

Показатели эффективности использования капитала

Метод расчета экономически обоснованного уровня доходности инвестированного капитала при государственном регулировании тарифов ОАО «СО ЕЭС» на 2010 год не применялся.

Информация о тарифе на услуги по оперативно-диспетчерскому управлению

Приказом ФСТ России от 24.11.2009 № 327-э/1 утверждены:

- тариф на услуги по оперативно - диспетчерскому управлению в электроэнергетике в части управления технологическими режимами работы объектов электроэнергетики и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также обеспечения функционирования технологической инфраструктуры оптового и розничного рынков электрической энергии на 2010 год, оказываемые ОАО «СО ЕЭС», в размере 6458,709 руб./МВт.мес;

- предельный максимальный уровень цен (тарифов) на услуги по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике в части обеспечения надежности функционирования электроэнергетики путем организации отбора исполнителей и оплаты услуг по обеспечению системной надежности, услуг по обеспечению вывода ЕЭС России из аварийных ситуаций, услуг по формированию технологического резерва мощностей, оказываемые ОАО «Со ЕЭС», в размере 0,209 руб./МВт.ч.

Приказ ФСТ России от 24.11.2009 № 327-э/1 опубликован в Информационном бюллетене ФСТ России № 45 (371) от 11.12.2009.

Информация об объеме средств, предназначенных для страхования риска ответственности субъектов оперативно-диспетчерского управления за причинение ущерба субъектам электроэнергетики

Объем средств, предусмотренных в тарифе на услуги по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике, оказываемые ОАО «СО ЕЭС» на 2010 год, и предназначенных для страхования риска гражданской ответственности субъектов оперативно-диспетчерского управления за причинение ущерба субъектам электроэнергетики и потребителям электрической энергии в соответствии с п.3 ст.18 Федерального закона Российской Федерации от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике», составил 39999 тыс. руб.

В настоящее время порядок определения страховых рисков субъектов оперативно-диспетчерского управления в соответствии с п.2 ст. 21 Федерального закона Российской Федерации от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» Правительством Российской Федерации не утвержден.

П Е Р Е Ч Е Н Ь

основных контролируемых сечений электрической сети
ЕЭС России, величины максимально допустимых перетоков
для нормальной схемы в ценовой зоне оптового рынка
переходного периода

Контролируемое сечение	Связи между ОЭС	Класс напряжения ВЛ, кВ	Максимально допустимые перетоки в контролируемом сечении в прямом/обратном направлениях, МВт
1	2	3	4
Сибирь - Казахстан	ВЛ 500 кВ Таврическая - Сибирь ВЛ 500 кВ Экибастузская - Алтай ВЛ 500 кВ Рубцовская - Барнаульская (ВЛ 500 кВ ЕЭК – Рубцовская)	500 500 500	1700 / 1700
Урал - Казахстан	ВЛ 500 кВ Курган - Аврора ВЛ 1150 кВ Костанайская - Кокшетауская ВЛ 500 кВ Сокол - Есиль	500 500 500	1300 / 1500
	ВЛ 1150 кВ Костанайская - Кокшетауская ВЛ 500 кВ Сокол - Есиль	500 500	– / 1100
Урал – Запад (из Урала)	ВЛ 500 кВ Воткинская ГЭС - Вятка ВЛ 500 кВ Заинская ГРЭС - Нижнекамская ГЭС ВЛ 500 кВ Бугульма - Бекетово	500 500 500	2800
Запад - Урал (на Урал)	ВЛ 500 кВ Костромская АЭС - Звезда ВЛ 500 кВ Удмуртская - Нижнекамская ГЭС ВЛ 500 кВ Бугульма - Бекетово	500 500 500	2700
Центр - Восток (на Восток)	ВЛ 500 кВ Костромская АЭС - Звезда	500	3000
	ВЛ 500 кВ Чебоксарская ГЭС - Нижегородская	500	
	ВЛ 500 кВ Осиновка - Вешкайма	500	
	ВЛ 500 кВ Арзамасская - Вешкайма	500	
	ВЛ 500 кВ Тамбов - Пенза	500	
Восток - Центр (в Центр)	ВЛ 500 кВ Звезда - Вятка	500	4300
	ВЛ 500 кВ Чебоксарская ГЭС - Нижегородская	500	
	ВЛ 500 кВ Осиновка - Вешкайма	500	
	ВЛ 500 кВ Арзамасская - Вешкайма	500	
	ВЛ 500 кВ Тамбов - Пенза	500	
	ВЛ 500 кВ Балаковская АЭС - Трубная	500	
Северо-Запад – Центр (в Центр)	ВЛ 750 кВ Калининская АЭС - Ленинградская	750	1900
	ВЛ 330 кВ Чудово - Окуловская	330	
Северо-Запад – Центр (из Центра)	ВЛ 750 кВ Калининская АЭС - Ленинградская	750	1600
	ВЛ 330 кВ Бологое - Новая	330	
Ленинград - Эстония	ВЛ 330 кВ Балти - Ленинградская	330	1000 / 1000
	ВЛ 330 кВ Гатчина - Кингисеппская	330	

Контролируемое сечение	Связи между ОЭС	Класс напряжения ВЛ, кВ	Максимально допустимые перетоки в контролируемом сечении в прямом/обратном направлениях, МВт
1	2	3	4
Центр - Беларусь	ВЛ 750 кВ Смоленская АЭС - Белорусская ВЛ 330 кВ Витебск - Талашкино ВЛ 330 кВ Рославль - Кричев	750 330 330	1500 - 1200 / 1000 (в зависимости от нагрузки ПС Талашкино, ПС Рославль)
Юг - Грузия	ВЛ 500 кВ Центральная - Ингури ГЭС ВЛ 220 кВ Псоу - Бзыби	500 220	400 / 400
Юг - Азербайджан	ВЛ 330 кВ Дербент - Хачмаз	330	300 / 300
Украина - Центр	ВЛ 750 кВ Курская АЭС - Североукраинская ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС - Донбасс ВЛ 330 кВ Лосево - Шебекино ВЛ 330 кВ Змиевская ТЭС – Белгород с отпайкой на Лосево ВЛ 330 кВ Змиевская ТЭС - Валуйки ВЛ 330 кВ Курская АЭС - Сумы Северная ВЛ 330 кВ Курская АЭС - Шостка	750 500 330 330 330 330 330	1800 / 2200
Украина, Волгоград - Ростов	ВЛ 500 кВ Волгодонская АЭС - Южная ВЛ 500 кВ Победа - Шахты ВЛ 330 кВ Новочеркасская ГРЭС - Южная ВЛ 220 кВ Луганская ТЭС - Сысоево ВЛ 220 кВ Амвросиевка - Т-15 ВЛ 220 кВ Котельниково - Волгодонск ВЛ 220 кВ Андреановская - Вешенская	500 500 330 220 220 220 220	2000 – 2400 / 2100 (в зависимости от нагрузки Волгодонской АЭС и сезона)

Прогноз достижения установленных пределов по системным ограничениям, а также условий, при которых данные пределы не достигаются

Связи между ОЭС	Прогнозируемые на март 2010 г. допустимые перетоки в контролируемом сечении, МВт*	Прогноз достижения	Условия достижения/недостижения
Сибирь – Казахстан	1700 / 1700	нет	По балансу
Урал – Казахстан	1500 / 1300	нет	По балансу
Урал – Средняя Волга, Центр (из Урала)	1700	Да	Ремонт ВЛ 500 кВ
Урал – Запад (на Урал)	1500	Да	Ремонт ВЛ 500 кВ
Центр – Восток (на Восток)	2000	Да	Ремонт ВЛ 500 кВ
Восток – Центр (в Центр)	3200	Да	Ремонт ВЛ 500 кВ
Северо-Запад – Центр (в Центр)	1500	Да	Ремонт ВЛ 330 кВ
Северо-Запад – Центр (из Центра)	1000	Да	Ремонт ВЛ 330 кВ
Ленинград – Эстония	600 / 600	нет	Ремонт ВЛ 330 кВ
Центр – Белоруссия	1100 / 600	Да	Ремонт ВЛ 330 кВ
Юг – Грузия	0/400	Да	По балансу
Юг – Азербайджан	0/0	Да	Ремонт ВЛ 330 кВ
Украина – Центр	600 / 1500	нет	По балансу
Украина, Волгоград – Ростов	1550 / 1400	Да	Ремонт ВЛ 330 кВ

* - в числителе указан переток в прямом, а в знаменателе - в обратном направлении

Прогноз состояния водохранилищ основных гидроэлектростанций России

№	Наименование ГЭС	Уровень водохранилища в метрах		
		НПУ (нормальный подпорный уровень)	Фактический на 01.02.2010	Прогнозный на 01.03.2010
1.	Рыбинская	101,81	100,68	100,27
2.	Нижегородская	84,0	83,56	82,98
3.	Жигулевская	53,0	50,09	49,80
4.	Саратовская	28,0	27,98	27,82
5.	Волжская	15,0	14,48	14,45
6.	Камская	108,5	105,09	103,50
7.	Воткинская	89,0	87,57	87,10
8.	Чиркейская	355,0	342,91	330,20
9.	Иркутская	457,0	456,48	456,36
10.	Братская	402,0	398,85	398,36
11.	Усть-Илимская	296,0	295,48	295,30
12.	Саяно-Шушенская	539,0	522,83	518,05
13.	Красноярская	243,0	236,61	234,09
14.	Зейская	315,0	313,97	313,04
15.	Бурейская	256,0	247,39	244,30

Информация о технологических резервах мощностей по производству электрической энергии в Единой энергетической системе России за отчетный период, в том числе использованных и неиспользованных резервах мощностей по производству электрической энергии

Количественные характеристики резервов активной мощности за январь 2010 года

	ЕЭС России (Европейская часть + Урал)	ОЭС Центра	ОЭС Урала	ОЭС Средней Волги	ОЭС Северо- Запада	ОЭС Юга	ОЭС Сибири
Резерв, МВт	7586	1851	1070	2326	1133	1234	2482
КирС	0,04	0,21	0,05	0,05	0,20	0,10	0,02
КирМ	0,20	0,76	0,28	0,23	0,61	0,78	0,22
Кнр	0,80	0,24	0,72	0,77	0,39	0,22	0,78

Резерв – средний для данного месяца резерв активной мощности

КирС – средний для данного месяца коэффициент использования резерва

КирМ - максимальный для данного месяца коэффициент использования резерва

Кнр – минимальный для данного месяца коэффициент неиспользования резерва

Информация о соответствии качества электрической энергии и уровня надежности функционирования ЕЭС России и ОЭС требованиям, установленным нормативными правовыми актами

В 2009 году частота электрического тока в ЕЭС России и изолированно работающей ОЭС Востока поддерживалась в соответствии с требованиями ГОСТ 13109-97:

- нормально допустимый уровень частоты $50 \pm 0,2$ Гц;
- предельно допустимый уровень частоты $50 \pm 0,4$ Гц;
- время выхода частоты за нормально допустимый уровень не более 5% времени суток (1ч. 12 мин.).

Суммарное время работы ЕЭС России с нормально допустимым уровнем частоты электрического тока составило 8760 часов или 100% времени.

Суммарное время работы ОЭС Востока с нормально допустимым уровнем частоты электрического тока составило 8759 часов 58 минут или 99,999 % времени. Суммарное время выхода частоты в ОЭС Востока за диапазон $50 \pm 0,2$ Гц составило 2 минуты.

В соответствии с действующими Правилами оптового рынка электрической энергии (мощности) ОАО «СО ЕЭС» и его филиалами осуществляется контроль соответствия генерирующего оборудования участников оптового рынка техническим требованиям по общему первичному регулированию частоты (ОПРЧ) и автоматическому вторичному регулированию частоты и перетоков мощности (АВРЧМ). В сроки, установленные *Регламентом определения готовности генерирующего оборудования участников оптового рынка к выработке электроэнергии*, ОАО «СО ЕЭС» предоставляет в ОАО «АТС» информацию о выполнении требований по ОПРЧ 385 электростанций, о выполнении требований по АВРЧМ 23-х ГЭС ЕЭС России.

В 2009 г. выполнены следующие мероприятия по развитию систем автоматического регулирования частоты и мощности (ЦС, ЦКС АРЧМ):

- в рамках реконструкции ПАК ЦС АРЧМ ОЭС Востока разработан и утвержден рабочий проект, произведены монтажные работы, наладка и настройка технических средств, протоколов обмена информацией, выполнен запуск программного комплекса СК-2003 на серверах АРЧМ, а также разработано и установлено ПО ПАК ЦС АРЧМ;

- в рамках создания ПАК ЦС АРЧМ ОЭС Сибири разработан и утвержден рабочий проект, произведены монтажные работы, наладка и настройка технических средств, протоколов обмена информацией, выполнен запуск программного комплекса СК-2003 на серверах АРЧМ, а также разработано и установлено ПО ПАК ЦС АРЧМ;

- введены в работу цифровые каналы связи с ПС 500 кВ Барнаульская и ПС 1150 кВ Алтай до ОДУ Сибири для резервированной передачи телеинформации в ЦС АРЧМ ОЭС Сибири;

- откорректировано программное обеспечение ЦС АРЧМ ОЭС Сибири в связи с вводом новых микропроцессорных устройств на ПС 500 кВ Барнаульская и ПС 1150 кВ Алтай, появлением дополнительной телеинформации, а также в связи с вводом управления гидроагрегатами Красноярской ГЭС через новый групповой регулятор активной и реактивной мощности (ГРАРМ-500);

- проведена настройка программного обеспечения ЦС АРЧМ ОЭС Урала для возможности управления новыми объектами регулирования (ГЭС и энергоблоками ТЭС);

- в рамках подготовки к управлению энергоблоками Ириклинская ГРЭС от ЦС АРЧМ ОЭС Урала организованы выделенные резервированные каналы связи АРЧМ на участке Ириклинская ГРЭС (ПТК «Станция») - ОДУ Урала (ЦС АРЧМ).

- осуществлен ввод в промышленную эксплуатацию ЦС АРЧМ центральной части ОЭС Северо-Запада в режиме автоматического ограничения перетоков мощности в контролируемых сечениях с воздействием на энергоблоки № 1 и № 4 Киришской ГРЭС;

- ПАК ЦКС АРЧМ ЕЭС был подготовлен для управления энергоблоками Заинской ГРЭС совместно с Жигулевской ГЭС, проведены комплексные испытания и опытная экс-

платация терминала АРЧМ (ПТК «Станция») Заинской ГРЭС с управлением энергоблоками №№ 2,3,4,7,8,9,11,12 в режиме автоматического регулирования частоты (АРЧ);

- проведены испытания по управлению энергоблоками № 1, 4 Киришской ГРЭС в режиме АРЧ через ЦС АРЧМ центральной части ОЭС Северо-Запада с целью проведения ОАО «ВТИ» анализа влияния на надежность и экономичность энергоблоков режима автоматического вторичного регулирования частоты;

- разработаны и направлены в генерирующие компании «Общие технические требования для подключения ТЭС к ЦС (ЦКС) АРЧМ»;

- создана рабочая группа с участием представителей ОАО «РусГидро», ОАО «Иркутскэнерго», ОАО «Силовые машины», Фирмы ОРГРЭС для разработки мероприятий, обеспечивающих согласованную работу систем АРЧМ ЕЭС России и автоматики управления мощностью ГЭС;

- выполнена модернизация программного обеспечения ЦКС АРЧМ ЕЭС для оптимизации управления ГЭС и энергоблоками ТЭС.

Для подготовки к рынку системных услуг по нормированному первичному регулированию частоты (НПРЧ) и автоматическому вторичному регулированию частоты и потоков мощности (АВРЧМ) продолжались работы по модернизации систем регулирования частоты и управления мощностью энергоблоков ТЭС, выделенных для участия в НПРЧ и АВРЧМ. В прошедшем году сертификацию на соответствие стандарту СТО 59012820.27.100.002-2005 «Нормы участия энергоблоков ТЭС в нормированном первичном и автоматическом вторичном регулировании» прошли 8 энергоблоков, суммарной установленной мощностью 1910 МВт. Всего за период с 2006 по 2009 год прошли сертификацию 55 энергоблоков ТЭС общей установленной мощностью 18960 МВт.

Перечень мероприятий, осуществленных ОАО «СО ЕЭС» для поддержания надежности работы энергосистем, размещен на сайте ОАО «СО ЕЭС»: <http://www.so-ups.ru/>

Условия договора об оказании услуг по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и договора о присоединении к торговой системе оптового рынка электрической энергии в части оказания услуг по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике

I. Условия договора об оказании услуг по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике в части управления технологическими режимами работы объектов электроэнергетики и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии и обеспечения функционирования технологической инфраструктуры оптового рынка электрической энергии (мощности) и розничных рынков электрической энергии:

1. Предмет договора:

Исполнитель оказывает Заказчику услуги по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике в части управления технологическими режимами работы объектов электроэнергетики и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии и обеспечения функционирования технологической инфраструктуры оптового рынка электрической энергии (мощности) и розничных рынков электрической энергии в порядке и на условиях, предусмотренных действующим законодательством и договором, а Заказчик оплачивает эти услуги в размере, порядке и в сроки, предусмотренные условиями договора, и выполняет иные принятые по договору обязательства.

2. Стоимость услуг:

2.1. Для субъектов электроэнергетики, осуществляющих с использованием принадлежащих им на праве собственности или ином законном основании электростанций деятельность по производству электрической энергии (мощности), продаваемой на оптовом или розничных рынках (в том числе для субъектов электроэнергетики, осуществляющих деятельность по производству электрической энергии (мощности) с использованием электростанций, в отношении которых иными организациями, получившими статус субъектов оптового рынка, на оптовом рынке в установленном порядке зарегистрированы группы точек поставки, в которых исполняются обязанности по поставке электрической энергии (мощности), производимой на таких электростанциях):

Размер оплаты (стоимость услуг) по договору за расчетный период определяется исходя из:

утвержденного уполномоченным Правительством РФ федеральным органом исполнительной власти размера цены (тарифа) на оказываемую Исполнителем услугу;

величины установленной генерирующей мощности (МВт) электростанций (электростанции), принадлежащих Заказчику на праве собственности или ином законном основании.

Кроме того, уплачивается налог на добавленную стоимость, рассчитываемый в соответствии с действующим законодательством.

Величина установленной генерирующей мощности электростанций, принадлежащих Заказчику на праве собственности или ином законном основании, определяется на основании данных, содержащихся в Реестре лиц, подлежащих обязательному обслуживанию ОАО «СО ЕЭС» при оказании услуг по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике (далее – Реестр), ведение которого осуществляется Исполнителем в соответствии с утвержденными Правительством РФ Правилами отнесения субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии к кругу лиц, подлежащих обязательному обслуживанию при оказании услуг по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике.

В случае изменения содержащихся в Реестре перечня или величины установленной генерирующей мощности электростанций, принадлежащих Заказчику на праве собственности или ином законном основании, в результате ввода в эксплуатацию, вывода из эксплуатации электростанции, энергоблока и (или) энергетического оборудования электро-

станции, влияющего на величину установленной генерирующей мощности электростанции, либо его перемаркировки величина установленной генерирующей мощности электростанций Заказчика, используемая для расчета стоимости услуг по договору, определяется с учетом указанных изменений, начиная с 1-го числа месяца, следующего за месяцем внесения в Реестр соответствующих изменений.

Изменение эксплуатационного состояния электростанции Заказчика (вывод электростанции, энергоблока или энергетического оборудования электростанции в ремонт, нахождение их в резерве или консервации на срок менее одного года, а также ввод электростанции, энергоблока или энергетического оборудования электростанции в работу из ремонта, резерва или после консервации на срок менее одного года) основанием для изменения величины установленной генерирующей мощности электростанций Заказчика, используемой для расчета стоимости услуги по договору, не является.

2.2. Для хозяйствующих субъектов, осуществляющих деятельность по производству, передаче и купле-продаже электрической энергии (мощности) с использованием принадлежащих им на праве собственности и ином законном основании электростанций и иных объектов электроэнергетики, непосредственно связанных между собой и (или) с принадлежащими указанным субъектам энергопринимающими устройствами, преимущественно для удовлетворения собственных производственных нужд (за исключением таких хозяйствующих субъектов, в отношении электростанций которых данными субъектами или иными организациями, получившими статус субъектов оптового рынка, на оптовом рынке в установленном порядке зарегистрированы группы точек поставки, в которых исполняются обязанности по поставке электрической энергии (мощности), производимой на соответствующих электростанциях):

Размер оплаты (стоимость услуг) по договору за расчетный период определяется исходя из:

утвержденного уполномоченным Правительством РФ федеральным органом исполнительной власти размера цены (тарифа) на оказываемую Исполнителем услугу по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике;

величины средней мощности поставки (МВт) на розничные рынки электрической энергии электростанций, принадлежащих Заказчику на праве собственности или ином законном основании.

Кроме того, уплачивается налог на добавленную стоимость, рассчитываемый в соответствии с действующим законодательством.

Средняя мощность поставки электрической энергии электростанций Заказчика рассчитывается как отношение суммарного объема электрической энергии, произведенной на этих электростанциях и поставленной на розничный рынок в календарном году, предшествующем году, на который приходится расчетный период, в МВт.час по всем точкам поставки на розничном рынке, являющимся местами исполнения обязательств по поставке электрической энергии, производимой на таких электростанциях, к количеству астрономических часов в указанном календарном году.

2.3. Для субъектов оптового рынка, осуществляющих деятельность по поставке импортируемой электрической энергии:

Размер оплаты (стоимость услуг) по договору за расчетный период определяется исходя из:

утвержденного уполномоченным Правительством РФ федеральным органом исполнительной власти размера цены (тарифа) на оказываемую Исполнителем услугу;

величины средней мощности поставки электрической энергии (МВт) по группам точек поставки Заказчика, используемым в целях осуществления импортных операций на оптовом рынке.

Кроме того, уплачивается налог на добавленную стоимость, рассчитываемый в соответствии с действующим законодательством.

Величина средней мощности поставки электрической энергии по группам точек поставки, используемым в целях осуществления импортных операций на оптовом рынке, за расчетный период рассчитывается как отношение фактического объема поставки электрической энергии (МВт.час) за период, предшествующий расчетному, по всем зарегистрированным за Заказчиком группам точек поставки, используемым в целях осуществления импортных операций на оптовом рынке, определяемого в соответствии с договором о присоединении к торговой системе оптового рынка (далее – фактический объем поставки в целях импорта) к количеству астрономических часов в данном периоде. При этом величина фактического объема поставки в целях импорта, используемая для расчета стоимости услуги по договору, определяется Исполнителем на основании информации об указанном объеме поставки, ежемесячно получаемой Исполнителем от коммерческого оператора оптового рынка.

Величина тарифа на оказываемую Исполнителем услугу по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике в части управления технологическими режимами работы объектов электроэнергетики и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также обеспечения функционирования технологической инфраструктуры оптового рынка электрической энергии (мощности) и розничных рынков электрической энергии определяется на основании действующего на момент заключения договора решения уполномоченного Правительством РФ федерального органа исполнительной власти.

В случае изменения уполномоченным Правительством РФ федеральным органом исполнительной власти величины тарифа после заключения договора стоимость услуги определяется исходя из новой величины тарифа с момента ее ввода в действие уполномоченным Правительством РФ федеральным органом исполнительной власти.

3. Основные обязанности Исполнителя по договору:

3.1. Осуществлять комплекс следующих технологических мероприятий по управлению режимами работы объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок, представляющий собой единую и неделимую услугу:

§ Обеспечение соблюдения установленных параметров надежности функционирования ЕЭС России и качества электрической энергии (в части частоты электрического тока и уровней напряжения в контрольных пунктах электрической сети, определенных диспетчерскими центрами Исполнителя).

§ Управление технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием объектов диспетчеризации.

§ Участие в организации деятельности по прогнозированию объема производства и потребления в сфере электроэнергетики; прогнозирование объема производства и потребления электрической энергии и участие в процессе формирования резерва производственных энергетических мощностей.

§ Разработку и представление в уполномоченный федеральный орган исполнительной власти совместно с организацией по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью мероприятий, технологических схем и программ развития ЕЭС России и участие в их реализации, участие в разработке программ развития электроэнергетики субъектов РФ.

§ Согласование вывода в ремонт и из эксплуатации объектов диспетчеризации, а также ввода их в работу после ремонта и в эксплуатацию, включая утверждение годовых и месячных графиков ремонта линий электропередачи, оборудования и технического обслуживания устройств РЗА и СДТУ, относящихся к объектам диспетчеризации.

§ Выдачу субъектам электроэнергетики и потребителям электрической энергии обязательных для исполнения диспетчерских команд и распоряжений, связанных с осуществлением функций системного оператора.

§ Разработку оптимальных суточных графиков работы электростанций и электрических сетей ЕЭС России.

§ Регулирование частоты электрического тока (*далее – частота*), обеспечение функционирования системы автоматического регулирования частоты и мощности, режимной и противоаварийной автоматики, в том числе определение принципов функционирования, параметров настройки, факторов запуска, объемов управляющих воздействий, места установки и объектов воздействия противоаварийной и режимной автоматики.

§ Организацию и управление режимами параллельной работы ЕЭС России и электроэнергетических систем иностранных государств, в том числе куплю-продажу электрической энергии (мощности) в целях технологического обеспечения совместной работы российской электроэнергетической системы и электроэнергетических систем иностранных государств в порядке, установленном правилами оптового рынка электрической энергии (мощности).

§ Участие в формировании и выдаче при технологическом присоединении объектов электроэнергетики и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии к единой национальной (общероссийской) электрической сети и к территориальным распределительным сетям технологических требований, обеспечивающих их работу в составе ЕЭС России.

§ Участие в осуществлении уполномоченными федеральными органами исполнительной власти контроля за техническим состоянием объектов электроэнергетики и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, влияющих на надежность и безопасность функционирования ЕЭС России, в том числе контроля за соблюдением требований технических регламентов в сфере электроэнергетики и иных нормативных документов, действующих до вступления в силу указанных технических регламентов.

§ Обеспечение функционирования технологической инфраструктуры оптового рынка в соответствии с нормативными правовыми актами и договором о присоединении к торговой системе оптового рынка, включая организацию и проведение отбора мощности на конкурентной основе в соответствии с правилами оптового рынка.

§ Осуществление контроля за своевременной и надлежащей реализацией инвестиционных программ генерирующих компаний, сформированных по результатам торговли мощностью.

§ Разработку и представление в уполномоченные органы исполнительной власти и соответствующие сетевые организации предложений по включению в инвестиционные программы сетевых организаций объектов электросетевого хозяйства, обеспечивающих выдачу и передачу на дальние расстояния мощности новых объектов по производству электрической энергии, определенных по результатам отбора мощности на конкурентной основе, а также рассмотрение в установленном Правительством РФ порядке инвестиционных программ субъектов электроэнергетики и направление предложений по ним в уполномоченные органы исполнительной власти.

3.2. Предоставлять Заказчику разработанные и утвержденные Исполнителем в соответствии с требованиями законов и других нормативных актов стандарты, положения, инструкции, регламенты, программы переключений и другие документы, определяющие порядок оперативно-диспетчерского управления режимами ЕЭС России и являющиеся обязательными для сторон.

3.3. Предоставлять Заказчику следующую информацию о включении объектов диспетчеризации Заказчика в годовой и месячные графики ремонта, о согласовании заявок Заказчика на вывод объектов диспетчеризации в ремонт и из эксплуатации; информацию, связанную с обеспечением функционирования технологической инфраструктуры оптового рынка; имеющуюся у Исполнителя информацию о результатах расследования технологических нарушений в работе объектов электроэнергетики, принадлежащих другим лицам, расположенных на территории операционных зон соответствующих диспетчерских цен-

тров Исполнителя, которые привели к повреждению оборудования или отключению объектов электроэнергетики Заказчика.

4. Основные обязанности Заказчика по договору:

§ Оплатить услуги по оперативно-диспетчерскому управлению в размере, порядке и сроки, установленные договором;

§ Принять к исполнению стандарты, положения, регламенты, требования и инструкции, разработанные и утвержденные Исполнителем в соответствии с требованиями законов и других нормативных актов, определяющие порядок оперативно-диспетчерского управления в операционных зонах диспетчерских центров ОАО «СО ЕЭС»;

§ Выполнять заданный Исполнителем диспетчерский график работы электростанций Заказчика и диспетчерские команды (распоряжения) по его корректировке;

§ Обеспечивать функционирование систем обмена технологической информацией энергообъектов Заказчика с диспетчерскими центрами Исполнителя в соответствии с техническими требованиями, указанными в приложении к договору, а также с техническими требованиями регламентов оптового рынка электрической энергии и мощности (приложений к договору о присоединении к торговой системе оптового рынка), если Заказчик является участником оптового рынка;

§ Передавать Исполнителю информацию, необходимую для планирования перспективных, долгосрочных и краткосрочных режимов работы ЕЭС России, управления электроэнергетическим режимом работы энергосистемы, настройки устройств релейной защиты, противоаварийной и режимной автоматики;

§ Организовать круглосуточное дежурство оперативного персонала на электростанциях Заказчика, в состав которых входят объекты диспетчеризации; при изменении схемы оперативного обслуживания электростанций Заказчика согласовывать указанное изменение с Исполнителем;

§ Обеспечивать размещение, работоспособность, настройку и эксплуатацию оборудования, устройств, систем общего первичного регулирования частоты, нормированного первичного регулирования частоты, релейной защиты, противоаварийной автоматики, режимной автоматики, автоматического повторного включения, средств диспетчерского и технологического управления, систем мониторинга переходных режимов;

§ Осуществлять эксплуатацию электростанций Заказчика в соответствии с требованиями действующих нормативных правовых актов и нормативно-технических документов, не допуская эксплуатации оборудования при нагрузке и параметрах, выходящих за пределы значений, указанных в технической документации на него, а также неисправного оборудования;

§ При участии электростанции Заказчика в первичном регулировании частоты, вторичном регулировании частоты и перетоков мощности, регулировании напряжения и реактивной мощности определять величину диапазона, предоставляемого Исполнителю электростанцией для соответствующего регулирования, исходя из фактического технического состояния оборудования электростанции; при определении режимов и алгоритмов работы стационарных устройств регулирования активной и реактивной мощности учитывать отклонения фактических технических параметров работы оборудования электростанции, участвующего в соответствующем регулировании, от его проектных параметров;

§ Предоставлять Исполнителю документы и информацию о техническом состоянии объектов электроэнергетики Заказчика; обеспечивать доступ уполномоченных представителей Исполнителя на объекты электроэнергетики Заказчика для участия в осуществлении мероприятий по контролю за техническим состоянием объектов электроэнергетики Заказчика, влияющих на надежность и безопасность функционирования ЕЭС России, и оказывать Исполнителю содействие в их проведении.

Полный текст договора возмездного оказания услуг по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике в части управления технологическими режимами работы

объектов электроэнергетики и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии и обеспечения функционирования технологической инфраструктуры оптового рынка электрической энергии (мощности) и розничных рынков электрической энергии размещен на сайте ОАО «СО ЕЭС» <http://www.so-ups.ru>

II. Условия договора об оказании услуг по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике в части обеспечения надежности функционирования электроэнергетики путем организации отбора исполнителей и оплаты услуг по обеспечению системной надежности, услуг по обеспечению вывода ЕЭС России из аварийных ситуаций, услуг по формированию технологического резерва мощностей:

Заключение договора осуществляется по стандартной форме, утвержденной решением Наблюдательного совета НП «Совет рынка» 26 ноября 2009 г., протокол № 30/2009 (приложение № Д17 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка).

1. Предмет договора:

Исполнитель оказывает Заказчику услуги по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике в части обеспечения надежности функционирования электроэнергетики путем организации отбора исполнителей и оплаты услуг по обеспечению системной надежности, услуг по обеспечению вывода ЕЭС России из аварийных ситуаций, услуг по формированию перспективного технологического резерва мощностей в порядке и на условиях, предусмотренных действующим законодательством и договором, а Заказчик оплачивает эти услуги в размере, порядке и в сроки, предусмотренные действующим законодательством, договором о присоединении к торговой системе оптового рынка, электрической энергии (мощности), регламентами оптового рынка и договором об оказании услуг по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике (далее - договор), и выполняет иные принятые по договору обязательства.

2. Стоимость услуг:

Размер оплаты (стоимость услуг) по договору за расчетный период определяется исходя из:

цены на указанные услуги, определенной Исполнителем равной предельному уровню цен (тарифов) на указанную услугу, установленному уполномоченным Правительством РФ федеральным органом исполнительной власти в области регулирования тарифов, в порядке, предусмотренном методическими указаниями, утвержденными указанным федеральным органом исполнительной власти;

величины фактического объема потребления электрической энергии за период, предшествующий расчетному, по всем группам точек поставки потребления, зарегистрированным за Заказчиком на оптовом рынке (в случае осуществления Заказчиком экспортных операций, - фактического объема покупки электрической энергии за период, предшествующий расчетному, по всем зарегистрированным за ним на оптовом рынке группам точек поставки, используемым в целях осуществления экспортных операций), определяемого в соответствии с договором о присоединении к торговой системе оптового рынка, за исключением объемов потребления электрической энергии на собственные и (или) хозяйственные нужды электростанций и для компенсации потерь электрической энергии в электрических сетях.

Кроме того, уплачивается налог на добавленную стоимость, рассчитываемый в соответствии с действующим законодательством.

Договором о присоединении к торговой системе оптового рынка могут устанавливаться особенности порядка определения фактического объема потребления (покупки) электрической энергии, используемого для целей оплаты услуг по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике в части обеспечения надежности функ-

ционирования электроэнергетики путем организации отбора исполнителей и оплаты услуг по обеспечению системной надежности, услуг по обеспечению вывода ЕЭС России из аварийных ситуаций, услуг по формированию перспективного технологического резерва мощностей.

Фактические объемы потребления (покупки) электрической энергии за предыдущий месяц по группам точки поставки потребления и экспорта, зарегистрированным за Заказчиком на оптовом рынке, определяются на основании информации, ежемесячно получаемой Исполнителем от коммерческого оператора оптового рынка в соответствии с действующим законодательством, договором о присоединении к торговой системе оптового рынка и регламентами оптового рынка.

3. Основные обязанности Исполнителя по договору:

3.1. Осуществлять следующий комплекс мероприятий, представляющий собой единую (комплексную) и неделимую услугу по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике в части обеспечения надежности функционирования электроэнергетики:

§ Заключение договоров и оплату услуг по формированию перспективного технологического резерва мощностей в целях обеспечения надежности функционирования ЕЭС России;

§ Организацию отбора исполнителей услуг по обеспечению системной надежности и оплату таких услуг;

§ Организацию отбора исполнителей услуг по обеспечению вывода ЕЭС России из аварийных ситуаций и оплату таких услуг в соответствии с законодательством РФ.

4. Основные обязанности Заказчика по договору:

§ Оплатить услуги по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике в части обеспечения надежности функционирования электроэнергетики в порядке и сроки, установленные договором.

§ Предоставлять по запросам Исполнителя информацию, необходимую для оказания услуг по договору, в соответствии с действующим законодательством, договором о присоединении к торговой системе оптового рынка и регламентами оптового рынка;

§ Оформлять полученные от Исполнителя акты об оказании услуг, акты сверки расчетов и другие финансово-хозяйственные документы, предусмотренные действующим законодательством и договором.

Полный текст договора возмездного оказания услуг по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике в части обеспечения надежности функционирования электроэнергетики путем организации отбора исполнителей и оплаты услуг по обеспечению системной надежности, услуг по обеспечению вывода ЕЭС России из аварийных ситуаций, услуг по формированию технологического резерва мощностей размещен на сайте ОАО «СО ЕЭС» <http://www.so-ups.ru>, а также на сайте НП «Совет рынка» <http://www.np-ats.ru>

III. Условия договора о присоединении к торговой системе оптового рынка электрической энергии и мощности в части оказания услуг по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике:

§ 9. Содержание и порядок оплаты услуг СО.

9.1. В соответствии с действующим законодательством СО оказывает услуги по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике в части управления технологическими режимами работы объектов электроэнергетики и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии и обеспечения функционирования технологической инфраструктуры оптового рынка электрической энергии (мощности) и рознич-

ных рынков электрической энергии (далее – услуги по ОДУ в части управления технологическими режимами работы объектов электроэнергетики), а также услуги по ОДУ в части обеспечения надежности функционирования электроэнергетики.

9.2. Услуги по ОДУ в части управления технологическими режимами работы объектов электроэнергетики в соответствии с нормативными правовыми актами, регламентирующими доступ к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и порядок их оказания, оказываются СО на основании двусторонних договоров возмездного оказания услуг по ОДУ в части управления технологическими режимами работы объектов электроэнергетики, заключаемых между СО и лицами, соответствующими установленным действующим законодательством критериям отнесения субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии к кругу лиц, подлежащих обязательному обслуживанию СО при оказании указанных услуг.

В рамках настоящего Договора СО на основании двусторонних договоров возмездного оказания услуг по ОДУ в части управления технологическими режимами работы объектов электроэнергетики осуществляет комплекс действий, направленных на обеспечение функционирования технологической инфраструктуры оптового рынка, в соответствии с полномочиями, определенными Правилами оптового рынка электрической энергии (мощности) переходного периода, условиями настоящего Договора и регламентами оптового рынка.

9.3. Услуги по ОДУ в части обеспечения надежности функционирования электроэнергетики в соответствии с нормативными правовыми актами, регламентирующими доступ к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению и порядок их оказания, и настоящим Договором оказываются СО на основании договоров возмездного оказания услуг по ОДУ в части обеспечения надежности функционирования электроэнергетики, заключаемых между СО и субъектами оптового рынка, соответствующими установленным Правительством Российской Федерации критериям отнесения субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии к кругу лиц, подлежащих обязательному обслуживанию СО при оказании указанных услуг, по стандартной форме, являющейся приложением к настоящему Договору (Приложение № Д 17).

9.4. Содержание, порядок оказания и оплаты услуг по ОДУ в части обеспечения надежности функционирования электроэнергетики определяются действующим законодательством, стандартной формой договора возмездного оказания услуг по ОДУ в части обеспечения надежности функционирования электроэнергетики (Приложение № Д 17 к настоящему Договору), Регламентом финансовых расчетов на оптовом рынке (Приложение № 16 к настоящему Договору).

9.5. Условия договора возмездного оказания услуг по ОДУ в части обеспечения надежности функционирования электроэнергетики не могут быть изменены по соглашению сторон. Условия указанного договора могут быть изменены в одностороннем внесудебном порядке СО только в случаях и порядке, предусмотренном стандартной формой договора возмездного оказания услуг по ОДУ в части обеспечения надежности функционирования электроэнергетики (Приложение № Д 17 к настоящему Договору).

9.6. Права и обязанности сторон по договору возмездного оказания услуг по ОДУ в части обеспечения надежности функционирования электроэнергетики возникают после наступления следующих условий:

– получения Участником оптового рынка права на участие в торговле электрической энергией (мощностью) на оптовом рынке (допуска к торговой системе оптового рынка) в соответствии с настоящим Договором и Регламентом допуска к торговой системе оптового рынка (Приложение № 1 к настоящему Договору);

– установления уполномоченным Правительством Российской Федерации федеральным органом исполнительной власти в области регулирования тарифов предельного уровня цен (тарифов) на оказываемые СО услуги по ОДУ в части обеспечения надежности функционирования электроэнергетики.

9.7. В целях оказания услуг по ОДУ в части обеспечения надежности функционирования электроэнергетики в 2010 году:

9.7.1. Участники оптового рынка, получившие на 01 декабря 2009 года право на участие в торговле электрической энергией (мощностью) на оптовом рынке (допуск к торговой системе оптового рынка), подписывают договоры возмездного оказания услуг по ОДУ в части обеспечения надежности функционирования электроэнергетики в срок до 18 декабря 2009 года. При этом права и обязанности сторон по указанным договорам возникают с 1 января 2010 года при условии установления уполномоченным Правительством Российской Федерации федеральным органом исполнительной власти в области регулирования тарифов предельного уровня цен (тарифов) на оказываемые СО услуги по ОДУ в части обеспечения надежности функционирования электроэнергетики;

9.7.2. Участники оптового рынка, получившие на 01 декабря 2009 статус субъектов оптового рынка и не имеющие права на участие в торговле электрической энергией (мощностью) на оптовом рынке (допуска к торговой системе оптового рынка), подписывают договоры возмездного оказания услуг по ОДУ в части обеспечения надежности функционирования электроэнергетики в срок до 18 декабря 2009 года. При этом права и обязанности сторон по указанным договорам возникают с даты получения такими Участниками оптового рынка допуска к торговой системе оптового рынка в соответствии с настоящим Договором и Регламентом допуска к торговой системе оптового рынка (Приложение № 1 к настоящему Договору), но не ранее 1 января 2010 года, при условии установления уполномоченным Правительством Российской Федерации федеральным органом исполнительной власти в области регулирования тарифов предельного уровня цен (тарифов) на оказываемые СО услуги по ОДУ в части обеспечения надежности функционирования электроэнергетики.

Полный текст договора о присоединении к торговой системе оптового рынка опубликован на сайте НП «Совет рынка»: <http://www.np-ats.ru>

IV. Перечень нормативных актов, регулирующих отношения сторон по указанным договорам:

§ Федеральный закон от 26 марта 2003 г. № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2003, № 13, ст. 1177; 2004, № 35, ст. 3807; 2005, № 1 (часть 1), ст. 37; 2006, № 52 (часть 1), ст. 5498; 2007, № 45, ст. 5427; 2008, № 29, ст. 3418; № 52, ст. 6236; 2009, № 48, ст. 5711);

§ Федеральный закон от 26 марта 2003 г. № 36-ФЗ «Об особенностях функционирования электроэнергетики в переходный период и о внесении изменений в некоторые законодательные акты Российской Федерации и признании утратившими силу некоторых законодательных актов Российской Федерации в связи с принятием Федерального закона «Об электроэнергетике» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2003, № 13, ст. 1178; 2005, № 1 (часть 1), ст. 4; 2006, № 17 (часть 1), ст. 1783; 2007, № 7, ст. 834; № 41, ст. 4848; № 45, ст. 5427);

§ Федеральный закон от 14 апреля 1995 г. № 41-ФЗ «О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации» (Собрание законодательства Российской Федерации, 1995, № 16, ст. 1316; 1999, № 7, ст. 880; 2003, № 2, ст. 158; № 13, ст. 1180; № 28, ст. 2894; 2004, № 35, ст. 3607; 2005, № 1 (часть 1), ст. 37; № 49, ст. 5125; № 52 (часть 1), ст. 5597; 2006, № 1, ст. 10; 2007, № 43, ст. 5084; № 45, ст. 5427; 2008, № 52, ст. 6236);

§ Федеральный закон от 17 августа 1995 г. № 147-ФЗ «О естественных монополиях» (Собрание законодательства Российской Федерации, 1995, № 34, ст. 3426; 2001, № 33, ст. 3429; 2002, № 1, ст. 2; 2003, № 2, ст. 168; № 13, ст. 1181; 2004, № 27, ст. 2711; 2006, № 1, ст. 10; № 19, ст. 2063; 2007, № 1, ст. 21; № 43, ст. 5084; № 46, ст. 5557; 2008, № 52, ст. 6236);

§ Постановление Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2004 г. № 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 к электрическим сетям» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2004, № 52 (часть 2), ст. 5525; 2006, № 37, ст. 3876; 2007, № 14, ст. 1687; № 31, ст. 4100; 2009, № 9, ст. 1103; № 17, ст. 2088; № 25, ст. 3073; № 41, ст. 4771);

§ Постановление Правительства Российской Федерации от 14 февраля 2009 г. № 114 «О порядке отнесения субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии к кругу лиц, подлежащих обязательному обслуживанию при оказании услуг по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2009, № 9, ст. 1103);

§ Постановление Правительства Российской Федерации от 26 февраля 2004 г. № 109 «О ценообразовании в отношении электрической и тепловой энергии в Российской Федерации» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2004, № 9, ст. 791; 2005, № 1 (часть 2), ст. 130; № 43, ст. 4401; № 47, ст. 4930; № 51, ст. 5526; 2006, № 23, ст. 2522; № 36, ст. 3835; № 37, ст. 3876; 2007, № 1 (часть 2), ст. 282; № 14, ст. 1687; № 16, ст. 1909; 2008, № 2, ст. 84; № 27, ст. 3285; 2009, № 8, ст. 981);

§ Постановление Правительства Российской Федерации от 09 ноября 2009 г. № 910 «О порядке определения стоимости и оплаты услуг по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2009, № 46, ст. 5500);

§ Постановление Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2004 г. № 854 «Об утверждении Правил оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2004, № 52 (часть 2), ст. 5518; 2006, № 19, ст. 2094; № 37, ст. 3876; 2008, № 8, ст. 743; 2008, № 46, ст. 5343);

§ Постановление Правительства Российской Федерации от 24 октября 2003 г. № 643 «О правилах оптового рынка электрической энергии (мощности) переходного периода» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2003, № 44, ст. 4312; 2005, № 7, ст. 560; № 8, ст. 658; № 17, ст. 1554; № 43, ст. 4401; № 46, ст. 4677; № 47, ст. 4930; 2006, № 36, ст. 3835; 2007, № 1 (часть 2), ст. 282; № 16, ст. 1909; 2008, № 2, ст. 84; № 3, ст. 182; № 27, ст. 3285; 2009, № 9, ст. 1103; № 32, ст. 4040; № 46, ст. 5500);

§ Постановление Правительства Российской Федерации от 31 августа 2006 г. № 530 «Об утверждении Правил функционирования розничных рынков электрической энергии в переходный период реформирования электроэнергетики» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2006, № 37, ст. 3876; 2007, № 30, ст. 3940; 2008, № 2, ст. 84; № 3, ст. 182; № 27, ст. 3285; 2009, № 12, ст. 1441; № 41, ст. 4771);

§ Постановление Правительства Российской Федерации от 26 июля 2007 г. № 484 «О выводе объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2007, № 31, ст. 4100);

§ Постановление Правительства Российской Федерации от 21 января 2004 г. № 24 «Об утверждении стандартов раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2004, № 4, ст. 282; 2005, № 7, ст. 560);

§ Постановление Правительства Российской Федерации от 07 декабря 2005 г. № 738 «О порядке формирования перспективного источника средств на оплату услуг по формированию технологического резерва мощностей по производству электрической энергии и финансирования объектов по производству электрической энергии в целях предотвращения возникновения дефицита электрической мощности» (Собрание законода-

тельства Российской Федерации, 2005, № 51, ст. 5526; 2007, № 26, ст. 3192; 2008, № 22, ст. 2577; 2009, ст. 32, № 4040);

§ Постановление Правительства Российской Федерации от 01 декабря 2009 г. № 977 «Об инвестиционных программах субъектов электроэнергетики» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2009, № 49, 2 ч., ст. 5978);

§ Постановление Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 г. № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2009, № 43, ст. 5073);

§ Постановление Правительства Российской Федерации от 16 февраля 2008 г. № 86 «О штабах по обеспечению безопасности электроснабжения» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2008, № 8, ст. 743);

§ Постановление Правительства Российской Федерации от 28 октября 2009 г. № 846 «Об утверждении Правил расследования причин аварий в электроэнергетике» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2009, № 44, ст. 5243);

§ Приказ ФСТ России от 23.10.2009 N 267-э/8 «Об утверждении Методических указаний по расчету цен (тарифов) и предельных (минимальных и (или) максимальных) уровней цен (тарифов) на услуги по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике» (Российская газета, № 220, 20.11.2009);

§ Приказ Минпромэнерго России от 18 марта 2008 г. № 124 «Об утверждении Правил разработки и применения графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии и использования противоаварийной автоматики» (Бюллетень нормативных актов федеральных органов исполнительной власти, № 22, 02.06.2008);

§ Приказ Минэнерго России от 07 августа 2008 г. № 20 «Об утверждении перечня предоставляемой субъектами электроэнергетики информации, форм и порядка ее предоставления» (Бюллетень нормативных актов федеральных органов исполнительной власти, № 38, 22.09.2008; № 14, 06.04.2009).

**Перечень мероприятий, осуществленных ОАО «СО ЕЭС»
в 2009 году для поддержания надежности работы энергосистем**

В 2009 году с использованием современных технологий выполнены расчеты электрических режимов, статической и динамической устойчивости, токов короткого замыкания, определены параметры настройки устройств релейной защиты, автоматики, режимной и противоаварийной автоматики, подготовлена оперативно-диспетчерская документация, разработаны необходимые схемно-режимные условия работы ЕЭС России, обеспечившие:

- ввод в эксплуатацию генерирующего оборудования: энергоблока № 3 330 МВт на Каширской ГРЭС, энергоблока № 1 116 МВт и парогазовой установки 120 МВт на ТЭС Международная, турбогенератора № 2 100 МВт на Партизанской ГРЭС, ТГ № 15 100 МВт на Новокемеровской ТЭЦ, газотурбинных установок № 3 80 МВт на Сочинской ТЭЦ, ПГУ 52 МВт на Елецкой ТЭЦ, ТГ № 2 50 МВт на Томской ГРЭС-2, ТГ № 3 50 МВт на Василеостровской ТЭЦ-7, гидроагрегата № 3 30,5 МВт на Светогорской ГЭС-11, ГТУ № 1, 2, и 3 по 45,33 МВт на ГТЭС Коломенское, ГТУ № 1, 2, и 3 по 22,5 МВт на Мобильных ГТЭС Игнатово, ГТУ № 2 22,5 МВт на Мобильных ГТЭС Дарьино и ГТУ № 2 22,5 МВт на подстанции № 239 Пушкино;

- ввод в эксплуатацию объектов электрических сетей: воздушной линии электропередачи 500 кВ Дальневосточная – Владивосток с ПС 500 кВ Владивосток и выполнением заходов на распределительное устройство 220 кВ ПС Владивосток ВЛ 220 кВ Уссурийск 2 – Западная, двух автотрансформаторных групп по 501 МВА на ПС 500 кВ Пересвет, ВЛ 500 кВ Сомкинская – Пересвет и заходов ВЛ 500 кВ Сургутская ГРЭС-2 – Ильково на ПС Пересвет, комплектного распределительного устройства элегазового 500 кВ и автотрансформатора 500/220 кВ на ПС 500 кВ Новокаширская, ВЛ 220 кВ Хабаровская ТЭЦ-3 – Хехцир-2, заходов ВЛ 220 кВ Дагомыс – Псоу на Сочинскую ТЭС, ВЛ 220 кВ Нижегородская – Нагорная-1, второй цепи ВЛ 330 кВ Княжегубская – Лоухи-2, строительство ПС 330 кВ Лоухи-2 на новой площадке;

- проведение реконструкции ПС 500 кВ Очаково.

В 2009 году обеспечены ввод и модернизация систем автоматического регулирования частоты и мощности и централизованных систем противоаварийной автоматики, включая:

- ввод в промышленную эксплуатацию централизованной системы АРЧМ центральной части операционной зоны Филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Северо-Запада на базе современного единого корпоративного оперативно-информационного комплекса «СК-2003»;

- объединение централизованной координирующей системы АРЧМ с ЦС АРЧМ операционной зоны Филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Юга, ЦС АРЧМ операционной зоны Филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Урала и ЦС АРЧМ операционной зоны Филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Северо-Запада в единую иерархическую систему;

- обеспечение возможности управления энергоблоками Ставропольской, Киришской, Заинской и Пермской ГРЭС от ЦКС АРЧМ;

- разработку рабочих проектов на создание ЦС АРЧМ операционной зоны Филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири и модернизацию ЦС АРЧМ операционной зоны Филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Востока с использованием принципов работы АРЧМ, применяемых в Европейской части ЕЭС России.

29.09.2009 совместной комиссией ОАО «СО ЕЭС», ОАО «ФСК ЕЭС», ОАО «ОГК-2» и ОАО «Тюменьэнерго» принято решение о готовности системы мониторинга в реальном времени запаса устойчивости энергосистемы на территории северных районов Тюменской области к вводу в промышленную эксплуатацию.

16.12.2009 совместной комиссией ОАО «СО ЕЭС» и Филиала ОАО «ОГК-2» Ставропольская ГРЭС принято решение о готовности ЦСПА операционной зоны Филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Юга к вводу в промышленную эксплуатацию.

В целях приведения на электростанциях ЕЭС России частотной делительной автоматики в соответствие с требованиями стандарта ОАО «СО ЕЭС» «Технические правила организации в ЕЭС России автоматического ограничения снижения частоты при аварийном дефиците активной мощности (автоматическая частотная разгрузка)» изменены настройки ЧДА на 70 электростанциях.

Выполнением соответствующих расчетов режимов, проработкой заявок обеспечено проведение ремонтов генерирующего и электросетевого оборудования, линий электропередачи, устройств РЗА и ПА и средств диспетчерского и технологического управления.

Электросетевыми и сбытовыми компаниями выполнены задания ОАО «СО ЕЭС» по объемам и настройкам автоматической частотной разгрузки, графикам аварийного ограничения режима потребления.

С целью оптимизации и повышения надежности оперативно-диспетчерского управления ЕЭС России:

- разработаны планы-графики и реализованы мероприятия по принятию в диспетчерское управление Филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири ВЛ 500 кВ Березовская ГРЭС – Итатская 1, 2, Филиала ОАО «СО ЕЭС» Новосибирское РДУ – ВЛ 220 кВ Беловская ГРЭС – Восточная 1;

- разработан план – график и реализованы мероприятия по изменению схем прохождения диспетчерских команд на ПС 750 кВ Белозерская;

- разработаны планы-графики и реализуются мероприятия по принятию в диспетчерское управление Филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири ВЛ 500 кВ Итатская – Томская и ВЛ 500 кВ Ново-Анжерская – Томская;

- разрабатываются совместные с ОАО «ФСК ЕЭС» и другими субъектами электроэнергетики планы-графики по изменению схемы прохождения команд на ПС 500 кВ: Уфимская, Кропачево, Приваловская, Златоуст, Челябинская, Шагол, Козырево в операционной зоне Филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Урала и ПС 750 кВ Металлургическая в операционной зоне Филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Центра.

С целью повышения эффективности взаимодействия ОАО «СО ЕЭС» с субъектами электроэнергетики разработаны и подписаны:

- с ОАО «ФСК ЕЭС»: Положение об информационном взаимодействии между ОАО «СО ЕЭС» и ОАО «ФСК ЕЭС» в сфере обмена технологической информацией от 30.06.2009; Соглашение об организации взаимоотношений между ОАО «СО ЕЭС» и ОАО «ФСК ЕЭС» от 01.09.2009; Принципы распределения функций технологического управления и ведения входящими в ЕНЭС линиями электропередачи, оборудованием и устройствами, относящимися к объектам диспетчеризации от 08.10.2009; Положение по организации взаимоотношений между диспетчер-

ским персоналом ОАО «СО ЕЭС» и оперативным персоналом ОАО «ФСК ЕЭС» от 28.12.2009. Разработан и утвержден план мероприятий рабочей группы по совершенствованию взаимодействия ОАО «СО ЕЭС» и ОАО «ФСК ЕЭС» на 2010 год;

- с ОАО «Холдинг МРСК» – Принципы распределения функций технологического управления и ведения объектами диспетчеризации от 28.07.2009.

В целях совершенствования технологий расчета анализа планирования и управления электроэнергетическими режимами, развития технологий поддержки торговых процедур:

- реализован деловой процесс формирования предварительного энергетического режима ЕЭС России в сутки Х-2 с использованием электрической расчетной модели;

- реализован деловой процесс актуализации расчетных моделей энергосистем Электрического Кольца Беларусь – Россия – Эстония – Латвия – Литва с использованием сальдо перетоков энергосистем в рамках формирования прогнозного диспетчерского графика;

- осуществлен переход на выполнение расчетов выбора состава включенного генерирующего оборудования с использованием единой расчетной модели I и II ценовых зон оптового рынка электрической энергии (мощности);

- осуществлен переход на управление режимами ЕЭС России с использованием планов балансирующего рынка ПБР-01, ПБР-04, ПБР-07, ПБР-10, ПБР-13, ПБР-16, ПБР-19, ПБР-22.

Согласно Порядку формирования сводного прогнозного баланса производства и поставок электрической энергии (мощности) в рамках Единой энергетической системы России по субъектам Российской Федерации, утвержденному приказом ФСТ России от 10.06.2009 № 125-э/1, на основе представленных заявок субъектов рынка сформирован и представлен в ФСТ России проект сводного прогнозного баланса производства и поставок электрической энергии (мощности) на 2010 год.

В соответствии с Правилами вывода объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации, утвержденными Постановлением Правительства Российской Федерации от 26.07.2007 № 484, и Регламентом формирования ОАО «СО ЕЭС» годовых и месячных графиков ремонтов линий электропередачи, оборудования и технического обслуживания устройств РЗА и СДТУ, утвержденным ОАО «СО ЕЭС» 09.04.2008 разработан и утвержден график ремонтов основного энергетического и электросетевого оборудования на 2010 год с учетом проведения аварийно-восстановительных работ на Саяно-Шушенской ГЭС.

В рамках совершенствования нормативно-технической документации:

- разработаны и утверждены приказами ОАО «СО ЕЭС» стандарты организации ОАО «СО ЕЭС»: «Подготовка и проведение противоаварийных тренировок с диспетчерским персоналом» от 12.05.2009 № 153, «Профессиональная подготовка, поддержание и повышение квалификации персонала» от 06.11.2009 № 434;

- разработано и утверждено 26.05.2009 ОАО «Холдинг МРСК» Положение о порядке оформления и согласования нормальных схем электрических соединений подстанций дочерних зависимых обществ ОАО «Холдинг МРСК» (МРСК, РСК).

- разработано и утверждено генерирующими компаниями оптового рынка 10.08.2009 Положение о порядке оформления и согласования нормальных схем электрических соединений электростанций генерирующих компаний оптового рынка;

- разработаны и утверждены типовые документы, устанавливающие единые требования к оформлению и содержанию оперативно-диспетчерской документации в ОАО «СО ЕЭС»:

- типовые требования к оформлению и содержанию программ переключений диспетчерского центра ОАО «СО ЕЭС»;

- типовая инструкция о порядке ведения оперативных переговоров диспетчерским персоналом диспетчерского центра ОАО «СО ЕЭС»;

- типовое положение о порядке оформления, подачи, рассмотрения и согласования диспетчерских заявок на изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации диспетчерского центра ОАО «СО ЕЭС»;

- положение о порядке графического исполнения и согласования нормальных схем электрических соединений объектов электроэнергетики, входящих в операционную зону диспетчерского центра (схем энергосистем);

- приведена в соответствие разработанным типовым документам техническая документация исполнительного аппарата и филиалов ОАО «СО ЕЭС» ОДУ, РДУ.

В развитие и обеспечение надежности работы технологических систем диспетчерского управления:

- проведена реконструкция зданий и помещений, предназначенных для размещения диспетчерских центров ОАО «СО ЕЭС»: Филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Востока, Филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Центра, Филиала ОАО «СО ЕЭС» Пензенское РДУ с установкой видеопроекционных кубов компании «BARCO»;

- в исполнительном аппарате и филиалах ОАО «СО ЕЭС» ОДУ, РДУ проведено обновление версии оперативно-информационного комплекса «СК 2003» до версии не ниже 5.5.1;

- с 01.06.2009 организована работа Ситуационно-аналитического центра в круглосуточном режиме. Разработаны и утверждены регламенты взаимодействия оперативного дежурного САЦ с подразделениями ОАО «СО ЕЭС» и Минэнерго России. С 13.11.2009 оперативные дежурные САЦ выполняют свои функции на вновь созданных рабочих местах, оснащенных современными системами отображения информации коллективного пользования и средствами связи.

Проведена централизованная поставка необходимого для дооснащения и развития цифровых узлов связи ОАО «СО ЕЭС» оборудования с целью:

- расширения мультиплексорного оборудования «Alcatel MS 36xx» (в 32 филиалах ОАО «СО ЕЭС»);

- установки дополнительного мультиплексорного оборудования «Alcatel MS 36xx» (в 20 филиалах ОАО «СО ЕЭС») и «Megaplex 2100» (в 6 филиалах ОАО «СО ЕЭС»);

- расширения коммутационных систем «HiPath 4000» (в 20 филиалах ОАО «СО ЕЭС»);

- установки 3 новых учрежденческих производственных автоматических телефонных станций (далее – УПАТС) HiPath 4000 и 4 АТС «МиниКом DX-500», центральная приемо-передающая станция «SMART-FEP (в 9 филиалах ОАО «СО ЕЭС»).

Завершаются работы по внедрению в опытную эксплуатацию мультисервисной сети связи ОАО «СО ЕЭС», что позволит удовлетворить возрастающие требования к обеспечению информационного обмена технологической информацией между филиалами ОАО «СО ЕЭС», повысит надежность передачи диспетчер-

ской и технологической информации, увеличит скорость информационного обмена с субъектами электроэнергетики.

Для поддержания готовности инженерных систем, зданий и сооружений выполнено дооснащение систем гарантированного питания Филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Востока, Филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Юга, Филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Средней Волги и 8 филиалов ОАО «СО ЕЭС» РДУ.

В ОАО «СО ЕЭС» создана и успешно функционирует корпоративная система профессиональной подготовки, поддержания и повышения квалификации работников ОАО «СО ЕЭС» в центрах и пунктах тренажерной подготовки персонала. В 2009 году на 122 специализированных курсах прошли обучение 1488 работников ОАО «СО ЕЭС».

В 2009 году в Центре тренажерной подготовки персонала исполнительного аппарата ОАО «СО ЕЭС» и Филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Северо-Запада внедрены режимные тренажеры диспетчера нового поколения «Финист», на которых проходят все диспетчерские тренировки. Проведены шесть дистанционных межсистемных противоаварийных тренировок с диспетчерским персоналом филиалов ОАО «СО ЕЭС» ОДУ.

18–22 мая 2009 г. в Екатеринбурге на базе ЦТПП Филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Урала прошел Третий Всероссийский тренинг диспетчеров филиалов ОАО «СО ЕЭС» ОДУ.

05.08.2009 и 14.10.2009 на базе ЦТПП Филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Северо-Запада и Филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Юга проведены международные межсистемные противоаварийные тренировки с персоналом диспетчерских центров энергосистем ЭК БРЭЛЛ и НЭК «Укрэнерго».

Продолжались работы по развитию технологий поддержки торговых процедур, сопровождению и развитию оптового рынка электроэнергии, в том числе:

- модернизирован программно-аппаратный комплекс, обеспечивающий расчет объемов и цен балансирующего рынка, что позволяет выполнять 8 внутрисуточных расчетов электроэнергетических режимов работы ЕЭС России и доводить результаты расчетов в виде диспетчерских графиков до всех объектов генерации;

- осуществлена подготовка к проведению конкурентного отбора ценовых заявок на продажу мощности на 2010 год;

- осуществлено внедрение системы мониторинга соблюдения организацией по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью объема и сроков проведения ремонтов и усовершенствованной системы контроля готовности генерирующего оборудования к выработке электроэнергии по расширенному перечню контролируемых параметров;

- обеспечен переход на использование в расчетах плановых объемов потребления в рынке на сутки вперед прогнозов потребления, выполняемых ОАО «СО ЕЭС» по территориям диспетчерского управления и представленным в составе прогнозного диспетчерского графика.

Для обеспечения надежного функционирования ЕЭС России в условиях отсутствия генерации на Саяно-Шушенской ГЭС в 2009 году разработаны и реализованы следующие мероприятия:

- уточнены расчеты прогнозных балансов электроэнергии и мощности в операционной зоне Филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири на IV квартал 2009 г., а

также разработаны на I квартал 2010 г. с учетом максимального использования пропускной способности сечения Сибирь – Казахстан;

- по результатам расчетов прогнозных балансов электроэнергии и мощности в операционной зоне Филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири выполнены расчеты прогнозных балансов электроэнергии и мощности в Европейской части ЕЭС России;

- произведена коррекция месячных графиков ремонта генерирующего, электросетевого оборудования и графика технического обслуживания устройств РЗА на 2009 год по операционной зоне Филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири и по Европейской части ЕЭС России, с учетом сложившейся специфики энергоснабжения региона разработаны графики ремонтов на 2010 год;

- выполнена актуализация максимально допустимых перетоков активной мощности на внутренних связях в операционной зоне Филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири и на связях Урал – Казахстан – Сибирь с учетом фактической и ожидаемой режимно-балансовой ситуации;

- выполнены расчеты и перестроены уставки релейной защиты линий электропередачи, отходящих от Саяно-Шушенской ГЭС, изменены логика действия и уставки устройств противоаварийного управления в операционной зоне Филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири;

- выполнены расчеты электроэнергетических режимов с целью определения требуемого объема средств компенсации реактивной мощности на ПС 500 кВ Алюминиевая и ПС 500 кВ Означенное, а также на энергообъектах тягового транзита 220 кВ Минусинская – Саянская-тяговая;

- разработан план мероприятий по сокращению времени производства переключений при выводе в ремонт и вводе в работу ВЛ 500 кВ Итатская – Абаканская, Абаканская – Алюминиевая, Саяно-Шушенская – Новокузнецкая;

- приняты меры по усилению служб диспетчерского управления в операционной зоне Филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири.

В операционной зоне Филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири проведены внеплановые противоаварийные тренировки и учения для отработки совместных действий по управлению режимами с участием электросетевых компаний и крупных потребителей.