

УДК 622.817: 621.311

В.Н. Матвеев, М.М. Еремеев, М.И. Васенин

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ г. ТОПКИ

Существующая в настоящее время типовая методика расчета системы электроснабжения (СЭС) включает в себя в общих чертах следующие разделы: выбор типового схемного решения; расчет электрических нагрузок (в том числе токов короткого замыкания), на основе которого выбираются элементы СЭС (электрооборудование, сечения линий электропередач); расчет режимов работы (потерь напряжений и мощности, показателей качества электроэнергии), после чего принимается решение о необходимости компенсации реактивных нагрузок и регулирования режимов электропотребления и напряжения в СЭС.

При этом практически отсутствуют интегральные критерии, по которым можно в целом оценить эффективность и безопасность эксплуатации, технологическое совершенство СЭС, что в итоге даст возможность объективно определить составляющую тарифа на электроэнергию, связанную с ее распределением.

Хотя в ряде работ в качестве такого критерия предлагается использовать, например, удельный расход потерянной в электрических сетях электроэнергии на один полезно отпущенный кВт·ч

[1].

В настоящее время активно распространяется такая точка зрения, что экономить электроэнергию будут лишь тогда, когда она дорого стоит.

Обосновывается себестоимость выработки электроэнергии на тепловых станциях в размере (2,3 -4,32) руб./кВт·ч. Если прибавить затраты электросетевых компаний по трансформации, передаче и распределению электроэнергии, затраты на компенсацию потерь, то стоимость электроэнергии возрастает до 5 руб./кВт·ч [2].

Министерство экономического развития РФ указывает, что с учётом инвестиционной составляющей стоимость одного кВт·ч должна составить для населения 3–3,5 руб. (при существующем в настоящее время среднем тарифе 2 руб.), рост тарифов в 2010-2012 гг. в среднем для населения составит 10 %, для промышленности – 7,6 % .

Справедливость подобных утверждений можно оценить, сравнив отечественные тарифы за электроэнергию с мировыми показателями.

В табл. 1 и 2 приведена стоимость электрической энергии для различных регионов мира [3].

Таблица 1. Стоимость электроэнергии за один кВт·ч в регионах США (в \$ США)

Регионы США	Частное жилье		Бизнес		Промышленность		Транспорт		Все секторы	
	IX. 2008	IX. 2007	IX. 2008	IX. 2007	IX. 2008	IX. 2007	IX. 2008	IX. 2007	IX. 2008	IX. 2007
Новая Англия	0,18	0,16	0,15	0,14	0,13	0,12	0,12	0,08	0,16	0,14
Центральный Северо-Запад	0,17	0,09	0,08	0,08	0,06	0,06	0,08	0,07	0,08	0,08
Центральный Северо-Восток	0,09	0,08	0,07	0,06	0,05	0,05	0,07	0,08	0,07	0,06
Тихоокеанское побережье	0,12	0,13	0,12	0,12	0,08	0,08	0,08	0,08	0,11	0,11
Тихоокеанский район	0,29	0,2	0,24	0,17	0,25	0,16	-	-	0,26	0,18
Средние тарифы по США	0,11	0,1	0,1	0,09	0,07	0,06	0,13	0,1	0,1	0,09

Таблица 2. Стоимость электроэнергии за один кВт·ч в странах мира (в \$ США)

Страна	Годы								
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Австралия	0,05	0,045	0,044	0,049	0,054	0,061	-	-	-
Великобритания	0,064	0,055	0,051	0,052	0,055	0,067	0,087	0,117	-
Венгрия	0,055	0,049	0,051	0,059	0,078	0,092	0,096	0,105	0,134
Венесуэла	-	-	-	-	-	-	0,032	0,032	-
Германия	0,057	0,041	0,044	0,049	0,065	0,077	0,084	0,094	-
Греция	0,050	0,042	0,043	0,046	0,056	0,063	0,067	-	-
Дания	0,066	0,058	0,060	0,070	0,092	0,096	-	-	-
Индонезия	0,027	0,036	0,035	0,048	0,062	0,063	0,059	-	-
Испания	0,049	0,043	0,041	0,048	0,054	0,060	0,083	0,091	-
Италия	0,086	0,089	0,107	0,113	0,147	0,161	0,174	0,210	0,237
Казахстан	0,018	0,013	0,014	0,014	0,015	0,018	0,020	0,024	0,033
Канада	0,038	0,039	0,042	0,039	0,047	0,049	0,055	-	-

Куба	-	-	-	-	-	-	0,082	0,087	-
Новая Зеландия	0,033	0,028	0,027	0,033	0,046	0,051	0,061	0,060	0,068
Норвегия	-	0,019	0,025	0,031	0,046	0,043	0,043	0,055	0,048
Польша	0,037	0,037	0,045	0,049	0,056	0,060	0,070	0,073	0,082
Россия	-	-	0,021	0,024	0,029	0,030	0,032	0,036	-
Сингапур	-	-	-	0,067	0,070	0,074	0,080	0,096	0,112
Словакия	0,041	0,042	0,043	0,047	0,070	0,083	0,086	0,098	0,137
Франция	0,044	0,036	0,035	0,037	0,045	0,050	0,050	0,051	0,056
Швейцария	0,090	0,069	0,068	0,070	0,079	0,084	0,081	0,080	0,084
Южная Корея	0,046	0,052	0,048	0,047	0,051	0,053	0,059	0,065	0,069
Япония	0,143	0,143	0,127	0,115	0,122	0,127	0,123	0,117	-

Таблица 3. Загрузка силовых трансформаторов подстанций города Топки в 2009 г.

№ ТП	Мощность, кВА	Загрузка на стороне 0,4 кВ, А	Загрузка на стороне 10 кВ, А	Потребляемая мощность, кВА	Коэффициент загрузки, %
13	400	365	15	253	63,22
	400	0	0	0	0
21	400	206	8	142	35,62
	400	194	8	134	33,54
37	250	0	0	0	0,00
	400	231	9	160	40,07
42	250	109	4	76	30,30
107	160	30	1	21	12,85
78	250	65	3	45	18,11
31	400	82	3	57	14,20
50	400	97	4	67	16,80
	400	97	4	67	16,86
62	160	17	1	12	7,36
26	320	207	8	143	44,74
	320	150	6	104	32,55
65	400	127	5	88	22,00
	400	167	7	116	28,93
48	400	178	7	123	30,83
	630	294	12	204	32,33
33	400	149	6	103	25,75
	400	78	3	54	13,57
36	400	81	3	56	14,03
	400	117	5	81	20,21
34	400	113	5	79	19,63
	400	124	5	86	21,48
57	630	482	19	334	52,97
	630	292	12	202	32,11
16	400	228	9	158	39,55
	400	20	1	14	3,52
27	400	139	6	97	24,13
	400	62	2	43	10,68
38	250	114	5	79	31,50
	250	210	8	145	58,10

Анализ этой информации показывает, что тарифы увеличиваются практически повсеместно, причем в странах бывшего соцлагеря (Венгрия, Польша, Словакия), а также в Казахстане темпы роста тарифов значительно выше. Наибольшие темпы роста тарифов - в России, где стоимость одного кВт·ч, увеличившаяся за последние 10 лет с 2 до 12 центов, одна из самых высоких в мире (в 2010 г. для населения стоимость одного кВт·ч достигла 3,5 руб.).

В нефте- и газодобывающих странах тарифы

ниже (Венесуэла, Норвегия), так же, как и во Франции, где велика доля атомной энергетики. Одни из самых низких - тарифы в Европе, особенно в тех странах, которые наиболее пострадали во время последнего мирового экономического кризиса (Греция, Испания), самые высокие тарифы в США.

Оправданы ли предлагаемые министерством тарифы в России, где потери мощности в сетях по оценкам экспертов составляют свыше 11 % ?

С целью оценки эффективности работы кон-

крайней распределительной системы был проведен анализ работы СЭС города Топки - города, с одной стороны, небольшого и компактного, с другой, - в недавнем прошлом имеющего большой промышленный потенциал. Современное состояние исследуемой городской СЭС отличается следующими особенностями:

1) в условиях спада промышленного производства высвободились значительные электрические мощности, при этом трансформаторы подстанций зачастую загружены менее чем на 50 % (как правило, в трансформаторной подстанции (ТП) одновременно работают два параллельно включенных трансформатора), примеры загрузки ТП приведены в табл. 3 (нумерация ТП указана в соответствии со схемой электроснабжения);

2) существует превышение установленного предельного соотношения реактивной и активной мощностей, утвержденного приказом Минпромэнерго РФ №49 от 22.02.07 г.: в сетях 10 кВ - 0,4, в сетях 0,4 кВ - 0,35; пример фактического соотношения мощностей приведен в табл. 4, (данные предоставлены ЗАО «Электросети» города Топки);

3) у руководства городской электросети нет заинтересованности в поддержании показателей качества электрической энергии (ПКЭ) на уровне, задаваемым ГОСТ 13109-97, однако значительные затраты были использованы на установку вне жилых домов электронных счетчиков активной электрической энергии (без телеметрии), кроме этого воздушные линии модернизируются с использованием СИП лишь на 0,4 кВ;

4) отсутствует автоматизированная система диспетчерского управления объектами электроэнергетики.

Таким образом, при явных нерациональности использования электрооборудования и незэффективности работы СЭС руководством сетевой компании не проводятся работы по совершенствованию городских сетей, причем в последнее время информация по режимам работы электрооборудования СЭС становится секретной.

В качестве требуемого интегрального показателя, определяющего эффективность и безопасность эксплуатации сложной системы, в работе [4] использован информационный ресурс, определяемый внутренней информацией: структурной, характеризующая топологию системы, упорядоченность связей между элементами, и оперативной, оценивающей потоки информации, которые циркулируют по данным связям с различной скоростью.

СЭС города Топки включает в себя объект управления (схему электроснабжения) и эргатическую подсистему, обеспечивающую необходимые воздействия на объект управления и имеющую в качестве датчиков - датчики токов, напряжений, счетчики электроэнергии, а кроме того прибор для замера ПКЭ.

Информационная модель СЭС основана на графе схемы электроснабжения, позволяющем оценить и оптимизировать ее структуру. В процессе эксплуатации с течением времени меняется конфигурация графа, так как происходит развитие объекта электроснабжения, возникает необходимость в изменении маршрутов прокладки кабельных каналов, трассировки воздушных линий. Модель СЭС позволяет также получить оптимальный вариант изменения схемы.

Ориентированный граф анализируемой схемы электроснабжения 10 кВ приведен на рис.1: центральная ее часть построена по магистральной схеме, фрагментарно закольцованной, периферийная часть – по радиальной схеме.

Нумерация элементов графа начинается с источников питания - трансформаторных подстанций (ТП) 110/10 «Мехзаводская» и 35/10 «Моторная», затем – распределительный пункт (РП), КРУН-2 и КРУН-1. У источников выделяются по две секции

Таблица 4. Суточное потребление электроэнергии по ЗАО "Электросети" города Топки

Пункт замера	Активн. энергия, кВт·ч	Реактив. энергия, кВАр·ч	$\operatorname{tg} \varphi$
Напряжение 10 кВ			
Подстанция 110/10 «Мех заводская»: фидер 10-3-65	21280	6800	0,3195
фидер 10-20 «РП»	35200	17760	0,5045
фидер 10-18 «Х»	6720	5760	0,8571
фидер 10-16	19440	8560	0,4403
фидер 10-13 «Ц»	35680	18640	0,5224
фидер 10-15 «Ф»	26640	5600	0,2102
фидер 10-22 ос	90	210	2,3333
Подстанция 35/10 «Моторная»: фидер 10-4 «ЖД»	8440	5080	0,6018
фидер 10-10 юж	8360	3520	0,4210
Всего по ЗАО	161930	76730	0,4738
Напряжение 0,4 кВ			
ТП 58:ввод № 1	3120	2040	0,6538
ввод № 2	3312	2664	0,8043
ТП 57:ввод № 1	4800	1008	0,21
ввод № 2	3120	1032	0,3308
ТП 97: ввод № 1	1776	1752	0,9865
ввод № 2	3552	2668	0,7568

– нечетная и четная, после чего следуют проходные ТП, образующие магистральные (кольцевые) линии, последними нумеруются конечные радиальные ТП.

Для графа построена матрица смежности узлов и определены структурные показатели [4]: коэффициент структуры $k_{cm}=1,54$; ранг матрицы смежности вершин, равный 42 при 130 элементах графа, показатель смежности $A=0,323077$, энтропия связей структуры $H(p)=6,358$; упорядоченность структуры, пропорциональная количеству

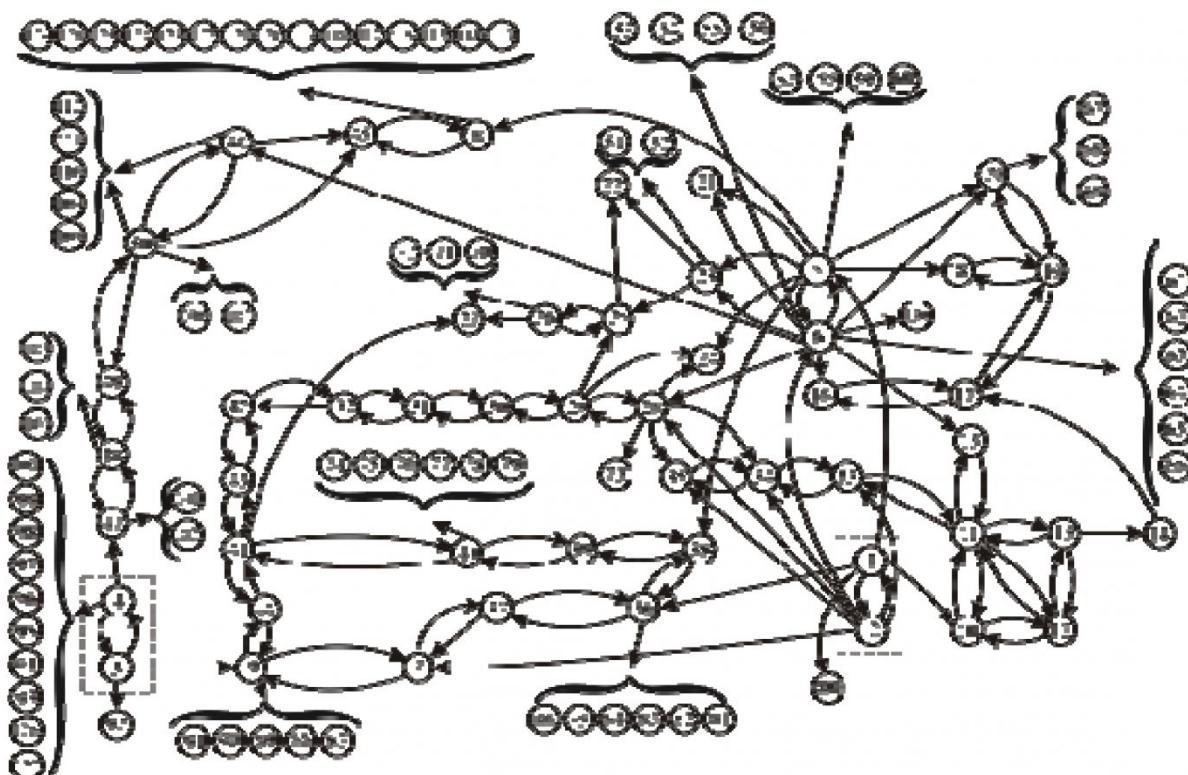


Рис. 1. Граф схемы электроснабжения 10 кВ г. Топки: 1, 2 и 3,4 – секции ТП 110/10 «Мехзаводская» и 35/10 «Моторная», соответственно; 5,6 – секции РП-1; 7, 8 – КРУН-2 и КРУН-1, соответственно; 9-130 – ТП 10/0,4

структурной информации, $G=2,054$.

Полученные значения структурных показателей невысоки, поэтому была предпринята виртуальная попытка изменения структуры графа: наиболее близкие по своему городскому местонахождению (несколько сотен метров) тупиковые радиальные ТП были объединены магистралями (при этом учитывалась необходимость питания от разных фидеров (источников), достаточность сечений питающих линий при резервировании).

По первому варианту с объединением питания ТП 49 и ТП 20 (элементы 15 и 34 графа, соответственно), ТП 45 и ТП 92 (элементы 22 и 51), ТП 73 и ТП 409 (элементы 58 и 64) ранг матрицы смежности вершин увеличился до 46. По второму варианту с объединением питания ТП 79 и ТП 85 (элементы 77 и 100), ТП 6 и ТП 96 (элементы 92 и 93), ТП 53 и ТП 105 (элементы 37 и 87) ранг матрицы смежности вершин составил величину 45. При объединении питания по обоим вариантам ранг возрастал до 49, т.е. при минимальных капитальных затратах по прокладке питающих линий наблюдаемость структуры может повыситься почти на 17 %.

Для нахождения информационного ресурса системы необходимо помимо схемы электроснабжения учесть функционирование эргатической подсистемы управления - все информационные и управляющие каналы. Эта подсистема включает в себя: диспетчера, получающего распоряжения от главного инженера, текущую информацию от тех-

ников-счетчиков, населения, и отдающего распоряжения техническому персоналу - оперативно-выездным бригадам (ОВБ) по техническому обслуживанию и ремонту (ТОР).

По сравнению со структурой схемы СЭС, структура эргатической подсистемы нестабильна: связи между ее элементами и элементами электрической схемы возникают и исчезают хаотически, нет телеметрических информационных каналов и каналов управления, поэтому они не учтены в графе.

Объем оперативной информации путей графа

$$I_l = - \sum_{k=1}^{Q_{lM}} p_{lk} \log_2 p_{lk}, \text{бит},$$

где p_{lk} - вероятность появления k -го состояния системы в l -м пути ее графа; Q_{lM} – число возможных состояний системы в l -м пути ее графа.

За показатель оперативной информации принимается – комплексный оперативный показатель:

$$D = \sum_{l=1}^{l_M} p_l f_l I_l, \text{бит/с},$$

где p_l - вероятность получения достоверной оперативной информации путей; f_l - средняя скорость перемещения оперативной информации в пути; количество путей в графе –

$$f_l = 1/T_l, \text{1/с},$$

где T_l – время перемещения оперативной информации в l -м пути, с.

Движение оперативной информации по силовым электрическим связям и по информационным каналам эргатической подсистемы происходит по сквозным путям:

для электрической схемы T_l - это время переходного процесса после коммутации в цепи (от источника энергии до оконечного приемника);

для эргатической подсистемы T_l - это время после получения информации об аварии в СЭС либо после принятия решения о начале процесса ТОР, отключения напряжения на нужном участке СЭС, выдачи команды диспетчера ОВБ, время в пути ОВБ, время ТОР, сообщения диспетчеру о выполнении работы и время на включение силового напряжения.

За состояния элементов силовой цепи принимаются: включенное и выключенное (исправное и неисправное), за состояния элементов эргатической подсистемы принимаются визуально различимые состояния (ввиду отсутствия средств объективного телеметрического контроля): обрыв линии электропередачи, короткое замыкание, перепады напряжения (фликер), низкое и высокое напряжение, несанкционированное подключение, нормальная работа в сети 10 кВ либо 0,4 кВ.

Расчет по Топкинской СЭС показал, что $D=1857,23$ бит/с при незначительной доле оперативной информации от эргатической подсистемы вследствие очень низкой величины ее перемещения по сравнению с электрической схемой.

Значение информационного ресурса формируется и структурными, и оперативными показателями $R=GD$.

Величина информационного ресурса СЭС составила величину 3814,75 бит/с и имеет огромный неиспользуемый потенциал, заключающийся в совершенствовании структуры схемы и повышении скорости циркуляции оперативной информации в эргатической подсистеме.

Эффективность работы городской распределительной электросети определяется также величиной потерь при передаче электроэнергии потребителям, обусловленных реактивной энергией, в том числе из-за режима работы силовых трансформаторов, качеством электрической энергии. Несмотря на невысокую стоимость и ощущимую эффективность фильтрокомпенсирующих, симметрирующих устройства, их внедрение игнорируется электроснабжающей организацией, потребители продолжают платить за некачественную электроэнергию, а фактические затраты на производство и передачу электроэнергии и даже на развитие электросистемы включаются в тарифы для потребителей.

Анализ показателей качества электроэнергии показал, что в основном они удовлетворяют требованиям стандарта, особенно после установки частотно-регулируемого привода на цементном заводе, которая частично снизила уровень недопустимых отклонений напряжения в сети города Топки, в то же время увеличение числа таких приводов неизбежно приведет к искажению синусоидальности кривой напряжения.

Исследуемая СЭС не предусматривает экономичного распределения электроэнергии путем регулирования режимами работы электроприемников для увеличения значения коэффициента заполнения суточного графика нагрузки, путем регулирования режимами работы компенсирующих устройств и режимами работы силовых трансформаторов.

Поставляя некачественный товар (электроэнергию) энергоснабжающая организация заботится в основном о неснижающейся прибыли, сокращая, в частности, хищение электроэнергии: развитие СЭС происходит лишь в области введения автоматизированных систем контроля и учета электроэнергии, что позволило снизить учтенное по городу потребление энергии на 10 млн. кВт·ч в год (до 72 млн. кВт·ч).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Кузнецов А. В. Структура и тарифное стимулирование управления режимами потребления электрической энергии / А. В. Кузнецов, Л. Т. Магазинник, В. П. Шингаров; под ред. Л. Т. Магазинника. – Ульяновск: УлГТУ, 2003.–104 с.
2. Божков М.И. Энергосбережение – это оптимизация производства и потребления энергии // Электрика. 2010. – № 1.– С. 3–8.
3. <http://newtariffs.ru/>
4. Матвеев В.Н. Повышение безопасности эксплуатации шахтных участковых систем электроснабжения и их компонентов: Автореф. дис. ... докт. техн. наук. - Кемерово, 2003. - 40 с.

□Авторы статьи:

Матвеев
Виктор Николаевич
- докт. техн. наук, проф.,
зав. каф. общей электротехники
КузГТУ, тел. 8(3842) 39-63-63

Еремеев
Михаил Михайлович
- студент КузГТУ (гр. ЭП-051),
тел.8 923 508 3892

Васенин
Михаил Игоревич
- студент КузГТУ (гр. ЭП-051),
тел.8 951 570 6811