

**В.Э. Воротницкий, С.В. Заслонов, М.А. Калинкина
И.А. Паринов, О.В. Туркина**

**МЕТОДЫ И СРЕДСТВА РАСЧЕТА,
АНАЛИЗА И СНИЖЕНИЯ ПОТЕРЬ
ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ ПРИ ЕЕ
ПЕРЕДАЧЕ ПО ЭЛЕКТРИЧЕСКИМ
СЕТЯМ**



Москва – 2006 г.

В.Э. Воротницкий, С.В. Заслонов, М.А. Калинкина, И.А. Паринов, О.В. Туркина. Методы и средства расчета, анализа и снижения потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям. – М., 2006.

В методическом пособии представлены методическое и программное обеспечение для расчета и нормирования технических потерь электроэнергии в электрических сетях по ступеням напряжения. Рассмотрена структура отчетных и коммерческих потерь. Описаны мероприятия по снижению технических и коммерческих потерь электроэнергии.

Проведен анализ результатов расчетов технических потерь электроэнергии в магистральных электрических сетях номинальным напряжением 500 кВ, а также результаты статистической обработки технических потерь электроэнергии в электрических сетях 0,4-10 кВ нескольких электросетевых организаций. Выполнено сравнение результатов расчетов технических потерь электроэнергии в электрических сетях 0,4; 6(10); 500 кВ, полученных с использованием разных методических подходов.

Пособие предназначено для: директоров и главных инженеров сетевых и сбытовых компаний, муниципальных электрических сетей; руководителей и специалистов диспетчерских служб энергосистем и сетевых компаний, занимающихся расчетами, анализом и снижением технических и коммерческих потерь электроэнергии в электрических сетях.

Содержание

ВВЕДЕНИЕ	6
1 СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ УРОВНЯ И ДИНАМИКИ ОТНОСИТЕЛЬНЫХ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ ЭНЕРГОСИСТЕМ РОССИИ	7
2 ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ	12
3 МЕТОДЫ РАСЧЕТА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ	16
3.1 Определение технологических потерь электрической энергии в элементах сети	17
3.2 Расчет параметров схемы замещения	18
3.3 Методы расчета условно-постоянных технических потерь электроэнергии	25
3.4 Методы расчета переменных технических потерь электроэнергии	28
3.4.1 Метод оперативных расчетов	29
3.4.2 Метод контрольных суток	31
3.4.3 Метод средних нагрузок	33
3.4.4 Метод числа часов наибольших потерь	36
3.4.5 Оценка потерь по обобщенной информации о схемах и нагрузках сети	38
3.4.6 Оценка потерь с использованием измеренных значений потерь напряжения	39
3.4.7 Оценка потерь мощности и электроэнергии по средним удельным потерям электроэнергии на 1 км длины для средней загрузки характерных сетей	43
3.4.8 Оценка потерь мощности и электроэнергии по обобщенным отчетным данным электрической сети	45
3.4.9 Методика совместного расчета потерь электроэнергии в распределительных сетях 6 (10) и 0,4 кВ	46
3.5 Анализ зависимости технических потерь электроэнергии от отпуска электроэнергии в сеть	48
3.6 Методика распределения годовых технических потерь электроэнергии по месяцам	49
3.7 Методика расчета потерь электроэнергии, обусловленных погрешностями измерений электроэнергии в нормальных условиях работы измерительного комплекса	50
4 СТРУКТУРА КОММЕРЧЕСКИХ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ	54
4.1 Погрешности измерений отпущенной в сеть и полезно отпущенной электроэнергии потребителям	55
4.2 Коммерческие потери, обусловленные занижением отпуска электроэнергии потребителям из-за недостатков энергосбытовой деятельности	56
4.2.1 Потери при выставлении счетов.....	56
4.2.2 Несоответствие дат снятия показаний расчетных счетчиков с расчетным периодом ...	56
4.2.3 Расчеты потребленной электроэнергии абонентом на основе договоров безучетного электропотребления	57
4.2.4 Потери электроэнергии, обусловленные наличием бесхозных потребителей	57
4.2.5 Потери от хищений электроэнергии в связи с незаконным подключением потребителей и мошенничеством с приборами учета и т.д.	57
4.3 Коммерческие потери, обусловленные задолженностью по оплате за электроэнергию	59
4.4 Погрешности расчета технических потерь электроэнергии в электрических сетях	59
4.5 Терминология в области коммерческих потерь электроэнергии	60
4.6 Определение численных значений структурных составляющих коммерческих потерь электроэнергии	61
4.6.1 Методика расчета коммерческих потерь, обусловленных систематическими погрешностями из-за сверхнормативных сроков службы индукционных счетчиков	61

4.6.2 Методика экспертной оценки структурных составляющих коммерческих потерь электроэнергии	62
5 МЕРОПРИЯТИЯ ПО СНИЖЕНИЮ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ	65
5.1 Снижение технических потерь электроэнергии.....	67
5.2 Снижение коммерческих потерь электроэнергии	68
5.3 Разработка программы снижения потерь электроэнергии	71
5.3.1 Общие положения	71
5.3.2 Порядок разработки программы по снижению потерь электрической энергии.....	72
5.4 Расчет эффективности мероприятий по снижению потерь электроэнергии	73
5.5 Типовой перечень мероприятий по снижению потерь электроэнергии	75
5.5.1 Мероприятия по оптимизации режимов электрических сетей и совершенствованию их эксплуатации	75
5.5.2 Мероприятия по строительству, реконструкции и развитию электрических сетей, вводу в работу энергосберегающего оборудования	76
5.5.3 Мероприятия по совершенствованию расчетного и технического учета, метрологического обеспечения измерений электроэнергии	76
5.5.4 Мероприятия по совершенствованию организации работ по повышению достоверности определения потребленной электроэнергии	78
5.5.5 Мероприятия по совершенствованию организации работ, контроля за выполнением нормативов потерь, стимулирования их снижения	79
5.5.6 Мероприятия по повышению точности результатов расчетов технологических потерь	79
6 ОПЫТ РАСЧЕТА ТЕХНИЧЕСКИХ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ	79
6.1 Оценка погрешностей неучета метеоусловий при расчете активных сопротивлений проводов и переменных потерь электроэнергии на воздушных линиях электропередачи 0,38-500 кВ.....	80
6.2 Результаты расчета потерь электроэнергии в магистральных электрических сетях 500 кВ.....	94
6.3 Анализ результатов расчетов технических потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях 6(10) кВ.....	102
6.3.1 Сравнение результатов расчетов технических потерь электроэнергии по методам средних нагрузок и времени наибольших потерь.....	102
6.3.2 Статистическая обработка результатов расчета потерь электроэнергии в электрических сетях филиалов нескольких энергосистем.....	104
6.4 Анализ результатов расчета потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях 0,38 кВ.....	122
7 ПРОГРАММНЫЕ СРЕДСТВА РАСЧЕТА И НОРМИРОВАНИЯ ТЕХНИЧЕСКИХ И ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ	133
7.1 Многоуровневый интегрированный комплекс программ РТП для расчетов и нормирования потерь электроэнергии в электрических сетях ОАО «Мосэнерго»	133
7.2 Программный комплекс РТПЗ - расчет технических и нормативных потерь электрической энергии и количества неучтенной электроэнергии в электрических сетях 0,38-220 кВ.....	142
ПРИЛОЖЕНИЕ. ВЫДЕРЖКИ ИЗ НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ.....	155
П.1 Закон РФ "Об обеспечении единства измерений"	155
П.2 Закон РФ "Об энергосбережении"	156
П.3 Постановление РФ от 26 февраля 2004 г. N 109 "О ценообразовании в отношении электрической и тепловой энергии в Российской Федерации"	157
П.4 Постановление Правительства РФ от 16 июня 2004 г. N 284 "Об утверждении Положения о Министерстве промышленности и энергетики Российской Федерации"	160
П.5 Постановление 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 (энергетических установок) юридических и физических лиц у электрическим сетям"	160
П.6 Циркуляр РАО "ЕЭС России" от 23 февраля 1999 г. № 01/99(Э) "О повышении точности коммерческого и технического учета электроэнергии".	162
ЛИТЕРАТУРА	164

Введение

Как показывает отечественный и зарубежный опыт, кризисные явления в различных странах и в энергетике этих стран отрицательным образом влияют на такой важный показатель энергетической эффективности передачи и распределения электроэнергии как ее потери в электрических сетях.

Характерным при этом является то, что зависимость между ростом потерь в сетях и кризисом экономики имеет место не только в России и странах СНГ, но и в других странах, вступивших в период перехода от централизованных к рыночным методам управления энергетикой. Объяснить это можно ослаблением в такой период контроля за потреблением электроэнергии, снижением платежеспособности значительной части потребителей, в первую очередь населения, с ростом хищений электроэнергии, обострением проблем из-за несовершенства традиционной системы учета электроэнергии и т.д.

Для снижения фактического уровня потерь электрической энергии до их экономически обоснованного и документально подтвержденного технологического уровня осуществляется нормирование потерь. Норматив потерь электрической энергии включается в тариф на передачу электрической энергии по электрическим сетям и, следовательно, оплачивается потребителями электрической энергии, подключенными к электрической сети. Таким образом, сверхнормативные потери электроэнергии в электрических сетях – это прямые финансовые убытки электросетевых компаний, оплачиваемые сетевыми компаниями из собственной прибыли.

Специалисты большинства стран считают, что экономию от снижения потерь можно было бы направить на техническое перевооружение сетей, увеличение зарплаты персонала, совершенствование организации передачи и распределения электроэнергии, повышение надежности и качества электроснабжения потребителей, уменьшение тарифов на электроэнергию.

Снижение потерь электроэнергии в электрических сетях приводит также к разгрузке и повышению пропускной способности последних, что позволяет сетевым компаниям расширить объем услуг по недискриминационному доступу потребителей к сетям.

Управление уровнем потерь электроэнергии в электрических сетях – сложная комплексная задача, требующая значительных капитальных вложений, необходимых для оптимизации развития электрических сетей, совершенствования системы учета электроэнергии, внедрения новых информационных технологий в энергосбытовой деятельности и управления режимами сетей, обучения персонала и его оснащения средствами поверки средств измерений электроэнергии, средствами выявления хищений и т.п.

В снижении потерь электроэнергии решающее значение имеет широкая коалиция электросетевых компаний с правительством, правоохранительными органами, законодателями, местными администрациями, СМИ и т.п.

Цель настоящего пособия – рассмотреть с учетом существующих нормативных документов и современных экономических условий методы и средства расчета, нормирования и снижения потерь электроэнергии в электрических сетях энергоснабжающих организаций: РАО «ЕЭС России», ФСК ЕЭС, МРСК, МЭС, АО-энерго, РСК, муниципальных электрических сетях и электрических сетях, находящихся на балансе различных организаций, для которых регулируются тарифы на передачу электроэнергии.

Авторы выражают признательность Фуниковой Л.В. (инженер, ОАО «ВНИИЭ») в оказанной помощи при подготовке результатов статистической обработки технических потерь электроэнергии в электрических сетях 6(10)-0,4 кВ.

1 Сравнительный анализ уровня и динамики относительных потерь электроэнергии в электрических сетях энергосистем России

Динамика потерь электроэнергии в электрических сетях АО-энерго России за 1994-2004 гг. по данным ОРГРЭС представлена в таблице 1.1 и на рисунке 1.1 [1].

Таблица 1.1 – Динамика потерь электроэнергии в электрических сетях АО-энерго России за 1994-2004 гг.

Наименование показателя	Ед. изм.	Численные значения показателя по годам										
		1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Отпуск в сеть	млрд. кВт.ч	774,4	757,1	748,1	733,1	727,1	744,8	777,5	790,6	789,8	814,3	830,1
Потери в сети	млрд. кВт.ч	78,1	79,5	83,0	85,3	90,3	95,0	99,2	103,6	103,1	107,1	107,5
	%	10,09	10,51	11,09	11,64	12,42	12,76	12,75	13,10	13,05	13,15	12,95

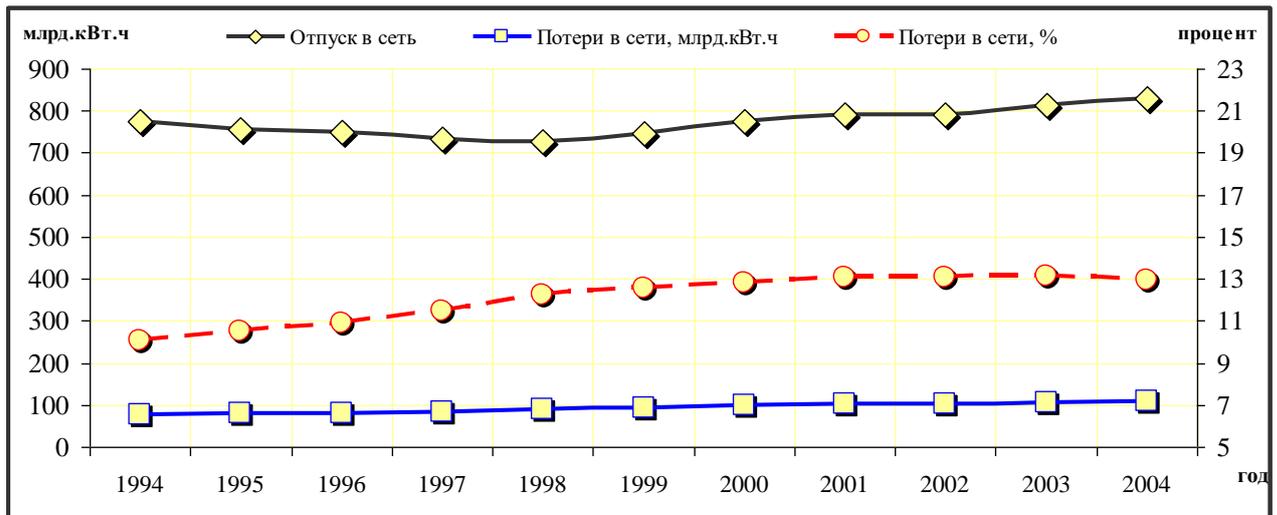


Рисунок 1.1 – Динамика потерь электроэнергии в электрических сетях АО-энерго России за 1994-2004 гг.

Из таблицы видно, что за указанный период отпуск электроэнергии в сеть увеличился на 7,2 %, абсолютные потери выросли на 37,6 %, а относительные – на 18,8 %.

При этом, если в середине 80-х годов XX века потери в сетях бывшего Минэнерго СССР составляли 9,2 %, то в 2004 году они достигли уровня 12,95 %. В отдельных энергосистемах относительные потери уже превысили 20 % и более (рис. 1.2), в некоторых электросетевых предприятиях они достигают 40-50 %.

На рисунке 1.2 представлена зависимость относительных потерь электроэнергии в энергосистемах от доли потребления промышленностью (в % от полезного отпуска). Из рисунка видно, что чем выше доля промышленного потребления (Тюменьэнерго 70,5 %), тем ниже уровень относительных потерь – 6,7 %. И, наоборот, в энергосистемах со

значительной мелкомоторной и бытовой нагрузкой относительные потери электроэнергии, как правило, значительно выше (Дагэнерго, Калмэнерго) [2].

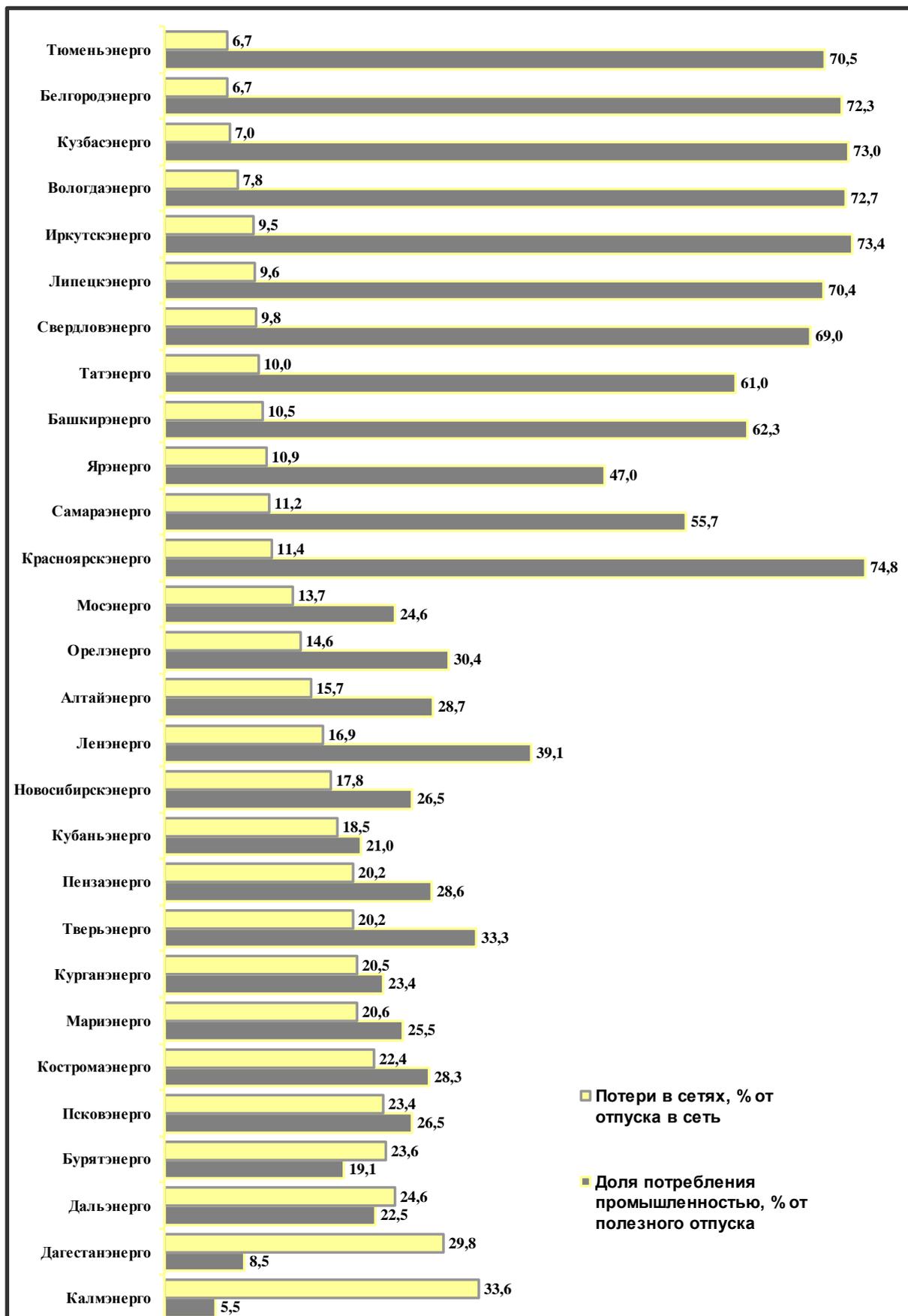


Рисунок 1.2 – Потери электроэнергии в сетях некоторых энергосистем.

Таблица 1.2 – Структура технических потерь электроэнергии в электрических сетях АО-энерго Российской Федерации в 2002 г.

Номинальное напряжение, кВ	Технические потери		В том числе			
			Переменные		Условно-постоянные	
	млн. кВт.ч	% от суммы	млн. кВт.ч	% от суммы	млн. кВт.ч	% от суммы
Всего	67180,3	100,0	50537,6	75,2	16642,7	24,8
500 кВ	2219,6	3,3	1444,3	65,1	775,3	34,9
330 кВ	695,8	1,0	417,9	60,1	277,9	39,9
220 кВ	12640,8	18,8	8531,8	67,5	4109,0	32,5
110 кВ	18535,6	27,6	13231,4	71,4	5304,2	28,6
35 кВ	10582,8	15,8	7703,3	72,8	2879,5	27,2
10 кВ	10039,0	14,9	7051,0	70,2	2988,0	29,8
0,4 кВ	12466,7	18,6	12157,9	97,5	308,8	2,5

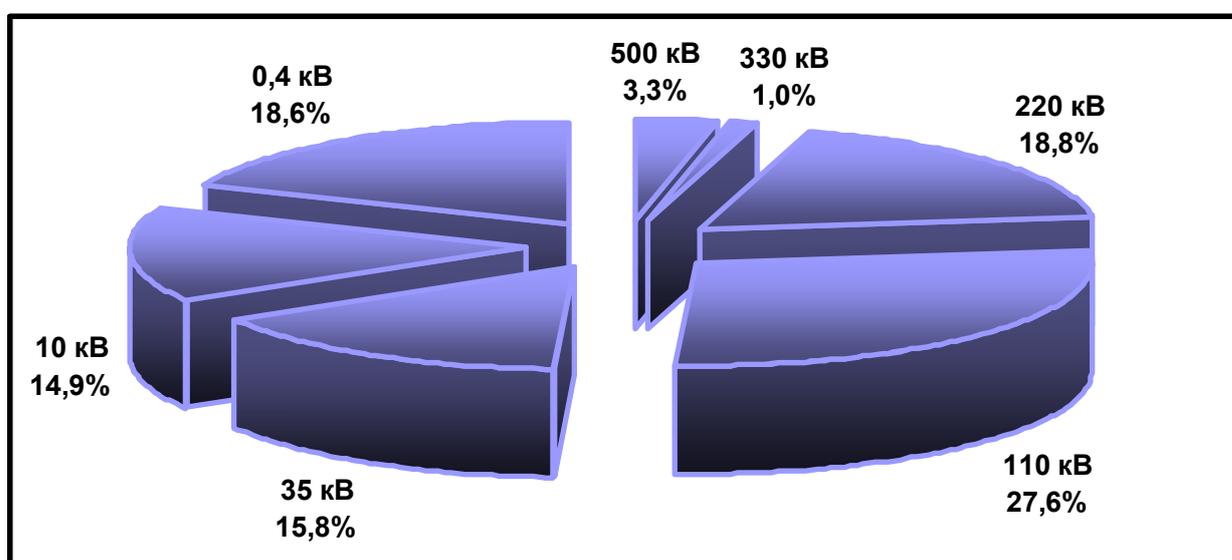


Рисунок 1.3 – Структура технических потерь электроэнергии в электрических сетях АО-энерго Российской Федерации в 2002 г. по ступеням напряжения

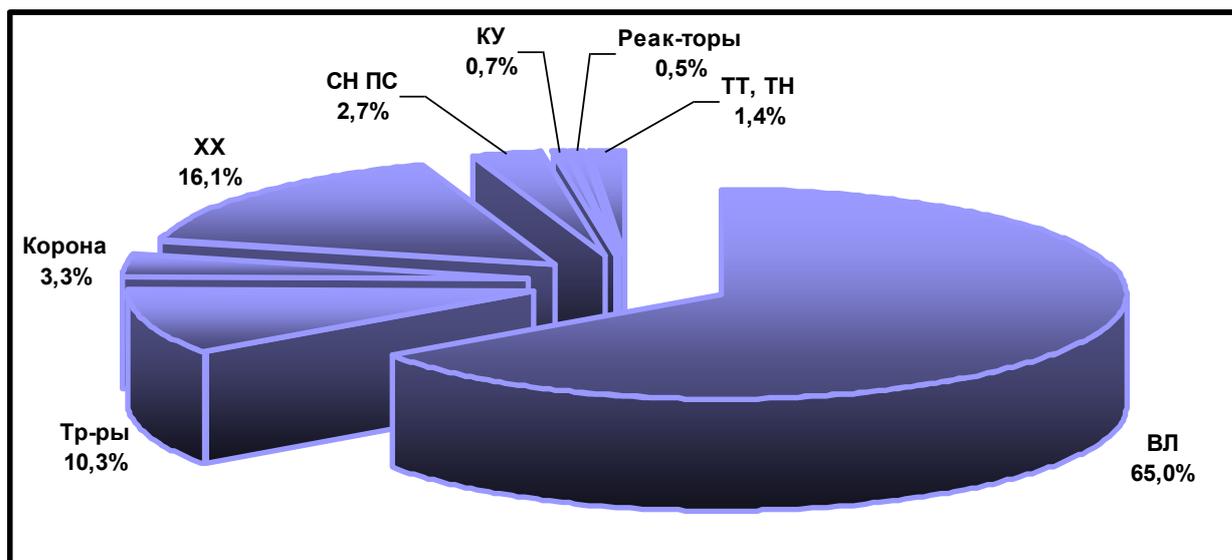


Рисунок 1.4 – Структура технических потерь электроэнергии в электрических сетях АО-энерго Российской Федерации в 2002 г. по видам оборудования

Таблица 1.3 – Составляющие структуры технических потерь электроэнергии в электрических сетях АО-энерго Российской Федерации в 2002 г.

U, кВ	Техни- ческие потери	в том числе							
		Переменные		Условно-постоянные					
		ВЛ	Тр-ры	Корона	ХХ	СН ПС	КУ	Реак- торы	ТТ, ТН
Всего	67180,2	43634,2	6903,4	2242,6	10827,5	1838,7	463,5	320,2	950,2
%	100,0	65,0	10,3	3,3	16,1	2,7	0,7	0,5	1,4
500	2219,6	1214,6	229,7	232,3	367,0	70,4	57,1	44,7	3,8
%	100,0	54,7	10,3	10,5	16,5	3,2	2,6	2,0	0,2
330	695,8	352,3	65,6	94,3	140,7	40,0	0,0	0,0	2,9
%	100,0	50,6	9,4	13,6	20,2	5,7	0,0	0,0	0,4
220	12640,8	7327,1	1204,7	1890,2	1519,5	518,7	90,6	26,0	64,0
%	100,0	58,0	9,5	15,0	12,0	4,1	0,7	0,2	0,5
110	18535,6	10667,3	2564,1	25,8	4067,3	818,8	95,3	76,5	220,5
%	100,0	57,6	13,8	0,1	21,9	4,4	0,5	0,4	1,2
35	10582,7	6387,4	1315,9	0,0	2293,4	305,2	46,0	109,8	125,1
%	100,0	60,4	12,4	0,0	21,7	2,9	0,4	1,0	1,2
10	10039,0	5527,6	1523,4	0,0	2439,6	85,6	174,5	63,2	225,1
%	100,0	55,1	15,2	0,0	24,3	0,9	1,7	0,6	2,2
0,4	12466,7	12157,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	308,8
%	100,0	97,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,5

Из таблиц 1.2-1.3 и рисунков 1.3-1.4 следует, что суммарные технические потери электроэнергии в электрических сетях АО-энерго РФ в 2002 г. составили 67,2 млрд. кВт.ч. Кроме того потери в магистральных электрических сетях ОАО "ФСК ЕЭС" – 9,7 млрд. кВт.ч. Отчетные потери в 2002 г. достигли 103,1 млрд. кВт.ч, следовательно, небаланс или коммерческие потери электроэнергии составляют около 27 млрд. кВт.ч или 3,42 % от отпуска электроэнергии в сеть.

Из общей величины технических потерь около 78 % приходится на электрические сети 110 кВ и ниже, в том числе 33,5 % - на сети 0,4-10 кВ. Если принять во внимание, что коммерческие потери сосредоточены в основном в сетях 0,4-10 кВ, то общая доля потерь в них от суммарных потерь по стране в целом составляет около 60 %. Учитывая, что по объективным причинам нагрузка электрических сетей 0,4 кВ будет увеличиваться в связи с опережающим ростом бытового потребления электроэнергии, доля потерь в распределительных сетях в ближайшие годы также будет расти. Соответственно, должны будут расти и усилия персонала по снижению потерь в сетях именно этого класса напряжения.

Увеличение доли потребления населением представлено на рисунках 1.5 и 1.6 (по данным ОРГРЭС). Из диаграмм видно, что потребление электроэнергии промышленным сектором в 2002 г. по отношению к 1990 г. уменьшилось на 11,7 %, потребителей сельского хозяйства – на 58,2 %, транспортом и связью – на 8 %, строительством – на 29,4 %. Потребление электроэнергии непромышленными потребителями и населением наоборот увеличилось на 63,6 % и 71,3 % соответственно.

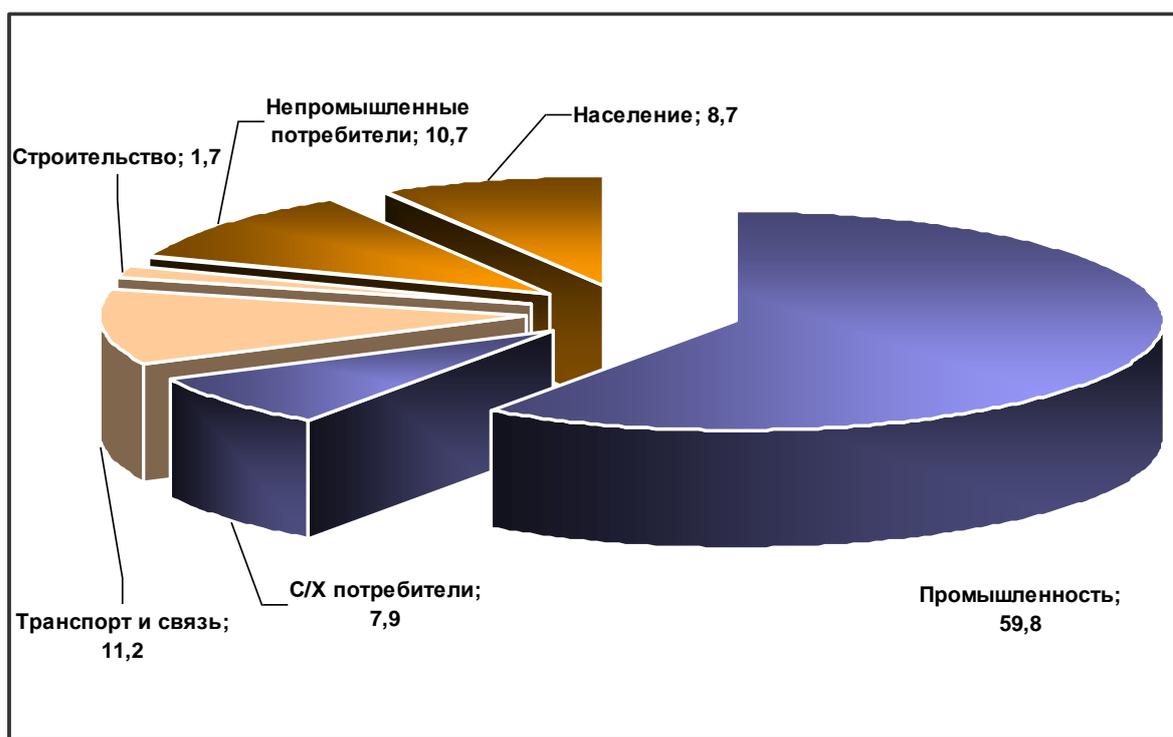


Рисунок 1.5 – Структура потребления по РФ за 1990 г.

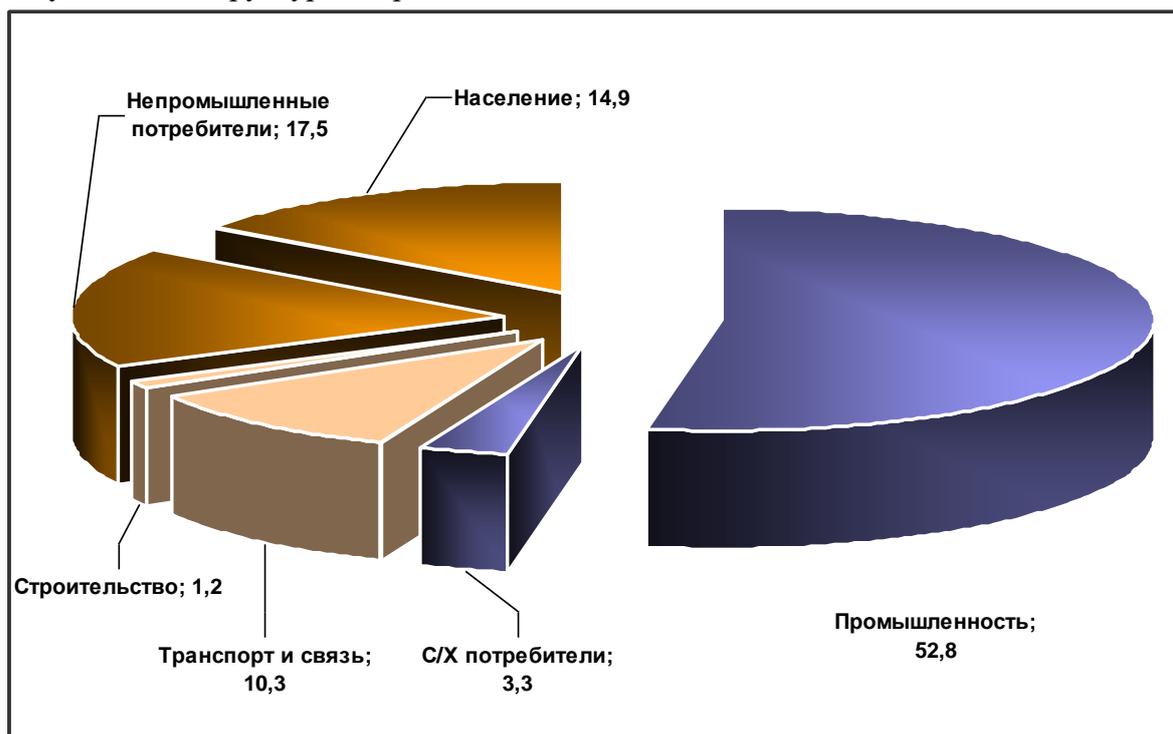


Рисунок 1.6 – Структура потребления по РФ за 2002 г.

Анализ динамики абсолютных и относительных потерь электроэнергии в электрических сетях России, режимов работы сетей и их загрузки показывает, что практически отсутствуют весомые причины роста технических потерь. К ним в основном относятся: некоторый рост потерь электроэнергии на корону в линиях 110 кВ и выше из-за избытков реактивной мощности в часы минимума нагрузки и рост загрузки низковольтных сетей из-за увеличения доли бытового потребления электроэнергии. Основная же причина роста потерь – увеличение коммерческой составляющей.

Более подробно динамика потерь электроэнергии, анализ опыта снижения потерь в России и зарубежом описаны в [17].

2 Основные понятия и определения

При решении задач расчета, анализа, нормирования и снижения потерь электроэнергии в электрических сетях применяют следующие основные понятия и определения [4-9]:

1) *отпуск электроэнергии в электрическую сеть электросетевого предприятия* (далее по тексту ЭСО) (показатель не используется для федеральной сетевой компании и межрегиональных магистральных сетевых компаний (далее по тексту ФСК и ММСК)), W_{OC} – определяемый как разность объемов электроэнергии, поступившей в электрическую сеть, $W_{пост}$, и электроэнергии, отпущенной из сети, $W_{отп}$:

$$W_{OC} = W_{пост} - W_{отп}. \quad (2.1)$$

Объемы электроэнергии $W_{пост}$ и $W_{отп}$ определяются по показаниям счетчиков коммерческого учета электроэнергии, установленным в точках поставки электроэнергии (на границе балансовой принадлежности электрических сетей ЭСО).

В случае отсутствия счетчиков электрической энергии в точке поставки электрическая энергия определяется расчетным путем – суммированием или вычитанием электроэнергии, зафиксированной системой коммерческого учета, расположенного в согласованной между заинтересованными сторонами точке учета, и технических потерь электроэнергии в оборудовании, расположенном между точкой поставки и точкой учета.

$$W_{тп} = W_{КСУ} \pm \Delta W_T, \quad (2.2)$$

где $W_{тп}$ – электроэнергия в точке поставке,

$W_{КСУ}$ – электроэнергия в точке коммерческого учета,

ΔW_T – технические потери электроэнергии в оборудовании, расположенном между точкой поставки и точкой учета.

2) *фактические (отчетные) абсолютные потери электроэнергии*, ΔW_{Φ} – определяемые как разность объемов электроэнергии, поступившей в электрическую сеть, электроэнергии, отпущенной из сети, электроэнергии, потребленной энергопринимающими устройствами, $W_{п}$, и расходом электроэнергии на производственные (с учетом хозяйственных) нужды подстанции, $W_{пн}$:

$$\Delta W_{\Phi} = W_{пост} - W_{отп} - W_{п} - W_{пн}. \quad (2.3)$$

Для определения объемов потребления электрической энергии присоединенными к распределительным электрическим сетям энергопринимающими устройствами используются показания приборов учета электрической энергии этих устройств.

При отсутствии приборов учета на энергопринимающих устройствах или невозможности снятия с них показаний, а также при временном выводе из эксплуатации средств учета используется способ определения объемов потребленной электрической энергии, согласованный с организациями, осуществляющими снабжение электрической энергией или организациями, исполняющими функции снятия показаний приборов учета.

3) *фактические (отчетные) относительные потери электроэнергии*, $\Delta W_{\Phi, \%}$ – определяемые отношением их абсолютного значения к отпуску электроэнергии в электрическую сеть:

$$\Delta W_{\Phi, \%} = \frac{\Delta W_{\Phi}}{W_{OC}} \cdot 100\%. \quad (2.4.1)$$

Для электрических сетей ФСК ЕЭС и ММСК относительное значение фактических потерь электрической энергии определяется отношением их абсолютного значения к отпуску электроэнергии из электрической сети:

$$\Delta W_{\Phi, \%} = \frac{\Delta W_{\Phi}}{W_{\text{ОТП}}} \cdot 100\% . \quad (2.4.2)$$

4) *технические потери электроэнергии в линиях и оборудовании электрической сети*, ΔW_{T} – обусловленные физическими процессами, происходящими при передаче электроэнергии в соответствии с техническими характеристиками и режимами работы линий и оборудования с учетом расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций. Технические потери определяются расчетным путем в соответствии с действующим нормативным документом [6]. Расход электроэнергии на собственные нужды подстанций являются структурной составляющей технических потерь и определяются по показаниям счетчиков. Технические потери электроэнергии равны сумме условно-постоянных, $\Delta W_{\text{УП}}$, и нагрузочных потерь, $\Delta W_{\text{Н}}$.

$$\Delta W_{\text{T}} = \Delta W_{\text{УП}} + \Delta W_{\text{Н}} . \quad (2.5)$$

5) *условно-постоянные потери электроэнергии* – практически не зависящие от нагрузки потери электроэнергии в:

- стали силовых трансформаторов и автотрансформаторов 6-1150 кВ, ΔW_{X} ;
- на корону в воздушных линиях 110 кВ и выше, $\Delta W_{\text{К}}$;
- от токов утечки по изоляторам воздушных линий 6(10) кВ и выше, $\Delta W_{\text{TУ}}$;
- шунтирующих реакторах, $\Delta W_{\text{ШР}}$;
- батареях статических конденсаторов, $\Delta W_{\text{БСК}}$;
- синхронных компенсаторах (СК), $\Delta W_{\text{СК}}$;
- изоляции кабельных линий электропередач 6(10) кВ и выше, $\Delta W_{\text{ИЗ}}$;
- измерительных трансформаторах тока, напряжения и счетчиках непосредственного включения, $\Delta W_{\text{TТ}}$, $\Delta W_{\text{TН}}$, $\Delta W_{\text{СЧ}}$;
- ограничителях перенапряжения, $\Delta W_{\text{ОПН}}$;
- вентильных разрядниках, $\Delta W_{\text{РВ}}$;
- устройствах присоединения высокочастотной связи, $\Delta W_{\text{УПВЧ}}$;
- соединительных проводах и сборных шинах подстанций, $\Delta W_{\text{СППС}}$;

а также определяемые по счетчикам расходы электроэнергии на собственные нужды подстанций, $\Delta W_{\text{СН}}$, и плавку гололеда, $\Delta W_{\text{ПГ}}$;

$$\begin{aligned} \Delta W_{\text{УП}} = & \Delta W_{\text{X}} + \Delta W_{\text{К}} + \Delta W_{\text{TУ}} + \Delta W_{\text{ШР}} + \Delta W_{\text{БСК}} + \Delta W_{\text{СК}} + \\ & + \Delta W_{\text{ИЗ}} + \Delta W_{\text{TТ}} + \Delta W_{\text{TН}} + \Delta W_{\text{СЧ}} + \Delta W_{\text{ОПН}} + \Delta W_{\text{РВ}} + \\ & + \Delta W_{\text{УПВЧ}} + \Delta W_{\text{СППС}} + \Delta W_{\text{ПГ}} + \Delta W_{\text{СН}} \end{aligned} \quad (2.6)$$

6) *переменные потери электроэнергии* – зависящие от нагрузки потери электроэнергии в:

- воздушных и кабельных линиях 0,4-1150 кВ, $\Delta W_{\text{Н ВЛ(КЛ)}}$;
- обмотках силовых трансформаторов и автотрансформаторов 6-1150 кВ, $\Delta W_{\text{Н Т}}$;
- токоограничивающих реакторах подстанций, $\Delta W_{\text{Н Р}}$;

$$\Delta W_{\text{Н}} = \Delta W_{\text{Н ВЛ(КЛ)}} + \Delta W_{\text{Н Т}} + \Delta W_{\text{Н Р}} . \quad (2.7)$$

7) *коммерческие потери электроэнергии*, определяемые как разница между фактическими потерями электроэнергии и технологическими потерями в оборудовании электрической сети:

$$\Delta W_K = \Delta W_\phi - \Delta W_{ТПЭ} = W_{ПОСТ} - W_{ОТП} - W_{П} - W_{ПН} - \Delta W_T - \Delta W_{ПОГР}; \quad (2.8)$$

8) фактический небаланс электроэнергии в электрической сети, отнесенный к поступлению электроэнергии в сеть, равен:

$$НБ_\phi = (W_{ПОСТ} - W_{ОТП} - W_{П} - W_{ПН} - \Delta W_T) / W_{П}. \quad (2.9)$$

9) потери электроэнергии, обусловленные допустимыми погрешностями системы учета электрической энергии, – определяемые как предельное относительное значение величины допустимого небаланса электроэнергии в целом по ЭСО:

$$\delta_{погр, \%} = \sqrt{\sum_{i=1}^n \delta_i^2 \cdot d_i^2 + \sum_{j=1}^m \delta_j^2 \cdot d_j^2 + \frac{\delta_3^2}{k_3} \cdot d_3^2 + \frac{\delta_1^2}{k_1} \cdot d_1^2}, \quad (2.10)$$

где δ_i (δ_j) – погрешность измерительного канала поступившей (отпущенной) активной электроэнергии по ЭСО, определяется по формуле (2.11), %;

d_i (d_j) – доля поступившей (отпущенной) активной электроэнергии от поступления в целом по ЭСО, о.е., определяется по формуле (2.12);

n – количество точек учета, фиксирующих поступление электроэнергии в сеть и отпуск электроэнергии из сети по границе балансовой принадлежности со смежными сетевыми компаниями;

m – количество точек учета, фиксирующих отпуск электроэнергии крупным потребителям;

k_3 – количество точек учета трехфазных потребителей;

k_1 – количество точек учета однофазных потребителей;

d_3 – суммарная доля потребления электроэнергии трехфазными потребителями (за минусом, учтенных в « m ») от суммарного поступления электроэнергии в сеть ЭСО, о.е., определяется по формуле (2.12);

d_1 – суммарная доля потребления электроэнергии однофазными потребителями (за минусом, учтенных в « m ») от суммарного поступления электроэнергии в сеть ЭСО, о.е., определяется по формуле (2.12).

$$\delta = \pm 1,1 \sqrt{\delta_{сч}^2 + \delta_{ТТ}^2 + \delta_{ТН}^2 + \delta_{Л}^2}, \quad (2.11)$$

где $\delta_{сч}$, $\delta_{ТТ}$, $\delta_{ТН}$ – основные допустимые погрешности счетчиков, трансформаторов тока, трансформаторов напряжения при нормальных условиях (принимаются по значению классов точности), %;

$\delta_{Л}$ – предел допустимых потерь напряжения в линиях присоединения счетчиков к ТН, %.

$$d = W / W_{ПОСТ}, \quad (2.12)$$

где W – электроэнергия, учтенная счетчиками электроэнергии;

$W_{ПОСТ}$ – суммарное поступление электроэнергии в сеть ЭСО.

В абсолютных единицах потери электроэнергии, обусловленные погрешностями приборов учета, определяются по формуле (2.13):

$$\Delta W_{ПОГР} = \frac{\delta_{погр, \%}}{100\%} \cdot W_{ПОСТ}. \quad (2.13)$$

10) *технологические потери (расход) электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям* – определяемые как сумма технических потерь электроэнергии в оборудовании электрической сети ЭСО и потерь, вызванных погрешностью системы учета электроэнергии:

$$\Delta W_{\text{ТПЭ}} = \Delta W_{\text{T}} + \Delta W_{\text{ПОГР}}. \quad (2.14)$$

11) *норматив технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям* – значение технологических потерь, определяемые в процентах от величины отпуска электроэнергии в сеть ЭСО.

$$\Delta W_{\text{НТПЭ, \%}} = \frac{\Delta W_{\text{ТПЭ}}}{W_{\text{ОС}}} \cdot 100\%. \quad (2.15.1)$$

Для ФСК ЕЭС и ММСК норматив технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям определяется в процентах от отпуска электроэнергии из сети своей компании:

$$\Delta W_{\text{НТПЭ, \%}} = \frac{\Delta W_{\text{ТПЭ}}}{W_{\text{ОТП}}} \cdot 100\%. \quad (2.15.2)$$

12) *норматив потерь электрической энергии* – определяемый как сумма нормативных технологических потерь электроэнергии и норматива снижения потерь электроэнергии, $\Delta W_{\text{МСП}}$. Определяется в процентах к отпуску электроэнергии в сеть ЭСО.

$$\Delta W_{\text{НПЭ, \%}} = \frac{\Delta W_{\text{НТПЭ}} + \Delta W_{\text{МСП}}}{W_{\text{ОС}}} \cdot 100\%. \quad (2.16.1)$$

Для ФСК ЕЭС и ММСК нормативы потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям определяются в процентах от отпуска электроэнергии из сети своей компании:

$$\Delta W_{\text{НТПЭ, \%}} = \frac{\Delta W_{\text{НТПЭ}} + \Delta W_{\text{МСП}}}{W_{\text{ОТП}}} \cdot 100\%. \quad (2.16.2)$$

Норматив снижения потерь электроэнергии определяется по формуле:

$$\Delta W_{\text{МСП}} = \frac{\Delta W_{\text{Ф}} - \Delta W_{\text{НТПЭ}}}{T}, \quad (2.17)$$

где T – период (количество лет), в течение которого фактические потери будут снижены до величины нормативных технологических потерь электрической энергии.

По представленным в данном разделе терминам и определениям можно схематически представить структуру фактических потерь электрической энергии (рисунок 2.1).

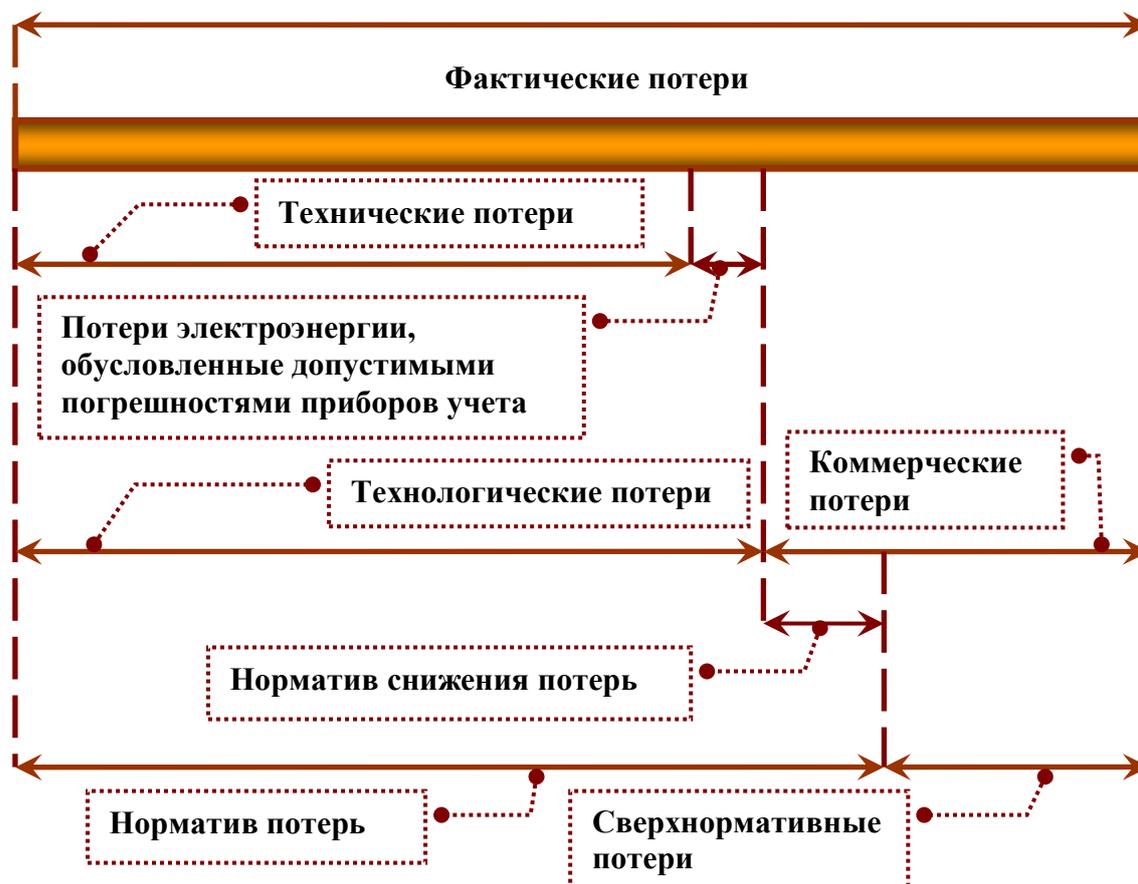


Рисунок 2.1 – Структура фактических потерь электрической энергии

3 Методы расчета технологических потерь электроэнергии

Исторически методы расчета потерь электроэнергии в электрических сетях начали разрабатываться с появлением первых электрических сетей в конце XIX века. Все эти методы основываются на законе Джоуля-Ленца и других электротехнических законах. Различия методов и направления их совершенствования определяются в основном информационной обеспеченностью расчетов потерь электроэнергии – чем выше эта обеспеченность, тем более точные методы расчетов могут применяться.

Расчеты технических потерь электроэнергии и их структуры выполняются для:

- нормирования потерь, выбора и оценки эффективности мероприятий по их снижению;
- расчета и анализа фактических небалансов электроэнергии в электрических сетях, выявления и локализации коммерческой составляющей потерь, разработки и внедрения мероприятий по совершенствованию учета электроэнергии;
- учета потерь в тарифах на электроэнергию для потребителей, присоединенных к электрическим сетям различных ступеней напряжения: ВН (110 кВ и выше), СН I (35-60 кВ), СН II (1-20 кВ), НН (0,4 кВ и ниже).

Основная цель совершенствования методов расчета потерь электроэнергии на современном этапе – повышение точности и обоснованности результатов расчета.

Главная цель совершенствования – повышение точности и достоверности результатов расчетов потерь и их структуры.

Основные направления совершенствования методов расчетов потерь электроэнергии:

- использование всей имеющейся в электросетевых организациях информации для расчетов потерь;
- учет максимально-возможного количества составляющих технологических потерь электроэнергии;
- максимальное использование возможностей современных вычислительных средств для расчета потерь.

Основными направлениями совершенствования программного обеспечения расчетов потерь электроэнергии являются:

- интеграция разрабатываемых программных средств с базами данных оборудования и параметров электрических сетей, функциональными подсистемами АСУП, АСДУ и АСКУЭ энергосистем и филиалов электрических сетей;
- использование современных человеко–машинных интерфейсов для подготовки данных и выдачи результатов расчетов, их автоматического контроля;
- переход от расчетов потерь к расчету балансов электроэнергии с учетом потерь;
- обеспечение наглядности результатов расчета;
- повышение надежности и устойчивости работы программных средств.

3.1 Определение технологических потерь электрической энергии в элементах сети

В зависимости от типа оборудования для определения численных значений суммарных технических потерь электрической энергии, в элементах электрической сети, используются следующие формулы.

Потери электрической энергии в воздушной линии

Суммарные потери электроэнергии в воздушной линии (ВЛ) за расчетный период T определяются по формуле:

$$\Delta W_{\text{ВЛ}} = \Delta W_{\text{Н ВЛ}} + \Delta W_{\text{К}} + \Delta W_{\text{ТУ}}, \quad (3.1.1)$$

где $\Delta W_{\text{Н ВЛ}}$ – переменные потери электрической энергии в ВЛ;

$\Delta W_{\text{К}}$ – потери электрической энергии на корону ВЛ номинальным напряжением 110 кВ и выше;

$\Delta W_{\text{ТУ}}$ – потери электрической энергии от токов утечки по изоляторам ВЛ номинальным напряжением 6(10) кВ и выше.

Потери электрической энергии в кабельной линии

Суммарные потери электроэнергии в кабельной линии (КЛ) за расчетный период T определяются по формуле:

$$\Delta W_{\text{КЛ}} = \Delta W_{\text{Н КЛ}} + \Delta W_{\text{ИЗ}}, \quad (3.1.2)$$

где $\Delta W_{\text{Н КЛ}}$ – переменные потери электрической энергии в КЛ;

$\Delta W_{\text{ИЗ}}$ – потери электрической энергии в изоляции КЛ.

Потери электрической энергии в трансформаторах

Суммарные потери электроэнергии в двухобмоточных трансформаторах (в том числе в трансформаторах собственных нужд), автотрансформаторах (трехобмоточных

трансформаторах, трансформаторах с расщепленной обмоткой) за расчетный период T определяются по формуле:

$$\Delta W_{\text{ТР}} = \Delta W_{\text{Н ТР}} + \Delta W_{\text{Х}}, \quad (3.1.3)$$

где $\Delta W_{\text{Н ТР}}$ – переменные потери электрической энергии в трансформаторах;
 $\Delta W_{\text{Х}}$ – потери электрической энергии на холостой ход трансформаторов.

Потери электрической энергии в токоограничивающих реакторах

Потери электроэнергии в токоограничивающих реакторах за расчетный период T являются переменными потерями и определяются разными методами в зависимости от имеющейся информации для расчета.

Потери электрической энергии в остальном оборудовании

Потери электроэнергии в компенсирующих устройствах, шунтирующих реакторах, измерительных трансформаторах тока и напряжения, счетчиках, вентильных разрядниках, ограничителях перенапряжения, устройствах присоединения высокочастотной связи, соединительных проводах и сборных шинах подстанций за расчетный период T являются условно-постоянными потерями [6-7].

Расход электроэнергии на плавку гололеда и на собственные нужды подстанций

Расход электроэнергии на плавку гололеда и на собственные нужды подстанций равны фактическому расходу электроэнергии, определяемому по счетчикам электроэнергии.

3.2 Расчет параметров схемы замещения

Данные для расчетов параметров электрооборудования определяют из паспортных данных электрооборудования или из справочников. Данные для расчетов параметров трансформаторов определяют из журнала испытаний данного трансформатора, при отсутствии таких данных - из справочников.

В зависимости от типа оборудования для определения численных значений параметров оборудования используются следующие формулы [19-21, 27-28].

Воздушная линия

Воздушные линии электропередачи 110 кВ и выше представляются П-образными схемами замещения.

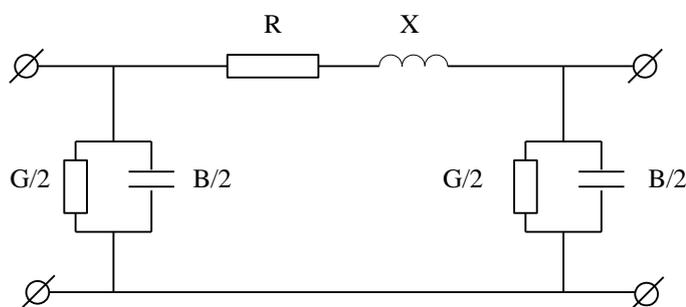


Рисунок 3.2.1 – П-образная схема замещения линии

Активное сопротивление ВЛ определяется в соответствии с паспортными данными по формуле [27]:

$$R_{\text{ВЛ}} = \frac{r_0^{20} \cdot L \cdot (1 + 0,004 \cdot (\theta - 20))}{n_{\text{Ц}}}, \text{ Ом}, \quad (3.2.1)$$

где r_0^{20} – активное удельное сопротивление провода при его температуре 20 °С, Ом/км;
 L – длина линии, км;
 θ – температура провода, °С;
 $n_{\text{Ц}}$ – количество цепей, шт.

В формуле (3.2.1) принимается, что при средней загрузке линий ниже экономической плотности тока, температура провода приблизительно равна температуре воздуха.

Реактивное сопротивление ВЛ определяется по формуле [27]:

$$X_{\text{ВЛ}} = \frac{x_0 \cdot L}{n_{\text{Ц}}}, \text{ Ом}, \quad (3.2.2)$$

где x_0 – реактивное удельное сопротивление провода, Ом/км.

Реактивное удельное сопротивление определяется по формуле [27]:

$$X_0 = 0,144 \cdot \lg\left(\frac{D_{\text{н}\delta}}{\sqrt[n]{r \cdot a_{\text{н}\delta}^{n-1}}}\right), \text{ Ом/км}, \quad (3.2.3)$$

где $D_{\text{ср}}$ – среднегеометрическое расстояние между фазами, см;
 r – радиус провода, см;
 $a_{\text{ср}}$ – среднегеометрическое расстояние между проводами одной фазы, см;
 n – число проводов в фазе.

Активная проводимость (если расчеты проводятся с учетом короны для линий 110 кВ и выше) определяется по формуле [27]:

$$G = g_0 \cdot L, \text{ См}, \quad (3.2.4)$$

где g_0 – активная удельная проводимость, См/км.

Активная удельная проводимость определяется по формуле [27]:

$$g_0 = \frac{\Delta P_{\text{кор}}}{U_{\text{н}}^2}, \text{ См/км}, \quad (3.2.5)$$

где $\Delta P_{\text{кор}}$ – потери на корону, определяются в соответствии со справочными данными, кВт/км;

$U_{\text{н}}$ – номинальное напряжение, кВ.

Реактивная проводимость определяется по формуле [27]:

$$B = b_0 \cdot L, \text{ См}, \quad (3.2.6)$$

где b_0 – реактивная удельная проводимость, См/км.

Реактивная удельная проводимость определяется по формуле [27]:

$$b_0 = \frac{7,58}{\lg\left(\frac{D_{\tilde{n}\tilde{\delta}}}{\sqrt[n]{r \cdot a_{\tilde{n}\tilde{\delta}}^{n-1}}}\right) \cdot 10^{-6}}, \text{ См/км}. \quad (3.2.7)$$

Для большинства расчетов в сетях 110 кВ и выше линии электропередачи может представляться схемой замещения на рисунке 3.2.2.

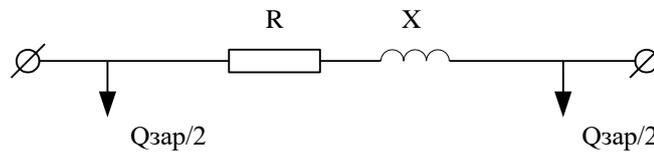


Рисунок 3.2.2 – Упрощенная схема замещения линии

Зарядная мощность определяется по формуле [27]:

$$Q_{\text{зар}} = q_0 \cdot L, \text{ Мвар}, \quad (3.2.8)$$

где q_0 – зарядная удельная мощность, Мвар/км.

Зарядная удельная мощность определяется по формуле [27]:

$$q_0 = b_0 \cdot U^2, \text{ Мвар/км}. \quad (3.2.9)$$

Удельные расчетные параметры линий электропередачи определяются в соответствии со справочными данными.

Кабельная линия

Кабельные линии электропередачи, как и воздушные, представляются П-образной схемой замещения (Рис. 3.2.1).

Активное сопротивление определяется в соответствии с паспортными данными по формуле:

$$R_{\text{кл}} = \frac{r_0 \cdot L}{n_{\text{ц}}}, \text{ Ом}, \quad (3.2.10)$$

где r_0 – активное удельное сопротивление кабеля, Ом/км;
 L – длина кабеля, км;
 $n_{\text{ц}}$ – количество цепей, шт.

Реактивное сопротивление КЛ определяется в соответствии с паспортными данными по формуле:

$$X_{\text{КЛ}} = \frac{x_0 \cdot L}{n_{\text{Ц}}}, \text{ Ом}, \quad (3.2.11)$$

где x_0 – реактивное удельное сопротивление кабеля, Ом/км.

Зарядная мощность определяется по формуле [27]:

$$Q_{\text{зар}} = q_0 \cdot L, \text{ Мвар}, \quad (3.2.12)$$

где q_0 – зарядная удельная мощность, Мвар/км.

Зарядная удельная мощность определяется по формуле [27]:

$$q_0 = b_0 \cdot U^2, \text{ Мвар/км}. \quad (3.2.13)$$

Для кабельных линий 110 кВ и выше необходимо учитывать активную проводимость G , которая определяется потерями активной мощности в изоляции кабеля.

Активная проводимость определяется по формуле [27]:

$$G = B \cdot \text{tg}\delta, \text{ См}, \quad (3.2.14)$$

где $\text{tg}\delta$ – тангенс диэлектрических потерь, принимаемый по данным заводов изготовителей.

Двухобмоточный трансформатор

Двухобмоточные трансформаторы представляются Г-образной схемой замещения.

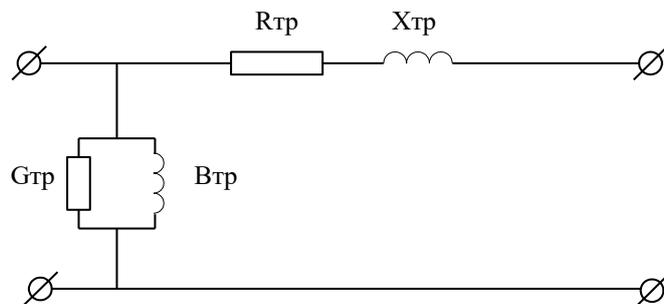


Рисунок 3.2.3 – Г-образная схема замещения двухобмоточных трансформаторов

Активное сопротивление трансформатора определяется в соответствии с паспортными данными по формуле [27, 28]:

$$R_{\text{ТР}} = \Delta P_{\text{КЗ}} \frac{U_{\text{В}}^2}{S_{\text{Н}}^2}, \text{ Ом}, \quad (3.2.15)$$

где $\Delta P_{\text{КЗ}}$ – потери мощности короткого замыкания, МВт;
 $U_{\text{В}}$ – номинальное напряжение высшее, кВ;
 $S_{\text{Н}}$ – полная номинальная мощность, МВА.

Реактивное сопротивление трансформатора определяется в соответствии с паспортными данными по формуле [27, 28]:

$$X_{\text{ТР}} = \frac{U_{\text{КЗ}} U_{\text{В}}^2}{100 S_{\text{Н}}}, \text{ Ом}, \quad (3.2.16)$$

где $U_{\text{КЗ}}$ – напряжение короткого замыкания, %.

Активная проводимость определяется в соответствии с паспортными данными по формуле [27]:

$$G_{\text{ТР}} = \frac{\Delta P_{\text{ХХ}}}{U_{\text{В}}^2}, \text{ См}, \quad (3.2.17)$$

где $\Delta P_{\text{ХХ}}$ – потери холостого хода (потери в стали), МВт.

Реактивная проводимость определяется в соответствии с паспортными данными по формуле [27]:

$$B_{\text{ТР}} = \frac{I_{\text{Х}} \cdot S_{\text{Н}}}{100 \cdot U_{\text{В}}^2}, \text{ См}, \quad (3.2.18)$$

где $I_{\text{Х}}$ – ток холостого хода, %.

Для большинства расчетов двухобмоточные трансформаторы представляются упрощенной схемой замещения представленной на Рисунке 3.2.4.

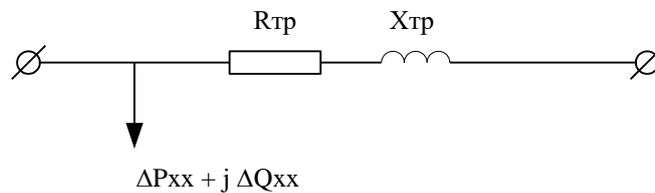


Рисунок 3.2.4 – Упрощенная схема замещения двухобмоточных трансформаторов

Реактивная составляющая потерь холостого хода [27] :

$$\Delta Q_{\text{Х}} = \frac{I_{\text{Х}}}{100} S_{\text{Н}}, \text{ Мвар}. \quad (3.2.19)$$

Трехобмоточный трансформатор

Трехобмоточные трансформаторы и автотрансформаторы представляются трехлучевой схемой замещения.

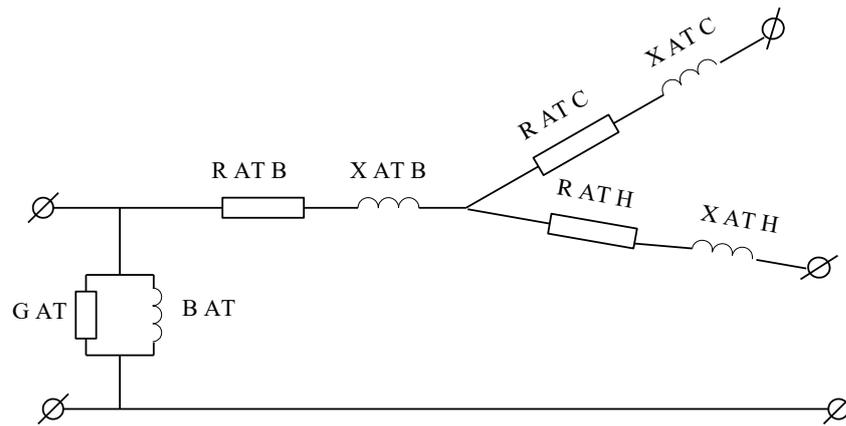


Рисунок 3.2.5 – Трехлучевая схема замещения трехобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов

Активные сопротивления трехобмоточного трансформатора (автотрансформатора) определяются для каждой обмотки отдельно в соответствии с паспортными данными по формуле [27, 28]:

$$R_{ATB} = \Delta P_{K3B} \frac{U_B^2}{S_H^2}; \quad R_{ATC} = \Delta P_{K3C} \frac{U_C^2}{S_H^2}; \quad R_{ATH} = \Delta P_{K3H} \frac{U_H^2}{S_H^2}, \text{ Ом}, \quad (3.2.20)$$

где ΔP_{K3B} , ΔP_{K3C} , ΔP_{K3H} – потери мощности короткого замыкания, МВт, определяемые по формуле (3.2.21);

U_B , U_C , U_H – номинальные напряжения высшее, среднее и низшее соответственно, кВ;

S_H – полная номинальная мощность, МВА.

Более распространенным является определение сопротивлений трансформатора, приведенных к напряжению высшей обмотки. В этом случае в формуле (3.2.8) вместо U_C и U_H используется U_B .

Потери мощности короткого замыкания равны [27, 28]:

$$\begin{aligned} \Delta P_{K3B} &= 0,5 \cdot (\Delta P_{K3BC} + \Delta P_{K3BH} - \Delta P_{K3CH}) \\ \Delta P_{K3C} &= 0,5 \cdot (\Delta P_{K3BC} + \Delta P_{K3CH} - \Delta P_{K3BH}) \\ \Delta P_{K3H} &= 0,5 \cdot (\Delta P_{K3BH} + \Delta P_{K3CH} - \Delta P_{K3BC}) \end{aligned}, \text{ МВт}, \quad (3.2.21)$$

где ΔP_{K3BC} , ΔP_{K3BH} , ΔP_{K3CH} – потери мощности короткого замыкания для пар обмоток, МВт.

Реактивные сопротивления трехобмоточного трансформатора (автотрансформатора) определяются для каждой обмотки отдельно в соответствии с паспортными данными по формулам [27, 28]:

$$X_{ATB} = \frac{U_{K3B} U_B^2}{100 S_H}; \quad X_{ATC} = \frac{U_{K3C} U_C^2}{100 S_H}; \quad X_{ATH} = \frac{U_{K3H} U_H^2}{100 S_H}, \text{ Ом}, \quad (3.2.22)$$

где U_{K3B} , U_{K3C} , U_{K3H} – напряжения короткого замыкания, %, определяемые по формуле [27, 28]:

$$\begin{aligned} U_{K3B} &= 0,5 \cdot (U_{K3BC} + U_{K3BH} - U_{K3CH}) \\ U_{K3C} &= 0,5 \cdot (U_{K3BC} + U_{K3CH} - U_{K3BH}) \\ U_{K3H} &= 0,5 \cdot (U_{K3BH} + U_{K3CH} - U_{K3BC}) \end{aligned}, \quad (3.2.23)$$

где U_{K3BC} , U_{K3BH} , U_{K3CH} – напряжения короткого замыкания для пар обмоток, %.

Активная и реактивная проводимость определяются по формулам (3.2.17-3.2.18).
Реактивная составляющая потерь холостого хода определяется по формуле (3.2.19).

В паспортных данных однофазных трансформаторов (автотрансформаторов) указаны потери короткого замыкания на фазу.

Для трансформатора, имеющего различные номинальные мощности отдельных обмоток, паспортные значения потерь мощности и напряжения короткого замыкания должны быть приведены к мощности обмотки высокого напряжения. Приведение производится по парам обмоток для потерь мощности пропорционально квадрату отношения номинальных мощностей обмоток, для напряжения короткого замыкания – пропорционально отношению номинальных мощностей.

Трансформатор с расщепленной обмоткой

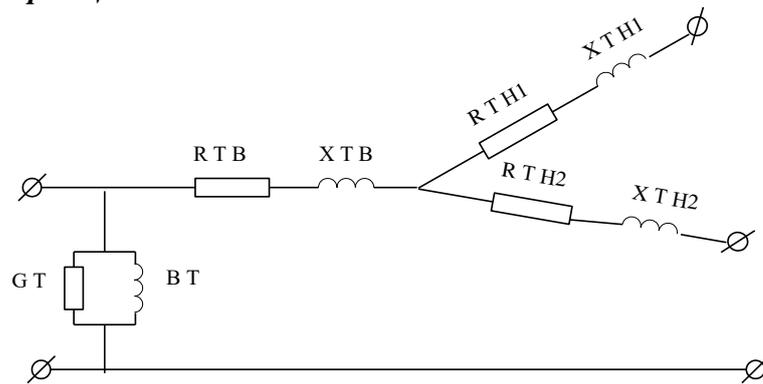


Рисунок 3.2.6 – Схема замещения трансформатора с расщепленной обмоткой

Активные сопротивления трансформатора с расщепленной обмоткой определяются для каждой обмотки отдельно в соответствии с паспортными данными по формуле [28]:

$$R_{ТВ} = \Delta P_{КЗ} \frac{U_B^2}{2 \cdot S_H^2}, \text{ Ом}, \quad (3.2.24)$$

$$R_{ТН1} = R_{ТН2} = 2 \cdot R_{ТВ}, \text{ Ом}. \quad (3.2.25)$$

Реактивные сопротивления трансформатора с расщепленной обмоткой определяются для каждой обмотки отдельно в соответствии с паспортными данными по формуле [28]:

$$X_{ТВ} = \frac{U_{КЗ}}{100} \cdot \frac{U_B^2}{S_H} \cdot \left(1 - \frac{K_P}{4} \right), \text{ Ом}. \quad (3.2.26)$$

$$X_{ТН1} = X_{ТН2} = \frac{U_{КЗ}}{100} \cdot \frac{U_B^2}{S_H} \cdot \frac{K_P}{2}, \text{ Ом}. \quad (3.2.27)$$

$$\text{где } K_P = 4 \cdot \left(\frac{U_{КЗ В-Н1}}{U_{КЗ В-Н}} - 1 \right).$$

Активная и реактивная проводимость определяются по формулам (3.2.17-3.2.18).
Реактивная составляющая потерь холостого хода определяется по формуле (3.2.19).

3.3 Методы расчета условно-постоянных технических потерь электроэнергии

Потери электроэнергии в трансформаторах

Потери электроэнергии в стали силовых трансформаторов и автотрансформаторов 6-1150 кВ определяют для каждого силового трансформатора, находящегося под напряжением и на балансе данной энергоснабжающей организации, с разбивкой по ступеням напряжения ВН, СН, СНП по формуле:

$$\Delta W_X = \sum_{i=1}^{n_T} \Delta P_{X_i} \cdot T_i \cdot \left(\frac{U_{CPi}}{U_{НОМi}} \right)^2, \text{ кВт}\cdot\text{ч}, \quad (3.3.1)$$

где ΔP_X – номинальное значение потерь мощности холостого хода в силовом трансформаторе, определяемое по его паспортным данным, кВт;

T – число часов работы силового трансформатора в расчетном периоде, ч;

n_T – число трансформаторов, шт.;

U_{CP} – среднее значение фактического напряжения обмотки высшего напряжения трансформатора за расчетный период T , кВ;

$U_{НОМ}$ – номинальное напряжение трансформатора, кВ.

Если в данной электросетевой организации отсутствует информация о паспортных данных каждого трансформатора 6 (10) кВ и продолжительности его работы, можно вычислить потери по усредненным справочным данным в зависимости от номинальной мощности трансформаторов и их количества по формулам:

для трансформаторов 6 кВ

$$\Delta W_{X6} = \left(\begin{array}{l} 0,25 \cdot n_{20-40} + 0,35 \cdot n_{50-63} + 0,6 \cdot n_{100} + \\ + 1,0 \cdot n_{160-180} + 0,66 \cdot n_{250} + 0,92 \cdot n_{320-400} + \\ + 1,3 \cdot n_{560-630} + 2,5 \cdot n_{1000} \end{array} \right) \cdot T, \text{ кВт}\cdot\text{ч}, \quad (3.3.2)$$

для трансформаторов 10 кВ

$$\Delta W_{X10} = \left(\begin{array}{l} 0,19 \cdot n_{20-40} + 0,26 \cdot n_{50-63} + 0,36 \cdot n_{100} + \\ + 0,56 \cdot n_{160-180} + 0,82 \cdot n_{250} + 1,05 \cdot n_{320-400} + \\ + 1,56 \cdot n_{560-630} + 2,45 \cdot n_{1000} \end{array} \right) \cdot T, \text{ кВт}\cdot\text{ч}. \quad (3.3.3)$$

В формулах (3.3.2-3.3.3): n_{20-40} , n_{50-63} и т.д. – суммарное количество распределительных трансформаторов 6 или 10 кВ мощностью 20-40 кВ·А, 50-63 кВ·А и т.д., находящихся в работе и на балансе ЭСО по состоянию на последнее число расчетного периода; числовые коэффициенты при n – усредненные значения потерь мощности холостого хода, кВт, трансформаторов соответствующей мощности.

Примечание: по формулам (3.3.2-3.3.3) вычисляют потери электроэнергии в стали распределительных трансформаторов, установленных в электрических сетях 6 (10) кВ, и трансформаторов 6 (10) кВ собственных нужд подстанций, если счетчики расхода электроэнергии на СН установлены на стороне НН этих трансформаторов. Если счетчики установлены на стороне ВН трансформаторов СН, потери в этих трансформаторах входят в расход электроэнергии на СН подстанций.

Потери электроэнергии в воздушных линиях

Потери электроэнергии на корону в линиях 110-1150 кВ определяют для каждой линии, находящейся под напряжением и на балансе данной энергоснабжающей организации, по формуле:

$$\Delta W_K = \sum_{j=1}^{n_L} l_j \sum_{i=1}^4 \Delta P_{Ki} \cdot t_{ji}, \text{ кВт}\cdot\text{ч}, \quad (3.3.4)$$

где ΔP_K – удельные потери мощности на корону i -го вида погоды (изморози, снега, дождя, хорошей погоды), кВт/км (определяются в соответствии с [6-7]);

l_j – протяженность j -й ВЛ, км;

t_i – продолжительность i -го вида погоды (изморози, снега, дождя, хорошей погоды) в расчетном периоде T , ч;

n_L – количество линий, в которых рассчитывают потери электроэнергии на корону, шт.

При отсутствии информации о продолжительностях вида погоды потери электроэнергии на корону определяются по формуле:

$$\Delta W_K = \sum_{j=1}^{n_L} l_j \cdot \Delta W_{Kj}, \text{ кВт}\cdot\text{ч}, \quad (3.3.5)$$

где ΔW_K – удельные потери электроэнергии на корону, тыс.кВт.ч/км (определяются в соответствии с [6-7] в зависимости от региона расположения линии).

Рекомендуется пользоваться уточненными значениями удельных потерь мощности на корону для конкретного климатического района. Для оценки влияния фактических напряжений на линиях можно воспользоваться формулой (3.3.6).

$$\Delta W_K = \sum_{j=1}^{n_L} l_j \left(\frac{U_{CPj}}{U_{НОМj}} \right)^2 \sum_{i=1}^4 \Delta P_{Kij} \cdot t_{ji}, \text{ кВт}\cdot\text{ч}, \quad (3.3.6)$$

где U_{CPj} – среднее значение фактического напряжения на j -й линии в течение расчетного периода T , ч;

$U_{НОМj}$ – номинальное напряжение j -й линии, кВ.

Потери электроэнергии в шунтирующих реакторах

Потери электроэнергии в шунтирующих реакторах 220-750 кВ рассчитывают по формуле, аналогичной (3.3.1):

$$\Delta W_{ШР} = \sum_{i=1}^{n_p} \Delta P_{XPi} \cdot T_i \cdot \left(\frac{U_{CPi}}{U_{НОМi}} \right)^2, \text{ кВт}\cdot\text{ч}, \quad (3.3.7)$$

где $\Delta P_{XР}$ – номинальное значение потерь мощности холостого хода шунтирующего реактора, определяемое по его паспортным данным, кВт;

T – число часов работы реактора в расчетном периоде, ч;

n_p – количество шунтирующих реакторов, находящихся под напряжением и на балансе данной энергоснабжающей организации, шт.;

U_{CP} – среднее значение фактического напряжения на шунтирующем реакторе, кВ;

$U_{НОМ}$ – номинальное напряжение шунтирующего реактора, кВ.

Потери электроэнергии в батареях статических конденсаторов и статистических тиристорных компенсаторах

Потери электроэнергии в батареях статических конденсаторов и статистических тиристорных компенсаторах определяют по формуле:

$$\Delta W_{БСК} = \sum_{i=1}^{n_K} \Delta P_{Oi} \cdot Q_{Ki} \cdot T_{Ki}, \text{ кВт}\cdot\text{ч}, \quad (3.3.8)$$

где ΔP_0 – удельные номинальные потери мощности в соответствии с паспортными данными, кВт/квар;

Q_K – располагаемая мощность батареи, квар;

T_K – число часов работы батареи в течение расчетного периода, ч;

n_K – количество батарей статических конденсаторов, шт.

Потери электроэнергии в синхронных компенсаторах

Условно-постоянные потери электроэнергии в синхронных компенсаторах (СК) и генераторах, работающих в режиме СК (ГСК), определяют по формуле:

$$\Delta W_{СК} = (0,4 + 0,1\beta_Q^2) \Delta P_{НОМ} \cdot T_p, \quad (3.3.9)$$

где β_Q – коэффициент максимальной нагрузки СК в расчетном периоде;

$\Delta P_{НОМ}$ – потери мощности в режиме номинальной загрузки СК в соответствии с паспортными данными.

Потери электроэнергии в изоляции кабельных линий

Потери электроэнергии в изоляции кабельных линий электропередачи 6(10)-500 кВ определяют по формуле:

$$\Delta W_{КЛ} = \sum_{i=1}^{n_K} Q_{O_i} \cdot l_{К_i} \cdot \operatorname{tg} \delta_i \cdot T_i, \text{ кВт}\cdot\text{ч}, \quad (3.3.10)$$

где Q_0 – удельная зарядная мощность кабеля по его паспортным данным, квар/км;

l_K – протяженность кабельной линии, км;

$\operatorname{tg} \delta$ – тангенс угла диэлектрических потерь по данным заводов - изготовителей кабелей. При отсутствии таких данных допускается принимать $\operatorname{tg} \delta = 0,004$;

T – число часов работы кабельной линии в отчетном периоде, ч;

n_K – число кабельных линий 6(10)-500 кВ, находящихся в работе и на балансе энергоснабжающей организации, шт.

Потери электроэнергии в измерительных трансформаторах тока и напряжения, электрических счетчиках, вентильных разрядниках, ограничителях перенапряжения, устройствах присоединения ВЧ-связи

Потери электроэнергии в вентильных разрядниках, ограничителях перенапряжений, устройствах присоединения ВЧ-связи, измерительных трансформаторах напряжения, электрических счетчиках 0,22–0,66 кВ принимают в соответствии с данными заводов-изготовителей оборудования:

$$\Delta W = \sum_{j=1}^6 \Delta P_j \cdot \sum_{i=1}^n T_i \cdot n_i, \quad (3.3.11)$$

где ΔP_i – потери мощности i -го вида оборудования в соответствии с данными заводов-изготовителей, кВт;

n – количество оборудования, шт.

Потери электроэнергии от токов утечки по изоляторам воздушных линий

Потери электроэнергии от токов утечки по изоляторам воздушных линий 6(10)-1150 кВ определяют для каждой линии, находящейся под напряжением и на балансе данной энергоснабжающей организации, по формуле:

$$\Delta W_{ТУ} = \sum_{j=1}^{n_{Л}} I_j \sum_{i=1}^3 \Delta P_{ТУ_i} \cdot t_{ji}, \text{ кВт}\cdot\text{ч}, \quad (3.3.12)$$

где $\Delta P_{ТУ}$ – удельные потери мощности от токов утечки i -го вида погоды, кВт/км (определяются в соответствии с [6-7]);

l_j – протяженность j -й ВЛ, км;
 t_i – продолжительность i -го вида погоды расчетном периоде T , ч;
 n_l – количество линий, в которых рассчитывают потери электроэнергии от токов утечки, шт.

При отсутствии информации о продолжительностях вида погоды потери электроэнергии от токов утечки определяются по формуле:

$$\Delta W_{ТУ} = \sum_{j=1}^{n_l} l_j \cdot \Delta W_{ТУj}, \text{ кВт}\cdot\text{ч}, \quad (3.3.13)$$

где $\Delta W_{ТУj}$ – удельные потери электроэнергии от токов утечки, тыс.кВт.ч/км (определяются в соответствии с [6-7] в зависимости от региона расположения j -й линии).

Рекомендуется пользоваться уточненными значениями удельных потерь мощности от токов утечки для конкретного климатического района и для повышения точности расчетов учитывать по соответствующим программам (или измерениям) фактические напряжения на линиях с использованием формулы 3.3.6.

Потери электроэнергии в соединительных проводах и сборных шинах подстанций

Потери электроэнергии в соединительных проводах и сборных шинах подстанций определяют по формуле [7]:

$$\Delta W_{СППС} = \sum_{k=1}^m \Delta W_{СППСi} \cdot k, \quad (3.3.14)$$

где $\Delta W_{СППС}$ – потери электроэнергии в соединительных проводах и сборных шинах одной подстанции i -го класса напряжения, кВт.ч (принимают в соответствии с таблицей 1 [6]);

k – количество подстанций i -го класса напряжения, шт.

Расход электроэнергии на плавку гололеда

Расход электроэнергии на плавку гололеда определяется на основе приборов учета, установленных на устройствах плавки гололеда.

Расход электроэнергии на собственные нужды

Расход электроэнергии на СН подстанций определяют по показаниям счетчиков, установленных на присоединениях трансформаторов СН, в сумме и с разбивкой по ступеням напряжения: 1150, 750, 500, 200, 110 и 35 кВ [6]. При этом абоненты, не относящиеся к СН, присоединенные к этим трансформаторам, должны иметь собственные расчетные счетчики электроэнергии, и расчет по ним должен осуществляться в установленном порядке.

3.4 Методы расчета переменных технических потерь электроэнергии

В зависимости от ступени напряжения и информационной обеспеченности используются следующие методы расчетов переменных потерь электроэнергии в оборудовании электрической сети ЭСО (методы представлены в порядке понижения точности получаемых результатов расчета) [6]:

- оперативных расчетов;
- контрольных суток;
- средних нагрузок;
- числа часов наибольших потерь;
- оценочные методы расчета потерь электроэнергии в электрических сетях 0,38 кВ.

3.4.1 Метод оперативных расчетов

Область применения

Метод применяется в основном для расчета переменных потерь электроэнергии в замкнутых электрических сетях напряжением 220 кВ и выше. При наличии необходимого количества информации рекомендуется использование этого метода и для определения потерь в сетях более низкого напряжения.

Применение метода оперативных расчетов возможно с использованием специально разработанных программных комплексов, обеспечивающих расчет серии режимов по данным телеизмерений (ТИ).

Перечень исходных данных для расчета

Исходная информация разделяется на условно-постоянную и переменную.

В состав условно-постоянной информации входят данные о: составе ТИ и ТС; местах их расстановки; схемах подстанций; параметрах схемы замещения электрической сети; названиях элементов; допустимых пределах изменения параметров; базовых режимах и т.п. Условно-постоянная информация один раз заносится в локальную информационную базу и корректируется по мере необходимости.

В состав переменной информации входят телесигналы (ТС) и ТИ.

Исходная схема замещения электрической сети представляется в традиционной форме в виде массива узлов и массива ветвей.

Расчет технических потерь электроэнергии выполняется с использованием следующих исходных данных:

- схема электрической сети с указанием на ней:
- наименований центров питания (ЦП);
- отходящих от ЦП линий;
- номеров (наименований) ПС и номинальных мощностей установленных в них силовых трансформаторов;
- нормальных разрезов (точек деления) сети;
- марок, сечений и длин воздушных и кабельных линий;
- мест установки счетчиков расчетного и технического учета электроэнергии, фиксирующих отпуск электроэнергии в электрическую сеть;
- элементов электрической сети, находящихся на балансе потребителя;
- параметры элементов сети (активные и реактивные сопротивления линий и трансформаторов);
- реактивные проводимости ветвей на землю;
- номинальные напряжения узлов сети;
- начальные приближения модулей напряжения узлов;
- активные и реактивные нагрузки всех узлов по данным ТИ;
- активные и реактивные проводимости узлов на землю;
- активные мощности генерирующих узлов, кроме балансирующего узла;
- допустимые пределы изменения генерируемой активной мощности генерирующих узлов;
- допустимые пределы изменения генерируемой реактивной мощности генерирующих узлов;
- балансирующий узел и номера опорных генераторных узлов.

Методика расчета

Методика основана на расчете переменных потерь электроэнергии в каждом i -м элементе электрической сети на промежутке времени Δt_j . Суммарные переменные потери электроэнергии в оборудовании электрической сети за расчетный период определяются по формуле:

$$\Delta W_{\Sigma} = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m \Delta W_{ij} = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m \Delta P_{ij} \cdot \Delta t_j, \quad (3.4.1.1)$$

где n – число элементов сети;

m – количество интервалов времени Δt_j в расчетном периоде;

ΔW_{ij} – переменные потери электроэнергии в сопротивлении i -го элемента на промежутке времени Δt_j , МВт;

ΔP_{ij} – переменные потери мощности в сопротивлении i -го элемента при нагрузках, измеренных на промежутке времени Δt_j , МВт.

Из формулы (3.4.1.1) видно, что чем меньше величина Δt_j , тем точнее результат расчета. Следовательно, наиболее точным является определение потерь мощности по результатам расчетов установившихся режимов (УР) "в темпе процесса" по одной из известных программ с использованием текущих значений телеизмерений (ТИ) и непрерывным контролем телесигналов (ТС), т.е. коммутационного состояния сети.

В результате расчета УР определяют уровни напряжения в узлах сети, фазовые углы напряжения, потоки активной и реактивной мощности по ветвям схемы сети, потери активной и реактивной мощности в сети, а также отклонения модулей напряжения, потоков активной мощности и токов контролируемых линий от допустимых пределов. Потери активной мощности умножают по формуле (3.4.1.1) на их длительность, соответствующую дискретности расчетов и определяют суммарные переменные потери электроэнергии в линиях и трансформаторах электрических сетей за расчетный период.

Переменные потери электроэнергии в линии (ВЛ или КЛ) и двухобмоточном трансформаторе на интервале времени Δt_j определяются по формуле:

$$\Delta W_j = 3 \cdot R \cdot I_j^2 \cdot \Delta t_j = R \cdot \frac{P_j^2 + Q_j^2}{U_j^2} \cdot \Delta t_j = \Delta P_j \cdot \Delta t_j \quad (3.4.1.2)$$

где R – сопротивление элемента сети (ВЛ, КЛ или двухобмоточного трансформатора), Ом;

I_j – токовая нагрузка элемента сети, принимаемая на интервале времени Δt_j неизменной, А;

P_j, Q_j – значения активной и реактивной мощностных нагрузок элемента сети, принимаемые на интервале времени Δt_j неизменными, МВт, Мвар, соответственно;

U_j – значение напряжения на элементе, принятое на интервале Δt_j неизменным, кВ;

ΔP_j – потери мощности в сопротивлении элемента, МВт.

Переменные потери электроэнергии в автотрансформаторе (трехобмоточном трансформаторе) на интервале времени Δt_j определяются для каждой обмотки отдельно и суммируются:

$$\Delta W_j = \left(\frac{P_{jB}^2 + Q_{jB}^2}{U_{jB}^2} \cdot R_{ATB} + \frac{P_{jC}^2 + Q_{jC}^2}{U_{jC}^2} \cdot R_{ATC} + \frac{P_{jH}^2 + Q_{jH}^2}{U_{jH}^2} \cdot R_{ATH} \right) \cdot \Delta t_j =$$

$$= 3 \cdot \left(I_{jB}^2 \cdot R_{ATB} + I_{jC}^2 \cdot R_{ATC} + I_{jH}^2 \cdot R_{ATH} \right) \cdot \Delta t_j \quad (3.4.1.3)$$

где $P_{jB}, P_{jC}, P_{jH}, Q_{jB}, Q_{jC}, Q_{jH}, I_{jB}, I_{jC}, I_{jH}$ – значения активной и реактивной мощностей, токовых нагрузок по обмоткам автотрансформатора, принимаемые на интервале Δt_j неизменными, МВт, Мвар, А, соответственно;

U_{jB}, U_{jC}, U_{jH} – значения напряжения по высокой, средней и низкой обмоткам автотрансформатора на интервале времени Δt_j , кВ;

$R_{ATB}, R_{ATC}, R_{ATH}$ – активные сопротивления обмоток автотрансформатора, Ом.

Если в формуле (3.4.1.3) использовались сопротивления обмоток, приведенные к напряжению высшей обмотки, то вместо U_C и U_H используется U_B .

При отсутствии измерений на низкой стороне автотрансформаторов на каждом интервале времени Δt_j расчетного периода T допускается выполнять расчет потерь электроэнергии по данным обмоток высшего и среднего напряжения.

Переменные потери электроэнергии в токоограничивающем реакторе на интервале времени Δt_j определяются по формуле:

$$\Delta W_j = 3 \cdot \Delta P_H \cdot \left(\frac{I_j}{I_H} \right)^2 \cdot \Delta t_j, \quad (3.4.1.4)$$

где ΔP_H – значение потерь активной мощности в фазе реактора при его номинальном токе, кВт;

I_H – значение номинального тока, А;

I_j – значение рабочего тока, принимаемого на интервале Δt_j неизменными, А.

При известных значениях электрической энергии за расчетный период возможна корректировка часовых значений активной мощности. В формулах (3.4.1.1-3.4.1.3) P_j , Q_j – измеренные среднечасовые значения потоков активной и реактивной мощности по линиям и соответствующим обмоткам силовых трансформаторов и автотрансформаторов. При этом почасовые значения P_j корректируются по электрической энергии по подстанциям по формуле:

$$P_{jk} = P_j \cdot \frac{W_T}{\sum_{j=1}^T P_j}, \quad (3.4.1.5)$$

где W_T – поток электроэнергии по линии или соответствующей обмотке трансформатора (автотрансформатора) за расчетный период T ;

$\sum_{j=1}^T P_j$ – сумма измеренных часовых значений потоков активной мощности за тот же расчетный период T .

3.4.2 Метод контрольных суток

Область применения

Метод является одним из вариантов метода характерных суток [6-7].

Метод применяется в основном для расчета переменных потерь электроэнергии в замкнутых электрических сетях напряжением 220 кВ и выше. При наличии необходимого количества информации рекомендуется использование этого метода и для определения потерь в сетях более низкого напряжения.

Метод применяется при отсутствии исходных данных, необходимых для определения потерь электроэнергии по методу оперативных расчетов.

Перечень исходных данных для расчета

Расчет технических потерь электроэнергии выполняется с использованием следующих исходных данных:

– схема электрической сети с указанием на ней:

- наименований центров питания (ЦП);
- отходящих от ЦП линий;
- номеров (наименований) ПС и номинальных мощностей установленных в них силовых трансформаторов;

- нормальных точек деления сети (если таковые имеются);
- марок, сечений и длин воздушных и кабельных линий;
- мест установки счетчиков расчетного и технического учета электроэнергии, фиксирующих отпуск электроэнергии в электрическую сеть;
- элементов электрической сети, находящихся на балансе потребителя;
 - параметры элементов сети (активные и реактивные сопротивления линий и трансформаторов);
 - номинальные напряжения узлов сети;
 - активные и реактивные нагрузки всех узлов по данным измерений для двух контрольных суток (не менее 3-х измерений нагрузок за сутки);
 - отпуск электроэнергии в сеть за каждый месяц расчетного года;
 - количество выходных и рабочих дней в каждом месяце;
 - относительное среднее снижение потребления электроэнергии в выходные дни для каждого месяца расчетного года.

Методика расчета

Методика основана на определении переменных потерь электроэнергии за год по результатам расчета потерь электроэнергии за сутки: за два режимных дня в году (контрольные сутки) – дни максимальной и минимальной нагрузки (зимних и летних) сети.

Переменные потери электроэнергии за контрольные сутки $\Delta W_{сут}$ определяются отдельно для суток с максимальными и минимальными нагрузками по формуле:

$$\Delta W_{сут} = \sum_{i=1}^n \Delta P_i \cdot \Delta t_i, \text{ тыс. кВт}\cdot\text{ч}, \quad (3.4.2.1)$$

где n – количество ступеней в суточном графике нагрузки, шт.;

ΔP_i – переменные потери мощности в элементах электрической сети, определенные по результатам расчета режима с использованием i -ой ступени суточного графика нагрузки, кВт;

Δt_i – продолжительность i -ой ступени суточного графика нагрузки, час.

По отпуску электроэнергии в сеть за год определяется среднее арифметическое отпуски электроэнергии в сеть за месяц:

$$W_{OCcp} = \sum_{j=1}^{12} W_{OCj} / 12, \text{ тыс. кВт}\cdot\text{ч}, \quad (3.4.2.2)$$

где W_{OCj} – отпуск электроэнергии в сеть в j -м месяце рассчитываемого года, тыс. кВт.ч.

Определяются продолжительности двух периодов в году. Первый период равен суммарному количеству дней месяцев, в которых отпуск электроэнергии в сеть превысил W_{OCcp} . Второй период - суммарному количеству дней месяцев, в которых отпуск электроэнергии в сеть ниже W_{OCcp} .

Для каждого из периодов определяется количество рабочих, $D_{раб}$, и количество выходных, $D_{вых}$, дней [6-7].

Переменные потери электроэнергии за год определяются по формуле:

$$\Delta W = \left(\Delta W_{сут1} \cdot (D_{раб1} + k_{вых1}) \cdot k_{\phi1}^2 + \right. \\ \left. + \Delta W_{сут2} \cdot (D_{раб2} + k_{вых2}) \cdot k_{\phi2}^2 \right) \cdot k_c, \quad (3.4.2.3)$$

где $\Delta W_{сут1}$, $\Delta W_{сут2}$ – переменные потери электроэнергии за сутки с максимальной и минимальной нагрузками сети в году, соответственно, тыс. кВт.ч;

$D_{\text{раб1}}, D_{\text{вых1}}$ – количество рабочих и выходных дней соответственно в первом периоде с месяцами, в которых отпуск электроэнергии в сеть превышает его среднее значение, шт.;

$D_{\text{раб2}}, D_{\text{вых2}}$ – количество рабочих и выходных дней соответственно во втором периоде с месяцами, в которых отпуск электроэнергии в сеть ниже его среднего значения, шт.;

$k_{\text{вых1}}, k_{\text{вых2}}$ – коэффициент среднего снижения потребления в выходные дни для каждого периода – $k_{\text{вых}} = W_{\text{раб}}/W_{\text{вых}}$, о.е. При отсутствии данных о снижении потребления в выходные дни допускается использовать значение $k_{\text{вых}} = 0,85$ [6-7];

$k_{\phi 1}^2, k_{\phi 2}^2$ – квадрат коэффициента формы графика соответствующего периода, о.е;

k_c – коэффициент, учитывающий систематическую погрешность метода, из-за усреднения реальных суточных графиков нагрузки в узлах трехступенчатыми графиками.

3.4.3 Метод средних нагрузок

Область применения

Метод более широко распространен для расчета переменных потерь электроэнергии в разомкнутых электрических сетях напряжением 110 кВ и ниже.

Возможно применение этого метода для электрических сетей 220-110 кВ при отсутствии исходных данных, необходимых для расчета потерь электроэнергии по методам оперативных расчетов и контрольных суток.

При отсутствии необходимых исходных данных для расчета потерь электроэнергии в электрической сети 0,4 кВ допускается использовать метод средних нагрузок для случайной выборки распределительных линий, питающихся от не менее чем 20 % суммарного количества распределительных трансформаторов 6-20/0,4 кВ.

Перечень исходных данных для расчета

Расчет технических потерь электроэнергии выполняется с использованием следующих исходных данных:

- схема электрической сети с указанием на ней:
 - наименований центров питания (ЦП);
 - отходящих от ЦП линий;
 - номеров (наименований) ПС и трансформаторных пунктов (ТП) и номинальных мощностей установленных в них силовых трансформаторов;
 - нормальных точек деления сети;
 - марок, сечений и длин воздушных и кабельных линий;
 - мест установки счетчиков расчетного и технического учета электроэнергии, фиксирующих отпуск электроэнергии в электрическую сеть;
 - элементов электрической сети, находящихся на балансе потребителя;
- отпуск активной и реактивной электроэнергии по головным участкам линий за каждый месяц расчетного года;
- зимний и летний суточные графики нагрузок головного участка линий, полученные по часовым расходам электроэнергии в дни системных измерений нагрузок либо по результатам измерений почасовых значений токов;
- информация о нагрузках трансформаторов, подключенных к электрической сети (показания счетчиков электроэнергии или коэффициентов загрузки).

Методика расчета

Расчет переменных потерь электроэнергии в элементах электрической сети (ВЛ, КЛ, трансформаторах, автотрансформаторах, токоограничивающих реакторах) выполняется по формуле (3.4.3.1) на основе потерь мощности, рассчитанных по данным результатов расчета режимных параметров данной электрической сети [11].

$$\Delta W = k_k \cdot \Delta P_{\text{ср}} \cdot T \cdot k_{\phi}^2, \text{ тыс. кВт}\cdot\text{ч}, \quad (3.4.3.1)$$

где ΔP_{cp} – потери мощности в элементе сети при средних за расчетный интервал нагрузках узлов, кВт, определяются в зависимости от элемента по формулам (3.4.3.2, 3.4.3.4 – 3.4.3.11);

k_{ϕ}^2 – коэффициент формы графика суммарной нагрузки сети за расчетный период, о.е.;

k_k – коэффициент, учитывающий различие конфигураций графиков активной и реактивной нагрузки различных ветвей сети (принимается равным 0,99), о.е. [6-7];

T – число часов в расчетном периоде, ч.

Коэффициент формы графика суммарной нагрузки определяется по формуле:

$$k_{\phi}^2 = \sum_{i=1}^m P_i^2 \Delta t_i / (P_{cp}^2 T), \text{ о.е.} \quad (3.4.3.2)$$

При отсутствии данных для расчета коэффициента формы графика для каждого расчетного периода, допускается использовать измерения нагрузок головного участка линии, выполненных в дни контрольных измерений. Для месяцев, в которых отпуск электроэнергии в сеть выше среднегодового отпуска электроэнергии в сеть, рассчитанного по формуле (3.4.2.2), используется квадрат коэффициента формы графика, определенного по измерениям зимнего суточного графика. Для остальных месяцев – по измерениям летнего суточного графика.

При отсутствии данных летнего и зимнего суточных графиков нагрузки, допускается для элементов электрической сети с нереверсивными потоками электроэнергии принять $k_{\phi}^2 = 1,3$ [11].

В элементах с реверсивными потоками электрической энергии (110 – 500 кВ) графики нагрузки имеют нестабильный характер и при расчете коэффициентов формы графика значения могут находиться в недопустимых пределах. В таких случаях необходимо принять $k_{\phi}^2 = 1,6$. При этом потери электроэнергии определяются отдельно для каждого направления потока электроэнергии, а потом суммируются.

Переменные потери мощности при средних за расчетный период нагрузках сети в элементах сети 6(10) кВ и выше (ВЛ, КЛ, трансформаторах) определяются по формуле:

$$\Delta P_{cp} = 3 \cdot I_{cp}^2 \cdot R = \frac{P_{cp}^2 + Q_{cp}^2}{U_{cp}^2} \cdot R = \frac{P_{cp}^2 \cdot (1 + \operatorname{tg}^2 \varphi)}{U_{cp}^2} \cdot R, \text{ Вт,} \quad (3.4.3.2)$$

где P_{cp} , Q_{cp} – средние значения активной и реактивной мощности за расчетный период T , кВт, квар, определяемые по формуле (3.4.3.3);

$\operatorname{tg} \varphi$ – коэффициент реактивной мощности, о.е.;

U_{cp} – среднее напряжение элемента сети за расчетный период T , кВ;

I_{cp} – среднее значение токовой нагрузки, А, определяемое по формуле (3.4.3.3);

R – активное сопротивление элемента.

Средняя нагрузка определяется по формуле:

$$P_{cp} = \frac{W_T}{T}; \quad I_{cp} = \frac{W_T}{\sqrt{3} \cdot U_{cp} \cdot T \cdot \cos \varphi}, \text{ А,} \quad (3.4.3.3)$$

где W_T – электроэнергия, потребленная (сгенерированная) в узле за расчетный период T , кВт.ч.

Переменные потери мощности при средних за расчетный период нагрузках сети в трехобмоточных автотрансформаторах (трехобмоточных трансформаторах) определяются по формуле:

$$\begin{aligned}
\Delta P_{\text{cp}} &= \frac{P_{\text{Вср}}^2 + Q_{\text{Вср}}^2}{U_{\text{Вср}}^2} \cdot R_{\text{АТВ}} + \frac{P_{\text{Сср}}^2 + Q_{\text{Сср}}^2}{U_{\text{Сср}}^2} \cdot R_{\text{АТС}} + \frac{P_{\text{Нср}}^2 + Q_{\text{Нср}}^2}{U_{\text{Нср}}^2} \cdot R_{\text{АТН}} = \\
&= \frac{P_{\text{Вср}}^2 (1 + \text{tg}^2 \varphi)}{U_{\text{Вср}}^2} \cdot R_{\text{АТВ}} + \frac{P_{\text{Сср}}^2 (1 + \text{tg}^2 \varphi)}{U_{\text{Сср}}^2} \cdot R_{\text{АТС}} + \frac{P_{\text{Нср}}^2 (1 + \text{tg}^2 \varphi)}{U_{\text{Нср}}^2} \cdot R_{\text{АТН}} = \\
&= 3 \cdot (I_{\text{Вср}}^2 \cdot R_{\text{АТВ}} + I_{\text{Сср}}^2 \cdot R_{\text{АТС}} + I_{\text{Нср}}^2 \cdot R_{\text{АТН}}) \quad , \text{ Вт}, \quad (3.4.3.4)
\end{aligned}$$

где $P_{\text{Вср}}$, $P_{\text{Сср}}$, $P_{\text{Нср}}$, $Q_{\text{Вср}}$, $Q_{\text{Сср}}$, $Q_{\text{Нср}}$, $I_{\text{срВ}}$, $I_{\text{срС}}$, $I_{\text{срН}}$ – средние значения активной и реактивной мощностей, токовых нагрузок за расчетный период T по обмоткам автотрансформатора, кВт, квар, А, соответственно;

$U_{\text{Вср}}$, $U_{\text{Сср}}$, $U_{\text{Нср}}$ – средние значения напряжения за расчетный период T по высокой, средней и низкой обмоткам автотрансформатора, кВ;

$\text{tg} \varphi$ – коэффициент реактивной мощности, о.е.;

$R_{\text{АТВ}}$, $R_{\text{АТС}}$, $R_{\text{АТН}}$ – активные сопротивления обмоток автотрансформатора, Ом.

При отсутствии измерений на низкой стороне автотрансформаторов за расчетный период T допускается выполнять расчет потерь электроэнергии по данным обмоток высшего и среднего напряжения.

Если в формуле (3.4.3.4) использовались сопротивления обмоток, приведенные к напряжению высшей обмотки, то вместо $U_{\text{С}}$ и $U_{\text{Н}}$ используется $U_{\text{В}}$.

Переменные потери мощности в элементах электрической сети 0,4 кВ (ВЛ и КЛ) определяются с использованием средних за расчетный интервал времени T нагрузок сети:

$$\Delta P_{\text{cp}} = \sum_{n=1}^3 I_{\text{Фсрп}}^2 \cdot R_{\text{ф}} + I_{\text{Нср}}^2 \cdot R_{\text{н}} \quad , \text{ Вт}, \quad (3.4.3.5)$$

где $I_{\text{Фсрп}}$ – значение среднего тока за период времени T в фазе n , А;

$I_{\text{Нср}}$ – значение среднего тока за период времени T в нулевом проводе, А;

$R_{\text{ф}}$ – сопротивление фазного провода, Ом;

$R_{\text{н}}$ – сопротивление нулевого провода, Ом.

Значения средних токов в фазных и нулевом проводах определяются по результатам измерений.

При отсутствии данных об измерениях допускается рассчитывать потери электроэнергии в линии 0,4 кВ в зависимости от ее исполнения по формулам:

- для четырехпроводного участка сети (три фазы и ноль):

$$\Delta P_{\text{cp}} = \frac{1}{3} \frac{P_{\text{ср}}^2 (1 + \text{tg}^2 \varphi_{\text{ср}})}{U_{\text{ср ф}}^2} \cdot R_{\text{ф}} \cdot k_{\text{ДПср}} \quad , \text{ Вт}, \quad (3.4.3.6)$$

где $P_{\text{ср}}$ – поток активной мощности по линии, кВт;

$U_{\text{ср ф}}$ – среднее за расчетный период T значение уровня фазного напряжения на линии, кВ;

$k_{\text{ДПср}}$ – коэффициент, учитывающий среднюю за расчетный период неравномерность распределения нагрузок по фазам, о.е. [6, 11]:

$$k_{\text{ДПср}} = 3 \cdot \frac{\sum_{n=1}^3 I_{\Phi n}^2}{\left(\sum_{n=1}^3 I_{\Phi n}\right)^2} \left(1 + 1,5 \frac{R_{\text{н}}}{R_{\Phi}}\right) - 1,5 \cdot \frac{R_{\text{н}}}{R_{\Phi}} \quad (3.4.3.7)$$

- для трехпроводного участка сети (две фазы и ноль):

$$\Delta P_{\text{ср}} = \frac{1}{2} \frac{P_{\text{ср}}^2 (1 + \text{tg}^2 \varphi_{\text{ср}})}{U_{\text{ср}\Phi}^2} \cdot (R_{\Phi} + 0,5R_{\text{н}}) \cdot k_{\text{ДПср}} \quad (3.4.3.8)$$

где коэффициент, учитывающий неравномерность нагрузки фаз:

$$k_{\text{ДПср}} = 2 \cdot \frac{\sum_{n=1}^2 I_{\Phi n}^2}{\left(\sum_{n=1}^2 I_{\Phi n}\right)^2} \left(1 + 1,5 \frac{R_{\text{ВЛн}}}{R_{\text{ВЛ}\Phi}}\right) - 1,5 \cdot \frac{R_{\text{ВЛн}}}{R_{\text{ВЛ}\Phi}} \quad (3.4.3.9)$$

- для двухпроводного участка сети (фаза и ноль):

$$\Delta P_{\text{ср}} = \frac{P_{\text{ср}}^2 (1 + \text{tg}^2 \varphi_{\text{ср}})}{U_{\text{ср}\Phi}^2} \cdot (R_{\Phi} + R_{\text{н}}) \quad (3.4.3.10)$$

При отсутствии значений коэффициента мощности нагрузки, его значение принимается равным 0,93 – для коммунально-бытовых потребителей, 0,75 – для промышленных и 0,85 – смешанной нагрузки.

При отсутствии данных для определения коэффициента дополнительных потерь, его значение следует принимать [6, 11]:

$$\begin{aligned} &\text{для линий с } R_{\text{ВЛн}}/R_{\text{ВЛ}\Phi} = 1 \quad k_{\text{ДП}} = 1,13; \\ &\text{для линий с } R_{\text{ВЛн}}/R_{\text{ВЛ}\Phi} = 2 \quad k_{\text{ДП}} = 1,2. \end{aligned}$$

Переменные потери мощности в токоограничивающем реакторе с использованием среднего рабочего тока за расчетный интервал времени Т:

$$\Delta P_{\text{ср}} = 3 \cdot \Delta P_{\text{н}} \cdot \left(\frac{I_{\text{ср}}}{I_{\text{н}}}\right)^2, \text{ Вт} \quad (3.4.3.11)$$

где $\Delta P_{\text{н}}$ – значение потерь активной мощности в фазе реактора при его номинальном токе, Вт;

$I_{\text{н}}$ – значение номинального тока, А;

$I_{\text{ср}}$ – значение среднего рабочего тока в расчетном периоде Т, А.

3.4.4 Метод числа часов наибольших потерь

Область применения

Метод применяется для расчета переменных потерь электроэнергии в электрической сети напряжением 35 – 0,4 кВ при отсутствии исходных данных, необходимых для расчета потерь электроэнергии по методам оперативных расчетов, контрольных суток или средних нагрузок.

Возможно применение этого метода для электрических сетей 220-110 кВ при отсутствии исходных данных, необходимых для расчета потерь электроэнергии по методам оперативных расчетов, контрольных суток или средних нагрузок.

При отсутствии необходимых исходных данных для расчета потерь электроэнергии в электрической сети 0,4 кВ метод допускается использовать для случайной выборки

распределительных линий, питающихся от не менее, чем 20 % суммарного количества распределительных трансформаторов 6-20/0,4 кВ.

Перечень исходных данных для расчета

Расчет потерь электроэнергии выполняется с использованием следующих данных:

- схема электрической сети с указанием на ней:
 - наименований центров питания (ЦП);
 - отходящих от ЦП линий;
 - номеров (наименований) ПС и трансформаторных пунктов (ТП) и номинальных мощностей установленных в них силовых трансформаторов;
 - нормальных разрезов (точек деления) сети;
 - марок, сечений и длин воздушных и кабельных линий;
 - мест установки счетчиков расчетного и технического учета электроэнергии, фиксирующих отпуск электроэнергии в электрическую сеть;
 - элементов электрической сети, находящихся на балансе потребителя;
- максимальная нагрузка (мощностная или токовая) по головным участкам линий;
- отпуск активной и реактивной электроэнергии по головным участкам линий за каждый месяц расчетного года;
- график суммарной нагрузки электрической сети за расчетный период;
- информация о нагрузках трансформаторов, подключенных к электрической сети (максимальные мощности нагрузки или максимальные коэффициенты загрузки).
- мощность потребления в режиме максимальной нагрузки сети.

Методика расчета

Потери электроэнергии определяются за расчетный период – год. Допускается определять потери электроэнергии за месяц, квартал или полугодие.

Потери электроэнергии рассчитываются по формуле [11]:

$$\Delta W = \Delta P_{\max} \cdot \tau, \text{ тыс. кВт}\cdot\text{ч.} \quad (3.4.4.1)$$

где ΔP_{\max} – потери мощности в режиме наибольшей нагрузки сети, кВт;

τ – число часов наибольших потерь мощности, определенное по графику суммарной нагрузки сети за расчетный интервал, ч.;

Число часов наибольших потерь мощности определяется по формуле:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\max}}{10000}\right)^2 \cdot 8760, \text{ ч.} \quad (3.4.4.2)$$

Число часов использования максимальной нагрузки определяется по формуле:

$$T_{\max} = \frac{W_{\text{год}}}{P_{\max}}, \text{ ч.} \quad (3.4.4.3)$$

Переменные потери мощности при максимальных за расчетный период нагрузках сети в элементах сети 6(10) кВ и выше (ВЛ, КЛ, трансформаторах) определяются по формуле (3.4.3.2) настоящей методики с заменой $P_{\text{ср}}$ и $Q_{\text{ср}}$ на P_{\max} и Q_{\max} – максимальные значения активной и реактивной мощности за расчетный период T , кВт и квар соответственно.

Переменные потери мощности при максимальной за расчетный период нагрузках сети в автотрансформаторах (трехобмоточных трансформаторах) определяются по формуле (3.4.3.4) настоящей методики с заменой $P_{\text{Вср}}$, $P_{\text{Сср}}$, $P_{\text{Нср}}$, $Q_{\text{Вср}}$, $Q_{\text{Сср}}$, $Q_{\text{Нср}}$, $I_{\text{Вср}}$, $I_{\text{Сср}}$, $I_{\text{Нср}}$ на $P_{\text{Вmax}}$, $P_{\text{Сmax}}$, $P_{\text{Нmax}}$, $Q_{\text{Вmax}}$, $Q_{\text{Сmax}}$, $Q_{\text{Нmax}}$, $I_{\text{Вmax}}$, $I_{\text{Сmax}}$, $I_{\text{Нmax}}$ – максимальные значения активной и реактивной мощностей, токовых нагрузок за расчетный период T , кВт, квар и А соответственно.

Переменные потери мощности в элементах электрической сети 0,4 кВ (ВЛ и КЛ) определяются по формулам (3.4.3.6) – (3.4.3.10) с заменой I_{cp} , P_{cp} на I_{max} , P_{max} – максимальные значения токов в фазах и нулевом проводе и максимальный поток активной мощности за расчетный период T , А и кВт.

Переменные потери мощности в токоограничивающем реакторе определяются формуле (3.4.3.11) настоящей методики с заменой I_{cp} на I_{max} – максимальное значение рабочего тока за расчетный период T , А.

3.4.5 Оценка потерь по обобщенной информации о схемах и нагрузках сети

Область применения

Метод применяется для расчета потерь электроэнергии в совокупности воздушных и кабельных линий электрической сети 0,4 кВ, объемом не меньше района электрических сетей.

Метод применяется при отсутствии исходных данных, необходимых для расчета потерь электроэнергии по методу средних нагрузок и методу числа часов наибольших потерь.

Не рекомендуется использовать метод для расчета технических потерь в отдельных линиях.

Перечень исходных данных для расчета

Расчет потерь электроэнергии выполняется с использованием следующих данных:

- суммарная длина магистрали линий сети;
- суммарная длина трех- и двух- участков линий сети;
- суммарная длина однофазных участков линий сети;
- среднее сечение головных участков линий;
- продолжительность расчетного периода в днях;
- доля электроэнергии, отпускаемая населению, от суммарного потребления электроэнергии абонентами, подключенными к сети 0,4 кВ;
- средний коэффициент реактивной мощности головных участков;
- отпуск электроэнергии в сеть 0,4 кВ, определенный по показаниям счетчиков электроэнергии, установленных на стороне 0,4 кВ ТП 6(10)/0,4 кВ или на головных участках линий 0,38 кВ, или, определенный расчетным путем с использованием информации об отпуске электроэнергии в сеть 6(10) кВ и технических потерь в этой сети.

Методика расчета

Расчет потерь электроэнергии основан на оценке потерь электроэнергии по данным об отпуске электроэнергии в сеть и суммарной длине участков распределительной сети с учетом фазности [6, 7, 24].

В [6] представлена формула для расчета потерь электроэнергии в одной линии (формула (23) [6]). Потери электроэнергии в N линиях рассчитываются по формуле:

$$\Delta W = k_{0,38} \cdot k_N \cdot \frac{W_{0,38}^2 \cdot (1 + \operatorname{tg}^2 \varphi) \cdot L_{\text{экв}}}{N^2 \cdot F_r \cdot D} \cdot \frac{1 + 2k_3}{3k_3}, \text{ тыс. кВт}\cdot\text{ч.} \quad (3.4.5.1)$$

где $L_{\text{экв}}$ – эквивалентная длина линий, км;

$\operatorname{tg} \varphi$ – коэффициент реактивной мощности, о.е.;

$k_{0,38}$ – коэффициент, учитывающий характер распределения нагрузок по длине линии и неодинаковость нагрузок фаз, о.е.;

k_N – коэффициент, учитывающий неодинаковость длин линий и плотностей тока на головных участках линий, о.е.;

N – количество линий, участвующих в расчете, шт.;
 $W_{0,38}$ – суммарный отпуск электрической энергии в N линий, тыс. кВт.ч;
 F_r – среднее сечение головных участков N линий, мм²;
 D – количество дней в расчетном периоде, дни.

Все коэффициенты и эквивалентная длина линий определяются в соответствии с формулами (24-28) [6].

При отсутствии учета на стороне 0,4 кВ распределительных трансформаторов 6(10)/0,4 кВ отпуск электроэнергии в сеть 0,4 кВ определяется по формуле:

$$W_{0,38} = W_{6(10)} - \Delta W_{6(10)} - W_{\text{ПрОтб}}, \text{ тыс. кВт.ч,} \quad (3.4.5.2)$$

где $W_{6(10)}$ – энергия, отпущенная в сеть 6-20 кВ;

$\Delta W_{6(10)}$ – расчетные технические потери в линиях и трансформаторах 6-20 кВ;

$W_{\text{ПрОтб}}$ – энергия, отпущенная в ТП 6-20/0,4 кВ и линии 0,38 кВ, находящихся на балансе потребителей.

3.4.6 Оценка потерь с использованием измеренных значений потерь напряжения

Область применения

Метод применяется для расчета переменных потерь электроэнергии в воздушных и кабельных линиях электрической сети 0,4 кВ.

Метод применяется при отсутствии исходных данных, необходимых для расчета потерь электроэнергии по методу средних нагрузок и методу числа часов наибольших потерь.

Метод допускается использовать для расчета потерь в электрических сетях 0,4 кВ по случайной выборке распределительных линий 0,38 кВ, питающихся от не менее чем 20 % суммарного количества распределительных трансформаторов 6-20/0,4 кВ.

Перечень исходных данных для расчета

Расчет потерь электроэнергии выполняется по каждой отобранной в выборку низковольтной линии 0,38 кВ с использованием следующих данных, полученных в часы максимальных нагрузок сети:

- значения измеренных фазных уровней напряжения на шинах ТП 6-20/0,4 кВ и на шинах удаленного потребителя;
- значения измеренных фазных токов на головном участке низковольтной линии;
- активное и реактивное сопротивления головного участка линии;
- коэффициент мощности нагрузки по каждой фазе;
- отпуск активной электроэнергии за год в сеть 0,4 кВ на вводе низкого напряжения трансформатора 6(10)/0,4 кВ;
- суммарный отпуск электроэнергии в сеть 0,4 кВ за год, определенный по показаниям счетчиков электроэнергии, установленных на стороне 0,4 кВ ТП 6(10)/0,4 кВ или на головных участках линий 0,38 кВ, или, определенный расчетным путем с использованием информации об отпуске электроэнергии в сеть 6(10) кВ.

Методика расчета технических потерь

Относительные потери электроэнергии в линии 0,38 кВ определяются по формуле [6, 12]:

$$\Delta W_{\%} = \Delta P_{\%} \cdot \frac{\tau}{T_{\text{МАКС}}} = k_{\text{Н/М}} \cdot k_{\text{ДП}} \cdot \Delta U_{\%} \cdot \frac{\tau}{T_{\text{МАКС}}}, \% \quad (3.4.6.1)$$

где $\Delta P_{\%}$ – относительное значение потерь мощности в линии, %;

$\Delta U_{\%}$ – относительное значение потерь напряжения от центра питания до электрически удаленного потребителя, %;

τ – время наибольших потерь мощности, ч;

$T_{\text{МАКС}}$ – число часов использования максимальной нагрузки, ч;

$k_{\text{Н/М}}$ – коэффициент связи относительных значений потерь напряжения и потерь мощности, о.е.;

$k_{\text{ДП}}$ – коэффициент дополнительных потерь электроэнергии из-за несимметричной нагрузки фаз линии 0,38 кВ, о.е.

Коэффициент связи между относительными значениями потерь напряжения и потерь мощности определяется по формуле:

$$k_{\text{Н/М}} = k_{\text{РАЗ}} \cdot \frac{R}{R \cdot \cos^2 \varphi + X \cdot \sin \varphi \cdot \cos \varphi}, \text{ о.е.}, \quad (3.4.6.2)$$

где R , X – соответственно активное и реактивное сопротивления фазного провода головного участка линии 0,38 кВ;

$k_{\text{РАЗ}}$ – коэффициент разветвленности линии 0,38 кВ.

Коэффициент мощности нагрузки для линии определяется с использованием коэффициента мощности каждой фазы по формуле [8]:

$$\cos \varphi = \frac{U_A \cdot I_A \cdot \cos \varphi_A + U_B \cdot I_B \cdot \cos \varphi_B + U_C \cdot I_C \cdot \cos \varphi_C}{U_A \cdot I_A + U_B \cdot I_B + U_C \cdot I_C}, \text{ о.е.}, \quad (3.4.6.3)$$

где U_A , U_B , U_C – измеренные значения фазных напряжений на стороне 0,4 кВ ТП;

I_A , I_B , I_C – измеренные значения фазных токов головного участка линии 0,38 кВ;

$\cos \varphi_A$, $\cos \varphi_B$, $\cos \varphi_C$ – коэффициенты мощности нагрузки по фазам головного участка линии 0,38 кВ. При отсутствии их значений, используется таблица 3.4.2.

Коэффициент разветвленности низковольтной линии рассчитывается в зависимости от типа схем, представленных на рисунке 3.4.1. Зависимости коэффициента разветвленности от числа участков линий до удаленного потребителя для различных типов схем представлены на рисунке 3.4.2.

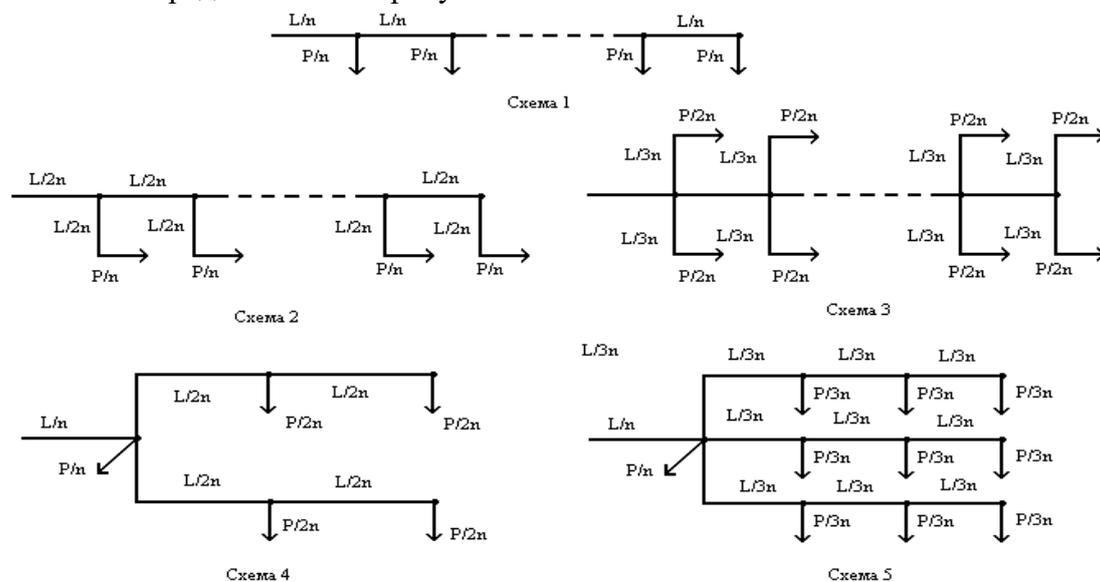


Рисунок 3.4.1 - Примеры схем сетей 0,4 кВ

Для линии со сосредоточенной нагрузкой в конце линии коэффициент разветвленности равен 1. Диапазон возможных значений коэффициента разветвленности для различных схем составляет $0,68 \div 1,0$ [25]. Если схему рассчитываемой линии трудно классифицировать, то следует воспользоваться таблицей 3.4.1.

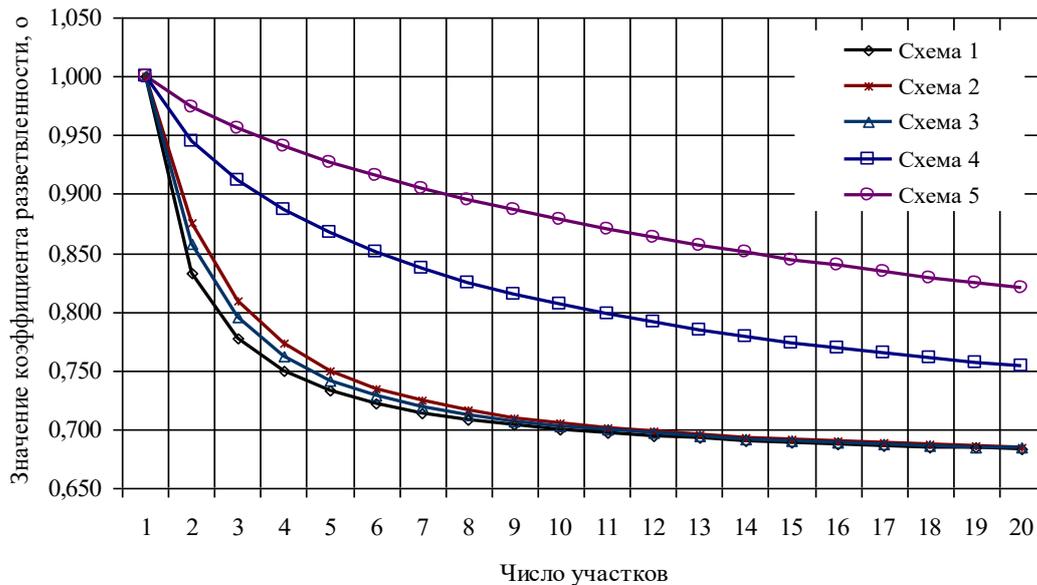


Рисунок 3.4.2 - Зависимость коэффициента разветвленности от типа схемы и числа участков от шин ТП до удаленного потребителя

Таблица 3.4.1 - Значения коэффициента разветвленности в зависимости от количества участков в схеме низковольтной линии

Тип схемы	Коэффициент разветвленности в зависимости от числа участков в схеме до удаленного потребителя, о.е.		
	1-4	5-10	11 и больше
Радиальная	0,77	0,72	0,68
Лучевая	0,93	0,87	0,80
Не определен	0,85	0,78	0,75

Коэффициент дополнительных потерь при неравномерной нагрузке фаз распределительной линии определяется по формуле:

$$k_{\text{ДП}} = k_{\text{НЕР}}^2 \cdot \left(1 + 1,5 \frac{R_{\text{н}}}{R_{\text{ф}}} \right) - 1,5 \frac{R_{\text{н}}}{R_{\text{ф}}}, \quad \text{о.е.}, \quad (3.4.6.4)$$

где $R_{\text{н}}$, $R_{\text{ф}}$ – активные сопротивления соответственно нулевого и фазного проводов головного участка линии, Ом;

$k_{\text{НЕР}}$ – коэффициент, учитывающий неравномерность распределения нагрузок по фазам, квадрат которого определяется по формуле:

$$k_{\text{НЕР}}^2 = \frac{I_{\text{А}}^2 + I_{\text{В}}^2 + I_{\text{С}}^2}{3 \cdot I_{\text{СР}}^2}, \quad \text{о.е.}, \quad (3.4.6.5)$$

где $I_{\text{А}}$, $I_{\text{В}}$, $I_{\text{С}}$ – измеренные фазные токи линии, А;

$I_{\text{СР}}$ – средний фазный ток, рассчитывается по формуле:

$$I_{\text{СР}} = \frac{I_{\text{А}} + I_{\text{В}} + I_{\text{С}}}{3}, \quad \text{А.} \quad (3.4.6.6)$$

При отсутствии данных о токовых нагрузках следует принимать [6, 11]:

$$\begin{aligned} \text{для линий с } R_{\text{н}}/R_{\text{ф}}=1 & \quad k_{\text{ДП}}=1,13; \\ \text{для линий с } R_{\text{н}}/R_{\text{ф}}=2 & \quad k_{\text{ДП}}=1,2. \end{aligned}$$

Относительное значение потерь напряжения от шин 0,4 кВ ТП до удаленного потребителя, выраженное в процентах, рассчитывается как разность между средним значением фазных напряжений на шинах ТП и наименьшим фазным напряжением на удаленном потребителе, U_{\min} :

$$\Delta U_{\%} = \frac{(U_{\text{CP}} - U_{\min}) \cdot 100}{U_{\text{CP}}}, \quad \% \quad (3.4.6.7)$$

где $U_{\text{CP}} = \frac{U_A + U_B + U_C}{3}$ — среднее значение фазного напряжения на шинах 0,4 кВ ТП, кВ.

Число часов использования максимальной нагрузки рассчитывается по годовому расходу электроэнергии через ТП и максимальной мощности ТП, от которой питается низковольтная линия 0,38 кВ:

$$T_{\text{МАКС}} = \frac{W_{\text{ТП}}^{\text{ГОД}}}{P_{\text{МАКС}}}, \text{ час.} \quad (3.4.6.8)$$

Максимальная мощность ТП рассчитывается по фазным токам и напряжениям по шинам низкого напряжения трансформатора:

$$P_{\text{МАКС}} = (U_A I_A \cos \varphi_A + U_B I_B \cos \varphi_B + U_C I_C \cos \varphi_C) \cdot 10^{-3}, \text{ кВт.} \quad (3.4.6.9)$$

Если коэффициенты мощности нагрузки по каждой фазе не известны, то значение коэффициента мощности принимается в зависимости от характера нагрузки в соответствии с таблицей 3.4.2.

Таблица 3.4.2

Характер присоединенной нагрузки	Коэффициент мощности ($\cos \varphi$), о.е.
Производственная	0,75
Коммунально-бытовая	0,93
Смешанная	0,85

При отсутствии приборов учета электроэнергии на ТП для сельскохозяйственных потребителей число часов использования максимальной нагрузки принимается в соответствии с таблицей 3.4.3.

Таблица 3.4.3.

Максимальная нагрузка ТП, кВт	Число часов использования максимальной нагрузки при характере нагрузки с/х потребителей, час		
	коммунально-бытовая	производственная	смешанная
До 10	900	1100	1300
10-20	1200	1500	1700
20-50	1600	2000	2200
50-100	2000	2500	2800
100-250	2350	2700	3200
Более 250	2600	2800	3400

Время наибольших потерь рассчитывается по формуле:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{МАКС}}}{10^4} \right)^2 \cdot 8760, \quad \text{час.} \quad (3.4.6.10)$$

Относительные потери электроэнергии в К линиях 0,38 кВ определяются по формуле:

$$\Delta W_{\% \Sigma} = \frac{\sum_{i=1}^K \cdot \Delta W_{\%}^i \cdot I_i}{\sum_{i=1}^K I_i}, \quad (3.4.6.11)$$

где $\Delta W_{\%}^i$ – относительные потери электроэнергии в i -й линии, определенные по формуле (3.4.6.1);

I_i – максимальная нагрузка головного участка i -й линии.

Абсолютная величина потерь в сети 0,4 кВ равна:

$$\Delta W_{\Sigma} = \frac{\Delta W_{\% \Sigma} \cdot W_{0,38}}{100}, \text{ тыс. кВт.ч.} \quad (3.4.6.12)$$

При отсутствии учета на стороне 0,4 кВ распределительных трансформаторов 6(10)/0,4 кВ отпуск электроэнергии в сеть 0,4 кВ определяется по формуле (3.4.5.2).

3.4.7 Оценка потерь мощности и электроэнергии по средним удельным потерям электроэнергии на 1 км длины для средней загрузки характерных сетей

Область применения

Метод применяется для укрупненной оценки потерь электроэнергии в совокупности воздушных и кабельных линий электрической сети 0,4 кВ, объемом не меньше района электрических сетей. Метод применяется при отсутствии исходной информации для расчета технических потерь с использованием метода оценки потерь по обобщенной информации о схемах и нагрузках сети.

Не рекомендуется использовать метод для расчета технических потерь в отдельных линиях.

Перечень исходных данных для расчета

Расчет потерь электроэнергии выполняется с использованием следующих данных:

- установленная мощность распределительных трансформаторов 6(10)/0,4 кВ, находящихся на балансе предприятия
- количество распределительных трансформаторов 6(10)/0,4 кВ, находящихся на балансе предприятия
- среднее число распределительных линий 0,38 кВ, отходящих от трансформатора 6(10)/0,4 кВ
- среднее сечение провода фидера 0,38 кВ по магистрали
- суммарная длина электрических сетей 0,38 кВ
- средний коэффициент мощности нагрузки ($\text{tg } \varphi$). При отсутствии данных принимается равным 0,5 о.е.
- продолжительность расчетного периода в часах;
- отпуск электроэнергии в сеть 0,4 кВ, определенный по показаниям счетчиков электроэнергии, установленных на стороне 0,4 кВ ТП 6(10)/0,4 кВ или на головных участках линий 0,38 кВ, или, определенный расчетным путем с использованием информации об отпуске электроэнергии в сеть 6(10) кВ и технических потерь в этой сети.

Методика расчета

По отчетным данным определяется средняя мощность трансформатора, характерного для распределительных сетей предприятия:

$$S_{\text{ср}} = \frac{S_{\text{уст.т}}}{n_{\text{т}}}, \text{ кВА.} \quad (3.4.7.1)$$

Округляя в ближайшую сторону по шкале номинальных мощностей распределительных трансформаторов полученное значение $S_{\text{ср}}$, определяется средняя номинальная мощность трансформатора, $S_{\text{ном(ср)}}$, кВА.

Средний за год коэффициент загрузки трансформаторов рассчитывается по формуле:

$$k_{\text{зг(ср)}} = \frac{W_{\text{ОС0,38а}} \cdot 1000}{\cos \varphi \cdot 8760 \cdot S_{\text{уст.т}}}, \text{ о.е.} \quad (3.4.7.2)$$

Средняя загрузка одного трансформатора составляет:

$$S_{\text{Нт(ср)}} = S_{\text{ном(ср)}} \cdot k_{\text{зг(ср)}}, \text{ кВА.} \quad (3.4.7.3)$$

Средняя нагрузка одной линии 0,38 кВ:

$$S_{\text{Нл(ср)}} = \frac{S_{\text{Нт(ср)}}}{n_{\text{л}}}, \text{ кВА.} \quad (3.4.7.4)$$

Фазный ток нагрузки определяется по формуле:

$$I_{\text{Н}} = \frac{S_{\text{Нл(ср)}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{S_{\text{Нл(ср)}}}{\sqrt{3} \cdot 0,4}, \text{ А.} \quad (3.4.7.5)$$

По среднему сечению фазного провода (кабеля) из справочников определяется удельное активное сопротивление линии 0,38 кВ, r_0 , Ом/км.

В соответствии с таблицей 3.4.2 определяется коэффициент разветвленности сети для средних предварительно выбранных линий, $k_{\text{р}}$, о.е. При отсутствии данных коэффициент разветвленности принимается равным 0,8 о.е.

По формуле (3.4.6.4) определяется средний коэффициент дополнительных потерь от несимметричной загрузки фаз для средних предварительно выбранных линий.

При отсутствии данных для расчета коэффициент дополнительных потерь принимается равным 1,13 о.е. [6, 11].

Средние удельные нагрузочные потери мощности на 1 км линии 0,38 кВ рассчитываются по формуле:

$$\Delta P_{\text{уд}} = 3 \cdot I_{\text{л}}^2 \cdot r_0 \cdot k_{\text{р}} \cdot k_{\text{дп}}, \text{ кВт/км.} \quad (3.4.7.6)$$

Определяются переменные потери мощности в электрических сетях 0,4 кВ по формуле:

$$\Delta P_{\text{Н}} = \Delta P_{\text{уд}} \cdot L_{\Sigma}, \text{ кВт.} \quad (3.4.7.7)$$

Коэффициент формы графика рассчитывается по формуле, о.е.:

$$k_{\text{фг}}^2 = 1 + \frac{3 \cdot (I_{\text{max}} - I_{\text{min}})^2}{4 \cdot (I_{\text{max}} + I_{\text{min}})^2}, \text{ о.е.,} \quad (3.4.7.8)$$

где I_{min} и I_{max} – средний максимальный и средний минимальный токи за расчетный период, А.

При отсутствии данных квадрат коэффициента формы принимается равным 1,14 о.е., при $\frac{I_{\text{min}}}{I_{\text{max}}} = 0,4$.

Потери активной электроэнергии за год:

$$\Delta W_{\text{Н}} = \frac{\Delta P_{\text{Н}} \cdot 8760 \cdot k_{\text{фг}}^2}{1000}, \text{ тыс.кВт.ч.} \quad (3.4.7.9)$$

$$\Delta W_{H\%} = \frac{\Delta W_H}{W_{OC0,38a}} \cdot 100, \% \quad (3.4.7.10)$$

При отсутствии учета на стороне 0,4 кВ распределительных трансформаторов 6(10)/0,4 кВ отпуск электроэнергии в сеть 0,4 кВ определяется по формуле (3.4.5.2).

Удельные потери электроэнергии равны:

$$\Delta W_{уд} = \frac{\Delta W_H}{L_\Sigma}, \text{ тыс.кВт.ч/км.} \quad (3.4.7.11)$$

3.4.8 Оценка потерь мощности и электроэнергии по обобщенным отчетным данным электрической сети

Область применения

Метод применяется для укрупненной оценки потерь электроэнергии в совокупности воздушных и кабельных линий электрической сети 0,4 кВ, объемом не меньше района электрических сетей. Метод применяется при отсутствии исходной информации для расчета технических потерь с использованием метода оценки потерь по обобщенной информации о схемах и нагрузках сети.

Не рекомендуется использовать метод для расчета технических потерь в отдельных линиях.

Перечень исходных данных для расчета

Расчет потерь электроэнергии выполняется с использованием следующих данных:

- суммарная длина электрических сетей, с разбивкой на суммарную длину воздушных и кабельных линий;
- количество фидеров 0,38 кВ, с разбивкой на количество воздушных и кабельных линий;
- среднее сечение фазных проводов, с разбивкой на среднее сечение фазных проводов воздушных и кабельных линий (по магистрали);
- среднее фазное напряжение в течение года на стороне 0,4 кВ распределительного трансформатора (отдельно для воздушных и кабельных линий)
- средний коэффициент мощности нагрузки ($\text{tg } \varphi$). При отсутствии данных принимается равным 0,5 о.е.
- продолжительность расчетного периода в часах;
- отпуск электроэнергии в сеть 0,4 кВ, определенный по показаниям счетчиков электроэнергии, установленных на стороне 0,4 кВ ТП 6(10)/0,4 кВ или на головных участках линий 0,38 кВ, или определенный расчетным путем с использованием информации об отпуске в сеть 6(10) кВ и технических потерь в этой сети.

Методика расчета

Определяются средние значения отпуска активной и реактивной электроэнергии в одну линию 0,38 кВ:

$$W_{0,38a}^{\text{Л}} = \frac{W_{0,38a}}{n_\Sigma}, \text{ тыс.кВт.ч,}$$

$$W_{0,38p}^{\text{Л}} = \frac{W_{0,38a} \cdot \text{tg } \varphi}{n_\Sigma}, \text{ тыс.квар.ч.} \quad (3.4.8.1)$$

Средний фазный ток нагрузки за год в линии равен:

$$I_H = \frac{\sqrt{(W_{0,38a}^{Л})^2 + (W_{0,38p}^{Л})^2}}{3 \cdot U_{ТП(ср)} \cdot 8760}, \text{ А}, \quad (3.4.8.2)$$

где $U_{ТП(ср)}$ – среднее фазное напряжение для линий 0,38 кВ:

$$U_{ТП(ср)} = \frac{U_{ТПВ(ср)} \cdot n_{\Sigma В} + U_{ТПК(ср)} \cdot n_{\Sigma К}}{n_{\Sigma}}, \text{ кВ}. \quad (3.4.8.3)$$

Определяется средний за год коэффициент загрузки трансформаторов:

$$k_{зг(ср)} = \frac{W_{0,38a} \cdot 1000}{\cos \varphi \cdot 8760 \cdot S_{уст.г}}, \text{ о.е.} \quad (3.4.8.4)$$

По среднему сечению фазного провода из справочников определяется удельное активное сопротивление линии и кабеля 0,38 кВ, $r_{0В}$ и $r_{0К}$, Ом/км.

Средняя длина одной линии 0,38 кВ равна:

$$L = \frac{L_{\Sigma}}{n_{\Sigma}}, \text{ км}. \quad (3.4.8.5)$$

Удельное сопротивление одной линии 0,38 кВ равно:

$$r_0 = \frac{r_{0В} \cdot L_{\Sigma В} + r_{0К} \cdot L_{\Sigma К}}{L_{\Sigma}}, \text{ Ом/км}. \quad (2.6)$$

По формуле (3.4.6.4) определяется средний коэффициент дополнительных потерь от несимметричной загрузки фаз для средних предварительно выбранных линий.

При отсутствии данных для расчета коэффициент дополнительных потерь принимается равным 1,13 о.е. [6, 12].

В соответствии с таблицей 3.4.2 определяется коэффициент разветвленности сети для средних предварительно выбранных линий, k_p , о.е. При отсутствии данных коэффициент разветвленности принимается равным 0,8 о.е.

По формуле (3.4.7.8) определяется средний коэффициент формы графика отдельно для средних предварительно выбранных линий.

Потери электроэнергии в одной линии рассчитываются по формуле:

$$\Delta W_H^{Л} = \frac{(W_{OC0,38a}^{Л})^2 + (W_{OC0,38p}^{Л})^2}{3 \cdot U_{ТП(ср)}^2 \cdot 8760} \cdot r_0 \cdot L \cdot k_{ДП} \cdot k_p \cdot k_{фг}^2, \text{ тыс.кВт.ч}, \quad (3.4.8.6)$$

Если для расчета потерь электроэнергии используются усредненные значения коэффициентов, то формула (3.4.8.6) примет вид:

$$\Delta W_H^{Л} = 0,49 \cdot \frac{(W_{OC0,38a}^{Л})^2}{U_{ТП(ср)}^2 \cdot 8760} \cdot r_0 \cdot L \quad (3.4.8.6)$$

Суммарные потери электроэнергии в сети 0,4 кВ равны:

$$\Delta W_H = \Delta W_H^{Л} \cdot n_{\Sigma}, \text{ тыс.кВт.ч}. \quad (3.4.8.7)$$

Относительные потери электроэнергии определяются по формуле (3.4.8.10).

3.4.9 Методика совместного расчета потерь электроэнергии в распределительных сетях 6 (10) и 0,4 кВ

Для расчета потерь электроэнергии в распределительных сетях 6 (10) кВ в качестве нагрузок на трансформаторах 6 (10)/0,4 кВ предлагается использовать исходные

данные, введенные для расчета сети 0,4 кВ. Такой совместный расчет электрической сети 6 (10) кВ и всех питающихся от нее распределительных линий 0,4 кВ позволяет:

- уточнить потокораспределение, потери напряжения, мощности и электроэнергии в сети 6 (10) кВ за счет более точных нагрузок потребителей, питающихся от ТП;
- учесть влияние несимметрии нагрузки в сетях 0,4 кВ на нагрузочные потери мощности в распределительных трансформаторах 6 (10)/0,4;
- рассчитать баланс нагрузок и электроэнергии по сетям 6 (10)-0,4 кВ с учетом технических потерь мощности и электроэнергии в них;
- определить участки сети с недопустимым небалансом электроэнергии.

При расчете нагрузки мощности на стороне 0,4 кВ трансформатора по исходным данным, введенным для расчета сети 0,4 кВ, используются формулы:

$$P_{\text{HT}} = U_A \cdot \sum_{i=1}^n I_{Ai} \cdot \cos\varphi_i + U_B \cdot \sum_{i=1}^n I_{Bi} \cdot \cos\varphi_i + U_C \cdot \sum_{i=1}^n I_{Ci} \cdot \cos\varphi_i, \quad (3.4.9.1)$$

$$\cos\varphi_{\text{HT}} = \frac{U_A \cdot \sum_{i=1}^n I_{Ai} \cdot \cos\varphi_i + U_B \cdot \sum_{i=1}^n I_{Bi} \cdot \cos\varphi_i + U_C \cdot \sum_{i=1}^n I_{Ci} \cdot \cos\varphi_i}{U_A \cdot \sum_{i=1}^n I_{Ai} + U_B \cdot \sum_{i=1}^n I_{Bi} + U_C \cdot \sum_{i=1}^n I_{Ci}}, \quad (3.4.9.2)$$

где I_{Ai} , I_{Bi} и I_{Ci} – фазные токи i -й линии 0,4 кВ, отходящей от данного трансформатора, А;

$\cos\varphi_i$ – коэффициент мощности i -й линии 0,4 кВ, отн.ед.;

U_A , U_B и U_C – фазные напряжения на стороне 0,4 кВ данного трансформатора, кВ;

n – количество линий 0,4 кВ, отходящих от данного трансформатора, шт.

Расчет средневзвешенных токов каждой фазы трансформатора на стороне 0,4 кВ можно выполнять по формуле:

$$I_{\text{AT}} = \left(\sum_{i=1}^n I_{Ai} \cdot \cos\varphi_i \right) / \cos \left[\arctg \left(\frac{\sum_{i=1}^n I_{Ai} \cdot \sin\varphi_i}{\sum_{i=1}^n I_{Ai} \cdot \cos\varphi_i} \right) \right]. \quad (3.4.9.3)$$

Токи I_{BT} и I_{CT} вычисляются аналогично.

Обычно нагрузочные потери мощности в трансформаторе определяются для режима с симметричной нагрузкой на стороне 0,4 кВ. Для учета увеличения нагрузочных потерь мощности в распределительных трансформаторах от несимметричной нагрузки их значение умножается на коэффициент увеличения потерь $K_{\text{УТ}}$, рассчитываемый по формуле:

$$K_{\text{УТ}} = 3 \cdot (I_{\text{AT}}^2 + I_{\text{BT}}^2 + I_{\text{CT}}^2) / (I_{\text{AT}} + I_{\text{BT}} + I_{\text{CT}})^2, \quad (3.4.9.4)$$

где I_{AT} , I_{BT} и I_{CT} – фазные токи нагрузки на стороне 0,4 кВ распределительных трансформаторов.

По контрольным измерениям пофазных нагрузок, выполненным в одной из центральных энергосистем России, был проведен анализ влияния несимметрии нагрузок в сетях 0,4 кВ на коэффициент увеличения потерь в распределительных трансформаторах. Показано, что нагрузочные потери увеличиваются от несимметрии нагрузки трансформаторов в среднем для энергосистемы на 8-10 %. Для отдельных трансформаторов увеличение потерь составляет 40-60 %, а в некоторых случаях – 100 % и выше.

3.5 Анализ зависимости технических потерь электроэнергии от отпуска электроэнергии в сеть

Для прогноза технических потерь электроэнергии при планируемом росте энергопотребления и отпуска электроэнергии в сеть, для сравнительного анализа минимальных и существующих относительных технических потерь электроэнергии, а также для анализа достоверности представленных на экспертизу результатов расчета выполняется анализ зависимости технических потерь электроэнергии от отпуска в сеть.

На рисунке 3.5.1 представлена зависимость от отпуска электроэнергии в сеть технических потерь электроэнергии в электрических сетях распределительной сетевой компании, на балансе которой находятся электрические сети номинальным напряжением 0,4-220 кВ.

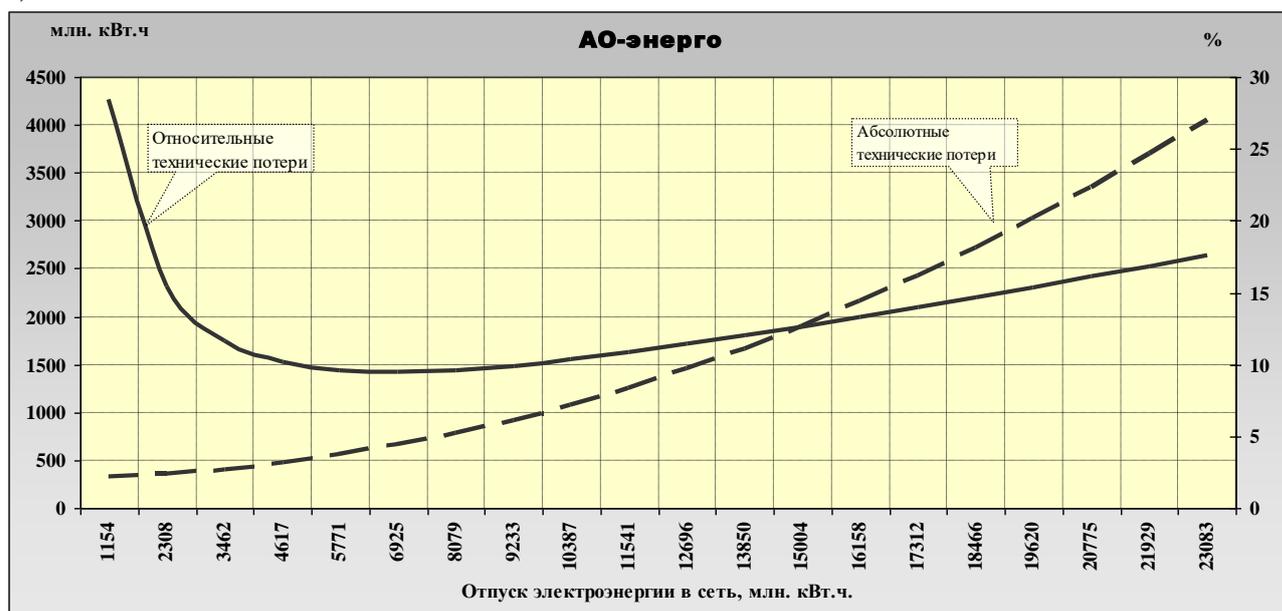


Рисунок 3.5.1 – Зависимость технических потерь электроэнергии от отпуска электроэнергии в сеть.

Для того, чтобы смоделировать эту зависимость, необходимо использовать результаты расчета технических потерь электроэнергии в базовом году с разбивкой на условно-постоянные и переменные по ступеням напряжения (пример представления результатов расчета приведен в таблице 3.5.1).

Таблица 3.5.1 – Технические потери электроэнергии в электрических сетях

Ступень напряжения	Численные значения составляющих технических потерь электроэнергии, тыс. кВт.ч	
	условно-постоянные	переменные
ВН		
...		
НН		
Сетевая компания		

Значения потерь электроэнергии в годах, предшествующих базовому году, и годах, следующих за базовым годом, рассчитываются при допущении о постоянстве состава оборудования и схем электрических сетей при рассматриваемом изменении отпуска в электроэнергию в данную сеть.

Зависимость суммарных технических потерь электроэнергии, ΔW_T , млн. кВтч, от отпуска электроэнергии в сеть, W_{OC} , млн. кВтч, и числа часов, T , ч, представлена в формуле (3.5.1):

$$\Delta W_T = \Delta W_{УП} + \Delta W_{НП} = A_0 \cdot T + A_1 \cdot \frac{W_{OC}^2}{T}, \quad (3.5.1)$$

где коэффициенты A_0 , кВт и A_1 , 1/кВт, равны:

$$A_0 = \frac{\Delta W_{УП}}{T}; \quad A_1 = \frac{\Delta W_{НП} \cdot T}{W_{OC}^2}, \quad (3.5.2)$$

где ΔW_T , $\Delta W_{УП}$, $\Delta W_{НП}$ - технические потери электроэнергии (суммарные, условно-постоянные и переменные соответственно) в базовом году с расчетным периодом T и отпуском электроэнергии в сеть W_{OC} .

Коэффициенты A_0 и A_1 , определенные для каждой ступени напряжения и сетевой компании в целом для последнего полного года отчетного периода можно представить в виде Таблицы 3.5.2.

Таблица 3.5.2 – Коэффициенты математической зависимости технических потерь электроэнергии от отпуска в сеть

№ п/п	Ступень напряжения	Численные значения коэффициентов	
		A_0 , кВт	A_1 , 1/млн. кВт
1	ВН		
	...		
	НН		
	Сетевая компания		

По полученным формулам для каждой ступени напряжения и сетевой компании в целом строятся графики зависимости абсолютных и относительных технических потерь электроэнергии от изменения отпуска электроэнергии в сеть (рисунок 3.5.1).

3.6 Методика распределения годовых технических потерь электроэнергии по месяцам

Исходные данные для расчета представляются по месяцам расчетного года (t) и года ($t-1$).

Чтобы получить значение технических потерь электроэнергии в электрических сетях за текущий период (i -й месяц) расчетного года t , ΔW_i^t , необходимо годовые потери электроэнергии в электрической сети для года ($t-1$) распределить по месяцам. Для этого:

1 Определяют абсолютные потери электроэнергии за декабрь в год (t):

$$\Delta W_{\text{дек}}^{(t-1)} = \frac{\Delta W^{(t-1)}}{\sum_{i=1}^{12} K_i}, \text{ тыс. кВт.ч,} \quad (3.6.1)$$

где $\Delta W^{(t-1)}$ - абсолютные годовые потери электроэнергии;

K_i - отношение отпуска электроэнергии в сеть в i -й месяц ($t-1$) года к отпуску электроэнергии в декабре месяце этого же года:

$$K_i = \left(\frac{W_{\text{ОС}i}^{(t-1)}}{W_{\text{ОСдек}}^{(t-1)}} \right)^2, \text{ о.е.} \quad (3.6.2)$$

2 Рассчитывают абсолютные потери электроэнергии в i -й месяц года t :

$$\Delta W_i^{(t)} = \Delta W_{\text{дек}}^{(t-1)} \cdot \left(\frac{W_{\text{ОС}i}^{(t)}}{W_{\text{ОСдек}}^{(t-1)}} \right)^2, \text{ тыс. кВт.ч.} \quad (3.6.3)$$

3.7 Методика расчета потерь электроэнергии, обусловленных погрешностями измерений электроэнергии в нормальных условиях работы измерительного комплекса

Численное значение данной составляющей определяется предельными допускаемыми погрешностями измерительных комплексов, учитывающих прием электроэнергии в сеть, отпуск электроэнергии из сети и потребление электроэнергии энергопринимающими устройствами [22, 23].

Предел допускаемой относительной погрешности ИК, из которой исключены систематические погрешности, в зависимости от входящих в него средств измерений, вычисляется по формулам, представленным в таблице 3.7.1.

Таблица 3.7.1 – Формулы для расчета пределов допускаемой относительной погрешности измерительных комплексов

№ п/п	Состав ИК	Формулы
1	Счетчик непосредственного включения	$\delta_w = \pm 1,1 \sqrt{\delta_{\text{с.о}}^2 + \sum_{j=1}^1 \delta_{\text{с}j}^2} \quad (3.7.1)$
2	Трансформатор тока (ТТ), счетчик электроэнергии	$\delta_w = \pm 1,1 \sqrt{\delta_1^2 + \delta_\theta^2 + \delta_{\text{с.о}}^2 + \sum_{j=1}^1 \delta_{\text{с}j}^2} \quad (3.7.2)$
3	Трансформатор напряжения (ТН), ТТ, счетчик электроэнергии	$\delta_w = \pm 1,1 \sqrt{\delta_1^2 + \delta_U^2 + \delta_\theta^2 + \delta_\pi^2 + \delta_{\text{с.о}}^2 + \sum_{j=1}^1 \delta_{\text{с}j}^2} \quad (3.7.3)$

В таблице 3.7.1:

δ_1 – предел допускаемой относительной погрешности ТТ, %;

δ_U – предел допускаемой относительной погрешности ТН, %;

δ_θ – погрешность трансформаторной схемы подключения счетчика за счет угловых погрешностей ТТ и ТН, %;

δ_π – предел допускаемой погрешности, обусловленной падением напряжения в линиях соединения счетчика с ТН, %;

$\delta_{\text{с.о}}$ – основная относительная погрешность счетчика, %;

$\delta_{\text{с}j}$ – дополнительная погрешность счетчика от j -й влияющей величины, %;

1 – число влияющих величин.

Примечание: В формулах (3.7.1-3.7.3) погрешность трансформаторной схемы подключения счетчика за счет угловых погрешностей ТТ и ТН и дополнительная погрешность счетчика от j -ой влияющей величины не являются обязательными составляющими при определении предела допускаемой погрешности ИК и учитываются только при наличии в ЭСО соответствующей информации.

Погрешность δ_θ при измерениях активной электроэнергии согласно вычисляют по формуле:

для ИК (п. 2 таблицы 3.7.1)

$$\delta_\theta = \pm 0,029 \cdot \theta_I \frac{\sqrt{1 - \cos^2 \varphi}}{\cos \varphi}, \quad (3.7.4)$$

для ИК (п. 3 таблицы 4.1)

$$\delta_\theta = \pm 0,029 \cdot \sqrt{\theta_I^2 + \theta_U^2} \frac{\sqrt{1 - \cos^2 \varphi}}{\cos \varphi}, \quad (3.7.5)$$

где θ_I – угловая погрешность ТТ, мин.;

θ_U – угловая погрешность ТН, мин.;

$\cos \varphi$ – коэффициент мощности контролируемого присоединения, усредненный за расчетный период.

Дополнительные погрешности счетчика δ_{Cj} определяют по таблицам 3.7.2, 3.7.3 или вычисляют по формуле:

$$\delta_{Cj} = K_j \cdot \Delta \xi_j, \quad (3.7.6)$$

где K_j – функция влияния j -й величины, % на единицу влияющей величины или % / %;

$\Delta \xi_j$ – отклонение j -й влияющей величины от ее нормального значения, ед. или %.

Случайные погрешности не подлежат коррекции и в расчетах учитываются их нормированные значения, определенные в стандартах и технической документации на средства измерений (СИ).

Погрешность от потери напряжения в линии соединения счетчика с ТН принята случайной, как малозначащая величина. При этом, δ_n не должна превышать:

0,25 % при питании цепей напряжения счетчиков от ТН класса точности 0,5;

0,5 % при питании от ТН класса точности 1,0;

1,5 % при питании счетчиков технического учета.

Допускаемые относительные погрешности измерительных трансформаторов в зависимости от класса точности и режима работы приведены в таблице 3.7.2.

Значения дополнительных погрешностей электронных счетчиков и индукционных счетчиков приведены в таблицах 3.7.3 и 3.7.4 соответственно.

Относительное значение потерь электроэнергии, обусловленных допустимыми погрешностями ИК, определяют по формуле:

$$\Delta W_{\text{ДП}} \% = \sqrt{\sum_{i=1}^n \delta_{W_{\text{П(О)}}i}^2 \cdot d_{\text{П(О)}}i^2 + \sum_{j=1}^m \delta_{W_{\text{ОП}}}j^2 \cdot d_{\text{ОП}}}j^2 + \frac{\delta_3^2}{k_3} \cdot d_3^2 + \frac{\delta_1^2}{k_1} \cdot d_1^2}, \quad (3.7.7)$$

где $\delta_{W_{\text{П(О)}}i}$ ($\delta_{W_{\text{ОП}}}j$) – погрешность измерительного канала поступившей (отпущенной) активной электроэнергии по ЭСО, определяемая по формулам (3.7.1-3.7.3), %;

$d_{\text{П(О)}}i$ ($d_{\text{ОП}}}j$) – доля поступившей (отпущенной) активной электроэнергии от поступления в целом по ЭСО, о.е., определяется по формуле (3.7.8);

n – количество точек учета, фиксирующих поступление электроэнергии в сеть и отпуск электроэнергии из сети по границе балансовой принадлежности со смежными сетевыми компаниями;

m – количество точек учета, фиксирующих отпуск электроэнергии крупным потребителям;

k_3 – количество точек учета трехфазных потребителей;

k_1 – количество точек учета однофазных потребителей;

d_3 – суммарная доля потребления электроэнергии трехфазными потребителями (за минусом, учтенных в «т») от суммарного поступления электроэнергии в сеть ЭСО, о.е., определяется по формуле (3.7.8);

d_1 – суммарная доля потребления электроэнергии однофазными потребителями (за минусом, учтенных в «т») от суммарного поступления электроэнергии в сеть ЭСО, о.е., определяется по формуле (3.7.8).

$$d = \frac{W}{W_{\text{ПОСТ}}}, \text{о.е.}, \quad (3.7.8)$$

где W – электроэнергия, учтенная счетчиком электроэнергии ИК, тыс. кВт·ч;
 $W_{\text{ПОСТ}}$ – суммарное поступление электроэнергии в сеть ЭСО, тыс. кВт·ч.

Таблица 3.7.2 – Допускаемые погрешности ТТ и ТН для различных классов точности по ГОСТ 7746-2001 и ГОСТ 1983-2001

Класс точности	Первичный ток ТТ, % от ном.	Предел допускаемой погрешности			
		ТТ		ТН	
		токовая погрешность, %	угловая погрешность, мин.	погрешность напряжения, %	угловая погрешность, мин.
0,2 S	1	± 0,75	± 30	–	–
	5	± 0,35	± 15		
	20	± 0,2	± 10		
	100	± 0,2	± 10		
	120	± 0,2	± 10		
0.2	5	± 0,75	± 30	± 0.2	± 10
	20	± 0,35	± 15		
	100-120	± 0,20	± 10		
0.5S	1	± 1,5	± 90	–	–
	5	± 0,75	± 45		
	20	± 0,5	± 30		
	100	± 0,5	± 30		
	120	± 0,5	± 30		
0.5	5	± 1,5	± 90	± 0.5	± 20
	20	± 0,75	± 45		
	100-120	± 0,5	± 30		
1	5	± 3,0	± 180	± 1	± 40
	20	± 1,5	± 90		
	100-120	± 1,0	± 60		
3	50-120	± 3	Не нормируют	± 3	Не нормируют

Таблица 3.7.3 - Дополнительные погрешности электронного счетчика активной электроэнергии по ГОСТ 30206-94 и ГОСТ 30207-94

Обозначение	Наименование дополнительной погрешности	Диапазон изменения влияющего фактора	Класс точности счетчика			
			0,2 и 0,2S	0,5 и 0,5S	1	2
δ_{cU}	Погрешность от изменения напряжения питания счетчика	$\pm 10 \%$	0,1	0,2	0,7	1,0
δ_{cf}	Погрешность от изменения частоты	$\pm 5 \%$	$\pm 0,5 \delta_d$		0,8	1,3
$\delta_{c.f.k}$	Погрешность от формы кривой тока нагрузки (ток третьей гармоники общего тока нагрузки)	10 % от номинального тока	0,1	0,1	0,6	0,8
δ_{ct}	Погрешность от изменения температуры окружающего воздуха	Определяется условиями измерений на энергообъекте	$\pm 0,05 \delta_d \Delta t$			
$\delta_{c.M=}$	Погрешность от влияния внешнего постоянного магнитного поля	400 или 1000 ампер-витков	2,0	3,0	3,0	6,0
$\delta_{c.M\sim}$	Погрешность от влияния внешнего переменного магнитного поля индукции	0,5 мТл	$\pm \delta_d$		2,0	3,0
$\delta_{c.Mвч}$	Погрешность от влияния высокочастотного (электромагнитного) поля	Полоса частот от 27 до 500 МГц; напряженность поля 10 В/м	1,0	2,0	2,0	3,0
$\delta_{c.H.H}$	Погрешность от неравномерности нагрузки	Наличие тока в одной из последовательных цепей при отсутствии тока в других последовательных цепях	$\pm 1,5 \delta_d$	$\pm 1,2 \delta_d$		
$\delta_{c.HU}$	Погрешность от несимметрии напряжения (провалы и кратковременные прерывания напряжения)	Обрыв одной или двух фаз напряжения трехфазной сети	0,5	1,0	2,0	4,0

Таблица 3.7.4 – Дополнительные погрешности индукционных счетчиков активной электроэнергии по ГОСТ 6570-96

Обозначение	Наименование дополнительной погрешности	Допускаемое отклонение влияющей величины	Класс точности счетчика		
			0,5	1,0	2,0
δ_{cU}	Погрешность от изменения напряжения в измерительной цепи счетчика	$\pm 10 \%$	–	–	$\pm 0,1$
δ_{cf}	Погрешность от изменения частоты	$\pm 5 \%$	$\pm 0,12$	$\pm 0,16$	$\pm 0,26$
δ_{ct}	Погрешность от изменения температуры окружающего воздуха	Определяется условиями измерений на энергообъекте	$\pm 0,03$	$\pm 0,05$	$\pm 0,1$
δ_{cs}	Погрешность из-за отклонения счетчика от вертикального положения	Отклонение от вертикального положения не более $\pm 3^\circ$	$\pm 0,1$	$\pm 0,13$	$\pm 0,17$
$\delta_{c.m\sim}$	Погрешность от влияния внешнего переменного магнитного поля индукции	0,5 мТл	$\pm 1,5$	± 2	± 3
$\delta_{c.f.k}$	Погрешность от влияния третьей гармоники в кривой тока	10 % от номинального тока	$\pm 0,5$	$\pm 0,6$	$\pm 0,8$
$\delta_{c.n.n}$	Погрешность от неравномерности нагрузки	Наличие тока в одной из последовательных цепей при отсутствии тока в других последовательных цепях	$\pm 1,5$	$\pm 2,0$	$\pm 3,0$

Примечание: В п.п. 1–4 таблицы указаны функции влияния конкретной влияющей величины, в процентах на единицу изменения влияющей величины. Для того, чтобы получить погрешность от конкретной влияющей величины, необходимо умножить функцию влияния, указанную в таблице, на отклонение влияющей величины от ее нормального значения

4 Структура коммерческих потерь электроэнергии

В идеальном случае коммерческие потери электроэнергии в электрической сети должны быть равны нулю. В реальных условиях все структурные составляющие баланса электроэнергии, участвующие в расчете суммарного значения коммерческих потерь электроэнергии (формула (2.8)) определяются с погрешностями. На точность определения значений этих составляющих баланса влияет комплекс показателей, которые и определяют значения структурных составляющих коммерческих потерь электроэнергии. Они должны быть по возможности сведены к минимуму за счет выполнения соответствующих мероприятий.

В общем случае структурные составляющие коммерческих потерь электроэнергии объединяются в четыре группы [26]:

1 Коммерческие потери, обусловленные погрешностями измерений отпущенной в сеть и полезно отпущенной электроэнергии потребителям.

2 Коммерческие потери, обусловленные занижением отпуска электроэнергии потребителям из-за недостатков энергосбытовой деятельности и хищений электроэнергии.

3 Коммерческие потери, обусловленные задолженностью по оплате за электроэнергию.

4 Коммерческие потери, обусловленные погрешностями расчета технических потерь электрической энергии.

4.1 Погрешности измерений отпущенной в сеть и полезно отпущенной электроэнергии потребителям

Как показал анализ, проведенный в ОАО «ВНИИЭ», погрешность измерений электроэнергии в общем случае может быть разбита на более чем 30 составляющих [10].

К основным наиболее значимым составляющим погрешностей измерительных комплексов (ИК), в которые могут входить: трансформатор тока (ТТ), трансформатор напряжения (ТН), счетчик электроэнергии (СЭ), линия присоединения СЭ к ТН относятся:

1) дополнительные погрешности измерений электроэнергии в реальных условиях эксплуатации ИК, обусловленные:

- заниженным против нормативного коэффициентом мощности нагрузки (дополнительной угловой погрешностью);
- влиянием на СЭ магнитных и электромагнитных полей различной частоты;
- недогрузкой и перегрузкой ТТ, ТН и СЭ;
- несимметрией и уровнем подведенного к ИК напряжения;
- работой СЭ в неотапливаемых помещениях с недопустимо низкой температурой и т.п.;

– недостаточной чувствительностью СЭ при их малых нагрузках, особенно в ночные часы;

2) систематические погрешности, обусловленные сверхнормативными сроками службы ИК. В частности, из результатов проверки Мособлэнергонадзором состояния приборов учета электроэнергии у бытовых потребителей электроэнергии в городах Московской области установлено, что 81 % электросчетчиков общего количества проверенных подлежит замене и не соответствуют ГОСТ 6570-75 по погрешностям измерений. При этом 51 % электросчетчиков имеют в среднем отрицательную погрешность минус 13 %. В Клинских электрических сетях Московской области в начале 90-х годов в соответствии с планом были проверены около 300 однофазных счетчиков электроэнергии. Погрешность и порог чувствительности всех счетчиков оказались в норме. После 8 лет эксплуатации та же партия из 300 счетчиков вновь была подвергнута проверке. При этом погрешность 32 счетчиков при их 100 %-ной нагрузке составила минус 4,3 %, а порог их чувствительности увеличился с 11 до 20 Вт;

3) погрешности, связанные с неправильными схемами подключения электросчетчиков, ТТ и ТН, в частности, нарушениями фазировки подключения счетчиков;

4) погрешности, обусловленные неисправными приборами учета электроэнергии;

5) погрешности снятия показаний электросчетчиков из-за:

- ошибок или умышленных искажений записей показаний;
- неодновременности или невыполнения установленных сроков снятия показаний счетчиков, нарушения графиков обхода счетчиков;

– ошибок в определении коэффициентов пересчета показаний счетчиков в электроэнергию.

Следует заметить, что согласно формуле (2.8), при одинаковых знаках составляющих погрешностей измерений поступления электроэнергии в сеть, отпуска электроэнергии из сети и потребленной электроэнергии энергопринимающими

устройствами коммерческие потери будут уменьшаться, а при разных - увеличиваться. Это означает, что с точки зрения снижения коммерческих потерь электроэнергии необходимо проводить согласованную техническую политику повышения точности измерений названных выше структурных составляющих баланса. В частности, если мы, например, будем односторонне уменьшать систематическую отрицательную погрешность измерений поступления электроэнергии в сеть и отпуска электроэнергии из сети (модернизировать систему учета электроэнергии, определяющую отпуск электроэнергии в сеть), не меняя погрешность измерений $W_{\text{п}}$, коммерческие потери при этом возрастут, что, кстати, имеет место на практике.

4.2 Коммерческие потери, обусловленные занижением отпуска электроэнергии потребителям из-за за недостатков энергосбытовой деятельности

Эти потери включают несколько составляющих:

- потери при выставлении счетов;
- несоответствие дат снятия показаний расчетных счетчиков с расчетным периодом;
- расчеты потребленной электроэнергии абонентом на основе договоров безучетного электропотребления;
- наличие бесхозных потребителей;
- потери от хищений электроэнергии.

4.2.1 Потери при выставлении счетов

Эта коммерческая составляющая обусловлена:

- 1) неточностью данных о потребителях электроэнергии, в том числе:
 - недостаточной или ошибочной информацией о заключенных договорах на пользование электроэнергией;
 - ошибками в корректировке данных о потребителях и т.п.;
- 2) ошибками при выставлении счетов, в том числе:
 - невыставленными счетами потребителям из-за отсутствия точной информации по ним и постоянного контроля за актуализацией этой информации;
 - отсутствием контроля и ошибками в выставлении счетов клиентам, пользующимся специальными тарифами;
 - отсутствием контроля и учета откорректированных счетов и т.п.

4.2.2 Несоответствие дат снятия показаний расчетных счетчиков с расчетным периодом

Эта составляющая обусловлена:

- наличием большого количества потребителей;
- недостаточной укомплектованностью АО-энерго персоналом (контролерами, электромонтерами);
- ограниченным использованием автоматизированных систем учета электроэнергии.

Указанные причины приводят к искажению значению потребленной электроэнергии из-за:

- снятия показаний счетчиков электроэнергии у потребителей раньше или позже расчетного периода;
- снятия показаний счетчиков электроэнергии самим потребителем.

4.2.3 Расчеты потребленной электроэнергии абонентом на основе договоров безучетного электропотребления

При отсутствии учета электроэнергии у абонента определение потребления осуществляется расчетным образом в соответствии с принятыми нормами и порядками расчета потребленной электроэнергии, что сказывается на точности определения полезного отпуска.

4.2.4 Потери электроэнергии, обусловленные наличием бесхозных потребителей

Кризисные явления в стране, появление новых акционерных обществ привели к тому, что в большинстве энергосистем в последние годы появились и уже довольно значительное время существуют жилые дома, общежития, целые жилые поселки, которые не стоят на балансе каких-либо организаций. Электро- и теплоэнергию, поставляемые в эти дома, жильцы никому не оплачивают. Попытки энергосистем отключить неплательщиков не дают результатов, так как жители вновь самовольно подключаются к сетям. Электроустановки этих домов никем не обслуживаются, их техническое состояние грозит авариями и не обеспечивает безопасность жизни и имуществу граждан.

4.2.5 Потери от хищений электроэнергии в связи с незаконным подключением потребителей и мошенничеством с приборами учета и т.д.

Это одна из наиболее существенных составляющих коммерческих потерь, которая является предметом заботы энергетиков в большинстве стран мира.

Опыт борьбы с хищениями электроэнергии в различных странах обобщается специальной «Экспертной группой по изучению вопросов, касающихся кражи электроэнергии и неоплаченных счетов (неплатежей)». Группа организована в рамках исследовательского комитета по экономике и тарифам международной организации UNIPEDE. Согласно отчету, подготовленному этой группой в декабре 1998 г., термин «кража электроэнергии» применяется только в тех случаях, когда электроэнергия не учитывается или не полностью регистрируется по вине потребителя, либо когда потребитель вскрывает счетчик или нарушает систему подачи электропитания с целью снижения учитываемого счетчиком расхода потребляемой электроэнергии.

Обобщение международного и отечественного опыта по борьбе с хищениями электроэнергии показало, что в основном этими хищениями занимаются бытовые потребители. Имеют место кражи электроэнергии, осуществляемые промышленными и торговыми предприятиями, но объем этих краж нельзя считать определяющим.

Хищения электроэнергии имеют достаточно четкую тенденцию к росту, особенно в регионах с неблагополучным теплоснабжением потребителей в холодные периоды года. А также практически во всех регионах в осенне-весенние периоды, когда температура воздуха уже сильно понизилась, а отопление еще не включено.

Существуют три основных группы способов хищений электроэнергии: механические, электрические, магнитные.

Механические способы хищений электроэнергии

Механическое вмешательство в работу (механическое вскрытие) счетчика, которое может принимать различные формы, включая:

- сверление отверстий в донной части корпуса, крышке или стекле счетчика; вставка (в отверстие) различных предметов типа пленки шириной 35 мм, иглы и т.п. для того, чтобы остановить вращение диска или сбросить показания счетчика;
- перемещение счетчика из нормального вертикального в полугоризонтальное положение для того, чтобы снизить скорость вращения диска;

- самовольный срыв пломб, нарушение в центровке осей механизмов (шестерен) для предотвращения полной регистрации расхода электроэнергии;
- раскатывание стекла при вставке пленки, которая остановит дисковое вращение.

Обычно механическое вмешательство оставляет след на счетчике, но его трудно обнаружить, если счетчик не будет полностью очищен от пыли и грязи и осмотрен опытным специалистом.

К механическому способу хищения электроэнергии можно отнести достаточно широко распространенные в России умышленные повреждения СЭ бытовыми потребителями или хищения счетчиков, установленных на лестничных клетках жилых домов. Как показал анализ, динамика умышленных разрушений и хищений счетчиков практически совпадает с наступлением холодов при недостаточном отоплении квартир. В данном случае разрушения и хищения счетчиков следует рассматривать как своеобразную форму протеста населения против неспособности местных администраций обеспечить нормальные жилищные условия. Усугубление ситуации с теплоснабжением населения неизбежно приводит к росту коммерческих потерь электроэнергии, что уже подтверждается печальным опытом дальневосточных и некоторых сибирских энергосистем.

Электрические способы хищений электроэнергии

Наиболее распространенным в России электрическим способом хищений электроэнергии является так называемый «наброс» на выполненную голым проводом воздушную линию. Достаточно широко используются также такие способы как:

- инвертирование фазы тока нагрузки;
- применение различного типа «отмотчиков» для частичной или полной компенсации тока нагрузки с изменением её фазы;
- шунтирование токовой цепи счетчика – установка так называемых «закороток»;
- заземление нулевого провода нагрузки;
- нарушение чередования фазного и нулевого проводов в сети с заземленной нейтралью питающего трансформатора.

Если счетчики включаются через измерительные трансформаторы, могут применяться также:

- отключение токовых цепей ТТ;
- замена нормальных предохранителей ТН на перегоревшие и т.п.

Магнитные способы хищений электроэнергии

Применение магнитов с внешней стороны счетчика может повлиять на его рабочие характеристики. В частности, можно при использовании индукционных счетчиков старых типов с помощью магнита замедлить вращение диска. В настоящее время новые типы счетчиков производители стараются защитить от влияния магнитных полей. Поэтому этот способ хищений электроэнергии становится все более ограниченным.

Другие способы хищений электроэнергии

Существует целый ряд способов хищений электроэнергии чисто российского происхождения, например, хищения за счет частой смены владельцев той или иной фирмы с перманентным переоформлением договоров на поставку электроэнергии. В этом случае Энергосбыт не в состоянии уследить за изменением владельцев и получить с них плату за электроэнергию.

В ограниченном методическом пособии невозможно перечислить все способы хищений. Наша задача показать сложный комплексный характер проблемы снижения коммерческих потерь.

4.3 Коммерческие потери, обусловленные задолженностью по оплате за электроэнергию

Эта составляющая представлена двумя показателями:

- 1) Задержками в оплате (оплата позже установленной даты).
- 2) Долговременными и безнадежными долгами и неоплаченными счетами.

4.3.1 Задержки в оплате

Эта составляющая обусловлена объективно существующими причинами:

- значительная часть населения, особенно в сельской местности, производит оплату с периодичностью один раз в 2-3 месяца;
- уровень оплаты подвержен сезонности из-за владельцев дачных участков, осуществляющих единовременные платежи в летний период;
- уровень коммерческих потерь существенно возрастает после повышения тарифов, поскольку население завышает показания счетчиков и оплачивает большее количество электроэнергии по старым, более низким тарифам. В результате в месяц, предшествующий повышению тарифа, полезный отпуск населению возрастает, а в последующие один - три месяца он ниже;
- бытовые потребители объективно не в состоянии одновременно снять показания счетчиков и оплатить потребленную электроэнергию. Как правило, платежи отстают от реального электропотребления, что, безусловно, вносит погрешность в определение фактического полезного отпуска бытовым потребителем и в расчет фактического небаланса электроэнергии по формуле (2.9), так как отставание может составлять от одного до трех месяцев и более. Как правило, в осенне-зимние и зимне-весенние периоды года имеют место недоплаты за электроэнергию, а в весенне-летние и летне-осенние периоды эти недоплаты в определенной мере компенсируются. В докризисный период эта компенсация была практически полной, и потери электроэнергии за год редко когда имели коммерческую составляющую. В настоящее время осенне-зимние и зимне-весенние сезонные недоплаты за электроэнергию намного превышают в большинстве случаев суммарную оплату в другие периоды года. Поэтому коммерческие потери имеют место по месяцам, кварталам и за год в целом.

4.3.2 Долговременные и безнадежные долги и неоплаченные счета

Наличие данной составляющей объясняется:

- неудовлетворительностью процедуры востребования оплаты.
- Сюда же включается часть абонентов, являющихся злостными неплательщиками, имеющими многомесечную задолженность, которую невозможно востребовать даже по решению суда, ввиду отсутствия доходов согласно заключениям судебных приставов;
- неплатежеспособностью потребителей;
 - плохим учетом неоплаченных счетов и управления оплатой, в том числе потери документов об оплате и т.п.

4.4 Погрешности расчета технических потерь электроэнергии в электрических сетях

Как видно из формулы (2.8), коммерческие потери электроэнергии нельзя измерить. Их можно с той или иной погрешностью вычислить. Значение этой погрешности зависит не только от погрешностей измерений поступления электроэнергии в сеть, отпуска электроэнергии из сети, потребленной электроэнергии, объема хищений электроэнергии, наличия «бесхозных потребителей», других рассмотренных выше

факторов, но и от погрешности расчета технических потерь электроэнергии. Чем более точными будут расчеты технических потерь электроэнергии, тем, очевидно, точнее будут оценки коммерческой составляющей, тем объективнее можно определить их структуру и наметить мероприятия по их снижению.

В соответствии с отраслевой инструкцией [11] погрешности расчета технических потерь электроэнергии делятся на информационные и методические. В ОАО «ВНИИЭ» на примере одной из центральных энергосистем России выполнена оценка погрешностей расчетов технических потерь по всем структурным составляющим [8]. Среднеквадратическая погрешность расчета суммарных потерь электроэнергии в электрических сетях этой энергосистемы составила около 0,7 %.

Как известно, с наибольшей погрешностью вычисляются потери электроэнергии в электрических сетях 6 (10) кВ и, особенно, в сетях 0,4 кВ из-за погрешностей и неполноты исходной информации о нагрузках этих сетей. Для оценки влияния этих погрешностей на погрешность расчета суммарных потерь электроэнергии в сетях энергосистемы, в ОАО «ВНИИЭ» были выполнены специальные расчеты [8]. Эти расчеты показали, что при изменении среднеквадратических погрешностей расчета потерь в одном фидере 0,4-10 кВ в диапазоне от 10 до 100 % среднеквадратическая погрешность расчета суммарных потерь электроэнергии изменялась в диапазоне 0,65–0,94 %.

4.5 Терминология в области коммерческих потерь электроэнергии

За рубежом термин «коммерческие потери» применяется только к той их части, которая обусловлена недостатками энергосбытовой коммерческой деятельности компаний. В целом, коммерческие потери, определяемые в отечественной практике по формуле (2.8), за рубежом принято называть «нетехническими» потерями электроэнергии. Поскольку в этом есть определенная логика, исходя из рассмотренной выше структуры, было бы целесообразным ввести и у нас термин «нетехнические потери электроэнергии», включающие в себя:

- а) погрешности измерений отпущенной в сеть и полезно отпущенной электроэнергии – «метрологические потери» (см. разд. 4.1);
- б) коммерческие потери, обусловленные:
 - занижением полезного отпуска из-за недостатков энергосбытовой деятельности (см. разд. 4.2);
 - задолженностью при востребовании оплаты за электроэнергию (см. разд. 4.3);
- в) погрешности расчета технических потерь электроэнергии в сетях (см. разд. 4.4).

В связи с ростом дебиторской задолженности по уже выставленным счетам (потерь при востребовании оплаты, $\Delta W_{\text{кво}}$) все более актуальным становится максимально возможное уменьшение этой задолженности. Международные эксперты предлагают включать $\Delta W_{\text{кво}}$ в состав коммерческих потерь, т.к. потери при востребовании оплаты, не увеличивая абсолютную величину коммерческих потерь, в целом могут наносить экономике энергопредприятия (РСК, муниципальной городской электрической сети) ущерб, не меньший, чем сумма потерь, обусловленных погрешностями, неполным учетом и хищениями электроэнергии, и потерь при выставлении счетов, умноженная на среднеспособный тариф.

Такой подход имеет принципиальное значение. Именно в этом случае задача снижения потерь приобретает законченный смысл и превращается из частной проблемы совершенствования учета и борьбы с хищениями электроэнергии в более общую комплексную задачу обеспечения финансовой и экономической устойчивости энергопредприятия. В соответствии с таким подходом более комплексным должен быть подбор участников работы по снижению коммерческих потерь. По существу, в этой

работе должен принимать участие персонал как электросетевой, так и энергосбытовой компаний.

Из изложенного следует, что:

а) величина коммерческих потерь зависит от большого количества факторов, а точность оценки, в первую очередь, от точности учета отпущенной в сеть и потребленной энергии, а также от точности расчета технических потерь;

б) коммерческие потери должны рассчитываться не только в киловатт-часах, как составляющая баланса электроэнергии, но и в денежном выражении, как финансовые убытки энергопредприятия, как явно упущенная его выгода в форме недополученной прибыли, включающая в себя потери при востребовании оплаты за поставленную клиентам электроэнергию;

в) коммерческие потери как, в прочем, и потери электроэнергии в целом, не являются фатально неизбежными. Они могут и должны быть снижены в результате активной, целенаправленной деятельности, которая должна осуществляться в соответствии со специально разработанной программой снижения потерь.

4.6 Определение численных значений структурных составляющих коммерческих потерь электроэнергии

Коммерческие потери электрической энергии в целом рассчитываются как разность:

$$\Delta W_{\text{к}} = \Delta W_{\text{ф}} - \Delta W_{\text{ТПЭ}}.$$

Определение структурных составляющих коммерческих потерь электроэнергии выполняется с использованием методов экспертных оценок с привлечением ряда специалистов (экспертов в области анализа потерь электроэнергии, персонала РСК и аудиторов, занимающихся энергетическими обследованиями), имеющих представление о структуре коммерческих потерь и опыт по их снижению. Исключение составляют потери электроэнергии, обусловленные систематическими погрешностями из-за сверхнормативных сроков службы индукционных счетчиков, которые можно оценить с помощью методики, представленной в разделе 4.6.1.

4.6.1 Методика расчета коммерческих потерь, обусловленных систематическими погрешностями из-за сверхнормативных сроков службы индукционных счетчиков

Потери электроэнергии из-за систематических погрешностей, обусловленных сверхнормативными сроками службы ИК определяются по формуле:

$$\Delta W_{\text{сп}} = \Delta W_{\text{сп 1ф}} + \Delta W_{\text{сп 3ф}}, \quad (4.6.1.1)$$

где $\Delta W_{\text{сп 1ф}}$ – потери электроэнергии из-за погрешностей счетчиков однофазных потребителей (бытовых, мелкомоторных и пр.);

$\Delta W_{\text{сп 3ф}}$ – потери электроэнергии из-за погрешностей счетчиков трехфазных потребителей (промышленных, бюджетных и пр.).

Потери электроэнергии из-за погрешностей однофазных и трехфазных индукционных счетчиков равны:

$$\Delta W_{\text{сп 1ф}} = k_{1\text{ф}} \cdot \frac{n_{1\text{ф ТЗ}}}{n_{1\text{ф}}} \cdot \frac{n_{1\text{ф ИНД}}}{n_{1\text{ф ИНД}} + n_{1\text{ф ЭЛ}}} \cdot \Delta_{1\text{ф}} \cdot W_{\text{П1ф}}, \quad \text{тыс. кВт ч}, \quad (4.6.1.2)$$

$$\Delta W_{\text{сп 3Ф}} = k_{3Ф} \cdot \frac{n_{3Ф \text{ ТЗ}}}{n_{3Ф}} \cdot \frac{n_{3Ф \text{ ИНД}}}{n_{3Ф \text{ ИНД}} + n_{3Ф \text{ ЭЛ}}} \cdot \Delta_{3Ф} \cdot W_{\text{П 3Ф}}, \text{ тыс. кВт ч,} \quad (4.6.1.3)$$

где $k_{1Ф}$, $k_{3Ф}$ – коэффициенты для однофазных и трехфазных счетчиков соответственно, которые определяются по таблице 4.5, о.е.;

$n_{1Ф}$ и $n_{3Ф}$ – количество однофазных и трехфазных счетчиков, шт.;

$n_{1Ф \text{ ТЗ}}$ и $n_{3Ф \text{ ТЗ}}$ – количество однофазных и трехфазных счетчиков, требующих замены и плановой поверки, шт.;

$n_{1Ф \text{ ИНД}}$ и $n_{3Ф \text{ ИНД}}$ – количество однофазных и трехфазных индукционных счетчиков, шт.;

$n_{1Ф \text{ ЭЛ}}$ и $n_{3Ф \text{ ЭЛ}}$ – количество однофазных и трехфазных электронных счетчиков, шт.;

$W_{\text{П 1Ф}}$ – суммарное потребление электроэнергии по однофазным счетчикам, тыс. кВтч;

$W_{\text{П 3Ф}}$ – суммарное потребление электроэнергии по трехфазным счетчикам, тыс. кВтч;

$\Delta_{1Ф}$, $\Delta_{3Ф}$ – погрешность однофазных и трехфазных счетчиков, о.е.

Таблица 4.6.1.1 – Коэффициенты, принятые для индукционных счетчиков с различными сроками службы

Срок службы, лет	Численные значения коэффициентов k	
	для однофазных счетчиков	для трехфазных счетчиков
1-3	0,33	0,4
4-10	0,56	0,46
11-16	0,64	0,51
17-21	0,97	-

На основании полученных результатов РОСТЕСТ-Москва $\Delta_{1Ф}$ принимается в среднем равной «минус» 5 % (для однофазных счетчиков). Для трехфазных счетчиков - $\Delta_{3Ф}$ «минус» 4 %, что в относительных единицах равно 0,05 и 0,04.

Рекомендуется, при определении потерь электроэнергии, обусловленных систематическими погрешностями из-за сверхнормативных сроков службы ИК, определять потери электроэнергии из-за погрешностей однофазных и трехфазных счетчиков для каждой структурной составляющей суммарного потребления электроэнергии. При этом должно быть известно соответствующее количество счетчиков по каждой категории потребления электроэнергии.

4.6.2 Методика экспертной оценки структурных составляющих коммерческих потерь электроэнергии

Как уже было сказано выше, на сегодняшний день авторами предлагается для определения численных значений структурных составляющих коммерческих потерь (за исключением описанных в разделах 4.6.1-4.6.2) использовать методы экспертных оценок. Наиболее упрощенный подход к экспертной оценке структуры коммерческих потерь представлен ниже.

1 Для оценки структурных составляющих коммерческих потерь электроэнергии собирается группа Экспертов в составе не менее десяти человек. Допускается в качестве Эксперта привлекать фирмы, имеющие опыт в области снижения потерь или проведения энергетических обследований.

2 Группа коллективно определяет перечень структурных составляющих коммерческих потерь электроэнергии, численные значения которых в дальнейшем будут оценены.

3 Для каждого Эксперта определяется коэффициент доверия.

4 Коэффициент доверия определяется по нескольким показателям: занимаемая должность на момент проведения экспертной оценки, стаж работы, опыт работы в области управления потерями электроэнергии. Возможно дополнительное включение в указанный перечень других подобных показателей по согласованию с Экспертами, вошедшими в группу. При наличии в группе Экспертов фирм или организаций, занимающихся энергетическими обследованиями, их коэффициенты доверия принимаются равными максимально возможному значению – "единице".

5 Указанные в п. 4 показатели имеют разную размерность. Для их сопоставления и получения итогового значения коэффициента доверия для каждого Эксперта необходимо, чтобы они были соизмеримы между собой.

Для этого проводится процедура нормирования, в результате которой числовой ряд значений (значения показателя для каждого из Экспертов) располагаются в интервале от "нуля" до "единицы". При этом "ноль" – соответствует наихудшему показателю из представленного числового ряда, а "единица" – наилучшему.

В случаях, когда рост численного значения показателя ведет к росту оценки, нормирование осуществляется по формуле:

$$E_{ni} = (k_{ni} - \min(k_n)) / (\max(k_n) - \min(k_n)), \quad (4.6.2.1)$$

если же рост численного значения показателя ведет к снижению оценки, то нормирование осуществляется по формуле:

$$E_{ni} = (\max(k_n) - k_{ni}) / (\max(k_n) - \min(k_n)), \quad (4.6.2.2)$$

где k_{ni} – численное значение n-го показателя у i-го Эксперта;

$\max(k_n)$ – наибольшее значение n-го показателя из числового ряда значений;

$\min(k_n)$ – наименьшее значение n-го показателя из числового ряда значений.

Занимаемые должности Экспертами также необходимо перевести в числовой ряд. Самая высоко занимаемая должность Эксперта приравнивается "единице".

Составляется таблица для определения коэффициентов доверия Экспертам в виде таблицы 4.6.2.1

Таблица 4.6.2.1 – Определение коэффициентов доверия Экспертам

№	Наименование Эксперта	Численное значение показателя											
		Занимаемая должность			Стаж работы		Опыт работы		Другое		Коэффициент доверия, Д		
		Должность	Уровень	E_1	Лет	E_2	Лет	E_3	-	E_n	о.е.	E	
1	Эксперт 1												
...	...												
10	Эксперт 10												

Коэффициент доверия для каждого i-го Эксперта определяется суммированием нормативных оценок показателей, полученных в таблице 4.6.2.1:

$$D_i = \sum_{n=1}^k E_{ni}, \text{ о.е.}, \quad (4.6.2.3)$$

где D_i – коэффициент доверия i-го Эксперта;

k – число показателей Эксперта (минимум $n=3$);

E_{ni} – оценка n-го показателя (норматив).

Полученные коэффициенты доверия также оцениваются по формуле (4.6.2.1), в которой за минимальное значение принимается "ноль", а не минимальное из суммарных значений нормированных показателей.

6 Из группы Экспертов выбирается пятерка лидеров – Эксперты с наибольшим значением норматива коэффициента доверия.

7 Каждым Экспертом-лидером оценивается значение структурных составляющих коммерческих потерь в процентах от их суммарного значения. Перечень структурных составляющих коммерческих потерь был определен заранее всей группой Экспертов (см. п.2).

8 Итоговым значением по каждой из структурных составляющих потерь является среднее арифметическое оценок Экспертов-лидеров.

Результаты расчета представляются в виде таблицы 4.6.2.2.

Таблица 4.6.2.2 – Результаты оценки Экспертами-лидерами структурных составляющих коммерческих потерь электроэнергии

Наименование структурной составляющей коммерческих потерь электроэнергии	Численные значения показателей, % от суммарных коммерческих потерь, по мнению экспертов-лидеров					
	1	2	3	4	5	Итого
Коммерческие потери, всего, в том числе	100	100	100	100	100	100
Структурная составляющая 1						
...						
Структурная составляющая N						
<i>Примечание:</i> N – количество структурных составляющих коммерческих потерь электроэнергии						

5 Мероприятия по снижению потерь электроэнергии

Для наглядности мероприятия по снижению потерь электроэнергии можно представить в виде рисунка (5.1).



Рисунок 5.1 – Мероприятия по снижению потерь электрической энергии

Из структуры потерь электроэнергии видно, что их снижение – сложная комплексная проблема, требующая значительных капитальных вложений, постоянного внимания персонала, высокой его квалификации и заинтересованного участия в эффективном решении задачи.

Опыт ОАО "ВНИИЭ" по разработке программ снижения потерь электроэнергии в электрических сетях показал, что снижение потерь электроэнергии на 1 млн. кВт.ч в год требует как правило не менее 0,6-1,0 млн. руб. затрат в год на внедрение соответствующих мероприятий. При этом срок окупаемости этих затрат находится в пределах 2-8 лет и более. Поэтому так важны: квалифицированный энергоаудит электросетевых организаций для разработки обоснованной программы действий [13], совершенствование организации работ по снижению потерь, учет "человеческого фактора", под которым понимается [13, 18]:

- обучение и повышение квалификации персонала;
- осознание персоналом важности для предприятия в целом и для его работников лично эффективного решения поставленной задачи;

- мотивация персонала, моральное и материальное стимулирование;
- связь с общественностью, широкое оповещение о целях и задачах снижения коммерческих потерь, ожидаемых и полученных результатах;
- ужесточение мер уголовной, административной и материальной ответственности за хищения электроэнергии.

Для того, чтобы требовать от персонала Энергосбыта, предприятий и работников электрических сетей выполнения нормативных требований по поддержанию системы учета электроэнергии на должном уровне, достоверному расчету технических потерь и выполнению мероприятий по снижению потерь, персонал должен **знать** эти нормативные требования и **уметь** их выполнять. Кроме того, он должен **хотеть** их выполнять, т.е. быть морально и материально заинтересованным в фактическом, а не формальном снижении потерь. Для этого необходимо проводить систематическое обучение персонала не только теоретически, но и практически, с переаттестацией и контролем усвоения знаний (экзаменами). Обучение должно проводиться для всех уровней – от руководителей подразделений, служб и отделов до рядовых исполнителей.

Руководители должны знать и уметь решать общие задачи управления процессом снижения потерь в сетях, исполнители – уметь решать конкретные задачи. Обучение должно преследовать не только цели получения новых знаний и навыков, но и обмена передовым опытом, распространения этого опыта во всех предприятиях электрических сетей.

Однако одних знаний и умений недостаточно. В сетевой и сбытовой компаниях должна быть разработана, утверждена и эффективно действовать система поощрения за снижение потерь электроэнергии в сетях, выявление хищений электроэнергии с обязательным оставлением части полученной прибыли от снижения потерь (до 50 %) в распоряжении персонала, получившего эту прибыль.

Очень важен контроль со стороны руководителей сетевой и сбытовой компаний за эффективностью работы контролеров, мастеров и монтеров РЭС с целью предотвращения получения личного дохода непосредственно с виновников хищений, «помощи» потребителям по несанкционированному подключению к сетям и т.п.

В конечном счете, в сетевой и сбытовой компаниях должен быть создан такой экономический механизм, который бы ставил в прямую зависимость рост зарплаты персонала от его квалификации, активности и эффективности действий в области снижения потерь, если, конечно, действия этого персонала влияют на значение потерь.

Учет человеческого фактора в снижении потерь электрической энергии можно представить в виде схемы, отраженной на рисунке 5.2.

Решающее значение на эффективность снижения потерь оказывает организация работы по реализации соответствующей программы действий, в ходе которой необходимо:

- подготовить и выпустить соответствующий приказ дирекции электросетевой организации, определяющий структуру и схему взаимодействия подразделений с назначением персонально ответственных за решение задач, указанием сроков выполнения этапов и системы контроля исполнения поручений;
- обеспечить назначенную приказом группу ответственных специалистов соответствующими полномочиями и материальными средствами, определив объемы и источники финансирования этих средств и проекта в целом;
- установить строгую и четкую систему управления проектом, обеспечить текущий контроль за его ведением и оценку полученных результатов.

Общее руководство практической реализацией программы, контролем и анализом результатов должен осуществлять один из первых руководителей электросетевой организации.

Выбор обоснованного перечня приоритетных мероприятий по снижению технических и коммерческих потерь электроэнергии невозможен без детального расчета

структуры потерь, расчета фактических и допустимых небалансов электроэнергии по фидерам, центрам питания и электрической сети в целом. Так как технические и особенно коммерческие потери электроэнергии сосредоточены в основном в электрических сетях 0,4-10 кВ, наибольшее внимание должно быть уделено уточнению расчетов балансов и технических потерь в электрических сетях именно этого класса напряжения.

СЕТЕВАЯ И СБЫТОВАЯ КОМПАНИИ



Рисунок 5.2 – Учет человеческого фактора в управлении уровнем потерь электрической энергии

5.1 Снижение технических потерь электроэнергии

Основной эффект в снижении технических потерь электроэнергии может быть получен за счет технического перевооружения, реконструкции, повышения надежности работы и пропускной способности электрических сетей, сбалансированности их режимов - т.е. за счет внедрения капиталоемких мероприятий. Эти мероприятия нашли отражение в концепциях развития и техперевооружения электрических сетей на период до 2010 г., разработанных институтами Энергосетьпроект и РОСЭП (Сельэнергопроект).

Основными из этих мероприятий, кроме достаточно хорошо известных [6, 14], для системообразующих электрических сетей 110 кВ и выше являются:

- налаживание серийного производства и широкое внедрение регулируемых компенсирующих устройств, в том числе: управляемых шунтируемых реакторов, статических компенсаторов реактивной мощности, для оптимизации потоков реактивной мощности и снижения недопустимых или опасных уровней напряжения в узлах сетей;

- строительство новых линий электропередачи и повышение пропускной способности существующих линий для выдачи активной мощности от «запертых» электростанций для ликвидации дефицитных узлов и уменьшения транзитных перетоков активной мощности;
- развитие нетрадиционной и возобновляемой энергетики для выдачи малых мощностей в удаленные дефицитные узлы электрических сетей, в том числе: малых ГЭС, ветроэлектростанций, приливных, геотермальных ГЭС и т.п.

Очевидно, на ближайшую и удаленную перспективу останутся актуальными оптимизация режимов электрических сетей по активной и реактивной мощности, регулирование напряжения в сетях, оптимизация загрузки трансформаторов, выполнение работ под напряжением и т.п.

К приоритетным мероприятиям по снижению технических потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях 0,4-35 кВ относятся:

- использование 10 кВ в качестве основного напряжения распределительной сети;
- увеличение доли сетей напряжением 35 кВ;
- сокращение радиуса действия и строительство ВЛ 0,4 кВ в трехфазном исполнении по всей длине;
- применение самонесущих изолированных и защищенных проводов для ВЛ напряжением 0,4-10 кВ;
- использование максимального допустимого по механической прочности опор сечения провода в электрических сетях 0,4-10 кВ с целью адаптации их пропускной способности к росту нагрузок в течение всего срока службы;
- разработка и внедрение нового более экономичного электрооборудования, в частности: распределительных трансформаторов с уменьшенными активными и реактивными потерями холостого хода; встроенных в КТП и ЗТП конденсаторных батарей и т.п.;
- применение столбовых трансформаторов малой мощности 6-10/0,4 кВ для сокращения протяженности сетей 0,4 кВ и потерь электроэнергии в них;
- более широкое использование устройств автоматического регулирования напряжения под нагрузкой, вольтдобавочных трансформаторов, средств местного регулирования напряжения для повышения качества электроэнергии и снижения ее потерь;
- комплексная автоматизация и телемеханизация электрических сетей, применение коммутационных аппаратов нового поколения, средств дистанционного определения мест повреждения в электрических сетях для сокращения длительности неоптимальных ремонтных и послеаварийных режимов, поиска и ликвидации аварий;
- повышение достоверности измерений в электрических сетях на основе использования новых информационных технологий, автоматизации обработки телеметрической информации.

Необходимо сформулировать новые подходы к выбору мероприятий по снижению технических потерь и оценке их сравнительной эффективности в условиях акционирования энергетики, когда решения по вложению средств принимаются уже не с целью достижения максимума «народнохозяйственного эффекта», а получения максимума прибыли данного ЭСО, достижения запланированных уровней рентабельности производства, распределения электроэнергии и т.п.

5.2 Снижение коммерческих потерь электроэнергии

Рассмотренная структура коммерческих потерь электроэнергии (см. раздел 4) позволяет наметить пути их снижения.

Основной стратегический путь этого снижения – совершенствование учета отпущенной в электрическую сеть и полезно потребленной электроэнергии. Мероприятия

по совершенствованию и повышению точности учета электроэнергии достаточно хорошо известны. Их типовой перечень включен в отраслевую инструкцию [14], а некоторые дополнения к нему рекомендованы в циркуляре РАО «ЕЭС России» от 23.0.99 №01-99 (Э) (см. п.7.6).

На сегодняшний день становится все более очевидным, что главными направлениями совершенствования системы учета электроэнергии являются:

- замена старых, отработавших свой ресурс индукционных счетчиков класса точности 2,5 на новые. Это позволит в среднем повысить учитываемый полезный отпуск электроэнергии на 10-12 %;
- поверка и метрологическая аттестация ТТ и ТН в рабочих условиях эксплуатации, создание и внедрение соответствующих поверочных средств для измерительных трансформаторов всех ступеней напряжения;
- установка дополнительных СЭ, ТТ и ТН, обеспечивающих учет отпуска и потерь электроэнергии по ступеням напряжения;
- совершенствование и внедрение аттестованных в установленном порядке программ расчета технических потерь электроэнергии [6];
- активизация внедрения автоматизированных систем контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ) на электрических станциях, подстанциях, у крупных потребителей с постепенным переходом к внедрению АСКУЭ бытового потребления;
- информационная и функциональная увязка АСКУЭ и автоматизированных систем диспетчерского управления (АСДУ) ПЭС и МГЭС;
- создание автоматизированных баз данных по потребителям электроэнергии (юридическим и физическим лицам) с их привязкой к электрическим сетям для: контроля за динамикой потребления электроэнергии по месяцам и годам и ее соответствия динамике объема выпускаемой продукции, например; расчета и анализа фактических и допустимых небалансов электроэнергии по электрическим сетям;
- корректировка ПУЭ, строительных норм и правил проектной документации для защиты бытовых электросчетчиков от хищений и разрушения потребителями, ужесточение мер ответственности за эти хищения и разрушения;
- широкое внедрение счетчиков прямого включения с предоплатой.

Практическая реализация перечисленных мероприятий требует значительных капиталовложений и времени и позволит уменьшить коммерческие потери электроэнергии максимум на 30-35 %.

В условиях общего спада нагрузки и отсутствия средств на развитие, реконструкцию и техперевооружение электрических сетей становится все более очевидным, что каждый вложенный рубль в совершенствование системы учета сегодня окупается значительно быстрее, чем затраты на повышение пропускной способности сетей и даже на компенсацию реактивной мощности.

Еще примерно 30-35 % коммерческих потерь — это хищения электроэнергии. В борьбе с хищениями электроэнергии практически нет мелочей. Она должна вестись планомерно, постоянно и по всем направлениям возможных хищений, начиная с оснащения контролеров приборами по выявлению скрытых проводок, образцовыми однофазными счетчиками, токоизмерительными клещами на телескопических изолирующих штангах для измерения токов на вводах и т.п., до: замены голых проводов на вводах в частные владения на изолированные кабели; выноса приборов учета за границу частных владений; применения счетчиков электроэнергии, защищенных от хищений электроэнергии, в том числе установки счетчиков совместно с УЗО и т.п.

Для эффективного решения перечисленных задач должна быть существенно повышена роль и активность служб метрологии электросетевых организаций в части:

- контроля технического состояния и соблюдения сроков госповерки приборов расчетного и калибровки приборов технического учета электроэнергии;
- разработки мероприятий по совершенствованию схемы расстановки приборов расчетного и технического учета электроэнергии в общесистемных и распределительных сетях;
- устранения причин появления на электростанциях и подстанциях 35-110 кВ фактического небаланса электроэнергии, превышающего допустимый;
- разработки и выполнения мероприятий по дальнейшему совершенствованию учета и отпущенной потребителям электроэнергии;
- создания и использования автоматизированных рабочих мест метролога (АРМ-метролог) в электросетевых предприятиях для более достоверного расчета допустимых небалансов электроэнергии на подстанциях и в сетях с учетом баз данных по реальным метрологическим характеристикам, счетчиков, ТТ и ТН;
- разработка и внедрение местных методик выполнения измерений электрической мощности и электроэнергии на основе типовых методик (РД 34.11.334-97 и РД 34.11.333-97).

С учетом рассмотренных выше структуры коммерческих потерь электроэнергии и мероприятий по их снижению, на основании Закона РФ «Об обеспечении единства измерений» и ГОСТ Р 8.563-96 «ГСИ. Методики выполнения измерений», представляется целесообразным разработать Типовую методику выполнения измерений потерь электроэнергии в электрических сетях энергоснабжающих организаций.

Это позволит привести методы выполнения измерений отчетных и расчета технических потерь в строгое соответствие с указанным Законом РФ и с ГОСТ Р 8.563-96, повысить объективность оценки погрешностей потерь электроэнергии и, в конечном счете, более обоснованно подойти к выбору мероприятий по снижению потерь.

Наконец, последние 30-35 % коммерческих потерь, обусловленных неодновременностью оплаты коммунально-бытовыми потребителями за электроэнергию, ручным съемом показаний электросчетчиков, неумышленными ошибками в снятии показаний, можно снизить за счет повышения уровня работы с потребителями, эффективности их обслуживания, активной пропаганды в средствах массовой информации важности решения проблемы снижения потерь в сетях для уменьшения уровня тарифов на электроэнергию.

Одним из главных условий реального внедрения мероприятий по снижению потерь электроэнергии, особенно связанных со снижением уровня хищений электроэнергии, является создание соответствующей нормативно-правовой базы. Отсутствие в настоящее время утвержденных нормативных документов, в первую очередь Правил пользования энергией в Российской Федерации, новых документов по снижению потерь электроэнергии в условиях реформирования электроэнергетики, по метрологическому обеспечению измерений электроэнергии значительно осложняет работу энергоснабжающих организаций, часто сводит на нет проделанную работу по выявлению хищений электроэнергии, т.к. находится много «защитников», активно мешающих принять действенные санкции к похитителям. Таким «защитникам» необходимо понять, что рост потерь электроэнергии в сетях не выгоден никому, ни энергоснабжающей организации (т.к. у нее увеличиваются убытки), ни потребителям (т.к. у них в конечном счете вырастут тарифы и воровать придется еще больше).

ОАО РАО «ЕЭС России» и ОАО «ФСК ЕЭС», призванные проводить единую техническую политику в электроэнергетике должны выделять соответствующее финансирование на нормативно-правовое обеспечение снижения потерь электроэнергии, т.к. при его отсутствии убытки от отсутствия этого обеспечения могут очень быстро перекрыть кажущуюся экономию на его создании.

Необходим активный диалог ОАО "ФСК ЕЭС" и его ведущих научных институтов с Федеральной службой по тарифам, Министерством по налогам и сборам, Минпромэнерго России по вопросам нормирования потерь электроэнергии в электрических сетях, особенно на стадиях формирования новых оптового и розничного рынков электроэнергии, когда еще отсутствует полноценная технологическая инфраструктура этих рынков, отсутствует информационная база для достоверных измерений фактических потерь электроэнергии и расчета нормативных потерь. В этих условиях методики учета потерь в тарифах на электроэнергию должны достаточно динамично корректироваться и совершенствоваться по мере их апробации.

Необходимо, наконец, сформулировать в УК РФ понятие "хищения электроэнергии", дать ему четкое определение и установить жесткие меры ответственности за выявленные факты этих хищений, что позволит предотвратить вполне возможный их рост с увеличением тарифов на электроэнергию для коммунально-бытовых потребителей при ликвидации перекрестного субсидирования тарифов.

5.3 Разработка программы снижения потерь электроэнергии

5.3.1 Общие положения

1 Разработка и реализация программы мероприятий по снижению потерь электрической энергии выполняются в целях доведения фактических (отчетных) потерь электроэнергии до значения нормативных технологических потерь электроэнергии.

2 В соответствии с [6], планируемый эффект от снижения потерь электроэнергии от внедрения мероприятий является составной частью норматива потерь электроэнергии на регулируемый период.

3 Программы по снижению потерь электрической энергии в ЭСО должны разрабатываться на основании комплексного анализа структуры и динамики технических и коммерческих потерь электроэнергии, являющихся структурными составляющими фактических потерь.

4 Разработка программы снижения потерь электроэнергии должна выполняться по результатам проведения аудита с привлечением внешних аудиторов или силами собственного персонала.

5 Процесс разработки и внедрения программы по снижению потерь электрической энергии в ЭСО должен включать три этапа:

- 1) диагностику и аудит, определение резервов снижения потерь;
- 2) разработку и утверждение программы действий;
- 3) практическую реализацию программы, анализ конечных результатов.

6 Резервы от снижения технических потерь электроэнергии определяются по результатам расчета и выявления "очагов" технических потерь.

7 Резервы от снижения коммерческих потерь электроэнергии определяются по результатам расчета балансов электроэнергии по электрической сети.

8 Разрабатываемая программа действий по снижению потерь электрической энергии должна быть среднесрочной (на 5-10 лет) с разбивкой по годам и содержать перечень мероприятий с оценкой их технико-экономической эффективности, а также сроки внедрения мероприятий. За выполнением каждого мероприятия закрепляется ответственный исполнитель.

9 Программа снижения потерь электроэнергии должна быть обеспечена финансовыми, материальными и людскими ресурсами для практической реализации разработанных мероприятий.

10 Контроль разработки и выполнения программы по снижению технических и коммерческих потерь электрической энергии внутри сетевой компании осуществляет один из первых руководителей компании.

5.3.2 Порядок разработки программы по снижению потерь электрической энергии

1 Разработка программы снижения потерь электроэнергии основана на результатах энергетического обследования ЭСО, проводимого с привлечением внешних специалистов или собственными силами персонала ЭСО.

2 В процессе аудита определяются резервы снижения потерь электроэнергии по результатам выполнения анализа:

- численных значений и динамики фактических потерь электроэнергии, структурных составляющих технических и коммерческих потерь;
- существующих систем расчетного и технического учета;
- режимов работы электрических сетей;
- технического состояния основного оборудования электрической сети;
- параметров качества электроэнергии;
- эффективности сбора информации о потреблении электроэнергии.

3 В соответствии с определенными резервами снижения потерь электроэнергии, структурой технических и коммерческих потерь электроэнергии разрабатывается перечень мероприятий по их снижению.

4 Типовой перечень мероприятий представлен в [6] (таблица 5 Приложения 2) и состоит из трех групп:

- организационные мероприятия;
- технические мероприятия;
- мероприятия по совершенствованию систем расчетного и технического учета электроэнергии;

В разделе 5.5 настоящего пособия представлен более широкий круг групп мероприятий по снижению потерь

5 Мероприятия первой группы направлены в основном на снижение технических потерь электроэнергии, практически не требуют дополнительных капиталовложений и должны внедряться в условиях эксплуатации и оперативного управления электрических сетей в приоритетном порядке в зависимости от расчетного абсолютного эффекта снижения технических потерь электроэнергии от их внедрения.

6 Мероприятия второй группы направлены на снижение технических потерь электроэнергии, требующие, как правило, дополнительных капиталовложений на их внедрение, разрабатываемые в составе схем развития, проектов реконструкции или технического перевооружения электрических сетей.

7 Мероприятия второй группы должны внедряться в очередности, зависящей от расчетных значений чистого дисконтированного дохода (ЧДД) или с большими значениями ЧДД и сроков окупаемости затрат на их выполнение. Мероприятия с меньшими сроками окупаемости затрат внедряются в первую очередь.

8 Мероприятия третьей группы направлены на снижение коммерческих потерь электроэнергии. Внедрение этих мероприятий не оказывает прямого влияния на экономию электроэнергии (снижение технических потерь), но повышает точность информации о фактических потерях электроэнергии, о структуре баланса и потоках электроэнергии по ступеням напряжения, о величине поступившей в сеть и отпущенной из сети электроэнергии. Практически все мероприятия этой группы требуют капиталовложений. И только незначительная часть мероприятий из этой группы носит организационный характер и не требует затрат.

9 Очередность внедрения мероприятий, не требующих дополнительных затрат, определяется в зависимости от величины снижения потерь электроэнергии в результате их внедрения.

10 В соответствии с разработанными мероприятиями, требующими затрат на их внедрение, определяется объем необходимого финансирования. В случае невозможности

обеспечения всего запланированного перечня затратных мероприятий по снижению потерь их перечень сокращается. При этом в отредактированном перечне мероприятий остаются первоочередные мероприятия с наибольшим эффектом от внедрения.

11 По результатам определения очередности внедрения мероприятий и объемов финансирования формируется программа снижения потерь электроэнергии с результирующим перечнем мероприятий (таблица 5.1). Для каждого мероприятия в программе должны быть указаны:

- срок исполнения;
- объемы мероприятий;
- затраты на внедрение;
- годовое снижение потерь электроэнергии по результатам внедрения;
- ответственный исполнитель (подразделение и персональный ответственный).

Таблица 5.1 – Программа снижения потерь электроэнергии

№ п/п	Наименование мероприятий	Срок исполнения	Объемы мероприятий	Затраты, тыс. руб.	Годовое снижение потерь электроэнергии, тыс. кВт.ч.	Ответственная служба	Фамилия И.О., должность исполнителя
ВСЕГО							

5.4 Расчет эффективности мероприятий по снижению потерь электроэнергии

1 Оценка эффективности мероприятий по снижению потерь электроэнергии, требующих дополнительных капиталовложений, должна выполняться в соответствии с "Методическими рекомендациями по оценке эффективности инвестиционных проектов (вторая редакция)", утвержденными Минэкономки РФ, Минфином РФ, Госстроем РФ 21.06.1999 г. № ВК 477 (далее Методическими рекомендациями).

2 В соответствии с п. 12.3 Методических рекомендаций "основным показателем, характеризующим абсолютную и сравнительную эффективность инвестиционных проектов (ИП), является значение ожидаемого чистого дисконтированного дохода (ЧДД)".

При наличии нескольких альтернативных проектов наиболее эффективным из них, с точки зрения некоторого участника проекта, считается тот, который обеспечивает для этого участника максимальное значение ЧДД, и это значение - неотрицательное.

3 Показатель ЧДД используется в случаях, когда внедрение мероприятия осуществляется в течение нескольких лет с изменяющимися по годам инвестициями, эксплуатационными издержками и соответствующими налоговыми отчислениями.

4 ЧДД - это сумма всех дисконтируемых или ревальвируемых на какой-либо момент поступлений и выплат, возникающих в результате реализации инвестиционного проекта.

5 Чистый поток платежей (чистый доход) в год t равен разности между притоками и оттоками денежных средств (без учета источников финансирования):

$$\Theta_t = O_{pt} - I'_t - H_t - K_t + K_{пт}^*, \quad (5.4.1)$$

* обозначения взяты из Практических рекомендаций по использованию методов оценки экономической эффективности инвестиций в энергосбережение, авт. Н.Н. Кожевников, Н.С. Чинакаева, Е.В. Чернова М: изд. МЭИ, 2000.

где O_{pt} - эффект от снижения потерь в год t от реализации части инвестиционного проекта;

I'_t - суммарные эксплуатационные издержки без отчислений на реновацию в год t ;

H_t - налог на прибыль, определяемый через установленный коэффициент налогооблагаемый прибыли в год;

K_t - объем инвестиций в год t ;

$K_{лт}$ - ликвидная стоимость объекта в год t .

6 Чистый дисконтированный доход - это сумма дисконтированных чистых потоков платежей за расчетный период T_p

$$\mathcal{E}_d = \sum_{t=0}^{T_p} \mathcal{E}_t (1 + E)^{-t} \quad (5.4.2)$$

где E - норма дисконтирования.

7 Положительное значение ЧДД указывает на то, что инвестор за счет эффекта снижения потерь в сетях:

- 1) вернет вложенный капитал;
- 2) получит проценты в размере ставки дисконтирования;
- 3) получит проценты на вложенный капитал выше, чем в банке.

8 При нулевом значении ЧДД инвестор вернет вложенный капитал с процентами, равными норме дисконта, т.е. ему равно выгодно вкладывать капитал в данный проект или в банк.

9 При отрицательном значении ЧДД инвестор вернет вложенный капитал (при положительном значении чистой прибыли), но с процентами, меньшими, чем он получил бы в банке.

10 Эффект от снижения потерь электроэнергии в выражении (5.4.1) для расчета потока платежей вычисляется по формуле

$$O_{pt} = (\Delta W_1 - \Delta W_2)_t \cdot C_{эт} \quad (5.4.3)$$

где $\Delta W_1, \Delta W_2$ - технические потери электроэнергии в электрической сети до и после реализации части инвестиционного проекта в год t ;

$C_{эт}$ - стоимость потерь электроэнергии в год t .

11 Если затраты на внедрение МСП осуществляются в течение одного года, а эксплуатационные издержки относительно стабильны по годам расчетного периода, достаточно наглядным показателем сравнительной эффективности является срок окупаемости (срок возврата) затрат на внедрение мероприятия за счет получаемой при этом экономии электроэнергии.

При рассчитанном значении годового снижения потерь электроэнергии $\delta W = \Delta W_1 - \Delta W_2$, кВт·ч, известной стоимости электроэнергии на момент приобретения оборудования - $C_э$, руб/кВт·ч и цене оборудования - K , руб, срок окупаемости затрат, лет, определяют по формуле:

$$T_{ок} = \frac{K + Z}{C_э \delta W - pK / 100} = \frac{K + Z}{\mathcal{E}} \quad (5.4.4)$$

где Z - дополнительные затраты, связанные с транспортировкой, установкой, монтажом оборудования и т.п.;

p - процент амортизационных отчислений и ежегодных затрат на обслуживание и текущий ремонт оборудования.

В течение срока $T_{ок}$ затраты в оборудование будут скомпенсированы стоимостью сэкономленной энергии, а после него экономический эффект будет составлять ежегодно Δ , руб. Оценка приемлемости полученных показателей эффективности и целесообразности внедрения рассматриваемого МСП осуществляется лицом, принимающим решение о выделении средств на приобретение оборудования.

12 Из капиталоемких мероприятий по снижению потерь электроэнергии с единовременными инвестициями и постоянными эксплуатационными затратами по годам расчетного периода должны внедряться в первую очередь те, у которых меньше срок окупаемости.

13 Из практически беззатратных мероприятий должны внедряться в первую очередь те, у которых больше абсолютный эффект снижения технических потерь электроэнергии:

$$\delta W = \Delta W_1 - \Delta W_2 \quad (5.4.5)$$

14 Имеется принципиальное отличие в эффективности снижения технических потерь электроэнергии в электрических сетях и эффективности снижения коммерческих потерь.

Эффект от снижения технических потерь электроэнергии выражается в прямой экономии электроэнергии на нагрев оборудования электрических сетей (на передачу по электрическим сетям) и в соответствующем снижении расхода топлива на станциях на эту экономию электроэнергии.

Эффект от снижения коммерческих потерь электроэнергии выражается в уточнении информации о хозяйственно-балансовых показателях ЭСО (о поступлении электроэнергии в сеть, выдаче ее из сети, полезном отпуске потребителям и фактических потерях электроэнергии). Технические потери электроэнергии при этом могут снизиться лишь косвенно за счет более точной информации о потоках электроэнергии по электрическим сетям и более точном выборе мероприятий по снижению потерь.

Эффект от снижения коммерческих потерь электроэнергии, не являясь по сути эффектом энергосбережения, в то же время позволяет ЭСО экономить финансовые ресурсы за счет уменьшения покупки на рынке сверхнормативных потерь электроэнергии.

5.5 Типовой перечень мероприятий по снижению потерь электроэнергии

Основной перечень типовых мероприятий по снижению потерь электрической энергии приведен в Инструкции по снижению технологического расхода электрической энергии [14].

5.5.1 Мероприятия по оптимизации режимов электрических сетей и совершенствованию их эксплуатации

Оптимизация установленных режимов электрических сетей: по реактивной мощности; уровням напряжения

Оптимизация распределения нагрузки между подстанциями переключениями в ее схеме

Оптимизация мест размыкания контуров электрических сетей с различными номинальными напряжениями

Отключение в режимах малых нагрузок: линий электропередачи в замкнутых электрических сетях и на двухцепных линиях; трансформаторов на подстанциях с двумя и более трансформаторами, отключение трансформаторов на подстанциях с сезонной нагрузкой

Сокращение продолжительности технического обслуживания и ремонта основного оборудования сетей: линий, трансформаторов, синхронных компенсаторов; комплексных ремонтов: присоединений; ячеек; подстанций; распределительных устройств и др.

Снижение расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций, том числе: оптимизация продолжительности работы и числа включенных вентиляторов охлаждения трансформаторов и автотрансформаторов; оптимизация работы средств отопления и освещения зданий управления подстанцией

Ввод в работу неиспользуемых средств регулирования напряжения под нагрузкой (РПН) и автоматического регулирования (АРН)

Выполнение ремонтных и эксплуатационных работ под напряжением

Выравнивание нагрузок фаз в электрических сетях 0,38 кВ

Оптимизация рабочих напряжений в центрах питания радиальных электрических сетей

5.5.2 Мероприятия по строительству, реконструкции и развитию электрических сетей, вводу в работу энергосберегающего оборудования

Установка и ввод в работу устройств компенсации реактивной мощности в электрических сетях: батарей конденсаторов; шунтирующих реакторов; статических компенсаторов

Увеличение рабочей мощности установленных в электрических сетях компенсирующих устройств

Замена перегруженных, установка и ввод в эксплуатацию дополнительных силовых трансформаторов на действующих подстанциях

Установка и ввод в работу: вольтодобавочных трансформаторов с поперечным регулированием; устройств РПН на трансформаторах с ПБВ; регулировочных трансформаторов; устройств автоматического регулирования коэффициента трансформации на трансформаторах с РПН; устройств автоматического регулирования мощности батарей статических конденсаторов

Оптимизация загрузки электрических сетей за счет строительства: линий; подстанций

Установка и ввод в работу средств определения мест повреждения в электрических сетях для сокращения длительности аварийных неоптимальных режимов

Замена ответвлений от ВЛ 0,38 кВ к зданиям

Перевод на более высокое номинальное напряжение: линий, подстанций

Разукрупнение распределительных линий 0,38-35 кВ

5.5.3 Мероприятия по совершенствованию расчетного и технического учета, метрологического обеспечения измерений электроэнергии

Инвентаризация измерительных комплексов электроэнергии, в том числе счетчиков трехфазных; трансформаторов тока; трансформаторов напряжения

Разработка, аттестация и ввод в действие: местных инструкций по учету электроэнергии; местных методик выполнения измерений электрической энергии; местных методик выполнения измерений электрической мощности; типовой методики выполнения измерений потерь напряжения в линиях соединения счетчика с ТН; типовой методики выполнения измерений вторичной нагрузки ТТ в условиях эксплуатации; типовой методики выполнения измерений мощности нагрузки ТН в условиях эксплуатации

Ремонт счетчиков

Проверка в условиях эксплуатации: ТТ, в том числе с фактическими значениями вторичной нагрузки; ТН, в том числе с фактическими значениями мощности нагрузки

Составление паспортов-протоколов измерительных комплексов учета электроэнергии на энергообъектах

Определение фактических рабочих условий применения и погрешностей средств измерений электроэнергии

Проведение калибровки и поверки счетчиков электроэнергии: трехфазных; однофазных

Проведение проверок схем присоединения измерительных ТТ, ТН и счетчиков

Установка отдельных счетчиков учета электроэнергии, расходуемой на: собственные нужды подстанций; хозяйственные нужды подстанций.

Установка отдельных счетчиков для потребителей, получающих электроэнергию от трансформаторов собственных нужд

Установка на границах балансовой принадлежности сетевой компании недостающих: счетчиков электроэнергии; трансформаторов тока; трансформаторов напряжения

Установка недостающих счетчиков: расчета баланса по ПС; для другого ПО

Замена счетчиков на счетчики повышенных классов точности

Замена измерительных трансформаторов на трансформаторы повышенных классов точности, в том числе: трансформаторов тока; трансформаторов напряжения

Установка счетчиков потерь на линиях

Установка счетчиков технического учета на границах электрических сетей

Установка приборов учета со стороны сетевой компании для контроля потребления электроэнергии энергоемкими потребителями

Установка автоматизированных систем контроля и учета электроэнергии (АИИС КУЭ): на подстанциях

Устранение недогрузки и перегрузки: трансформаторов тока; трансформаторов напряжения

Устранение недопустимых потерь напряжения в линиях присоединения счетчиков к трансформаторам напряжения

Компенсация индуктивной нагрузки трансформаторов напряжения

Устранение недопустимых условий работы счетчиков по условиям вибрации, обогрева и т.п.

Проведение проверок и обеспечение своевременности и правильности снятия показаний счетчиков

Организация оптимального маршрута при снятии показаний счетчиков

Определение потребителей электроэнергии, искажающих качество электроэнергии

Установка счетчиков, защищенных от искажений качества электроэнергии.

Организация согласованного учета электроэнергии энергообъектом и мощным потребителем, искажающим качество электроэнергии.

Оснащение метрологической службы: современными образцовыми средствами; поверочным оборудованием; необходимой вычислительной техникой; специализированной мобильной метрологической лабораторией; транспортными средствами.

Увеличение штата персонала метрологической службы

Внедрение автоматизированной системы планирования ремонтов, поверки, замены и модернизации системы учета (автоматизированное рабочее место метролога).

Оснащение коттеджных поселков двухтарифными счетчиками

Установка счетчиков прямого включения в сетях 0,38 кВ при токах нагрузки до 60-100 А.

Исключение расчетов по приборам учета, установленным не на границе балансовой принадлежности, особенно для энергоемких потребителей.

Установка счетчиков расчетного учета на границах балансовой принадлежности с крупными потребителями, ликвидация самообслуживания таких счетчиков.

Перевод цепей учета электроэнергии на отдельные обмотки трансформаторов тока

Установка сигнализации о выходе из строя высоковольтных предохранителей трансформаторов напряжения (на подстанциях с дежурным персоналом)

Пломбирование счетчиков, ТТ, ТН, установка и пломбирование защитных кожухов на клеммные зажимы измерительных цепей

Составление и анализ балансов электроэнергии по подстанциям

Внедрение дополнительного программного обеспечения для выполнения расчетов допустимых и фактических небалансов электроэнергии по подстанциям

5.5.4 Мероприятия по совершенствованию организации работ по повышению достоверности определения потребленной электроэнергии

Создание баз данных по потребителям и потреблению электроэнергии

Привязка информации по потреблению электроэнергии абонентами к электрическим сетям и к результатам расчета потерь электроэнергии

Внедрение дополнительного программного обеспечения для выполнения расчетов допустимых и фактических небалансов и количества неучтенной электроэнергии с привязкой абонентов и их точек учета к узлам сети: по фидерам 6(10) кВ; по линиям 0,38 кВ

Выполнение расчетов балансов электроэнергии с определением количества неучтенной электроэнергии: по фидерам 6(10) кВ; по линиям 0,38 кВ

Выявление фидеров с высоким уровнем коммерческих потерь электроэнергии

Увеличение штата контролеров (инспекторов)

Оснащение контролеров (инспекторов) транспортными средствами

Оснащение контролеров образцовыми счетчиками; приборами для выявления скрытой проводки; приборами для определения правильности схем подключения счетчиков и правильности их работы; приборами для измерений токов на вводах без входа в частные владения

Замена вводов в здания, выполненных голым проводом, на кабели от опоры ВЛ 0,38 кВ до счетчика потребителя

Вынос учета электроэнергии в шкафы учета за границы частного владения, доступ к которому будет иметь только контролер

Перенос расчетного учета из ТП (КТП) в выносные шкафы

Маркирование шкафов учета знаками визуального контроля

Организация контрольного съема показаний счетчиков у юридических лиц не реже одного раза в квартал; у физических лиц не реже одного раза в год

Исключение самосъема показаний счетчиков бытовыми абонентами: выставление счетов по факту потребления; выставление счетов на предоплату

Контроль и анализ средней оплаты за электроэнергию (для потребителей)

Установка настраиваемых автоматов по отключению нагрузки сверх заявленной потребителями

Пломбирование приборов учета современными пломбами

Введение системы наказаний (прогрессирующих штрафов) за повторное незаконное пользование электроэнергией

Реконструкция внутридомовой проводки с целью индивидуального отключения абонентов-неплательщиков

Проведение рейдов по выявлению неучтенной электроэнергии (хищений) в производственном и коммунально-бытовом секторах

Организация равномерного снятия показаний счетчиков строго в установленные сроки по группам потребителей

Организация оптимального маршрута при снятии показаний счетчиков для составления баланса по фидерам

5.5.5 Мероприятия по совершенствованию организации работ, контроля за выполнением нормативов потерь, стимулирования их снижения

Разработка (совершенствование) действенной системы материального стимулирования персонала за выявление безучетного пользования электроэнергией и скрытой присоединенной мощности.

Обучение персонала, в особенности контролеров, обмен опытом по передовым методам выявления безучетного пользования электроэнергией.

Периодическая переаттестация работников, систематический контроль эффективности их работы.

Оснащение необходимой вычислительной техникой.

Разработка базы данных по выявленным хищениям электроэнергии для контроля и анализа движения составленных актов по нарушениям потребителями договорных обязательств до их полной оплаты.

Разработка базы данных о контролерах и инспекторах по динамике и объемам выявленных ими хищений электроэнергии, обобщение и распространение опыта, выявление недобросовестных работников

Заключение с каждым абонентом договора о взаимных обязательствах по поставке и потреблению электроэнергии

Разработка и утверждение положения о распределении обязанностей и закреплении ответственности за снижение технических и коммерческих потерь внутри предприятия

Разработка и утверждение положения о распределении обязанностей и закреплении ответственности за снижение технических и коммерческих потерь (на договорной основе) между предприятием электрических сетей и энергосбытовой компанией

5.5.6 Мероприятия по повышению точности результатов расчетов технологических потерь

Внедрение сертифицированного программного обеспечения для расчетов технических (нормативных) потерь электроэнергии в оборудовании сетей

Переход от выполнения расчетов технических потерь электроэнергии один раз в год к ежемесячным расчетам

Ежемесячное определение метрологической составляющей технологических потерь электроэнергии

Выполнение анализа полноты и корректности используемой для расчетов в программном обеспечении баз данных. Сравнение объема оборудования, участвующего в расчетах с отчетными данными по предприятию

Анализ динамики технологических потерь электроэнергии по месяцам с разбивкой на структурные составляющие и номинальные напряжения

Использование при расчетах технических потерь электроэнергии в электроэнергетике уточняющей информации - измерения нагрузок на трансформаторах

Переход от оценочных методов расчета потерь электроэнергии в электрической сети 0,4 кВ к поэлементным расчетам

6 Опыт расчета технических потерь электроэнергии

В разделе приведена оценка погрешностей неучета метеоусловий при расчете активных сопротивлений проводов и переменных потерь электроэнергии на воздушных линиях электропередачи 0,38-500 кВ. Здесь же представлены результаты расчетов технических потерь электроэнергии в магистральных электрических сетях номинальным напряжением 500 кВ. Приведены результаты статистической обработки результатов расчета технических потерь электроэнергии в электрических сетях 0,4-10 кВ нескольких

электросетевых организаций. Выполнено сравнение результатов расчетов технических потерь электроэнергии в электрических сетях 6(10) кВ, полученных с использованием метода средних нагрузок и метода наибольших потерь.

Представленные в пособии результаты расчетов технических потерь электроэнергии получены авторами и персоналом ЭСО с использованием двух программных комплексов "Космос" (г. Киев, руководитель разработки Прихно В.Л.) и РТП 3 (г. Москва, руководитель разработки Воротницкий В.Э.).

6.1 Оценка погрешностей неучета метеоусловий при расчете активных сопротивлений проводов и переменных потерь электроэнергии на воздушных линиях электропередачи 0,38-500 кВ

В традиционных расчетах переменных потерь электроэнергии удельные активные сопротивления принимаются по справочникам, в которых они приведены к температуре 20⁰С. В лучшем случае удельные активные сопротивления, пересчитываются с учетом температуры воздуха.

Как известно, удельное активное сопротивление провода воздушных линий вычисляют по формуле по формуле [30]:

$$R = R_{20^0} \cdot [1 + \alpha \cdot (t_{\text{пр}} - 20^0)], \quad (6.1.1)$$

где R_{20^0} – удельное активное сопротивление при температуре провода +20⁰С, Ом/км,
 $\alpha=0,004$ 1/град – температурный коэффициент электрического сопротивления для сталеалюминевых проводов,

$t_{\text{пр}}$ – температура провода, ⁰С.

Температура провода в формуле (6.1.1), как правило, не известна. Она зависит от большого количества факторов и, в первую очередь, от температуры окружающего воздуха, протекающего по проводу электрического тока и скорости ветра.

В качестве исходного уравнения примем уравнение теплового баланса провода [30]:

$$\left(\frac{I}{n}\right)^2 \cdot R = (C_{\text{л}} + C_{\text{к}}) \cdot 10 \cdot \pi \cdot d \cdot (t_{\text{пр}} - t_{\text{в}}), \quad (6.1.2)$$

где I – рабочий ток, А;

n – число проводов в фазе;

$C_{\text{л}}$ – коэффициент теплоотдачи лучеиспусканием, Вт/(см²·град);

$C_{\text{к}}$ – коэффициент теплоотдачи конвекцией, Вт/(см²·град);

d – диаметр провода, мм;

$t_{\text{в}}$ – температура воздуха, ⁰ С.

В формулу (6.1.2) входят коэффициент теплоотдачи лучеиспусканием, который определяется по формуле [30]:

$$C_{\text{л}} = 2,8 \cdot (100 + 0,6 \cdot t_{\text{пр}}) \cdot 10^{-6}, \quad (6.1.3)$$

и коэффициент теплоотдачи конвекцией [30]:

$$C_{\text{к}} = 9 \cdot \sqrt{\frac{P \cdot v}{d}} \cdot 10^{-3}, \quad (6.1.4)$$

где P – атмосферное давление, кгс/см²;

v – скорость ветра, м/с.

Подставляя (6.1.1),(6.1.3) и (6.1.4) в (6.1.2) и решая (6.1.2) относительно температуры провода ($t_{пр}$) при $P=1$ кгс/см², получим:

$$t_{пр} = \left(-83,33 + 0,50 \cdot t_b - 26783,57 \cdot \sqrt{\frac{U}{d} + \frac{0,12 \cdot R_{20^0} \cdot I^2}{\pi \cdot d \cdot n^2}} \right) \pm \sqrt{\left(-83,33 + 0,50 \cdot t_b - 26783,57 \cdot \sqrt{\frac{U}{d} + \frac{0,12 \cdot R_{20^0} \cdot I^2}{\pi \cdot d \cdot n^2}} \right)^2 + \left(166,67 + 5357,14 \cdot \sqrt{\frac{U}{d}} \right) \cdot t_b + \frac{54,76 \cdot R_{20^0} \cdot I^2}{\pi \cdot d \cdot n^2}} \quad (6.1.5)$$

В формулу (6.1.1) подставляем температуру провода, определяемую по формуле (6.1.5):

$$R = R_{20^0} \cdot (1 + 0,004 \cdot \left(-83,33 + 0,50 \cdot t_b - 26783,57 \cdot \sqrt{\frac{U}{d} + \frac{0,12 \cdot R_{20^0} \cdot I^2}{\pi \cdot d \cdot n^2}} \right) \pm \sqrt{\left(-83,33 + 0,50 \cdot t_b - 26783,57 \cdot \sqrt{\frac{U}{d} + \frac{0,12 \cdot R_{20^0} \cdot I^2}{\pi \cdot d \cdot n^2}} \right)^2 + \left(166,67 + 5357,14 \cdot \sqrt{\frac{U}{d}} \right) \cdot t_b + \frac{54,76 \cdot R_{20^0} \cdot I^2}{\pi \cdot d \cdot n^2}}) \quad (6.1.6)$$

Для получения аналитических зависимостей температуры провода от температуры воздуха и тока нагрузки зададимся следующими исходными данными:

скорость ветра примем равной среднегодовой скорости ветра равной 3 м/с для Московской области;

марки проводов и сечения для различных номинальных напряжений линий примем в соответствии с таблицей 6.1.1.

Таблица 6.1.1

Номинальное напряжение сети, кВ	0,38	6-10	35	110	220	500
Марка провода	АС	АС	АС	АС	АС	АСО
Сечение провода, мм²	35	70	95	120	240	3x500

удельные активные сопротивления проводов при $t = 20^0\text{C}$ и их диаметры и число проводов в фазе приведены в таблице 6.1.2 [32].

Таблица 6.1.2

Сечение провода, мм²	35	70	95	120	240	500
Удельное активное сопротивление R_{20^0}, Ом/км	0,850	0,427	0,306	0,253	0,121	0,061
Диаметр провода d, мм	8,4	11,47	13,5	15,4	21,6	29,4
Число проводов в фазе n, шт.	1	1	1	1	1	3

После подстановки численных значений R_{20^0} , d и n в формулу (6.1.5) получим необходимые зависимости $t_{пр} = f(t_b, I)$ для принятых нами марок и сечений проводов различных номинальных напряжений и при среднегодовой скорости ветра 3 м/с, которые представлены в таблице 6.1.3.

Таблица 6.1.3

Номинальное напряжение сети, кВ	Зависимость $t_{np} = f(t_b, I)$
0,38	$t_{np} = (-1684,1 + 0,50 \cdot t_b - 400 \cdot 10^{-5} \cdot I^2) \pm \sqrt{(-1684,1 + 0,50 \cdot t_b - 400 \cdot 10^{-5} \cdot I^2)^2 + 3368,2 \cdot t_b + 1,8 \cdot I^2}$
6-10	$t_{np} = (-1457,4 + 0,50 \cdot t_b - 100 \cdot 10^{-5} \cdot I^2) \pm \sqrt{(-1457,4 + 0,50 \cdot t_b - 100 \cdot 10^{-5} \cdot I^2)^2 + 2914,8 \cdot t_b + 0,7 \cdot I^2}$
35	$t_{np} = (-1346,0 + 0,50 \cdot t_b - 86 \cdot 10^{-5} \cdot I^2) \pm \sqrt{(-1346,0 + 0,50 \cdot t_b - 86 \cdot 10^{-5} \cdot I^2)^2 + 2692,0 \cdot t_b + 0,4 \cdot I^2}$
110	$t_{np} = (-1265,6 + 0,50 \cdot t_b - 62 \cdot 10^{-5} \cdot I^2) \pm \sqrt{(-1265,6 + 0,50 \cdot t_b - 62 \cdot 10^{-5} \cdot I^2)^2 + 2531,1 \cdot t_b + 0,3 \cdot I^2}$
220	$t_{np} = (-1081,6 + 0,50 \cdot t_b - 21 \cdot 10^{-5} \cdot I^2) \pm \sqrt{(-1081,6 + 0,50 \cdot t_b - 21 \cdot 10^{-5} \cdot I^2)^2 + 2163,2 \cdot t_b + 0,1 \cdot I^2}$
500	$t_{np} = (-939,0 + 0,50 \cdot t_b - 9 \cdot 10^{-5} \cdot I^2) \pm \sqrt{(-939,0 + 0,50 \cdot t_b - 9 \cdot 10^{-5} \cdot I^2)^2 + 1877,9 \cdot t_b + 0,004 \cdot I^2}$

Если представленные в таблице 6.1.3 зависимости подставить в (6.1.1), получим расчетные формулы для количественной оценки влияния удельного сопротивления провода от температуры воздуха и тока нагрузки.

По этим формулам были построены зависимости удельного сопротивления провода от рабочего тока, представленные на рисунках 6.1.1-6.1.6.

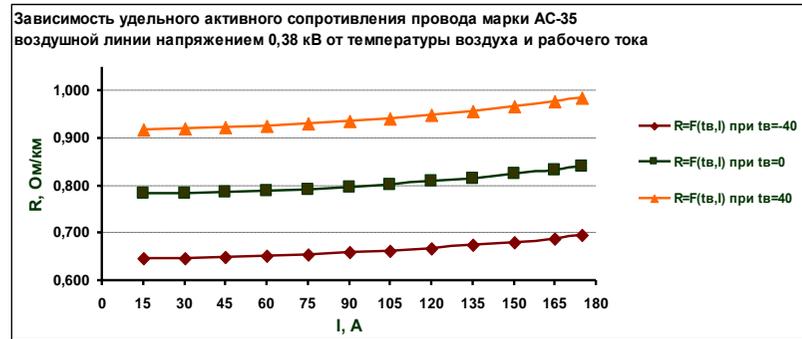


Рис. 6.1.1. Зависимость удельного активного сопротивления провода марки АС-35 воздушной линии напряжением 0,38 кВ от температуры воздуха, рабочего тока и скорости ветра равной 3 м/с

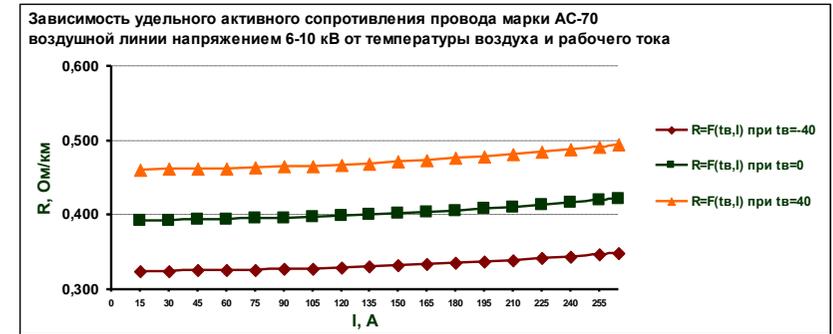


Рис. 6.1.2. Зависимость удельного активного сопротивления провода марки АС-70 воздушной линии напряжением 6-10 кВ от температуры воздуха, рабочего тока и скорости ветра равной 3 м/с

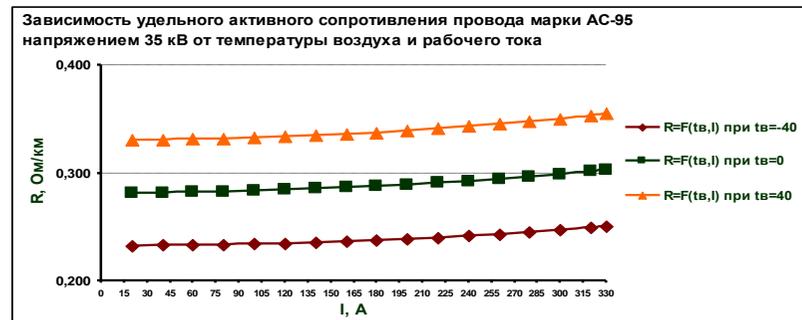


Рис. 6.1.3. Зависимость удельного активного сопротивления провода марки АС-95 воздушной линии напряжением 35 кВ от температуры воздуха, рабочего тока и скорости ветра равной 3 м/с

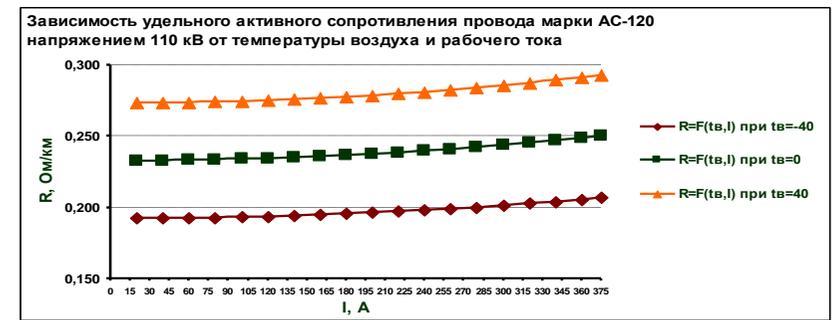


Рис. 6.1.4. Зависимость удельного активного сопротивления провода марки АС-120 воздушной линии напряжением 110 кВ от температуры воздуха, рабочего тока и скорости ветра равной 3 м/с

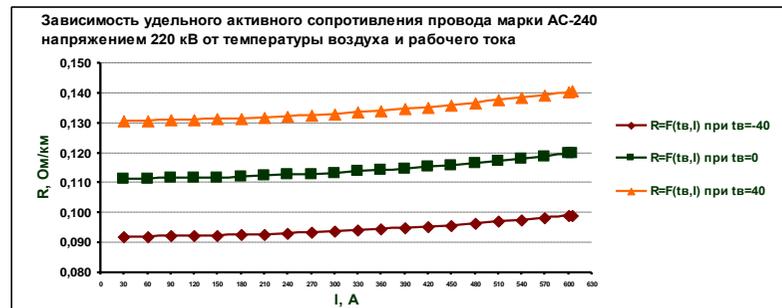


Рис. 6.1.5. Зависимость удельного активного сопротивления провода марки АС-240 воздушной линии напряжением 220 кВ от температуры воздуха, рабочего тока и скорости ветра равной 3 м/с

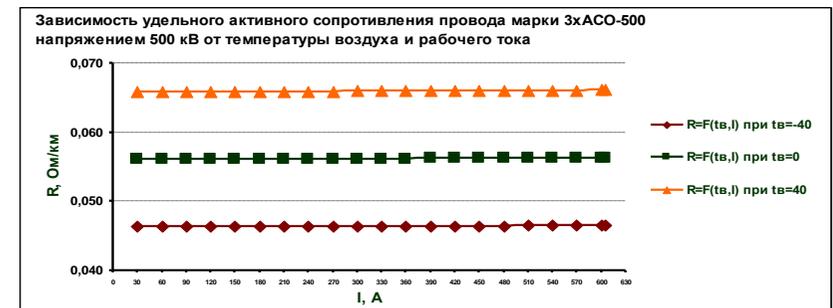


Рис. 6.1.6. Зависимость удельного активного сопротивления провода марки 3хАСО-500 воздушной линии напряжением 500 кВ от температуры воздуха, рабочего тока и скорости ветра равной 3 м/с

Представляет интерес оценка погрешности активного сопротивления, взятого из справочника при 20⁰С для линий напряжением 0,38-500 кВ по отношению к расчету активного сопротивления, рассчитанного по формуле (6.1.1) при $t_{пр}=t_{в}$ в интервале температур от «минус» 40 ⁰С до «плюс» 40 ⁰С. На рисунке 6.1.7 представлена погрешность для линий 0,38 кВ, определяемая по формуле:

$$\delta = \frac{(R_{(20)} - R_{(t_{в})}) \cdot 100\%}{R_{(t_{в})}}, \quad (6.1.7)$$

где $R_{(20)}$ – активное сопротивление провода при температуре 20 ⁰С;

$R_{(t_{в})}$ – активное сопротивление найденное по формуле (6.1.1) при $t_{пр} = t_{в}$.

Погрешности для линий напряжением 6(10) – 500 кВ имеют аналогичный характер.

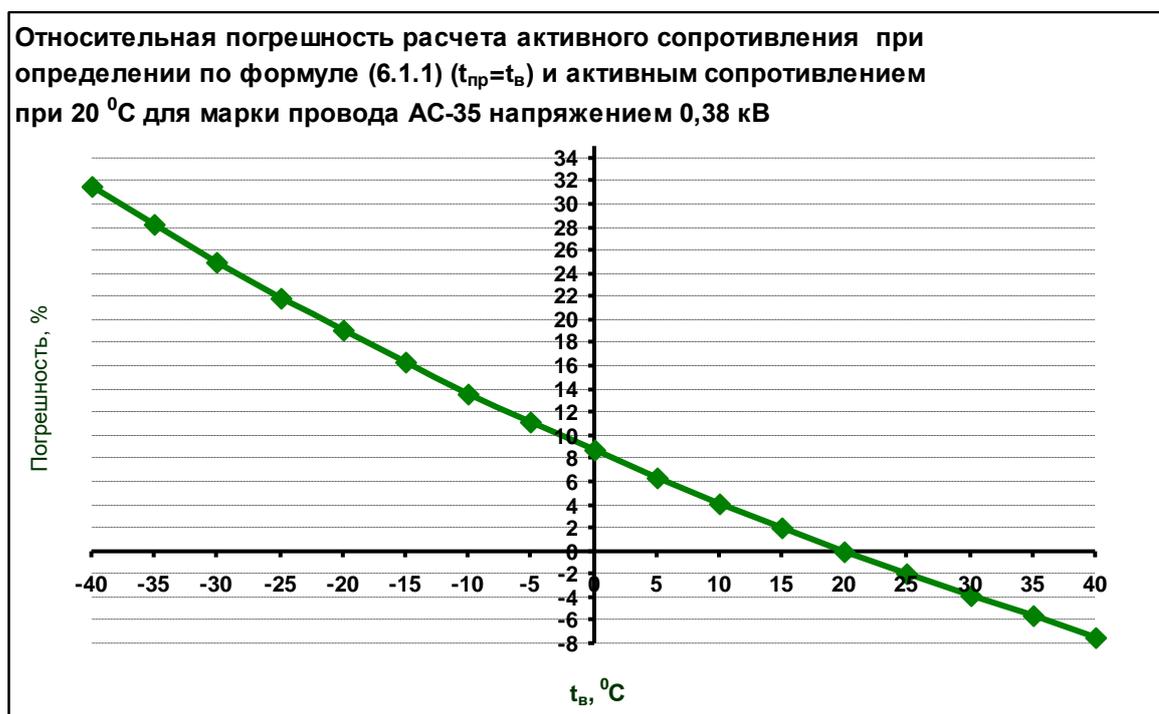


Рис.6.1.7. Относительная погрешность расчета для марки провода АС-35 напряжением 0,38 кВ

Определена также погрешность между активным сопротивлением, рассчитанным по формуле (6.1.1) при $t_{пр} = t_{в}$, и активным сопротивлением, найденным с учетом температуры воздуха, рабочего тока и скорости ветра для линий 0,38-500 кВ по формуле:

$$\delta = \frac{(R_{(t_{в})} - R_{(t_{в}, I, v)}) \cdot 100\%}{R_{(t_{в}, I, v)}}, \quad (6.1.8)$$

где $R_{(t_{в}, I, v)}$ – активное сопротивление с учетом температуры воздуха, рабочего тока и скорости ветра.

Погрешности расчетов для линий различного номинального напряжения при принятых исходных данных представлены на рисунках 6.1.8-6.1.13.

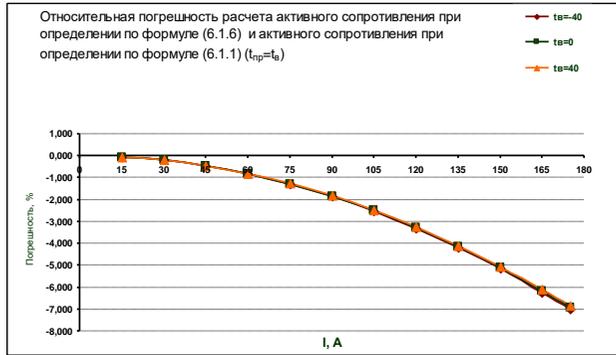


Рис.6.1.8. Погрешность расчета активного сопротивления для линий 0,38 кВ

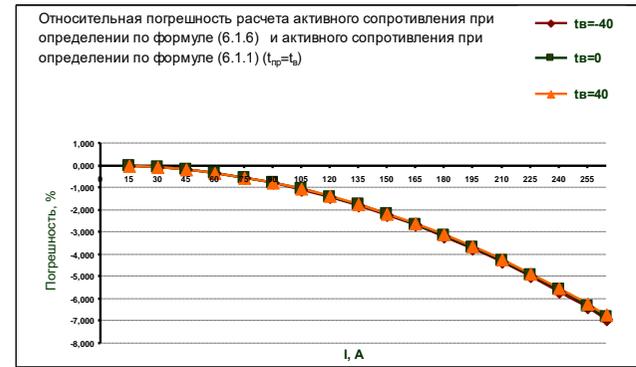


Рис.6.1.9. Погрешность расчета активного сопротивления для линий 6-10 кВ

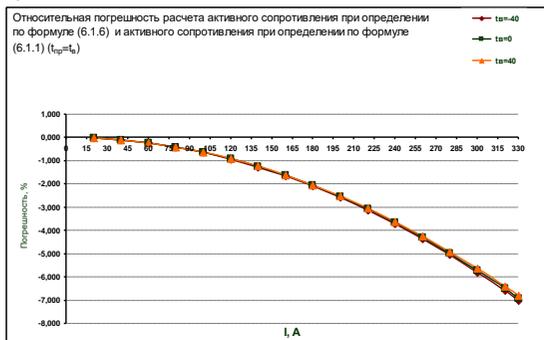


Рис.6.1.10. Погрешность расчета активного сопротивления для линий 35 кВ

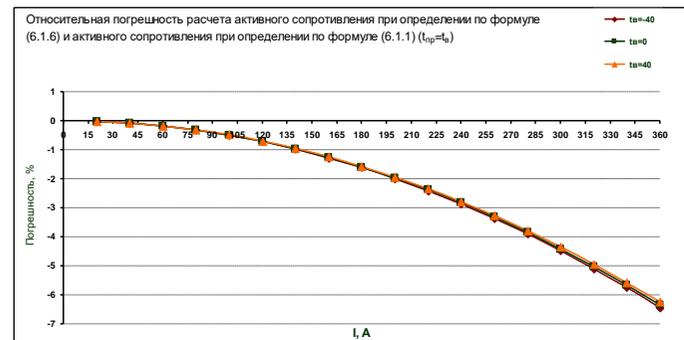


Рис.6.1.11. Погрешность расчета активного сопротивления для линий 110 кВ

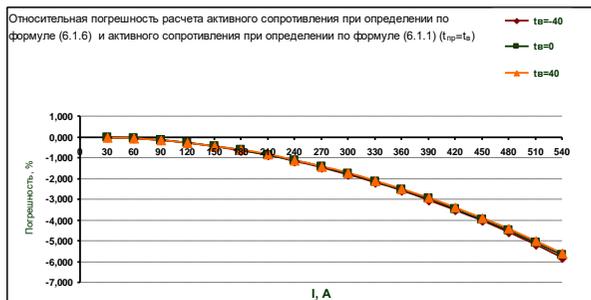


Рис.6.1.12. Погрешность расчета активного сопротивления для линий 220 кВ

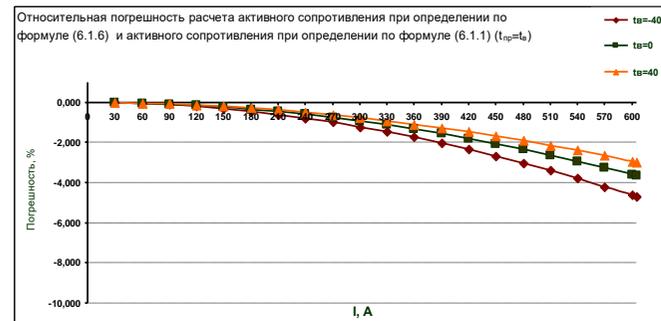


Рис.6.1.13. Погрешность расчета активного сопротивления для линий 500 кВ

Из рисунков видно, что для воздушных линий с расщепленными фазами, в нашем случае это линии напряжением 500 кВ, их удельные сопротивления практически не зависят от рабочих токов на всем их диапазоне от минимума до допустимых по нагреву.

Рабочие токи целесообразно учитывать при расчете удельных сопротивлений воздушных линий напряжением 0,38-220 кВ.

При расчете активного сопротивления по формуле (6.1.6) необходимо учитывать скорость ветра, т.к. без этого учета активное сопротивление линий напряжением 0,38-220 кВ возрастает в 1,5 - 2 раза. В нашем случае все расчеты проводились при среднегодовой скорости ветра для Московской области равной 3 м/с. Если предположить, что при расчетах активного сопротивления по формуле (6.1.6), скорость ветра не известна и для облегчения расчетов принять ее равной нулю, погрешность этого предположения можно рассчитать по формуле (6.1.8). Погрешности представлены на рисунках 6.1.14-6.1.19. Сравнивая погрешности, представленные на рисунках 6.1.14-6.1.18, и погрешности, представленные на рисунках 6.1.8-6.1.16, рассчитанные по формуле (3.3.8) с учетом среднегодовой скорости ветра равной 3 м/с, видно, что погрешности на рисунках 6.1.14-6.1.18 возрастают значительно интенсивней в отрицательную область. Следовательно, погрешность расчета активного сопротивления линии, рассчитанного по формуле (6.1.6) без учета скорости ветра может оказаться недопустимо высокой.

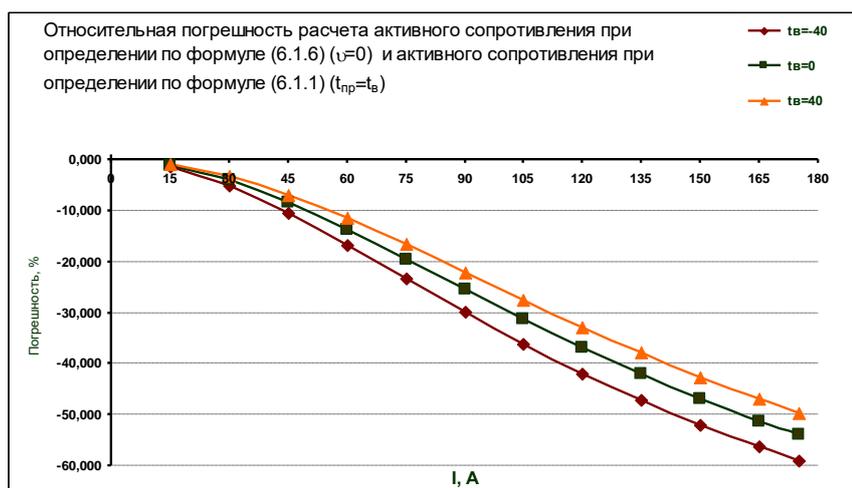


Рис. 6.1.14. Погрешность расчета активного сопротивления для линий 0,38 кВ

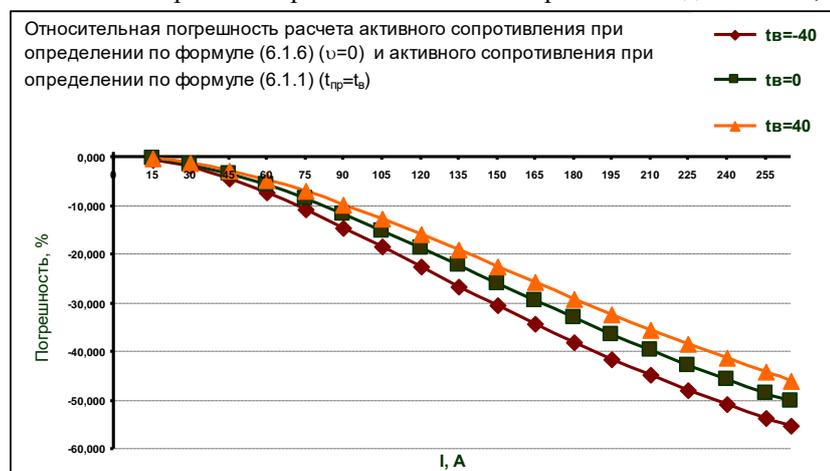


Рис. 6.1.15. Погрешность расчета активного сопротивления для линий 6-10 кВ

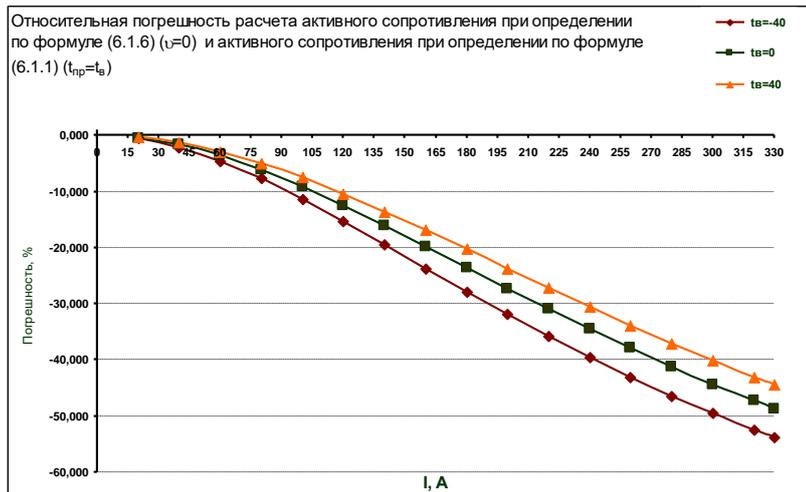


Рис.6.1.16. Погрешность расчета активного сопротивления для линий 35 кВ

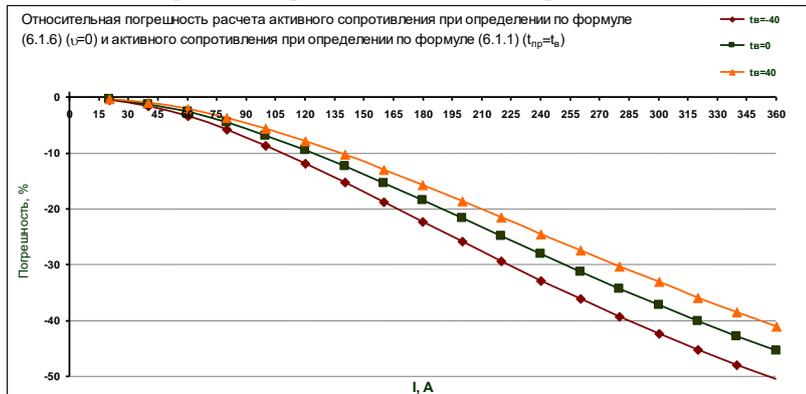


Рис.6.1.17. Погрешность расчета активного сопротивления для линий 110 кВ

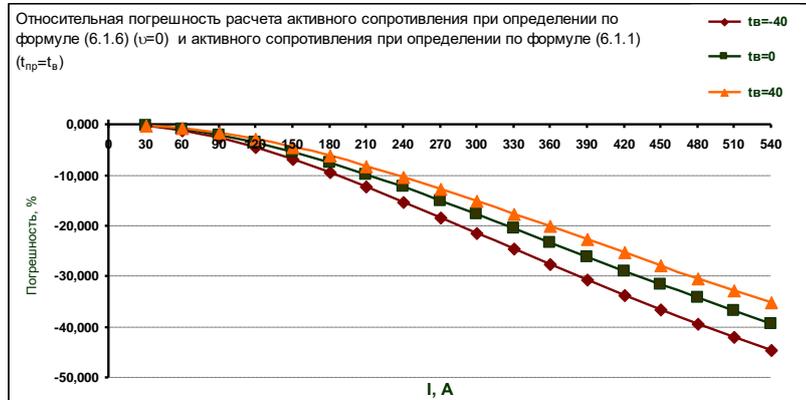


Рис.6.1.18. Погрешность расчета активного сопротивления для линий 220 кВ

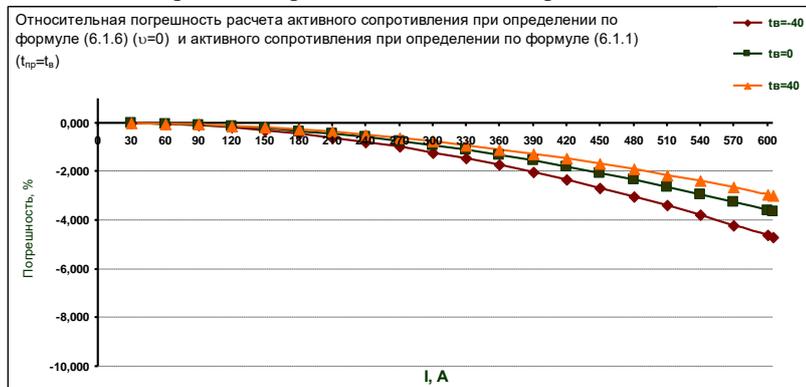


Рис.6.1.19. Погрешность расчета активного сопротивления для линий 500 кВ

При нормировании потерь электроэнергии в [7] формула, учитывающая температуру окружающего воздуха и плотность тока в проводе, представлена в следующем виде:

$$R_{(t_B, j)} = R_{20} \cdot \left[1 + \alpha \cdot (t_B - 20^0 + 8,3 \cdot j^2 \cdot \sqrt{\frac{F}{300}}) \right], \quad (6.1.9)$$

где t_B – температура окружающего воздуха, ^0C ,

j – плотность тока, $\text{A}/\text{мм}^2$,

F – сечение провода, мм^2 .

Оценим погрешность расчета активных сопротивлений, определяемых по формуле (6.1.6), и формуле (6.1.9).

Относительная погрешность расчета активного сопротивления рассчитывается по формуле:

$$\delta = \frac{(R_{(t_B, I, v)} - R_{(t_B, j)}) \cdot 100\%}{R_{(t_B, j)}}, \quad (6.1.10)$$

где $R_{(t_B, I, v)}$ – активное сопротивление с учетом температуры окружающего воздуха и плотности тока.

Относительные погрешности расчета активного сопротивления представлены на рисунках 6.1.14-6.1.18 для классов напряжения 0,38-220 кВ.

Для линий напряжением 500 кВ применение формулы (6.1.9) не является целесообразным, поскольку, как отмечалось ранее, в линиях такого класса напряжения активное сопротивление практически не зависит от протекающего тока по линии.

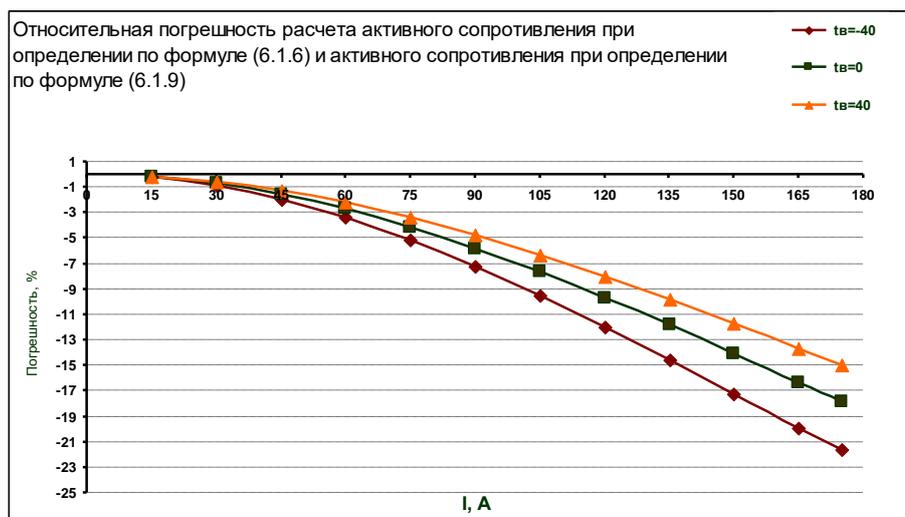


Рис. 6.1.20. Зависимость относительной погрешности активного сопротивления провода марки АС-35 воздушной линии напряжением 0,38 кВ от рабочего тока

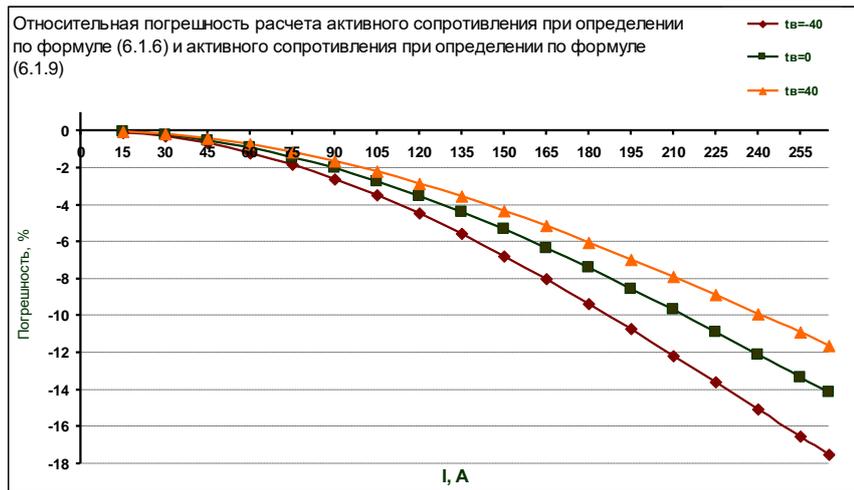


Рис. 6.1.21. Зависимость относительной погрешности активного сопротивления провода марки АС-70 воздушной линии напряжением 6-10 кВ от рабочего тока

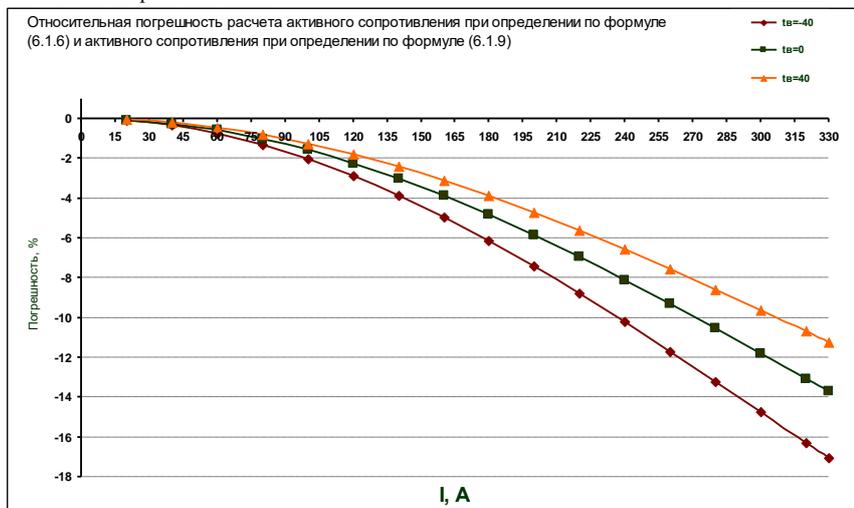


Рис. 6.1.22. Зависимость относительной погрешности активного сопротивления провода марки АС-90 воздушной линии напряжением 35 кВ от рабочего тока

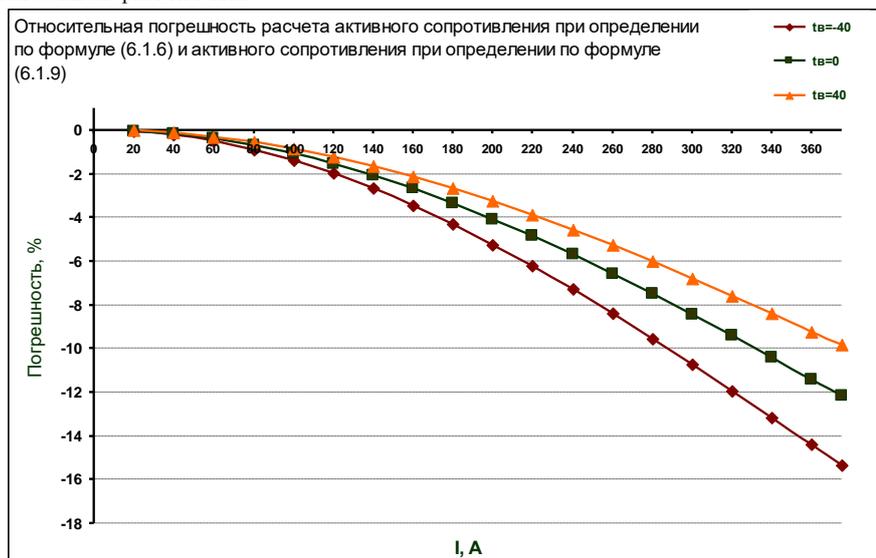


Рис. 6.1.23. Зависимость относительной погрешности активного сопротивления провода марки АС-120 воздушной линии напряжением 110 кВ от рабочего тока

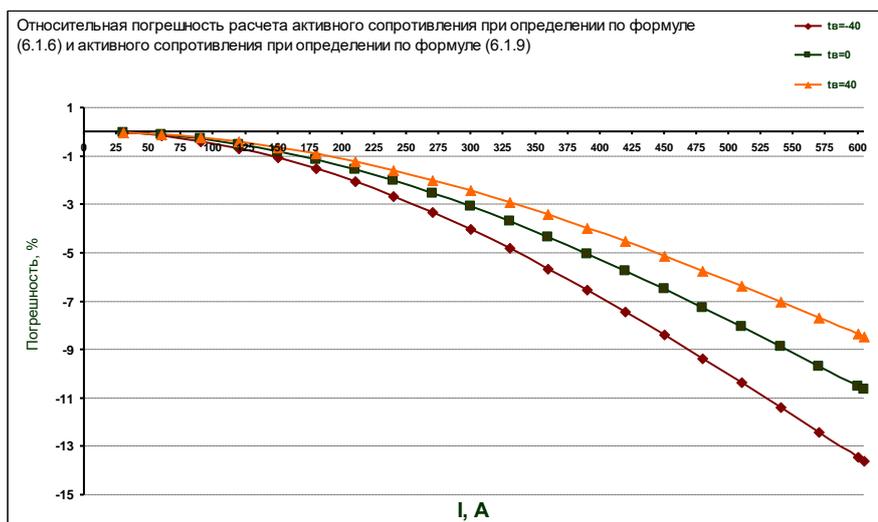


Рис. 6.1.24. Зависимость относительной погрешности активного сопротивления провода марки АС-240 воздушной линии напряжением 220 кВ от рабочего тока

Как было отмечено в начале раздела, одной из его целей является количественная оценка расчета влияния температуры воздуха и тока нагрузки на удельные активные сопротивления проводов воздушных линий, но не только на погрешность расчета переменных потерь электроэнергии в линии.

Дело в том, что сами по себе погрешности расчета удельных сопротивлений линий электропередач могут быть достаточно большими и находиться в интервале от 30 % до «минус» 7 %, но хотя в то же время необходимо учесть, что в течение года, особенно в сетях 0,38-110 кВ, в осенне-зимние и зимне-весенние периоды нагрузки, как правило, высоки, а температуры воздуха — низки. В результате, их влияние на сопротивление и на годовое значение потерь электроэнергии может скомпенсировать друг друга и окажется незначительным, что иллюстрируется рисунком 6.1.25 и таблицами 6.1.4 и 6.1.5.

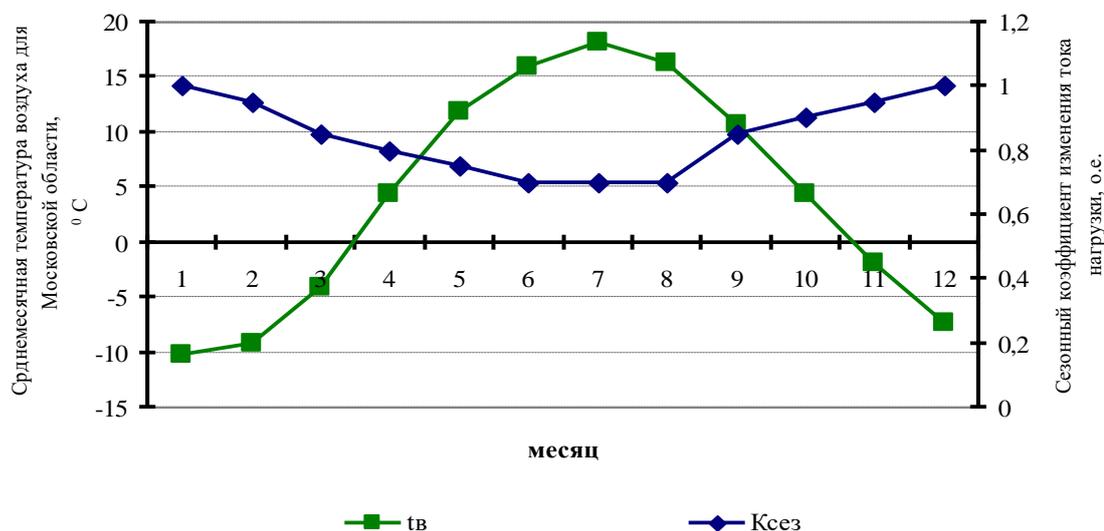


Рис. 6.1.25. Изменение температуры и рабочего тока в течение года

Для подтверждения сказанного, рассмотрим следующий пример.

Исходные данные.

Рассмотрим линии напряжением 0,38, 6-10 и 220 кВ с марками и сечениями проводов, приведенными в таблице 6.1.1.

Среднемесячные температуры воздуха для Московской области, принятые в соответствии с [31], представлены в таблице 6.1.4.

Таблица 6.1.4

Месяц	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
$t_{в}, ^\circ\text{C}$	-10,2	-9,2	-4,3	4,4	11,9	16	18,1	16,3	10,7	4,3	-1,9	-7,3

Сезонные коэффициенты изменения тока нагрузки от его максимального значения принимаем в соответствии с таблицей 6.1.5.

Таблица 6.1.5

Месяц	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
Ксез	1	0,95	0,85	0,8	0,75	0,7	0,7	0,7	0,85	0,9	0,95	1

Диапазон токов, А, для выбранных сечений проводов в соответствии с таблицей 6.1.6.

Таблица 6.1.6

АС-35	10	20	30	40	50	90	130	160	165	170	175	-	-	-	-
АС-70	20	40	60	90	120	150	180	200	220	240	265	-	-	-	-
АС-240	40	80	120	160	200	240	280	320	360	400	440	480	520	560	605

Коэффициент формы графика нагрузки принимаем равным $K_{\phi} = 1,1$.

Порядок расчета.

Годовые потери электроэнергии будем рассчитывать по формуле:

$$\Delta W = 3 \cdot K_{\phi}^2 \cdot \sum_{i=1}^{12} I_{\text{ср}i}^2 \cdot R_i \cdot T_i, \quad (6.1.11)$$

где $I_{\text{ср}i}$ – средний ток нагрузки провода, А, в i -м месяце года;

T_i – количество часов в i -м месяце года;

R – удельное сопротивление провода, Ом/км.

Расчеты по формуле (6.1.11) приведем для четырех вариантов удельного сопротивления провода:

удельное сопротивление постоянно в течение года и равно удельному сопротивлению R_{20} при температуре 20°C ;

удельное сопротивление провода изменяется по месяцам в зависимости от среднемесячной температуры воздуха;

удельное сопротивление провода изменяется по месяцам в зависимости от среднемесячной температуры воздуха, тока нагрузки и скорости ветра равной 3 м/с.

удельное сопротивление провода, рассчитанное по обобщенной формуле (6.1.9).

Относительные погрешности будем рассчитывать по формулам:

$$\delta_1 = \frac{(\Delta W_{(20)} - \Delta W_{(тв)}) \cdot 100\%}{\Delta W_{(тв)}}, \quad (6.1.12)$$

$$\delta_2 = \frac{(\Delta W_{(20)} - \Delta W_{(тв, I, v)}) \cdot 100\%}{\Delta W_{(тв, I, v)}}, \quad (6.1.13)$$

$$\delta_3 = \frac{(\Delta W_{(тв)} - \Delta W_{(тв, I, v)}) \cdot 100\%}{\Delta W_{(тв, I, v)}}, \quad (6.1.14)$$

$$\delta_4 = \frac{(\Delta W_{(20)} - \Delta W_{(тв, j)}) \cdot 100\%}{\Delta W_{(тв, j)}}, \quad (6.1.15)$$

$$\delta_5 = \frac{(\Delta W_{(tb)} - \Delta W_{(tb,j)}) \cdot 100\%}{\Delta W_{(tb,j)}} \quad (6.1.16)$$

$$\delta_6 = \frac{(\Delta W_{(tb,I,v)} - \Delta W_{(tb,j)}) \cdot 100\%}{\Delta W_{(tb,j)}} \quad (6.1.17)$$

где $\Delta W_{(20)}$ – годовые потери электроэнергии, рассчитанные с учетом удельного активного сопротивления при $t_b = 20$ °С;

$\Delta W_{(tb)}$ – годовые потери электроэнергии, рассчитанные с учетом изменения удельного активного сопротивления в зависимости от температуры воздуха по месяцам;

$\Delta W_{(tb,I,v)}$ – годовые потери электроэнергии, рассчитанные с учетом изменения удельного активного сопротивления в зависимости от температуры воздуха, рабочего тока и скорости ветра, принятой 3 м/с, по месяцам;

$\Delta W_{(tb,j)}$ – годовые потери электроэнергии, рассчитанные с учетом изменения удельного активного сопротивления, по формуле (6.1.9), в зависимости от температуры воздуха и плотности тока.

Результаты расчета.

Для анализа изменения годовых потерь электроэнергии и относительных погрешностей, рассчитанных по четырем вариантам, необходимо рассмотреть распределение тока в течение года от минимального до максимального значений. Для каждого исследуемого сечения провода в справочнике были взяты диапазоны токов от минимального рабочего до предельного тока, допустимого по нагреву. Было сделано предположение, что каждое значение тока из этого диапазона равно максимальному току декабря. Затем с учетом коэффициента сезонности были найдены токи по остальным месяцам, по которым рассчитаны значения годовых потерь электроэнергии при различных нагрузках.

В таблицах 6.1.6-6.1.8 представлены результаты расчетов годовых потерь электроэнергии по формуле (6.1.11), рассчитанные с учетом диапазона токов для каждого выбранного сечения и номинальных напряжений 0,38, 6-10 и 220 кВ.

Таблица 6.1.6

Показатели	Годовые потери электроэнергии, тыс. кВт ч, и относительные погрешности, %, для линий напряжением 0,38 кВ при максимальном рабочем токе в декабре месяце, А										
	10	20	30	40	50	90	130	160	165	170	175
ΔW_{20}	1,96	7,86	17,68	31,43	49,10	159,10	331,95	502,83	534,75	567,65	601,53
ΔW_{tb}	1,85	7,38	16,61	29,53	46,15	149,51	311,94	472,53	502,53	533,44	565,28
$\Delta W_{(tb,I,v)}$	1,85	7,39	16,64	29,62	46,35	151,65	321,41	494,59	527,54	561,72	597,14
$\Delta W_{(tb,j)}$	1,85	7,41	16,73	29,89	47,03	158,76	352,20	564,90	607,00	651,16	697,48
$\delta_1, \%$	6,41	6,41	6,41	6,41	6,41	6,41	6,41	6,41	6,41	6,41	6,41
$\delta_2, \%$	6,39	6,34	6,25	6,12	5,95	4,91	3,28	1,67	1,37	1,06	0,74
$\delta_3, \%$	-0,02	-0,07	-0,16	-0,28	-0,44	-1,41	-2,94	-4,46	-4,74	-5,03	-5,33
$\delta_4, \%$	6,33	6,09	5,69	5,13	4,42	0,21	-5,75	-10,99	-11,90	-12,82	-13,76
$\delta_5, \%$	-0,08	-0,30	-0,68	-1,21	-1,87	-5,82	-11,43	-16,35	-17,21	-18,08	-18,95
$\delta_6, \%$	-0,06	-0,23	-0,53	-0,93	-1,44	-4,48	-8,74	-12,45	-13,09	-13,74	-14,39

Таблица 6.1.7

Показатели	Годовые потери электроэнергии, тыс. кВт ч, и относительные погрешности, %, для линий напряжением 6-10 кВ при максимальном рабочем токе в декабре месяце, А										
	20	40	60	90	120	150	180	200	220	240	265
ΔW_{20}	3,97	15,86	35,69	80,30	142,75	223,05	321,19	396,54	479,81	571,01	696,17
$\Delta W_{\text{тв}}$	3,68	14,70	33,08	74,44	132,34	206,78	297,76	367,60	444,80	529,35	645,38
$\Delta W_{(\text{тв},\text{I},\text{V})}$	3,70	15,01	34,62	82,07	155,93	263,10	412,03	539,38	693,03	876,63	1154,32
$\Delta W_{(\text{тв},\text{j})}$	3,68	14,77	33,41	76,09	137,55	219,51	324,16	407,85	503,72	612,79	769,41
$\delta_1, \%$	7,87	7,87	7,87	7,87	7,87	7,87	7,87	7,87	7,87	7,87	7,87
$\delta_2, \%$	7,31	5,67	3,08	-2,16	-8,45	-15,22	-22,05	-26,48	-30,77	-34,86	-39,69
$\delta_3, \%$	-0,52	-2,04	-4,44	-9,30	-15,13	-21,41	-27,73	-31,85	-35,82	-39,62	-44,09
$\delta_4, \%$	7,75	7,40	6,82	5,53	3,78	1,61	-0,92	-2,77	-4,75	-6,82	-9,52
$\delta_5, \%$	-0,11	-0,44	-0,98	-2,17	-3,79	-5,80	-8,14	-9,87	-11,70	-13,62	-16,12
$\delta_6, \%$	0,41	1,64	3,62	7,86	13,36	19,86	27,11	32,25	37,58	43,06	50,03

Таблица 6.1.8

Показатели	Годовые потери электроэнергии, тыс. кВт ч, и относительные погрешности, %, для линий напряжением 220 кВ при максимальном рабочем токе в декабре месяце, А														
	40	80	120	160	200	240	280	320	360	400	440	480	520	560	605
ΔW_{20}	4,47	17,89	40,26	71,58	111,84	161,05	219,21	286,32	362,37	447,37	541,32	644,22	756,06	876,85	1023,44
$\Delta W_{\text{тв}}$	4,15	16,59	37,33	66,36	103,68	149,30	203,22	265,43	335,93	414,73	501,83	597,22	700,90	812,88	948,77
$\Delta W_{(\text{тв},\text{I},\text{V})}$	4,16	16,80	38,37	69,63	111,60	165,55	232,98	315,62	415,40	534,46	675,15	840,00	1031,78	1253,44	1542,47
$\Delta W_{(\text{тв},\text{j})}$	4,15	16,64	37,56	67,09	105,47	153,01	210,09	277,15	354,70	443,34	543,71	656,53	782,60	922,77	1098,47
$\delta_1, \%$	7,87	7,87	7,87	7,87	7,87	7,87	7,87	7,87	7,87	7,87	7,87	7,87	7,87	7,87	7,87
$\delta_2, \%$	7,53	6,54	4,94	2,80	0,22	-2,71	-5,91	-9,28	-12,77	-16,29	-19,82	-23,31	-26,72	-30,04	-33,65
$\delta_3, \%$	-0,31	-1,23	-2,72	-4,70	-7,09	-9,81	-12,77	-15,90	-19,13	-22,40	-25,67	-28,90	-32,07	-35,15	-38,49
$\delta_4, \%$	7,80	7,57	7,20	6,69	6,04	5,26	4,34	3,31	2,16	0,91	-0,44	-1,88	-3,39	-4,98	-6,83
$\delta_5, \%$	-0,07	-0,28	-0,62	-1,09	-1,70	-2,42	-3,27	-4,23	-5,29	-6,45	-7,70	-9,03	-10,44	-11,91	-13,63
$\delta_6, \%$	0,24	0,97	2,16	3,79	5,81	8,19	10,90	13,88	17,11	20,55	24,17	27,95	31,84	35,83	40,42

Выводы.

Погрешность между $R_{(\text{тв})}$ и $R_{(20)}$ составляет от «плюс» 30 % до «минус» 7 % в диапазоне температур «минус» 40⁰С – «плюс» 40⁰С для линий 0,38-500 кВ. Значительное отличие этих сопротивлений наблюдается в области низких температур (рисунок 6.1.7).

При сравнении $R_{(\text{тв})}$ и $R_{(\text{тв},\text{I},\text{V})}$ погрешность составляет:

для линий 0,38-220 кВ:

от «минус» 0,05 % до «минус» 7 % при диапазоне токов от 15 А до 540 А;

для линий 500 кВ:

«минус» 0,5 %. Эта погрешность практически не изменяется в зависимости от температуры воздуха (рисунок 6.1.13).

Относительная погрешность расчета активного сопротивления с учетом температуры воздуха, рабочего тока и скорости ветра (формула 6.1.6) и активного сопротивления, рассчитанного по формуле с учетом температуры воздуха и плотности тока (формула 6.1.9) в диапазоне температур от «минус» 40⁰С до «плюс» 40⁰С и различных нагрузках, составляет:

для линий 0,38-35 кВ:

- от «минус» 0,05 % до «минус» 0,7 % при диапазоне токов от 15 А до 45 А;

- от «минус» 2 % до «минус» 21 % при диапазоне токов от 60 А и выше;

для линий 110-220 кВ:

- от «минус» 0,03 % до «минус» 0,7 % при диапазоне токов от 20 А до 120 А;

- от «минус» 1 % до «минус» 14 % при диапазоне токов от 150 А и выше.

При загрузке линии на 30-50 % от максимально допустимого тока, активное сопротивление, рассчитанное по формуле (6.1.9) с учетом температуры воздуха и плотности тока, получается выше, чем активное сопротивление, рассчитанное с учетом температуры воздуха, рабочего тока и скорости ветра 3 м/с. Таким образом, целесообразно рассчитывать активное сопротивление по формуле, в которой учитывается температура воздуха, рабочий ток и скорость ветра, поскольку эта

формула более точно отражает реальные процессы, происходящие в линиях, но для этого необходимы данные по скорости ветра.

При загрузке линий электропередачи без расщепления фазы для линий напряжением 0,38-220 кВ на 5-15 % от максимально допустимого тока учет рабочего тока и скорости ветра не обязателен, достаточно учесть температуру воздуха.

Для линий 500 кВ с расщепленной фазой достаточно учитывать температуру воздуха, поскольку активное сопротивление на всем диапазоне токов от 30 А до 630 А практически не изменяется.

При расчете годовых потерь электроэнергии в линиях напряжением 0,38 кВ, 6-10 кВ и 35 кВ при загрузке линий на 5-10 % в течение года достаточно учитывать температуру воздуха.

При расчете годовых потерь электроэнергии в линиях напряжением 110-220 кВ рабочий ток на линиях и температуру воздуха необходимо учитывать, так как при загрузке линий на 30-80 % погрешность находится в диапазоне от 1-4 %.

При загрузке линии 5-10 % в течение года для линий 0,38-220 кВ потери электрической энергии практически не отличаются от годовых потерь электрической энергии, рассчитанные через активное сопротивление с учетом только температуры воздуха. Таким образом, для упрощения расчетов возможно использование активного сопротивления с учетом только температуры воздуха.

При загрузке линии от 30 % и выше в течение года для линий напряжением 0,38-220 кВ годовые потери электрической энергии, рассчитанными через активное сопротивление с учетом температуры воздуха и плотности тока, возрастают по сравнению с годовыми потерями электрической энергии, рассчитанных через активное сопротивление с учетом температуры воздуха, рабочего тока и скорости ветра.

Уточнение активного сопротивления линий электропередачи можно осуществить с помощью регистрации климатических условий на базе автоматизированных метеопостов и учета этих условий в расчетах по формулам таблицы 6.1.3.

6.2 Результаты расчета потерь электроэнергии в магистральных электрических сетях 500 кВ

В этом разделе приведены результаты расчета технических и фактических потерь электроэнергии в электрических сетях 500 кВ одного МЭС ОАО "ФСК ЕЭС". Электрическая сеть МЭС представлена двадцатью одной линией номинальным напряжением 500 кВ и семью подстанциями 500 кВ (17 трансформаторов).

Расчеты переменных потерь электроэнергии в электрической сети МЭС выполнялись: в автотрансформаторах; в трансформаторах собственных нужд; в воздушных линиях; в токоограничивающих реакторах.

Расчеты условно-постоянных потерь электроэнергии выполнялись: в стали автотрансформаторов; в стали трансформаторов собственных нужд; в стали шунтирующих реакторов; на корону в воздушных линиях; в ограничителях перенапряжения; в устройствах присоединения ВЧ-связи; в счетчиках безтрансформаторного включения; в измерительных трансформаторах тока и напряжения; в соединительных проводах и шинах подстанций; от токов утечки по изоляторам воздушных линий; расход электроэнергии на собственные нужды подстанций.

В таблице 6.2.1 приведена структура технических потерь по классам напряжения и по электрической сети в целом.

Таблица 6.2.1 - Сводные результаты расчета по оборудованию МЭС по ступеням напряжения

№ п/п	Наименование структурной составляющей потерь электроэнергии	Численные значения структурных составляющих потерь электроэнергии по результатам расчета по трем методам по ступеням напряжения								
		500 кВ			220 кВ			110 кВ	35 кВ	
		по данным ОИК	по данным суточных ведомостей	по средним нагрузкам	по данным ОИК	по данным суточных ведомостей	по средним нагрузкам	по средним нагрузкам	по данным суточных ведомостей	по средним нагрузкам
I.	Условно-постоянные потери электроэнергии, всего, в том числе по оборудованию:	12 728,68	16 990,48	21 735,81	31,05	404,90	409,30	14,36		8,84
I.1	Воздушные линии (потери на корону)	6 955,47	11 472,03	16 236,17	-	-	-	-	-	-
I.2	Изоляторы воздушных линий (потери от токов утечки)	1 562,58	1 562,58	1 562,58	-	-	-	-	-	-
I.3	Шунтирующие реакторы	5,59	5,59	5,59	-	-	-	-	-	-
I.4	Соединительные провода и сборные шины	238,59	238,59	238,59	-	-	-	-	-	-
I.5	Ограничители перенапряжения	5,51	5,51	5,51	1,64	1,64	1,64	0,33	-	0,01
I.6	Вентильные разрядники	-	-	-	0,09	0,09	0,09	-	-	0,02
I.7	Устройства присоединения ВЧ-связи	18,37	18,37	18,37	3,39	3,39	3,39	1,01	-	-
I.8	Трансформаторы тока	17,26	17,26	17,26	11,57	11,57	11,57	5,48	-	0,13
I.9	Трансформаторы напряжения	52,26	52,26	52,26	14,36	14,36	14,36	7,53	-	1,78
I.10	Счетчики (безтрансформаторного включения)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
I.11	Автотрансформаторы (холостой ход)	2 839,14	2 584,38	2 565,57	-	373,85	378,24	-	-	-
I.12	Трансформаторы собственных нужд (холостой ход)	-	-	-	-	-	-	-	-	6,91
I.13	Расход электроэнергии на собственные нужды подстанций	1 033,91	1 033,91	1 033,91	-	-	-	-	-	-
II.	Переменные потери электроэнергии, всего, в том числе по оборудованию:	46 577,53	51 530,86	61 178,78	-	236,61	336,72	-	0,21	1,55
II.1	Воздушные линии	45 010,67	50 557,56	60 283,21	-	-	-	-	-	-
II.2	Автотрансформаторы	1 566,86	973,29	895,57	-	236,61	336,72	-	-	-
II.3	Трансформаторы собственных нужд	-	-	-	-	-	-	-	-	1,32
II.4	Токоограничивающие реакторы	-	-	-	-	-	-	-	0,21	0,23
III.	Суммарные потери электроэнергии	59 306,21	68 521,34	82 914,60	31,05	641,51	746,02	14,36	0,21	10,39

Продолжение таблицы 6.2.1

№ п/п	Наименование структурной составляющей потерь электроэнергии	Численные значения структурных составляющих потерь электроэнергии по результатам расчета по трем методам по ступеням напряжения					
		6(10) кВ		0,38 кВ	ВСЕГО		
		по данным суточных ведомостей	по средним нагрузкам	по средним нагрузкам	по данным ОИК	по данным суточных ведомостей	по средним нагрузкам
I.	Условно-постоянные потери электроэнергии, всего, в том числе по оборудованию:		36,79	0,05	12 819,77	17 455,42	22 205,15
I.1	Воздушные линии (потери на корону)	-	-	-	6 955,47	11 472,03	16 236,17
I.2	Изоляторы воздушных линий (потери от токов утечки)	-	-	-	1 562,58	1 562,58	1 562,58
I.3	Шунтирующие реакторы	-	-	-	5,59	5,59	5,59
I.4	Соединительные провода и сборные шины	-	-	-	238,59	238,59	238,59
I.5	Ограничители перенапряжения	-	0,00	-	7,48	7,48	7,48
I.6	Вентильные разрядники	-	0,01	-	0,12	0,12	0,12
I.7	Устройства присоединения ВЧ-связи	-	-	-	22,78	22,78	22,78
I.8	Трансформаторы тока	-	0,35	-	34,80	34,80	34,80
I.9	Трансформаторы напряжения	-	1,35	-	77,28	77,28	77,28
I.10	Счетчики (безтрансформаторного включения)	-	-	0,05	0,05	0,05	0,05
I.11	Автотрансформаторы (холостой ход)	-	-	-	2 839,14	2 958,23	2 943,82
I.12	Трансформаторы собственных нужд (холостой ход)	-	35,08	-	41,99	41,99	41,99
I.13	Расход электроэнергии на собственные нужды подстанций	-	-	-	1 033,91	1 033,91	1 033,91
II.	Переменные потери электроэнергии, всего, в том числе по оборудованию:	0,49	2,63	-	46 581,72	51 771,64	61 519,69
II.1	Воздушные линии	-	-	-	45 010,67	50 557,56	60 283,21
II.2	Автотрансформаторы	-	-	-	1 566,86	1 209,90	1 232,30
II.3	Трансформаторы собственных нужд	-	2,15	-	3,47	3,47	3,47
II.4	Токоограничивающие реакторы	0,49	0,48	-	0,71	0,70	0,71
III.	Суммарные потери электроэнергии	0,49	39,43	0,05	59 401,49	69 227,06	83 724,84

Расчеты технических потерь электроэнергии выполнялись двумя методами:

1. Метод оперативных расчетов:
 - а) с использованием программного комплекса (ПК) "Космос" и данных ОИК;
 - б) с использованием суточных ведомостей, заполненных на подстанциях, и Excel.
2. Метод средних нагрузок с использованием усредненных нагрузок из суточных ведомостей и Excel.

На рисунке 6.2.1 приведена структура технических потерь электроэнергии во всей электрической сети рассматриваемого МЭС. Представленные результаты расчета получены по методу оперативных расчетов с использованием данных ОИК. По представленным данным можно отметить, что самую значительную часть технических потерь составляют нагрузочные потери в линиях. Кроме того, в электрической сети наблюдается превышение потерь холостого хода над нагрузочными потерями в трансформаторах.

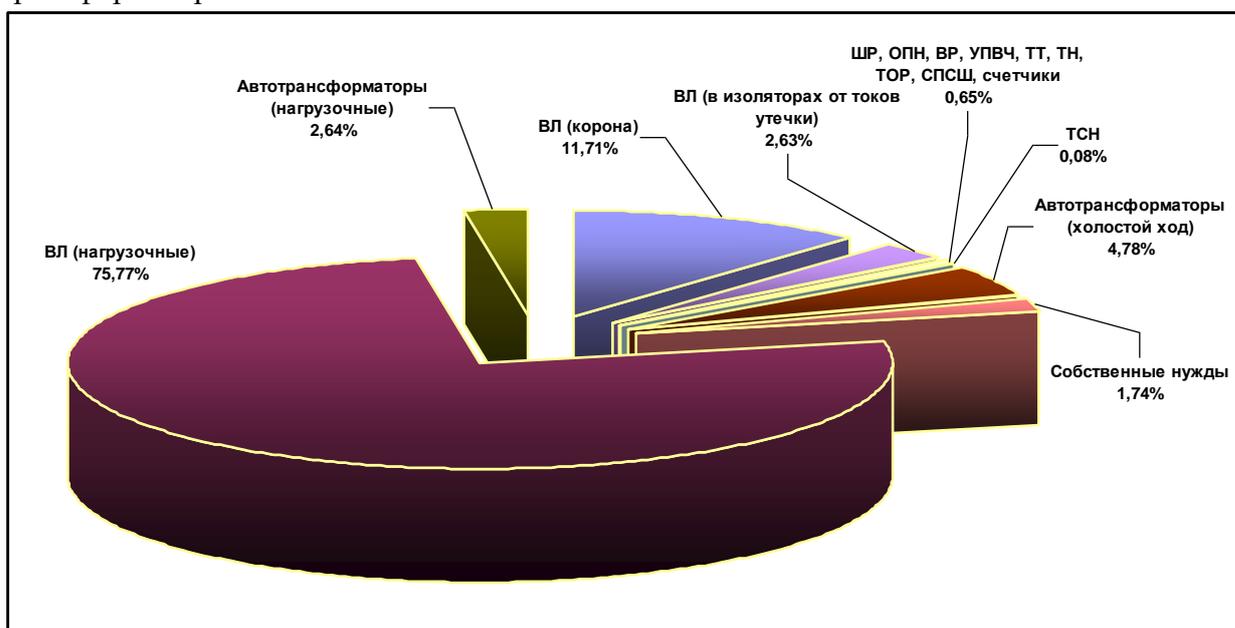


Рисунок 6.2.1 – Структура технических потерь электроэнергии в оборудовании МЭС

При определении условно-постоянных потерь электроэнергии на корону в электрической сети по методу оперативных расчетов с использованием ПК "Космос" и данных ОИК применялись предусмотренные в ПК полиномы для учета потерь на корону (автор - Тамазов А.И.).

При определении условно-постоянных потерь электроэнергии на корону в электрической сети по методу оперативных расчетов с использованием суточных ведомостей, заполненных на подстанциях, и Excel применялись установленные в [6] удельные нормативы на корону с учетом продолжительности видов погоды.

При определении условно-постоянных потерь электроэнергии на корону в электрической сети по методу оперативных расчетов с использованием метода средних нагрузок применялись установленные Положением о нормировании потерь среднегодовые нормативы на корону. Тоже относится и к потерям электроэнергии от токов утечки по изоляторам воздушных линий.

На рисунке 6.2.2 представлено сравнение методов расчета потерь на корону во всех линиях электропередачи.

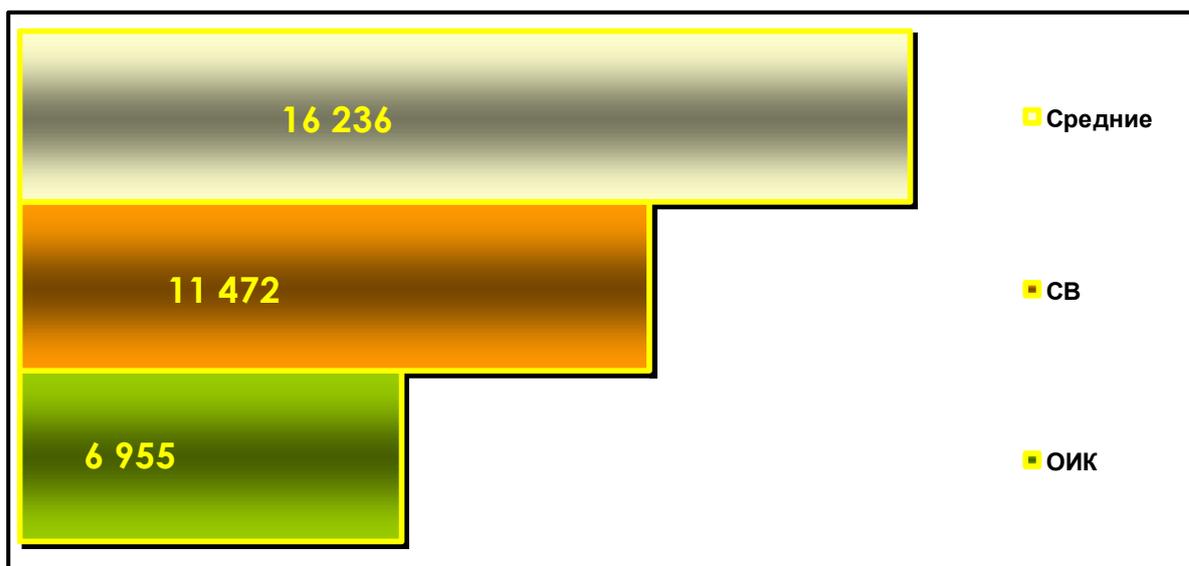


Рисунок 6.2.2 – Сравнение методов расчета условно-постоянных потерь на корону во всех линиях (расчетный период – сентябрь)

Относительные погрешности расчета условно-постоянных потерь электроэнергии, представленных на рисунке 6.2.2, (за точный метод принят "по данным ОИК") составили:

Метод оперативных расчетов по данным СВ

-64,95 %

Метод средних нагрузок

-133,44%

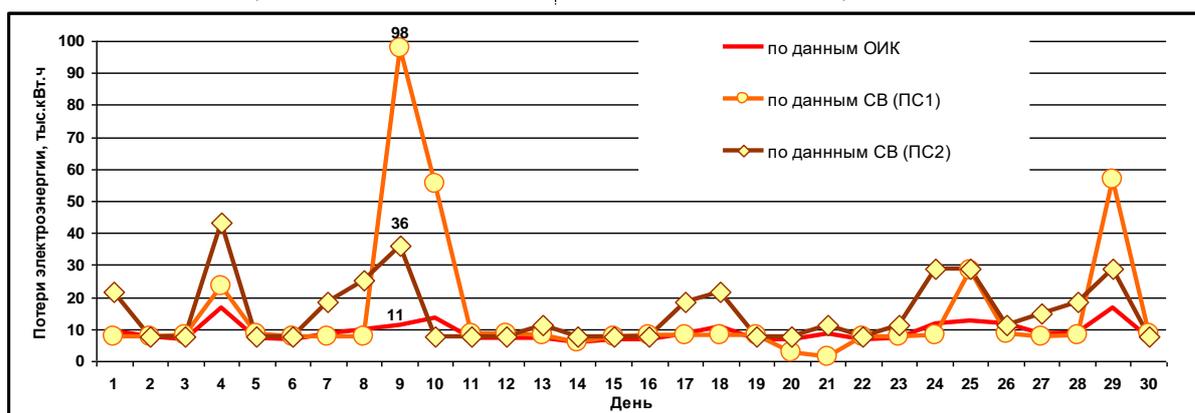


Рисунок 6.2.3 – Сравнение методов расчета условно-постоянных потерь электроэнергии на корону в одной линии (линия №1, 500 кВ, месяц - сентябрь) по суткам

Как видно из рисунка 6.2.3, при использовании данных о продолжительностях видов погоды с разных "концов" линии – ПС1 и ПС2, результаты расчета потерь на корону могут отличаться в несколько раз. Это связано с существенной протяженностью линий этого класса напряжения, а также с неодновременностью снятия показаний приборов учета. Например, если на территории, на которой расположена ПС1 идет дождь целые сутки (см. 9 число рисунки 6.2.3 и 6.2.4), то на территории, где расположена ПС2, дождь может идти всего несколько часов или вообще может наблюдаться солнечная и сухая погода. Кроме того, использование разных методических подходов – полиномов на корону и удельных нормативов (см. рисунок 6.2.3 и 6.2.2) также приводит к существенной разнице.

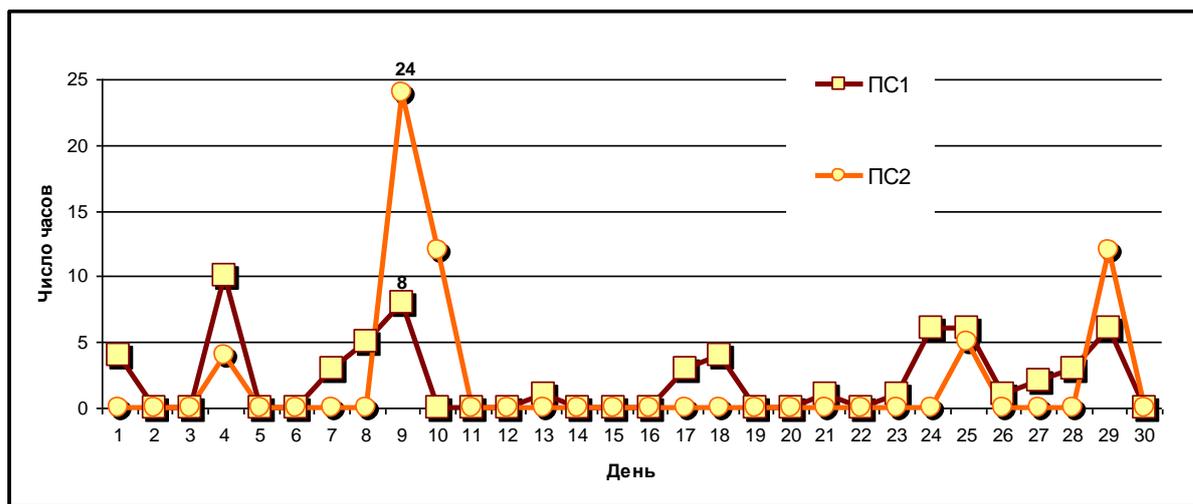


Рисунок 6.2.4 – Сравнение продолжительности видов погодных условий (суммарное число часов продолжительности дождя, изморози и снега), использованных при расчете условно-постоянных потерь электроэнергии на корону в одной линии (линия №1, 500 кВ, месяц - сентябрь).

На рисунке 6.2.5 представлено сравнение нормативных расходов электроэнергии на собственные нужды подстанций и их фактических значений. Как видно из рисунка по трем из семи подстанциям наблюдается превышение фактического расхода над нормативным.

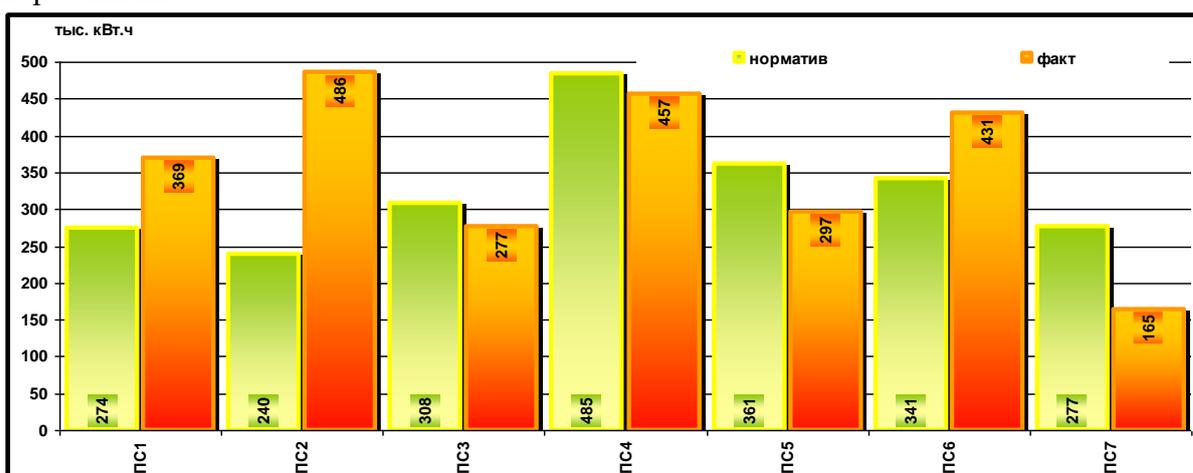


Рисунок 6.2.5 – Сравнение нормативного и фактического расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций за декабрь

Если линия расположена между подстанциями, принадлежащими данному МЭС, то технические потери электроэнергии в таких линиях рассчитывались по методу оперативных расчетов с использованием суточных ведомостей, сформированных как на ПС1, так и на ПС2, между которыми эта линия расположена.

Все результаты расчета представлены на рисунках 6.2.6.- 6.2.8.

На графиках приняты следующие обозначения:

ОИК – результаты расчета потерь электроэнергии по методу оперативных расчетов с использованием ПК "Космос" и данных ОИК

По данным СВ (ПС2) – результаты расчета потерь электроэнергии по методу оперативных расчетов с использованием Excel и данных суточных ведомостей ПС2

По данным СВ (ПС1) – результаты расчета потерь электроэнергии по методу оперативных расчетов с использованием Excel и данных суточных ведомостей ПС1

Разница показаний счетчиков – разница между электроэнергией, зафиксированной счетчиком, установленным на линии со стороны ПС1, и счетчиком, установленным на линии со стороны ПС2.

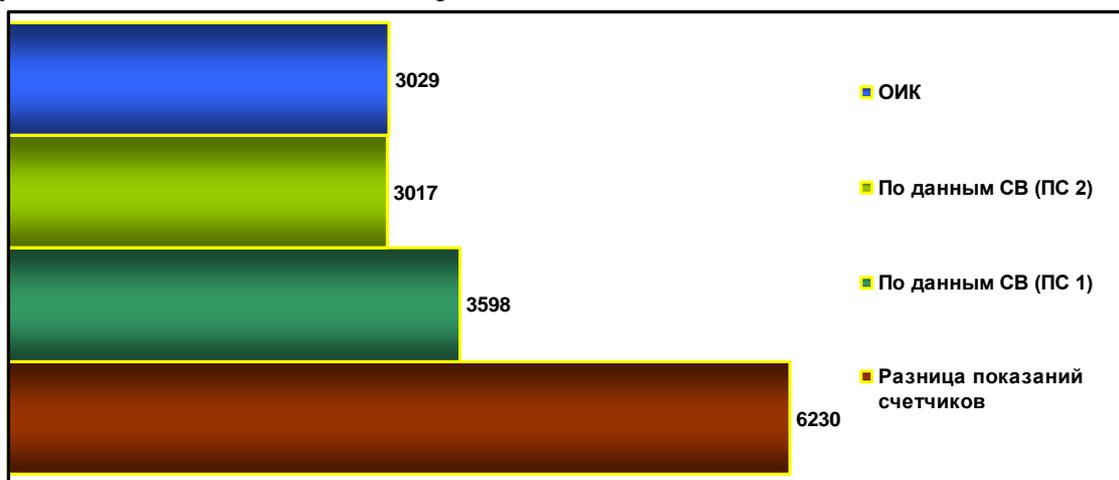


Рисунок 6.2.6 – Сравнение методов расчета переменных потерь в одной линии (линия №1, 500 кВ, месяц - сентябрь), расположенной между подстанциями ПС1 и ПС2

Относительные погрешности расчета потерь электроэнергии в линии, представленной на рисунке 6.2.6, (за точный метод принят "по данным ОИК") составили:

По данным СВ (ПС2):	По данным СВ (ПС1):	Разница показаний счетчиков:
0,4 %	-18,79 %	-105,68 %

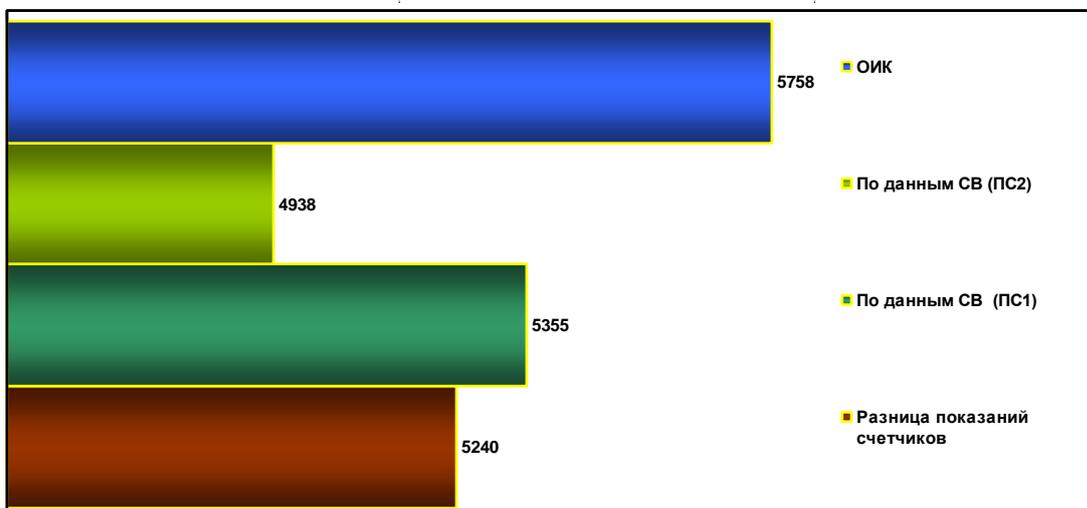


Рисунок 6.2.7 – Сравнение методов расчета переменных потерь в одной линии (линия №1, 500 кВ, месяц - ноябрь), расположенной между подстанциями ПС1 и ПС2

Относительные погрешности расчета потерь электроэнергии в линии, представленной на рисунке 6.2.7, (за точный метод принят "по данным ОИК") составили:

По данным СВ (ПС2):	По данным СВ (ПС1):	Разница показаний счетчиков:
14,28 %	7,00 %	9,00 %

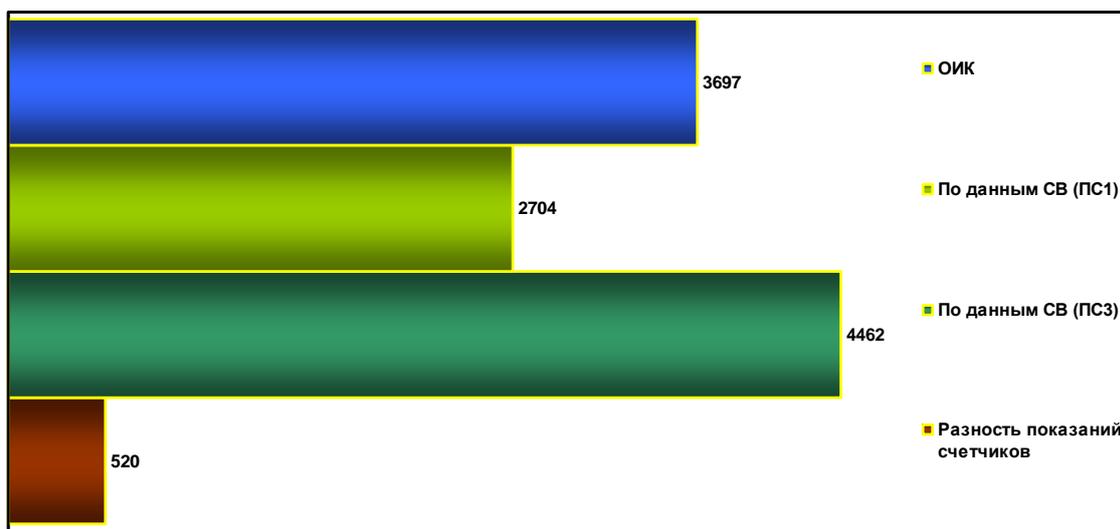


Рисунок 6.2.8 – Сравнение методов расчета переменных потерь в одной линии (линия №2, 500 кВ, месяц - ноябрь), расположенной между подстанциями ПС1 и ПС3

Относительные погрешности расчета потерь электроэнергии в линии, представленной на рисунке 6.2.8, (за точный метод принят "по данным ОИК") составили:

По данным СВ (ПС2):	По данным СВ (ПС1):	Разница показаний счетчиков:
26,86 %	-20,69 %	85,93 %

По представленным на рисунках 6.2.6-6.2.8 данным можно отметить, что использование разности показаний счетчиков электрической энергии, установленных на противоположных концах линии, для оценки технических потерь в одной конкретной линии (при использовании допущения об отсутствии в линиях такого класса напряжения коммерческих потерь) может приводить к некорректным выводам.

По представленным в разделе результатам расчета технических и фактических потерь электроэнергии можно отметить:

1. Методика расчета потерь электроэнергии по данным суточных ведомостей основанная на ручном сборе информации с применением программы Excel. Этот метод сопровождается рядом недостатков: а) многочисленные ошибки при заполнении суточных ведомостей; б) недостоверность показаний средств измерений; в) неодновременность снятия показаний на подстанциях; г) отсутствие необходимых средств измерений; д) трудоемкость.

2. Методика оперативных почасовых расчетов с использованием данных ОИК является наиболее точной, поскольку при сборе исходной информации и расчете потерь электроэнергии практически отсутствует человеческий фактор.

3. Методика расчета потерь электроэнергии с использованием средних нагрузок приводит к завышенным значениям технических потерь, поскольку для межсистемных линий электропередачи с реверсивными перетоками, коэффициенты формы и заполнения графика нагрузки находятся в недопустимых пределах.

4. Как показали расчеты, наибольшую неопределенность вносят потери электроэнергии в линиях на корону, зависящие от климатических условий. Причины такой неопределенности: а) различия в удельных потерях на корону, принятых в [6-7] и в полиномах, используемых в ПК "Космос"; б) значительная неопределенность данных о состоянии технических условий вдоль трасс линий; в) составляющих десятки и сотни

километров, отсутствие данных о климатических условиях на энергообъектах, не принадлежащих рассматриваемому МЭС.

При определении потерь электроэнергии на корону использование удельных среднегодовых нормативов приводит к завышенным результатам расчетов по отношению к методу определения этой составляющей потерь с использованием продолжительности видов погоды

5. Недопустимо оценивать технические потери электроэнергии в одной линии электрической сети по разнице показаний счетчиков электроэнергии, установленных на противоположных концах этой линии, так как технические потери электроэнергии могут находиться в рамках точности измерений электроэнергии.

6.3 Анализ результатов расчетов технических потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях 6(10) кВ

6.3.1 Сравнение результатов расчетов технических потерь электроэнергии по методам средних нагрузок и времени наибольших потерь

На рисунке 6.3.1.1 представлено сравнение результатов расчета технических потерь в электрической сети одного из филиалов АО1 (количество фидеров, участвующих в расчетах – 118 шт.) с использованием двух методов расчета – метода числа часов наибольших потерь и метода средних нагрузок.

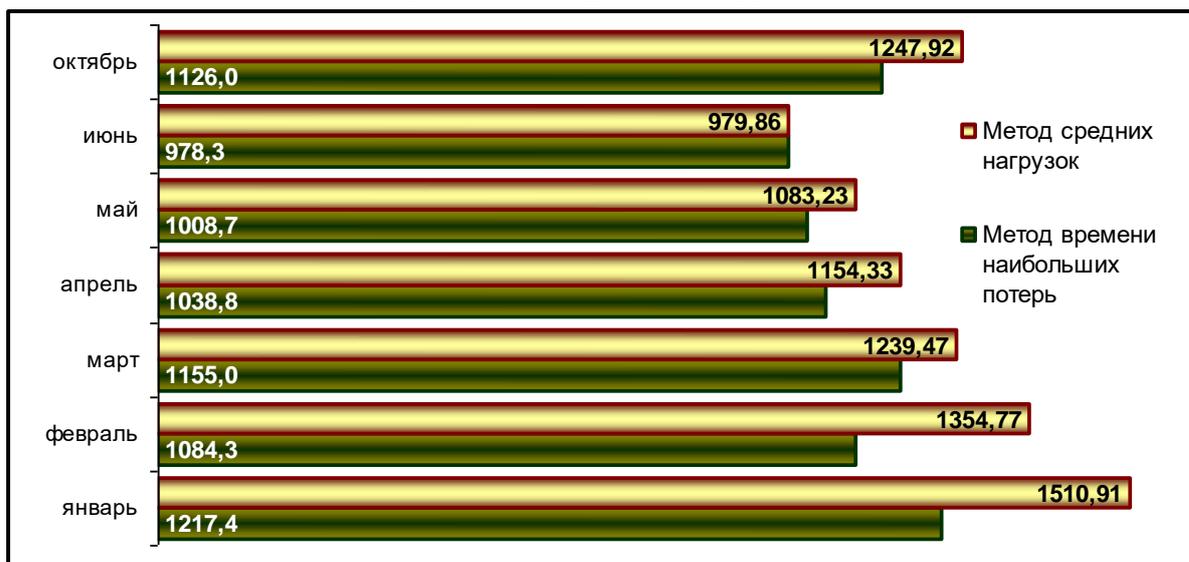


Рисунок 6.3.1.1 – Результаты расчета технических потерь электроэнергии (тыс. кВт.ч) в электрических сетях 6(10) кВ

Относительные погрешности результатов расчета технических потерь электроэнергии по методу времени наибольших потерь по отношению к методу средних нагрузок составили:

январь	февраль	март	апрель
19,42 %	19,96 %	6,82 %	10,01 %
май	июнь	октябрь	за семь месяцев
6,88 %	0,16 %	9,77 %	11,23 %

Полученную разницу в результатах можно объяснить рядом причин:

1. Недостоверные измерения токов головного участка – показания амперметров часто находятся между нулем и первой шкалой деления.

2. При расчете потерь электроэнергии по методу числа часов максимальных нагрузок, как правило, используется нормальная схема электрической сети. А при расчете потерь электроэнергии по методу средних нагрузок при определении потерь за месяц возможен более корректный подход – учитывать ежемесячное коммутационное состояние электрической схемы.

3. Несоответствие используемой максимальной нагрузки по данным контрольного режимного дня (декабрь) и фактически складывающейся максимальной нагрузки в электрической сети. Т.е. измерения максимальных нагрузок проводят в декабре, а погодные условия (теплый декабрь) могут не соответствовать максимальной загрузке сети. Это подтверждается рассчитанными коэффициентами загрузки трансформаторов (рисунок 6.3.1.2).

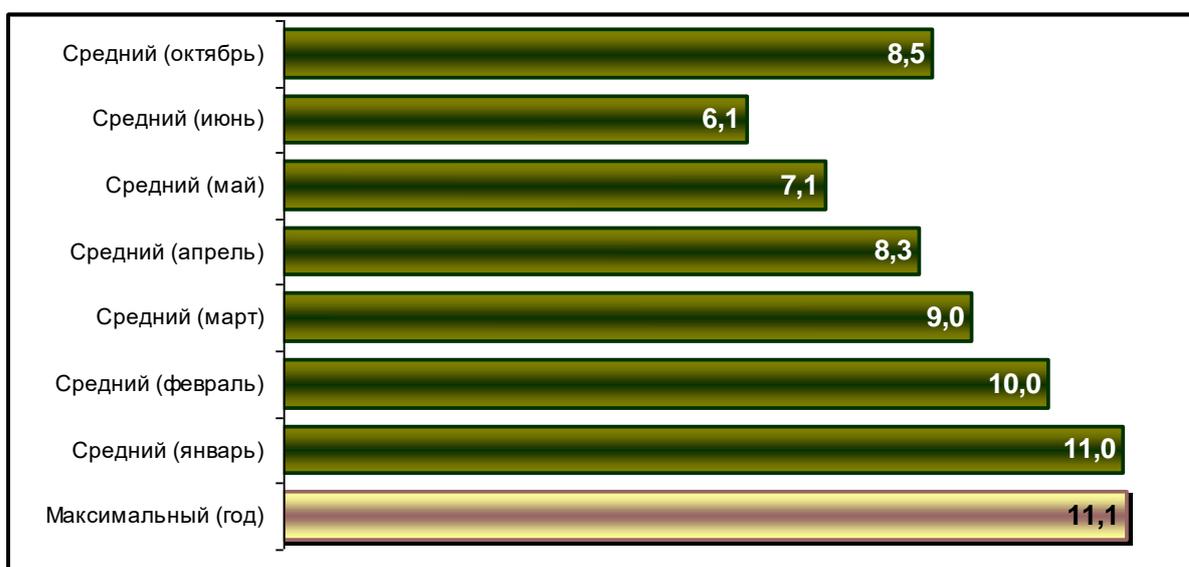


Рисунок 6.3.1.2 – Коэффициенты загрузки трансформаторов в электрических сетях 6(10) кВ

Примечание: На рисунке 6.3.1.2 приняты следующие обозначения:

Средний (октябрь) – средний (январь) – результаты расчета коэффициентов загрузки трансформантов, определенные по данным отпуска электроэнергии в сеть (метод средних нагрузок)

Максимальный (год) – результаты расчета коэффициентов загрузки трансформантов, определенные по данным об измеренных максимальных токах головного участка (метод времени наибольших потерь)

Таким образом, при отсутствии исходной информации о потоках электроэнергии по головным участкам линий 6(10) кВ возможно использование метода времени наибольших потерь. Однако следует ожидать, что технические потери электроэнергии, рассчитанные по методу времени наибольших потерь, будут ниже по отношению к результатам расчетов по методу средних нагрузок. Погрешность расчета может достигать для отдельных месяцев 20 % .

6.3.2 Статистическая обработка результатов расчета потерь электроэнергии в электрических сетях филиалов нескольких энергосистем

На рисунках 6.3.2.1-6.3.2.2 представлены результаты статистической обработки технических потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях 6(10) кВ четырех энергосистем (АО) с разбивкой по филиалам (ЭС).

В таблице 6.3.2.1 приведены характеристика электрических сетей, участвующих в расчетах, и математические ожидания результатов расчета технических потерь.

По некоторым филиалам энергосистем на рисунках 6.3.2.3-6.3.2.27 приведены плотности распределения результатов расчетов: коэффициента загрузки трансформаторов, относительных потерь электроэнергии, удельных нагрузочных потерь электроэнергии в линиях, удельных нагрузочных и условно-постоянных (холостой ход) потерь электроэнергии в трансформаторах.

В филиалах энергосистем АО1, АО2 и АО7 потери электроэнергии определялись по методу наибольших нагрузок. В остальных энергосистемах использовался метод средних нагрузок.

Результаты расчетов в филиалах АО1, АО2, АО3 и АО7 получены в целом за год, для остальных филиалов потери электроэнергии рассчитывались за месяц (январь или декабрь).

По данным, представленным на рисунках 6.3.2.1-6.3.2.2 и в таблице 6.3.2.1, можно отметить, что диапазон полученных результатов расчета коэффициента формы графиков составил от 4,83% до 42,08 %. При этом относительные потери электроэнергии расположены между 2,17% до 21,73%.

В среднем во всех филиалах электрических сетей (за исключением АО3) коэффициент загрузки распределительных трансформаторов 6(10)/0,4 кВ в среднем находится в диапазоне 20-30 %. Значения относительных потерь электроэнергии при этом располагаются в диапазоне 4-7 % от отпуска электроэнергии в сеть данной ступени напряжения.

Из всех представленных в таблице результатов расчета выделяется АО3, в электрических сетях которого относительные потери выше, чем по остальным ЭСО. Потери электроэнергии в этой электрической сети составили 21,72 %. Такие высокие относительные потери электроэнергии для рассматриваемого ЭСО соответствуют недогрузке распределительных трансформаторов, что видно по значению математического ожидания коэффициента загрузки – 4,82 %.

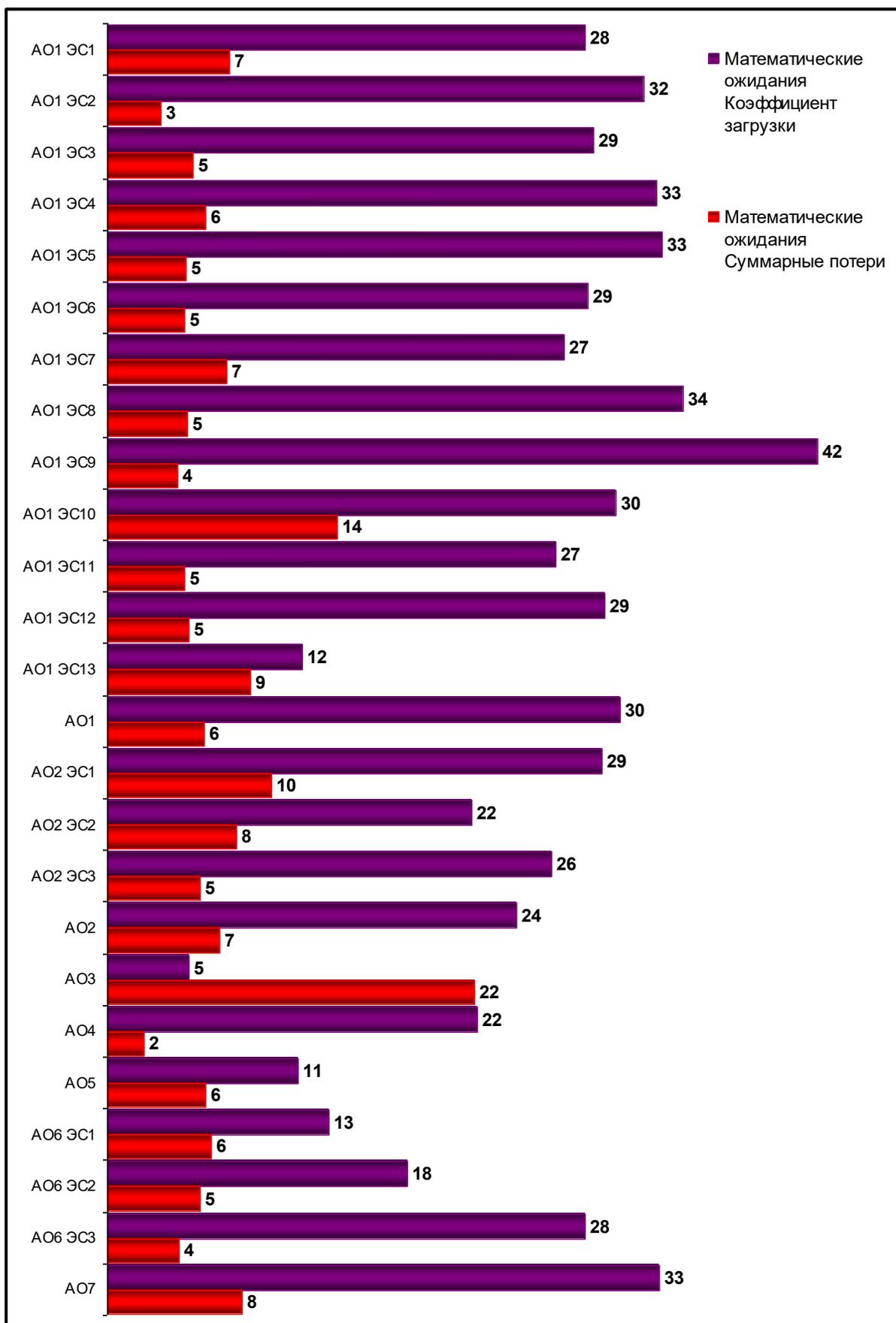


Рисунок 6.3.2.1 – Математические ожидания коэффициентов загрузки распределительных трансформаторов и суммарных относительных потерь электроэнергии

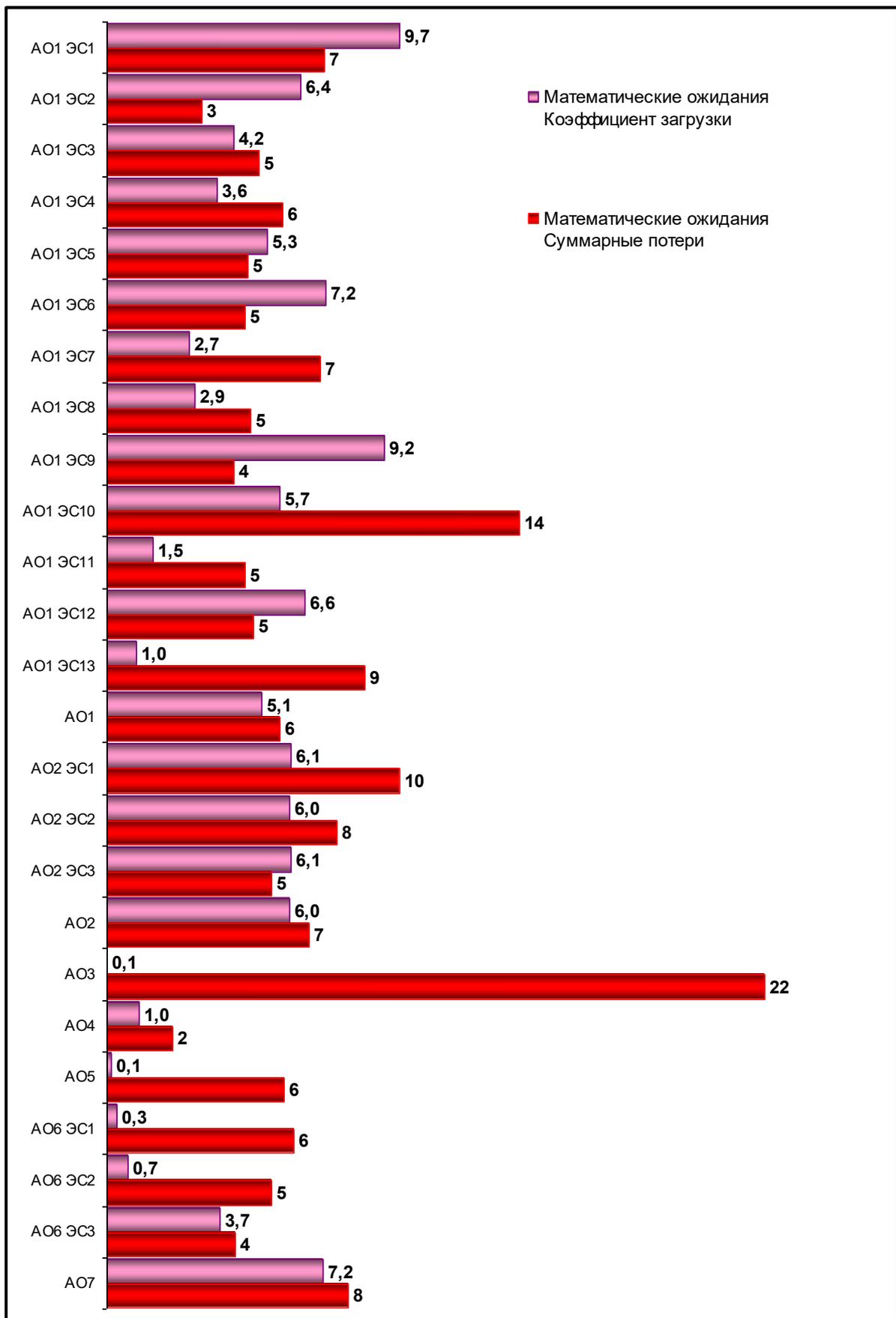


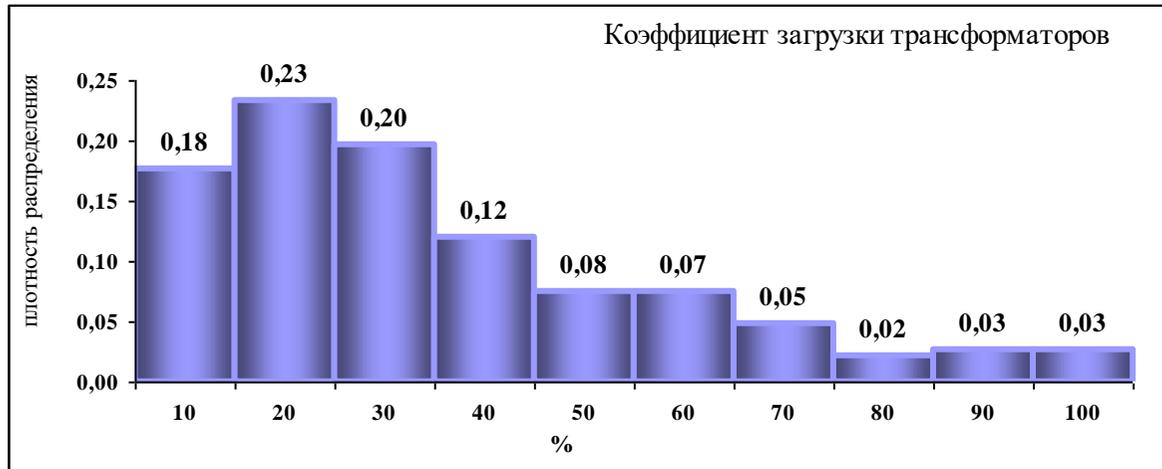
Рисунок 6.3.2.2 – Математические ожидания удельных нагрузочных потерь в линиях и суммарных относительных потерь электроэнергии

Таблица 6.3.2.1 – Таблица статистической обработки результатов расчета потерь электроэнергии и характеристика электрической сети филиалов электрической сети некоторых энергосистем

Наименование филиала/АО-энерго	Количество фидеров	Средняя длина одного фидера	Средняя установленная мощность одного тр-ра	Среднее количество тр-ров одного фидера	Математические ожидания				
					Коэффициент загрузки	Суммарные потери	Удельные нагрузочные потери в линиях	Удельные потери холостого хода	Удельные нагрузочные потери в тр-рах
					шт.	км	кВА	шт.	%
АО1 ЭС1	91	11,01	301	14	28,29	7,20	9,66	0,02898	0,00505
АО1 ЭС2	74	12,16	274	6	31,77	3,12	6,42	0,03476	0,00513
АО1 ЭС3	184	16,86	285	12	28,77	5,04	4,18	0,03132	0,00566
АО1 ЭС4	231	9,94	244	7	32,54	5,80	3,62	0,03339	0,00697
АО1 ЭС5	129	10,48	231	5	32,90	4,67	5,31	0,03280	0,00744
АО1 ЭС6	250	13,55	262	7	28,51	4,56	7,22	0,03077	0,00545
АО1 ЭС7	175	18,42	268	13	27,07	7,03	2,71	0,03090	0,00680
АО1 ЭС8	97	14,53	204	6	34,14	4,75	2,92	0,03117	0,00772
АО1 ЭС9	350	11,24	313	8	42,08	4,17	9,16	0,03090	0,01062
АО1 ЭС10	140	18,48	247	8	30,13	13,65	5,69	0,03259	0,00673
АО1 ЭС11	314	10,49	196	5	26,53	4,57	1,53	0,03604	0,00568
АО1 ЭС12	170	11,98	254	7	29,47	4,84	6,56	0,03232	0,00576
АО1 ЭС13	128	16,35	219	11	11,58	8,51	0,98	0,03319	0,00094
АО1	2333	13,12	262	8	30,40	5,70	5,13	0,03222	0,00663
АО2 ЭС1	25	16,25	209	11	29,30	9,68	6,06	0,03573	0,00851
АО2 ЭС2	238	16,69	179	9	21,58	7,60	6,02	0,03945	0,00470
АО2 ЭС3	242	15,95	170	7	26,33	5,44	6,05	0,03559	0,02419
АО2	505	16,32	177	8	24,24	6,66	6,04	0,03749	0,01382
АО3	198	17,67	193	10	4,82	21,72	0,06	0,00297	0,00012
АО4	243	2,16	428	3	21,93	2,17	1,04	0,00173	0,00107
АО5	329	11,82	146	6	11,26	5,84	0,14	0,00250	0,00035

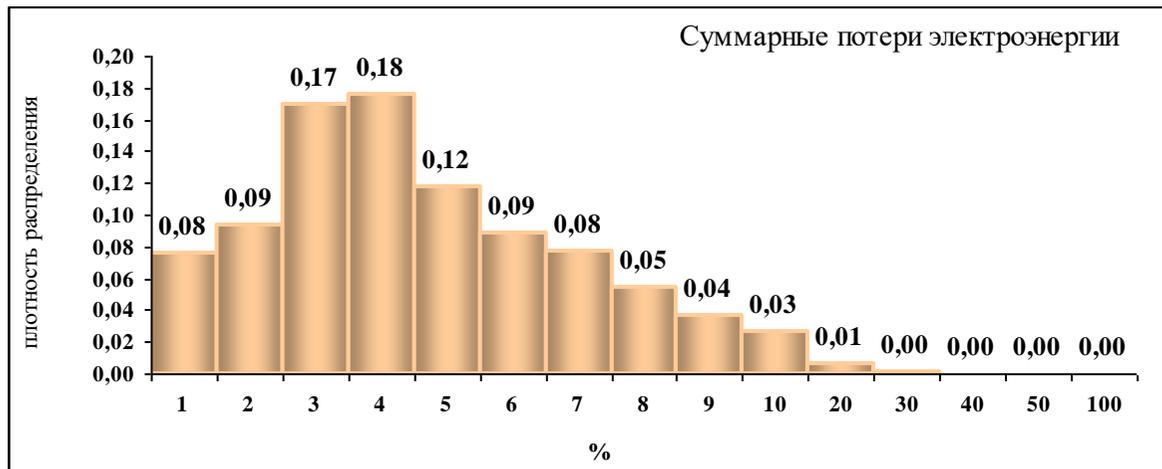
Наименование филиала/АО-энерго	Количество фидеров	Средняя длина одного фидера	Средняя установленная мощность одного тр-ра	Среднее количество тр-ров одного фидера	Математические ожидания				
					Коэффициент загрузки	Суммарные потери	Удельные нагрузочные потери в линиях	Удельные потери холостого хода	Удельные нагрузочные потери в тр-рах
					шт.	шт.	тыс. кВт.ч/км	тыс. кВт.ч/кВА	тыс. кВт.ч/кВА
АО6 ЭС1	127	13,95	182	5	13,13	6,17	0,31	0,00237	0,00058
АО6 ЭС2	243	15,73	191	8	17,73	5,44	0,67	0,00263	0,00086
АО6 ЭС3	102	7,23	403	9	28,27	4,22	3,75	0,00218	0,00137
АО7	248	10,51	207	8	32,71	7,98	7,15	0,04976	0,01280

На рисунках 6.3.2.3-6.3.2.7 представлена статистическая обработка результатов расчета потерь электроэнергии в электрических сетях 6(10) кВ АО1. **Количество фидеров 2333 шт.**



Математическое ожидание	30,40
Дисперсия	483,46
Среднеквадратическое отклонение	21,99
Максимальная частота	0,23

Рисунок 6.3.2.3 – Плотность распределения коэффициента загрузки трансформаторов (АО1)



Математическое ожидание	5,70
Дисперсия	128,18
Среднеквадратическое отклонение	11,32
Максимальная частота	0,18

Рисунок 6.3.2.4 – Плотность распределения относительных потерь электроэнергии (АО1)

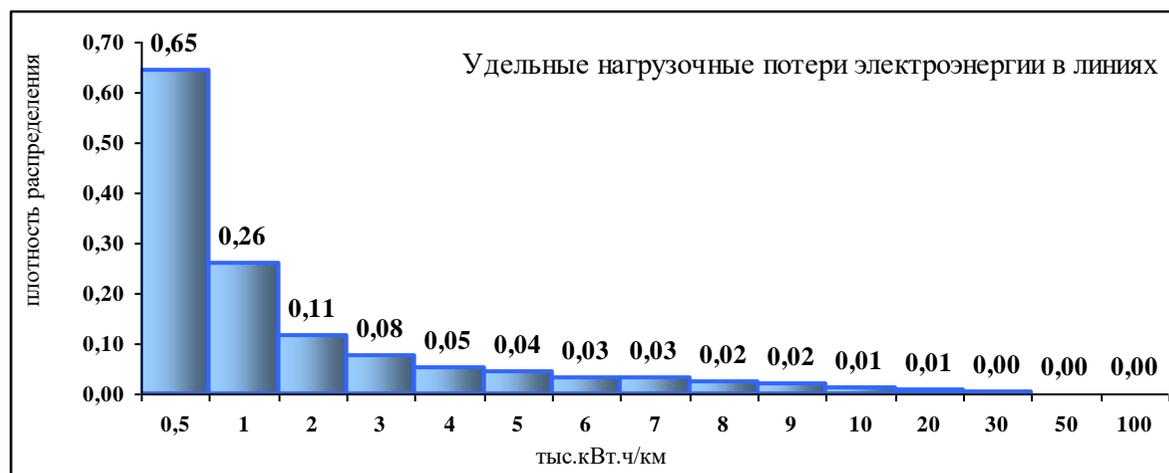


Рисунок 6.3.2.5 – Плотность распределения удельных нагрузочных потерь электроэнергии в линиях (АО1)

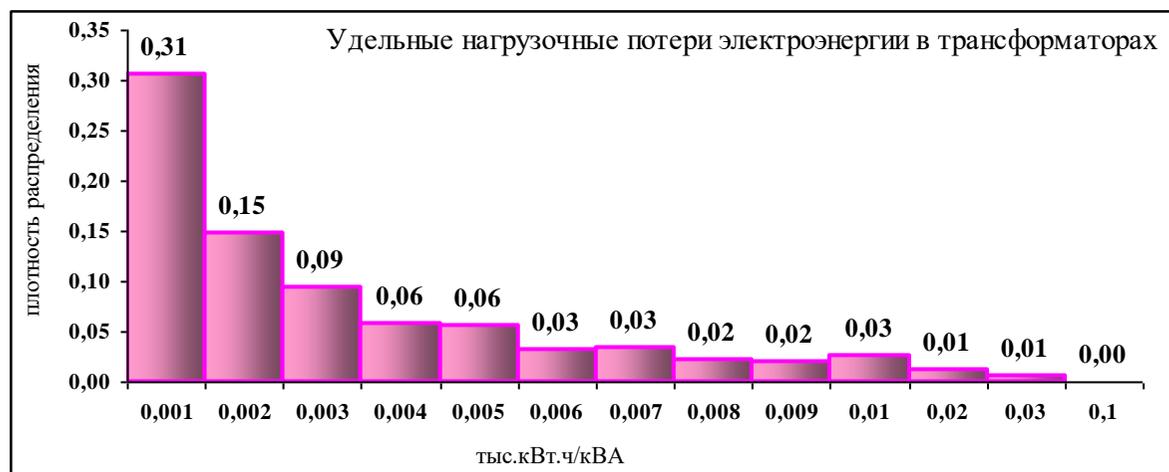
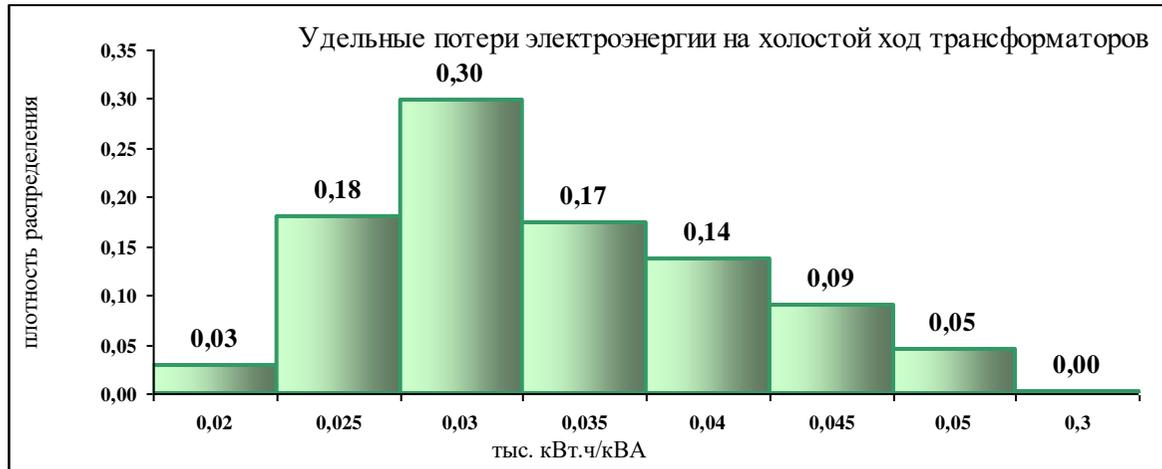


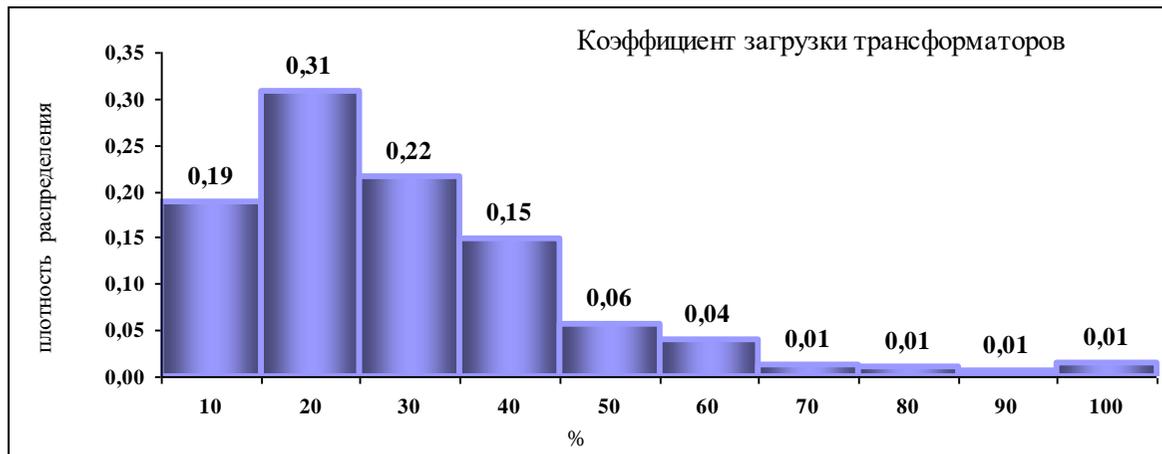
Рисунок 6.3.2.6 – Плотность распределения удельных нагрузочных потерь электроэнергии в трансформаторах (АО1)



Математическое ожидание	0,03222
Дисперсия	0,000158
Среднеквадратическое отклонение	0,013
Максимальная частота	0,299

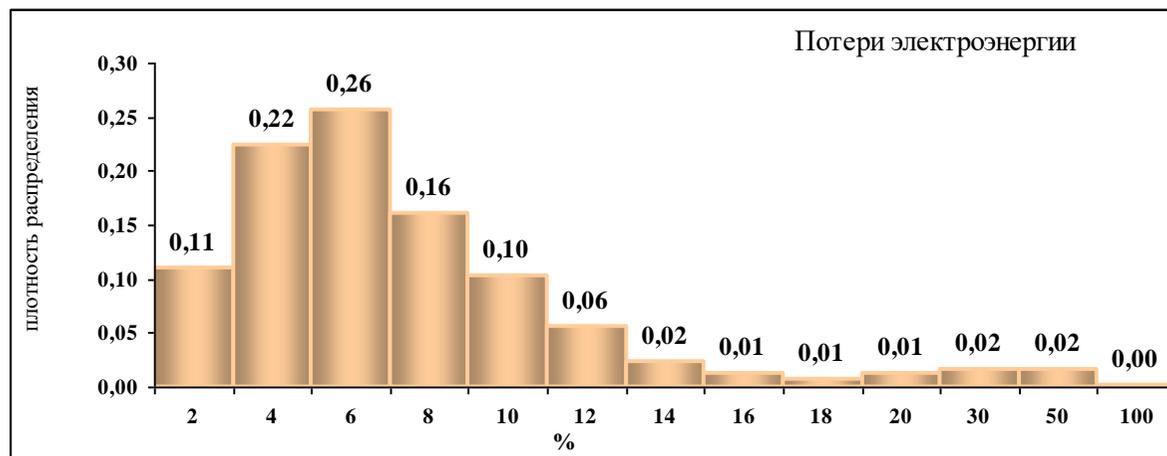
Рисунок 6.3.2.7 – Плотность распределения удельных потерь электроэнергии на холостой ход трансформаторов (АО1)

На рисунках 6.3.2.8-6.3.2.12 представлена статистическая обработка результатов расчета потерь электроэнергии в электрических сетях 6(10) кВ АО2. **Количество фидеров 242 шт.**



Математическое ожидание	24,241
Дисперсия	300,932
Среднеквадратическое отклонение	17,347
Максимальная частота	0,309

Рисунок 6.3.2.8 – Плотность распределения коэффициента загрузки трансформаторов (АО2)



Математическое ожидание	6,656
Дисперсия	39,347
Среднеквадратическое отклонение	6,273
Максимальная частота	0,256

Рисунок 6.3.2.9 – Плотность распределения относительных потерь электроэнергии (АО2)

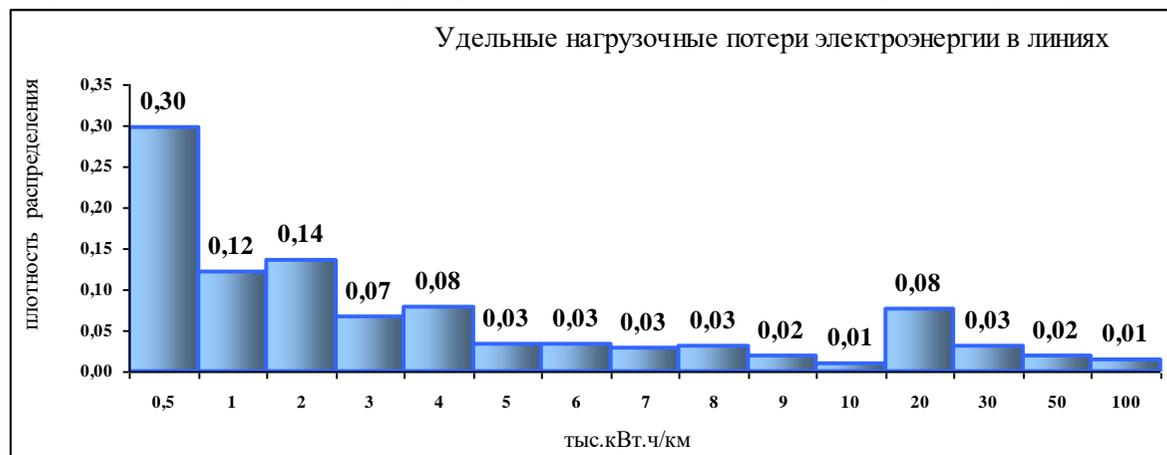


Рисунок 6.3.2.10 – Плотность распределения удельных нагрузочных потерь электроэнергии в линиях (АО2)



Математическое ожидание	0,01382
Дисперсия	0,00803
Среднеквадратическое отклонение	0,090
Максимальная частота	0,195

Рисунок 6.3.2.11 – Плотность распределения удельных нагрузочных потерь электроэнергии в трансформаторах (АО2)



Математическое ожидание	0,0375
Дисперсия	0,00101
Среднеквадратическое отклонение	0,010
Максимальная частота	0,257

Рисунок 6.3.2.12 – Плотность распределения удельных потерь электроэнергии на холостой ход трансформаторов (АО2)

На рисунках 6.3.2.13-6.3.2.17 представлена статистическая обработка результатов расчета потерь электроэнергии в электрических сетях 6(10) кВ АОЗ. **Количество фидеров 198 шт.**

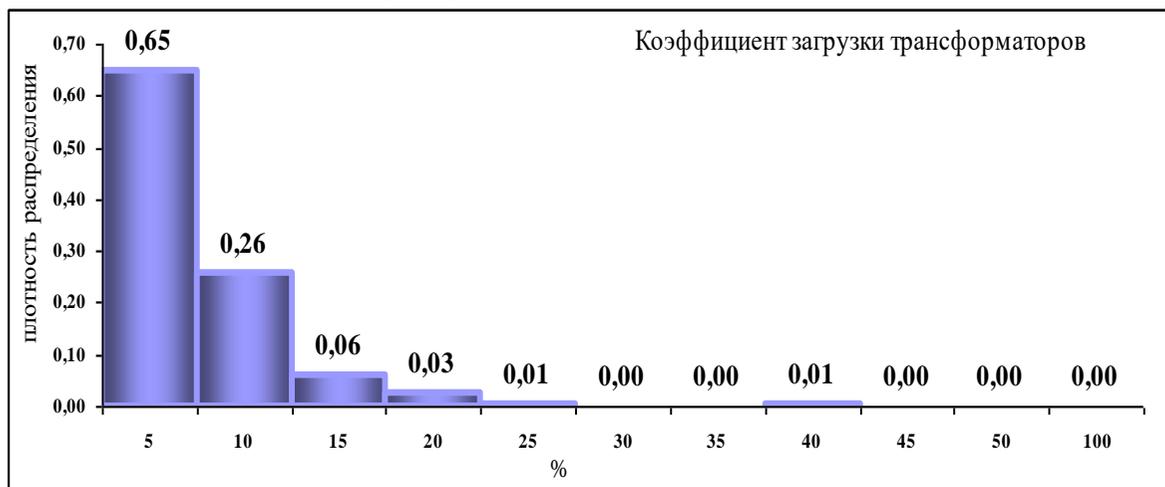


Рисунок 6.3.2.13 – Плотность распределения коэффициента загрузки трансформаторов (АОЗ)

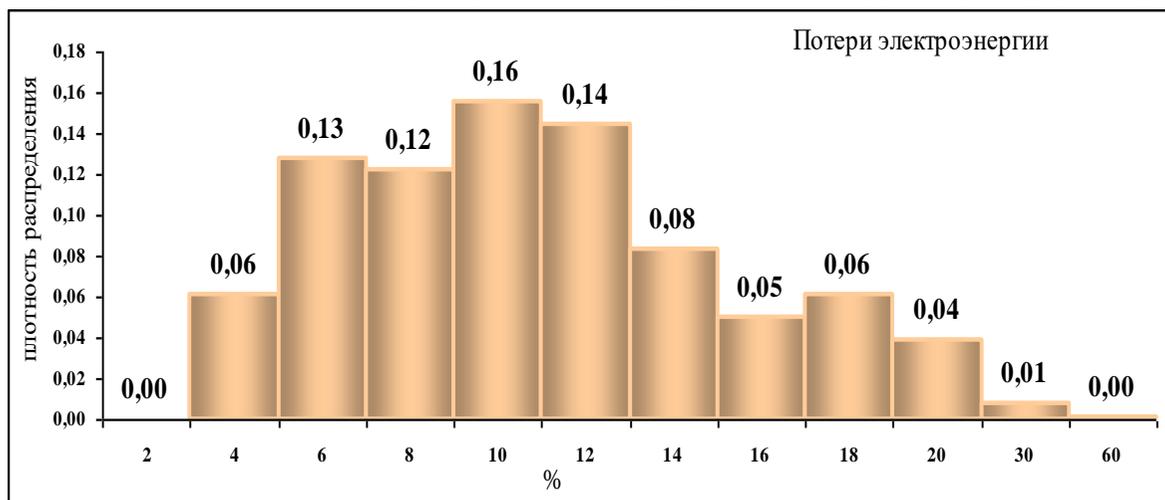
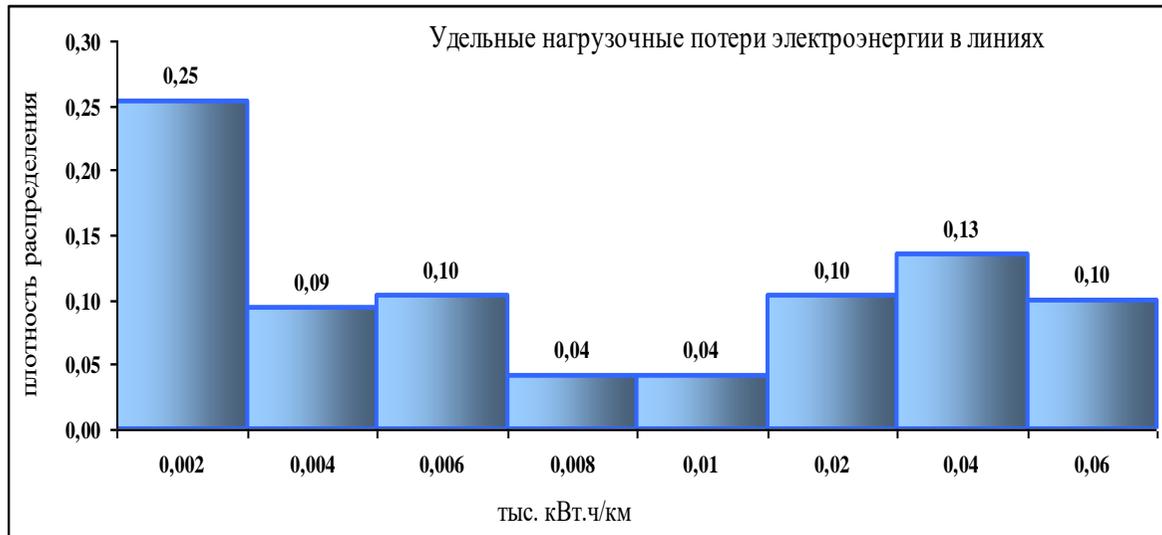
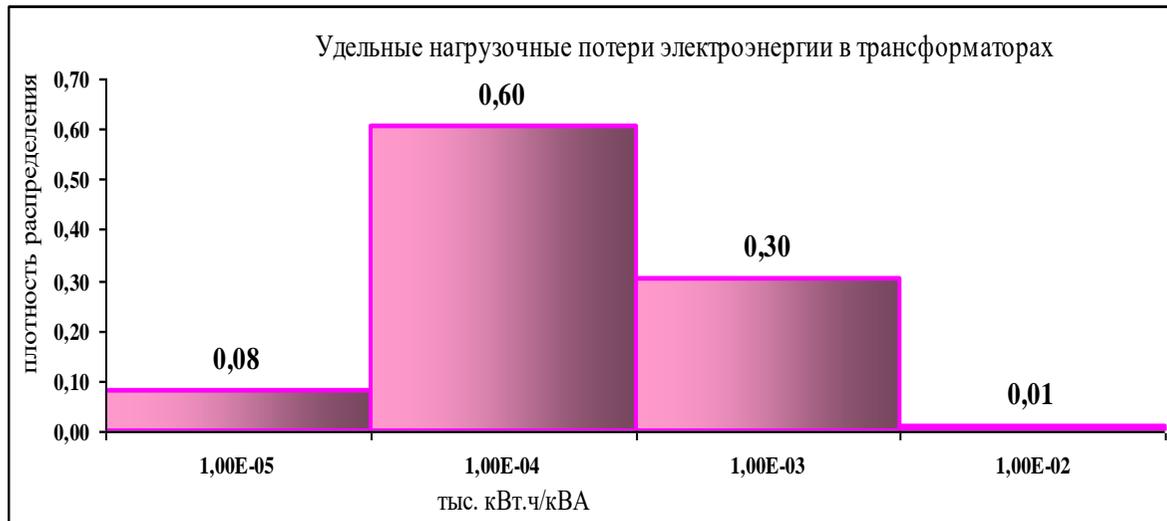


Рисунок 6.3.2.14 – Плотность распределения относительных потерь электроэнергии (АОЗ)



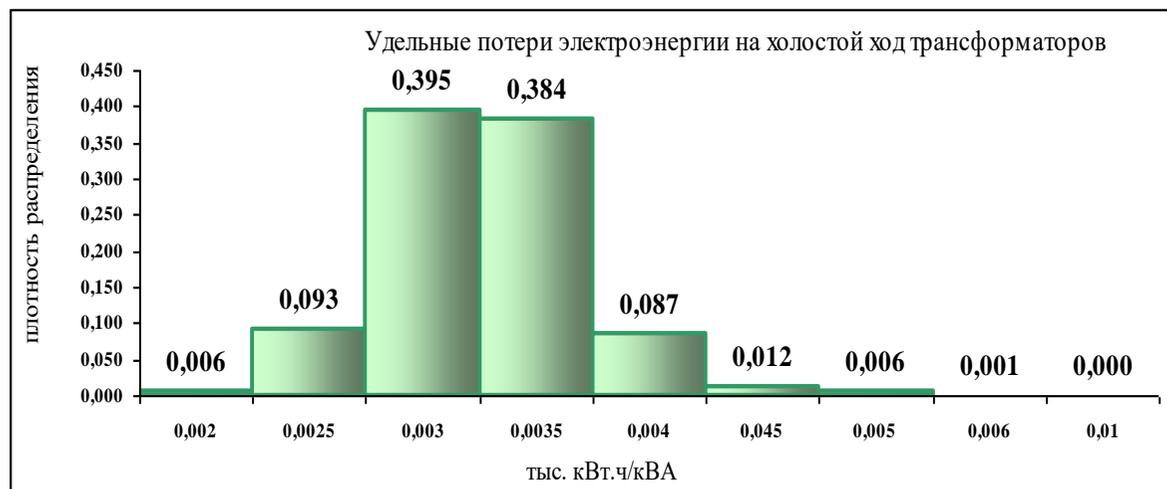
Математическое ожидание	0,057
Дисперсия	0,088
Среднеквадратическое отклонение	0,296
Максимальная частота	0,250

Рисунок 6.3.2.15 – Плотность распределения удельных нагрузочных потерь электроэнергии в линиях (АОЗ)



Математическое ожидание	0,00012
Дисперсия	0,0000001
Среднеквадратическое отклонение	0,0
Максимальная частота	0,60

Рисунок 6.3.2.16 – Плотность распределения удельных нагрузочных потерь электроэнергии в трансформаторах (АОЗ)



Математическое ожидание	0,002974
Дисперсия	0,00000039
Среднеквадратическое отклонение	0,001
Максимальная частота	0,395

Рисунок 6.3.2.17 – Плотность распределения удельных потерь электроэнергии на холостой ход трансформаторов (АОЗ)

На рисунках 6.3.2.18-6.3.2.22 представлена статистическая обработка результатов расчета потерь электроэнергии в электрических сетях 6(10) кВ АО6 ЭС1. **Количество фидеров 127 шт.**

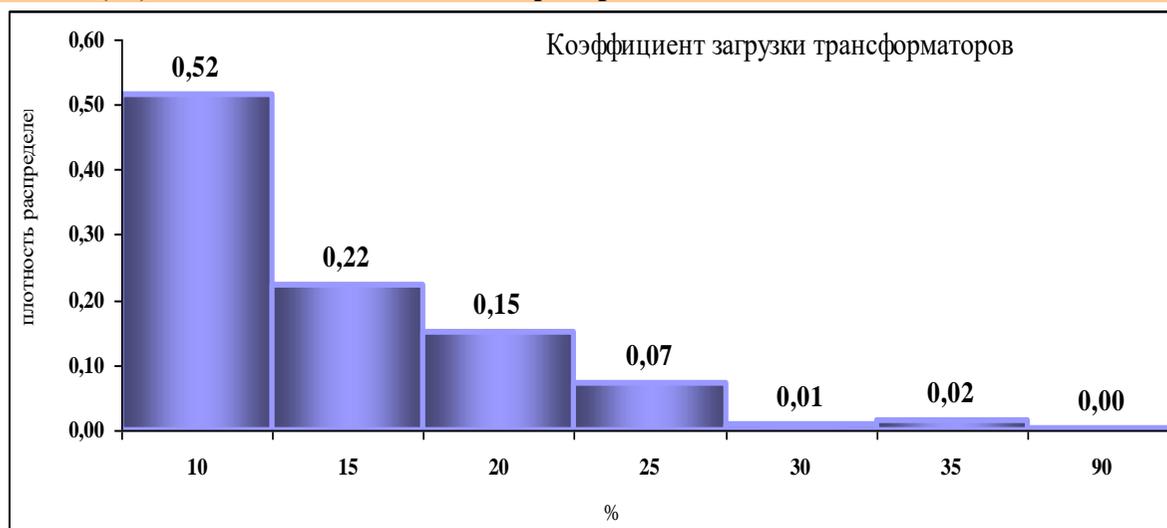
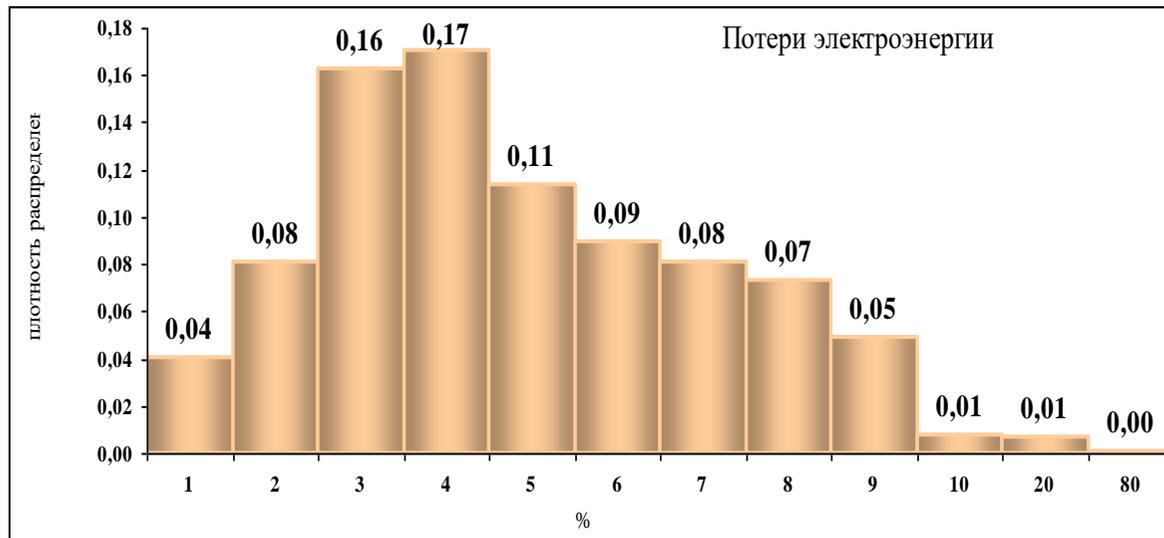


Рисунок 6.3.2.18 – Плотность распределения коэффициента загрузки трансформаторов (АО6 ЭС1)

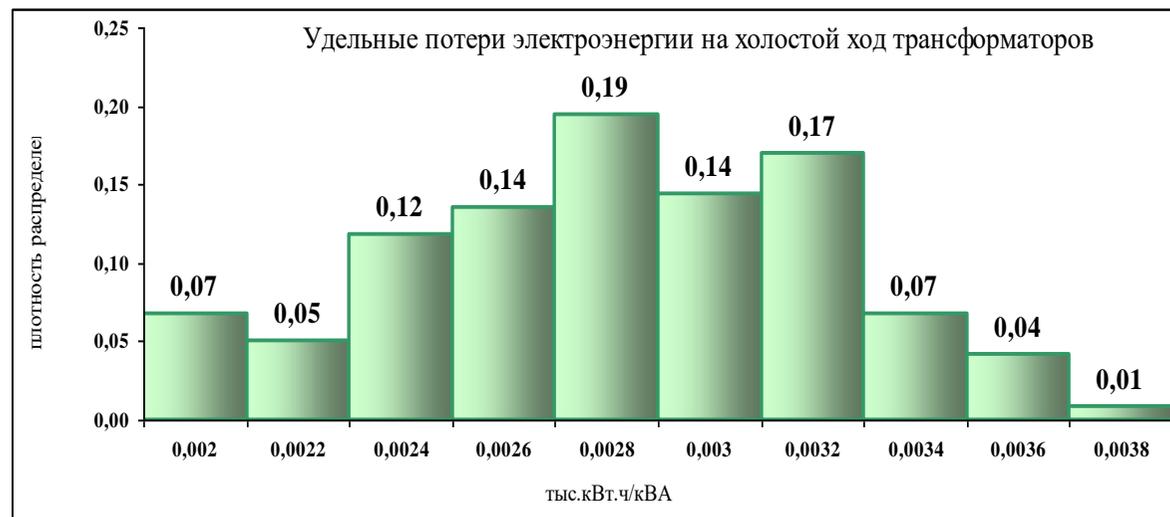


Математическое ожидание	6,174
Дисперсия	101,287
Среднеквадратическое отклонение	1,737
Максимальная частота	0,170

Рисунок 6.3.2.19 – Плотность распределения относительных потерь электроэнергии (АОБ ЭС1)



Рисунок 6.3.2.20 – Плотность распределения удельных нагрузочных потерь электроэнергии в линиях (АОБ ЭС1)



Математическое ожидание	0,002
Дисперсия	0,0
Среднеквадратическое отклонение	0,001
Максимальная частота	0,19

Рисунок 6.3.2.21 – Плотность распределения удельных потерь электроэнергии на холостой ход трансформаторов (АОБ ЭС1)

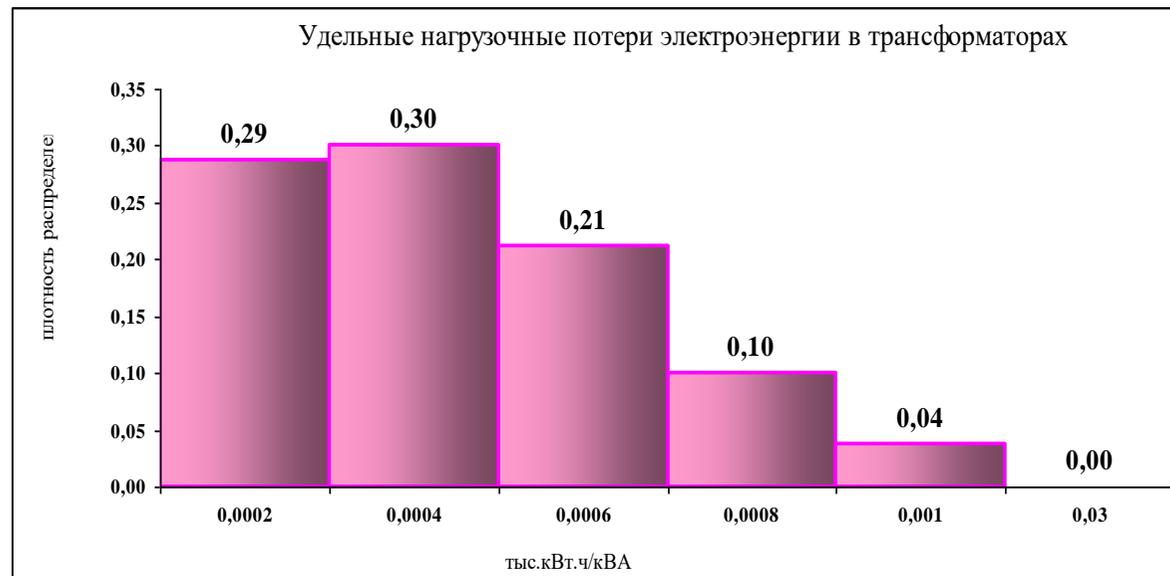
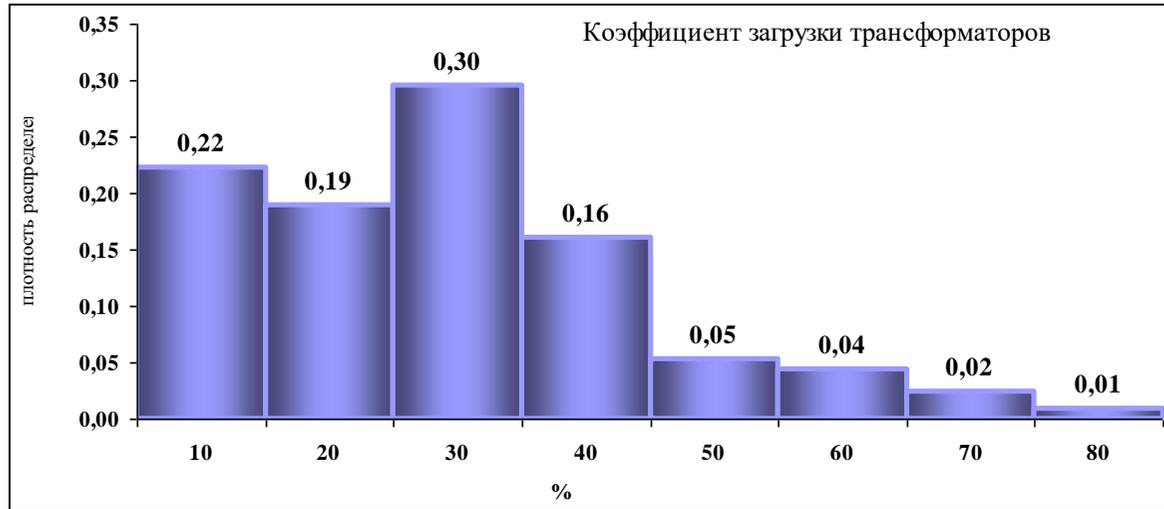


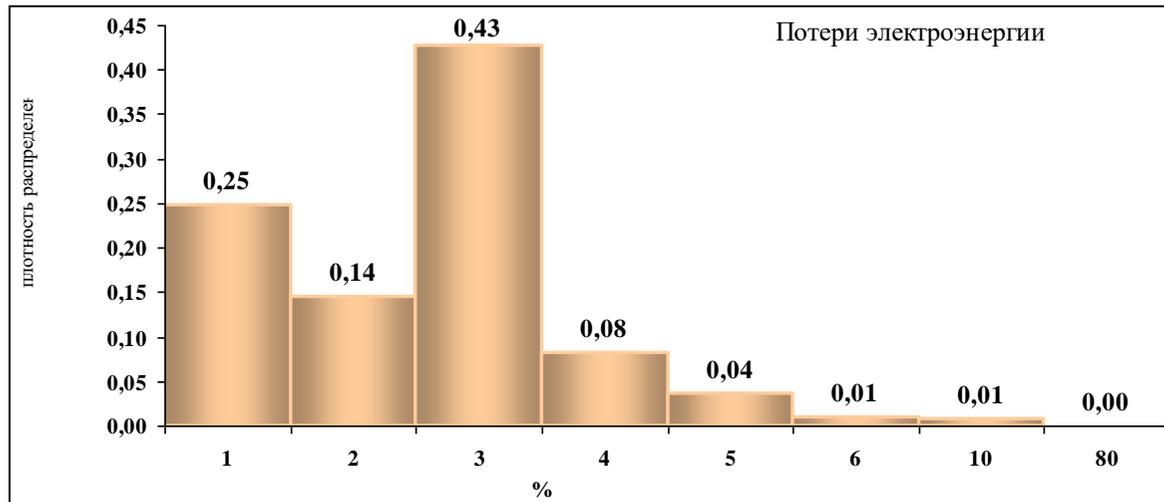
Рисунок 6.3.2.22 – Плотность распределения удельных нагрузочных потерь электроэнергии в трансформаторах (АОБ ЭС1)

На рисунках 6.3.2.23-6.3.2.27 представлена статистическая обработка результатов расчета потерь электроэнергии в электрических сетях 6(10) кВ АО4. Количество фидеров 243 шт.



Математическое ожидание	21,934
Дисперсия	560,293
Среднеквадратическое отклонение	23,670
Максимальная частота	0,30

Рисунок 6.3.2.23 – Плотность распределения коэффициента загрузки трансформаторов (АО4)



Математическое ожидание	2,173
Дисперсия	26,302
Среднеквадратическое отклонение	5,129
Максимальная частота	0,43

Рисунок 6.3.2.24 – Плотность распределения относительных потерь электроэнергии (АО4)

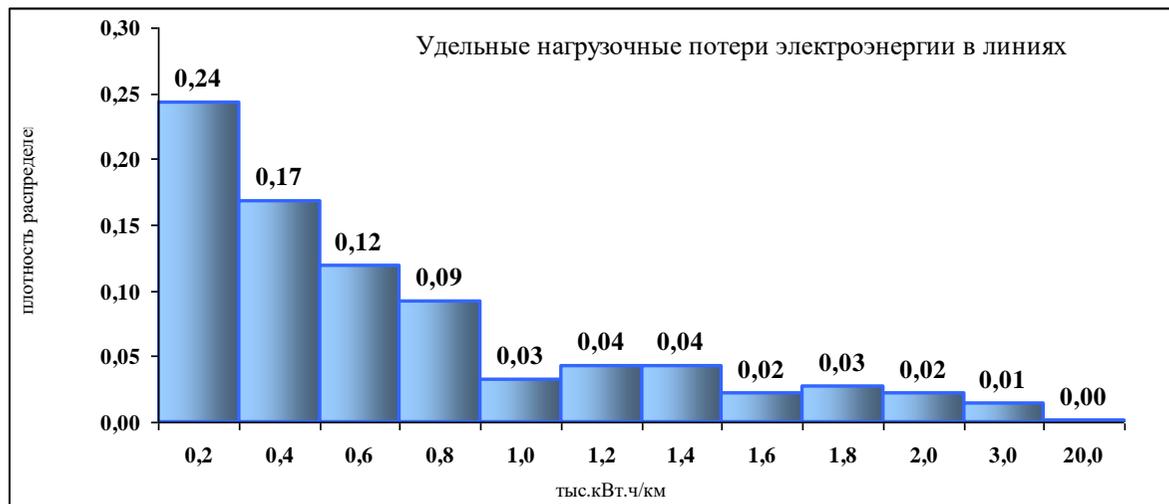
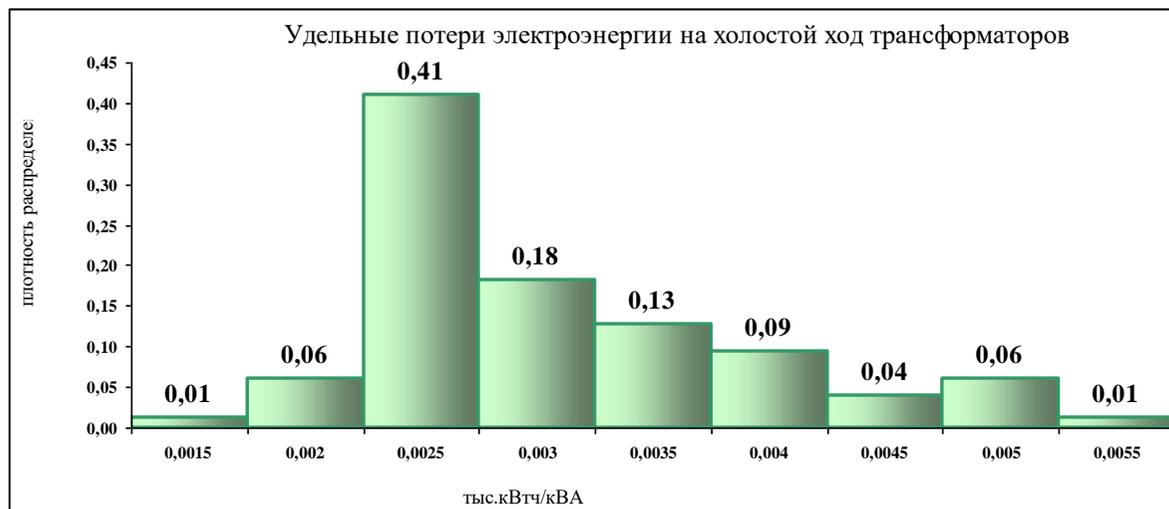


Рисунок 6.3.2.25 – Плотность распределения удельных нагрузочных потерь электроэнергии в линиях (АО4)



Математическое ожидание	0,002
Дисперсия	0,0
Среднеквадратическое отклонение	0,002
Максимальная частота	0,41

Рисунок 6.3.2.26 – Плотность распределения удельных потерь электроэнергии на холостой ход трансформаторов (АО4)



Математическое ожидание	0,001
Дисперсия	0,0
Среднеквадратическое отклонение	0,002
Максимальная частота	0,15

Рисунок 6.3.2.27 – Плотность распределения удельных нагрузочных потерь электроэнергии в трансформаторах (АО4)

6.4 Анализ результатов расчета потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях 0,38 кВ

В разделе представлено сравнение результатов расчета технических потерь электроэнергии в пятидесяти шести линиях 0,38 кВ двух филиалов АО1, определенных по оценочным методам расчета (без ввода схем электрической сети) и по методу средних нагрузок с использованием электрической схемы сети. Дополнительно были определены годовые фактические потери электроэнергии и выполнено их сравнение с техническими потерями.

В таблице 6.4.1 представлен объем электрической сети 0,38 кВ, участвующей в расчетах. В таблицах 6.4.2-6.4.3 и на рисунках 6.4.1 - 6.4.6 представлены результаты расчетов потерь электроэнергии в электрических сетях 0,38 кВ.

Таблица 6.4.1 - Характеристика электрической сети

Наименование показателя, размерность	Филиал 1, РЭС1	Филиал 2, РЭС1
Количество трансформаторных пунктов, шт.	10	10
Количество линий, шт.	33	23
Суммарная длина линий, км:	46,764	23,38
Длина магистрали, км	17,095	9,72
Длина двух- и трехфазных ответвлений, км	8,659	4,28
Длина однофазных ответвлений, км	21,01	9,38
Средняя длина одной линии, км	1,417	1,017
Отношение длины магистрали к суммарной длине, о.е.	0,366	0,416

В таблицах и на рисунках использованы следующие обозначения:

- Метод 1 Оценочный расчет потерь электроэнергии по обобщенной информации о схемах и нагрузках сети (с использованием эквивалентной длины линии) [7]. Метод разрешен к применению для расчета нормативных технологических потерь электроэнергии [6]. Методика расчета представлена в разделе 3.4.5
- Метод 2 Оценочный расчет по средним удельным потерям электроэнергии на 1 км длины для средней загрузки характерных сетей. Методика расчета представлена в разделе 3.4.7
- Метод 3 Оценочный расчет по обобщенным отчетным данным электрической сети. Методика расчета представлена в разделе 3.4.6
- Метод 4 Расчет по потере напряжения до наиболее электрически удаленной от ТП точки. [12] Потери напряжения измерены персоналом сетей. Метод разрешен к применению для расчета нормативных технологических потерь электроэнергии [6]. Методика расчета представлена в разделе 3.4.6
- Метод 5 Расчет по средним нагрузкам с использованием схемы сети. Метод разрешен к применению для расчета нормативных технологических потерь электроэнергии [6]. Методика расчета представлена в разделе 3.4.3
- Метод 6 Расчет по потере напряжения до наиболее электрически удаленной от ТП точки [12]. Потери напряжения определены по результатам расчета режимных параметров. Метод разрешен к применению для расчета нормативных технологических потерь электроэнергии [6]. Методика расчета представлена в разделе 3.4.6

Факт Фактические потери – Разница показаний счетчиков, установленных на вводе распределительного трансформатора и показаниями счетчиков, установленных у потребителей.

Таблица 6.4.2 – Результаты расчетов технических и фактических потерь электроэнергии филиал 1 АО1

Наименование ТП	Потери электроэнергии, %						
	Метод 1	Метод 2	Метод 3	Метод 4	Метод 5	Метод 6	Факт
ТП-453 "ул. Октябрьская"	4,60	8,73	11,13	2,41	2,44	2,89	28,91
ТП-11 "РПС"	18,84	8,83	10,09	2,49	4,04	9,08	26,23
ТП-199 "Настасьино"	2,60	1,07	1,35	1,78	5,51	6,71	23,50
ТП-279 "Холм"	4,76	2,52	3,07	1,44	3,31	4,27	32,05
ТП-148 "Шебаршино"	61,59	92,18	99,32	0,95	9,79	2,66	58,36
ТП-241 "ул. Смоленская"	30,99	25,57	34,11	2,04	9,45	8,55	24,57
ТП-2515 "Б. Тесово-1"	8,16	8,44	9,49	3,34	2,93	6,11	0,00
ТП-70 "Новинки"	12,53	7,87	5,02	1,92	11,39	15,47	51,97
ТП-27 "Водокачка"	39,35	39,35	45,73	2,95	17,24	23,62	19,22
ТП-28 "ул. Советская"	2,78	3,14	3,89	2,31	1,19	1,78	33,47
Итого	13,18	7,53	11,18	2,19	8,01	10,78	30,24
Наименование ТП	Удельные потери электроэнергии, тыс. кВт.ч/км						
	Метод 1	Метод 2	Метод 3	Метод 4	Метод 5	Метод 6	Факт
ТП-453 "ул. Октябрьская"	3,40	6,45	8,23	0,34	1,81	2,14	19,08
ТП-11 "РПС"	41,40	19,41	22,18	3,09	8,88	19,96	49,14
ТП-199 "Настасьино"	0,53	0,22	0,28	0,05	1,13	1,37	4,48
ТП-279 "Холм"	2,47	1,31	1,59	0,29	1,71	2,22	14,96
ТП-148 "Шебаршино"	33,98	50,84	54,78	0,11	5,40	1,47	29,00
ТП-241 "ул. Смоленская"	21,02	17,34	23,14	0,24	6,41	5,80	14,67
ТП-2515 "Б. Тесово-1"	8,81	9,11	10,25	0,54	3,16	6,60	0,00
ТП-70 "Новинки"	4,88	3,07	1,95	0,11	4,44	6,03	16,19
ТП-27 "Водокачка"	113,24	113,26	131,62	0,56	49,61	67,97	50,44
ТП-28 "ул. Советская"	1,20	1,35	1,68	0,23	0,51	0,77	13,00
Итого	11,26	6,43	9,55	0,51	6,84	9,21	20,65

Таблица 6.4.3 – Результаты расчетов технических потерь электроэнергии филиал 2 АО1

Наименование ТП	Потери электроэнергии, %				Удельные потери электроэнергии, тыс. кВт.ч/км			
	Метод 1	Метод 2	Метод 3	Метод 5	Метод 1	Метод 2	Метод 3	Метод 5
Результаты расчета по району 1 за ноябрь 2005								
ТП-2089 ТМ-50	1,735	0,797	1,139	0,944	0,028	0,013	0,019	0,015
ТП-2090 ТМ-50	3,267	9,521	12,334	7,046	0,160	0,465	0,603	0,344
ТП-2103 ТМ-250	4,154	3,242	4,632	3,184	0,217	0,170	0,242	0,167
ТП-2150 ТМ-400	39,391	87,617	118,230	11,043	6,028	13,408	18,092	1,690
ТП-2150 ТМ-320	53,457	93,269	106,607	16,560	10,571	18,445	21,082	3,275
ТП-2214-1 ТМ-630	29,609	24,864	33,525	9,849	7,631	6,408	8,640	2,538
ТП-2214-2 ТМ-630	9,104	12,189	8,960	4,073	7,604	10,180	7,484	3,402
ТП-2294 ТМ-250	11,056	10,147	13,539	1,241	0,719	0,660	0,881	0,081
ТП-2315 ТМ-250	10,526	9,291	11,573	2,746	0,882	0,779	0,970	0,230
ТП-2338 ТМ-30	0,991	0,618	0,923	0,135	0,058	0,036	0,054	0,008
Итого	13,200	8,291	21,216	7,694	3,238	1,180	3,020	1,095

В таблицах 6.4.2-6.4.3 в строке "Итого" представлены результаты расчета технических потерь в совокупности электрических сетей по всем ТП.

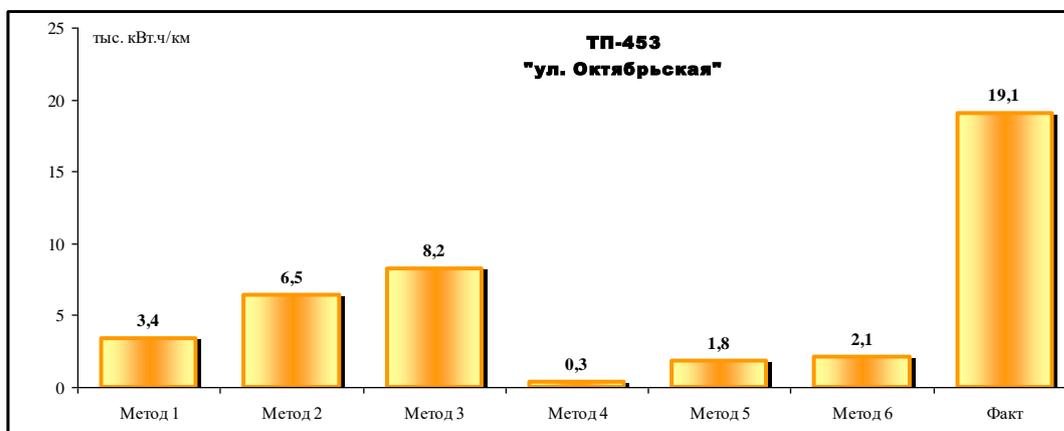
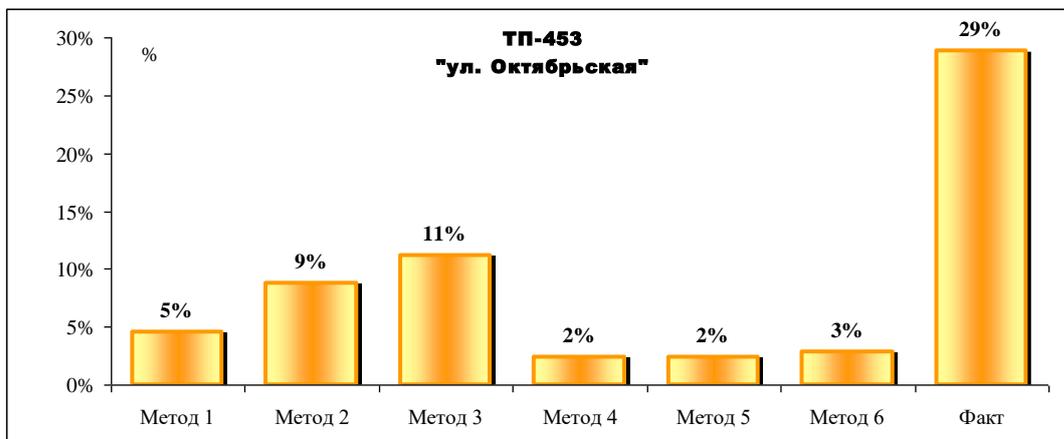
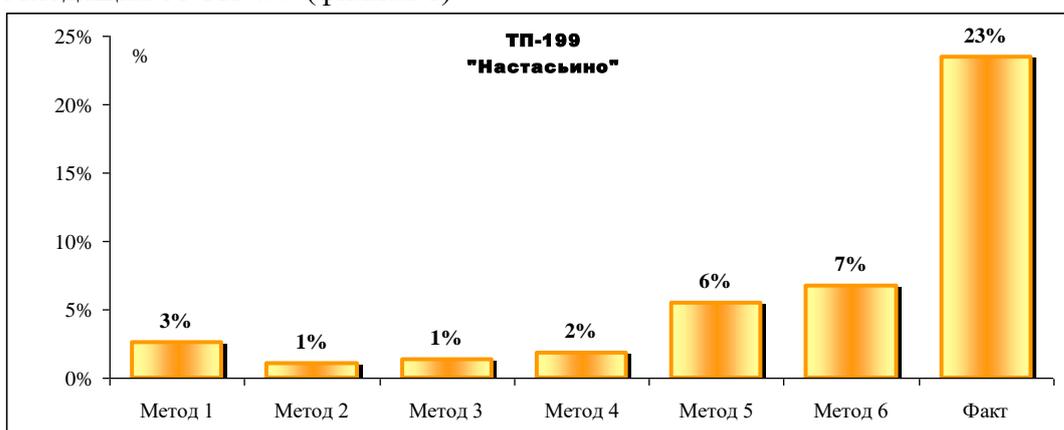


Рисунок 6.4.1 – Удельные и относительные потери электроэнергии в линиях 0,38 кВ, отходящих от ТП 453 (филиал 1)



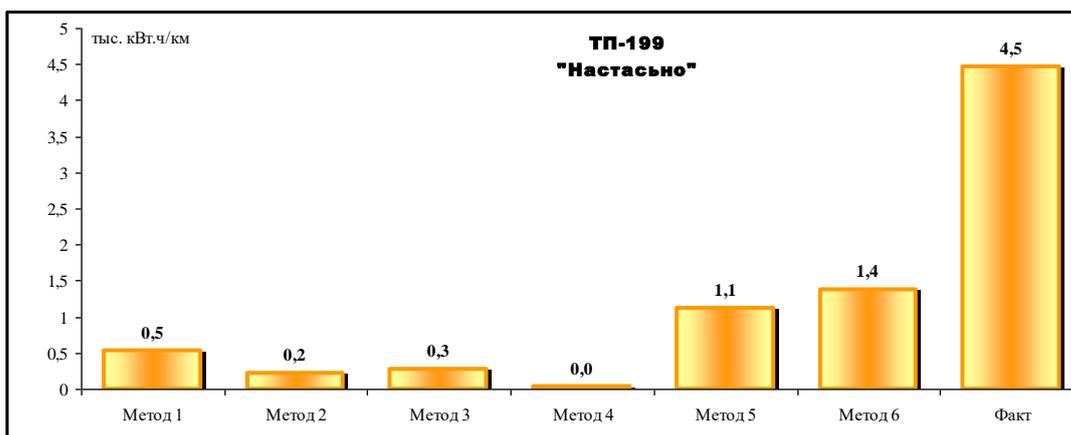


Рисунок 6.4.2 – Удельные и относительные потери электроэнергии в линиях 0,38 кВ, отходящих от ТП 199 (филиал 1)

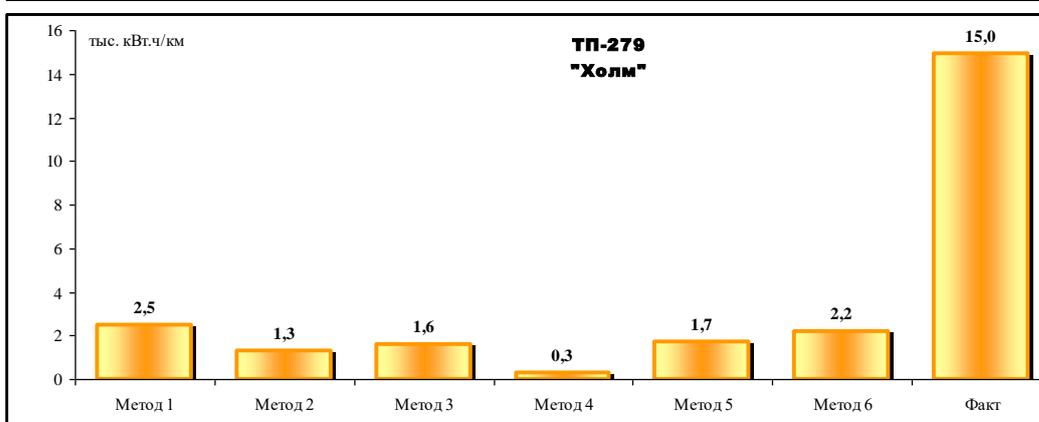
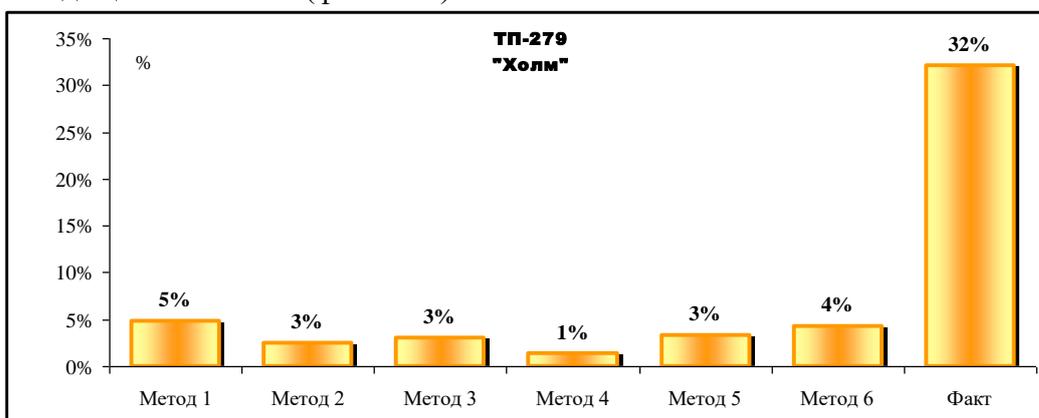
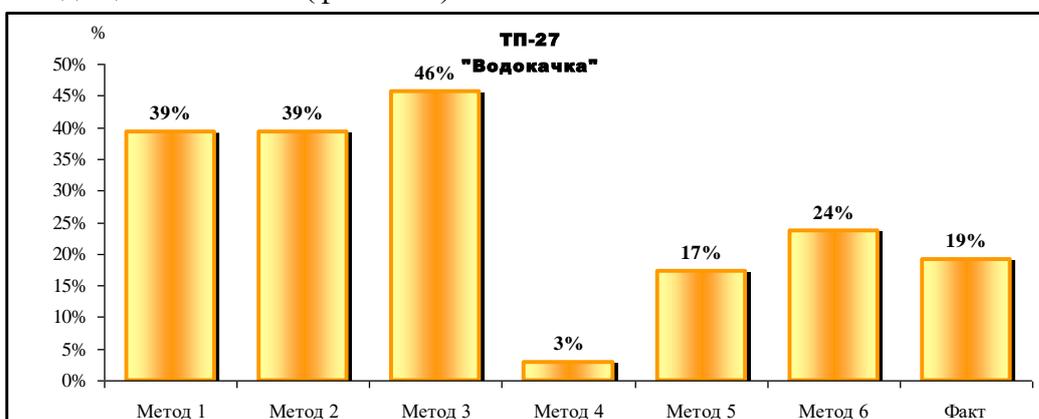


Рисунок 6.4.3 – Удельные и относительные потери электроэнергии в линиях 0,38 кВ, отходящих от ТП 279 (филиал 1)



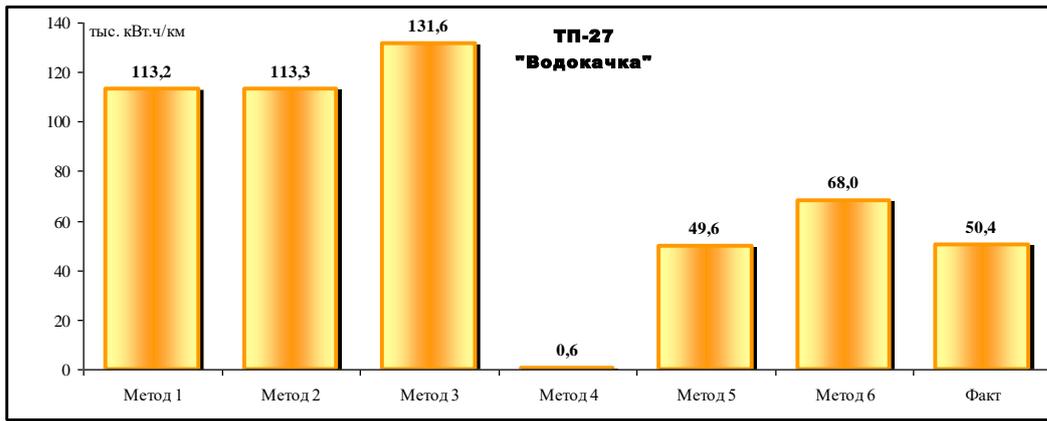


Рисунок 6.4.4 – Удельные и относительные потери электроэнергии в линиях 0,38 кВ, отходящих от ТП 27 (филиал 1)

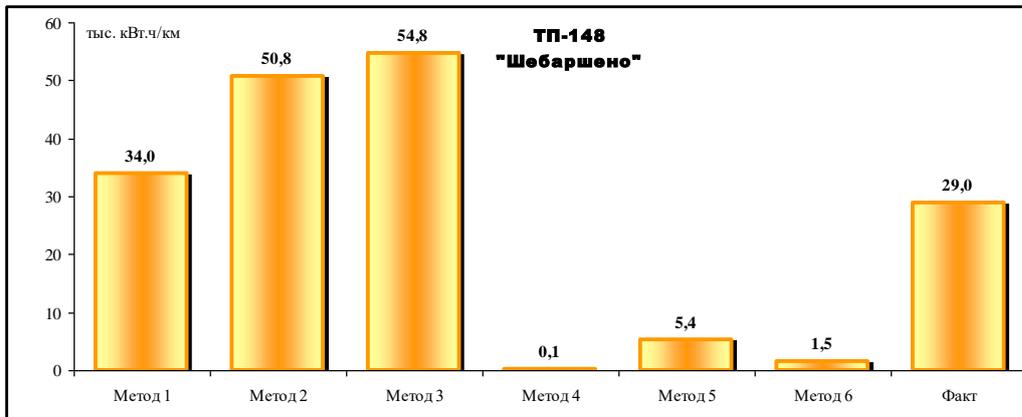
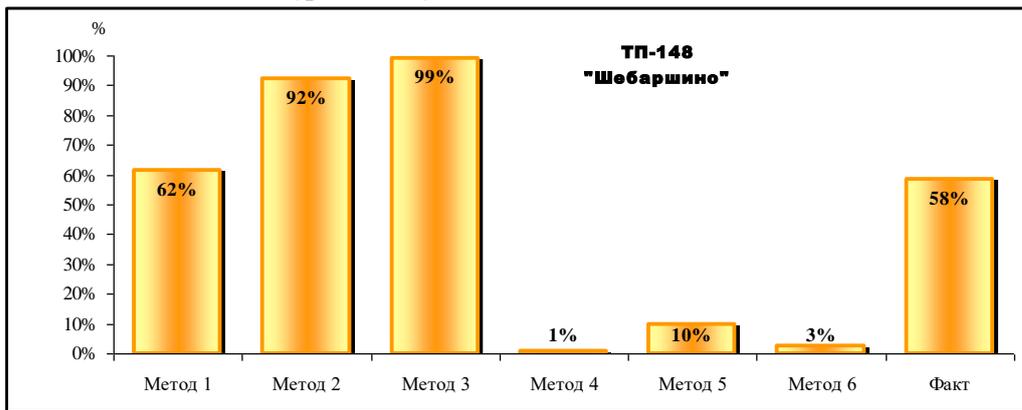
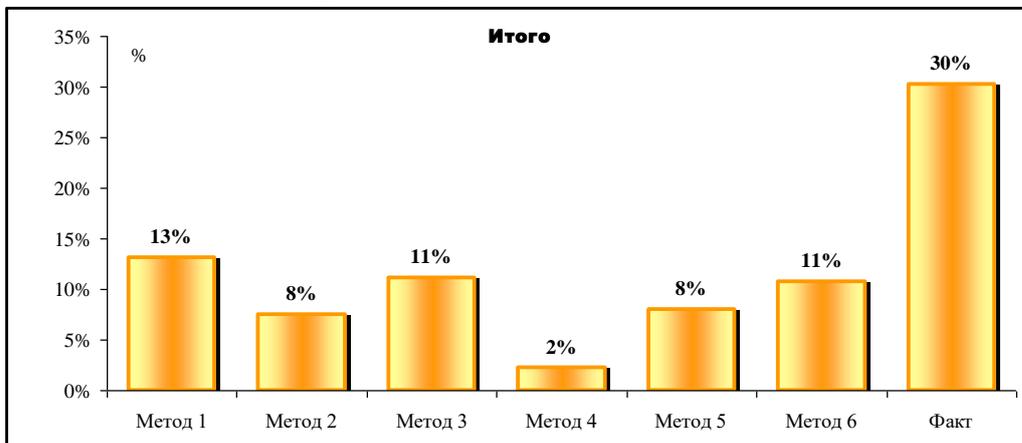


Рисунок 6.4.5 – Удельные и относительные потери электроэнергии в линиях 0,38 кВ, отходящих от ТП 148 (филиал 1)



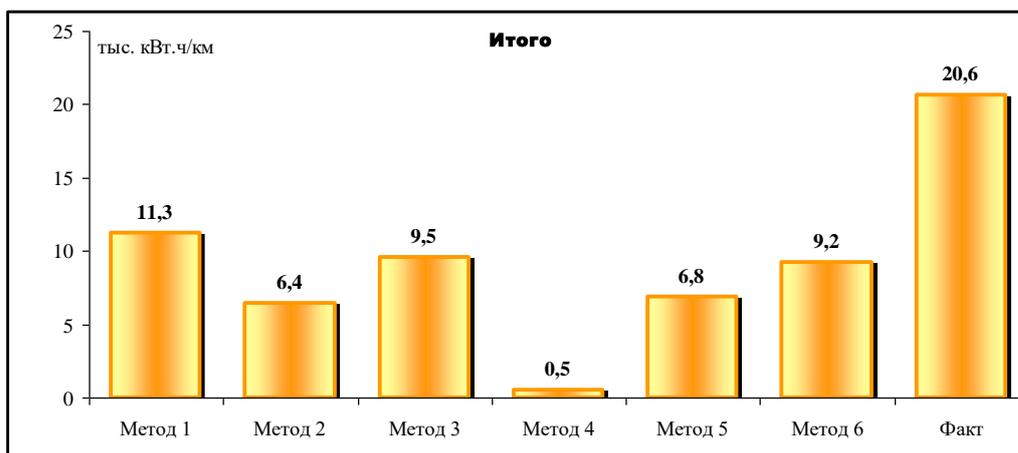


Рисунок 6.4.6 – Удельные и относительные потери электроэнергии в линиях 0,38 кВ, отходящих от всех ТП, участвующих в расчете (филиал 1)

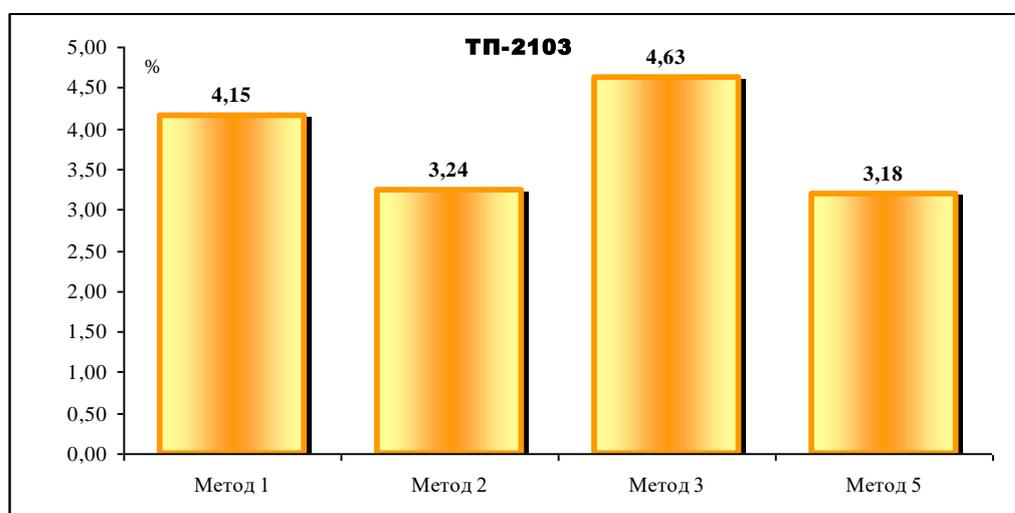


Рисунок 6.4.7 – Относительные потери электроэнергии в линиях 0,38 кВ, отходящих от всех ТП, участвующих в расчете (филиал 2)

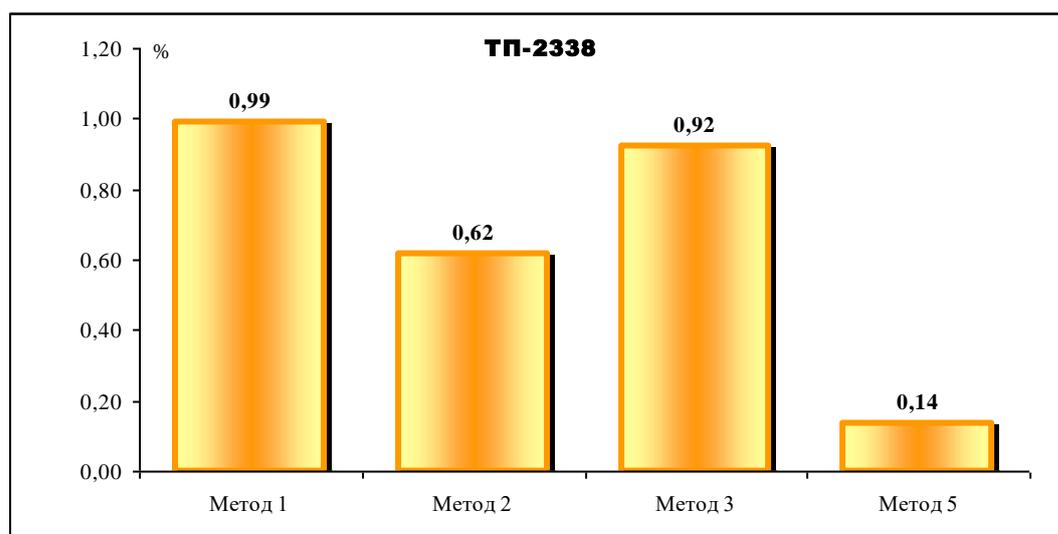


Рисунок 6.4.8 – Относительные потери электроэнергии в линиях 0,38 кВ, отходящих от всех ТП, участвующих в расчете (филиал 2)

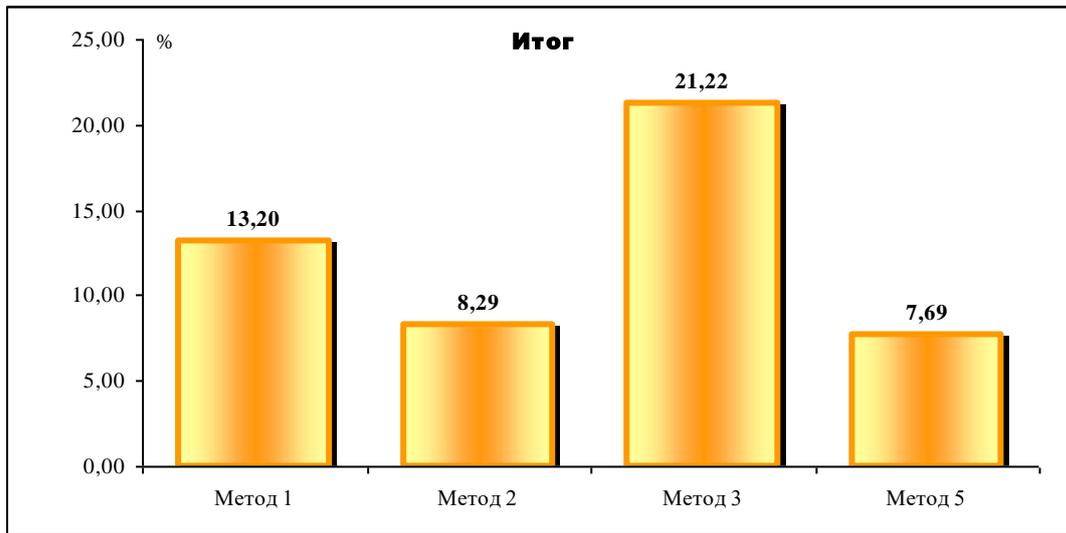


Рисунок 6.4.9 – Относительные потери электроэнергии в линиях 0,38 кВ, отходящих от всех ТП, участвующих в расчете (филиал 2)

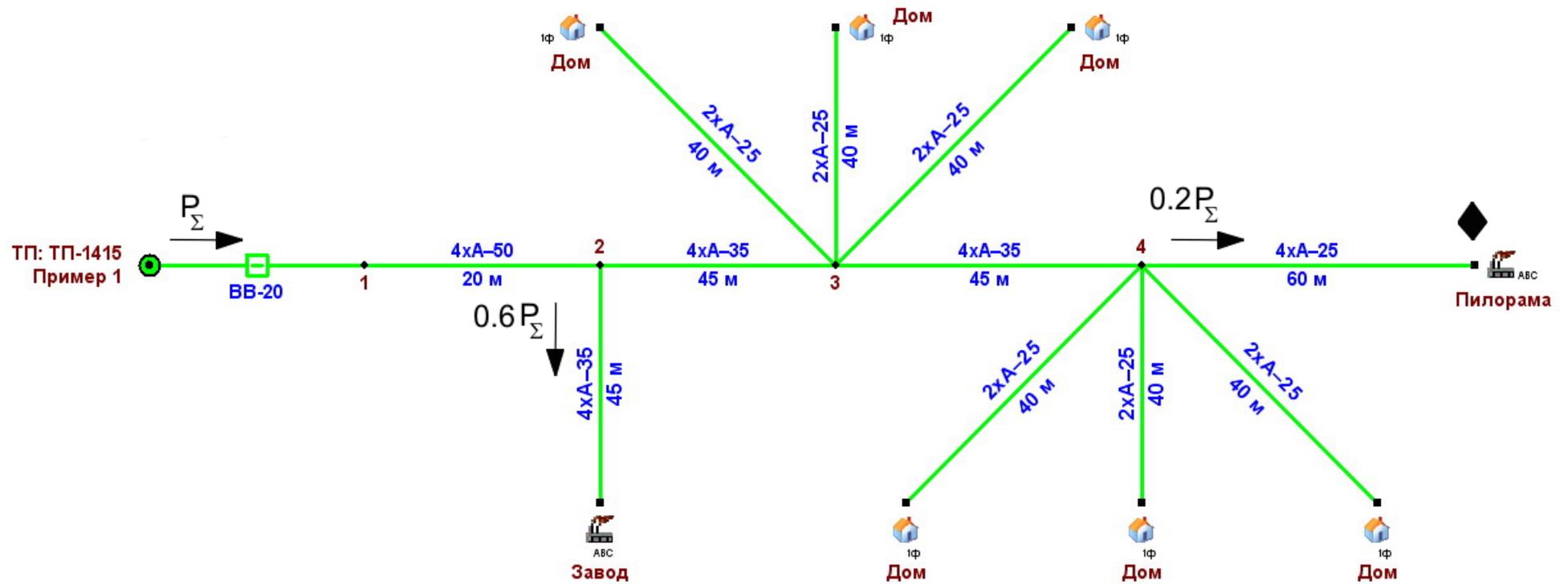


Рисунок 6.4.10 – Пример №1 схемы электрической сети 0,38 кВ (маркером  - обозначен последний узел магистрали)

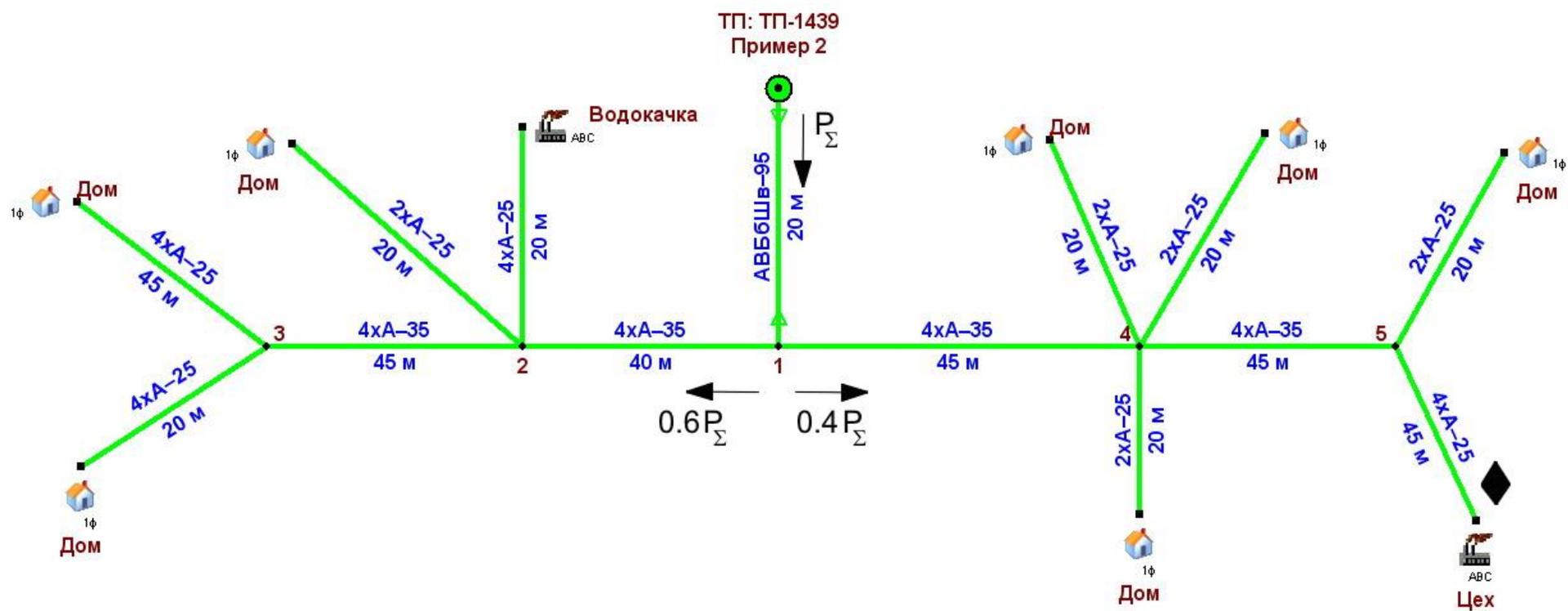


Рисунок 6.4.11 – Пример №2 схемы электрической сети 0,38 кВ (маркером  - обозначен последний узел магистрали)

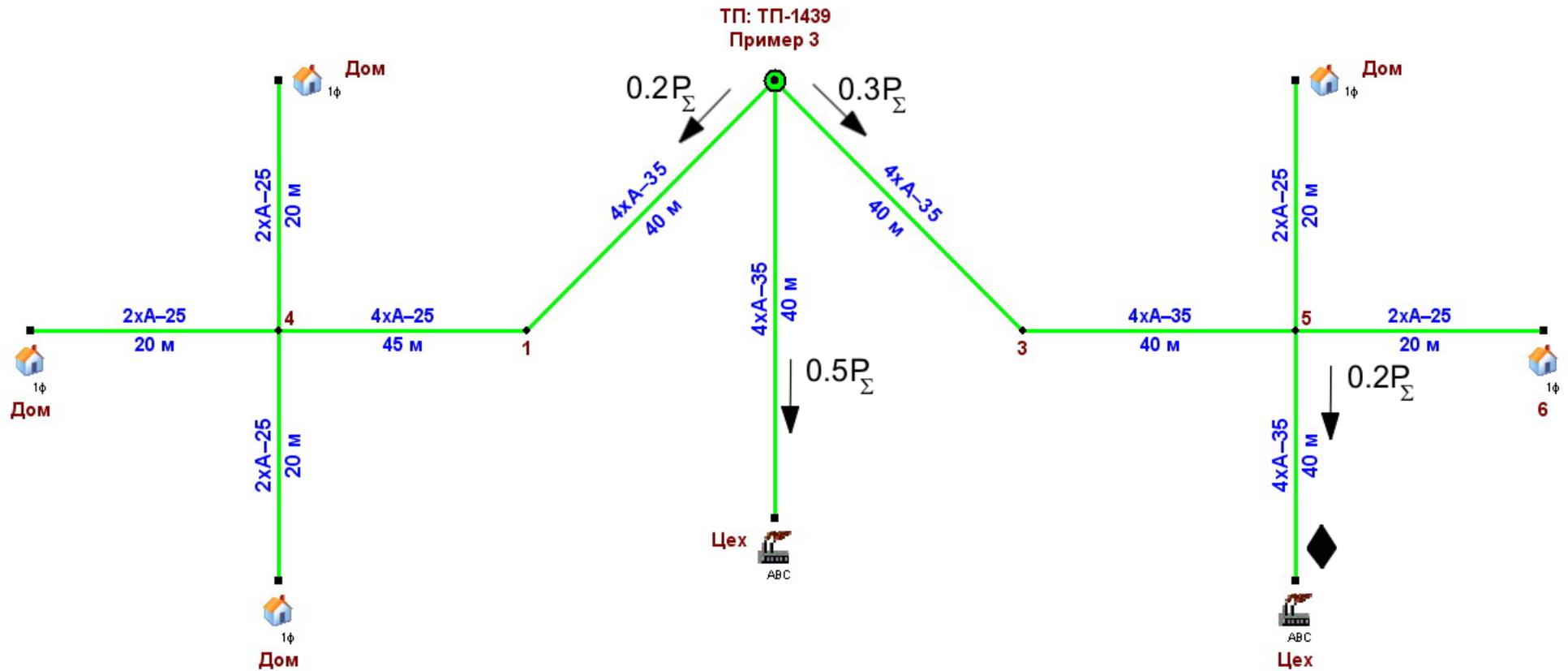


Рисунок 6.4.12 – Пример №3 схемы электрической сети 0,38 кВ (маркером  - обозначен последний узел магистрали)

По представленным в разделе на рисунках 6.4.1-6.4.9 и в таблицах 6.4.2-6.4.3 данным следует отметить:

1. При выполнении сопоставительного анализа результаты расчета технических потерь электроэнергии по методу 5 (поэлементный расчет технических потерь по методу средних нагрузок) принимаются как более точные, так как учитываются: схема электрической сети, неполнофазность участков и присоединение абонентов к конкретным узлам схемы.

2. Использование оценочных методов расчета (метод 1, метод 2 и метод 3) для расчета потерь электроэнергии в одной линии 0,38 кВ или во всех линиях, отходящих от одного ТП, может приводить к большим погрешностям.

Например, технические потери электроэнергии по методам 1-3 для ТП-27 "Водокачка" (рисунок 6.4.4) находятся в диапазоне 39-46 %. Как видно из этого рисунка даже фактические потери электроэнергии в этих линиях ниже технических, рассчитанных по методам 1-3, и равны 19,22 %. Результаты расчета технических потерь с использованием метода 5 составили 17%.

Одной из причин таких некорректных результатов расчета технических потерь электроэнергии является неравномерность нагрузки, наблюдаемая в этой электрической сети. Для иллюстрации такого варианта схемы сети на рисунке 6.4.10 представлен пример линии 0,38 кВ. Как видно из рисунка, после головного участка происходит отбор большего значения нагрузки, а по остальным участкам протекает поток мощности, значительно меньший. Следовательно, при определении технических потерь, например, методом 1 (с использованием эквивалентной длины линии) по магистрали протекает поток мощности значительно больше, чем это есть на самом деле.

Вторая причина получения неверных результатов расчета является наличие лучевых схем электрической сети. Примеры такого варианта электрической сети представлены на рисунках 6.4.11-6.4.12. Распределение общей нагрузки происходит по нескольким направлениям, что невозможно учесть методами 1-3. Варианты схем, представленных на рисунках 6.4.11-6.4.12, аналогичны схеме сети 0,4 кВ, отходящей от ТП-148 "Шебаршино". Технические потери электроэнергии по методам 1-3 получены 62-99%. Как видно из этого рисунка фактические потери электроэнергии в этих линиях ниже технических, рассчитанных по методам 1-3, и равны 58,36 %. Результаты расчета потерь электроэнергии по методу 5 с использованием схемы электрической сети получены ниже значений фактических потерь и составили 10%.

Если выполнять расчет потерь в целом по выбранным объемам электрических сетей 0,4 кВ, получаются значительно более корректные результаты расчетов, так как происходит усреднение эквивалентных длин и средних нагрузок по сети. Например, в линиях 0,38 кВ филиала 1 технические потери по всем методам (за исключением метода 4) находятся в одном диапазоне 8-13% (рисунок 6.4.6).

Таким образом, можно сказать, что использование оценочных методов расчета, основанных на обобщенной информации о схемах и нагрузках сети (методы 1-3) возможно только для совокупности электрической сети.

3. Результаты расчета потерь электроэнергии по оценочному методу с использованием измеренных потерь напряжения в электрических сетях (Метод 4) филиала 1 занижены и в целом по выборке составили 2,19 % при результатах расчета технических потерь по методу 5 – 8,01 %. Это можно объяснить недостоверными результатами измерений максимальных потерь напряжения от центра питания до электрически удаленной точки сети. Персонал ЭСО проводил измерения в теплый период года в рабочие дни в часы с низкой нагрузкой, когда большая часть населения находится на работе. Следовательно, в результате измерений получены низкие потери напряжения – 3-4 % и, соответственно потери электроэнергии составили 2,19 % (рисунок 6.4.6).

4. Так в связи с некорректными исходными данными о потерях напряжения в электрической сети 0,4 кВ (метод 4) получены неверные результаты расчета технических потерь электроэнергии, было решено использовать в качестве исходной информации результаты расчета режимных параметров по данным максимальных нагрузок. Полученные результаты представлены как результаты расчета по методу 6. Из рисунков видно, что результаты расчетов по методу 6 значительно ближе к результатам расчетов по методу 5 в отличие от метода 4.

Учитывая, что объем электрических сетей 0,4 кВ, в котором определялись технические потери электроэнергии с использованием нескольких методов, небольшой, представленные выводы и результаты расчетов требуют дальнейшего уточнения.

7 Программные средства расчета и нормирования технических и потерь электроэнергии

7.1 Многоуровневый интегрированный комплекс программ РТП для расчетов и нормирования потерь электроэнергии в электрических сетях ОАО «Мосэнерго»

С целью повышения объективности и обоснованности нормирования потерь электроэнергии в электрических сетях 0,4–750 кВ ОАО "Мосэнерго" был разработан многоуровневый интегрированный программный комплекс РТП [33].

Назначение и область применения

Комплекс РТП состоит из нескольких программных модулей и подсистем, установленных на различных уровнях управления энергосистемы – в районах и предприятиях электросетей (РЭС, ПЭС), московской кабельной сети (МКС), в генеральной дирекции. Структурная схема программных модулей и баз данных приведена на рисунке 7.11.

РТП позволяет рассчитывать суммарную величину и структуру технических потерь электроэнергии по энергосистеме в целом, проследить динамику потерь по месяцам года, сопоставить потери электроэнергии в различных элементах сети по ступеням напряжения, структурным подразделениям.

Результаты расчетов технических потерь электроэнергии могут быть использованы для:

- ✓ расчета нормативов потерь;
- ✓ анализа структуры и причин роста потерь;
- ✓ учета потерь в расчетах допустимых и фактических небалансов электроэнергии в электрических сетях РЭС, ПЭС и энергосистеме в целом, локализации небалансов и принятия мер по их снижению;
- ✓ учета потерь электроэнергии при расчетах тарифов на электроэнергию по ступеням напряжения;
- ✓ оценки величины коммерческих потерь электроэнергии в энергосистеме и ПЭС и определения эффективности мероприятий по снижению потерь.

Комплекс РТП адаптирован к условиям эксплуатации электрических сетей энергосистемы и обеспечивает прозрачные взаимоотношения филиалов электрических сетей и генеральной дирекции по расчетам нормативов потерь. Генеральная дирекция и персонал электросетевых предприятий имеют равные возможности по контролю исходной информации и результатов расчета потерь по всем необходимым структурным составляющим потерь.

Основные функции

Расчеты проводятся в соответствии с принятой в ОАО «Мосэнерго» месячной периодичностью нормирования потерь электроэнергии.

В замкнутых электрических сетях 110 кВ и выше расчет переменных потерь мощности и электроэнергии ведется ежесуточно с учетом реальных изменений коммутационного состояния сети и ее работы в режимах суточных максимумов нагрузки. Потери электроэнергии за месяц определяются путем суммирования потерь электроэнергии за сутки.

В разомкнутых электрических сетях 110, 35, 6(10) кВ, силовых трансформаторах, синхронных компенсаторах и токоограничивающих реакторах расчеты переменных потерь мощности выполняются для нагрузок зимнего максимума с их пересчетом в годовые переменные потери электроэнергии по времени наибольших потерь.

Годовые переменные потери распределяются по месяцам пропорционально квадратам прироста известного отпуска электроэнергии в сеть. При этом для более точного учета паспортных данных оборудования электрических сетей 35-110 кВ каждая линия, трансформатор и синхронный компенсатор представляются в базе данных своими индивидуальными параметрами, которые ежегодно обновляются. То же относится к условно-постоянным потерям электроэнергии, для расчета которых создана отдельная подробная база данных практически по каждому элементу электрической сети 35-220 кВ.

Кроме того, в энергосистеме создана база данных по схемным и режимным параметрам и результатам расчетов потерь по всем распределительным линиям 6(10) кВ. Исключение составляют измерительные трансформаторы тока, напряжения и счетчики, для которых задается их количество, а потери определяются по удельным показателям на единицу оборудования.

Комплекс РТП позволяет проводить расчеты:

- переменных потерь мощности и электроэнергии в замкнутой электрической сети 110 кВ и выше (ежесуточно с использованием программы установившегося режима и суточных графиков нагрузки энергосистемы);
- переменных потерь мощности и электроэнергии в силовых трансформаторах 35 кВ и выше;
- переменных потерь мощности и электроэнергии в тупиковых и отпаечных линиях 110 кВ;
- переменных потерь мощности и электроэнергии в линиях 35 кВ;
- переменных потерь мощности и электроэнергии в распределительных сетях 0,38-6(10) кВ (см. раздел 7.2 настоящего пособия);
- переменных потерь мощности и электроэнергии в токоограничивающих ректорах и синхронных компенсаторах;
- условно-постоянных потерь электроэнергии.

Структура программного обеспечения

Общая структура программного обеспечения приведена на рисунке 7.1.1. Большинство программных модулей разработаны в рамках комплекса РТП (модули с индексами РТП 1, РТП 2 и РТП 3). Индекс модуля определяет уровень его функционирования: 1- уровень энергосистемы, 2- уровень ПЭС, 3 - уровень РЭС. В состав комплекса входят модули:

- ✂ РТП 3.2 – расчет потерь электроэнергии в электрических сетях 0,38 кВ;
- ✂ РТП 3.1 – расчет потерь электроэнергии в разомкнутых электрических сетях 6(10) кВ (см. раздел 7.2 настоящего пособия);

- ✎ РТП 2.2 – расчет годовых условно-постоянных и переменных потерь электроэнергии в разомкнутых сетях ПЭС (рисунок 7.1.3);
- ✎ РТП 2.1 – расчет структуры потерь во всех сетях ПЭС (включая замкнутые) с разбивкой по месяцам года (рисунок 7.1.4);
- ✎ РТП 1.3 – расчет годовых переменных потерь электроэнергии (в замкнутой электрической сети 110-750 кВ) как суммы ежедневных потерь электроэнергии;
- ✎ РТП 1.2 – сводный расчет годовых условно-постоянных и переменных потерь электроэнергии в сети 0.38-750 кВ (рисунок 7.1.5);
- ✎ РТП 1.1 – сводный расчет структуры потерь электроэнергии в электрических сетях энергосистемы с разбивкой по видам оборудования, ступеням номинальных напряжений сети, предприятиям и временным периодам (рисунок 7.1.6).

В комплекс РТП интегрированы также по входным и выходным данным некоторые программные подсистемы, эксплуатируемые в ОАО «Мосэнерго»:

- «Сеть МЭ» – программа оперативных расчетов электрических режимов и потерь мощности в электрической сети 110 кВ и выше (разработка ИВЦ ОАО «Мосэнерго»);
- «Оценка состояния» – программа достоверизации телеизмерений и расчетов режимов сети 500-750 кВ (разработка ГВЦ Энергетики);
- «Энергостат» – программа расчета активных и реактивных нагрузок в узлах замкнутой сети энергосистемы 110 кВ и выше [35];
- «ИВК СЭС» – программа расчета установившихся режимов, потерь мощности и электроэнергии в Московской кабельной сети (разработка Киевского технического университета).

Программные модули РТП 2 (РТП 2.1 и РТП 2.2) установлены в предприятиях электрических сетей (ПЭС), РТП 3 (РТП 3.1 и РТП 3.2) – в районах (РЭС) и предприятиях электрических сетей. Интегрированный программный модуль РТП 1 (РТП 1.1, РТП 1.2 и РТП 1.3), объединяющий все результаты расчетов технических потерь в целом по энергосистеме установлен в планово-экономическом отделе (ПЭО) и Энергосбыте ОАО «Мосэнерго», которые рассчитывают общую структуру потерь, контролируют работу по нормированию потерь по сетевым предприятиям и энергосистеме в целом.

Обмен данными между программными модулями осуществляется по локальной сети генеральной дирекции и по корпоративной сети ОАО «Мосэнерго». Большая часть подготовки данных и расчетов производится на уровне предприятий электрических сетей, где установлены модули РТП 2. Программные модули РТП 2 суммируют по ПЭС в целом переменные потери электроэнергии по электрическим сетям 0,38-10 кВ РЭС, потери в разомкнутых сетях 35-110 кВ, переменные потери в замкнутой сети ПЭС 110 кВ и выше в соответствии с балансовой принадлежностью сетей. Функциональная схема РТП 2 приведена на рисунке 4.

На рисунках 7.1.3-7.1.5 представлены отдельные экранные формы модулей РТП 2 и РТП 1.3.

Опыт эксплуатации и перспективы развития

Пятилетний опыт эксплуатации комплекса РТП подтвердил правильность выбора системы расчетов потерь, основанной на определении технических потерь электроэнергии и мощности с максимальным использованием схемной и режимной информации, имеющейся в энергосистеме. Несмотря на значительный объем информации и количество структурных подразделений (13 сетевых предприятий, Московская кабельная сеть, ПЭО, Энергосбыт, ИВЦ ОАО «Мосэнерго»), система сбора информации и расчетов работает достаточно стабильно. Особо следует отметить возможность доступа к исходным данным и результатам расчетов персонала всех подразделений ОАО

«Мосэнерго», участвующих в расчетах. Вместе с тем определились основные направления усовершенствования системы расчетов потерь, которые выявлены в результате эксплуатации РТП:

1. Усовершенствование методов расчета некоторых структурных составляющих потерь, в первую очередь, в электрических сетях 0,38 кВ. Модернизация программ для более удобной подготовки баз данных оборудования и измерений на уровне ПЭС с возможностью архивации многолетних данных режимных параметров, состава и состояний оборудования. Перевод всех программ комплекса на клиент-серверные базы данных с возможностью ввода и коррекции информации с клиентских мест, установленных на удаленных объектах (подстанции, РЭС). Разработка гибкой системы генерации отчетных форм с возможностью вывода отчетных табличных и графических форм в форматы «MS OFFICE».

2. Переход к следующему этапу расчета и анализа потерь электроэнергии – разработке и внедрению мероприятий по снижению потерь. Потери электроэнергии являются одной из составляющих баланса электроэнергии в электрических сетях. Для выбора и внедрения мероприятий по снижению потерь необходим анализ не только результатов расчетов технических потерь, но и их сопоставление с фактическими (отчетными) потерями – определение фактических небалансов электроэнергии в электрической сети (коммерческих потерь), сравнение этих небалансов с допустимыми небалансами по сети в целом, по отдельным участкам и узлам. Структурная схема автоматизированной системы анализа потерь и балансов электроэнергии представлена на рисунке 7.1.7.

Выводы

1. Опыт эксплуатации комплекса РТП показал, что расчет и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях энергосистемы на современном этапе должны осуществляться с максимальным использованием имеющейся в энергосистеме информации и базироваться на основе детальных расчетов технических потерь с разбивкой по оборудованию, ступеням напряжения и предприятиям электросетей. Интегрированная многоуровневая система расчетов обеспечивает доступность, прозрачность и проверяемость исходных данных и результатов расчетов нормативов потерь как для подразделений энергосистемы, так и для контролирующих органов: региональных энергетических комиссий, территориальных управлений Госэнергонадзора, налоговых инспекций.

2. Основным направлением развития программного обеспечения по расчетам технических потерь электроэнергии является создание на его основе автоматизированной системы расчета и анализа потерь и балансов электроэнергии по электрическим сетям в целом, выделенным участкам, ступеням напряжения, структурным подразделениям, отдельным узлам. Основное назначение этой системы состоит в получении достоверных значений не только технических, но и коммерческих потерь электроэнергии.

3. Потери электроэнергии должны рассчитываться за год в целом с разбивкой по месяцам на основе методов, рекомендованных отраслевыми нормативными документами.

Уровень Энергообъединения

Энергостат	РТП Сеть	РТП 1.3	РТП 1.1	РТП 1.2
Расчет нагрузок в узлах замкнутой сети 110-750 кВ	Расчет установившихся режимов, потерь мощности в замкнутых сетях 110-750кВ.	Расчет потерь эл.эн. в замкнутых сетях 110-750кВ	Сводный расчет ежемесячной структуры потерь эл.эн. в сетях 0.38-750кВ	Сводный расчет годовых усл.-пост. потерь эл.эн. и потерь мощности в разомкнутых сетях 0.38-110кВ
База данных контрольных замеров сети 110-750кВ Данные ОИК	База данных оборудования сети 110-750кВ. Состояние схемы.	База данных потерь мощности в сетях 110-750 кВ и графиков нагрузки	База данных ежемесячных расчетов структуры потерь эл.энергии	База данных для расчета годовых потерь эл.эн. в сетях 0.38-110 кВ



Уровень ПЭС

ИВК СЭС	РТП 2.1	РТП 2.2
Расчет режимов и потерь эл.эн. в кабельных сетях	Расчет структуры потерь эл.эн. в ПЭС с разбивкой по месяцам	Расчет годовых усл.-пост. потерь и переменных потерь эл.эн. в сетях ПЭС
База данных кабельных сетей	База данных ежемесячных потерь эл.эн. в ПЭС	База данных оборудования сетей ПЭС



Уровень РЭС

РТП 3.1	РТП 3.2
Расчет потерь эл.эн. в разомкнутых сетях 6-10 кВ	Расчет потерь эл.эн. в сетях 0.38кВ
База данных разомкнутых сетей 6-10 кВ	База данных электрических сетей 0.38кВ

Рисунок 7.1.1 - Структура программных модулей и баз данных комплекса РТП.

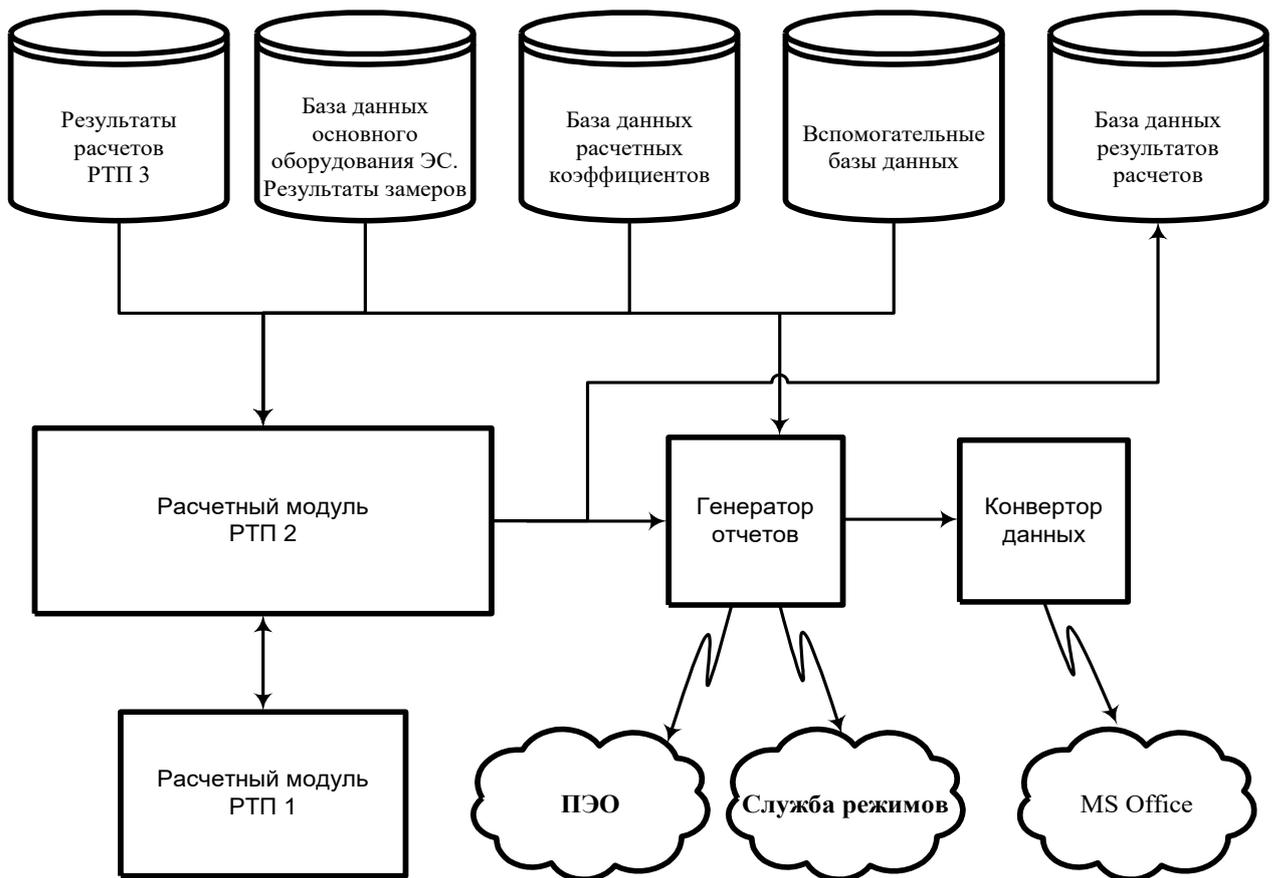


Рисунок 7.1.2 - Функциональная структура модуля РТП 2.

Условно-постоянная составляющая потеря электроэнергии

Северные ЭС

Потери электроэнергии на корону в линиях электропередач

Наименование: Н.Софрино - Уча Потери, кВт.ч: 921 552,00

Ун, кВ: 220 Длина, км: 26,3 Признак расчета: [] Время работы, ч: 8760

Марка провода: [] Сечение, кв.мм.: [] Уд.потери, кВт/км: 4

Наименование	Ун, кВ	Длина, км	Уд. потери, кВт/км	Время работы, ч	Потери, кВт.ч
Н.Софрино - Уча	220	26,3	4	8760	921 552,00
Ярцево - Н.Софрино Восточная	220	30,7	4	8760	1 075 728,00
Ярцево - Н.Софрино Западная	220	30,6	4	8760	1 072 224,00
Заря - Ярцево Западная	220	19,5	4	8760	683 280,00
Заря - Ярцево Восточная	220	19,5	4	8760	683 280,00
Ярцево - Радуга	220	36,6	4	8760	1 282 464,00
ТЭЦ-27-Уча	220	17,5	4	8760	613 200,00
ТЭЦ-21-Северная	220	4,3	4	8760	150 672,00
Н.Софрино-Трубино	220	22,6	4	8760	791 904,00
Ярцево-Темпы 1	220	81,9	4	8760	2 869 776,00
Ярцево-Темпы 2	220	81,9	4	8760	2 869 776,00
ТЭЦ 21-Хвойная	220	26,66	4	8760	934 166,40

Запись 1 из 16

ВЛ / Тр-ры / Компенсаторы / КЛ / Измер.приборы / Распред.сети

Рисунок 7.1.3 - Экранная форма РТП 2 (Расчет структурных составляющих условно-постоянных потерь ПЭС).

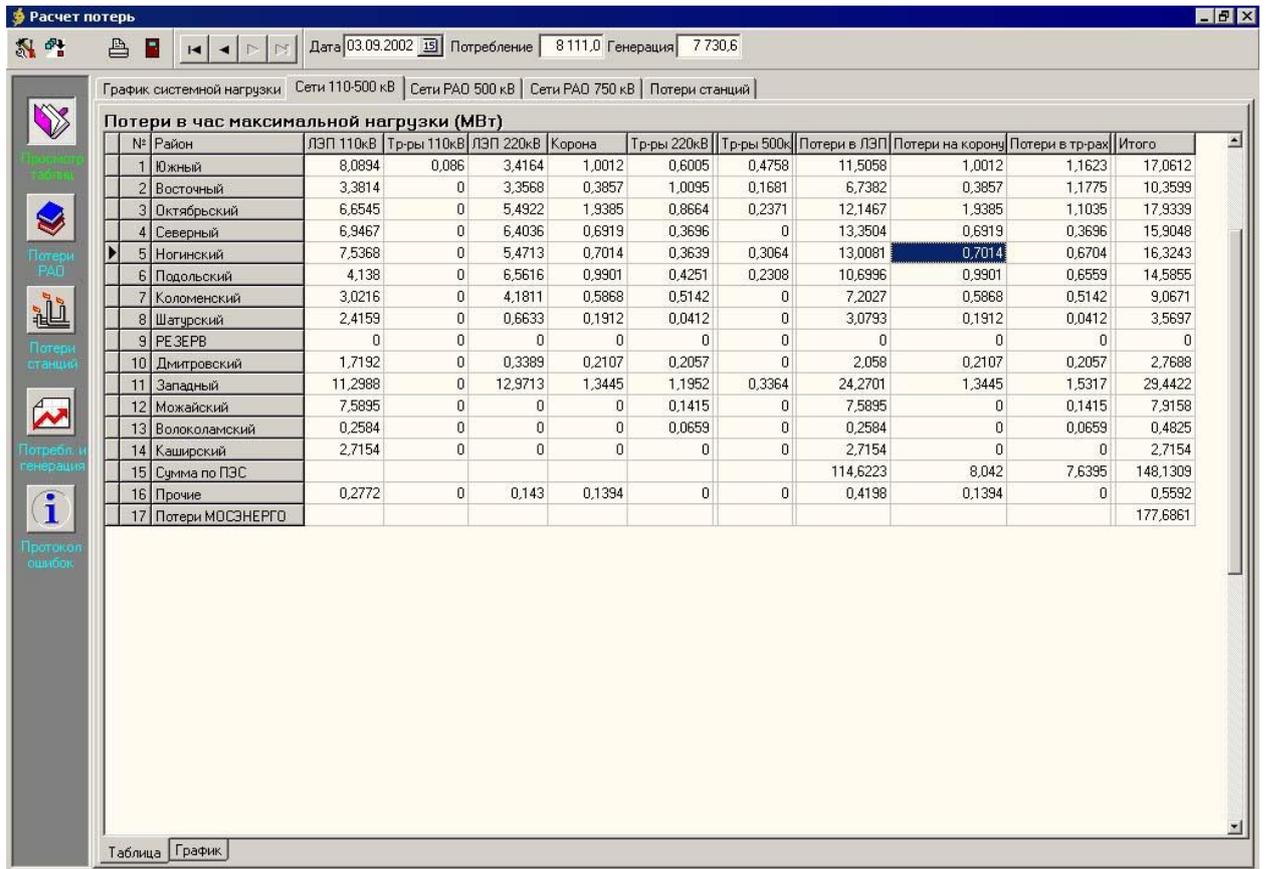


Рисунок 7.1.4 - Экранная форма РТП 2 (Результаты расчета потерь мощности).

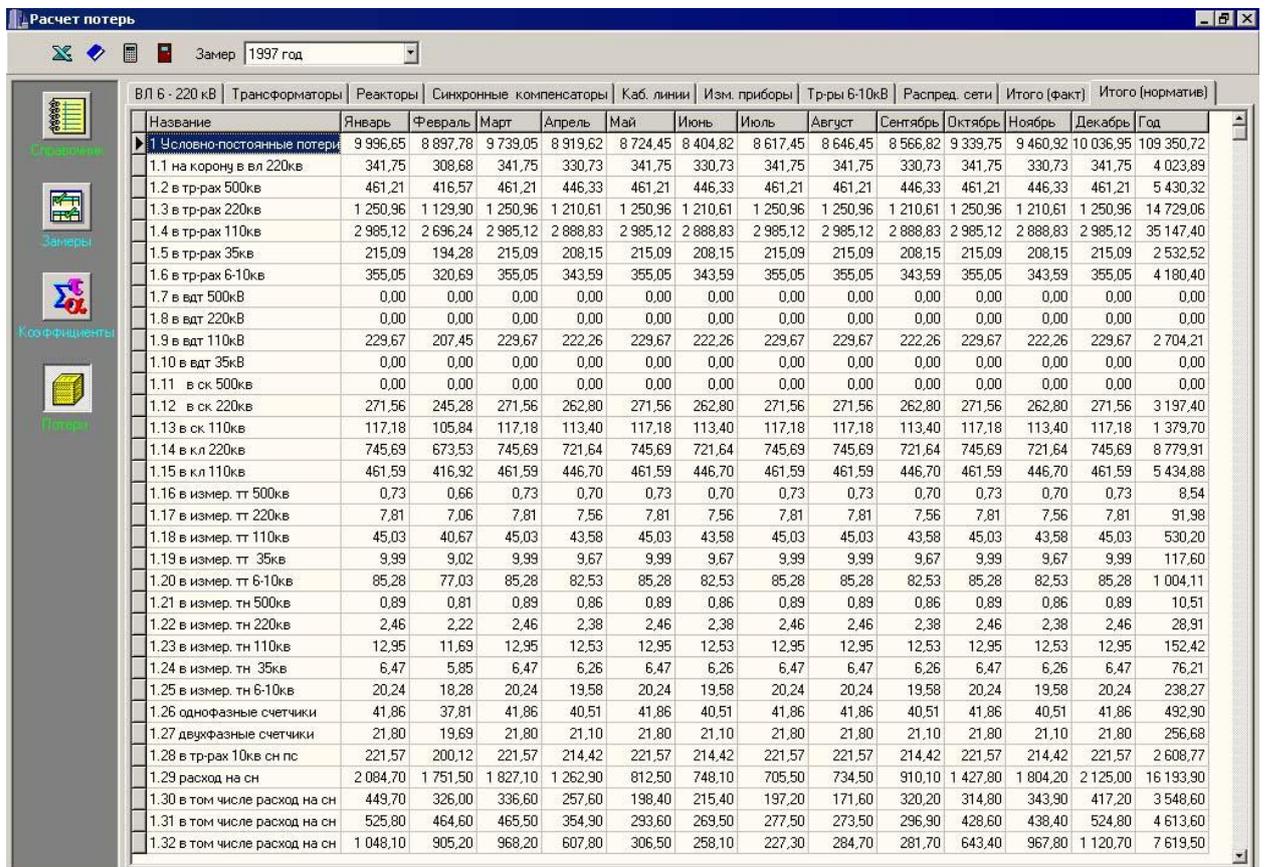


Рисунок 7.1.5 - Экранная форма РТП 2 (Результаты расчета потерь электроэнергии за год с разбивкой по месяцам, структура условно-постоянных потерь электроэнергии).

Расчет и анализ потерь электроэнергии Мосэнерго

Расчет потерь эл. энергии в сетях МОСЭНЕРГО Расчетный период: январь 2000

Условно-постоянные потери Переменные потери Суммарные потери Дополнительная ин-ция Протокол ошибок

Суммарные потери электроэнергии Мосэнерго (тыс. кВт.ч)

Наименование	Усл.-постоянные	Переменные	Всего	750кВ	500кВ	220кВ
Южные ПЭС	16 911,54	14 070,23	30 981,77		4 552,63	7 120,44
Восточные ПЭС	9 795,74	7 412,61	17 208,35		945,19	4 513,96
Октябрьские ПЭС	18 698,73	15 456,09	34 154,81		3 453,80	9 898,88
Северные ПЭС	10 385,99	17 650,96	28 036,95		,00	5 947,52
Налинские ПЭС	14 082,95	11 176,99	25 259,93		5 455,51	5 974,19
Подольские ПЭС	12 866,24	16 661,24	29 527,48		1 921,73	9 897,04
Коломенские ПЭС	7 999,42	6 506,84	14 506,26		,00	4 748,99
Шатурские ПЭС	2 735,94	4 489,34	7 225,28		,00	1 371,02
Западные ПЭС	15 747,64	23 822,34	39 569,98		1 629,48	10 719,54
Каширские ПЭС	2 305,27	6 418,54	8 723,81		,00	,00
Можайские ПЭС	3 680,58	4 014,07	7 694,65		,00	988,80
Дмитровские ПЭС	2 827,54	4 571,16	7 398,70		,00	1 611,23
Волоколамские ПЭС	1 815,65	1 304,08	3 119,73		,00	269,70
		,00	,00		,00	,00

РТП 1.1 Расчет технических потерь Ecoton ltd. 1998 ПЭО Мосэнерго 1998

Рисунок 7.1.6 - Экранная форма РТП (Структура суммарных потерь электроэнергии за месяц с разбивкой по ПЭС).

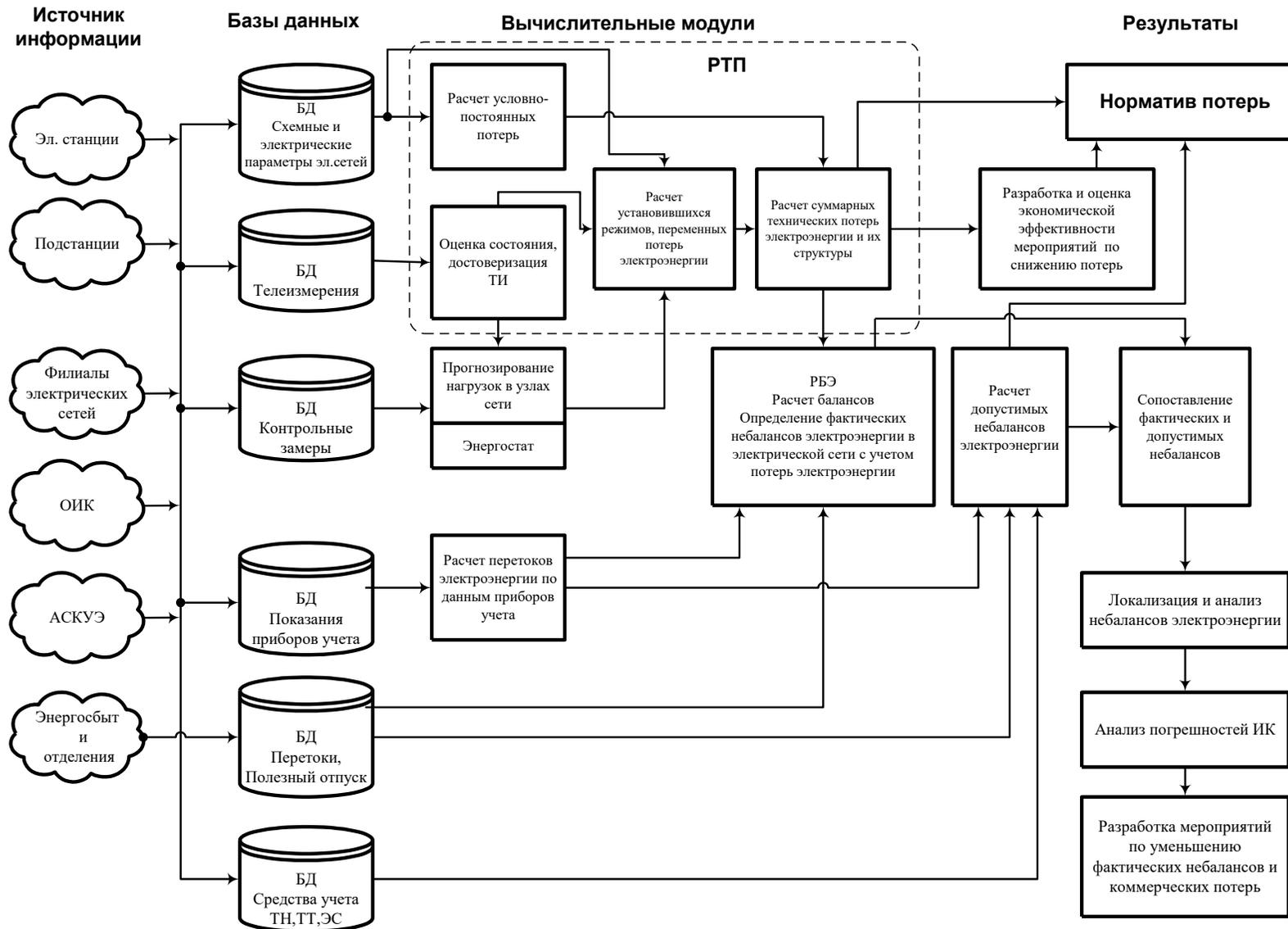


Рисунок 7.1.7 - Структурная схема автоматизированной системы анализа потерь и балансов электроэнергии.

7.2 Программный комплекс РТПЗ - расчет технических и нормативных потерь электрической энергии и количества неучтенной электроэнергии в электрических сетях 0,38-220 кВ

Комплекс программ расчета потерь электроэнергии "РТП 3" является результатом более чем пятилетней работы в области расчета и снижения потерь электроэнергии. Помимо расчета потерь электроэнергии в сетях 220-0,4 кВ и оборудовании подстанций в соответствии с требованиями [6], комплекс "РТП 3" позволяет рассчитывать установившиеся режимы в разомкнутых сетях 220-0,4 кВ, определять токи короткого замыкания, количество неучтенной электроэнергии и формировать балансы электроэнергии по ПЭС и сетевой компании в целом [1, 8, 34].

Одним из достоинств комплекса РТП 3 является простой и интуитивно понятный интерфейс программы. Зачастую простоте и логичности интерфейса уделяется недостаточное внимание, однако, время, необходимое на освоение программного средства, и «привычность» реакций программы являются очень важными параметрами. Большой объем информации не позволяет эффективно проверить введенные данные, а, следовательно, программное средство должно помогать пользователю не ошибиться уже на этапах ввода информации. Чем больше программа похожа на привычные для пользователя приложения, тем эффективнее работа с программой. Анализ информации, поиск и исправление ошибок, могут свести на нет эффект от внедрения программного средства, особенно на начальном этапе, когда пользователь не привык к программе, а большинство информации вводится вручную.

При разработке комплекса РТП 3 большое внимание уделялось удобству работы с программой, логичности действий и доступности уже введенной информации. Результаты расчета могут быть нанесены на расчетную схему и представлены в виде таблиц. Структура отчетных данных максимально унифицирована, а сами результаты и исходная информация могут быть сохранены в формате Excel. Все расчеты проводятся за задаваемый пользователем расчетный период, хранятся в базе данных и автоматически обобщаются для получения сводных отчетных результатов. Ввод схем сети 220-0,4 кВ производится простым рисованием, а редактирование свойств максимально удобно, благодаря использованию настраиваемых справочников по оборудованию.

В целом можно сказать, что комплекс программ **РТП 3** предназначен для расчета режимных параметров, технических потерь мощности и электроэнергии, нормативных потерь в электрических сетях 0,38-220 кВ, а также для расчета допустимых и фактических небалансов, количества неучтенной электроэнергии в сети.

В состав программного комплекса входят три программы, каждая из которых предназначена для решения своего конкретного комплекса задач:

РТП 3.1

- × расчет установившегося режима с определением токов и потоков мощности в ветвях, уровней напряжения в узлах, коэффициентов загрузки линий и трансформаторов в разомкнутых электрических сетях 6(10), 35, 110, 220 кВ;

- × расчет потерь мощности и электроэнергии в разомкнутых и замкнутых электрических сетях 6(10), 35, 110, 220 кВ;

- × расчет двухфазных и трехфазных токов короткого замыкания в разомкнутых электрических сетях 6(10), 35, 110, 220 кВ;

- × оценка режимных последствий оперативных переключений в ремонтных и послеаварийных режимах распределительных сетей;

- × расчет потерь электроэнергии в дополнительном оборудовании: в приборах учета (ТТ, ТН, счетчики), в вентильных разрядниках, шунтирующих реакторах, синхронных компенсаторах, в ограничителях перенапряжения, в устройствах присоединения ВЧ-связи, в соединительных проводах и шинах подстанций, от токов утечки по изоляторам воздушных линий;
- × расчет потерь мощности и электроэнергии в изоляции кабельных линий;
- × расчет потерь мощности и электроэнергии на корону в воздушных линиях 110 кВ и выше;
- × расчет потерь электроэнергии, обусловленных допустимыми погрешностями приборов учета;
- × формирование расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций;
- × формирование сводной таблицы норматива потерь электроэнергии по ступеням напряжения с разбивкой на структурные составляющие;

РТП 3.2

- × расчет установившегося режима с определением токов и потоков мощности в ветвях, уровней напряжения в узлах, коэффициентов загрузки линий в электрических сетях 0,38 кВ (по схеме с учетом несимметричной нагрузки фаз и неполнофазного исполнения участков);
- × расчет потерь мощности и электроэнергии в электрических сетях 0,38 кВ (по схеме с учетом несимметричной нагрузки фаз и неполнофазного исполнения участков);
- × расчет потерь мощности и электроэнергии в электрических сетях 0,38 кВ без ввода схем (по обобщенным параметрам или по потере напряжения);

РТП 3.3

- × ведение баз данных по потреблению электроэнергии абонентами с привязкой их точек учета к схеме сети;
- × ведение баз данных о составе измерительных комплексов (классах точности приборов, их паспортных данных, фактических погрешностей);
- × расчет допустимого, фактического небалансов и количества неучтенной электроэнергии в разомкнутых электрических сетях с учетом фактического потребления присоединенных абонентов к узлам сети и допустимой метрологической составляющей потерь электроэнергии

Интерфейс программы удобен и прост, что позволяет сократить затраты труда на подготовку и расчет электрической сети. В частности, кроме главного и контекстных меню к услугам пользователя представлен необходимый и наглядный набор «инструментов» и панель в нижней части экрана, в которой находится оглавление базы данных или результаты расчетов. При возникновении каких-либо вопросов во время работы с программой всегда можно обратиться за помощью к Справке или к Инструкции пользователя.

Оглавление базы данных по электрическим сетям представлено таким образом, чтобы пользователь мог быстро найти нужный фидер по принадлежности к району электрических сетей, номинальному напряжению, подстанции. Список фидеров можно отсортировать по одному или нескольким позициям, например, по центрам питания и по номинальному напряжению.

Ввод расчетной схемы осуществляется на основе нормальной оперативной схемы фидера. Элементами фидера являются узлы (центры питания, отпайки, трансформаторы (двухобмоточные, трехобмоточные и автотрансформаторы), потребители) и линии (провода, кабели, соединительные линии), предусмотрен ввод переходных трансформаторов. Количество присоединений к узлу не ограничено. Нет ограничений по количеству узлов и линий в расчетной схеме. Ввод схемы существенно облегчается и ускоряется набором редактируемых справочников.

Изображение фидера можно увеличивать или уменьшать с помощью функции изменения масштаба, а также передвигать по экрану полосами прокрутки или мышкой.

Параметры расчетной схемы или свойства любого ее элемента доступны для просмотра в любом режиме. После расчета фидера дополнительно к исходной информации об элементе в окно с его характеристиками добавляются результаты расчета.

В программе предусмотрен гибкий режим редактирования, который позволяет вводить любые необходимые изменения исходных данных, схем электрических сетей: добавить или отредактировать фидер, названия электрических сетей, районов, центров питания, отредактировать справочники. При редактировании фидера можно изменить расположение и свойства любого элемента на экране, вставить линию, заменить элемент, удалить линию, трансформатор, узел и т.д.

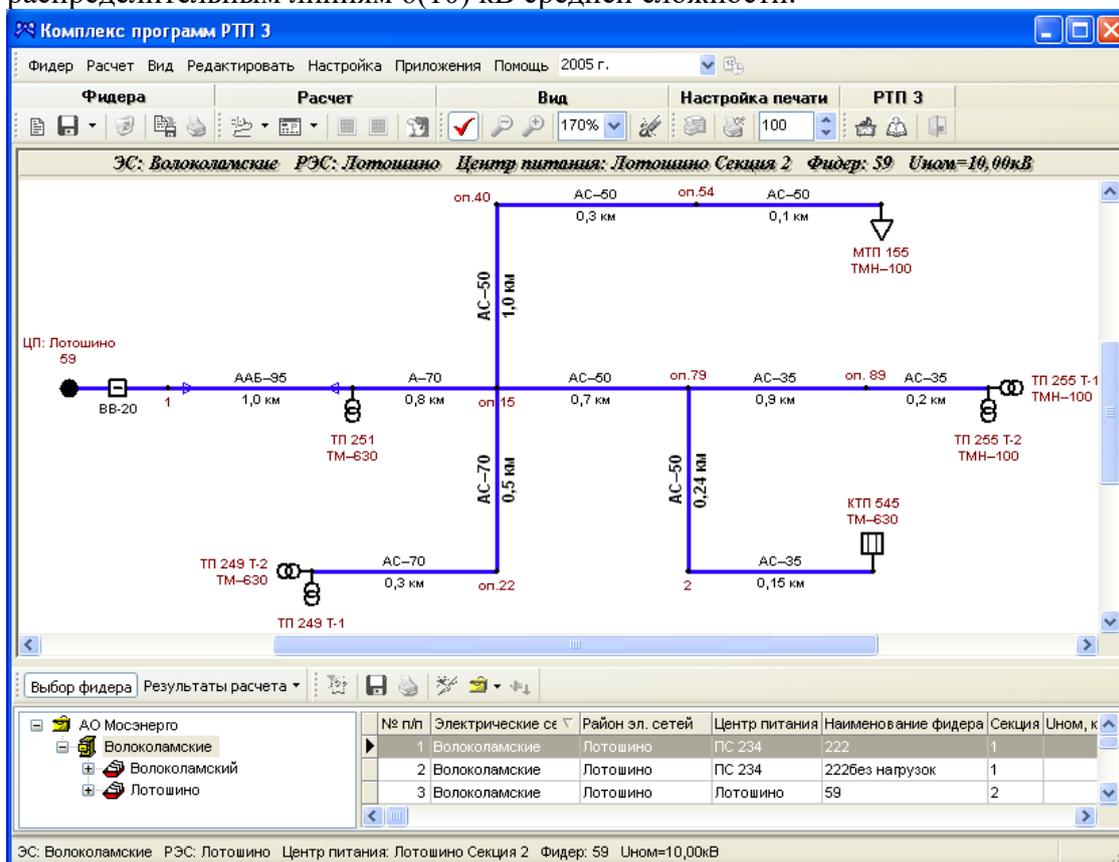
Максимально удобен режим печати. Пользователь всегда может распечатать схему фидера, предварительно просмотрев как и на каком количестве листов она размещается (при необходимости изменяется масштаб для вывода изображения на печать). Кроме схемы можно распечатывать любые таблицы с результатами расчетов по фидеру, а также результаты расчета по всей базе в целом.

Программа позволяет работать с несколькими базами данных, для этого необходимо только указать к ним путь.

Для облегчения визуального восприятия схемы существует настройка цветов изображения как исходных данных, так и результатов расчета.

Открытый формат базы данных, содержащей схемные и режимные параметры распределительных сетей, позволяет экспортировать и импортировать данные в другие программные комплексы.

Все перечисленные возможности существенно сокращают время на подготовку исходной информации. В частности, с помощью программы за один рабочий день один оператор может ввести информацию для расчета технических потерь по 20 распределительным линиям 6(10) кВ средней сложности.



Расчет установившегося режима с определением технических потерь мощности и электроэнергии в разомкнутых распределительных сетях 6-220 кВ включает в себя определение токов и потоков мощностей по ветвям, уровней напряжения в узлах, нагрузочных потерь мощности и электроэнергии в линиях и трансформаторах, потерь холостого хода, потерь на корону, потерь в изоляции кабельных линий с учетом их срока службы, коэффициентов загрузки линий и трансформаторов. Расчет сети 35-220 кВ выполняется с учетом емкостной проводимости воздушных линий, сети 110-220 кВ – с учетом потерь на корону в воздушных линиях, для всех ступеней напряжения – с учетом потерь в изоляции кабельных линий.

Исходными данными для расчета установившегося режима являются значения тока на головном участке фидера и напряжения на шинах, а также нагрузка на всех или

Данные для расчета

Введите необходимую информацию для расчета

Расчетный период: 2005 г.

Расчет: По току головного участка

Ток головного участка (А): 90

Коэффициент мощности головного участка (о.е.): 0,850

Напряжение в центре питания, кВ: 10,50

Отпуск активной электроэнергии в сеть (тыс. кВт·ч): 6000

Время использования максимальной нагрузки (ч): 4313

Сохранить замер

части трансформаторных подстанций.

Для расчета нормативных потерь электроэнергии в зависимости от имеющейся исходной информации предусмотрены два метода расчета – по средним нагрузкам и по времени использования максимальной нагрузки. Оба метода определяют потери электроэнергии на основе расчетов режимов и определяют потери мощности и электроэнергии в каждом элементе.

При выполнении расчета потерь электроэнергии за год по методу, основанному на времени использования максимальной нагрузки, необходимо ввести ток головного

Данные для расчета

Введите необходимую информацию для расчета

Расчетный период: 2005 г.

Расчет: По отпуску активной электроэнергии

Активная энергия, тыс. кВт·ч: 1000,00

Коэффициент мощности г. у.: 0,85

Напряжение в центре питания, кВ: 10,50

Расчетный период, часов: 8760

Максимальный ток г. у., А: 120

Минимальный ток г. у., А: 25

Сохранить замер

участка и данные либо по отпуску электроэнергии за год в линию, либо значение времени использования максимальной нагрузки (Т_{макс}).

Расчет потерь электроэнергии по методу средних нагрузок выполняется по показаниям счетчиков электроэнергии (за месяц, квартал, полугодие, год).

Сводные результаты расчета потерь по фидеру						
Потери мощности		Потери электроэнергии				
A	B	C	E	F	G	H
Электрические сети		Волоколамские				
Район электрических сетей		Лотошню				
Центр питания		Лотошню Секция 1				
Наименование фидера		59				
Номинальное напряжение, кВ		10,000				
<i>Отпуск активной электроэнергии в сеть, тыс. кВт·ч</i>		1000,000				
<i>Отпуск реактивной электроэнергии в сеть, тыс. квар·ч</i>		619,744				
<i>Напряжение в центре питания, кВ</i>		10,500				
<i>Коэффициент мощности нагрузки головного участка, о.в.</i>		0,850				
<i>Максимальный ток з.у., А</i>		120,000				
<i>Максимальный ток з.у., А</i>		25,000				
<i>Коэффициент формы графика, о.в.</i>		1,023				
<i>Расчетный период, час</i>		8760				
№ п/п	Параметр	Ед. изм.	на балансе	не на балансе	всего	
1	Нагрузочные потери активной электроэнергии в линиях	тыс. кВт·ч	0,958	0,000	0,958	
2	Потери активной электроэнергии в изоляции кабельных линий	тыс. кВт·ч	0,409	0,000	0,409	
3	Суммарные потери активной электроэнергии в линиях	тыс. кВт·ч	1,367	0,000	1,367	
4	Потери реактивной электроэнергии в линиях	тыс. квар·ч	0,502	0,000	0,502	
5	Потери активной электроэнергии холостого хода трансформаторов	тыс. кВт·ч	54,473	3,568	58,041	
6	Потери реактивной электроэнергии холостого хода трансформаторов	тыс. квар·ч	414,584	25,069	439,654	
7	Нагрузочные потери активной электроэнергии трансформаторов	тыс. кВт·ч	0,585	0,046	0,631	
8	Нагрузочные потери реактивной электроэнергии трансформаторов	тыс. квар·ч	2,413	0,105	2,518	
9	Потери активной электроэнергии в трансформаторах	тыс. кВт·ч	55,059	3,613	58,672	
10	Потери реактивной электроэнергии в трансформаторах	тыс. квар·ч	416,997	25,174	442,171	
11	Суммарные нагрузочные потери активной электроэнергии	тыс. кВт·ч	1,543	0,046	1,589	
12	Суммарные нагрузочные потери реактивной электроэнергии	тыс. квар·ч	2,915	0,105	3,020	
13	Суммарные потери активной электроэнергии	тыс. кВт·ч	56,426	3,614	60,039	
14	Суммарные потери реактивной электроэнергии	тыс. квар·ч	417,499	25,174	442,673	
15	Полезный отпуск активной электроэнергии	тыс. кВт·ч	897,040	42,921	939,961	
16	Полезный отпуск реактивной электроэнергии	тыс. квар·ч	168,986	8,085	177,071	
17	Количество трансформаторов	штук	5	1	6	
18	Установленная мощность трансформаторов	кВ·А	2090,0	100,0	2190,0	
19	Количество участков	штук	9	1	10	
20	Суммарная длина участков	км	5,700	0,100	5,800	
21	Нагрузочные потери активной электроэнергии в линиях	%	0,10	0,00	0,10	
22	Потери активной электроэнергии в изоляции кабельных линий	%	0,04	0,00	0,04	
23	Суммарные потери активной электроэнергии в линиях	%	0,14	0,00	0,14	
24	Потери активной электроэнергии холостого хода трансформаторов	%	5,45	0,36	5,80	
25	Нагрузочные потери активной электроэнергии трансформаторов	%	0,06	0,00	0,06	
26	Потери активной электроэнергии в трансформаторах	%	5,51	0,36	5,87	
27	Суммарные нагрузочные потери активной электроэнергии	%	0,15	0,00	0,16	
28	Суммарные потери активной электроэнергии	%	5,64	0,36	6,00	

В качестве уточняющей информации для расчетов можно использовать нагрузки на трансформаторных подстанциях в виде: активной и реактивной мощности, тока на шинах ВН или НН, коэффициента загрузки, потребление электроэнергии за расчетный период.

Одновременно с расчетом потерь электроэнергии выполняется расчет потерь мощности.

Для наглядности результаты выводятся на расчетную схему фидера: для расчета потерь мощности - токи в ветвях, уровни напряжения в узлах, токовая нагрузка на трансформаторах, для расчета потерь электроэнергии – потоки активной и реактивной электроэнергии, уровни напряжения в узлах, рассчитанная нагрузка электроэнергии на трансформаторах.

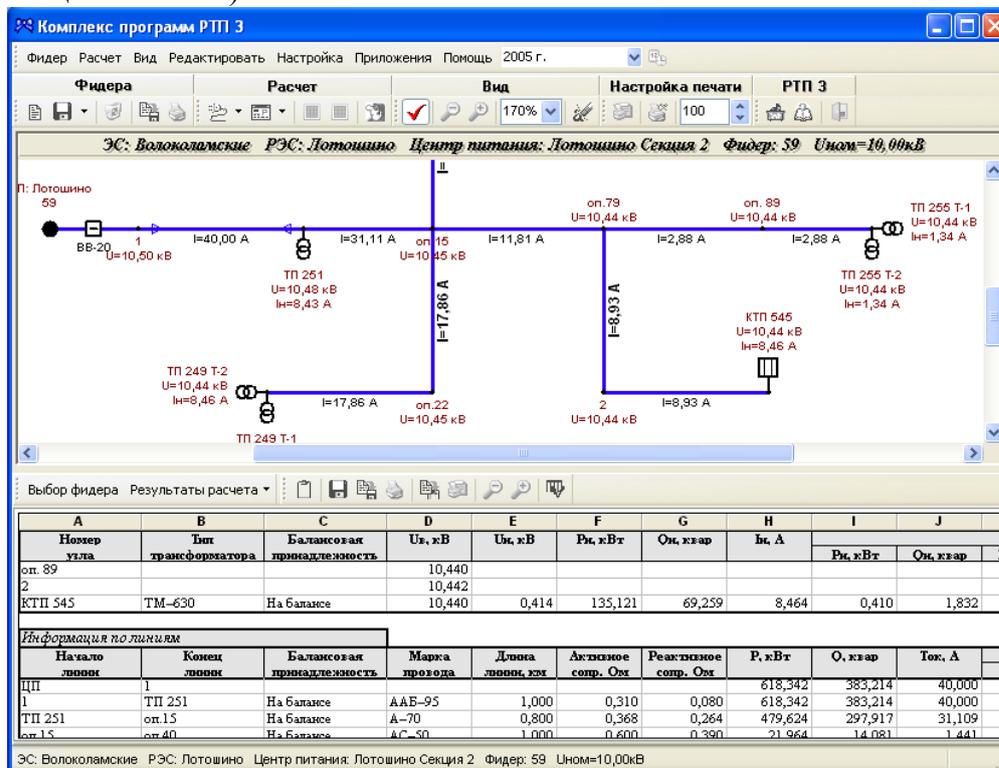
Детальные результаты расчета потерь мощности и потерь электроэнергии состоят из двух таблиц с подробной информацией о параметрах режима и результатах расчета по ветвям и узлам фидера.

В комплексе программ предусмотрены различные проверки исходных данных и результатов расчета (замкнутость сети, коэффициенты загрузки трансформаторов, ток головного участка должен быть больше суммарного тока холостого хода установленных трансформаторов и т.д.).

Результаты по каждой рассчитанной линии по каждому используемому методу расчета сохраняются в сводных таблицах, в которых они суммируются по центрам питания, районам электрических сетей и всем электрическим сетям в целом, что позволяет проводить подробный анализ результатов.

В результирующих сводных таблицах кроме исходных данных и структурных результатов расчета в абсолютных и относительных единицах хранятся характеристика

рассчитанной сети (установленная мощность и количество трансформаторов – на балансе и не на балансе, длины линий и т.п.), рассчитанный и фактический полезный отпуск, удельные результаты расчетов (нагрузочные потери в линиях, отнесенные к их длине, нагрузочные потери в трансформаторах, отнесенные к их установленной мощности и т.п.).



Результаты расчета в сводной таблице можно просматривать по месяцам, кварталам, полугодиям и годам.

Все таблицы с результатами расчета (общие, детальные и сводные) можно сохранять в формате Microsoft Excel. Это позволяет использовать широкие возможности этого Windows-приложения при составлении отчетов и анализе результатов.

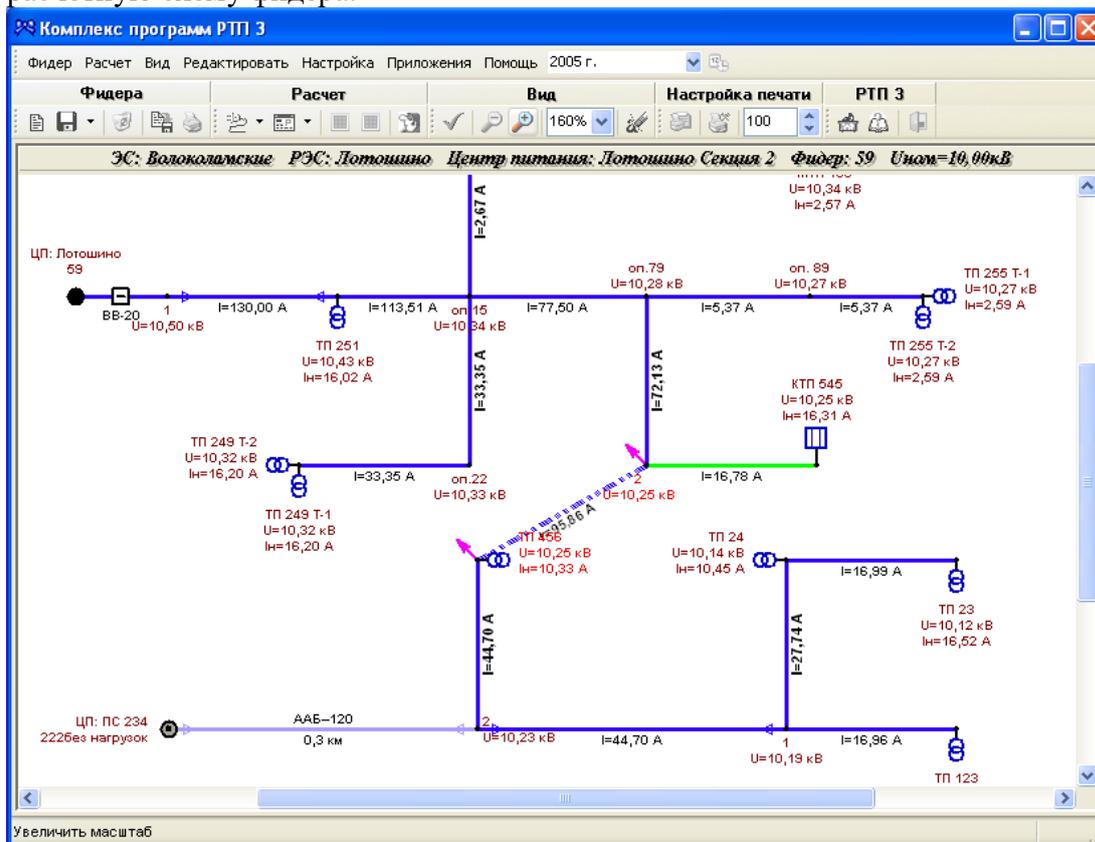
Для облегчения выполнения расчетов по любому из описанных выше методов всех линий (или выделенной группы), хранящихся в базе, существуют таблицы замеров, в которых хранятся токи, уровни напряжения и коэффициенты мощности, отпуска электроэнергии в сеть. С помощью этих данных можно сразу выполнить расчеты всех выделенных линий, не открывая для просмотра рассчитываемую схему. При пофидерном расчете, значения из таблиц замеров предлагаются в качестве исходных данных по умолчанию.

А	В	С			F	
		Сопротивление от ПС до точки к.з., Ом	Ток короткого замыкания, кА			
Номер узла		R	X	Z	трехфазный	двухфазный
ТП 249 Т-1		1,522	1,648	2,243	2,702	2,34
оп. 89		2,309	1,977	3,040	1,994	1,72
2		1,742	1,711	2,441	2,483	2,11
КТП 545		1,861	1,771	2,568	2,360	2,02

А	В	С			F	
		Сопротивление от ПС до точки к.з., Ом	Ток короткого замыкания, кА			
Номер ТП		R	X	Z	трехфазный	двухфазный
ТП 123		5,805	11,616	12,986	0,467	0,40
ТП 251		2,720	9,604	9,982	0,607	0,52
ТП 24		6,633	13,443	14,990	0,404	0,31
ТП 23		5,657	11,662	12,962	0,468	0,40
МТП 155		21,718	46,890	51,675	0,117	0,11

Кроме расчета установившегося режима, потерь мощности и электроэнергии программа считает токи трехфазного и двухфазного коротких замыканий в любом узле фидера (в том числе за

трансформатором). Каждая таблица содержит информацию о сопротивлениях от центра питания до узла сети и токах короткого замыкания, кроме того токи выводятся на расчетную схему фидера.



В результате коммутационных переключений в ремонтных и послеаварийных режимах и соответствующего этим режимам изменения конфигурации схемы электрической сети могут возникнуть перегрузки линий и трансформаторов, недопустимые уровни напряжения в узлах, завышение потерь мощности и электроэнергии в сети.

Для проведения анализа режимных показателей в программе предусмотрена оценка режимных последствий оперативных переключений в сети с проверкой непосредственно пользователем допустимости режимов по уровням напряжения, потерям мощности, току нагрузки, токам защиты. Выполняется такой анализ с помощью предусмотренной возможности переключений отдельных участков распределительных линий с одного центра питания на другой. Для реализации коммутационных переключений между линиями различных центров питания необходимо установить связи между ними через точки токораздела. Количество связываемых между собой фидеров не ограничено.

Для расчета потерь электроэнергии в электрической сети 0,38 кВ предусмотрено несколько методов, главное их отличие между собой – это использование схемы сети для расчета или выполнение расчетов без схемы. Для расчета потерь без ввода схемы в программе РПП 3.2 используется два метода – по потере напряжения и по обобщенным параметрам.

Оценка потерь электроэнергии по обобщенной информации о схемах и нагрузках...

Расчетный период 2005 г.

Расчет потерь | Отчет

Отпуск активной электроэнергии, тыс. кВт.ч: 6300

Расчетный период, ч: 8760

Номинальное напряжение, В: 380/220

Коэффициент мощности (cos φ), о.е.: 0,85

Сечение головного участка, мм²: 35

Количество линий, шт.: 800

Доля энергии, отпускаемой населению, о.е.: 0,53

Коэффициент заполнения графика, о.е.: 0,3

Длина магистралей, км:

	алюминиевые	стальные	медные
2200,000	1000	300	0

Длина двухфазных и трехфазных ответвлений, км:

	алюминиевые	стальные	медные
380,000	200	45	0

Длина однофазных ответвлений, км:

	алюминиевые	стальные	медные
336,000	200	34	0

Результаты расчета

Эквивалентная длина линии, км: 2441,120

$k_{T, о.е.} = 1,000$ $k_{H, о.е.} = 1,324$ $k_{0,38, о.е.} = 9,791$

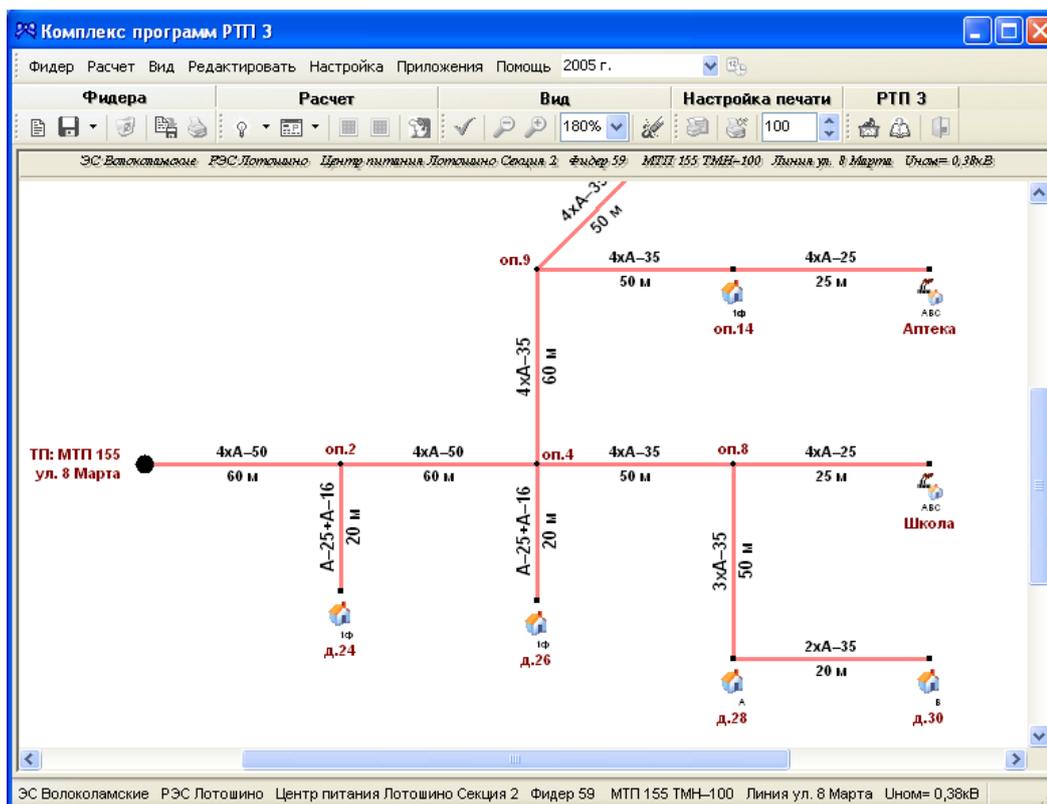
Потери активной электроэнергии, тыс. кВт.ч: 285,480

Потери активной электроэнергии, %: 4,53

При расчете потерь электроэнергии и режимных параметров сети 0,38 кВ вводится электрическая схема с использованием попорных схем. При вводе линии 0,38 кВ используются списки названий электрических сетей; районов электрических сетей; центров питания; фидеров 6(10) кВ и наименований ТП 6-10/0,4 кВ.

Свойства участка линии 0,38 кВ имеют свои особенности. Обязательными дополнительными полями для заполнения в отличие от свойств линий 6(10)-220 кВ являются: исполнение участка (однофазное, двухфазное или трехфазное), марки проводов нулевого и фазного провода. При выборе марки фазного провода автоматически предлагается та же марка для нулевого, которую при необходимости можно изменять. Так как линии 0,38 кВ менее протяженные по сравнению с фидерами других ступеней напряжений, то длины участков низковольтной сети вводятся в метрах, а не в километрах.

У потребителей, присоединенных к узлам электрической сети, в свойствах указывается характер нагрузки: производственный, коммунально-бытовой или смешанный. В соответствии с характером нагрузки из редактируемых справочников выбирается коэффициент мощности, значение которого при необходимости можно изменить, и присваивается соответствующий рисунок отображения данного потребителя на схеме. В качестве задания нагрузки у абонентов предусмотрены следующие варианты: потребленная электроэнергия, ток, измеренная мощность, заявленный максимум. Обязательной информацией о присоединении абонента к схеме является выбор подключения – однофазное или трехфазное.



Так же как и для сети 6(10)-220 кВ, для электрической сети 0,38 кВ реализованы два метода расчета годовых потерь электроэнергии (в дополнение к оценочным методам расчета потерь электроэнергии в линиях 0,38 кВ по потере напряжения и обобщенным параметрам). Первый метод - по максимальному току головного участка и времени использования максимальной нагрузки, второй - по средним нагрузкам и отпуску электроэнергии в сеть.

Расчет потерь электроэнергии

Расчетный период: 2005 г.

Текущие: Линия ТП (заданные) ТП (расчетные)

Отпуск активной электроэнергии, тыс. кВт.ч: 450,000

Расчетный период, ч: 8760

Фазное напряжение в центре питания, В

Фаза А: 230 Фаза В: 240 Фаза С: 235

Измеренный ток головного участка, А

Фаза А: 15,000 Фаза В: 19,000 Фаза С: 25,000

Максимальный ток головного участка, А

Фаза А: Фаза В: Фаза С:

Минимальный ток головного участка, А

Фаза А: Фаза В: Фаза С:

Коэффициент мощности головного участка, о.е.

Фаза А: 0,900 Фаза В: 0,900 Фаза С: 0,900

фазные токе;

2) определенные по результатам расчета потерь электроэнергии в электрической сети 6(10) кВ режимные параметры (фазные уровни напряжения и токи

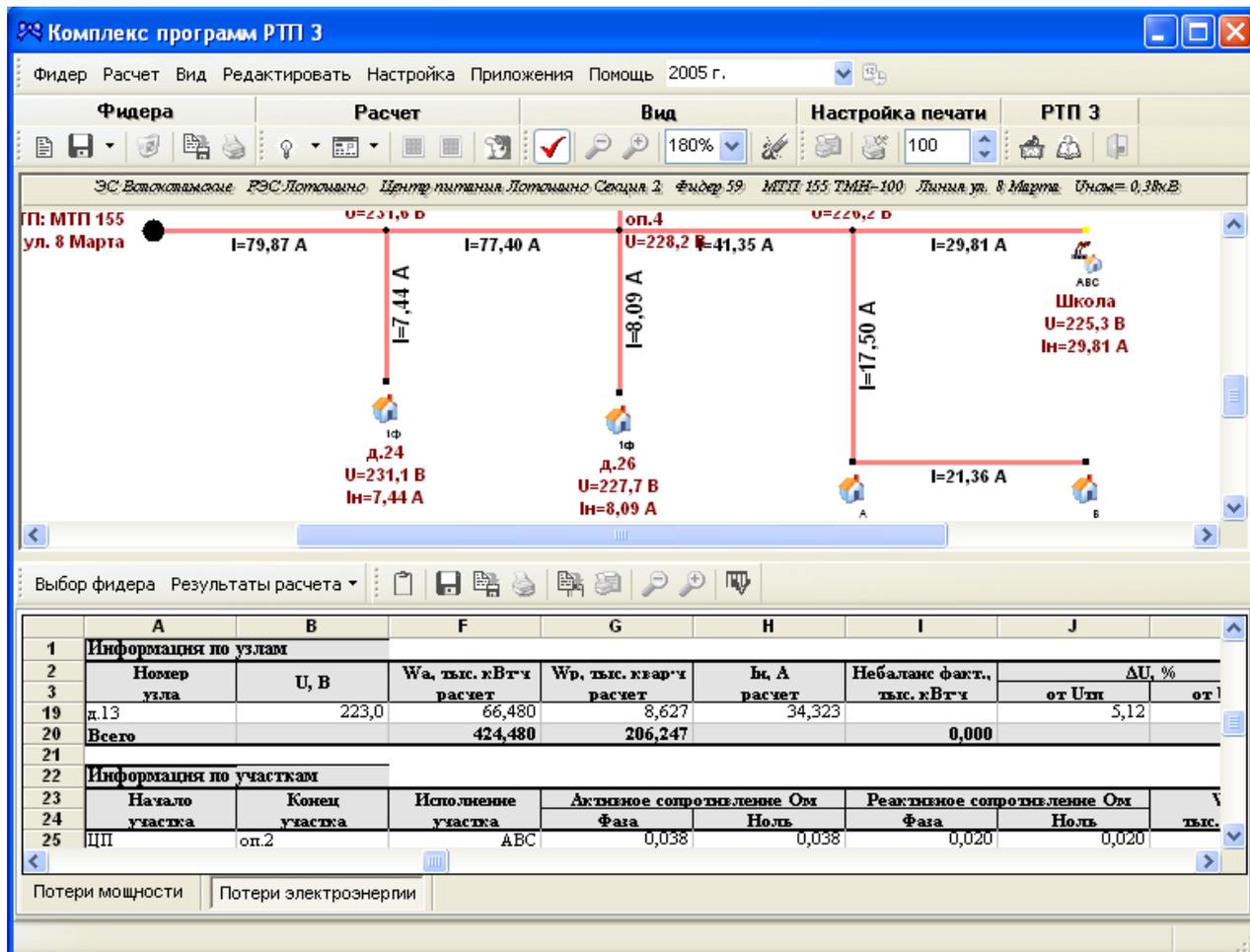
на стороне 0,4 кВ) и отпуска электроэнергии в сеть 0,38 кВ по распределительному трансформатору 6(10)/0,4 кВ;

3) заданные по каждой линии 0,38 кВ отпуск электроэнергии в сеть и измеренные режимные параметры (фазные уровни напряжения и токи).

Результаты расчета выводятся на схему и представляются в виде общей таблицы и детальных результатов расчетов потерь мощности и электроэнергии по каждому элементу в виде двух таблиц (аналогично расчетам сети 6(10)-220 кВ).

Результаты расчета по всем электрическим сетям 0,38 кВ по всем методам (так же как и для сети более высокого номинального напряжения) можно сохранять в сводной таблице (соответствующей используемому методу), в которой происходит суммирование результатов расчета по ТП 6-10/0,4 кВ, фидерам 6 (10) кВ, центрам питания, районам электрических сетей, по всем электрическим сетям. Все сводные таблицы содержат не только результаты расчета, но и исходные данные.

Расчеты допустимых, фактических небалансов и количества неучтенной электроэнергии выполняются по нескольким уровням: 1) расчет небалансов для сети среднего и высокого напряжения по счетчикам, установленным на трансформаторах; 2) расчет небалансов для сети среднего напряжения по фактическому полезному отпуску предварительно привязанных к сети абонентов; 3) расчет небалансов для сети низкого напряжения по фактическому полезному отпуску предварительно привязанных к сети абонентов.



Для расчета допустимых небалансов электроэнергии обязательным является ввод в свойствах элементов (абонентов, трансформаторов, центров питания) информации по классам точности измерительных приборов. Определение токовой и угловой погрешностей трансформатора тока выполняется с учетом рабочего тока измерительного трансформатора в процентах от номинального значения (указывается

либо непосредственно пользователем в свойствах, либо определяется расчетным путем комплексом программ).

Расчет баланса выполняется по заданному активному отпуску электроэнергии на головном участке линии за рассчитываемый период, среднему напряжению за этот период на шинах питающей подстанции и коэффициенту мощности.

При расчете происходит формирование нагрузки в узлах – сумма потребленной электроэнергии по всем привязанным к этому узлу точкам учета или, например, на распределительных трансформаторных подстанциях 6 (10) кВ, если расчет выполняется для сети 6(10) кВ. Допустимый небаланс электроэнергии определяется по погрешностям измерительных комплексов точек учета в соответствии с заданными классами точками и по количеству электроэнергии, зафиксированной счетчиком, с учетом электроэнергии, поступившей на фидер.

Результаты расчета 2005 г.					
Потери мощности		Потери электроэнергии		Балансы электроэнергии	
A	B	C	D	E	F
Наименование линии			ул. 8 Марта		
Номинальное напряжение линии, кВ			0,380		
Параметры фидера			Фаза А	Фаза В	Фаза С
Напряжение в центре питания, В			230	240	235
Измеренный ток з.р., А			15,000	19,000	25,000
Максимальный ток з.р., А					
Минимальный ток з.р., А					
Коэффициент мощности нагрузки головного участка, о.е.			0,900	0,900	0,900
№ п/п	Параметр	Ед. изм.	на балансе	не на балансе	всего
1	Количество абонентов	штук	8	0	8
2	Количество узлов в линии	штук			13
3	Количество участков в линии	штук	12	0	12
4	Суммарная длина участков линии	м	490	0	490
Отпуск активной электроэнергии в сеть, тыс. кВт·ч			450,000		
Отпуск реактивной электроэнергии в сеть, тыс. кВар·ч			217,945		
Расчетный период, час			8760		
Коэффициент формы графика, о.е.			1,067		
Коэффициент связи отп. потерь мощности и отп. потерь напряжения, о.е.			0,854		
Коэффициент разветвления, о.е.			0,864		
Коэффициент дополнительных потерь, о.е.			1,109		
Максимальные относительные потери напряжения, %			5,12		
Фактический полезный отпуск электроэнергии, тыс. кВт·ч			358,000		
Фактические потери электроэнергии, тыс. кВт·ч			92,000		
Фактические потери электроэнергии, % от отпуска в сеть			20,44		
Технические потери электроэнергии, тыс. кВт·ч			25,521		
Технические потери электроэнергии, % от отпуска в сеть			5,67		
Технические потери электроэнергии, % от факт. потерь			27,74		
Расчетный полезный отпуск электроэнергии, тыс. кВт·ч			424,479		
Фактический небаланс электроэнергии, тыс. кВт·ч			66,479		
Фактический небаланс электроэнергии, % от отпуска в сеть			14,77		
Допустимый небаланс электроэнергии, тыс. кВт·ч			4,590		
Допустимый небаланс электроэнергии, % от отпуска в сеть			1,02		
Допустимый небаланс электроэнергии, % от факт. потерь			4,99		
Количество неучтенной электроэнергии, тыс. кВт·ч			61,889		
Количество неучтенной электроэнергии, % от отпуска в сеть			13,75		
Количество неучтенной электроэнергии, % от факт. потерь			67,27		

Результатами расчета баланса электроэнергии являются: фактический и рассчитанный полезный отпуск; технические потери электроэнергии в линиях и трансформаторах (если расчет выполнялся для сети 6(10) кВ или выше); фактический небаланс электроэнергии в абсолютных и относительных единицах; допустимый небаланс электроэнергии в абсолютных и относительных единицах, количество неучтенной электроэнергии. Относительные единицы структурных составляющих определяются в процентах от отпуска в сеть и от фактических потерь электроэнергии.

После расчетов формируются сводные результаты по центрам питания, районам, предприятиям и АО-энерго.

Для просмотра итогового значения норматива потерь электроэнергии по ступеням напряжения (ВН, СН1, СН2, НН) и структурным составляющим разработана сводная таблица, в которой представлены результаты расчета:

- × нагрузочных потерь в трансформаторах, воздушных и кабельных линиях;
- × потерь на корону в воздушных линиях 110-220 кВ;
- × потерь холостого хода в трансформаторах;
- × потерь в изоляции кабельных линий 6(10)-220 кВ;
- × потерь электроэнергии в дополнительном оборудовании: в приборах учета (ТТ, ТН, счетчики), в ограничителях перенапряжения; в устройствах присоединения ВЧ-связи; в соединительных проводах и шинах подстанций; от токов утечки по изоляторам воздушных линий;
- × фактического расхода на собственные нужды подстанций.

Норматив потерь электроэнергии

Отчетный период: Квартал Год: 2004 Квартал

Энергосистема

- AO Мосэнерго
- Восточные
- Балашк. РЭС
- Шелковск. РЭС
- Можайские

Сводные результаты расчета норматива потерь электроэнергии за 2004 г.

№	Наименование структурных составляющих	Численные значения по ступеням напряжения												Всего		
		ВН			СН1			СН2			НН					
		тыс. кВт·ч	% от отпуща	% от потерь	тыс. кВт·ч	% от отпуща	% от потерь	тыс. кВт·ч	% от отпуща	% от потерь	тыс. кВт·ч	% от отпуща	% от потерь	тыс. кВт·ч	% от отпуща	% от потерь
Балашк. РЭС		3 698 807														
Отпуск электроэнергии в сеть		3 698 807														
Условно-постоянные потери электроэнергии		200,288	5,415	98,744	137,216	6,597	98,005	119,700	7,980	91,787	0,368	0,102	0,603	457,572	12,371	85,633
Холостой ход тр-ров		126,274	3,414	62,255	102,931	4,949	73,517	97,886	6,526	75,060	0,000	0,000	0,000	327,091	8,843	61,214
Корона в ВЛ		0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
Изоляция в КЛ		0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	2,927	0,195	2,244	0,000	0,000	0,000	2,927	0,079	0,548
ТТ		2,170	0,059	1,070	0,789	0,038	0,564	0,868	0,038	0,666	0,123	0,034	0,202	3,950	0,107	0,739
ТН		21,699	0,587	10,698	7,101	0,341	5,072	17,130	1,145	13,174	0,000	0,000	0,000	45,980	1,243	8,605
Счетчики		0,145	0,004	0,072	0,145	0,007	0,104	0,839	0,056	0,644	0,245	0,068	0,401	1,374	0,037	0,257
Расход электроэнергии на собственные нужды		50,000	1,352	24,651	26,250	1,262	18,749	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	76,250	2,061	14,270	
Переменные потери электроэнергии		2,547	0,069	1,256	2,793	0,134	1,995	10,710	0,714	8,213	60,717	16,866	99,397	76,767	2,075	14,367
Трансформаторы		1,309	0,041	0,744	1,753	0,084	1,233	4,063	0,271	3,117	0,000	0,000	0,000	7,329	0,198	1,372
Линии		1,038	0,028	0,512	1,038	0,050	0,741	6,645	0,443	5,095	60,717	16,866	99,397	69,438	1,877	12,995
Суммарные потери электроэнергии		202,835	5,484	100,000	140,009	6,731	100,000	130,410	8,694	100,000	61,085	16,968	100,000	534,339	14,446	100,000

Основными достоинствами комплекса программ являются:

- × современный и удобный интерфейс, который позволяет значительно сократить затраты труда на подготовку и расчет электрической сети;
- × быстрый поиск линий и фидеров с помощью оглавления, представленного в виде иерархического дерева;
- × ввод и расчет сети нескольких номинальных напряжений;
- × использование различных методов для расчета нормативных потерь электроэнергии в зависимости от имеющейся информации для расчетов;
- × выполнение расчетов потерь электроэнергии рассчитываемой сети за любой расчетный период;
- × выполнение расчетов режимных параметров (токов, уровней напряжения в узлах, потерь мощности и т.п.) и потерь электроэнергии по схемам разомкнутых электрических сетей 6(10)-220 кВ;
- × выполнение расчетов режимных параметров (токов, уровней напряжения в узлах, потерь мощности и т.п.) и потерь электроэнергии по схемам электрической сети 0,38 кВ с учетом исполнения участков и несимметричной загрузки фаз сети;
- × привязка потребителей к узлам сети 0,38 кВ с выбором различных вариантов нагрузок у абонентов;
- × учет выбранного типа нагрузки в узлах и на трансформаторах из целого ряда предлагаемых вариантов при расчете режимных параметров и потерь электроэнергии;
- × ввод нагрузок в узлах, на трансформаторах и у потребителей с использованием единого информационного окна;
- × копирование заданных нагрузок из одного расчетного периода в другие;

- ✘ возможность использования для расчета сети 0,38 кВ в качестве исходных данных заданного или рассчитанного расхода электроэнергии на распределительных трансформаторах 6(10)/0,4 кВ;
- ✘ использование справочников при формировании расчетных схем;
- ✘ сортировка наименований оборудования в справочнике по ступеням напряжения;
- ✘ дополнительная сортировка наименований оборудования в справочнике по всем параметрам;
- ✘ возможность исключения для отображения типов трансформаторов и марок проводов, не используемых при кодировании схем и редактировании свойств элементов, без удаления их из справочников;
- ✘ определение небалансов и количества неучтенной электроэнергии по линии 0,38 кВ (и фидеру 6(10) кВ) с учетом фактического потребления присоединенных абонентов к узлам сети и допустимой метрологической составляющей потерь электроэнергии;
- ✘ определение небалансов электроэнергии по каждой линии с учетом показаний счетчиков, установленных на понижающих трансформаторах, и допустимой метрологической составляющей потерь электроэнергии;
- ✘ выполнение расчетов нагрузочных потерь мощности и электроэнергии в распределительных трансформаторах 6(10)/0,4 кВ с учетом несимметричной загрузки фаз;
- ✘ определение величины технических потерь электроэнергии в изоляции кабельных линий 6(10)-220 кВ с учетом срока службы кабеля;
- ✘ определение величины технических потерь электроэнергии на корону в воздушных линиях 110-220 кВ;
- ✘ определение величины технических потерь электроэнергии в дополнительном оборудовании: в приборах учета (ТТ, ТН, счетчики), в вентильных разрядниках, шунтирующих реакторах, синхронных компенсаторах, в ограничителях перенапряжения, в устройствах присоединения ВЧ-связи, в соединительных проводах и шинах подстанций, от токов утечки по изоляторам воздушных линий;
- ✘ возможность учета фактического расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций в суммарном нормативе потерь электроэнергии;
- ✘ формирование сводной таблицы норматива потерь электроэнергии по ступеням напряжения с разбивкой на все структурные составляющие;
- ✘ гибкий режим редактирования;
- ✘ параметры расчетной схемы или свойства любого ее элемента доступны для просмотра в любом режиме;
- ✘ возможность выполнения переключений между схемами фидеров без необходимости их редактирования через точки токораздела и анализ режимных последствия таких переключений;
- ✘ возможность выполнения расчетов по каждому фидеру отдельно или по выбранной группе фидеров по предварительно введенным исходным данным;
- ✘ учет балансовой принадлежности линий и трансформаторов при расчете нормативных потерь мощности и электроэнергии;
- ✘ возможность просмотра результатов расчета не только в элементах сетей, находящихся на балансе предприятия, но и в абонентских линиях и трансформаторах, а также их суммарного значения;
- ✘ наглядность получаемых результатов расчетов;
- ✘ вывод на схему электрической сети результатов расчета токов в ветвях, уровней напряжения в узлах, токовых нагрузок на трансформаторах, токов короткого замыкания, потоков электроэнергии;

- ✘ хранение результатов расчета в сводных таблицах, где они суммируются по центрам питания, районам электрических сетей и АО-энерго в целом;
- ✘ сохранение дополнительной информации в сводных таблицах с результатами расчета потерь электроэнергии коэффициентов загрузок трансформаторов и объема оборудования, участвующего в расчетах (количество и протяженность линий, количество и установленная мощность трансформаторов);
- ✘ сохранение всех результатов расчетов (по одной рассчитанной линии или сводных таблиц) в стандартных форматах Windows-приложений (Microsoft Excel);
- ✘ проверка результатов расчета и исходных данных на корректность;
- ✘ предварительный просмотр расположения расчетной схемы на листе перед печатью;
- ✘ хранение ретроспективы результатов расчетов за любой расчетный период.

Методики расчета и комплекс программ прошли экспертизу ОАО РАО "ЕЭС России" на соответствие отраслевым нормативным требованиям и допущены к использованию в электроэнергетике для расчетов потокораспределения, потерь мощности и электроэнергии, отклонений напряжения в узлах, токов короткого замыкания, оценки последствий оперативных переключений в разомкнутых электрических сетях в нормальных, ремонтных и послеаварийных режимах.



На комплекс программ получен сертификат соответствия требованиям нормативных документов Госстандарта России № РОСС RU.СП12.С0005 и лицензия на применение знака соответствия системы сертификации ГОСТ Р.

Комплекс программ рекомендован Госстроем России для практического применения в коммунальных электрических сетях.

Программный комплекс РТП 3 эффективно используется более чем в семидесяти электросетевых предприятиях, в четырех региональных управлениях Госэнергонадзора и трех региональных энергетических комиссиях. По результатам внедрения РТП 3 награжден дипломом второй степени Всероссийской специализированной выставки "Энергосбережение в регионах России" за подписью председателя оргкомитета, руководителя Госэнергонадзора Минэнерго РФ.

Приложение. Выдержки из нормативных документов

П.1 Закон РФ "Об обеспечении единства измерений"

Настоящий Закон устанавливает правовые основы обеспечения единства измерений в Российской Федерации, регулирует отношения государственных органов управления Российской Федерации с юридическими и физическими лицами по вопросам изготовления, выпуска, эксплуатации, ремонта, продажи и импорта средств измерений и направлен на защиту прав и законных интересов граждан, установленного правопорядка и экономики Российской Федерации от отрицательных последствий недостоверных результатов измерений.

Раздел IV. ГОСУДАРСТВЕННЫЙ МЕТРОЛОГИЧЕСКИЙ КОНТРОЛЬ И НАДЗОР

Статья 12. Виды государственного метрологического контроля и надзора

3. Государственный метрологический надзор осуществляется:

✓ за выпуском, состоянием и применением средств измерений, аттестованными методиками выполнения измерений, эталонами единиц величин, соблюдением метрологических правил и норм;

Статья 20. Права и обязанности государственных инспекторов по обеспечению единства измерений

3. При выявлении нарушений метрологических правил и норм государственный инспектор имеет право:

- ✓ запрещать применение и выпуск средств измерений неутвержденных типов или не соответствующих утвержденному типу, а также неуполномоченных;
- ✓ гасить поверительные клейма или аннулировать свидетельство о поверке в случаях, когда средство измерений дает неправильные показания или просрочен межповерочный интервал;
- ✓ при необходимости изымать средство измерений из эксплуатации;
- ✓ представлять предложения по аннулированию лицензий на изготовление, ремонт, продажу и прокат средств измерений в случаях нарушения требований к этим видам деятельности;
- ✓ давать обязательные предписания и устанавливать сроки устранения нарушений метрологических правил и норм;
- ✓ составлять протоколы о нарушении метрологических правил и норм.

П.2 Закон РФ "Об энергосбережении"

Принят Государственной Думой 13 марта 1996 года. Одобрен Советом Федерации 20 марта 1996 года

Настоящий Федеральный закон регулирует отношения, возникающие в процессе деятельности в области энергосбережения, в целях создания экономических и организационных условий для эффективного использования энергетических ресурсов.

Статья 10. Проведение энергетических обследований организаций

Энергетические обследования проводятся в целях оценки эффективного использования энергетических ресурсов и снижения затрат потребителей на топливо- и энергообеспечение.

Обязательным энергетическим обследованиям подлежат организации независимо от их организационно-правовых форм и форм собственности, если годовое потребление ими энергетических ресурсов составляет более шести тысяч тонн условного топлива или более одной тысячи тонн моторного топлива. Энергетические обследования организаций, если годовое потребление ими энергетических ресурсов составляет менее шести тысяч тонн условного топлива, проводятся по решению органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации, ответственных за координацию работ по эффективному использованию энергетических ресурсов.

Порядок и сроки проведения энергетических обследований определяются Правительством Российской Федерации.

Статья 11. Учет энергетических ресурсов

Весь объем добываемых, производимых, перерабатываемых, транспортируемых, хранимых и потребляемых энергетических ресурсов с 2000 года подлежит обязательному учету. Очередность и правила оснащения организаций приборами для учета расхода энергетических ресурсов, а также правила пользования электрической и тепловой энергией, природным и сжиженным газом, продуктами нефтепереработки устанавливаются в порядке, определяемом Правительством Российской Федерации.

Учет потребляемых энергетических ресурсов осуществляется в соответствии с установленными государственными стандартами и нормами точности измерений.

Статья 14. Льготы потребителям и производителям энергетических ресурсов

Региональные энергетические комиссии при определении тарифов на электрическую и тепловую энергию должны учитывать экономически обоснованные затраты потребителей электрической и тепловой энергии на энергосбережение. Порядок консолидации указанных средств и порядок их использования потребителями в целях финансирования энергосберегающих проектов определяются органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации.

П.3 Постановление РФ от 26 февраля 2004 г. N 109 "О ценообразовании в отношении электрической и тепловой энергии в Российской Федерации"

(в ред. Постановления Правительства РФ от 31.12.2004 N 893)

ОСНОВЫ ЦЕНООБРАЗОВАНИЯ В ОТНОШЕНИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ И ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ В РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

II. Система тарифов (цен)

3. В систему тарифов (цен) входят:

- 1) тарифы (цены) на электрическую энергию (мощность) на оптовом рынке и (или) их предельные (минимальные и (или) максимальные) уровни, включая регулируемый сектор, сектор отклонений и сектор свободной торговли;
- 2) тарифы на электрическую энергию (мощность) и тепловую энергию (мощность) на розничном рынке;
- 3) тарифы (размер платы) на услуги, оказываемые на оптовом и розничном рынках электрической энергии (мощности) и на розничном рынке тепловой энергии (мощности).

III. Принципы и методы регулирования тарифов (цен)

6. Организации, осуществляющие регулируемую деятельность, обязаны вести раздельный учет по следующим видам деятельности:

- 1) производство электрической энергии;
- 2) производство тепловой энергии;
- 3) передача электрической энергии по единой национальной (общероссийской) электрической сети;
- 4) передача электрической энергии по распределительным сетям;
- 5) передача тепловой энергии;
- 6) оказание услуг по организации функционирования и развитию Единой энергетической системы России;
- 7) организация функционирования торговой системы оптового рынка электрической энергии (мощности);
- 8) обеспечение системной надежности;
- 9) технологическое присоединение к электрическим сетям;
- 10) оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике;
- 11) сбыт электрической энергии;
- 12) сбыт тепловой энергии.

VI. Особенности ценообразования в отношении услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемую деятельность

63. В отношении услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемую деятельность, Федеральная служба по тарифам устанавливает:

(в ред. Постановления Правительства РФ от 31.12.2004 N 893)

1) тарифы на услуги по передаче электрической энергии по единой национальной (общероссийской) электрической сети;

2) предельные минимальные и (или) максимальные уровни тарифов на услуги по передаче электрической энергии по распределительным сетям;

3) тарифы на услуги по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике;

4) размер абонентной платы за услуги по организации функционирования и развитию Единой энергетической системы России;

5) тарифы на услуги по организации функционирования торговой системы оптового рынка электрической энергии (мощности);

6) цены (тарифы) на услуги по обеспечению системной надежности;

7) размер платы за технологическое присоединение к электрическим сетям.

Федеральная служба по тарифам утверждает методические указания по расчету (определению) указанных тарифов и размеров платы.

(в ред. Постановления Правительства РФ от 31.12.2004 N 893)

64. Тарифы на услуги по передаче электрической энергии по распределительным сетям определяются путем деления необходимой валовой выручки организаций, оказывающих данные услуги (в том числе с привлечением других организаций), на суммарную присоединенную (заявленную) мощность потребителей услуг в расчетном периоде регулирования и дифференцируются по уровням напряжения и иным критериям, установленным законодательством Российской Федерации, в соответствии с методическими указаниями, утверждаемыми Федеральной службой по тарифам.

(в ред. Постановления Правительства РФ от 31.12.2004 N 893)

В качестве базы для расчета тарифов на услуги по передаче электрической энергии по единой национальной (общероссийской) электрической сети в переходный период реформирования в электроэнергетике используются объем отпуска электрической энергии потребителям и величина присоединенной (заявленной) мощности потребителей.

(абзац введен Постановлением Правительства РФ от 31.12.2004 N 893)

В указанных тарифах учитываются расходы на оплату нормативных технологических потерь, не включенных в тарифы (цены) на электрическую энергию (мощность), в целях компенсации экономически обоснованных расходов организаций, оказывающих услуги по передаче электрической энергии, на покупку электрической энергии в объемах, необходимых для покрытия нормативных технологических потерь. Нормативы технологических потерь утверждаются Министерством энергетики Российской Федерации.

Учет указанных расходов в тарифах на услуги по передаче электрической энергии осуществляется в соответствии с методическими указаниями, утверждаемыми Федеральной службой по тарифам.

(в ред. Постановления Правительства РФ от 31.12.2004 N 893)

ПРАВИЛА ГОСУДАРСТВЕННОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ И ПРИМЕНЕНИЯ ТАРИФОВ НА ЭЛЕКТРИЧЕСКУЮ И ТЕПЛОВУЮ ЭНЕРГИЮ В РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

10. Организации, осуществляющие регулируемую деятельность, для открытия дела об установлении тарифов представляют до 1 июля года, предшествующего

периоду регулирования, в соответствующий регулирующий орган следующие материалы:

- 1) баланс электрической энергии;
- 2) баланс электрической мощности;
- 3) баланс спроса и предложения в отношении тепловой энергии;
- 4) баланс тепловой мощности;
- 5) бухгалтерская и статистическая отчетность за предшествующий период регулирования;
- 6) расчет полезного отпуска электрической и тепловой энергии с обоснованием размера расхода электрической энергии на собственные и производственные нужды и на передачу (потери) по сетям;

16. Регулирующий орган проводит экспертизу предложений об установлении тарифов и (или) их предельных уровней. Срок проведения экспертизы устанавливается регулирующим органом, но не может превышать один месяц. Регулирующий орган назначает экспертов из числа своих сотрудников. В случаях, определяемых регламентом рассмотрения дел об установлении тарифов и (или) их предельных уровней, регулирующий орган может принять решение о проведении экспертизы сторонними организациями (физическими лицами).

Порядок проведения экспертизы и отбора организаций (физических лиц), привлекаемых для проведения экспертизы, утверждается Федеральной службой по тарифам по согласованию с Министерством Российской Федерации по антимонопольной политике и поддержке предпринимательства.

(в ред. Постановления Правительства РФ от 31.12.2004 N 893)

К делу об установлении тарифов и (или) их предельных уровней приобщается экспертное заключение, а также экспертные заключения, представленные организациями, осуществляющими регулируемую деятельность, потребителями и (или) иными заинтересованными организациями. Эти экспертные заключения являются дополнительными материалами и представляются в регулирующий орган в срок, предусмотренный пунктом 12 настоящих Правил.

17. Экспертное заключение помимо общих мотивированных выводов и рекомендаций должно содержать:

- 1) оценку достоверности данных, приведенных в предложениях об установлении тарифов и (или) их предельных уровней;
- 2) оценку финансового состояния организаций, осуществляющих регулируемую деятельность (по общепринятым показателям);
- 3) анализ основных технико-экономических показателей, определяемых регулирующим органом, за 2 предшествующих года, текущий год и расчетный период регулирования;
- 4) анализ экономической обоснованности расходов по статьям расходов;
- 5) анализ экономической обоснованности величины прибыли, необходимой для эффективного функционирования организаций, осуществляющих регулируемую деятельность;
- 6) сравнительный анализ динамики расходов и величины необходимой прибыли по отношению к предыдущему периоду регулирования;
- 7) анализ соответствия расчета тарифов и формы представления предложений нормативно-методическим документам по вопросам регулирования тарифов и (или) их предельных уровней.

18. Решение об установлении тарифов и (или) их предельных уровней принимается на заседании правления (коллегии) регулирующего органа.

Организация, осуществляющая регулируемую деятельность, за 10 дней до рассмотрения дела об установлении тарифов и (или) их предельных уровней извещается (с подтверждением получения извещения) о дате, времени и месте заседания правления (коллегии), а не позднее чем за один день до заседания должна быть ознакомлена с его материалами, включая проект постановления.

24. Разногласия, связанные с установлением тарифов и (или) их предельных уровней, рассматриваются Федеральной службой по тарифам в порядке, установленном законодательством Российской Федерации.

П.4 Постановление Правительства РФ от 16 июня 2004 г. N 284 "Об утверждении Положения о Министерстве промышленности и энергетики Российской Федерации"

Положение о Министерстве промышленности и энергетики Российской Федерации (утв. постановлением Правительства РФ от 16 июня 2004 г. N 284)

II. Полномочия

5. Министерство промышленности и энергетики Российской Федерации осуществляет следующие полномочия:

5.2. на основании и во исполнение Конституции Российской Федерации, федеральных конституционных законов, федеральных законов, актов Президента Российской Федерации и Правительства Российской Федерации самостоятельно принимает следующие нормативные правовые акты:

5.2.6. нормативы удельного расхода топлива, нормативы создания запасов топлива, нормативы технологических потерь электрической и тепловой энергии, углеводородного сырья;

5.2.19. метрологические правила и нормы;

5.2.20. порядок разработки и аттестации методики выполнения измерений;

6. Министерство промышленности и энергетики Российской Федерации в целях реализации полномочий в установленной сфере деятельности имеет право:

6.3. привлекать в установленном порядке для проработки вопросов, отнесенных к сфере деятельности Министерства, научные и иные организации, ученых и специалистов;

П.5 Постановление 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 (энергетических установок) юридических и физических лиц у электрическим сетям"

3. Министерству промышленности и энергетики Российской Федерации в 3-месячный срок разработать и утвердить методику определения нормативных и фактических потерь электрической энергии в электрических сетях.

Правила недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг

6. Услуги по передаче электрической энергии предоставляются сетевой организацией на основании договора о возмездном оказании услуг по передаче электрической энергии лицам, имеющим на праве собственности или на ином законном основании энергопринимающие устройства и прочие объекты электроэнергетики, технологически присоединенные в установленном порядке к электрической сети, а также субъектам оптового рынка электрической энергии, осуществляющим экспорт (импорт) электрической энергии, энергосбытовым организациям и гарантирующим поставщикам.

12. Договор должен содержать следующие существенные условия: обязательства сторон по оборудованию точек присоединения средствами измерения электрической энергии, в том числе измерительными приборами, соответствующими установленным законодательством Российской Федерации требованиям, а также обеспечению их работоспособности и соблюдению в течение всего срока действия договора эксплуатационных требований к ним, установленных уполномоченным органом по техническому регулированию и метрологии и изготовителем.

13. Потребитель услуг принимает на себя в соответствии с договором следующие обязательства:

- ✓ оплачивать сетевой организации услуги по передаче электрической энергии в сроки и размерах, установленных договором;
- ✓ беспрепятственно допускать уполномоченных представителей сетевой организации в пункты контроля и учета количества и качества переданной электрической энергии в порядке, установленном договором.

14. Сетевая организация принимает на себя в соответствии с договором следующие обязательства:

- ✓ беспрепятственно допускать уполномоченных представителей потребителей услуг в пункты контроля и учета количества и качества переданной электрической энергии в порядке, установленном договором.

24. Сетевая организация вправе приостановить передачу электрической энергии в следующих случаях:

- ✓ возникновение задолженности потребителя услуг по оплате услуг по передаче электрической энергии за 2 и более расчетных периода;

IV. Порядок установления тарифов на услуги по передаче электрической энергии, предусматривающий учет степени использования мощности электрической сети

34. Потребитель услуг должен не менее чем за 6 месяцев до наступления очередного периода регулирования тарифов уведомить сетевую организацию о величине заявленной мощности на предстоящий календарный год, которая отражает степень использования мощности электрической сети потребителем услуг.

V. Порядок определения потерь в электрических сетях и оплаты этих потерь

36. Фактические потери электрической энергии в электрических сетях определяются как разница между объемом электрической энергии, поставленной в электрическую сеть из других сетей или от производителей электрической энергии, и объемом электрической энергии, потребленной энергопринимающими устройствами, присоединенными к этой сети, а также переданной в другие сетевые организации.

37. Сетевые организации обязаны компенсировать фактические потери электрической энергии, возникшие в принадлежащих им объектах сетевого хозяйства, за вычетом потерь, включенных в цену на электрическую энергию.

38. Потребители услуг, за исключением производителей электрической энергии, обязаны оплачивать в составе платы за услуги по передаче электрической энергии нормативные потери, возникающие при передаче электрической энергии по сети сетевой организации, с которой у соответствующих лиц заключен договор, за исключением потерь, включенных в цену (тариф) на электрическую энергию, в целях избегания их двойного учета.

Потребители услуг оплачивают потери электрической энергии сверх норматива в случае, если будет доказано, что потери возникли по вине этих потребителей услуг.

39. Величина потерь электрической энергии в электрических сетях, входящая в состав платы за услуги по передаче электрической энергии, определяется исходя из норматива потерь электрической энергии. Нормативы потерь устанавливаются уполномоченным федеральным органом исполнительной власти в соответствии с настоящими Правилами и методикой определения нормативных и фактических потерь электрической энергии в электрических сетях.

40. Нормативы потерь электрической энергии в электрических сетях устанавливаются в отношении совокупности линий электропередачи и иных объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих соответствующей сетевой организации, с учетом дифференциации по уровням напряжения сетей при установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии.

41. Методика определения нормативных и фактических потерь электрической энергии в электрических сетях должна предусматривать расчет потерь на основании:

технических характеристик линий электропередачи и иных объектов электросетевого хозяйства, определяющих величину переменных потерь в соответствии с технологией передачи и преобразования электрической энергии;

нормативных условно-постоянных потерь для линий электропередачи, силовых трансформаторов и иных объектов электросетевого хозяйства;

нормативных потерь в средствах измерения электрической энергии.

При установлении нормативов также может учитываться техническое состояние линий электропередачи и иных объектов электросетевого хозяйства.

42. Сетевые организации покупают электрическую энергию в целях компенсации потерь электрической энергии в их сетях:

на оптовом рынке электрической энергии;

в случае если сетевая организация не является участником оптового рынка электрической энергии, - на розничном рынке электрической энергии по месту ее деятельности.

П.6 Циркуляр РАО "ЕЭС России" от 23 февраля 1999 г. № 01/99(Э) "О повышении точности коммерческого и технического учета электроэнергии"

С целью повышения точности коммерческого и технического учета электроэнергии в электроэнергетике Департамент стратегии развития и научно-технической политики предлагает:

1. На энергообъектах в течение I-II кв. 1999 г. выполнить внеочередную калибровку (поверку) счетчиков индукционной системы с целью определения их погрешности. В дальнейшем для определения счетчиков, погрешность которых выходит за допустимые пределы, проводить калибровку не реже одного раза в 2 года, обратив особое внимание на расчетные счетчики.

2. Проводить коммерческий учет электроэнергии (мощности) на основе разработанных для энергообъектов аттестованных методик выполнения измерений (МВИ) по ГОСТ Р 8.563-96. Разработку и аттестацию МВИ энергообъектов проводить в соответствии с Типовыми МВИ количества электрической энергии РД 34.11.333-97 и электрической мощности РД 34.11.334-97.

3. Осуществлять расчеты допустимых и фактических небалансов электроэнергии на электростанциях и подстанциях по Типовой инструкции РД 34.09.101-94.

4. На энергообъектах предусмотреть в планах на 1999-2000 годы замену индукционных счетчиков для коммерческого (при возможности – и технического) учета на электронные счетчики, прошедшие сертификационные испытания по показателям назначения и межповерочному интервалу.

Литература

1. Воротницкий В.Э., Калинкина М.А., Комкова Е.В., Пятигор В.И. Снижение потерь электроэнергии в электрических сетях. Динамика, структура, методы анализа и мероприятия // Энергосбережение. 2005. №2. С. 90-94 и №3. С. 92-97.
2. Лисицын Н.В. Анализ динамики потребления электроэнергии в России за 1990-2001 гг. // Энергетик, 2003, № 1.
3. Зарубежные энергообъединения / А.Ф. Бондаренко, Н.В. Лисицын, Ф.Я. Морозов, А.А. Окин, В.А. Семенов. Под. ред. В.А. Семенова. - М.: Изд-во "НЦ ЭНАС", 2001.
4. Постановление Правительства РФ №861 от 27.12.2004 «Об утверждении правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг».
5. Приказ ОАО РАО "ЕЭС России" "Об организации работ по сокращению потерь электроэнергии в электрических сетях" №338 от 01.06.2005.
6. Положение об организации в Министерстве промышленности и энергетике Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям. Порядок расчета и обоснования нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям. Утверждены Приказом Минпромэнерго РФ от 04.10.2005 N 267 "Об организации в Министерстве Промышленности и энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям".
7. Железко Ю.С., Артемьев А.В., Савченко О.В. Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях: Руководство для практических расчетов. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2004. – 280 с.: ил.
8. Воротницкий В.Э., Калинкина М.А. Расчет, нормирование и снижение потерь электроэнергии в электрических сетях. Учебно-методическое пособие. – М.: ИПКгосслужбы, 2002. – 64 с.: ил.
9. РД 34.09.101-94. Типовая инструкция по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении. - М.: СПО ОРГРЭС, 1995.
10. Загорский Я.Т., Комкова Е.В. Границы погрешности измерений при расчетном и техническом учете электроэнергии. – Электричество, 2001, № 8, с. 14-17.
11. И 34–7-030–87. Инструкция по расчету и анализу технологического расхода электроэнергии на передачу по электрическим сетям энергосистем и энергообъединений. - М.: СПО Союзтехэнерго, 1987.
12. Клебанов Л.Д. Вопросы методики определения и снижения потерь электрической энергии в сетях. Изд-во Ленингр. Ун-та, 1973, 74 с.
13. Апяткин В.Н., Воротницкий В.Э., Загорский Я.Т., Калинкина М.А. Комкова Е.В. Методология энергетических обследований электрических сетей. – "Вестник ВНИИЭ-2003", М.-"Издательство НЦ ЭНАС", 2003, с.66-72.
14. Инструкция по снижению технологического расхода электрической энергии на передачу по электрическим сетям энергосистем и энергообъединений, СПО Союзтехэнерго, М.:1987.
15. Методические указания по определению потерь электроэнергии и их снижению в городских электрических сетях напряжением 10(6)–0,4 кВ Местных советов. - М.: ОНТИ АКХ, 1981.
16. Потери электроэнергии в электрических сетях энергосистем/ В.Э. Воротницкий, Ю.С. Железко, В.Н. Казанцев и др.; Под ред. В.Н. Казанцева. – М.: Энергоатомиздат, 1983.
17. Воротницкий В.Э. Потери электроэнергии в электрических сетях. Ситуация в России, зарубежный опыт анализа и снижения. . – М. 2006

18. В.Э. Воротницкий, Я.Т. Загорский, В.Н. Апрыткин, В.А. Западнов. Расчет, нормирование и снижение потерь электроэнергии в городских электрических сетях. // Электрические станции, 2000. №5.
19. В.А. Боровиков, В.К. Косарев, Г.А. Ходот. Электрические сети энергетических систем. Учебник для техникумов. Изд. 3-е, переработанное. Л., "Энергия", 1977.
20. Справочник проектировщика энергосистем. Том I. "Электрические сети 35-1150 кВ. Параметры и технические характеристики. Энергосетьпроект.
21. Электроэнергетические системы и сети в примерах и иллюстрациях. Учебное пособие для ВУЗов // под ред. Веникова В.А. М.: 1983.
22. Я.Т. Загорский, Е.В. Комкова. Погрешности измерений электроэнергии при влиянии внешних величин и параметров контролируемых присоединений. Сборник докладов "Метрология электрических измерений в электроэнергетике". Доклады науч.-техн. семинаров и конференции 1998-2001 гг." / Под общ.ред. Я.Т. Загорского. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС. – 488 с.
23. Е.В. Комкова. Повышение точности учета электрической энергии в электроэнергетических системах. Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. М.-2002 г.
24. Железко Ю.С. Методы расчета нагрузочных потерь электроэнергии в радиальных сетях 0,38-20 кВ по обобщенным параметрам схем. // Электрические станции, 2006. №1
25. Калинкина М.А. Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. "Совершенствование методик и алгоритмов расчета технических потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях в условиях функционирования АСУ ПЭС". – М.: ОАО "ВНИИЭ", 2000 г.
26. Воротницкий В.Э. Структура и снижение коммерческих потерь электроэнергии в электрических сетях. Информационные материалы международного научно-технического семинара 20-24 ноября 2002 г. "Современные методы и средства расчета, нормирования и снижения технических и коммерческих потерь электроэнергии в электрических сетях" М.:НЦ ЭНАС. – М.: 20-24.11.2002
27. Справочник по проектированию электрических систем. Под редакцией С.С. Рокотяна и И.М. Шапиро. – М.: Энергия, 1971.
28. Справочник по проектированию электроснабжения. Под редакцией Ю.Г. Барыбина. – М.: Энергоатомиздат, 1990.
29. Закон РФ «Об электроэнергетике».
30. Мельзак И.Я., Мельников Н.А., Роддатис В.К., Шеренцис А.Н. Влияние режима работы и метеорологических условий на активные сопротивления и проводимости линий электропередачи 220-1150 кВ. – «Электричество», 1974, №6, с. 71-73.
31. СНиП 23-01-99. Строительные нормы и правила Российской Федерации.
32. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. – М.: Энергоатомиздат, 1989.
- 33.
- 34.
35. Кузьмин В.В., Чугунов А.А., Воротницкий В.Э., Макоклюев Б.И., Заслонов С.В., Калинкина М.А., Набиев Р.Ф. Многоуровневый интегрированный комплекс программ РТП для расчетов и нормирования потерь электроэнергии в электрических сетях ОАО "Мосэнерго". // Электрические станции, 2004, №6.
36. Воротницкий В.Э., Заслонов С.В., Калинкина М.А. Программа расчета технических потерь мощности и электроэнергии в распределительных сетях 6-10 кВ. // Электрические станции, 1999. №8.

37. Б.И. Макоклюев. Расчет и планирование режимных параметров, балансов мощности и электроэнергии АО-энерго и предприятий сетей с помощью программных комплексов «Энергостат» и «РБЭ». Сборник докладов: «Современные методы и средства расчета, нормирования и снижения технических и коммерческих потерь электроэнергии в электрических сетях». – М.: НЦ ЭНАС, 2000.

Вы можете получить интересующую Вас информацию по телефонам:

ОАО «Научно-исследовательский институт электроэнергетики»
(ОАО «ВНИИЭ»),
115201, Москва, Каширское шоссе, д. 22, корп. 3.

Воротницкий Валерий Эдуардович, д.т.н., профессор
тел./факс (495) 113-08-27
e-mail: vorotnitski@vniie.ru,
vorotnitski@mail.ru

Заслонов Сергей Викторович
тел./факс (495) 113-19-11
e-mail: rtp_3@mail.ru

Калинкина Маргарита Анатольевна, к.т.н.
тел. (495) 113-41-22
e-mail: kalinkina_m@vniie.ru,
kalinkina_m@mail.ru

Паринов Илья Андреевич
тел. (495) 113-19-11
e-mail: iparinov@mail.ru

Туркина Ольга Викторовна
тел. (495) 113-19-11
e-mail: turkina_olga@mail.ru