенциальной перегрузки K_2 равна $h = 8,7$ ч.

Как видно из табл. 1, эквивалентные графики нагрузки в регионах страны могут отличаться по значениям K_1 . Они варьируются в диапазоне от 0,63 до 0,88 при почти неизменной длительности перегрузки $h \approx 8-9$ ч.

Учет нагрузочной способности автотрансформаторов. Основой отечественных и зарубежных методик определения нагрузочной способности (авто)трансформаторов является модель теплового старения их изоляции, ограничения температур масла в верхних слоях и в наиболее нагретой точке изоляции и ряд других граничных условий [1, 2]. С позиций старения изоляции принято известное шестиградусное правило, согласно которому срок службы изоляции меняется вдвое при изменении ее температуры на 6° . Однако значения допустимой температуры различны [1, 2]. Зарубежные нормативы более щадящие. Так, предельно допустимая температура обмотки в наиболее нагретой точке из [1] 160°C , в то время как в [2] – 140°C (табл. 2). Еще в [5] акцентировалось, что ГОСТ [1] в свое время так и не был согласован Минэнерго СССР из-за указанных 160°C . В табл. 2 и из последующего рассмотрения опущены кратковременные (до получаса) аварийные перегрузки. Надо полагать, что они

важны при текущей эксплуатации, но не для обоснования и выбора параметров оборудования на заданную перспективу.

Таблица 2

Мощность (авто)трансформатора, МВА	Параметр		
	ток, отн. ед.	температура, $^\circ\text{C}$	
		обмотки в наиболее нагретой точке	масла в верхних слоях
При систематических нагрузках			
До 2,5	1,5/1,5/1,5	140/140/120	95/105/105
От 2,5 до 1	1,5/1,5/1,5	140/140/120	95/105/105
Свыше 100	*/1,3/1,3	*/120/120	*/105/105
При продолжительных аварийных перегрузках			
До 2,5	2,0/1,8/1,8	160/150/140	115/115/115
От 2,5 до 100	2,0/1,5/1,5	160** (140**)/140/ 140	115/115/115
Свыше 100	*/1,3/1,3	*/130/140	*/115/115

Примечания. Первая цифра по ГОСТ 14209 – 85; вторая – по IEC 354 – 91; третья – по IEC 60076 – 7:2005; * – значения не нормированы; ** – первое число для трансформаторов 110 кВ; второе – свыше 110 кВ.

На рис. 1 представлены примеры нагрузочной способности АТ.

Кривые рис. 1 характерны для московского региона соответственно в зимний и летний периоды. Расчеты проведены по методике [2]. Систематические нагрузки оценивались так, чтобы относительный среднесуточный износ изоляции не превышал единицы. Цифры со сносками на рис. 1 – длительность h перегрузки K_2 . На рис. 1 не было учтено ограничение по допустимому току из табл. 2, согласно которому $K_2 \leq 1,3$.

Из рис. 1 следует, что нагрузочная способность АТ при фактических $K_1 \approx 0,6-0,9$ и $h \approx 8-9$ ч (табл. 1) практически неизменна. Так, при эквивалентной температуре -10°C систематическая нагрузка $K_2 \approx 1,2$, а аварийная перегрузка – 1,5 (рис. 1,а). Для систематических нагрузок это объясняется ограничением заданного относительного среднесуточного износа изоляции при том, что температура обмотки в наиболее нагретой точке не достигает разрешенных 120°C , а для аварийных перегрузок – не превышением температуры обмотки в наиболее нагретой точке (140°C).

Выявленная закономерность в допустимых нагрузках АТ является принципиально важной в условиях неопределенности исходной информации при принятии решений на перспективу 10 лет и более. Из рис. 1 также следует, что при прочих рав-

Таблица 3

Продолжительность	Допустимый коэффициент перегрузки K_2 при различных значениях K_1			
	0,4	0,6	0,8	1,0
1,0	$\frac{1,43}{0,60}$	$\frac{1,39}{0,64}$	$\frac{1,33}{0,77}$	$\frac{1,25}{1,89}$
2,0	$\frac{1,27}{0,61}$	$\frac{1,26}{0,67}$	$\frac{1,23}{0,78}$	$\frac{1,20}{1,90}$
4,0	$\frac{1,19}{1,05}$	$\frac{1,18}{1,06}$	$\frac{1,18}{1,35}$	$\frac{1,17}{2,47}$
8,0	$\frac{1,16}{2,44}$	$\frac{1,16}{2,57}$	$\frac{1,16}{2,85}$	$\frac{1,16}{3,98}$
24,0	$\frac{1,16}{11,10}$	$\frac{1,16}{11,20}$	$\frac{1,16}{11,46}$	$\frac{1,16}{11,77}$

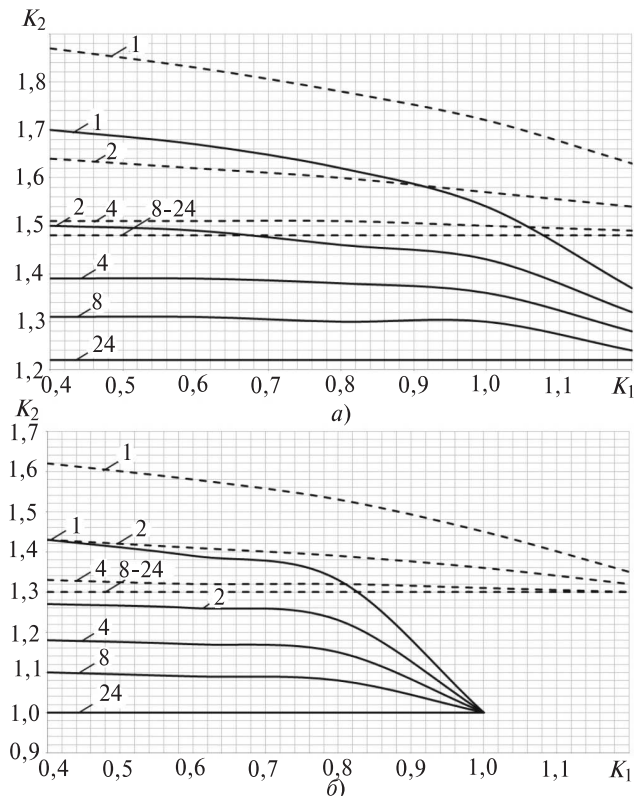


Рис. 1. Нагрузочная способность АТ мощностью более 100 МВА с системой охлаждения типа ДЦ: *a* – при эквивалентной температуре окружающей среды $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$; *b* – при $+20\text{ }^{\circ}\text{C}$; — систематические нагрузки; ---- аварийные перегрузки; цифры при графиках – длительность перегрузки h

ных условиях аварийные перегрузки на 0,2–0,3 выше систематических нагрузок.

Принятое ограничение по относительному среднесуточному износу изоляции можно ослабить. Обычно на подстанциях установлено два АТ. В нормальном режиме нагрузка между ними распределена по возможности равномерно, поэтому основную часть времени они недогружены, а среднегодовая длительность ремонтных и послеаварийных режимов, как правило, не превышает 1/10 года. В таком случае систематические нагрузки можно лимитировать не относительным среднесуточным износом, а предельно допустимой температурой обмотки ($120\text{ }^{\circ}\text{C}$) в наиболее нагретой точке (табл. 2).

Для этого расчетного случая в табл. 3 приведены допустимые систематические нагрузки АТ мощностью более 100 МВА с системой охлаждения типа ДЦ при эквивалентной температуре окружающей среды $+20\text{ }^{\circ}\text{C}$ (числитель) и соответствующие им относительные среднесуточные износы изоляции (знаменатель).

Сравнение данных из табл. 3 и рис. 1,б показывает: при снятии ограничений с относительного среднесуточного износа при прочих равных условиях допустимая систематическая нагрузка K_2 увеличивается с 1,0 до 1,16. При этом относительный

среднесуточный износ изоляции при $h=8\text{ ч}$ не превысит 3,98, т.е. за календарные сутки изоляция фактически «отживает» 3,98 сут. Так, если среднегодовой простой АТ не превысит, допустим, месяца, то за это время изоляция «отживет» $30 \cdot 3,98 = 120$ сут.

В нормальном режиме, когда оба АТ в работе и нагрузка каждого составляет $(1,16/2)S_{\text{НОМ}}$, относительный среднесуточный износ изоляции составит менее 0,01 (температура обмотки в наиболее нагретой точке $57\text{ }^{\circ}\text{C}$) и им можно пренебречь. Данное положение характерно для температур до $80\text{ }^{\circ}\text{C}$ [4]. Таким образом, определение допустимой систематической нагрузки, исходя из предельно допустимой температуры обмотки в наиболее нагретой точке, является обоснованным расчетным условием повышения нагрузочной способности АТ. Тем более, что вновь вводимое трансформаторное оборудование оснащается цифровыми средствами контроля, позволяющими рассчитывать фактический износ изоляции в темпе процесса.

Менее жесткие требования сформулированы в отраслевой инструкции [6] к нагрузочной способности АТ мощностью более 100 МВА с системой охлаждения типа ДЦ (см. табл. 4).

Допустимая аварийная перегрузка в табл. 4 $K_2 = 1,1 \div 1,5$, в то время как с позиций допустимой по [2] токовой нагрузки из табл. 2 $K_2 \leq 1,3$ (более жесткое расчетное условие). Данные различия, по-видимому, должны быть приняты во внимание эксплуатационными организациями и заводами-изготовителями трансформаторного оборудования.

Учет расчетных режимов. Ранее отмечалось, что при обосновании и выборе мощности АТ во внимание принимают установившиеся расчетные режимы $n-1$ и $n-2$. Последний из них также является

Таблица 4

Продолжительность перегрузки, ч	Допустимый коэффициент перегрузки K_2 при температуре окружающей среды, °С							
	-25	-20	-10	0	+10	+20	+30	+40
1,0	1,6	1,5	1,5	1,4	1,4	1,3	1,2	1,2
2,0	1,5	1,5	1,5	1,4	1,3	1,3	1,2	1,1
4,0	1,5	1,5	1,4	1,4	1,3	1,2	1,2	1,1
8,0	1,5	1,5	1,4	1,4	1,3	1,2	1,2	1,1
24,0	1,5	1,5	1,4	1,4	1,3	1,2	1,2	1,1

более жестким расчетным условием. Представляет интерес оценить его фактическую тяжесть.

Были рассчитаны нагрузки S_{n-1} и S_{n-2} АТ на 73 действующих двухтрансформаторных подстанциях 220–500 кВ в режимах соответственно $n-1$ и $n-2$ во всех регионах страны в схеме на максимум нагрузки 2015 г. (табл. 5). Режимы $n-1$ моделировались отключением одного АТ на подстанции. В режимах $n-2$ дополнительно к $n-1$ упорядоченно и поочередно отключались в регионе все ВЛ 110 кВ и выше.

Для отдельно взятой подстанции число расчетных режимов находилось в диапазоне от 100 до 400 в зависимости от схемы сети. Режимы ранжировались в зависимости от соотношений S_{n-2}/S_{n-1} (табл. 5). Последний столбец рассматриваемой таблицы – отношение максимального перетока в режиме $n-2$ к номинальной мощности АТ.

Из анализа табл. 5 следует:

из 16073 расчетных режимов $n-2$ примерно 30% (4919 режимов) ведет к превышению $S_{n-2} > S_{n-1}$;

из указанных 4919 режимов 4718 расчетных событий (95,9%) приводит к увеличению нагрузки автотрансформаторов не более чем на 0,1 по сравнению с таковой в режиме $n-1$, а 4718+115=4833 (98,3%) – не более чем на 0,2;

число режимов, при которых $S_{n-2}/S_{n-1} > 1,1$, стремительно убывает по мере роста набросов мощности;

среди 16073 расчетных режимов выявлен единственный предельный случай с $S_{n-2}/S_{n-1} = 1,81$.

Следует отметить, что соотношение $S_{n-2}/S_{n-1} > 1,0$ лишь в 20% случаев было вызвано отключением ВЛ, отходящей от рассматриваемой подстанции. Еще 30% добавляли отключения линий выдачи мощности электростанций. Оставшиеся 50% – прочие отключения.

Как было показано ранее, при прочих равных условиях допустимые аварийные перегрузки на 0,2–0,3 выше систематических нагрузок. Поэтому если мощность АТ выбрана по режиму $n-1$, то при проверке в $n-2$ из рассмотрения можно исключить (табл. 5) 98,3% расчетных событий, когда

$S_{n-2}/S_{n-1} < 1,2$. Далее проведем оценку надежности режимов $n-2$ на фактическом примере.

При детальном анализе всего многообразия режимов (табл. 5) авторам не удалось выявить ни одного из них, пригодного для количественной оценки надежности. Фактически мощности АТ в основных сетях энергосистем страны в большинстве случаев намного превышают перетоки не только в режимах $n-1$, но и $n-2$. Иными словами, номинальные мощности данного оборудования из-за разных причин оказались столь завышены, что получить реальные ограничения для оценки надежности не представилось возможным. К примеру, возьмем подстанцию с условным п. 6 из табл. 5 с почти двухкратным набросом мощности в режиме $n-2$ ($S_{n-2}/S_{n-1} = 1,81$). На ней установлено две группы из трех однофазных АТ 500/220 кВ мощностью по 3·167 МВА каждая.

В нормальном режиме наибольшая загрузка АТ составляет $0,16S_{\text{ном}}$, в режиме $n-1$ $0,22S_{\text{ном}}$ и в режиме $n-2$ $0,39S_{\text{ном}}$. Поэтому фактор надежности режимов анализировался с позиций гипотетической целесообразности снижения мощности установленных АТ. Показательна подстанция п. 35 из табл. 5, находящаяся на стыке уральского и западносибирского регионов.

На ней установлено два АТ 220/110 кВ с $S_{\text{ном}} = 250$ МВА. Фактические параметры эквивалентного двухступенчатого графика нагрузки подстанции $K_1 = 0,726$, $h = 9,6$ ч; $S_{\text{max(з)}}/S_{\text{max(л)}} = 1,32$. Число часов использования максимальной нагрузки $T_{\text{max}} = 6522$ ч, а коэффициент ее использования $k_{\text{max}} = T_{\text{max}}/8760 = 0,74$. Наибольший переток в режиме $n-2$ в период зимнего максимума 200 МВА ($\max(S_{n-2}/S_{n-1}) = 0,8$, табл. 5), а в режиме $n-1$ – 145 МВА ($S_{n-2}/S_{n-1} = 1,38$). Он обусловлен аварийным отключением ВЛ 500 кВ длиной 113 км. Второе расчетное событие – отключение другой ВЛ 500 кВ длиной 60 км ($S_{n-2}/S_{n-1} = 1,32$). Третье событие – отключение ВЛ 110 кВ длиной 101 км ($S_{n-2}/S_{n-1} = 1,21$). Возникает закономерный вопрос: можно ли использовать на данной подстанции автотрансформаторы мощностью не 250, а 125 МВА?

Таблица 5

Номер п/п	Всего режимов	Число режимов, приводящих к $S_{n-2}/S_{n-1} > 1$ в диапазонах, %										$\max(S_{n-2}/S_{n-1})$ отн.ед.
		0–10	10–20	20–30	30–40	40–50	50–60	60–70	70–80	80–90	0–90	
Напряжение 500 кВ												
1	113	50	0	0	0	0	0	0	0	0	50	0,79
2	140	58	1	0	0	1	0	0	0	0	60	0,70
3	352	108	4	0	0	0	0	0	0	0	112	0,79
4	176	81	2	3	1	0	0	0	0	0	87	0,67
5	352	119	5	2	1	1	0	0	0	0	128	0,35
6	352	23	2	0	0	1	0	0	0	1	27	0,39
7	390	304	4	2	0	0	0	0	0	0	310	0,63
8	390	138	0	0	1	2	0	0	0	0	141	1,11
...	
27	254	127	1	0	0	0	0	0	0	0	128	1,39
1–27	6733	2467	56	15	5	5	1	0	0	1	2550	
Напряжение 220 кВ												
28	132	32	0	0	0	0	0	0	0	0	32	0,56
29	113	48	2	4	5	0	1	0	0	0	60	0,70
30	140	54	4	1	0	0	1	0	0	0	60	0,31
31	254	115	1	0	0	0	0	0	0	0	116	1,12
32	113	30	2	0	0	1	1	1	0	0	35	0,60
33	390	46	0	0	0	0	0	0	0	0	46	0,86
34	230	152	2	6	0	0	0	0	0	0	160	0,50
35	230	73	2	1	2	0	0	0	0	0	78	0,80
...	
73	230	40	0	0	1	0	1	0	0	0	42	0,62
28–73	9340	2251	59	35	14	3	6	1	0	0	2369	–
1–73	16073	4718	115	50	19	8	7	1	0	1	4919	–

В режиме $n-1$ нагрузка АТ составит $145/125=1,16$. Даже при $+20^\circ\text{C}$ такая систематическая нагрузка допустима (табл. 3). В режиме $n-2$ считаем, что аварийная перегрузка на 0,2 может быть выше допустимой систематической; итого $K_2=1,16+0,2=1,36$. Еще более ужесточим расчетные условия, ограничив аварийную перегрузку $K_2 \leq 1,3$ согласно [2] до $125 \cdot 1,3 \approx 163$ МВА. Таким образом, нагрузку подстанции в режиме $n-2$ следует ограничить на $200-163=37$ МВА ($\Delta P \approx 37$ МВт). Для второго и третьего расчетного событий ограничения составят соответственно 28 и 12 МВт. Прочие режимы $n-2$ из диапазонов 0–10 и 10–20% табл. 4 не учитываем: в них нет превышения допустимой аварийной перегрузки АТ ($S_{n-2}/S_{n-1} \leq 1,12$).

Учет надежности режимов. Для оценки надежности режимов необходимо располагать следующими показателями надежности элементов электрических сетей:

параметр потока отказов (точнее – средний параметр потока отказов или частота отказов) ω , 1/год;

среднее время восстановления T_B , ч;

средняя частота плановых ремонтов μ , 1/год;

средняя продолжительность планового ремонта $T_{пл}$, ч.

В табл. 6 приведены характеристики надежности ВЛ 110–750 кВ на металлических опорах. В ней выделены значения параметра потока неустраняемых отказов ω_H , а также сумма неустраняемых и устранимых (действием автоматического повторного включения) отказов ω_Σ на 100 км ВЛ.

В табл. 6 указаны также литературные источники характеристик надежности. В справочнике [8], который является в рассматриваемой области настольной книгой инженеров-проектировщиков страны, есть ссылка на использование статистических данных [10]. Но фактически в ней отражены значения ω_Σ . Тем самым неправомерно завышена частота отказов ВЛ, используемая для оценки надежности схем электрических соединений. В [11] представлены данные более чем полувековой дав-

Таблица 6

Напряже- ние, кВ	Значение параметра отказов, 1/(год·100 км)							Среднее время восстановления T_B , ч			Средняя частота плановых ремонтов μ , 1/год				Средняя продолжительность плановых ремонтов $T_{пл}$, ч		
	неустраимых ω_H				сумма устранимых и неустраимых ω_Σ												
	[7]	[8]	[9]	[10]	[7]	[10]	[11]	[8]	[9]	[10]	[8]	[9]	[10]	[11]	[8]	[9]	[10]
110	0,81	3,9	1,07	1,28	4,68	5,3	1,32	13,1	9,4	8,8	2,9	2,68	2,1	7,2	14,9	15,2	14,5
220	0,42	1,7	0,36	0,5	1,51	2,0	1,34	14,0	12,7	14,3	5,0	2,89	2,8	7,4	25,4	12,4	17,0
330	0,33	1,3	0,55	0,55	1,37	2,2	1,29	13,1	13,2	10,8	5,7	2,39	3,0	5,2	20,1	14,3	21,0
500	0,31	0,6	0,24	0,21	0,69	0,58	2,5	19,2	14,1	14,3	12,8	1,47	3,1	5,0	16,6	16,7	18,0
750	—	0,6	—	0,20	—	0,56	—	23,6	—	—	10,0	—	0,17	—	9,6	—	—

Таблица 7

Напряже- ние, кВ	Значение параметра отказов ω , 1/год				Время восстановления T_B , ч		Средняя частота плановых ремонтов μ , 1/год			Продолжитель- ность плановых ремонтов $T_{пл}$, ч	
	[12]	[8]	[9]	[10]	[8]	[10]	[8]	[10]	[11]	[8]	[10]
110	0,031	0,015	0,075	0,035	70	95	0,5	1,0**	3,2	28,0	30,0**
220	0,025	0,03	0,025	0,029	60	60	0,9	1,0**	3,2	28,0	30,0**
330	—	0,04	0,053	0,035	40	45	1,0	1,0**	3,2	30,0	30,0**
500	0,078	0,024/0,053*	0,024/0,05*	0,04	220	220	1,0	1,0**	3,2	50,0	50,0**
750	—	0,024/0,053*	0,024/0,05*	—	220	220	1,0	1,0**	—	50,0	50,0**

* — Числитель для однофазных (авто)трансформаторов, знаменатель — для трехфазных.

** — Текущих ремонтов.

ности. При этом по ряду классов напряжения (220 и 330 кВ) значения ω_Σ не сильно изменились; что касается ВЛ 500 кВ, то прямо указывалось [11], что значение $\omega_\Sigma = 2,5$ 1/год не может рассматриваться как закономерное отражение их особенностей, так как данные охватывали лишь первый опыт эксплуатации ВЛ от Волжских ГЭС в Москву, где «пляска» проводов была основной причиной аварийных отключений.

Параметр потока неустраимых отказов в [7, 9, 10] в целом сопоставимы, несмотря на то, что статистическая выборка [7] охватывала временной период 2002–2007 гг., а [9, 10] — период до середины 80-х годов прошлого столетия. То же касается средних значений времени восстановления, частоты и продолжительности плановых ремонтов из [8–10]. Частота плановых ремонтов ВЛ 110–500 кВ из [11] в 2–3 раза выше указанных в [8–10] и может рассматриваться как историческая ретроспектива.

В табл. 7 представлены характеристики надежности (авто)трансформаторов 110–750 кВ. Они являются сравнительно надежным оборудованием.

Значения параметра потока отказов из разных источников довольно близки. При анализе времени восстановления (авто)трансформаторов в табл. 7 следует учесть ссылки [8] на заимствование материалов из [10]. Не удивительно, что характеристики в [8] и [10] в ряде случаев полностью совпадают. На крупных подстанциях с однофазными (авто)трансформаторами могут быть предусмотре-

ны резервные фазы. Для них T_B составляет 10 ч для бесперекатной и 80 ч для перекадной фазы.

Частота плановых ремонтов в [8 и 10] принята 1 раз в год. В [10] указано, что это — периодичность лишь текущих ремонтов. Таким образом, во внимание не приняты средние и капитальные ремонты. Опубликованные в [11] значения μ на уровне 3 раза в год, имевшие место около 50 лет назад, могут быть взяты как предельные и требуют уточнения.

С учетом приведенного в табл. 6 и 7 выделены характеристики, использованные далее для оценки надежности режимов.

В режиме $n-2$ для двух параллельно соединенных с позиций надежности элементов (автотрансформатор и ВЛ) результирующая частота отказов (1/год) может быть представлена при известных допущениях и упрощениях выражением [13, 14]:

$$\omega_\Sigma = \omega^0 + \omega' + \omega'' = \omega_1 \omega_2 (T_{B1} + T_{B2}) / 8760 + \omega_1 \mu_2 T_{пл2} / 8760 + \omega_2 \mu_1 T_{пл1} / 8760, \quad (1)$$

где ω^0 — частота отказов первого элемента во время аварийного простоя второго; ω' и ω'' — то же, но при отказе первого элемента во время планового простоя второго и наоборот, соответственно.

При этом среднее время восстановления схемы

$$T_{B,CP} = (\omega^0 \tau^0 + \omega' \tau' + \omega'' \tau'') / \omega_\Sigma = (\omega^0 T_{B1} T_{B2} / (T_{B1} + T_{B2}) + \omega' T_{B1} T_{пл2} / (T_{B1} + T_{пл2}) +$$

$$+\omega'' T_{в2} T_{пл1} / (T_{в2} + T_{пл1}) / \omega_{\Sigma}, \quad (2)$$

где τ^0 – время восстановления схемы при отказе первого элемента схемы во время аварийного простоя второго; τ' и τ'' – то же, но при отказе первого элемента во время планового простоя второго и наоборот, соответственно.

Приняв в качестве первого элемента ВЛ, а второго – АТ и учитывая, что $\omega_2 \ll 1$ и $\omega_2 < \omega_1$, выражения (1) и (2) существенно упрощаются без ущерба для точности расчетов:

$$\omega_{\Sigma} = \omega_1 \mu_2 T_{пл2} / 8760; \quad (3)$$

$$T_{в.ср} = T_{в1} T_{пл2} (T_{в1} + T_{пл2}). \quad (4)$$

Очевидно, что среднее время работоспособного (безотказного) состояния схемы составит $T_{раб} = 8760 / \omega_{\Sigma}$. Тогда коэффициент вынужденного простоя схемы

$$K_{пр} = T_{в.ср} / (T_{раб} + T_{в.ср}), \quad (5)$$

откуда при ограничении мощности ΔP математическое ожидание годового недоотпуска электроэнергии из-за ненадежности схемы составит для двухтрансформаторной подстанции

$$\Delta W = n_{тр} \Delta P K_{пр} k_{\max} 8760, \quad (6)$$

где $n_{тр} = 2$ – число автотрансформаторов на подстанции.

Результаты расчетов по (1)–(6) приведены в табл. 8.

Таблица 8

Расчетные условия	Показатель*				
	ω_{Σ} , 1/год	$T_{в.ср}$, ч	$1/\omega_{\Sigma}$, год	$K_{пр}$, отн.ед.	ΔW , МВтч
$l=113$ км; $\Delta P=37$ МВт	$4,1 \cdot 10^{-3}$ $3,8 \cdot 10^{-3}$	9,8 9,6	244 261	$4,6 \cdot 10^{-6}$ $4,2 \cdot 10^{-6}$	$2,2$ $2,0$
$l=60$ км; $\Delta P=28$ МВт	$2,3 \cdot 10^{-3}$ $2,0 \cdot 10^{-3}$	9,9 9,6	442 491	$2,6 \cdot 10^{-6}$ $2,2 \cdot 10^{-6}$	$0,9$ $0,8$
$l=101$ км; $\Delta P=12$ МВт	$9,3 \cdot 10^{-3}$ $9,0 \cdot 10^{-3}$	7,2 7,2	108 112	$7,7 \cdot 10^{-6}$ $7,3 \cdot 10^{-6}$	$1,2$ $1,1$
Результирующее значение $\Delta W = 2,2+0,9+1,2=4,0$ МВтч					

* Значения показателей: в числителе расчет по (1) и (2); в знаменателе – расчет по (3) и (4).

Из табл. 8 следует, что частота возникновения режимов $n-2$ составляет один раз в 100–500 лет. Неслучайно результирующее значение математического ожидания годового недоотпуска электроэнергии составляет всего 4,0 МВтч.

Оценка экономических последствий из-за ненадежности схем всегда вызывала большую неопределенность из-за известных причин. Не касаясь их (это отдельная тема), заметим, что в последние годы результаты наиболее масштабных и глубоких исследований в области значений удельных ущер-

бов от недоотпуска электроэнергии были опубликованы в [15, 16] и др.

Так, согласно [15, 16] при выборе схемы основных (магистральных) сетей рекомендованы агрегированные значения удельных ущербов на уровне 18 – 42 руб./ (кВтч) в ценах 2000 г. (100–240 руб./ (кВтч) в текущих ценах). При этом средневзвешенное значение удельного ущерба в странах Западной Европы, США и Канады равно 9,53 долл. США/ (кВтч) (580 руб./ (кВтч) в текущих ценах).

Для ликвидации ограничений на перетоки мощности в режимах $n-2$ в схеме рассматриваемой подстанции можно пойти на вариант увеличения мощности АТ со 125 до 200 МВА. Согласно [17] разность их стоимости составляет 29,9–21,5=8,4 млн руб. в ценах 2000 г. (36,0 млн руб. в текущих ценах). Дополнительные затраты, сопутствующие строительству, учитываются повышающим коэффициентом, примерно равным 1,2. Отчисления на ремонт и обслуживание стандартные 4,9%.

Расчет дисконтированных затрат по рассматриваемым вариантам представляет собой тривиальную задачу (коэффициент дисконтирования 8 %, расчетный срок службы оборудования 30 лет). При наибольшем рекомендованном значении удельного ущерба 240 руб./руб./ (кВтч) экономические последствия из-за ненадежности схемы при $\Delta W \approx 4,0$ МВтч составят 10,8 млн руб., в то время как затраты, связанные с увеличением номинальной мощности АТ, 134 млн руб., т.е. примерно на порядок выше; то же справедливо, если значение удельного ущерба взять как в Западной Европе, США и Канаде. Но это не вполне правомерно с позиций паритета покупательной способности в разных странах [15, 16].

Возникает закономерный вопрос, при каких условиях режимы $n-2$ следует принимать во внимание при технико-экономических обоснованиях оптимального уровня надежности электроустановки? В схеме рассмотренной подстанции это потребуются, если ограничение мощности будет на порядок больше, т.е. не 37, а 370 МВт, когда $S_{n-2} / S_{n-1} (170+370)/145=3,7$. С учетом фактических данных табл. 5 такой расчетный режим вряд ли возможен.

Таким образом, для выбора мощности АТ в основных сетях энергосистем можно предложить следующие правила.

Мощность АТ выбирается исходя из наибольшего перетока мощности в режиме $n-1$ при отключении одного из АТ на подстанции.

В режиме $n-1$ не должно быть ограничений на перетоки мощности с учетом допустимой систематической нагрузки АТ.

Систематическая нагрузка определяется исходя из непревышения температуры обмотки в наиболее нагретой точке без учета ограничений по износу изоляции АТ.

Режимы $n-2$ при этом не принимаются во внимание, но учитываются для определения требований к противоаварийной автоматике (автоматика ограничения перегрузки оборудования и др.).

Авторы полагают, что следование этим правилам позволит более рационально формировать основные сети энергосистем.

Выводы. 1. Отчетные данные свидетельствуют о значительном недоиспользовании мощности автотрансформаторов в основных сетях энергосистем (автотрансформаторы 220 кВ и выше мощностью более 100 МВА с системой охлаждения типа ДЦ), в том числе из-за отсутствия соответствующих нормативных документов и обоснованных методических положений обоснования и выбора.

2. Номинальную мощность автотрансформаторов в основных сетях приходится выбирать в условиях заблаговременности 10 лет и более с учетом перспективных режимов работы энергообъединений, т.е. в условиях большой неопределенности.

3. Параметры фактических эквивалентных графиков нагрузки подстанций в основных сетях могут заметно различаться по регионам страны. Так, предварительная нагрузка находится в широком диапазоне 0,6–0,9 при длительности перегрузки 8–9 ч. Однако допустимая нагрузочная способность автотрансформаторов при этом оказывается практически неизменной, что принципиально важно при ее оценке на заданную перспективу.

4. Существующая громоздкая практика обоснования и выбора мощности автотрансформаторов в основных сетях с учетом не только режимов $n-1$, но и сотен и тысяч режимов $n-2$ является избыточной. Не представляется возможным обосновать целесообразность увеличения мощности автотрансформаторов в режимах $n-2$ даже при самых жестких расчетных условиях и исходных данных.

5. Мощность автотрансформаторов следует выбирать исходя из наибольшего перетока мощности в режиме $n-1$, т.е. при отключении одного из них на подстанции с учетом допустимой систематической нагрузки. Режимы $n-2$ нужны лишь для определения требований к противоаварийной автоматике.

6. Имеется настоятельная необходимость переработки ГОСТ 14209–85 и расширение его положений на силовые (авто)трансформаторы всех типовых размеров и повышенных напряжений. Одним из вариантов является гармонизация со стандартом Международной электротехнической комиссии, предлагающим весьма щадящие расчетные условия обоснования нагрузочной способности (авто)трансформаторов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- ГОСТ 14209–85. Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки. — М.: Стандартинформ, 2009, 37 с.
- IEC 60076–7–2005. Power transformers. Part 7: Loading guide for oil-immersed power transformers. — IEC 2005, 122 p.
- Боднар В.В. Нагрузочная способность силовых масляных трансформаторов. — М.: Энергоатомиздат, 1983, 176 с.
- Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций. — М.: Энергоатомиздат, 1986, 640 с.
- Хубларов Н.Н. О разработке нового руководства по нагрузкам эксплуатируемых автотрансформаторов 220–750 кВ. — Вестник ВНИИЭ. — М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2004, с. 90–102.
- СТО 56947007–29.180.01.116–2012. Инструкция по эксплуатации трансформаторов: <http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/STO-56947007-29.180.01.116-2012.pdf>
- Абдурахманов А.М., Мисриханов М.Ш., Мозгалев К.В. и др. О коммутационном ресурсе выключателей при коротких замыканиях в энергосистемах. — Электрические станции, 2008, № 10, с. 59–62.
- Справочник по проектированию электрических сетей/Под ред. Д.Л. Файбисовича. — М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2005, 320 с.
- Барг И.Г., Эдельман В.И. Воздушные линии электропередачи. — М.: Энергоатомиздат, 1985, 248 с.
- Указания по применению показателей надежности элементов энергосистем и работы энергоблоков с паротурбинными установками. — М.: СПО Союзтехэнерго, 1985, 18 с.
- Катсон В.Д., Никитин О.В., Половой И.Ф., Халилов Ф.Х. Годовое число коммутаций линий и трансформаторов высших классов напряжения. — Электрические станции, 1970, № 10, с. 42–44.
- Смекалов В.В., Долин А.П., Першина Н.Ф. Оценка состояния и продление срока службы силовых трансформаторов: <http://silovoytransformator.ru/stati/ocenka-sostoyaniya-i-prodlenie-sroka-sluzhby-silovyh-transformatocen.htm>
- Козлов Б.А., Ушаков И.А. Справочник по расчету надежности аппаратуры радиоэлектроники и автоматики. — М.: Советское радио, 1975, 472 с.
- Зорин В.В., Тисленко В.В., Клепель Ф., Адлер Г. Надежность систем электроснабжения. — Киев: Вища школа, 1984, 192 с.
- Непомнящий В.А. Оценка роли ВВП при определении ущерба от нарушений в электроснабжении. — ЭнергоРынок, 2012, № 6, с. 37–43.
- Непомнящий В.А. Агрегированные значения удельных ущербов от нарушений электроснабжения. — ЭнергоРынок, 2014, № 9, с. 36–47.
- СТО 56947007–29.240.124–2012. Укрупнённые стоимостные показатели линий электропередачи и подстанций напряжением 35–1150 кВ для электросетевых объектов ОАО «ФСК ЕЭС»: http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/sto_56947007-29.240.124-2012.pdf

[07.06.2017]

А в т о р ы: Архипов Игорь Леонидович окончил электроэнергетический факультет (ЭЭФ) Московского энергетического института (Технического университета) (МЭИ (ТУ)) в 2005 г. Начальник департамента инновационного развития ПАО «ФСК ЕЭС».

Гаджиев Магомед Гаджиевич окончил ЭЭФ МЭИ (ТУ) в 2006 г. В 2012 г. защитил кандидатскую диссертацию «Повышение точности учета потерь мощности на корону при оперативной оптимизации режима ЭЭС» в МЭИ (ТУ). Заведующий научно-исследовательской лабораторией кафедры электроэнергетики.

тических систем Национального исследовательского университета (НИУ) «МЭИ».

Василенко Никита Евгеньевич — магистрант «НИУ «МЭИ».

Плотников Владислав Вячеславович — магистрант «НИУ «МЭИ».

Шунтов Андрей Вячеславович окончил ЭЭФ МЭИ в 1982 г. В 2002 г. защитил докторскую диссертацию «Применение системного подхода к формированию схем выдачи мощности электростанций» в МЭИ (ТУ). Заместитель заведующего кафедрой электроэнергетических систем по научной работе «НИУ «МЭИ».

Elektrichestvo (Electricity), 2017, No. 10, pp. 25–34

DOI:10.24160/0013-5380-2017-10-25-34

Once Again on the Rules for Choosing the Power of Autotransformers in the Main Networks of Power Systems

ARKHIPOV Igor L. *Public Company «Federal Grid Company of Unified Energy System. — Head of Innovation Development Department*

GADZHIEV Magomed G. *(National Research University «Moscow Power Engineering Institute» («NRU «MPEI»)), Moscow, Russia — Head of the Research Laboratory «Automation of Electrical Distribution Networks»*

VASILENKO Nikita E. *(«NRU «MPEI», Moscow, Russia) — Student of the master's program*

PLOTNIKOV Vladislav V. *(«NRU «MPEI», Moscow, Russia) — Student of the first year of the master's program*

SHUNTOV Andrey V. *(«NRU «MPEI», Moscow, Russia) — Deputy Head of the Department*

The justification issues and the capacity selection of autotransformers in the main electric networks, which require the accounting of the operation modes of power units for the future of 10 or more years are considered. Appropriate methodological provisions for justification and choice in terms of generalized load schedules, load capacity of transformer equipment, as well as assessing the reliability of electrical installations in the design and development of the energy systems are proposed.

Key words: *electric network, autotransformers, load capacity, load graphs, reliability, technique (method)*

REFERENCES

1. **GOST 14209–85.** *Transformatory silovye maslyanye obshchego naznacheniya. Dopustimye nagruzki* (Power oil transformers of general purpose. Allowable loads). Moscow, Standartinform, 2009, 37 p.
2. **IEC 60076–7–2005.** *Power transformers. Part 7: Loading guide for oil-immersed power transformers.* — IEC 2005, 122 p.
3. **Bodnar V.V.** *Nagruzochnaya sposobnost' silovykh maslyanykh transformatorov* (Load capacity of power oil transformers). Moscow, Energoatomizdat, 1983, 176 p.
4. **Neklepayev B.N.** *Elektricheskaya chast' elektrostantsii i podstantsii* (Electric part of power plants and substations). Moscow, Energoatomizdat, 1986, 640 p.
5. **Khublarov N.N.** *Vestnik VNIIE — in Russ. (Bulletin of VNIIE)*, 2004, pp. 90–102.
6. **STO 56947007–29.180.01.116–2012.** *Instruktsiya po ekspluatatsii transformatorov* (Operating Instructions for Transformers): <http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/STO-56947007-29.180.01.116-2012.pdf>
7. **Abdurakhmanov A.M., Misrikhanov M.Sh., Mazgalev K.V.** *Elektricheskiye stantsii — in Russ. (Plant Stations)*, 2008, No. 10, pp. 59–62.
8. **Spravochnik po proektirovaniyu elektricheskikh setei/Pod red. D.L. Faibisovich** (Reference book for the design of electrical networks). Moscow, Publ. NTs ENAS, 2005, 320 p.
9. **Barg I.G., Edel'man V.I.** *Vosdushnye linii elektroperedachi* (Overhead lines). Moscow, Energoatomizdat, 1985, 248 p.
10. **Ukazaniya po primeneniyu pokazatelei nadezhnosti elementov energosistem i raboty energoblokov s paroturbinnymi ustanovkami** (Guidance on the application of reliability indicators for power system elements and the operation of power units with steam turbine units). Moscow, SPO Soyuztekhenergo, 1985, 18 p.
11. **Katson V.D., Nikitin O.V., Polovoi I.F., Khalilov F.Kh.** *Elektricheskiye stantsii — in Russ. (Power plants)*, 1970, No. 10, pp. 42–44.
12. **Smekalov V.V., Dolin A.P., Pershina N.F.** *Otsenka sostoyaniya i prodleniye sroka sluzhby silovykh transformatorov* (Assesment of the condition and extension of the service life of power transformers): <http://silovoytransformator.ru/stati/ocenka-sostoyaniya-i-prodlenie-sroka-sluzhby-silovykh-transformatocen.htm>
13. **Kozlov B.A., Ushakov I.A.** *Spravochnik po raschetu nadezhnosti apparatury, radioelektroniki i avtomatiki* (A guide to calculating the reliability of radioelectronics and automation equipment). Moscow, Publ. «Sovetskoye radio», 1975, 472 p.
14. **Zorin V.V., Teslenko V.V., Kleppel' F., Adler G.** *Nadezhnost' sistem elektroснабzheniya* (Reliability of power supply systems). Kiev, Publ. «Vishcha shkola», 1984, 192 p.
15. **Nepomnyashchii V.A.** *EnergoRynok — in Russ. (Power Market)*, 2012, No. 6, pp. 37 – 43.
16. **Nepomnyashchii V.A.** *EnergoRynok — in Russ. (Power Market)*, 2014, No. 9, pp. 36 – 47.
17. **STO 56947007–29.240.124–2012:** http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/sto_56947007-29.240.124-2012.pdf

[07.06.2017]