

СОВМЕСТНЫЙ РАСЧЕТ ТЕХНИЧЕСКИХ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ 0,38–10 кВ

Докт. техн. наук, проф. ФУРСАНОВ М. И., канд. техн. наук, доц. ЗОЛОТОЙ А. А.,
инженеры МАКАРЕВИЧ В. В., КУНЦЕВИЧ А. И.

Белорусский национальный технический университет

Одним из путей повышения точности эксплуатационных расчетов является совместное определение потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях 6–10 и 0,38 кВ. Информационная обеспеченность сетей 6–10 кВ позволяет получить потокораспределение в схеме линии путем распределения электроэнергии, зафиксированной приборами учета электроэнергии на головном участке (ГУ) распределительной линии (РЛ), пропорционально общепринятому критерию – установленным мощностям трансформаторов. В этом случае нагрузочные потери электроэнергии ΔW_{ni} в i -м элементе схемы РЛ можно рассчитать по формуле [1]

$$\Delta W_{ni} = \frac{W_{pi}^2 (1 + \operatorname{tg}^2 \varphi)}{U_{\text{ном}}^2 T} k_{\varphi}^2 r_i, \quad (1)$$

где W_{pi} – поток активной электроэнергии, протекающей по i -му элементу схемы РЛ за период времени T ; $\operatorname{tg} \varphi$ – среднее значение коэффициента реактивной мощности; k_{φ} – коэффициент формы графика нагрузки; $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение РЛ; r_i – активное сопротивление i -го элемента схемы РЛ.

Суммарные потери электроэнергии в схеме РЛ определяются в виде суммы нагрузочных потерь электроэнергии во всех элементах схемы РЛ и потерь холостого хода в трансформаторах РЛ. Как показано в [2], погрешность такого метода составляет 10,8 %.

В отличие от сетей 6–10 кВ информационная обеспеченность сетей 0,38 кВ значительно хуже. Динамика развития электрических сетей 0,38 кВ довольно высока, поэтому при подготовке топологической информации возникает вопрос ее достоверизации. При этом особенно остро стоит проблема определения фаз подключения однофазных потребителей. Причиной ее возникновения являются несовершенство эксплуатации в сфере ведения паспортной документации по сетям 0,38 кВ и незаинтересованность строительно-монтажных организаций в определении и передаче сетям данных о необходимых для расчета параметрах вводимой в эксплуатацию линии, таких как удельные активное и реактивное сопротивления проводников, фаз подключения потребителей и т. п. Особенно это касается широко применяемых в последнее время самонесущих изолированных проводов. Для них определение фазы подключения однофазных потребителей становится настоящей проблемой по сравнению с неизолированными проводами, когда фазу можно установить путем визуального обхода линии. Что же каса-

ется параметров проводников, то с удельным активным сопротивлением проблем практически нет, за исключением сплавов. А удельные реактивные сопротивления и проводимости изолированных проводов удастся найти далеко не всегда. Как оказалось, не все заводы, выпускающие данную продукцию, проводят соответствующие измерения.

Кроме отмеченного, персонал электрических сетей сталкивается с трудоемкой проблемой кодировки схем большого объема. Приведем некоторые данные и обобщенные результаты совместного расчета технических потерь электроэнергии в сетях 0,38–10 кВ Борисовского филиала электрических сетей (ФЭС) РУП «Минскэнерго». Как видно из табл. 1, только на балансе Смолевичского района Борисовского ФЭС находится 1238 РЛ 0,38 кВ, включающих 28160 узлов и 26916 участков суммарной протяженностью 878,69 км, которые питают 17766 нагрузок.

Таблица 1

Исходные данные по сетям 0,38 кВ Смолевичского района Борисовского ФЭС

Питающая подстанция	Число подстанций	РЛ 10 кВ	ТП	РЛ 0,38 кВ	Количество			Длина, км
					узлов	участков	нагрузок	
«Шабунь»	1	4	72	94	2127	2033	1106	62,55
«Усяж»	1	9	40	109	2530	2421	1261	71,19
«Дубровская»	1	3	32	63	1286	1223	761	37
«Кленник»	1	3	28	54	1349	1295	602	37,82
«Красное Знамя»	1	6	61	86	2050	1964	1180	60,45
«Хотеново»	1	4	34	65	1403	1337	818	60,37
«Смолевичи город»	3	15	96	271	6191	5915	4630	194,87
«Смолевичи р-н»	7	17	132	247	5034	4787	3223	156,68
«Жодинский уч.»	10	22	200	191	4829	4637	3297	152,91
«Плиса»	1	5	59	58	1361	1304	888	44,85
Итого РЭС	27	88	754	1238	28160	26916	17766	878,69

В настоящее время устранением проблем, связанных с достоверизацией топологической информации и кодировкой схем 0,38 кВ, успешно занимаются многие филиалы электрических сетей Белорусской энергосистемы. Борисовский ФЭС РУП «Минскэнерго» в 2008 г. решил данную задачу полностью.

Проблема режимной информации в электрических сетях 0,38 кВ до недавнего времени так и не находила решения в силу отсутствия измерительных приборов в трансформаторных пунктах (ТП), нехватки средств на их установку и человеческих ресурсов для проведения необходимых замеров. Для разрешения указанной проблемы авторами предложена методика совместного расчета технических потерь электроэнергии в электрических сетях 0,38–10 кВ на основе поэлементных, пофазных расчетов отдельных распределительных линий 6–10 и 0,38 кВ с привязкой последних к соответствующим трансформаторам потребительских подстанций 6–10/0,38 кВ.

На сегодняшний день в энергосистеме Республики Беларусь режимная информация по сетям 6–10 кВ имеется в местах установки цифровых счетчиков в виде графиков потребления активной и реактивной электроэнергии за расчетный период с получасовыми или часовыми замерами. Это все вводы трансформаторных подстанций 35–750/6–10 кВ и головные участки некоторых РЛ.

В электрических сетях 0,38 кВ известны точки подключения потребителей, фазы для однофазных потребителей и установленная мощность потребителей.

Суть предлагаемой методики заключается в следующем.

1. Определяем средние значения активной P_{nn} и реактивной Q_{nn} мощностей нагрузки n -х потребителей в электрических сетях 0,38 кВ по формулам:

$$P_{nn} = P_m \frac{P_{nn}^y}{\sum_{n \in M} P_{nn}^y} \text{ кВт}; \quad (2)$$

$$Q_{nn} = Q_m \frac{Q_{nn}^y}{\sum_{n \in M} Q_{nn}^y} \text{ квар}, \quad (3)$$

где P_m , Q_m – средние значения активной, кВт, и реактивной, квар, мощностей, зафиксированные цифровой системой учета на m -м трансформаторном вводе 6–10 кВ подстанций (ПС) 35–750 кВ, являющемся для рассчитываемого участка электрической сети 0,38–10 кВ центром питания; P_{nn}^y , Q_{nn}^y – установленные активная и реактивная мощности нагрузки n -го потребителя, кВт, квар; M – множество потребителей, питающихся от m -го трансформаторного ввода 6–10 кВ ПС 35–750 кВ.

2. Рассчитываем средние значения фазных токов нагрузки I_{vn} n -х потребителей схем замещения электрических сетей 0,38 кВ:

$$I_{vn} = \frac{S_{nvn}^*}{U_{ном}}, \quad v = A, B, C, \quad A, \quad (4)$$

где S_{nvn} – средние значения мощностей нагрузки v -х фаз потребителей электрических сетей 0,38 кВ, кВт·А ($S_{nvn} = P_{nvn} + jQ_{nvn}$); $U_{ном}$ – номинальное напряжение электрической сети, кВ.

Мощность трехфазного потребителя S_{nn} представляется в виде суммы трех одинаковых мощностей S_{nvn} однофазных потребителей, вычисляемых по формуле:

$$S_{nn} = 3S_{nvn}, \quad v = A, B, C, \quad \text{кВт} \cdot \text{А}. \quad (5)$$

3. Определяем средние значения фазных токов нагрузки I_{vi} в i -х узлах схем замещения РЛ 0,38 кВ:

$$I_{vi} = \sum_{n \in i} I_{vn}, \quad v = A, B, C, \quad A. \quad (6)$$

4. Из уравнений первого закона Кирхгофа находим средние значения токов I_{vij} в фазных проводах на участках схем замещения РЛ 0,38–10 кВ:

$$I_{vi} = \sum_{ij \in \omega_i} I_{vij}, \quad v = A, B, C, \quad A, \quad (7)$$

где I_{vi} – среднее значение тока нагрузки в v -й фазе i -го узла схемы замещения РЛ, А; I_{vij} – средние значения токов в фазных проводах ветви i – j схемы

замещения РЛ, А; ω_i – множество ветвей i – j схемы замещения РЛ 0,38 кВ, смежных с i -м узлом.

5. Фазные токи на стороне высокого напряжения трансформаторов 6–10 кВ вычисляем способом, изложенным в [3].

6. Токи в нулевых проводах ветвей схем замещения РЛ 0,38 кВ определяем с учетом повторных заземлений, устанавливаемых в сети нулевого провода согласно [4]. Методика расчета токов в нулевых проводах ветвей схем замещения РЛ 0,38 кВ приведена в [5].

7. Рассчитываем нагрузочные потери активной мощности в фазных и нулевых проводах $\Delta P_{v ij}$ ветвей i – j схемы замещения РЛ 0,38–10 кВ:

$$\Delta P_{v ij} = I_{v ij}^2 r_{v ij} 10^{-3}, \quad v = A, B, C, N, \quad \text{кВт}, \quad (8)$$

где $I_{v ij}$ – токи в фазных и нулевом проводах ветви i – j схемы замещения РЛ, А; $r_{v ij}$ – активные сопротивления фазных и нулевого проводов ветви i – j , Ом.

8. Вычисляем технические потери электроэнергии в ветвях i – j схемы замещения РЛ 0,38–10 кВ в расчетном периоде $\Delta W_{m ij n}^{0,38-10}$:

$$\Delta W_{m ij n}^{0,38-10} = \Delta P_{v ij n} k_{\phi m}^2 T + \Delta P_{vx i n} T, \quad v = A, B, C, N, \quad \text{кВт} \cdot \text{ч}, \quad (9)$$

где $\Delta P_{v ij n}$ – нагрузочные потери активной мощности в фазных и нулевом проводах ветви i – j n -й схемы замещения РЛ 0,38–10 кВ, кВт; $\Delta P_{vx i n}$ – потери активной мощности холостого хода в фазах i -го узла трансформаторной ветви i – j n -й схемы замещения РЛ 0,38–10 кВ, кВт; $k_{\phi m}^2$ – квадрат коэффициента формы графика активной мощности, зарегистрированной за расчетный период цифровой системой учета на m -м трансформаторном вводе 6–10 кВ ПС 35–750 кВ, о. е.; T – расчетный период, ч.

Значение $k_{\phi m}^2$ рассчитываем на основе зарегистрированных графиков активной мощности

$$k_{\phi m}^2 = \frac{T \sum_{t=1}^{N_{\Delta t}} P_t^2 \Delta t_t}{\left(\sum_{t=1}^{N_{\Delta t}} P_t \Delta t_t \right)^2}, \quad (10)$$

где P_t – активная мощность, зарегистрированная в t -м часу расчетного периода T , кВт; Δt_t – интервал времени, в течение которого значения P_t неизменны, ч; $N_{\Delta t}$ – количество интервалов времени Δt_t в расчетном периоде T .

9. Находим технические потери электроэнергии в n -й схеме замещения РЛ 0,38–10 кВ в расчетном периоде $\Delta W_{mn}^{0,38-10}$

$$\Delta W_{mn}^{0,38-10} = \sum_{i \neq j} \sum_{i \neq j} \Delta W_{m ij n}^{0,38-10}, \quad \text{кВт} \cdot \text{ч}. \quad (11)$$

10. Определяем технические потери электроэнергии в электрических сетях 0,38–10 кВ за расчетный период $\Delta W^{0,38-10}$

$$\Delta W^{0,38-10} = \sum_m \sum_n \Delta W_{mn}^{0,38-10}, \text{ кВт} \cdot \text{ч.} \quad (12)$$

Результаты отдельных расчетов суммарных технических потерь электрической энергии в электрических сетях 0,38–10 кВ Смолевичского района Борисовского ФЭС РУП «Минскэнерго» представлены в табл. 2–4, а также приведена структура потерь электроэнергии отдельно в сетях 10 и 0,38 кВ.

Таблица 2

Результаты расчета суммарных технических потерь электроэнергии в сетях 0,38–10 кВ Смолевичского района Борисовского ФЭС, выполненные отдельно

Питающая подстанция	Суммарный отпуск электроэнергии в сеть		Суммарные потери электроэнергии в сети					
	10 кВ, тыс. кВт·ч	0,38 кВ, тыс. кВт·ч	10 кВ		0,38 кВ		0,38–10 кВ	
			тыс. кВт·ч	%	тыс. кВт·ч	%	тыс. кВт·ч	%
«Волма»	60,00	51,61	8,39	13,98	3,09	5,14	11,48	19,13
«Гаице»	133,90	121,75	12,15	9,07	10,17	7,59	22,32	16,67
«Дубровская»	250,40	234,20	16,20	6,47	10,18	4,06	26,38	10,53
«Кленник»	42,90	33,64	9,26	21,59	0,73	1,70	9,99	23,30
«Красное Знамя»	245,66	231,08	14,58	5,93	11,47	4,67	26,05	10,60
«Микробиология»	405,69	374,52	31,17	7,68	25,00	6,16	56,17	13,85
«Минск-Восточный»	143,58	104,32	39,26	27,34	10,40	7,24	49,66	34,58
«Петровицы»	221,60	202,39	19,21	8,67	13,39	6,04	32,60	14,71
«Слобода»	84,80	62,29	22,51	26,54	2,23	2,63	24,74	29,17
«Смиловичи»	69,00	56,54	12,47	18,07	2,97	4,31	15,44	22,37
«Усяж»	558,26	513,18	45,08	8,07	32,26	5,78	77,34	13,85
«Хотеново»	166,68	150,58	16,10	9,66	5,84	5,99	21,94	13,16
«Шабунь»	210,74	177,18	33,56	15,92	6,29	2,98	39,85	18,91
«Шестиснопы»	68,80	58,96	9,84	14,30	2,30	3,35	12,14	17,64
Смолевичский РЭС	2662,01	2372,26	289,76	10,88	136,32	5,75	426,08	16,01

Из табл. 2 видно, что суммарные технические потери электроэнергии в сети 10 кВ в именованных единицах составляют 289,76 тыс. кВт·ч, или 10,88 % от электроэнергии, отпущенной в сеть 10 кВ. Для отдельных подстанций эта величина колеблется в довольно широких пределах – от 5,93 % (подстанция «Красное Знамя») до 27,34 % (подстанция «Минск-Восточная»). Высокий процент потерь на подстанции «Минск-Восточная» объясняется характером нагрузки. Подстанция питает в основном линии освещения автомобильной дороги Минск – аэропорт «Минск-2». Основная доля потерь данной подстанции (табл. 3) приходится на холостой ход трансформаторов 26,71 %.

Таблица 3

**Результаты расчета суммарных технических потерь электроэнергии в сети 10 кВ
Смолевичского района Борисовского ФЭС, выполненные раздельно**

Питающая подстанция	Отпуск электро-энергии в сеть 10 кВ, тыс. кВт·ч	Потери электроэнергии в сети 10 кВ							
		нагрузочные в линиях		в трансформаторах				суммарные	
				нагрузочные		холостого хода			
		тыс. кВт·ч	%	тыс.кВт·ч	%	тыс.кВт·ч	%	тыс.кВт·ч	%
«Волма»	60,00	0,35	0,58	0,12	0,20	7,92	13,20	8,39	13,98
«Гаище»	133,90	4,87	3,64	0,59	0,44	6,69	4,99	12,15	9,07
«Дубровская»	250,40	1,34	0,54	1,32	0,53	13,54	5,41	16,20	6,47
«Кленник»	42,90	0,07	0,17	0,06	0,14	9,13	21,28	9,26	21,59
«Красное Зна-мя»	245,7	4,26	1,74	1,50	0,61	8,82	3,59	14,58	5,93
«Микробиоло-гия»	405,69	5,23	1,29	3,43	0,84	22,52	5,55	31,17	7,68
«Минск-Вос-точный»	143,58	0,73	0,51	0,18	0,13	38,34	26,71	39,26	27,34
«Петровичи»	221,60	1,25	0,56	0,56	0,25	17,40	7,85	19,21	8,67
«Слобода»	84,80	0,01	0,01	0,05	0,06	22,45	26,48	22,51	26,54
«Смиловичи»	69,00	0,89	1,28	0,07	0,10	11,51	16,69	12,47	18,07
«Усяж»	558,26	8,45	1,51	2,16	0,39	34,47	6,17	45,08	8,07
«Хотеново»	166,68	1,36	0,81	0,59	0,35	14,16	8,49	16,10	9,66
«Шабуни»	210,74	3,01	1,43	0,38	0,18	30,16	14,31	33,56	15,92
«Шестиснопы»	68,80	0,45	0,65	0,08	0,11	9,31	13,53	9,84	14,30
Смолевичский РЭС	2662,01	32,26	1,21	11,08	0,42	246,41	9,26	289,76	10,88

Таблица 4

**Результаты расчета суммарных технических потерь электроэнергии в сети 0,38 кВ
Смолевичского района Борисовского ФЭС, выполненные раздельно**

Питающая подстанция	Поток эл. энергии, тыс. кВт·ч	Потери электрической энергии									
		суммарные		в фазе А		в фазе В		в фазе С		в нулевом проводе	
		тыс. кВт·ч	%	тыс. кВт·ч	%	тыс. кВт·ч	%	тыс. кВт·ч	%	тыс. кВт·ч	%
«Волма»	60	3,09	5,14	1	1,66	1,1	1,83	0,98	1,63	0,01	0,02
«Гаище»	133,9	10,17	7,59	3,4	2,54	3,42	2,56	3,33	2,49	0,01	0,01
«Дубровская»	250,4	10,18	4,06	3,54	1,41	3,36	1,34	3,17	1,27	0,11	0,04
«Кленник»	42,9	0,73	1,7	0,26	0,61	0,24	0,55	0,19	0,45	0,04	0,09
«Красное Знамя»	245,66	11,47	4,67	3,86	1,57	3,81	1,55	3,7	1,5	0,11	0,04
«Микробиология»	405,7	25	6,16	8,24	2,03	8,46	2,08	8,2	2,02	0,11	0,03
«Минск-Восточный»	143,6	10,4	7,24	4	2,79	3,44	2,39	2,86	1,99	0,1	0,07
«Петровичи»	221,6	13,39	6,04	4,76	2,15	4,47	2,02	3,97	1,79	0,19	0,09
«Слобода»	84,8	2,23	2,63	0,68	0,8	0,76	0,9	0,77	0,91	0,01	0,01
«Смиловичи»	69	2,97	4,31	1,06	1,54	0,95	1,37	0,94	1,36	0,02	0,03
«Усяж»	558,3	32,26	5,78	11,21	2,01	10,64	1,91	10,06	1,8	0,35	0,06
«Хотеново»	97,6	5,84	5,99	1,96	2,01	1,93	1,97	1,87	1,92	0,08	0,09
«Шабуни»	210,7	6,29	2,98	2,08	0,99	2,13	1,01	2,01	0,95	0,06	0,03
«Шестиснопы»	68,8	2,3	3,35	0,75	1,09	0,8	1,17	0,74	1,07	0,02	0,03
Смолевичский РЭС	2592,96	136,32	5,257	46,8	1,80	45,51	1,75	42,79	1,65	1,22	0,04

Суммарные технические потери электроэнергии в сети 0,38 кВ в именованных единицах составляют 136,32 тыс. кВт·ч, или 5,75 %. Распределение суммарных технических потерь по фазам следующее: фаза *A* – 46,8 тыс. кВт·ч, или 1,8 %, фаза *B* – 45,51 тыс. кВт·ч, или 1,75 %, и фаза *C* – 42,79 тыс. кВт·ч, или 1,65 %. Из-за несимметричной загрузки фаз появляются дополнительные потери электроэнергии в нулевом проводе – 1,22 тыс. кВт·ч, или 0,04 %. Коэффициент несимметрии при этом равен 13 %.

В табл. 5 представлены результаты совместного расчета суммарных технических потерь электроэнергии в электрических сетях 0,38–10 кВ Смолевичского района Борисовского ФЭС РУП «Минскэнерго». В табл. 6 приведены результаты расчета технических потерь электроэнергии по составляющим в сети 10 кВ.

Таблица 5

Результаты совместного расчета суммарных технических потерь электроэнергии в сетях 0,38–10 кВ Смолевичского района Борисовского ФЭС

Питающая подстанция	Суммарный поток электроэнергии в сеть		Суммарные потери электроэнергии в сети					
	10 кВ, тыс. кВт·ч	0,38 кВ, тыс. кВт·ч	10 кВ		0,38 кВ		0,38–10 кВ	
			тыс. кВт·ч	%	тыс. кВт·ч	%	тыс. кВт·ч	%
«Волма»	60,00	51,52	8,48	14,13	3,06	5,94	11,54	19,23
«Гаище»	133,90	121,75	12,15	9,07	10,24	8,41	22,39	16,72
«Дубровская»	250,40	234,21	16,20	6,47	10,21	4,36	26,41	10,55
«Кленник»	42,90	33,62	9,28	21,64	0,71	2,11	9,99	23,28
«Красное Знамя»	245,66	222,18	23,48	9,56	11,67	5,25	35,15	14,31
«Микробиология»	405,69	366,04	39,65	8,09	25,13	6,87	64,78	15,97
«Минск-Восточный»	143,58	116,75	26,83	18,69	10,48	8,98	37,31	25,98
«Петровичи»	221,60	191,09	30,51	11,39	13,24	6,93	43,75	19,74
«РП Слобода»	84,80	76,39	8,41	9,92	3,12	4,08	11,53	13,59
«Смиловичи»	69,00	56,78	12,22	17,70	2,78	4,90	15,00	21,74
«Усяж»	558,26	512,92	45,34	8,12	32,87	6,41	78,21	14,01
«Хотеново»	166,68	151,31	15,37	9,22	6,41	4,24	21,78	13,07
«Шабунь»	210,74	179,29	31,45	14,93	6,12	3,41	37,57	17,83
«Шестиснопы»	68,80	58,96	9,84	14,30	2,38	4,04	12,22	17,76
Смолевичский РЭС	2662,01	2372,82	289,19	10,86	138,42	5,83	427,61	16,06

Анализ результатов, представленных в табл. 5, 6, показал, что суммарные потери электроэнергии в целом по району в электрических сетях 0,38–10 кВ, полученные в результате совместного и раздельного расчетов, отличаются незначительно и составляют в именованных единицах 426,08 тыс. кВт·ч, или 16,01 % при раздельном расчете, и 427,61 тыс. кВт·ч, или 16,06 %, при совместном расчете. Однако разница между потерями электроэнергии по отдельным РЛ электрических сетей 0,38–10 кВ, вычисленными в результате совместного и раздельного расчетов, довольно зна-

чительна. Например, по подстанции «Слобода» в результате раздельного расчета суммарные потери в сети 10 кВ составили 24,74 тыс. кВт·ч, или 29,17 %, а в результате совместного расчета – 8,41 тыс. кВт·ч, или 9,92 %.

Таблица 6

Результаты совместного расчета суммарных технических потерь электроэнергии в сети 10 кВ Смолевичского района Борисовского ФЭС

Питающая подстанция	Отпуск электро-энергии в сеть 10 кВ, тыс. кВт·ч	Потери электроэнергии в сети 10 кВ							
		нагрузочные в линиях		в трансформаторах				суммарные	
				нагрузочные		холостого хода			
		тыс. кВт·ч	%	тыс. кВт·ч	%	тыс. кВт·ч	%	тыс. кВт·ч	%
«Волма»	60,00	0,37	0,62	0,19	0,32	7,92	13,20	8,48	14,13
«Гаище»	133,90	4,87	3,64	0,59	0,44	6,69	4,99	12,15	9,07
«Дубровская»	250,44	1,34	0,53	1,32	0,53	13,54	5,41	16,20	6,47
«Кленник»	42,90	0,06	0,14	0,09	0,20	9,13	21,29	9,28	21,64
«Красное Зна- мя»	245,66	1,25	0,51	1,04	0,42	21,19	8,62	23,48	9,56
«Микробиоло- гия»	405,69	4,02	0,82	2,09	0,43	33,54	6,84	39,65	8,09
«Минск-Вос- точный»	143,58	1,40	0,97	0,26	0,18	25,17	17,53	26,83	18,69
«Петровичи»	221,60	1,35	0,50	0,59	0,22	28,58	10,67	30,51	11,39
«Слобода»	84,80	0,12	0,14	0,20	0,23	8,10	9,55	8,41	9,92
«Смиловичи»	69,00	0,46	0,66	0,25	0,37	11,51	16,68	12,22	17,70
«Усяж»	558,26	8,30	1,49	3,32	0,59	33,73	6,04	45,34	8,12
«Хотеново»	166,68	1,32	0,79	0,58	0,35	13,47	8,08	15,37	9,22
«Шабунь»	210,74	3,18	1,51	0,43	0,20	27,85	13,22	31,45	14,93
«Шестиснопы»	68,80	0,45	0,65	0,08	0,11	9,31	13,53	9,84	14,30
Смолевичский РЭС	2662,05	28,47	1,07	11,01	0,41	249,72	9,38	289,19	10,86

ВЫВОДЫ

1. Суммарные потери электроэнергии в электрических сетях 0,38–10 кВ, полученные в результате совместного и раздельного расчетов, отличаются незначительно.

2. Разница между потерями электроэнергии по отдельным РЛ электрических сетей 0,38–10 кВ, вычисленными в результате совместного и раздельного расчетов, может достигать более 15 %.

3. Предлагаемая методика позволяет выполнять пофазные расчеты потерь электроэнергии в электрических сетях 0,38–10 кВ при отсутствии режимной информации в сетях 0,38 кВ, повысить точность определения потерь электроэнергии в электрических сетях 6–10 кВ за счет более точного распределения нагрузок между трансформаторами потребительских подстанций и анализировать величины прироста потерь электроэнергии в сетях 0,38–10 кВ в результате несимметричного подключения потребителей и схемной несимметрии.

ЛИТЕРАТУРА

1. Фурсанов, М. И. Теоретические и алгоритмические основы определения и анализа оптимальных уровней потерь электроэнергии в электрических сетях 6–20 кВ / М. И. Фурсанов, В. В. Макаревич // Энергетика... (Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ). – 2003. – № 2. – С. 9–17.
2. Железко, Ю. С. Научно-методические основы стратегии снижения потерь и повышения качества электроэнергии в электрических сетях: дис. ... д-ра техн. наук: 05.14.02 / Ю. С. Железко. – М., 1996. – 46 с.
3. Методические принципы расчета и анализа разомкнутых электрических сетей с несколькими источниками питания / М. И. Фурсанов [и др.] // Энергетика... (Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ). – 2009. – № 3. – С. 5–14.
4. Правила устройства электроустановок, утвержденные письмом Белэнерго от 02.06.1999 № 31/54 / Минэнерго СССР. – 6-е изд., перераб и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 648 с.
5. Фурсанов, М. И. Расчет режимов и потерь мощности в электрических сетях 0,38 кВ с учетом повторного заземления нулевого провода / М. И. Фурсанов, А. А. Золотой, В. В. Макаревич // Энергетика... (Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ). – 2007. – № 5. – С. 5–17.

Представлена кафедрой
электрических систем

Поступила 20.10.2009

УДК 62-501.14:519.2

ФУНКЦИОНАЛЬНАЯ СХЕМА ВЫСОКОТОЧНОГО ПРИВОДА С ПЕРЕМЕННЫМИ ПАРАМЕТРАМИ

Докт. техн. наук проф. ГАНЭ В. А., асп. АХМЕД Н. Т.

Белорусский национальный технический университет

Актуальность тематики работы обусловлена необходимостью модернизации информационных систем комплексов специального назначения. Постановка задачи модернизации привода обосновывается по степени робастности. В системах автоматического слежения по направлению на базе функционально необходимых элементов (ФНЭ) формируется управляющее устройство в форме ПИД-регулятора. Следовательно, параметры функционально необходимых элементов определяют параметры управляющего устройства, а значит, точность и качество слежения за угловыми координатами объектов. Проектируются штатные номинальные структуры желаемого управляющего устройства с постоянными параметрами, выбираемыми по критериям точности слежения. Спроектированный ПИД-регулятор выполняет роль «эталонного управляющего устройства». При его практической реализации на элементах привода необходимо выявить изменения неконтролируемых параметров и охарактеризовать их отклонения.