

# НАПРАВЛЕНИЯ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ НОРМИРОВАНИЯ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

**ВОРОТНИЦКИЙ В.Э.**, д.т.н., профессор, ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС»

**МИХАЙЛОВ В.В.**, к.э.н., ЗАО «Роскоммунэнерго»

В апреле 2013 года Распоряжением Правительства РФ [1] была утверждена Стратегия развития электросетевого комплекса Российской Федерации (далее Стратегия). Впервые за много лет проведен анализ состояния электрических сетей, определены серьезные, если не сказать амбициозные, целевые показатели, достижение которых планируется к 2017 и к 2030 гг., сформирован план-график утверждения нормативно-правовых актов, необходимых для реализации задач, поставленных Стратегией. Утверждение Стратегии – давно назревшая задача, обусловленная прежде всего тем, что электрические сети России, которые по праву считаются одними из наиболее надежных в мире, формировались в условиях планового развития экономики, с иными экономическими критериями и приоритетами. Структура экономики, под которую планировались и строились электрические сети, не имеет ничего общего с современной экономикой России. Центры питания, предназначенные для электроснабжения энергоемких промышленных предприятий, в настоящее время загружены в несколько раз меньше проектных величин, однако значительный рост коммунально-бытовых нагрузок, строительство торгово-развлекательных комплексов, развитие сферы обслуживания, как правило, привязанных к жилым зонам, привели к предельной загрузке соответствующих участков электрических сетей.

**Н**еравномерное финансирование электрических сетей в течение длительного периода, большая протяженность электрических сетей, а также ряд издержек реформирования электроэнергетики – основные причины сравнительно высокого уровня отчетных потерь электрической энергии при ее передаче в ряде электросетевых организаций.

Учитывая важность проблемы, в упомянутой Стратегии потерям электроэнергии в электросетях посвящен специальный раздел. В нем отмечено, что по России в целом эти потери составляют 11 % полезного отпуска при 6–8 % в электрических сетях промышленного развитых стран. Максимальные потери отмечаются в регионах с высоким бытовым потреблением, с

низкой организацией энергосбытовой деятельности и недостаточным взаимодействием электросетевых и энергосбытовых компаний.

Динамика фактических потерь электрической энергии в 2011–2012 гг. в электрических сетях ОАО «Холдинг МРСК» представлена в табл. 1 [2].

На динамику абсолютных и относительных потерь электроэнергии влияет ряд объективных факторов, приводящих к их росту, в том числе:

- увеличение отпуска электроэнергии в распределительную сеть сопровождается ростом условно-переменных (нагрузочных) потерь электроэнергии;
- режимы работы сетей ОАО «ФСК ЕЭС», отличные от нормальных режимов (аварийные, ремонтные и т.д.),

приводят к значительному перераспределению потоков электроэнергии в сетях ДЗО ОАО «Холдинг МРСК» и изменению объема транзитных потерь;

- реализуемая ОАО «Холдинг МРСК» стратегия по консолидации региональных электросетевых активов – под управление ДЗО ОАО «Холдинг МРСК» принимаются электрические сети среднего и низкого уровней напряжения, характеризующиеся более высоким в сравнении со средним показателем ДЗО уровнем потерь электрической энергии.

Из табл. 1 следует, что, несмотря на наличие перечисленных негативных факторов, внедрение организационных и технических мероприятий по снижению потерь, в первую очередь, меро-

приятый, направленных на совершенствование систем расчетного и технического учета электрической энергии, в целом положительно повлияло на динамику абсолютных и относительных потерь за 2011–2012 гг. Вместе с тем, обращает на себя внимание сравнительно высокий уровень относительных потерь электроэнергии в ОАО «Янтарьэнерго», ОАО «Кубаньэнерго», ОАО «МРСК Северного Кавказа». В отдельных распределительных сетевых компаниях, в частности, в Тверской, Смоленской областях, в значительном количестве муниципальных электрических сетей относительные потери находятся на уровне 15–19 %. Это свидетельствует об имеющихся резервах по дальнейшему снижению потерь за счет внедрения современных устройств компенсации реактивной мощности, новых энергосберегающих техники и технологий передачи и распределения электроэнергии, совершенствования системы учета электроэнергии и других мероприятий, подтвердивших свою высокую эффективность в передовых отечественных и зарубежных электрических сетях.

Стратегией определен весьма серьезный целевой показатель – снижение отчетных потерь электроэнергии к 2017 году по отношению к уровню 2012 года на 11 %. Поставленная задача требует всестороннего, комплексного подхода при ее решении и, прежде всего, анализа причин и составляющих сложившихся потерь электроэнергии при ее передаче.

С целью создания для электросетевых организаций стимулов к заданному снижению потерь электроэнергии, Стратегией предусмотрено внедрение «порядка нормирования потерь для тарифного регулирования на основе сравнительного анализа (бенчмаркинга) потерь по сетевым организациям». Такой сравнительный анализ (при правильном его применении) будет безусловно полезным, т.к. позволит более эффективно использовать передовой отечественный опыт снижения потерь, определить проблемные электросетевые компании и участки электрических сетей, причины высоких уровней потерь, разработать и внедрить соответствующие мероприятия.

Одно из условий обеспечения эффективности этого анализа – синхронизация (приведение в соответствие) требо-

Таблица 1. Фактические потери электрической энергии в 2010–2012 гг.\*

№	Наименование ДЗО/филиала	Потери электроэнергии 2011 г.		Потери электроэнергии 2012 г.		Динамика потерь	
		млн. кВт·ч	% в сопоставимых условиях	млн. кВт·ч	%	млн. кВт·ч	% в сопоставимых условиях
1	ОАО «МРСК Центра»	6247,24	9,96	6097,94	9,53	-149,30	- 0,42
2	ОАО «МРСК Центра и Приволжья»	5353,71	8,98	5143,83	8,2	-209,89	- 0,37
3	ОАО «МРСК Волги»	4207,47	6,90	3903,64	6,36	-303,83	- 0,53
4	ОАО «МРСК Северо-Запада»	2747,06	6,42	2771,65	6,41	24,59	- 0,01
5	ОАО «МРСК Сибири»	6875,86	8,78	6563,25	8,15	-312,60	- 0,64
6	ОАО «ТРК»	576,08	8,98	590,12	8,90	14,04	- 0,07
7	ОАО «МРСК «Урала»	6179,42	8,15	5984,40	7,87	-195,03	- 0,28
8	ОАО «МРСК Юга»	2842,21	9,48	2914,20	9,66	72,00	0,17
9	ОАО «МРСК Северного Кавказа»	1589,63	14,37	1570,25	14,11	-19,38	- 0,26
10	ОАО «Кубаньэнерго»	2783,71	13,93	2674,78	12,88	-108,94	- 1,05
11	ОАО «МОЭСК»	8695,59	10,33	8369,55	9,63	-326,04	- 0,70
12	ОАО «Ленэнерго»	3546,44	10,60	3578,41	10,37	31,96	-0,23
13	ОАО «Тюменьэнерго»	1789,69	2,53	1808,81	2,55	19,11	0,02
14	ОАО «Янтарьэнерго»	667,90	17,29	726,06	17,92	58,15	0,62
	Итого по ОАО «Холдинг МРСК»	54 102,03	8,46	52 696,87	8,11	-1405,16	- 0,35

\*Данные об относительной величине потерь в 2011 году для оценки динамики приведены в сопоставимых условиях (с учетом исключения объемов потребления «последней мили»)

ваний различных нормативно-правовых документов в части ответственности сетевых организаций за потери электроэнергии при ее передаче. Эта ответственность регламентируется в: Правилах недискриминационного доступа к электрическим сетям, утвержденных Постановлением Правительства РФ от 27.12.2004 № 861; Правилах функционирования розничных рынков электроэнергии, утвержденных Постановлением Правительства РФ от 04.05.2012 № 442; Основах ценообразования в электроэнергетике, утвержденных Постановлением Правительства РФ от 29.12.2011 № 1178, а также в соответствующих Приказах Минэнерго РФ.

Во всех перечисленных документах подходы к формированию потерь электроэнергии совпадают не полностью. Так, п. 50 Правил недискриминационного доступа определяет фактические потери электрической энергии в электрических сетях как разницу между объемом электрической энергии, поставленной в сеть от производителей или из других сетей, и объемом электрической энергии, потребленной энергопринимающими устройствами, присоединенными к этой сети, а также переданной в другие сетевые организации. Оплата нормативных потерь электроэнергии предусмотрена п. 52 указанных Правил. Объемы электроэнергии, поставленной в сеть и отпущенной

из сети, определяются в соответствии с показаниями приборов учета, а при их отсутствии – расчетными способами (п. 136 Правил функционирования розничного рынка электроэнергии). В определении объемов электроэнергии принимают участие сетевые организации, потребители (собственники энергопринимающих устройств) и гарантирующие поставщики (энергосбытовые компании), обязанности которых закреплены в соответствующем разделе Правил функционирования розничных рынков. При этом, однако, сетевые организации не имеют договорных отношений с потребителями электроэнергии, формирование объема фактических потерь происходит с непосредственным участием гарантирующих поставщиков, заинтересованных в увеличении этого показателя: чем больше объем фактических потерь, тем, с одной стороны, меньше плата за услуги по передаче сетевой организации, и с другой, оплата сетевой организацией объема электроэнергии, неоплаченного потребителем. Более того, объем оплачиваемых потерь уменьшается на величину выявленного безучетного и бездоговорного потребления электроэнергии, соответствующие положения предусмотрены пп. 185–190 Правил функционирования розничных рынков.

Таким образом, фактические потери электроэнергии при ее передаче,

определенные Правилами недискриминационного доступа, как потери электроэнергии непосредственно в электрических сетях сетевой организации, при определении их объема в соответствии с Правилами функционирования розничных рынков включают в себя бездоговорное и безучетное потребление электроэнергии, происходящее за пределами электрических сетей сетевой организации, если оно не было установлено, либо уменьшает объем потерь на эту величину. Причем это распространяется не только на тот период, в котором факт бездоговорного и бездоговорного потребления был установлен, но и на предшествующие периоды, сроком до трех лет, а также, возможно, и на объем электроэнергии, полученной, но не оплаченной энергопотребляющими устройствами потребителей, тем самым демотируя гарантирующих поставщиков (энергосбытовые организации) на повышение уровня оплаты электроэнергии потребителями. Указанный объем электроэнергии – коммерческая составляющая отчетных потерь электроэнергии, нетехнические потери электроэнергии. Особенно сложной является описанная ситуация на низких уровнях напряжения (0,4 кВ), из-за большого числа мелких потребителей. Сложившаяся ситуация является прямым следствием непродуманных требований к разделению энергоснабжающих предприятий по видам деятельности – конкурентных и монопольных – под лозунгом формирования условий для конкуренции на розничных рынках электроэнергии. Конкуренция в бытовой деятельности на розничных рынках электроэнергии не получилось, суммарные операционные расходы существенно увеличились, в отношениях между энергоснабжающей (сетевой) организацией и потребителем появилась «прослойка» – бытовая организация (гарантирующий поставщик), с весьма сомнительными возможностями гарантии поставки электроэнергии, но существенно усложнившая данный процесс. В настоящее время, после семилетнего опыта работы в условиях запрета совмещения видов деятельности в электроэнергетике, назрела необходимость снятия данного запрета, по крайней мере, на низких (НН и СН2) уровнях напряжения, при сохранении права выбора за потребителем.

При передаче электроэнергии по электрическим сетям, в соответствии с законами электротехники, не могут не возникать технологические потери электроэнергии, точнее, технологический расход электроэнергии при ее передаче. Именно эта составляющая является и должна быть предметом нормирования потерь электроэнергии, именно она – основа определения норматива технологических потерь электроэнергии (НТПЭ), устанавливаемого Минэнерго РФ, и подлежащего обеспечению денежными средствами в составе необходимой валовой выручки электросетевых организаций.

Полномочия по утверждению НТПЭ, исполнение соответствующей государственной функции, были закреплены в 2004 году за Минпромэнерго РФ, а в 2008 году за вновь образованным Минэнерго России. Первые НТПЭ были утверждены на 2006 год, в настоящее время идет процесс утверждения НТПЭ на 2014 год. Обязанность электросетевых организаций по расчету нормативов технологических потерь электрической энергии, впервые с 1990 года, обеспечила начало работы по анализу потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям, выполнение расчетов технологических потерь в соответствии с требованиями Методики, утвержденной Приказом Минпромэнерго РФ от 04.10.2005 № 267, а затем Инструкции, переработанной с учетом накопившегося опыта, утвержденной Приказом Минэнерго РФ от 30.12.2008 № 326.

Анализ опыта нормирования технологических потерь электроэнергии в соответствии с указанными приказами показал следующее [3]:

- ежегодно в Минэнерго РФ обращается более 1000 территориальных сетевых организаций (ТСО), предоставляя расчеты потерь электроэнергии, в том числе подавляющее большинство ТСО, для которых этот вид деятельности – основной. В результате в Минэнерго РФ сформирована база данных по электросетевому комплексу России, включающая в себя данные по протяженности электрических сетей по уровням напряжения, по количеству и установленной мощности силовых трансформаторов и их загрузке, балансовым показателям всех обратившихся ТСО в динамике за несколько лет;

- практически во всех РСК и большой части ТСО созданы базы данных для расчетов и анализа технологических потерь, приобретены и активно используются соответствующие сертифицированные программные комплексы;

- ТСО сформировались квалифицированные группы (подразделения) по расчетам, анализу и снижению потерь электроэнергии;

- подготовлена работоспособная методология экспертизы (контроля и анализа) предоставляемых в Минэнерго РФ расчетных обоснований нормативов;

- выявился ряд проблем нормирования, существенно затрудняющих работу, в том числе:

- трудоемкость расчета технологических потерь,

- трудоемкость анализа со стороны Минэнерго РФ представленных исходных данных и результатов расчетов,

- стремление ряда сетевых организаций повысить нормативы потерь, отсутствие стимулов к их снижению,

- норматив технологических потерь электроэнергии утверждается в целом по сети без разбивки по уровням напряжения и т.д.;

- перечисленные трудности и проблемы с нормированием технологических потерь на основе электротехнических расчетов вполне преодолимы и решаемы на основе:

- установления действенной системы экономического стимулирования персонала электрических сетей к снижению нормативов технологических потерь и фактических потерь в целом,

- обеспечения жесткой связи системы нормирования технологических потерь и внедрения программ энергосбережения и повышения энергетической эффективности, одновременности контроля выполнения нормативов и этих программ,

- ужесточения контроля достоверности нормативов технологических потерь за счет создания автоматизированной системы мониторинга результатов расчета, анализа баз данных, в том числе на основе бенчмаркинга результатов расчета технологических и фактических потерь, всего комплекса основных влияющих факторов, а не отдельных из них. Анализ должен основываться на классических электротех-

нических законах, а не на волевых субъективных решениях;

■ нормирование потерь должно основываться на расчете и анализе структуры технических потерь. Именно поэтому во всех нормативных документах новой России, в Республике Беларусь, в Украине, в Казахстане, других странах СНГ был введен термин «норматив технологических потерь электроэнергии». Только опираясь на расчеты режимов электрических сетей, можно:

- полноценно оценить влияние многочисленных факторов, влияющих на величину потерь,
- выделить в суммарной величине фактических потерь электроэнергии ее технологическую и коммерческую составляющие,
- использовать результаты расчетов технологических потерь электроэнергии не только для их нормирования, но и для достоверного прогнозирования, а главное, для определения «очагов» технических и коммерческих потерь электроэнергии, разработки, обоснования и оценки эффективности мероприятий по снижению потерь. Не зная структуры потерь, нельзя разработать и внедрить эффективные программы снижения потерь,
- как известно, практика отдельного расчета и анализа технических и коммерческих потерь электроэнергии существует и в сетевых компаниях промышленно развитых стран. Намеченные в Минэнерго РФ, ОАО «ФСК ЕЭС» и ОАО «Российские сети» программы инновационного развития электросетевой инфраструктуры электроэнергетики России на базе внедрения интеллектуального учёта электроэнергии, активно-адаптивного управления режимами электрических сетей, не только не отменяют расчёты и оптимизацию режимов электрических сетей, а, напротив, предполагают их активное использование для энергосбережения и повышения энергетической эффективности, в том числе и для анализа и нормирования потерь электроэнергии. С этой точки зрения нормирование потерь электроэнергии должно опираться на современные методы расчёта и анализа режимов электрических сетей, на современные источники

**Таблица 2.** Стоимость услуг по передаче электроэнергии (минимальная и максимальная) на высоком и низком уровнях напряжения в регионах по федеральным округам, руб./кВт.час (Приказ ФСТ РФ от 29.11.2012 № 313-э/2, с 01.07.2013 г.)

Федеральный округ	ВН min	ВН max	НН min	НН max
ЦФО	0,94	1,80	2,27	3,81
СЗФО	0,47	1,45	1,72	3,42
ЮФО	0,75	2,13	1,95	3,89
ПФО	0,58	1,82	1,66	2,96
УФО	0,86	1,67	1,78	2,98
СФО	0,30	2,20	0,84	3,05
ДФО	1,32	2,06	1,99	3,20

исходной информации – телеизмерения и АИИС КУЭ, которые все шире внедряются в практику работы электрических сетей и позволяют существенно повысить точность исходной информации, исключить участие человека в ее сборе и, соответственно, уменьшить трудоемкость расчетов потерь;

■ попытка «упростить» задачу нормирования потерь электроэнергии путем замены технологических потерь на фактические неизбежно, как это было уже не раз в 70-х – 80-х годах XX века, приведет к:

- еще более существенным искажениям отчетности электросетевых организаций,
- усложнению анализа «очагов» потерь в связи с отсутствием из-за ненужности расчетов технологических потерь и их структуры,
- ликвидации положительного задела, который был достигнут в 2005-2012 гг. с определением истинной картины с потерями и их структурой в электрических сетях,
- фактической ликвидации сложившихся в электросетевых организациях квалифицированных групп расчета, анализа и снижения потерь электроэнергии. Эти группы окажутся ненужными из-за искусственного отрыва от процесса нормирования потерь. Сам же процесс по существу никак не будет связан с денежными, финансовыми и людскими ресурсами для реализации программ снижения потерь и превратится в формально-административное управление потерями со всеми вытекающими из этого последствиями.

Уровень потерь, являясь наглядным индикатором технического состояния электрических сетей, системы учета электроэнергии, уровня организации

работы по сбору данных о потребляемой электроэнергии, теснейшим образом связан со стоимостью услуг по передаче электроэнергии. Анализ показывает, что стоимость по регионам России существенно отличается (табл. 2). Это является серьезным ограничением модернизации промышленности и экономики в целом, и отрицательно сказывается на тарифах на электроэнергию для конечных потребителей.

Из таблицы 2 следует, что на территории каждого федерального округа, даже в аналогичных территориальных и климатических условиях, стоимость услуг по передаче в разных регионах отличается в два и более раз, при этом приведенные данные не включают стоимость услуг по передаче в электрически изолированных системах. Необходим сравнительный анализ не только структуры стоимости услуг по передаче электроэнергии, являющейся существенной составляющей тарифа на электроэнергию для конечных потребителей, а также влияющих на эту сумму факторов, но и анализ ценообразования на оптовом и розничном рынках электроэнергии.

Размещение генерирующих объектов, также как и центров питания в электрических сетях, преследовало в условиях плановой экономики совершенно правильные цели: оптимальную загрузку тепловых станций, обеспечивающую наиболее экономичные режимы выработки тепловой и электрической энергии, а также минимизацию расходов на передачу как тепловой, так и электрической энергии до потребителей, прежде всего энергоёмкой промышленности и потребителей городов (населения, коммунальной и социальной сферы). При реформировании электроэнергетики, разделении предприятий по видам деятельности и создании оптового рынка электроэнергии это обстоятельство, к сожалению, не

было учтено в полной мере. В результате, тепловые станции мощностью свыше 25 мВт оказались, фактически, оторваны от потребителей электроэнергии. Формально вся вырабатываемая ими электроэнергия участвует в торговле на оптовом рынке, который рынком назвать можно весьма условно. Себестоимость электроэнергии, вырабатываемая на ГЭС, атомных станциях и тепловых станциях, объективно несравнима, что приводит к сверхприбыли первых и вторых при минимальной доходности третьих. При ликвидации преимуществ тепловых станций, обусловленных их близостью к конечным потребителям и существенно меньшей стоимостью передачи вырабатываемой ими электроэнергии, мы получили весь букет проблем, напрямую с этим связанный: замещение тепловой энергии тепловых станций котельными, рост всех видов перекрестного субсидирования и т.д.

С учетом изложенного полагаем необходимым при подготовке нормативно-правовых актов, предусмотренных Стратегией в части ценообразования в сфере услуг по передаче электроэнергии, рассмотреть с позиций сравнительного анализа и этот аспект: учет фактического расположения генерирующих источников, прежде всего тепловых станций, относительно конечных потребителей электрической энергии.

Считаем целесообразным, кроме этого, в иных нормативно-правовых актах, касающихся функционирования электроэнергетики, определить целевые показатели стоимости вырабатываемой ими энергии с позиций комбинированной выработки энергии, возможно, учесть при ценообразовании на электрическую и тепловую энергию не только преимущества комбинированной выработки, но и комбинированного потребления конкретными группами потребителями, обеспечивающими возможность использования генерирующего оборудования в наиболее эффективных режимах.

## ВЫВОДЫ И ПРЕДЛОЖЕНИЯ

1. При определении направлений совершенствования процесса нормирования потерь электроэнергии представляется необходимым, в первую очередь, утвердить терминологию, касающуюся потерь электроэнергии при ее передаче. В частности, должно быть введено понятие отчетных потерь элек-

трической энергии при ее передаче, в состав которых входят фактические технологические потери электроэнергии (технологический расход электроэнергии при ее передаче), определяемые расчетным путем на основании схемных решений, фактических балансов электроэнергии, замеров нагрузок как непосредственно в электрических сетях. При наличии стопроцентного учета электроэнергии, удовлетворяющего метрологическим требованиям, фактические технологические потери, полученные расчетным путем, должны соответствовать понятию фактических потерь, изложенному в п. 50 Правил недискриминационного доступа. Кроме фактических технологических потерь, в состав отчетных потерь должен входить небаланс электроэнергии, обусловленный недостатками деятельности по учету электроэнергии, определенной полномочиями ТСО – нетехнические (или коммерческие) потери электроэнергии. Должна быть разработана и утверждена методика измерения и расчета отчетных потерь электрической энергии при ее передаче с обязательной метрологической оценкой их точности.

2. В качестве норматива Минэнерго РФ должно рассматривать и утверждать норматив технологических потерь электроэнергии, определяемый на основе электротехнических расчетов режимов, сравнительного анализа (бенчмаркинга) основных влияющих на величину НТПЭ факторов, с разбивкой по уровням напряжения.

3. Министерством энергетики РФ в составе нормативно-правового акта, регламентирующего определение НТПЭ, кроме изменений, касающихся утверждения НТПЭ по уровням напряжения, совершенствования методики расчета технологических потерь, необходимо предусмотреть определение целевых показателей потерь электроэнергии при ее передаче, основанное на методах сравнительного анализа, отдельно в части технологических и нетехнических потерь электроэнергии. При этом необходимо внесение изменений в Основы ценообразования, предусматривающие обязательность финансирования мероприятий, предусматривающих достижение целевых показателей, а также в механизм возврата средств инвестору за счет получаемой экономии от снижения потерь в сетях.

4. Внести дополнения, касающиеся объема информации, подлежащей раскрытию ТСО, обеспечивающего достоверность исходных данных, используемых при нормировании, в том числе отчетность по исполнению мероприятий по достижению целевых показателей НТПЭ (раздельно в части технологических и нетехнических потерь) и необходимый уровень ответственности ТСО.

5. Основами ценообразования предусмотрен учет в составе НВВ обоснованных доходов или обоснованных расходов прошедших периодов. Акцентировать обязательность учета отчетных потерь при формировании НВВ в части ее снижения на величину превышения денежного эквивалента НТПЭ над отчетными потерями соответствующего периода.

6. Рассмотреть возможность внесения в Основы ценообразования учета в стоимости услуг по передаче электроэнергии фактической протяженности электрических сетей от ТЭЦ до базовых потребителей и распределительных сетей, по которым передается выработанная ими электрическая энергия.

7. Внести изменения в Основы ценообразования, касающиеся использования методов сравнительного анализа отчетных и технологических потерь при определении стоимости услуг по передаче электроэнергии.

8. Внести изменения в Закон «Об электроэнергетике» положений, разрешающих совмещение деятельности по предоставлению услуг по передаче электроэнергии с деятельностью по сбыту электроэнергии для потребителей, получающих электроэнергию на низком и среднем уровнях напряжения.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Распоряжение Правительства РФ от 03.04.2013 № 511-р «Об утверждении Стратегии развития электросетевого комплекса Российской Федерации».

2. *Воротницкий В.Э., Пашков А.В., Чесноков А.В., Иванов Н.Н.* Динамика фактических потерь электроэнергии в электрических сетях ОАО «ФСК ЕЭС» и ОАО «Холдинг МРСК». Энергия Единой Сети, № 3 (8), 2013, с. 60–67

3. *Воротницкий В.Э.* Нормирование и снижение потерь электроэнергии в электрических сетях. Результаты, проблемы, пути решения. Энергоэксперт, № 3, 2007, с. 10–19.