

УТВЕРЖДЕН
годовым общим собранием акционеров
ОАО "СО-ЦДУ ЕЭС"
« _____ » _____ 2005 г.

ГОДОВОЙ ОТЧЕТ

за 2004 г

*Открытое акционерное общество "Системный оператор -
Центральное диспетчерское управление Единой энергетической
системы"*

*Место нахождения: г. Москва 109074, Китайгородский проезд, д. 7, стр.3
Почтовый адрес: г. Москва 109074, Китайгородский проезд, д. 7, стр.3*

Председатель Правления Б.И. Аюев _____
(подпись)

Директор по учету и отчетности-
главный бухгалтер В.Г. Ковшенков _____
(подпись)

Оглавление

№ раздела	Наименование разделов, подразделов	Номер страницы
1.	Обращение к акционерам Председателя Правления ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС».	-3-
2.	Общие сведения, положение Общества в отрасли.	-4-
3.	Корпоративное управление	-5-
	3.1. Принципы. Документы.	-5-
	3.2. Информация о членах органов управления и контроля Общества.	-6-
	3.3. Информация об уставном капитале и акциях Общества	-9-
	3.4. Сведения о соблюдении Обществом Кодекса корпоративного поведения.	-10-
4.	Выполнение ключевых показателей эффективности	-11-
5.	Основные производственные показатели работы Единой энергетической системы.	-12-
	5.1. Частота электрического тока в ЕЭС России в 2004 году.	-12-
	5.2. Максимум нагрузки электростанций Российской Федерации в 2004 году.	-12-
	5.3. Выработка и потребление электроэнергии.	-12-
	5.4. Топливообеспечение.	-13-
	5.5. Ремонт оборудования электростанций.	-14-
	5.6. Режим работы основных каскадов ГЭС.	-22-
	5.7. Обеспечение рисками нарушения надежной работы в ЕЭС России.	-25-
6.	Функционирования сектора свободной торговли оптового рынка электроэнергии.	-39-
7.	Параллельная работа ЕЭС России с зарубежными энергосистемами.	-43-
8.	Реформирование диспетчерского управления (итоги реформирования в 2002-2004гг.).	-45-
9.	Основные показатели бухгалтерской и финансовой отчетности.	-49-
	9.1. Основные положения учетной политики Общества.	-49-
	9.2. Анализ динамики результатов деятельности и финансового положения компании.	-52-
	9.3. Бухгалтерский баланс Общества за отчетный период.	-56-
	9.4. Отчет о прибылях и убытках Общества за отчетный период.	-57-
10.	Распределение прибыли и дивидендная политика.	-58-
11.	Инвестиционная деятельность	-59-
12.	Перспектива технического переоснащения и развития Общества	-63-
13.	Кадровая и социальная политика. Социальное партнерство.	-65-
14.	Задачи и перспективы Общества на будущий год. Решение стратегических задач.	-71-
15.	Справочная информация для акционеров.	-74-

Приложение:

1. Бухгалтерская отчетность за 2004 год в объеме согласно инструкции Департамента бухгалтерского учета и отчетности ОАО РАО «ЕЭС России» с приложениями:
 - бухгалтерский баланс- форма №1;
 - отчет о прибылях и убытках – форма №2;
 - пояснения к бухгалтерскому балансу и отчету о прибылях и убытках;
 - отчет об изменении капитала - форма №3;
 - отчет о движении денежных средств – форма №4;
 - приложение к бухгалтерскому балансу – форма №5.
 - Форма статистической отчетности 5-з «Сведения о затратах на производство и реализацию.
 - Заключение аудитора Общества по финансовой (бухгалтерской) отчетности за 2004 год.
 - Заключение ревизионной комиссии Общества по итогам проверки финансово-хозяйственной деятельности Общества за 2004 год.
2. Данные об имущественных объектах Общества.

Уважаемые акционеры!

Важнейшей задачей ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» является управление электроэнергетическими режимами с целью обеспечения надежного функционирования ЕЭС России. В 2004 году эта задача успешно решена – частота уже традиционно 100% времени соответствовала требованиям ГОСТа и еще более жестких стандартов УСТЕ, не происходило отделений ОЭС от ЕЭС, количество выделений на изолированную работу энергосистем и энергорайонов неуклонно сокращается от года к году.

Прошедший год стал важной вехой в развитии оптового рынка электроэнергии. Рыночное сообщество России обрело в лице ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» надежного и авторитетного партнера, который гарантирует бесперебойность деловых процессов и технологий оптового рынка электроэнергии, одновременно непрерывно развивая и совершенствуя их. Подготовлена база для запуска в 2005 году сектора свободной торговли в Сибири и балансирующего рынка.

В минувшем году положено начало внедрению принципиально новой автоматизированной системы управления объектами электроэнергетики в условиях конкурентного рынка и стандартизированного информационного обмена между субъектами рынка электроэнергии. На сегодняшний день подписано кредитное соглашение с ЕБРР на 80 млн. евро, подготовлены и согласованы технические требования, проведен квалификационный отбор и объявлен тендер среди разработчиков систем SCADA/EMS.

В завершающую фазу вступило формирование собственного имущественного комплекса, что делает Системный оператор функционально независимым от участников рынка. Если на начало года доля арендованного имущества превышала 50%, то на 01.01.2005 она составляет всего 27,7%. В 2004 году приобретено 8 объектов недвижимости для РДУ, начат выкуп движимого имущества у реструктурируемых АО-энерго.

Динамика развития рыночных отношений требует от нас постоянного совершенствования, опережающей методической и технологической готовности к изменению системы взаимоотношений в электроэнергетике. Уникальный опыт и высочайшая квалификация специалистов Системного оператора обеспечивают такую готовность, делая возможным успешное реформирование отрасли!

Председатель Правления

Б.И. Аюев

Раздел 2. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ, ПОЛОЖЕНИЕ ОБЩЕСТВА В ОТРАСЛИ.

Федеральным законом «Об электроэнергетике» от 26.03.2003 №35-ФЗ определено, что Системный оператор является специализированной организацией, осуществляющей единоличное управление технологическими режимами работы объектов электроэнергетики и уполномоченной на выдачу оперативных диспетчерских команд и распоряжений, обязательных для всех субъектов оперативно-диспетчерского управления, субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии с управляемой нагрузкой. Единая система оперативно-диспетчерского управления составляет технологическую основу совместного функционирования электрических сетей, генераторов и потребителей.

Таким образом, миссия Системного оператора – управление электроэнергетическим режимом, непрерывно обеспечивающее следующие возможности:

- генераторам – вырабатывать (продавать) электроэнергию;
- потребителям – получать (покупать) электроэнергию;
- сетям и генераторам с оптимальными издержками эксплуатировать оборудование (в том числе ремонтировать).

Поскольку Системный оператор является монополистом, его деятельность отделена от других видов коммерческой деятельности и находится под контролем государства. Оплата предоставляемых Системным оператором услуг осуществляется на основе тарифов, регулируемых уполномоченным государственным органом.

ОАО «Системный оператор – Центральное диспетчерское управление Единой энергетической системы» зарегистрировано 17.06.2002. На начальном этапе реструктуризации отрасли ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» создано как 100-процентное дочернее общество ОАО РАО «ЕЭС России» на базе Центрального диспетчерского управления и Объединенных диспетчерских управлений. В оплату уставного капитала ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» внесено имущество, принадлежавшее на праве собственности ОАО РАО «ЕЭС России», используемое в оперативно-диспетчерском управлении в электроэнергетике. В июле-августе 2002 года ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» приняло функции оперативно-диспетчерского управления ЕЭС России и всех ОЭС. К концу 2004 года создано 56 РДУ – филиалов ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС», которые приняли функции регионального оперативно-диспетчерского управления 62 энергосистемами.

Особенности переходного периода реформирования отрасли описаны в законе от 26 марта 2003 года №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». В указанном законе определено, что не позднее даты окончания переходного периода должно быть обеспечено прямое участие Российской Федерации в уставном капитале Системного оператора в размере не менее чем 52 процента. В последующий период Российская Федерация способами, предусмотренными законодательством Российской Федерации, увеличивает долю своего участия в уставном капитале Системного оператора до уровня не менее чем 75 процентов плюс одна голосующая акция.

В учредительных документах ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» предусмотрен порядок, обеспечивающий избрание представителей государства в Совет директоров ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» в количестве, составляющем большинство Совета, при этом назначение членов Правления ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС», в период владения ОАО РАО «ЕЭС России» 100 процентами акций Общества, осуществляется с согласия Совета директоров РАО "ЕЭС России".

Раздел 3. КОРПОРАТИВНОЕ УПРАВЛЕНИЕ.

3.1. Принципы. Документы.

Корпоративное управление ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» базируется на требованиях действующего законодательства Российской Федерации, определяется Уставом Общества, и следует принципам Кодекса корпоративного поведения, одобренного на заседании Правительства РФ от 28 ноября 2001 года.

Система взаимоотношений между всеми заинтересованными в деятельности ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» лицами, основанная на принципах подотчетности, ответственности и прозрачности, включает:

- Разграничение компетенции органов управления Обществом и соблюдение ими установленного законом порядка принятия решений;
- Контроль со стороны акционеров и Совета директоров за соблюдением требований законодательства к порядку заключения Обществом крупных сделок и сделок, в совершении которых имеется заинтересованность;
- Отчетность Общества о своей финансово-хозяйственной деятельности;
- Защиту имущественных прав акционеров: ведение и хранение реестра акционеров ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» осуществляет независимый регистратор - ОАО «Центральный Московский Депозитарий».
- Раскрытие информации о финансово-хозяйственной деятельности в соответствии с Федеральным законом «Об акционерных обществах», Федеральным законом «О рынке ценных бумаг», нормативно-правовыми актами Федеральной службы по финансовым рынкам, Постановлением Правительства Российской Федерации от 21 января 2004 года №24 «Об утверждении стандартов раскрытия информации субъектами оптового и розничного рынков электрической энергии».

В ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» разработаны и утверждены внутренние документы, регулирующие порядок образования и деятельности органов управления и контроля. Решением Совета директоров ОАО РАО «ЕЭС России» от 06.11.2002 г., выполняющего функции внеочередного собрания акционеров ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» утверждены:

- Положение о порядке созыва и проведения заседаний Совета директоров ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС».
- Положение о Правлении ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС».
- Положение о Ревизионной комиссии ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС».
- Положение о выплате членам Ревизионной комиссии ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» вознаграждений и компенсаций.
- Положение о выплате членам Совета директоров ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» вознаграждений и компенсаций.

Советом директоров ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» утверждены:

- Символика Общества и руководство по ее применению.
- Порядок взаимодействия ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» с организациями, в которых участвует Общество.
- Внесены изменения в Устав ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС», регулирующие порядок совершения сделок с активами Общества в период реформирования.

3.2. Информация об органах управления и контроля Общества.

3.2.1. Общее собрание акционеров.

Высшим органом управления ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» является общее Собрание акционеров.

Уставом ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» определено, что, в период владения ОАО РАО «ЕЭС России» 100 процентами голосующих акций Общества, решения по вопросам, относящимся к компетенции Общего собрания акционеров, принимаются Советом директоров ОАО РАО «ЕЭС России» в порядке установленном внутренними документами ОАО РАО «ЕЭС России», регулирующими деятельность Совета директоров.

3.2.2. Совет директоров

Совет директоров осуществляет общее руководство деятельностью Общества, обеспечивает выработку стратегии и контроль за деятельностью исполнительных органов.

Уставом ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» определен состав Совета директоров в количестве 9 человек. Не менее 5 членов Совета директоров избираются Общим собранием акционеров из числа представителей государства по предложению уполномоченных органов государственной власти Российской Федерации.

Совет директоров ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» был избран на заседании Совета директоров ОАО РАО «ЕЭС России» 25.06.2004, выполняющем функции годового общего собрания акционеров.

Состав Совета директоров

Христенко Виктор Борисович - Председатель Совета директоров	Министр промышленности и энергетики Российской Федерации (представитель государства)
Чубайс Анатолий Борисович - заместитель Председателя Совета директоров	Председатель Правления ОАО РАО "ЕЭС России"
Аюев Борис Ильич	Член Правления ОАО РАО "ЕЭС России", Председатель Правления "СО-ЦДУ ЕЭС"
Волошин Александр Стальевич	Председатель Совета директоров ОАО РАО "ЕЭС России" (представитель государства)
Греф Герман Оскарович	Министр экономического развития и торговли Российской Федерации (представитель государства)
Иванов Сергей Николаевич	Первый заместитель Генерального директора Концерна "Росэнергоатом" (представитель государства)
Пономарев Дмитрий Валерьевич	Председатель Правления НП "АТС" (представитель государства)
Раппопорт Андрей Натанович	Член Правления ОАО РАО "ЕЭС России", Председатель Правления ОАО "ФСК ЕЭС"

Удальцов Юрий Аркадьевич	Член Правления ОАО РАО "ЕЭС России", руководитель Центра управления реформой ОАО "РАО "ЕЭС России"
---------------------------------	--

3.2.3. Правление

В целях обеспечения оперативного управления деятельностью Общества Совет директоров ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» избирает Правление ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС», деятельность которого регламентируется Уставом Общества и Положением о Правлении, утвержденным Общим собранием акционеров. Возглавляет и руководит работой Правления ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» его Председатель, избираемый Общим собранием акционеров.

Председателем Правления ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» в соответствии с решением Совета директоров ОАО РАО «ЕЭС России» от 21 мая 2004 года назначен Аюев Борис Ильич.

Состав Правления ОАО "СО-ЦДУ ЕЭС"

Аюев Борис Ильич	Председатель Правления ОАО "СО-ЦДУ ЕЭС"
Кулаков Алексей Юрьевич	Заместитель Председателя Правления
Шульгинов Николай Григорьевич	Заместитель Председателя Правления
Дубровин Игорь Виленович	Член Правления, начальник Департамента корпоративных действий
Ерохин Петр Михайлович	Член Правления, Генеральный директор филиала ОАО "СО-ЦДУ ЕЭС" - ОДУ Урала
Мозгалева Валерий Сергеевич	Член Правления, директор филиала ОАО "СО-ЦДУ ЕЭС"- Московского РДУ
Сергеев Владимир Николаевич	Член Правления, директор по безопасности и специальным программам
Сюткин Сергей Борисович	Член Правления, Генеральный директор филиала ОАО "СО-ЦДУ ЕЭС" - ОДУ Центра

Аюев Борис Ильич, родился 16 апреля 1957 года в городе Ростов-на –Дону. Образование высшее. В 1979 году окончил Уральский политехнический институт по специальности «Электрические станции». Имеет ученую степень кандидата технических наук. Избран Председателем Правления ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» 21.05.2004. До этого работал Заместителем директора Объединенного диспетчерского управления энергосистемами Урала (ОДУ Урала – филиала ОАО РАО «ЕЭС России»), затем заместителем Председателя Правления ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС». Член Правления ОАО РАО «ЕЭС России».

Кулаков Алексей Юрьевич, родился 11 июня 1960 года в селе Чернышевка Анучинского района Приморского края. Образование высшее. Окончил Дальневосточный государственный университет по специальности «Правоведение» и Дальневосточную академию экономики и управления. Избран заместителем Председателя Правления ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» 27.05.2003. До этого работал на руководящих должностях в коммерческих банках.

Шульгинов Николай Григорьевич, родился 18 мая 1951 года в селе Саблинское Александровского р-на Ставропольского края. Образование высшее. В 1973 году окончил Новочеркасский политехнический институт по специальности «Электроснабжение промышленных предприятий и городов». Избран членом Правления ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» 01.10.2002. В настоящее время работает заместителем Председателя Правления. До этого работал Заместителем директора Объединенного диспетчерского управления энергосистемами Северного Кавказа (ОДУ Северного Кавказа – филиала ОАО РАО «ЕЭС России»), затем директором по техническому аудиту ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС».

Дубровин Игорь Виленович, родился 16 апреля 1973 года в г. Свердловске. Образование высшее. В 1995 году закончил Уральский государственный университет по специальности «Математика», в 2003 году закончил Уральский государственный экономический университет по специальности «Экономика и управление на предприятии». Избран членом Правления ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» 19.11.2003. В настоящее время работает начальником Департамента корпоративных действий ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС». До этого работал директором ООО «УралИНКО-Оценка», членом Правления Консалтинговой группы «УралИНКО», затем начальником Департамента управления проектами реформирования ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС».

Ерохин Петр Михайлович, родился 5 июля 1946 года в селе Нарышкино Сердобского района Пензенской области. Образование высшее. В 1969 году окончил Уральский политехнический институт по специальности «Электрические системы и сети». Имеет ученую степень кандидата технических наук. Избран членом Правления ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» 01.10.2002. В настоящее время работает Генеральным директором филиала ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» - ОДУ Урала.

Мозгалева Валерий Сергеевич родился 15 ноября 1942 года в г. Ступино Московской области. Образование высшее. В 1968 году окончил Московский энергетический институт по специальности «Электрические станции». Избран членом Правления ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» 12.11.2004. В настоящее время работает Директором филиала ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС»-«Московское РДУ». До этого работал Заместителем главного инженера по диспетчерской части ОАО «Мосэнерго», Заместителем генерального директора – начальником РДУ ОАО «Мосэнерго».

Сергеев Владимир Николаевич родился 31 мая 1947 года в г. Саратове. Образование высшее. Окончил Высшую школу КГБ им. Дзержинского по специальности «Правоведение». Избран членом Правления ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» 12.11.2004. В настоящее время работает Директором по безопасности и специальным программам ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС».

Сюткин Сергей Борисович, родился 4 августа 1959 года в городе Ташкенте. Образование высшее. В 1983 году окончил Московский энергетический институт по специальности «Тепловые электрические станции». Избран членом Правления ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» 01.10.2002. В настоящее время работает генеральным директором филиала ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС»-ОДУ Центра».

3.2.4. Ревизионная комиссия.

Ревизионная комиссия ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» является постоянно действующим органом внутреннего контроля административно-хозяйственной деятельности Общества.

Состав Ревизионной комиссии ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» утвержден Решением Совета директоров ОАО РАО «ЕЭС России» 25.06.2004г., выполняющим функции годового общего собрания акционеров ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС».

Ревизионная комиссия ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС»:

1) Матюнина Людмила Романовна - Председатель ревизионной комиссии	Заместитель начальника Департамента финансового аудита ОАО РАО «ЕЭС России»
2) Габов Андрей Владимирович	Начальник Департамента корпоративной политики ОАО РАО «ЕЭС России»
3) Мясников Виктор Михайлович	Заместитель руководителя Департамента финансового контроля и

	аудита Министерства имущественных отношений России.
4) Петелина Надежда Герасимовна	Ведущий эксперт Дирекции по учету и отчетности ОАО СО-ЦДУ ЕЭС»
5) Репин Игорь Николаевич	Эксперт Консалтингового центра «Науфор».

За отчетный период в соответствии с планом работы была проведена ревизия производственно-хозяйственной деятельности ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» за 9 месяцев 2004 года и годовая проверка.

3.3. Информация об уставном капитале и акциях.

Уставный капитал ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» составляет 992 769 819 рублей и разделен на 992 769 819 обыкновенных именных бездокументарных акций номинальной стоимостью 1 рубль.

Сведения о государственной регистрации выпуска акций:

Дата регистрации: 11.10.2002

Регистрационный номер: 1-01-65019-D

Орган, осуществивший государственную регистрацию выпуска: ФКЦБ России.

Акции находятся в собственности учредителя – ОАО РАО «ЕЭС России».

Обращения на рынке ценных бумаг нет.

Уставный капитал оплачен полностью.

Вкладов в другие дочерние и зависимые общества ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» не имеет.

26 ноября 2004 г. Советом директоров ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» (Протокол № 23) утверждено Решение о дополнительном выпуске акций на основании решения единственного акционера - ОАО РАО "ЕЭС России" об увеличении уставного капитала ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» (решение Совета директоров ОАО РАО «ЕЭС России», выполняющего функции общего собрания акционеров ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» от 29 октября 2004 г. Протокол № 180).

Сведения о дополнительном выпуске:

Вид размещаемых ценных бумаг – акции именные

Категория (тип)- обыкновенные

Номинальная стоимость – 1 (Один) рубль

Количество ценных бумаг- 349 000 844 (Триста сорок девять миллионов восемьсот сорок четыре) штуки

Способ размещения – закрытая подписка

Все акции дополнительного выпуска размещаются в пользу единственного акционера -ОАО РАО «ЕЭС России». ОАО РАО «ЕЭС России», вносит в оплату акций ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» имущество, закрепленное за исполнительным аппаратом ОАО РАО «ЕЭС России», ликвидируемыми филиалами ОАО РАО «ЕЭС России» Объединенными диспетчерскими управлениями (ОДУ Центра, ОДУ Северо-Запада,

ОДУ Средней Волги, ОДУ Северного Кавказа, ОДУ Урала, ОДУ Сибири, ОДУ Востока) а также частично имущество, закрепленное за Представительствами ОАО РАО «ЕЭС России» по управлению акционерными обществами «Волгаэнерго», «Южэнерго», «Сибирьэнерго», «Уралэнерго», «Востокэнерго», используемое в сфере оперативно-диспетчерского управления.

Выпуск акций зарегистрирован Федеральной службой по финансовым рынкам 3 февраля 2005 года. Дополнительному выпуску акций присвоен государственный регистрационный номер 1-01-65019-D-001D.

Срок размещения акций дополнительного выпуска – в течение 1 года с даты утверждения решения о выпуске ценных бумаг.

3.4. Сведения о соблюдении Обществом Кодекса корпоративного поведения.

Деятельность Общества осуществляется с соблюдением требований, установленных Кодексом корпоративного поведения:

Надежность и эффективность учета прав на акции акционерам Общества обеспечивает независимый регистратор - ОАО «Центральный Московский Депозитарий».

Акционеры Общества беспрепятственно осуществляют права, предоставленные законом и закрепленные в Уставе Общества:

- участвуют в управлении Обществом путём принятия решений по наиболее важным вопросам деятельности Общества на общем собрании акционеров;

- регулярно и своевременно получают полную и достоверную информацию об Обществе;

- имеют возможность получать эффективную защиту в случае нарушения их прав.

За отчетный период случаев нарушения прав акционеров не имелось.

Информационная политика Общества обеспечивает возможность свободного доступа к информации об Обществе.

Акционеры и другие заинтересованные лица имеют возможность получать полную и достоверную информацию о финансовом положении Общества, результатах его деятельности, об управлении Обществом, а также о существенных фактах, затрагивающих его финансово-хозяйственную деятельность.

В Обществе осуществляется контроль за использованием конфиденциальной и служебной информации.

Практика корпоративного поведения Общества учитывает предусмотренные законодательством права заинтересованных лиц, в том числе и работников Общества, и поощряет активное участие заинтересованных лиц в целях увеличения активов Общества.

Органы управления Общества содействуют заинтересованности работников Общества в эффективной работе Общества.

В Обществе обеспечивается эффективный контроль за финансово-хозяйственной деятельностью Общества с целью защиты прав и законных интересов акционеров.

Раздел 4. ВЫПОЛНЕНИЕ КЛЮЧЕВЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ

Значения КПЭ установлены решением Правлением ОАО РАО «ЕЭС России» (Протокол заседания Правления ОАО РАО «ЕЭС России» от 28.06.2004 №103пр/1).

КПЭ	Утвержденные	Фактические	Анализ выполнения утвержденных КПЭ
ROTA, % (стр.140ф.2/стр.300ф1*100%)	35,41	56,82	выполнен
Время работы ЕЭС с частотой, соответствующей нормальному уровню, %	100	100	выполнен
Отношение количества случаев нарушения устойчивости в контролируемых сечениях электрической сети к суммарному количеству контролируемых сечений	0,9	1	выполнен

Ключевые показатели эффективности: Время работы ЕЭС с частотой, соответствующей нормальному уровню и Отношение количества случаев нарушения устойчивости в контролируемых сечениях электрической сети к суммарному количеству контролируемых сечений выполнены.

Доходность совокупных активов – 56,82%, т.е. по состоянию на 01.01.2005г. прибыль до налогообложения составляет 56,82% от стоимости активов Общества. Фактическое значение ROTA превысило утвержденное значение на 21,41% вследствие увеличения прибыли до налогообложения на 976 017 тыс. руб. или на 103,2% и увеличения стоимости активов на 710 927 тыс. руб. или на 26,6% по сравнению с запланированной величиной.

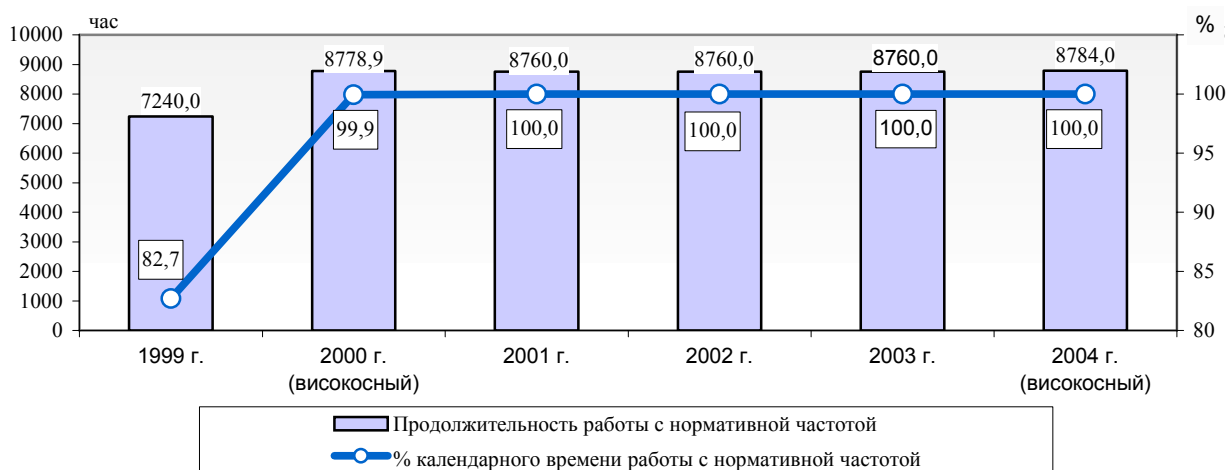
Увеличение прибыли относительно запланированной величины обусловлено получением доходов от ОАО «Татэнерго», ОАО «Башкирэнерго» и ОАО «Иркутскэнерго», которые не были включены в план по причине отсутствия заключенных договоров.

Раздел 5. ОСНОВНЫЕ ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ РАБОТЫ ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ.

5.1. Частота электрического тока ЕЭС России в 2004 году.

Единая энергосистема России 100% календарного времени работала с нормативной частотой электрического тока, определенной ГОСТом. Кроме того, в 2004 года 100,0% времени частота электрического тока в энергообъединении ЕЭС России, стран СНГ и Балтии поддерживалась в пределах нормальных значений, установленных стандартом ОАО РАО «ЕЭС России» (приказ ОАО РАО «ЕЭС России» от 18.09.2002 № 524 «О повышении качества регулирования частоты электрического тока в ЕЭС России»).

Продолжительность работы ЕЭС России с нормативной частотой электрического тока, определенной ГОСТом (49,8-50,2 Гц), в 1999 –2004 годах



5.2. Максимум нагрузки электростанций Российской Федерации в 2004 году.

Максимум нагрузки электростанций Российской Федерации зафиксирован 23 декабря 2004 г. при частоте электрического тока 50,02 Гц, температуре наружного воздуха -12,9°C (на 0,1°C выше средней многолетней и на 8,9°C ниже 2003 г.) и составил 141,6 млн. кВт, что на 2,2% выше, чем в 2003 году.

Энергетические компании обеспечили снабжение отраслей экономики и населения России электрической энергией, а также договорные обязательства по поставкам электроэнергии в страны ближнего и дальнего зарубежья.

5.3. Выработка и потребление электроэнергии.

Потребление электроэнергии в 2004 г. по России составило 908,9 млрд. кВт.ч (101,4% от плана и 102,3% от 2003 г.), отпуск тепла – 522,9 млн. Гкал (98,1% от плана и 100,1% от 2003 г.).

Среднегодовая температура наружного воздуха по России в 2004 г. составила 4,7°C, что на 2,6°C выше среднемноголетнего значения и на 0,3°C выше 2003 г.

Выработка электроэнергии электростанциями России в 2004 г. составила 914,9 млрд. кВт.ч (101,1% от плана и 101,6% от 2003 г.), в том числе электростанциями

отрасли – 729,3 млрд. кВт.ч (101,6% от плана и 102,6% от 2003 г.).

Выработка электроэнергии тепловыми электростанциями отрасли в 2004 г. составила 522,7 млрд. кВт.ч (99,9% от плана и 99,8% от 2003 г.), в том числе ТЭС федерального уровня – 101,0 млрд. кВт.ч (105,0% от плана и 98,0% от 2003 г.).

Выработка электроэнергии гидроэлектростанциями отрасли в 2004 г. составила 176,6 млрд. кВт.ч (107,3% от плана и 112,7% от 2003 г.), в том числе ГЭС федерального уровня – 67,0 млрд. кВт.ч (111,1% от плана и 111,1% от 2003 г.).

5.4. Топливообеспечение

По состоянию на 1 января 2005 г. запасы мазута по энергопредприятиям отрасли составили 3,17 млн. тонн (125,4% к заданию), на ТЭС федерального подчинения – 492 тыс. тонн (141,5% к заданию). Установленное задание по накоплению запасов угля на энергопредприятиях отрасли выполнено на 120,1% (16,5 млн. тонн) и на ТЭС федерального подчинения 107,3% (1,79 млн. тонн). Запасы угля на энергопредприятиях отрасли на 01.01.2005 ниже прошлого года на 16,5%, на ТЭС федерального подчинения - на 26,5%. Запасы мазута на энергопредприятиях отрасли ниже прошлого года на 3,5%, на ТЭС федерального подчинения ниже прошлого года на 5,6%.

За 2004 год не было допущено срывов топливообеспечения энергопредприятий и созданы благоприятные условия для прохождения осенне-зимнего максимума нагрузок 2004/2005 года в части создания нормативных запасов топлива.

Все АО-энерго и АО-электростанции на 01.01.2005 выполнили установленные задания по накоплению запасов угля и мазута, кроме Ульяновскэнерго (мазут - 5%), Тываэнерго (уголь – 68%) и Экспериментальная ТЭЦ (уголь – 19%).

Потребление газа по отрасли в 2004 году составило 148,9 млрд. куб.м – 102,3% от плана и 103,2% от 2003 года; по ТЭС федерального подчинения 18,7 млрд. куб. м – 102,7% от плана, утвержденного ОАО «Газпром» и ОАО РАО «ЕЭС России» и 104,7 от 2003 года.

В 2004 году по сравнению с 2003 годом доля газа в топливном балансе предприятий отрасли возросла на 3,2%, при снижении доли мазута на 26,8% и доли угля на 13,8%.

По федеральным электростанциям доля газа в общем балансе 2004 года по сравнению с 2003 годом выросла на 4,7%, доля угля выросла на 7,4%, при снижении доли мазута на 45,8%.

Динамика запасов топлива на электростанциях Российской Федерации в 2004 году приведена в таблице 5.4.1.

Динамика запасов топлива на энергопредприятиях Российской Федерации в 2004 г.

Таблица 5.4.1.

ТЫС. ТОНН

		на 1 октября		на 1 января 2005г.		
		факт	% выполн. к пр. году	Факт	% выполн. к пр. году	% выполн. к заданию
Энергопредприятия отрасли, всего	мазут	3090	93,8	3168	96,5	125,4
	уголь	20143	88,4	16477	83,5	120,1
Федеральные электростанции	мазут	487	90,5	492	94,4	141,5
	уголь	2170	78,2	1789	73,5	107,3

Костромская ГРЭС	мазут	71	78,0	65	77,4	118,8
Рязанская ГРЭС	мазут	92	82,1	128	112,3	127,3
	уголь	246	76,9	255	73,7	213,7
Конаковская ГРЭС	мазут	76	95,0	62	73,8	104,0
Черепетская ГРЭС	мазут	8	57,1	6	66,7	106,7
	уголь	134	74,0	116	81,1	115,0
Троицкая ГРЭС	мазут	4	80,0	4	80,0	103,9
	уголь	351	91,6	294	91,3	117,6
Пермская ГРЭС	мазут	9	100,0	9	100,0	110,7
Киришская ГРЭС	мазут	49	181,5	48	192,0	476,5
Печорская ГРЭС	мазут	11	84,6	14	107,7	127,7
Псковская ГРЭС	мазут	7	100,0	7	100,0	102,0
Ставропольская ГРЭС	мазут	74	97,4	74	102,8	124,1
Невинномысская ГРЭС	мазут	42	76,4	32	65,3	107,3
Экспериментальная ТЭЦ	мазут	1,5	100,0	1	100,0	101,1
	уголь	5	21,7	3	17,7	18,7
Новочеркасская ГРЭС	мазут	19	100,0	19	100,0	100,3
	уголь	258	85,7	282	91,6	104,4
Гусиноозерская ГРЭС	мазут	4	80,0	3	60,0	148,1
	уголь	230	61,0	198	74,4	141,5
Березовская ГРЭС	мазут	5	62,5	7	70,0	138,6
	уголь	202	95,3	203	89,4	101,5
Красноярская ГРЭС-2	мазут	2	50,0	2	50,0	100,3
	уголь	261	91,5	110	46,2	100,0
Харанорская ГРЭС	мазут	2	100,0	1,5	75,0	153,5
	уголь	182	62,5	78	29,9	103,8
Приморская ГРЭС	мазут	10	111,1	7	87,5	117,3
	уголь	301	75,1	251	82,3	100,4

5.5. Ремонт оборудования электростанций.

В 2004 году годовой Программой капитальных и средних ремонтов было предусмотрено вывести в ремонт основное генерирующее оборудование электроэнергетического комплекса России на общую величину 39788 МВт. Фактический объем выведенного в ремонт оборудования составил 39704 МВт, что ниже плана на 84 МВт и ниже уровня прошлого года на 2974 МВт. Проведен капитальный и средний ремонт энергооборудования ТЭС и ГЭС суммарной мощностью 39999 МВт при задании 40489 МВт, что ниже плана и уровня прошлого года на 490 МВт и на 2285 МВт соответственно. Массовый вывод оборудования в плановый ремонт начался в апреле отчетного года. На 01.04.2004 было выведено в капитальный и средний ремонт энергооборудование электростанций отрасли общей мощностью 7,0 млн. кВт, что ниже плана на 2,5 млн. кВт и ниже соответствующего периода прошлого года на 3,4 млн. кВт. К концу апреля 2004 г. капитальным и средним ремонтом было охвачено оборудование ТЭС и ГЭС суммарной мощностью 13,3 млн. кВт, что ниже плановой величины на 3,0 млн. кВт и ниже аналогичного периода прошлого года на 2,0 млн. кВт.

Ход выполнения капитальных и средних ремонтов турбоагрегатов ТЭС и

гидроагрегатов ГЭС на электростанциях отрасли по месяцам 2004 года (нарастающим итогом) в сравнении с предыдущим годом представлен в табл. 5.5.1.

Таблица 5.5.1.

Выполнение капитальных и средних ремонтов турбоагрегатов ТЭС и гидроагрегатов ГЭС на электростанциях отрасли

Годы		Выполнение капитальных ремонтов по месяцам, млн. кВт											
		I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
2004 г.	план	0,3	0,9	2,5	5,6	9,4	14,3	21,8	26,7	32,5	36,6	38,9	40,5
	факт	0,4	1,0	2,2	4,7	7,4	12,0	19,1	23,7	27,9	32,5	37,2	40,0
2003 г.		0,4	1,0	3,3	7,3	9,9	14,8	19,3	24,4	29,8	36,5	40,5	42,3

В 2004 году выполнен текущий ремонт 249 энергоблоков ТЭС общей мощностью 64,2 тыс. МВт.

В соответствии с графиком планово-предупредительных ремонтов основного технологического оборудования АЭС России в 2004 году было предусмотрено провести капитальный и средний ремонт 26 энергоблоков суммарной мощностью 22194 МВт. Фактически проведен капитальный и средний ремонт 23 энергоблоков – 19194 МВт.

Динамика изменения ремонтной мощности турбоагрегатов ТЭС и АЭС ЕЭС России по месяцам 2004 года (в % от установленной мощности) в сравнении с аналогичным периодом прошлого года показана на рис. 5.5.1. и в табл. 5.5.2. Указанные значения ремонтной мощности являются среднеарифметической величиной за рабочие дни текущего месяца; доля энергоблочного оборудования, находившегося в ремонте, определена от общей установленной мощности этого оборудования.

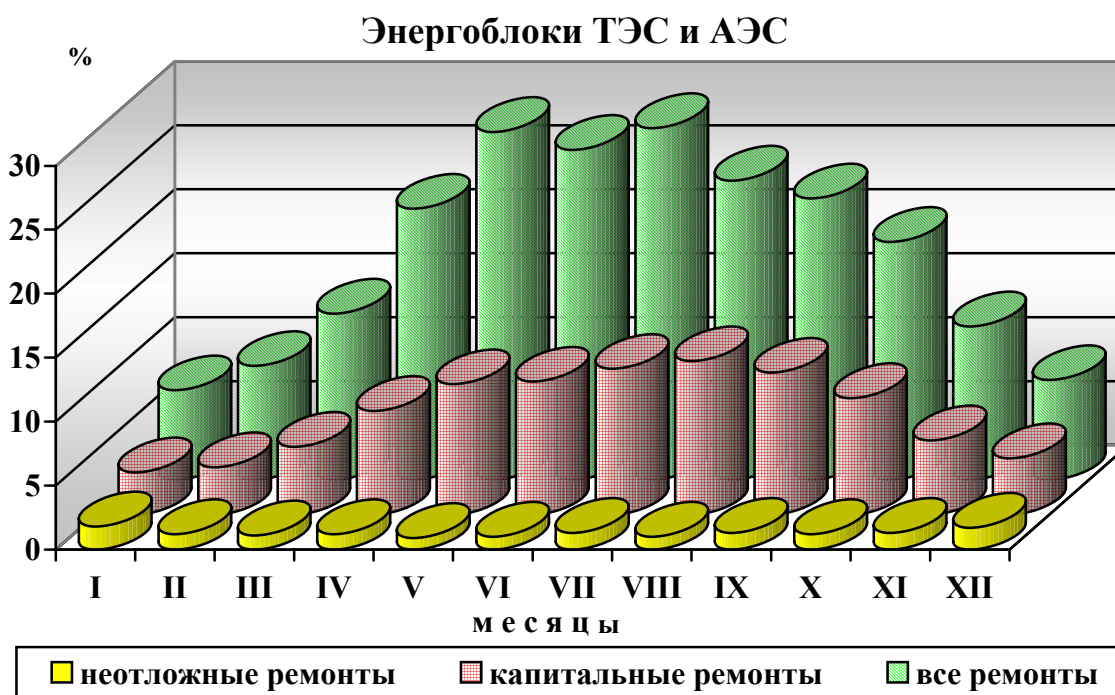
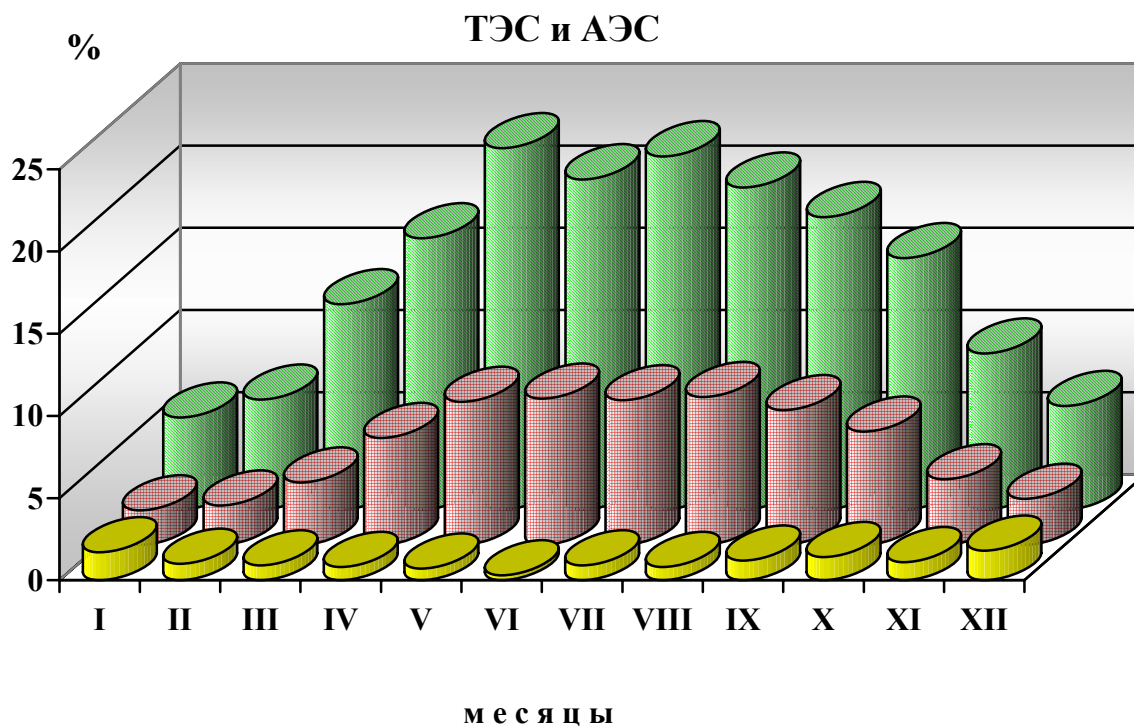


Рис. 5.5.1. Изменения ремонтной мощности ТЭС и АЭС в 2004 году

Таблица 5.5.2.

**Динамика изменения ремонтной мощности ТЭС и АЭС ЕЭС России в 2004 году
(средние значения за рабочие дни месяца)**

Месяц, год	Мощность ТЭС и АЭС, находившаяся в ремонте													Мощность энергоблоков ТЭС и АЭС, находившаяся в ремонте												
	Среднее значение установ- ленной мощности,	Все виды ремонтов		Виды ремонтов										Среднее значение установ- ленной мощности	Все виды ремонтов		Виды ремонтов									
				капитальный		средний		текущий		всего плановые		неотлож- ные					капиталь- ный		средний		текущий		всего плановые		неотлож- ные	
тыс.МВт	МВт	%	МВт	%	МВт	%	МВт	%	МВт	%	МВт	%	тыс.МВт	МВт	%	МВт	%	МВт	%	МВт	%	МВт	%	МВт	%	
Январь	145,5	8113	5,6	3070	2,1	138	0,1	2380	1,6	5588	3,8	2525	1,7	86,2	6067	7,0	2837	3,3	74	0,1	1590	1,8	4500	5,2	1566	1,8
Февраль	145,5	9790	6,7	3441	2,4	19	0,0	4848	3,3	8307	5,7	1483	1,0	86,2	7712	8,9	3170	3,7	0		3517	4,1	6687	7,8	1025	1,2
Март	145,5	18225	12,5	5554	3,8	936	0,6	10379	7,1	16869	11,6	1357	0,9	86,2	11236	13,0	4534	5,3	572	0,7	5216	6,1	10322	12,0	914	1,1
Апрель	145,5	24072	16,5	9409	6,5	4118	2,8	9320	6,4	22846	15,7	1226	0,8	86,2	18304	21,2	6979	8,1	3810	4,4	6451	7,5	17240	20,0	1064	1,2
Май	145,5	31964	22,0	12595	8,7	9381	6,4	8973	6,2	30949	21,3	1015	0,7	86,2	23445	27,2	8834	10,2	8813	10,2	5023	5,8	22670	26,3	775	0,9
Июнь	145,3	29187	20,1	12997	8,9	7579	5,2	8233	5,7	28808	19,8	378	0,3	86,2	22227	25,8	9007	10,4	7130	8,3	5196	6,0	21333	24,7	894	1,0
Июль	145,3	31191	21,5	12758	8,8	5432	3,7	11655	8,0	29844	20,5	1347	0,9	86,2	23693	27,5	9786	11,4	4785	5,6	7998	9,3	22569	26,2	1124	1,3
Август	145,3	28408	19,6	13037	9,0	3957	2,7	10224	7,0	27218	18,7	1190	0,8	86,2	20172	23,4	10362	12,0	3325	3,9	5642	6,5	19329	22,4	842	1,0
Сентябрь	145,4	25956	17,8	11995	8,2	4505	3,1	7763	5,3	24263	16,7	1693	1,2	86,2	18996	22,0	9527	11,1	4174	4,8	4200	4,9	17901	20,8	1095	1,3
Октябрь	145,3	22284	15,3	10053	6,9	2993	2,1	7221	5,0	20267	13,9	2017	1,4	86,2	16042	18,6	7838	9,1	2585	3,0	4554	5,3	14977	17,4	1065	1,2
Ноябрь	145,3	13741	9,5	5884	4,0	863	0,6	5406	3,7	12153	8,4	1588	1,1	86,2	10324	12,0	4961	5,8	638	0,7	3629	4,2	9228	10,7	1097	1,3
Декабрь	145,3	9120	6,3	4066	2,8	25	0,0	2470	1,7	6561	4,5	2559	1,8	86,2	6734	7,8	3810	4,4	0		1484	1,7	5294	6,1	1440	1,7
2004 г.	145,4	21109	14,5	8797	6,0	3304	2,3	7477	5,1	19578	13,5	1531	1,1	86,2	15479	18,0	6857	8,0	2965	3,4	4582	5,3	14404	16,7	1075	1,2
2003 г.	144,6	19954	13,8	7732	5,3	3679	2,5	6464	4,5	17876	12,4	2078	1,4	85,1	14055	16,5	6225	7,3	3032	3,6	3921	4,6	13178	15,5	877	1,0
2002 г.	145,5	21933	15,1	9257	6,4	3830	2,6	6485	4,5	19572	13,4	2361	1,6	85,3	15645	18,3	7133	8,4	3226	3,8	4301	5,0	14660	17,2	985	1,2
2001 г.	144,3	21350	14,8	9780	6,8	3420	2,4	5760	4,0	18960	13,1	2390	1,7	84,2	14886	17,7	7406	8,8	2858	3,4	3535	4,2	13798	16,4	1088	1,3
2000 г.	144,3	21050	14,6	9134	6,3	4641	3,2	5345	3,7	19121	13,2	1929	1,3	84,3	16283	19,3	6996	8,3	4190	5,0	3673	4,4	14859	17,6	1424	1,7

На основании данных, приведенных в табл. 5.5.2., могут быть сделаны следующие выводы. Среднегодовое значение ремонтной мощности в 2004 году составило 14,5% и увеличилось против уровня прошлого года на 0,7 пункта. Увеличение произошло за счет возрастания объемов капитальных ремонтов с 5,4% в 2003 году до 6,0% в 2004 году и текущих ремонтов – с 4,5 % до 5,1% при уменьшении объёма средних ремонтов - с 2,5% до 2,3% и неотложных ремонтов – с 1,4 % до 1,1%.

Средние значения доли неотложных ремонтов ТЭС и АЭС по месяцам и кварталам 2004 г. в сравнении с показателями 2000-2003 гг. приведены в табл. 5.5.3. и табл. 5.5.4.

Таблица 5.5.3.

**Средние значения доли неотложных ремонтов ТЭС и АЭС
по месяцам 2004 г. в сравнении с показателями 2000 - 2003 гг. %**

год \ Месяц												
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
2004 г.	1,7	1,0	0,9	0,8	0,7	0,3	0,9	0,8	1,2	1,4	1,1	1,8
2003 г.	1,1	2,6	4,3	1,2	0,7	0,4	0,9	0,6	3,0	0,8	0,7	1,1
2002 г.	1,7	2,0	3,4	1,1	1,0	0,7	0,9	1,0	3,4	1,2	1,6	1,6
2001 г.	1,3	1,9	3,9	0,9	0,8	1,5	1,2	1,5	3,3	1,0	1,3	1,4
2000 г.	2,0	1,5	0,7	2,0	1,3	1,4	1,4	1,0	1,5	1,0	1,1	1,3

Таблица 5.5.4.

**Средние значения доли неотложных ремонтов ТЭС и АЭС
по кварталам 2004 г. в сравнении с показателями 2000 - 2003 гг. %**

Год \ квартал					
	2000 г.	2001 г.	2002 г.	2003 г.	2004 г.
I и IV кварталы	1,4	1,8	1,9	1,7	1,3
II и III кварталы	1,4	1,5	1,4	1,3	0,8
Средние значения за год	1,3	1,7	1,6	1,4	1,1

В 2004 году выполнен капитальный ремонт 38 энергоблоков ТЭС суммарной мощностью 9690 МВт и средний ремонт 39 энергоблоков - 11132 МВт.

Ход выполнения капитальных и средних ремонтов энергоблочного оборудования на ТЭС отрасли по месяцам 2004 года (нарастающим итогом) в сравнении с 2001 – 2003 гг. показан в табл. 5.5.5.

Таблица 5.5.5.

**Выполнение капитальных и средних ремонтов энергоблочного
оборудования ТЭС по месяцам 2001-2004 гг.**

Годы	Выполнение капитальных ремонтов энергоблоков по месяцам, млн. кВт												
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
2004 г.	план	0	0	0,3	0,6	1,7	3,4	5,3	6,4	7,0	9,2	10,3	10,7
	факт	0	0	0	0,3	0,5	1,8	3,4	4,4	5,6	6,8	8,7	9,7
2003 г.,	0	0	0,5	0,5	1,6	2,6	3,1	4,1	6,0	9,0	11,0	11,4	

факт													
2002 г., факт	0	0,2	0,2	0,2	1,4	2,3	3,4	5,0	6,7	9,2	10,7	11,6	
2001 г., факт	0	0,6	1,1	1,1	1,7	3,6	4,4	5,6	6,9	10,1	11,1	11,4	

Годы		Выполнение средних ремонтов энергоблоков по месяцам, млн. кВт											
		I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
2004 г.	план	0	0	0,5	1,2	1,5	3,2	5,6	6,7	7,8	9,4	10,6	10,6
	факт	0,2	0,2	0,7	1,4	1,7	3,4	6,3	7,4	8,5	9,6	11,1	11,1
2003 г., факт		0	0	1,1	3,1	3,6	4,4	6,7	7,7	8,8	10,9	11,9	11,9
2002 г., факт		0	0,1	1,7	2,8	4,9	6,8	8,4	9,4	11,0	11,7	12,8	12,8
2001 г., факт		0	0,2	1,0	2,3	4,5	6,1	7,3	8,5	9,7	12,2	12,2	12,8

Максимальная мощность энергоблоков, находящихся одновременно в ремонте в целом по отрасли, составила: в капитальном ремонте (на начало сентября 2004 г.) – 5,2 млн. кВт, в среднем ремонте (на начало июля 2004 г.) - 3,8 млн. кВт.

Данные, характеризующие объемы энергоблоков, на которых в 2000-2004 гг. был выполнен капитальный и средний ремонт, а также планируемый ремонт энергоблоков на 2005 год, приведены в табл. 5.5.6.

Таблица 5.5.6.

Доля энергоблоков, отремонтированных в 2000-2004 гг. и подлежащих ремонту в 2005 году

Мощность энергоблоков, МВт	Число энергоблоков на 1 января 2005 г.	Доля энергоблоков, отремонтированных и подлежащих ремонту, %											
		2000 г.		2001 г.		2002 г.		2003 г.		2004 г.		2005 г. (прогноз)	
		капитальный	средний	капитальный	средний	капитальный	средний	капитальный	средний	капитальный	средний	капитальный	средний
150	37	16,2	13,5	10,8	18,9	16,2	18,9	18,9	18,9	13,5	10,8	8,1	16,2
200	78	14,5	14,5	13,0	18,2	20,8	11,7	18,2	13,0	16,7	10,3	16,7	11,5
300	77	16,9	22,1	19,5	16,9	16,9	18,2	10,5	21,1	13,0	19,5	15,6	20,8
500	7	28,6	14,3	14,3	28,6	-	28,6	14,3	28,6	-	14,3	42,9	28,5
800	15	14,3	21,4	14,3	21,4	7,2	21,4	26,7	6,7	13,3	20,0	13,3	-

Суммарная доля конденсационных энергоблоков (% от их общего количества), прошедших капитальные и средние ремонты, приведена в табл. 5.5.7.

Таблица 5.5.7.

Суммарная доля энергоблоков, прошедших капитальные и средние ремонты в 2000-2004 гг.

Показатели	2000 г.	2001 г.	2002 г.	2003 г.	2004 г.
Суммарная доля энергоблоков, прошедших капитальные и средние ремонты, в % от их общего количества	34,9	33,3	33,8	33,6	27,9

В 2004 году по сравнению с 2003 годом в целом по отрасли средняя продолжительность простоя в капитальном ремонте возросла по энергоблокам мощностью 150 МВт и 300 на 21,5 суток и 6,4 суток соответственно и уменьшилась по энергоблокам мощностью 200 МВт на 14,1 суток. Средняя продолжительность простоя энергоблоков различной мощности в капитальном ремонте и количество отремонтированных энергоблоков по годам представлены в табл. 5.5.8 и на рис. 5.5.2. По сравнению с первоначальным прогнозом в отчетном году средняя продолжительность простоя в капитальном ремонте возросла по энергоблокам мощностью 150, 200 МВт и 300 МВт на 36,9; 28,8 и 18,3 суток соответственно. Прогноз средней продолжительности простоя в ремонтах взят из «Программ ремонта и модернизации оборудования и сооружений электроэнергетического комплекса Российской Федерации».

Таблица 5.5.8

Средняя продолжительность простоя в капитальном ремонте, отремонтированных в 2000-2004 гг. и подлежащих ремонту в 2005 году

Мощность энергоблоков, МВт	Средняя продолжительность простоя в капитальном ремонте, сутки					
	2000 г.	2001 г.	2002 г.	2003 г.	2004 г.	2005 г. (прогноз)
150	112,7	105,2	99,9	107,2	128,7	89,7
200	118,2	97,4	116,8	115,8	101,7	82,3
300	145,4	111,9	115,6	90,6	97,04	130,8

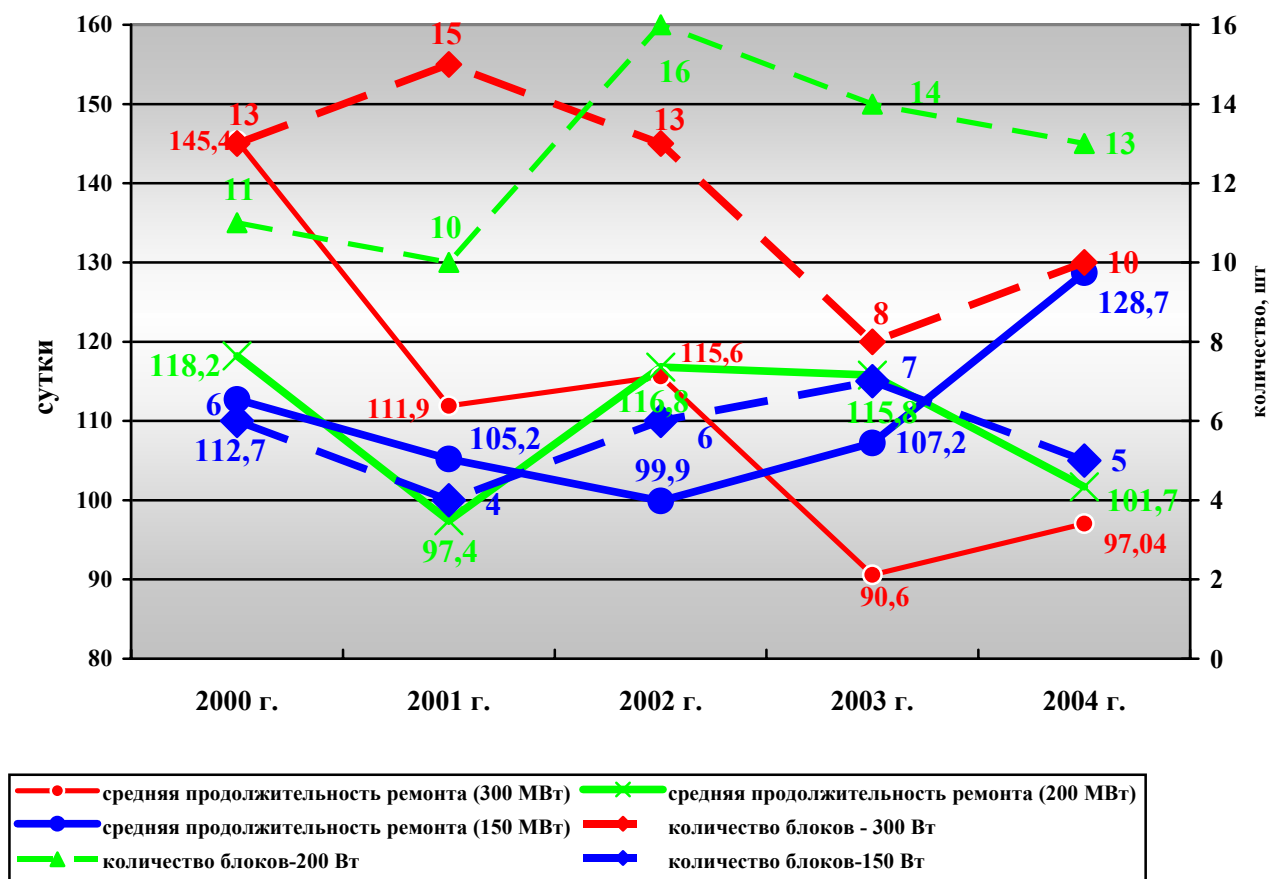


Рис. 5.5.2. Количество и средняя продолжительность энергоблоков, прошедших капитальный ремонт в 2000-2004 гг.

В 2004 году в целом по отрасли средняя продолжительность простоя в среднем ремонте энергоблоков мощностью 150 МВт и 200 МВт возросла по сравнению с прошлым годом на 8,7 и 30 суток соответственно, по группе оборудования 300 МВт снизилась на 0,5 суток. Средняя продолжительность простоя энергоблоков различной мощности в среднем ремонте приведена в табл. 5.5.9.

Таблица 5.5.9.

Средняя продолжительность простоя в среднем ремонте, отремонтированных в 2000-2004 гг. и подлежащих ремонту в 2005 году

Мощность энергоблоков, МВт	Средняя продолжительность простоя в среднем ремонте, сутки					
	2000 г.	2001 г.	2002 г.	2003 г.	2004 г.	2005 г. (прогноз)
150	44,5	30,0	24,6	21,5	30,2	25,7
200	51,3	67,6	47,6	41,0	71,0	45,3
300	39,9	38,9	49,4	55,1	54,6	49,9

По сравнению с прогнозом в отчетном году средняя продолжительность простоя в среднем ремонте возросла по энергоблокам 200 МВт на 21,8 суток и снизилась по энергоблокам 150 и 200 МВт на 1,1 и 8,7 суток соответственно.

5.6. Режим работы основных каскадов ГЭС.

В 2004 г. гидроэлектростанции Волжско-Камского каскада работали в соответствии с режимом, установленным Министерством природных ресурсов Российской Федерации.

По состоянию на 01.01.2004 запасы гидроресурсов в водохранилищах Волжско-Камского каскада были на 2,4 км³ или 4% выше прошлого года и на 7,1 км³ или 13% выше среднееголетней величины. Водность I квартала 2004 г. на 63% превысила среднееголетнюю норму. В этих условиях в январе-феврале 2004 г. гидроэлектростанции Волжско-Камского каскада работали с повышенными расходами. Волжская ГЭС работала с повышенными расходами 6500-6800 м³/с, в отдельные рабочие дни – до 7300 м³/с.

Проведенный по согласованию с МПР России режим предполоводной сработки позволил обеспечить на гидроэлектростанциях Волжско-Камского каскада в I квартале 2004 г. дополнительную к плану выработку электроэнергии в размере 1346 млн. кВт.ч или 21%.

По состоянию на 01.03.2004 запасы воды в снежном покрове в бассейне каскада были на 5% ниже среднееголетней нормы. Учитывая сниженные запасы снега, низкое значение предварительного прогноза притока во II квартале 2004 г. и раннее развитие половодья, ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» были приняты согласованные с МПР России меры по сокращению предполоводной сработки водохранилищ Волжско-Камского каскада. В результате свободная емкость на 01.04.2004 составила 32 км³ при среднееголетней свободной емкости 49 км³.

Развитие половодья в апреле-мае проходило неблагоприятно:

- приток воды в водохранилища Волжско-Камского каскада в апреле составил 56 км³, что на 16% ниже среднееголетней нормы и на 15% ниже прогноза;
- приток воды в водохранилища в мае составил 63,4 км³, что на 12% ниже среднееголетней величины и на 10% ниже прогноза.

Максимальный расход воды в нижний бьеф гидроузла Волжской ГЭС в размере 26000 м³/с обеспечивался в течение 10 дней с 26 апреля по 5 мая для орошения сельхозугодий Волгоградской и Астраханской областей.

После окончания сельскохозяйственного попуска расход воды через гидроузел Волжской ГЭС был снижен до 17000 м³/с – величины, обеспечивающей достаточное заливание нерестилиц. Эти расходы воды удерживались до 25.05.2004, после чего в целях экономии гидроресурсов по предложению ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» было осуществлено снижение расходов воды до 14000 м³/с. На турбинные расходы Волжская ГЭС перешла с 04.06.2004.

Фактический приток воды в водохранилища Волжско-Камского каскада во II квартале 2004 г. составил 146 км³, что на 15 км³ или 9% ниже среднееголетней нормы.

По первоначальному решению МПР России объем специального обводнительного попуска в низовья Волги через гидроузел Волжской ГЭС в интересах сельского и рыбного хозяйства во II квартале 2004 г. должен был составить 113 км³, что в складывающихся маловодных гидрологических условиях не обеспечивало наполнение водохранилищ. Учитывая это, по настоянию ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» в целях наполнения водохранилищ рыбохозяйственный попуск был сокращен по величине и продолжительности. Фактический объем попуска через гидроузел Волжской ГЭС во II квартале составил 106 км³, что на 7 км³ меньше ранее запланированного за счет снижения холостых сбросов воды. Принятые в условиях сниженной водности притока меры позволили наполнить водохранилища каскада до НПУ.

В период прохождения паводка на гидроузлах Волжско-Камского каскада нарушений

в работе гидротехнических сооружений и их механического оборудования не отмечалось. Проведенный режим обеспечил условия для устойчивой работы гидроагрегатов.

Планирование и ведение режима работы гидроэлектростанций по согласованному с МПР России графику пропуска паводка позволило получить дополнительную выработку электроэнергии на ГЭС Волжско-Камского каскада во II квартале 2004 г. в размере 562 млн. кВт.ч или 4% к плану.

В III квартале 2004 г. в условиях повышенного притока воды (на 37% выше среднемноголетней нормы) гидроэлектростанции Волжско-Камского каскада работали, в основном, в режиме навигационных попусков воды, нижеволжские ГЭС – в режиме попусков воды в интересах сельского хозяйства низовьев Волги.

Планирование и ведение режима гидроэлектростанций по согласованию с МПР России, позволило в III квартале 2004 г. получить дополнительную к плану выработку электроэнергии на ГЭС Волжско-Камского каскада в размере 1899 млн. кВт.ч или 21%.

Приток воды в водохранилища Волжско-Камского каскада гидроэлектростанций в IV квартале 2004 г. был на 15,7 км³ или 43% выше среднемноголетней нормы.

В IV квартале 2004 г. планирование и ведение режима работы гидроэлектростанций осуществлялось, исходя из максимально возможного использования гидроресурсов в целях энергетики, что позволило получить максимальную за последние шесть лет выработку электроэнергии на ГЭС Волжско-Камского каскада. Сверхплановая выработка электроэнергии гидроэлектростанций каскада в IV квартале составила 1359 млн. кВт.ч или 16%.

В 2004 году планирование режима работы гидроэлектростанций европейской части России велось с учетом поддержания минимального установленного резерва мощности. Минимальный установленный резерв мощности планировался в основном на ГЭС Волжско-Камского каскада, Загорской ГАЭС и Чиркейской ГЭС в период зимнего максимума нагрузки в размере 1100-1200 МВт, в период пропуска половодья 600-800 МВт, в летне-осеннюю межень - 1100-1500 МВт.

Осуществленное планирование и ведение режима работы гидроэлектростанций Волжско-Камского каскада дало возможность рационально использовать гидроресурсы в целях электроэнергетики и получить в 2004 году максимальную за последние 10 лет выработку электроэнергии на ГЭС каскада в размере 44152 млн. кВт.ч.

В I квартале 2004 г. при притоке воды в водохранилища Ангарского каскада гидроэлектростанций на 9% выше среднемноголетнего значения запасы гидроресурсов по состоянию на 01.04.2004 были на 11% ниже среднемноголетней величины. При работе с установленными МПР России расходами воды выработка электроэнергии ГЭС ОАО «Иркутскэнерго» в I квартале 2004 г. была на 320 млн. кВт.ч или 3% выше плана.

При работе в режиме предполоводной сработки водохранилища, установленной МПР России, выработка электроэнергии Красноярской ГЭС в I квартале 2004 г. была на 463 млн. кВт.ч или 2% выше плановой.

Саяно-Шушенская ГЭС работала в условиях повышенного притока (на 30% выше среднемноголетнего значения). Выработка электроэнергии Саяно-Шушенской ГЭС в I квартале 2004 г. была на 102 млн. кВт.ч или 2% выше плана.

Всего за I квартал 2004 г. гидроэлектростанции Ангаро-Енисейского каскада дополнительно к плану выработали 885 млн. кВт.ч.

Во II квартале 2004 г. приток воды к ГЭС Ангаро-Енисейского каскада был на 20-40% выше среднемноголетней величины.

Выработка электроэнергии Красноярской ГЭС во II квартале 2004 г. была на 681 млн. кВт.ч или 14% выше плана.

В связи с повышенным уровнем Саяно-Шушенского водохранилища, в целях недопущения нарушения предельно допустимой по условию безопасной эксплуатации плотины интенсивности наполнения водохранилища Саяно-Шушенская ГЭС в июне 2004 г. работала в режиме максимально возможной загрузки по пропускной способности отходящих линий электропередачи, с суточной выработкой электроэнергии до 96 млн. кВт.ч. Выработка электроэнергии Саяно-Шушенской ГЭС во II квартале 2004 г. была на 1270 млн. кВт.ч или 23% выше плана.

Всего за II квартал 2004 г. гидроэлектростанции Ангаро-Енисейского каскада дополнительно к плану выработали 1961 млн. кВт.ч.

Выработка электроэнергии Красноярской ГЭС в III квартале 2004 г. была на 513 млн. кВт.ч или 9% выше плановой.

Выработка электроэнергии Саяно-Шушенской ГЭС в III квартале была на 1214 млн. кВт.ч или 21% выше плановой.

Всего за III квартал 2004 г. гидроэлектростанции Ангаро-Енисейского каскада дополнительно к плану выработали 1327 млн. кВт.ч или 6%.

В IV квартале 2004 г. гидроэлектростанции Ангарского каскада и Красноярская ГЭС работали с установленными МПР России расходами воды. Саяно-Шушенская ГЭС работала в соответствии с диспетчерским графиком сработки водохранилища, разработанным ОАО «Ленгидропроект», и решением МПР России.

В IV квартале 2004 г. выработка электроэнергии гидроэлектростанций Ангаро-Енисейского каскада была на 912 млн. кВт.ч или 4% ниже плана.

В результате в 2004 г. сверхплановая выработка электроэнергии гидроэлектростанций Ангаро-Енисейского каскада составила 12330 млн. кВт.ч или 15%.

По состоянию на 01.01.2005 запасы гидроресурсов в водохранилищах Ангаро-Енисейского каскада на 13% выше среднесноголетнего значения.

В 2004 году дополнительная к плану выработка электроэнергии гидроэлектростанций ОЭС Северо-Запада составила 1511 млн. кВт.ч или 13%.

Гидроэлектростанции ОЭС Северного Кавказа работали в условиях повышенной водности и притока воды. В I квартале приток воды в Чиркейское водохранилище был на 75% выше среднесноголетней нормы. Чиркейская ГЭС работала в режиме предполоводной сработки водохранилища с повышенной энергоотдачей. Дополнительная к плану выработка электроэнергии ГЭС ОАО «Дагэнерго» составила 60 млн. кВт.ч или 8%, гидроэлектростанций ОЭС Северного Кавказа – 220 млн.кВтч или 19%.

Приток воды в Чиркейское водохранилище во II квартале 2004 г. был на 41% выше среднесноголетней величины. Чиркейская ГЭС работала в режиме наполнения водохранилища с повышенной энергоотдачей. Выработка электроэнергии гидроэлектростанций ОАО «Дагэнерго» была на 466 млн. кВт.ч или 48% выше установленного плана, выработка электроэнергии ГЭС ОЭС Северного Кавказа – на 777 млн. кВт.ч или 35% выше плана.

В III квартале 2004 г. приток в Чиркейское водохранилище был на 15% выше среднесноголетнего значения. В складывающихся гидрологических условиях Чиркейское водохранилище в начале сентября было наполнено до нормального подпорного уровня 355,0 м. Дополнительная к плану выработка электроэнергии гидроэлектростанций ОАО «Дагэнерго» составила 124 млн. кВт.ч или 10%, ГЭС ОЭС Северного Кавказа – 278 млн. кВт.ч или 12%.

В IV квартале 2004 г. Чиркейская ГЭС работала в режиме сработки водохранилища, в соответствии с планом выработки электроэнергии, в условиях водности, близкой к средней. Дополнительная к плану выработка электроэнергии гидроэлектростанций ОЭС

Северного Кавказа в IV квартале 2004 г. составила 174 млн. кВт.ч или 13%.

В результате в 2004 г. выработка электроэнергии гидроэлектростанций ОЭС Северного Кавказа составила 8775 млн. кВт.ч (максимальная величина за годы эксплуатации).

Зейская ГЭС в I квартале 2004 г. работала в соответствии с плановым энергобалансом.

Во II и III кварталах 2004 г. Зейская ГЭС работала в режиме экономии гидроресурсов, с учетом необходимости обеспечения навигационных попусков. Приток воды в Зейское водохранилище во II квартале 2004 г. был на 8% выше среднемноголетней величины, а в III квартале - на 14% ниже среднемноголетнего значения. Выработка электроэнергии Зейской ГЭС во II квартале 2004 г. была на 100 млн. кВт.ч или 10% ниже плана, в III квартале - на 49 млн. кВт.ч или 4% ниже плана.

В IV квартале 2004 г. режим экономии гидроресурсов был продолжен. Выработка электроэнергии Зейской ГЭС была на 29 млн. кВт.ч или 3% ниже плана. Максимальная отметка наполнения Зейского водохранилища в 2004 году составила 312,95 м (18.10.2004) при максимальном наполнении в 2003 году 312,12 м. На 01.01.2005 уровень Зейского водохранилища составил 311,52 м, что на 1,30 м выше прошлого года, однако на 3,48 м ниже НПУ.

В 2004 году выработка электроэнергии Зейской ГЭС составила 4147 млн. кВт.ч, что на 153 млн. кВт.ч или 4% ниже гарантированной величины, предусмотренной Правилами водопользования для режима экономии гидроресурсов и наполнения водохранилища.

В I квартале 2004 г. Бурейская ГЭС работала при уровнях водохранилища, близких к диспетчерскому графику сработки. Выработка электроэнергии Бурейской ГЭС в I квартале была близка к плановой.

Во II-III кварталах 2004 г. наполнение Бурейского водохранилища осуществлялось в условиях повышенного притока (на 20-59% выше среднемноголетней величины), в соответствии с диспетчерским графиком и готовностью напорного фронта плотины по условиям строительства. Выработка электроэнергии Бурейской ГЭС за этот период была на 173 млн. кВт.ч или 18% выше плана.

К 13.10.2004 водохранилище Бурейской ГЭС было наполнено до разрешенной МПР России максимальной отметки наполнения 224,0 м, после чего ГЭС переведена в режим пропуска притока транзитом с поддержанием уровня воды у плотины на отметке 224,0 м. Со второй декады ноября Бурейская ГЭС работала по диспетчерскому графику сработки Бурейского водохранилища. 23.11.2004 был введен в промышленную эксплуатацию гидроагрегат № 3 Бурейской ГЭС с установленной мощностью 300 МВт. В IV квартале 2004 г. выработка электроэнергии Бурейской ГЭС была 74 млн. кВт.ч или 14% выше плана.

В 2004 г. приток воды в Бурейское водохранилище составил 36,0 км³, что на 8,3 км³ или 30% выше среднемноголетнего значения. В 2004 году выработка электроэнергии Бурейской ГЭС составила 1984 млн. кВт.ч, что на 323 млн. кВт.ч или 19% выше плана.

5.7. Управление рисками нарушения надежной работы ЕЭС России.

Выделение на изолированную работу

Общее количество отделений энергосистем и энергорайонов, несмотря на небольшое снижение, остается значительным, и составило в 2004 году – 118 случаев в 2002 году – 124, в 2003 году – 122 случая).

В 2004 году отсутствовали случаи отделения ОЭС от ЕЭС (в 2003 году – 3 случая, в том числе отделение ОЭС Сибири от ЕЭС 28.04.2003 и 06.07.2003 и отделение ОЭС Северного Кавказа от ЕЭС 17.08.2003).

В 2004 году увеличилось общее количество отделений энергосистем или их частей от ОЭС (с 29 в 2003 году до 47 в 2004 году), в т.ч.:

- отделение Южно-Якутского энергорайона Якутскэнерго - 8 случаев (в 2003 году – 3 случая);
- отделение южной части Архэнерго и Комиэнерго – 12 случаев (в 2003 году – 3 случая);
- отделение северной части Карелэнерго и Колэнерго – 9 случаев (в 2003 году - 7 случаев).

В то же время в 2004 году по некоторым энергосистемам наблюдается снижение количества отделений:

- Читаэнерго – 1 случай (в 2003 году 4 случая);
- Дагэнерго и южная часть Дагэнерго - 5 случаев (в 2003 году 6 случаев),
в изолированных энергосистемах ОЭС Востока:
- разделение Магаданэнерго – 4 случая (в 2003 году – 10 случаев);
- разделение Сахалинэнерго – 4 случая (в 2003 году – 5 случаев).

Без изменений в сравнении с 2003 годом остается количество отделений Дальэнерго и южной части Дальэнерго – 6 случаев.

В 2004 году снизилось общее количество выделений на изолированную работу электростанций с прилегающим энергорайоном – 44 случая (в 2003 – 52 случая), в т.ч:

- Мутновские ГеоТЭС – 3 случая (в 2003 году 13 случаев);
- Краснокаменская ТЭЦ – 1 случай (в 2003 году – 4 случая).

Таблица 5.7.1

Выделение на изолированную работу

Характер нарушения	Количество нарушений	
	2004 год	2003 год
Отделение ОЭС от ЕЭС	0	3
Отделение энергосистемы или ее части от ОЭС	47	29
Отделение части энергосистемы (для изолированно работающих энергосистем)	16	29
Выделение электростанций с прилегающим энергорайоном	44	52
Выделение электростанций на СН	11	9
Всего	118	122

Таблица 5.7.2

Распределение выделений на изолированную работу по ОЭС

Объединенные энергосистемы	Количество отделений	
	2004 год	2003 год
ОЭС Востока	38	44
Сибири	22	25
Урала	10	11
Средней Волги	6	7

Северного Кавказа	5	13
Центра	6	4
Северо-Запада	31	18
Всего:	118	122

Наиболее серьезные случаи выделения на изолированную работу, приведшие к работе ПА и ограничению потребителей:

21.01.2004 в результате отключения I и II с.ш. 220 кВ на ПС 220 кВ Чита из-за ошибочных действий персонала РЗА Читинская энергосистема отделялась от ОЭС с избытком мощности и кратковременным повышением частоты до 50,86 Гц. Для снижения частоты производилась разгрузка ТЭС энергосистемы на 119 МВт;

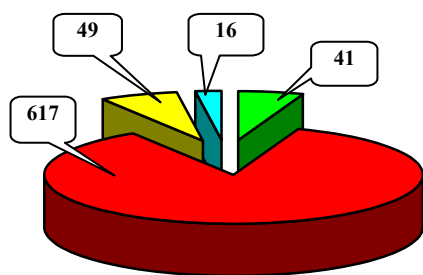
16.07.2004 в результате отключения ВЛ 500 кВ Иркутская – Тыреть-1, 2 и ВЛ 220 кВ Новозиминская – Черемхово и Лесная – Иркутская 1, 2 из-за падения опор при шквалистом ветре Иркутскэнерго вместе с Бурятэнерго и Читаэнерго выделились на изолированную работу с дефицитом мощности и снижением частоты до 48,50 Гц. При этом действием АЧР, САОН и введением графиков отключений были обесточены потребители суммарной нагрузкой до 900 МВт. По факту отключения ВЛ 500 кВ ЦПА Братской ГЭС сформированы команды на отключение трех ГГ Усть-Илимской ГЭС с нагрузкой 600 МВт. В Кузбассэнерго по команде, сформированной в АРУ ПС Барнаульская, действием САОН были обесточены потребители суммарной нагрузкой 410 МВт (Новокузнецкий алюминиевый завод, Кузнецкий ферросплавный завод). Частота в ЕЭС повышалась до 50,05 Гц;

15.10.2004 в результате отключений ВЛ 500 кВ Амурская – Хабаровская и ВЛ 500 кВ Хабаровская – Приморская ГРЭС из-за низовых пожаров по трассам прохождения ВЛ произошло нарушение статической устойчивости в сечении Амурэнерго – Хабаровскэнерго, ликвидированное отключением ВЛ 220 кВ транзита Амурэнерго – Хабаровскэнерго действием АЛАР. При этом произошло разделение ОЭС Востока в сечении Амурэнерго – Хабаровскэнерго с обесточением действием АЧР потребителей Дальэнерго и Хабаровскэнерго суммарной нагрузкой 352 МВт.

Отключения генерирующего оборудования

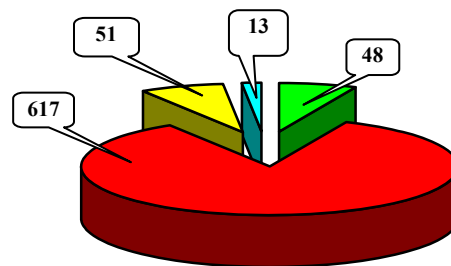
(в данном разделе рассмотрены случаи отключения оборудования электростанций, в т.ч. случаи внепланового снижения мощности электростанциями), приведшие к снижению мощности генерирующего оборудования на 150 МВт и более или на величину, превышающую 25% установленной мощности электростанции (для изолированно работающих энергосистем или их частей)

В 2004 году общее количество отключений генерирующего оборудования с потерей мощности более 150 МВт составило 723 (2003 году – 729 отключений). Распределение по типам электростанций и видам отключений в 2004 и 2003 гг. приведены на рис. 5.7.1.



- отключение генерирующего оборудования АЭС
- отключение генерирующего оборудования ТЭС и ГЭС
- снижение нагрузки электростанций до нуля без потери С
- снижение нагрузки электростанций до нуля с потерей С

2004 год



- отключение генерирующего оборудования АЭС
- отключение генерирующего оборудования ТЭС и ГЭС
- снижение нагрузки электростанций до нуля без потери С
- снижение нагрузки электростанций до нуля с потерей С

2003 год

Рис.5.7.1. Количество отключений генерирующего оборудования с потерей мощности более 150 МВт в 2004 - 2003 гг.

Таблица 5.7.3.

Распределение отключений генерирующего оборудования по ОЭС

(в скобках приведено количество случаев снижения нагрузки электростанций до нуля с потерей СН)

Объединенные энергосистемы	Количество отключений	
	2004 год	2003 год
ОЭС Востока	90 (10)	98 (8)
Сибири	84	76 (1)
Урала	302	322 (1)
Средней Волги	27	20
Северного Кавказа	26 (1)	51
Центра	142 (4)	108
Северо-Запада	52 (1)	54 (3)
Всего:	723 (16)	729 (13)

В ряде случаев отключения сопровождались повреждением генерирующего оборудования и длительным выводом его в ремонт:

05.01.2004 на Нижневартовской ГРЭС отключился энергоблок № 2 (800 МВт) действием дифференциальных защит генератора (повреждение статора генератора);

04.05.2004 на Чиркейской ГЭС отключился ГГ-2 (250 МВт) действием дифференциальных защит генератора (повреждение стержней обмотки статора);

15.11.2004 на Пермской ГРЭС отключился энергоблок № 3 (800 МВт) действием продольной и поперечной дифференциальной защитой и защитой от замыкания на землю в обмотке статора (повреждение лобовой части обмотки статора со стороны турбины).

Имели место разгрузки электростанций, сопровождавшиеся отклонением частоты ЕЭС и действием ПА:

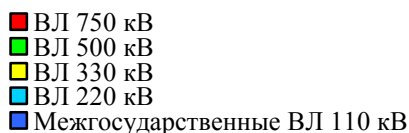
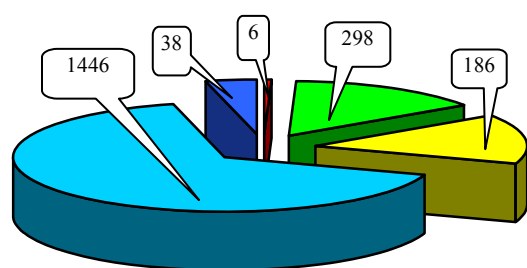
19.10.2004 Саяно-Шушенская ГЭС снижала нагрузку с 3290 до 80 МВт без отключения гидрогенераторов от сети ложным действием станционной автоматики регулирования мощности «ГРАРМ» (частота в ЕЭС снижалась ниже 49,95 Гц (минимально до 49,86 Гц) в течение 2 мин. 50 сек). Действием ПА были сформированы и реализованы команды на работу САОН в Кузбассэнерго – 406 МВт и Омскэнерго – 100 МВт.

Отключения ВЛ, относящихся к ЕНЭС

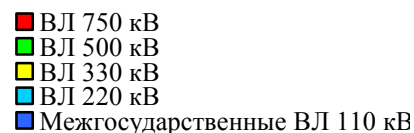
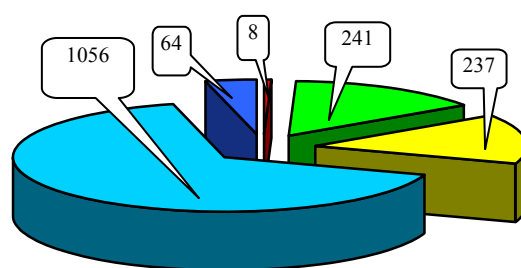
В 2004 году продолжало оставаться значительным количество отключений ВЛ 110-750 кВ, относящихся к ЕНЭС (рис. 8.2).

Таблица 5.7.4

Номинальное напряжение ВЛ	Количество отключений	
	2004 год	2003 год
ППТ 800 кВ	28	13
750 кВ (в т.ч. с усп. АПВ)	6 (1)	8 (3)
500 кВ (в т.ч. с усп. АПВ)	298 (115)	241 (96)
330 кВ (в т.ч. с усп. АПВ)	186 (136)	237 (130)
220 кВ (в т.ч. с усп. АПВ)	1446 (881)	1056 (588)
Межгосударственные ВЛ 110 кВ (в т.ч. с усп. АПВ)	38 (24)	64 (23)
Всего (в т.ч. с усп. АПВ)	2002 (1157)	1619 (840)



2004 год



2003 год

Рис. 5.7.2. Количество отключений ВЛ 110-750 кВ, относящихся к ЕНЭС,

Таблица 5.7.5

Распределение отключений ВЛ по ОЭС

(в скобках приведено количество случаев отключения ВЛ с успешным АПВ)

Объединенные энергосистемы	Количество отключений	
	2004 год	2003 год
ОЭС Востока	430 (296)	234 (167)
Сибирь	248 (144)	257 (208)
Урала	485 (238)	165 (39)
Средней Волги	151 (75)	98 (54)
Северного Кавказа	306 (194)	267 (128)
Центра	287 (154)	486 (185)
Северо-Запада	95 (56)	112 (59)
Всего:	2002 (1157)	1619 (840)

В 2004 году увеличилось количество отключений ВЛ по сравнению с 2003 годом в ОЭС Востока с 234 до 430, в ОЭС Урала с 165 до 485, в ОЭС Средней Волги с 98 до 151 и в ОЭС Северного Кавказа с 267 до 306 отключений.

Наиболее серьезными случаями отключения ВЛ 330-500 кВ, приведшими к изменению режима работы ЕЭС и работе противоаварийной автоматики являются:

с 03.01.2004 по 14.01.2004 в Волгоградской области, вследствие сильных гололедно-изморозевых отложений на линиях электропередачи (диаметр отложений на грозозащитных тросах (включая трос) достигал 100 мм, а на проводах (включая провод) - 150 мм) повреждались конструктивные элементы ВЛ. Под тяжестью гололедно-изморозевых отложений произошло провисание грозозащитных тросов (до уровня фазных проводов), вследствие чего возникало короткое замыкание между грозотросами и проводами фаз и, как следствие, пережог жил грозотросов. Из-за этого отключались ВЛ 500 кВ Фроловская – Волгоградская ГЭС (Волжская восточная) – 6 раз, ВЛ 500 кВ Балашовская – Волга (Волгоградская западная) – 5 раз, ВЛ 500 кВ Южная – Трубная – 3 раза, Волга – Южная, Балашовская – Фроловская (Волгоградская восточная) и т.д;

11.01.2004 отключилась ВЛ 500 кВ Азот – Бугульма действием ДФЗ с неуспешным АПВ из-за обрыва грозотроса на опоре № 179. При этом ЦСПА ОЭС Средней Волги были сформированы и реализованы команды на работу САОН в Челябинэнерго – 196 МВт. С целью недопущения перегрузки сети 500 кВ в европейской части ЕЭС были разгружены АЭС на 1500 МВт (Балаковская АЭС на 300 МВт, Калининская АЭС на 200 МВт, Смоленская АЭС на 300 МВт, Курская АЭС на 200 МВт и Новоронежская АЭС – 500 МВт);

22.01.2004 отключалась ВЛ 220 кВ Фроловская – Арчеда 2 цепь действием ДЗЛ с неуспешным АПВ из-за перекрытия опорного изолятора присоединения ВЛ на ПС Арчеда. Одновременно на ПС 500 кВ Фроловская аппаратурой АНКА 340 кГц были

ложно сформированы и реализованы команды, приведшие к одностороннему отключению на ПС Фроловская ВЛ 500 кВ Балашовская – Фроловская (Волгоградская восточная), работе САОН в Волгоградэнерго -372 МВт, отключению гидрогенераторов на Волжской ГЭС суммарной нагрузкой 396 МВт, загрузке работающих ГГ Волжской ГЭС на 156 МВт действием АЗГ;

17.02.2004 из-за сильного ветра (около 35 м/сек) в Кузбасской энергосистеме произошло массовое отключение ВЛ и оборудования ПС 0,4-500 кВ в т.ч. 4 ВЛ 500 кВ, 10 ВЛ 220 кВ и 14 ВЛ 110 кВ. В результате чего Южная часть Кузбасской энергосистемы с Томь-Усинской ГРЭС и Западно-Сибирской ТЭЦ выделялась на изолированную работу с дефицитом мощности (нагрузка ТЭС снижалась с 1300 до 1000 МВт). На изолированную работу выделялись Кузнецкая ТЭЦ, Южно-Кузбасская ГРЭС, ТЭЦ КМК. На Саяно-Шушенской ГЭС работала автоматика ОГ на 500 МВт, в результате чего ГЭС снижала нагрузку с 2400 до 1900 МВт. Были обесточены потребители Алтайэнерго, Красноярскэнерго, Кузбассэнерго, Хакассэнерго суммарной нагрузкой до 1200 МВт;

25.10.2004 отключалась ВЛ 330 кВ Махачкала – Ирганайская ГЭС действием ДЗ и ЗЗ с успешным АПВ на ПС Махачкала и с запретом АПВ на Ирганайской ГЭС из-за повреждения на ГЭС фазы «С» ТН 330 кВ I с.ш. с выбросом масла. При этом по факту возникновения глубоких синхронных качаний (продолжительность трехфазного КЗ на ВЛ составляла 1,95 сек) действием АРПМ-1 (уставка 600 МВт) ВЛ 330 кВ Буденновск - Чирюрт и В-2 - Чирюрт на ПС Чирюрт были сформированы и реализованы команды на АЗГ Чиркейской ГЭС (150 МВт) и работу САОН в северной части Дагэнерго и Нурэнерго суммарно на 200 МВт. Кроме того действием АРПМ-1 (уставка 420 МВт) ВЛ 330 кВ Буденновск - Чирюрт на ПС Буденновск были сформированы и реализованы команды на АЗГ Чиркейской ГЭС (300 МВт), на ПС 330 кВ Яшма (Азербайджан) работала АНМ ВЛ 330 кВ Дербент – Яшма с воздействием на ОН в Азербайджане на величину до 500 МВт.

Технологические нарушения, вызванные ошибочными действиями персонала и оказавшими влияние на системную надежность

В 2004 году произошло 151 технологическое нарушение, вызванное ошибочными действиями персонала и оказавшее влияние на системную надежность

Таблица 5.7.6

Персонал, допустивший нарушение	Количество нарушений	
	2004 год	2003 год*
Персонал АЭС (в т.ч. персонал привлеченных организаций)	4	8
Персонал ТЭС и ГЭС (в т.ч. персонал привлеченных организаций)	58 (1)	51
Персонал ОАО «ФСК ЕЭС» (в т.ч. персонал привлеченных организаций)	20	31
Персонал АО-энерго (в т.ч. персонал привлеченных организаций)	65	81
Персонал ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС»	4	6
Всего (в т.ч. персонал привлеченных организаций)	151 (1)	177

* - некоторые отличия в количественных показателях раздела «Ошибочные действия» за 2003 год от приведенных ранее в Отчете за 2003 год объясняются изменением методики учета данных нарушений

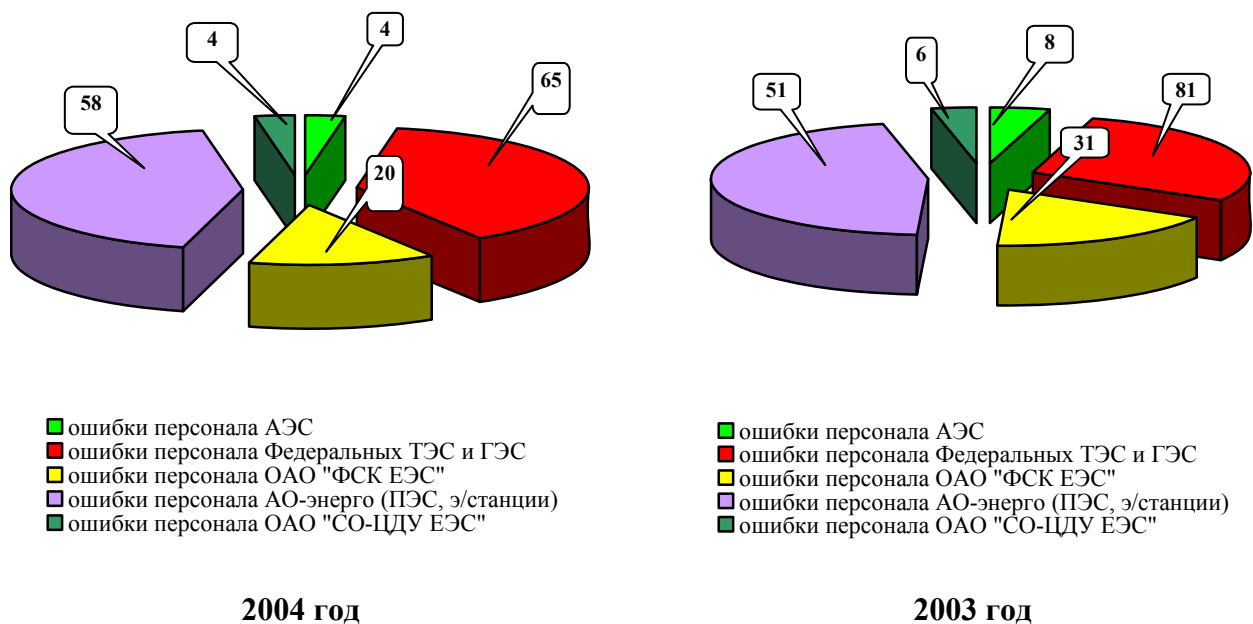


Рис. 5.7.3. Технологические нарушения, вызванные ошибочными действиями персонала в 2004-2003 гг.

Таблица 5.7.7

Распределение технологических нарушений, вызванных ошибочными действиями персонала по ОЭС

Объединенные энергосистемы	Количество технологических нарушений	
	2004 год	2003 год
ОЭС Востока	37	48
Сибирь	17	18
Урала	25	35
Ср. Волги	32	36
Сев. Кавказа	18	18
Центра	15	12
Северо-Запада	7	10
Всего:	151	177

Характерными технологическими нарушениями с ошибочными действиями персонала, оказавшими влияние на системную надежность, являлись:

21.01.2004 на ПС 220 кВ Чита в результате ошибочных действий персонала при техническом обслуживании терминала REL-511 действием УРОВ этого терминала отключились выключатели всех присоединений ПС 500 кВ Чита, в результате чего Центральная и Восточная части Читинской энергосистемы выделились на изолированную работу с избытком мощности и кратковременным повышением частоты до 50,86 Гц;

05.02.2004 на ПС 330 кВ Моздок в результате ошибочных действий оперативного персонала при вводе в работу АТ-2 (вместо отключения выключателя В-25 был отключен выключатель В-31) односторонне отключалась ВЛ 330 кВ Моздок – В-500. При этом на ПС 330 кВ Чирюрт действием АПНУ-1 ВЛ 330 кВ Буденновск – Чирюрт и В-2 – Чирюрт были сформированы и реализованы команды на работу САОН в объеме 219 МВт (потребители Дагэнерго и Нурэнерго) и АЗГ Чиркейской и Миатлинской ГЭС суммарно на 300 МВт;

12.05.2004 на ПС 500 кВ Дальневосточная в результате ошибочных действий персонала при работах в устройстве передачи аварийных сигналов и команд (УПАСК-500) были сформированы и реализованы команды на работу САОН с обесточением потребителей Дальэнерго суммарной нагрузкой 60 МВт;

23.07.2004 на ПС 500 кВ Заря отключалась II с.ш. 220 кВ действием ДЗШ в результате ошибочных действий персонала при оперативных переключениях (было подано напряжение на включенные ЗН);

06.09.2004 на ПС Владикавказ -500 в результате ошибочных действий оперативного персонала при переключениях (было подано напряжение на включенные ЗН) отключались I и II с.ш. 110 кВ действием ДЗШ. При этом были обесточены потребители Ингушэнерго и Севкавказэнерго суммарной нагрузкой 80 МВт;

19.10.2004 были обесточены потребители Кубаньэнерго суммарной нагрузкой 60 МВт (местная промышленность, быт, сельское хозяйство) при отключении на ПС 500 кВ Центральная I с.ш. 110 кВ действием ДЗШ в результате ошибочных действий персонала при вводе в работу ВЛ 110 кВ Центральная – Химзавод-1 (было подано напряжение на II

с.ш. 110 кВ, находившуюся в ремонте);

29.10.2004 в результате невыполнения указания диспетчера ОДУ Северного Кавказа диспетчером Дагестанского РДУ о сохранении суммарного перетока в Дагестанскую энергосистему на время испытаний ГА № 2 Миатлинской ГЭС, на ПС Чирюрт действием АРПМ-1 (уставка 600 МВт) ВЛ 330 кВ Буденновск – Чирюрт и В-2 – Чирюрт были сформированы и реализованы команды на АЗГ Чиркейской ГЭС (150 МВт) и работу САОН в Дагэнерго на 100 МВт;

05.11.2004 в 17-25 на Бурейской ГЭС при проведении комплексных испытаний оборудования ОРУ 220/500 кВ пускового комплекса гидрогенератора № 3 из-за ошибочных действий персонала при работах в токовых цепях ДЗТ АТ-1 500/220 кВ 501 МВА произошло отключение I с.ш. 220 кВ, ВЛ 220 кВ Бурейская ГЭС – Талакан-1 и Бурейская ГЭС – Завитая-1, в результате чего отключился ГГ-1 (185 МВт) и были обесточены потребители нагрузкой 24,6 МВт;

16.12.2004 на абонентской ПС 220 кВ ГПП-2 (Тюменьэнерго) при производстве переключений по вводу в работу выключателя МВ 10 кВ АТ-2 были ошибочно включены ЗН в сторону АТ-2, в результате чего из-за посадки напряжения в сети 110 кВ произошел сброс нагрузки потребителей на 620 МВт, на ПС 500 кВ Курган действием АСН отключился реактор ВЛ 500 кВ Курган – Аврора.

Мониторинг состояния и исполнения мероприятий в части обеспечения надежной работы ЕЭС

В 2004 году осуществлялся мониторинг исполнения мероприятий приказов ОАО РАО «ЕЭС России», ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» и организационно - распорядительных документов в части обеспечения надежной работы ЕЭС, включая ведение базы данных по результатам регулярного контроля исполнения мероприятий 20 важнейших документов, а также отдельных баз данных, характеризующих текущий уровень надежности ЕЭС:

- по рискам нарушения надежной работы ЕЭС;
- по технологическим нарушениям в ЕЭС.

Деятельность постоянно действующих комиссий по расследованию технологических нарушений

В соответствии с приказом ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» от 11.12.2002 № 86 в исполнительном аппарате и филиалах Общества осуществляется деятельность постоянно-действующих комиссий по расследованию технологических нарушений.

Постоянно-действующими комиссиями исполнительного аппарата, ОДУ и РДУ в 2004 году проведено 99 самостоятельных расследований технологических нарушений (исполнительный аппарат – 5 расследований, ОДУ – 28, РДУ – 66 расследований). В работе постоянно-действующих комиссий участвовали 198 представителей Общества.

По результатам расследований технологических нарушений разработаны мероприятия, направленные на улучшение качества оперативно – диспетчерского управления ЕНЭС, выпущены приказы ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС»:

- от 19.02.2004 № 47 «О превышении максимально допустимого перетока при отключении ВЛ 500 кВ Азот- Бугульма 11.01.2004»;
- от 07.05.2004 № 134 «О результатах расследования причин технологического нарушения, произошедшего 02.03.2004 на Загорской ГАЭС ОАО «Мосэнерго»;
- от 06.12.2004 № 322 «О выполнении мероприятий по акту расследования № 3 от 10.11.2004 о технологическом нарушении на Саяно-Шушенской ГЭС»;
- от 24.12.2004 № 333 «О технологическом нарушении в ОЭС Востока 15.10.2004».

Кроме того, представители Общества принимали участие в работе комиссий, назначенных приказами ОАО РАО «ЕЭС России», РП «Энерготехнадзор», ОАО «ФСК ЕЭС» и его филиалов, АО-энерго и его филиалов, АО-электростанций, иных субъектов параллельной работы:

- представители исполнительного аппарата ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» приняли участие в работе комиссий по расследованию 10-ти технологических нарушений, в т.ч. 2 раза в работе комиссий, назначенных приказами ОАО РАО «ЕЭС России», 1 раз - ОАО «ФСК ЕЭС» (МЭС), 2 раза - РП «Энерготехнадзор»;

- представители ОДУ приняли участие в работе комиссий по расследованию 68 технологических нарушений, в т.ч. 4 раза в работе комиссий, назначенных приказами ОАО РАО «ЕЭС России», 21 раз ОАО «ФСК ЕЭС» (МЭС), 5 раз РП «Энерготехнадзор», 8 раз АО-энерго, 2 раза в составе комиссий иных субъектов.

- представители РДУ приняли участие в расследовании 434 технологических нарушений.

В течение 2004 года выпущено 4 информационных письма с обзорами технологических нарушений.

Совершенствование НТД в области системной надежности

Совместно с ОАО «ФСК ЕЭС» подготовлен перечень 25 подлежащих первоочередной разработке национальных стандартов по вопросам обеспечения системной надежности. Выполнена работа по гармонизации (установлению соответствия) их зарубежным стандартам. Организована разработка проектов национальных стандартов:

- «Методика определения нормативного, прогнозируемого и фактического уровня надежности энергосистем»;

- «Правила предотвращения и ликвидации аварийных нарушений и восстановления нормального режима работы энергосистемы».

Обеспечено участие в подготовке утвержденных Правлением ОАО РАО «ЕЭС России» стандартов проведения технического аудита, расследования крупных и социально – значимых технологических нарушений, в подготовке утвержденного Министром промышленности и энергетики В.Б. Христенко «Положения об оценке готовности электро- и теплоснабжающих организаций к работе в осенне – зимний период».

В целях повышения системной надежности и регламентирования взаимоотношений ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» и ОАО «ФСК ЕЭС» Системным оператором совместно с ФСК было разработано, утверждено и вступило в силу в марте 2004 года «Временное соглашение о взаимодействии системного оператора и организации по управлению ЕНЭС при выполнении ими своих функций» со следующими приложениями:

- «Положение по организации взаимоотношений между оперативно-диспетчерским персоналом ОАО «ФСК ЕЭС» и ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» и их филиалов»;

- «Положение об информационном взаимодействии между ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» и ОАО «ФСК ЕЭС» в сфере обмена технологической информацией»;

- «Положение о порядке составления и корректировки графиков отключений для ремонтов линий электропередачи и оборудования подстанций ОАО «ФСК ЕЭС», находящихся в оперативном управлении или оперативном ведении диспетчеров ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС»;

- «Положение по управлению режимами работы ЕЭС».

Для реализации принципов и требований Временного соглашения была разработана и принята к исполнению «Программа мероприятий по внедрению на уровне филиалов ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС и ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» - ОДУ положений Временного соглашения».

Кроме того, было разработано Временное положение о технических, производственных и оперативно-диспетчерских взаимоотношениях ФГУП «Концерн Росэнергоатом» и ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС», утверждённое Генеральным директором ФГУП «Концерном Росэнергоатом» О.М. Сараевым и Председателем Правления ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» Б.И. Аюевым 20 мая 2004 года.

Функционирование системы внутреннего технического аудита

В 2004 году в рамках внутреннего технического аудита сотрудниками системы технического аудита (Далее – СТА) Общества выполнено 384 проверки производственной деятельности подразделений Общества, по результатам которых выданы Акты-предписания, с намеченными к выполнению 3080 мероприятиями. На 01.01.2005 выполнено 2915 мероприятий, на текущем исполнении находятся 165 мероприятий, не выполненных в срок мероприятий нет.

В рамках технического аудита (аудит подразделений филиалов нижестоящего уровня оперативно-диспетчерского управления сотрудниками СТА вышестоящего уровня или других филиалов) в течение 2004 года выполнено 70 проверок (исполнительный аппарат – 4 проверки, ОДУ – 16, РДУ – 50 проверок) по результатам которых намечено к выполнению 664 мероприятия. На 01.01.2005 выполнено 624 мероприятия, на текущем исполнении находятся 36 мероприятий, не выполнены в срок 4 мероприятия (невыполненные мероприятия не оказывают существенного влияния на технологический процесс и системную надежность).

Для обеспечения совершенствования системы технического аудита выпущено циркулярное письмо Ц-15-2004 (ТА) от 25.05.2004 «О планировании деятельности подразделений технического аудита и представлении отчетности».

Организация проверок готовности филиалов Общества к работе в ОЗП 2004/2005 года

Комиссиями, образованными приказом ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» от 01.09.2004 № 247, в период с 30.09.2004 по 14.11.2004 проведена проверка готовности филиалов СО-ОДУ и СО-РДУ к работе в ОЗП 2004/2005 года.

Все 63 филиала ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС»: 7 Объединенных диспетчерских управлений и 56 Региональных диспетчерских управлений успешно прошли проверку и получили Паспорта готовности к работе в ОЗП 2004/2005 года.

Для достижения максимальной объективности проверок филиалов Общества в состав каждой из комиссий были включены представители АО-энерго, ОАО «ФСК ЕЭС», Госэнергонадзора и РП «Энерготехнадзора».

С целью организации работы комиссий было выпущено Циркулярное письмо Ц-21-2004 (ТА) от 23.09.2004, содержащее Типовую программу проверок и Основные критерии по определению лучших филиалов.

Актами-предписаниями, выданными ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» и его филиалам по результатам проверок, намечено к выполнению 902 мероприятия. По состоянию на 01.01.2005 выполнены в срок 611 мероприятий, не выполнены в срок 4 мероприятия (невыполненные мероприятия не оказывают существенного влияния на технологический процесс и системную надежность).

Кроме того, персонал исполнительного аппарата и филиалов Общества принял участие в работе комиссий по проверке готовности к ОЗП 74 АО-энерго, 340 ПЭС и ТЭС АО-

энерго, 27 федеральных электростанций, ОАО «ФСК ЕЭС», 6 МЭС и 34 ПМЭС ОАО «ФСК ЕЭС».

В рамках подготовки к последующей передаче функций представителями филиалов ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» в составе комиссий по проверке готовности к работе в ОЗП были проверены оперативно-диспетчерские подразделения в Новосибирскэнерго, Иркутскэнерго, Башкирэнерго, Татэнерго, Комизэнерго.

Всего в работе комиссий по проверкам готовности приняли участие 658 работников Общества.

Организация работы с персоналом

В 2004 году продолжено создание системы управления профессиональной подготовкой и развитием персонала:

- обеспечена деятельность рабочей группы по подготовке персонала и Центральной комиссии ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» по проверке знаний;

- обеспечена деятельность Центра тренажерной подготовки персонала (ЦТПП) ОДУ Северного Кавказа, подготовка к вводу в действие ЦТПП ОДУ Центра, ОДУ Средней Волги и ОДУ Северо – Запада, рассмотрение проекта ЦТПП ОДУ Сибири;

- на базе ЦТПП ОДУ Северного Кавказа проведены Всероссийские соревнования диспетчеров РДУ (сентябрь 2004 г.) и Международный тренинг диспетчеров национальных диспетчерских центров энергосистем, работающих параллельно с энергосистемой России (май 2004 г.).

- завершается разработка системного проекта создания центров и пунктов тренажерной подготовки в Обществе;

- выполнена централизованная поставка в филиалы Общества программных средств подготовки персонала, входящих в корпоративный стандарт оснащения центров и пунктов тренажерной подготовки (27 режимных тренажеров «Феникс», 16 тренажеров оперативных переключений TWR-12, 22 автоматизированных систем обучения и проверки знаний «Центурион»);

- обеспечивался контроль и выполнение плана – графика подготовки, переподготовки и повышения квалификации персонала ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС»;

- обеспечивалось постоянное взаимодействие Департамента технического аудита с Генеральной инспекцией ОАО РАО «ЕЭС России», Госэнергонадзором, Департаментом технической инспекции ОАО «ФСК ЕЭС». Совместно с Департаментом технического аудита и Генеральной инспекцией ОАО РАО «ЕЭС России», Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору, ОАО «ФСК ЕЭС» подготовлено информационное письмо о порядке вывода в ремонт и подготовки рабочих мест на ВЛ под наведённым напряжением (находится на подписании в ОАО «ФСК ЕЭС»).

В течение 2004 года в соответствии с Правилами организации работы с персоналом, Методическими указаниями по проведению противоаварийных тренировок с персоналом ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» ежеквартально проводились плановые противоаварийные тренировки с отработкой действий при различных аварийных вводных, в т.ч. для персонала СО-ЦДУ:

- «Разделение ЕЭС России на несинхронно работающие части»;
- «Отделение от ЕЭС России ОЭС Балтии, Северо-Запада и Белоруссии на изолированную работу» (с привлечением персонала ОДУ Белоруссии и ДЦ Балтии);

- «Авария в ЕЭС России при работе ГЭС в период весеннего паводка» (с привлечением персонала ОАО «ФСК ЕЭС», концерна «Росэнергоатом» и Волгоградской ГЭС).

В течение 2004 года с оперативным персоналом оперативно-диспетчерских служб ОДУ проведено более 400 противоаварийных и противопожарных тренировок.

В ходе проведения I и II этапа Всероссийских соревнований диспетчеров РДУ в дополнение к плановым были проведены 103 противоаварийные тренировки.

Контроль за созданием и функционированием систем управления охраной труда и обеспечения пожарной безопасности

С 2003 года в Обществе функционирует «Система управления охраной труда в ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС», объединяющая вопросы подготовки, принятия и реализации управленческих решений по осуществлению организационных, технических, санитарно-гигиенических, лечебно-профилактических, медицинских и социальных мероприятий, направленных на обеспечение безопасности, сохранение работоспособности, здоровья и жизни работников Общества в процессе труда.

В течение 2004 года:

- проведена работа по аттестации 23% рабочих мест в Обществе;
- организованы обязательные периодические медицинские осмотры персонала;
- для всех филиалов Общества приобретены тренажеры «Гоша» и аттестованы инструктора-реаниматоры;
- во всех филиалах назначены ответственные за охрану труда;
- на мероприятия по ОТ израсходовано 12 млн.313 тыс. рублей (по сравнению с 2003 годом финансирование увеличено на 1,046 млн. рублей) или в среднем в 2004 году на каждого работника пришлось 2462 рубля.

Основные задачи по совершенствованию системы управления рисками надежности ЕЭС на 2005 год

Совершенствование системы мониторинга:

- создание современной интегрированной БД по технологическим нарушениям;
- организация обмена информацией о технологических нарушениях с ДТАиГИ КЦ ОАО РАО «ЕЭС России» и ДТИ ОАО «ФСК ЕЭС»;
- своевременное выявление и минимизация проявления технологических рисков, возникающих при распаковке АО-энерго.

Организация расследований технологических нарушений:

- обеспечение эффективного участия в работе комиссий работников технологических служб и обязательного участия представителей технического аудита;
- организация регулярной работы постоянно действующих комиссий филиалов Общества.

Проведение внутреннего технического аудита и совместных проверок:

- обеспечение эффективной работы комиссий по проверке готовности к ОЗП

филиалов Общества путем привлечения представителей АО-энерго, ФСК, ГЭН, ЭТН, др.;

- активное участие представителей Общества в работе комиссий по проверке готовности к ОЗП АО-энерго, ФСК, ФЭС;

- организация регулярных внутренних проверок филиалами Общества с выдачей Актов-предписаний и совместных проверок в рамках заключаемых регламентов взаимодействия.

Совершенствование НТД и ОРД:

Организация разработки проектов 5 национальных стандартов, сопровождающих технический регламент «Об обеспечении надежного и безопасного функционирования электроэнергетических систем».

Организация работы с персоналом:

- завершение разработки и обеспечение реализации основных положений системного проекта создания и оснащения центров и пунктов тренажерной и предэкзаменационной подготовки;

- организация разработки и использования в центрах и пунктах тренажерной подготовки нового поколения программных средств подготовки персонала Общества.

**Раздел 6. ФУНКЦИОНИРОВАНИЕ СЕКТОРА СВОБОДНОЙ ТОРГОВЛИ
ОПТОВОГО РЫНКА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ.**

По состоянию на 01.01.2004 в конкурентном секторе оптового рынка электроэнергии принимали участие 27 субъектов (16 покупателей и 12 продавцов). Начало 2004 года было отмечено значительным ростом количества участников, желающих покупать/продавать электрическую энергию по конкурентным ценам (табл.), более привлекательным, нежели установленные федеральным органом исполнительной власти по регулированию естественных монополий.

Таблица 6.1.

Месяц 2004 года	Кол-во участников	Месяц 2004 года	Кол-во участников
Январь	58	Июль	84
Февраль	72	Август	83
Март	75	Сентябрь	84
Апрель	78	Октябрь	87
Май	81	Ноябрь	89
Июнь	84	Декабрь	89

Рост количества участников сектора свободной торговли не мог не отразиться на объемах покупки, которые также в течение 2004 года постоянно росли, за исключением характерного спада потребления в летний период. При этом, если в первой половине года рост спроса на электроэнергию был обусловлен количеством участников присоединившихся к торговой системе, то во второй половине года он характеризовался выводом на торги «объемов потребления» региональных филиалов организаций, уже присоединившихся к торговой системе (ООО «Транснефтьсервис С», ООО «Русэнергосбыт» и т.п.).

Таблица 6.2.

Месяц 2004 года	Суммарный объем торгов, МВт.ч	Среднесуточный объем торгов, МВт.ч	Средневзвешенная цена торгов, руб/МВт.ч	Кол-во участников
1	2	3	4	5
Январь	2615727	84378	393,6	58
Февраль	3781381	130392	431,43	72
Март	4382894	141384	462,2	75
Апрель	3987912	132930	477,79	78
Май	3581245	115524	481,44	81
Июнь	3604563	100158	484,97	84
Июль	3844378	101493	494,4	84
Август	4217295	114194	491,47	83
Сентябрь	4327513	121675	501,11	84
Октябрь	5075003	163710	501,75	87
Ноябрь	5414853	180495	506,73	89
Декабрь	6049765	195154	505,92	89
ИТОГО за 2004 год	50882529	131791	482,63	

В 2004 году положено начало реформированию АО-энерго. На их базе будут созданы Генерирующие компании, Межрегиональные сетевые компании, Региональные сетевые компании и Энергосбытовые компании.

Первыми реформированы ОАО «Калугаэнерго», ОАО «Брянскэнерго», ОАО «Воронежэнерго», ОАО «Белгородэнерго». Их правопреемниками на оптовом рынке электроэнергии стали соответственно: ОАО «Калужская сбытовая компания», ОАО «Брянская сбытовая компания», ОАО «Воронежская энергосбытовая компания» и ОАО «Белгородская сбытовая компания».

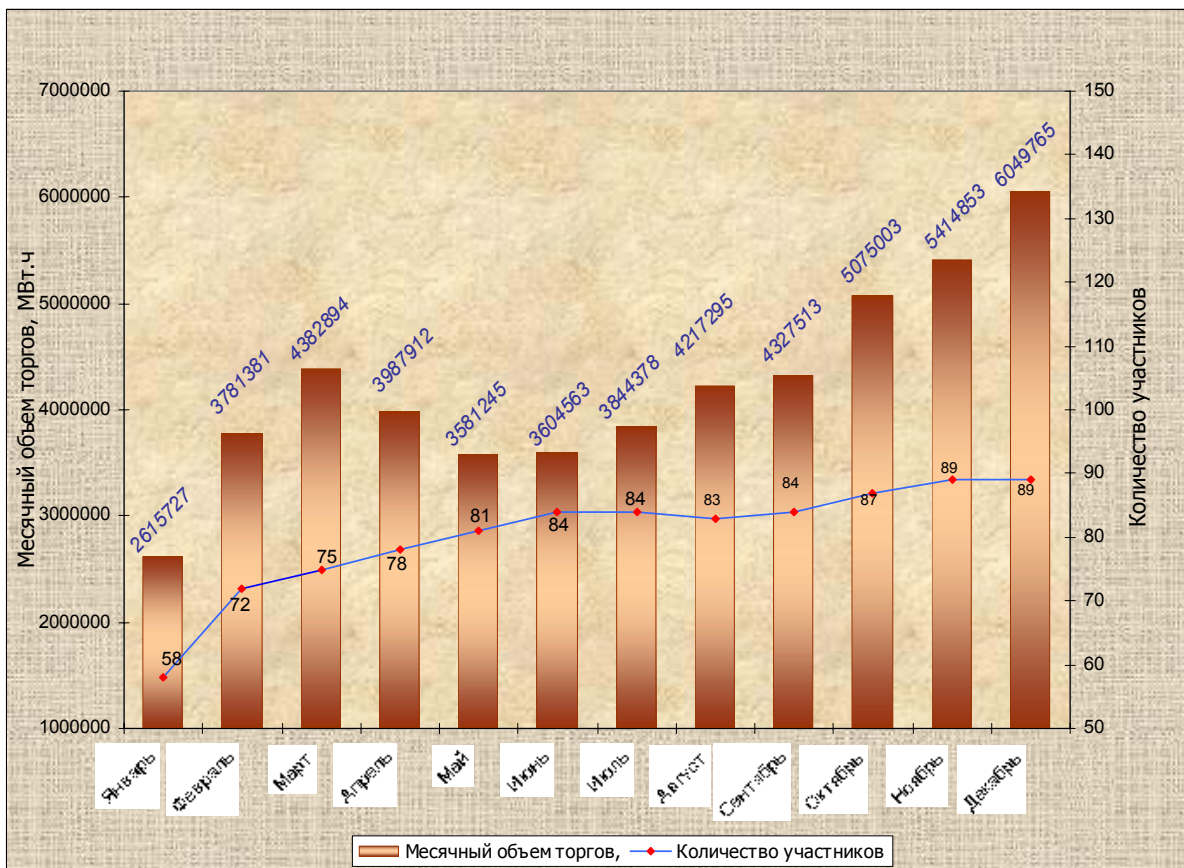


Рис. 6.1. Влияние количества участников на изменение месячных объемов в ССТ в 2004 году

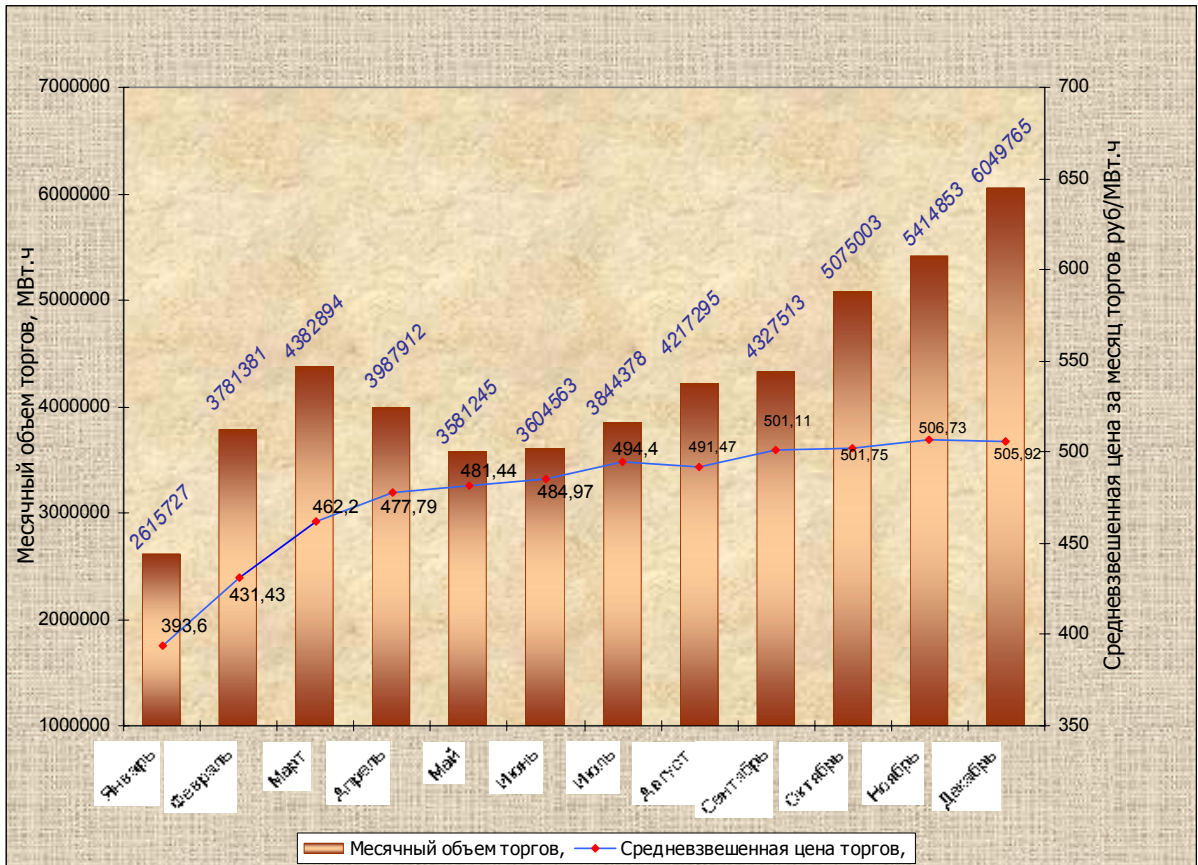


Рис. 6.2. Изменение месячных объемов и цен в ССТ в 2004 году

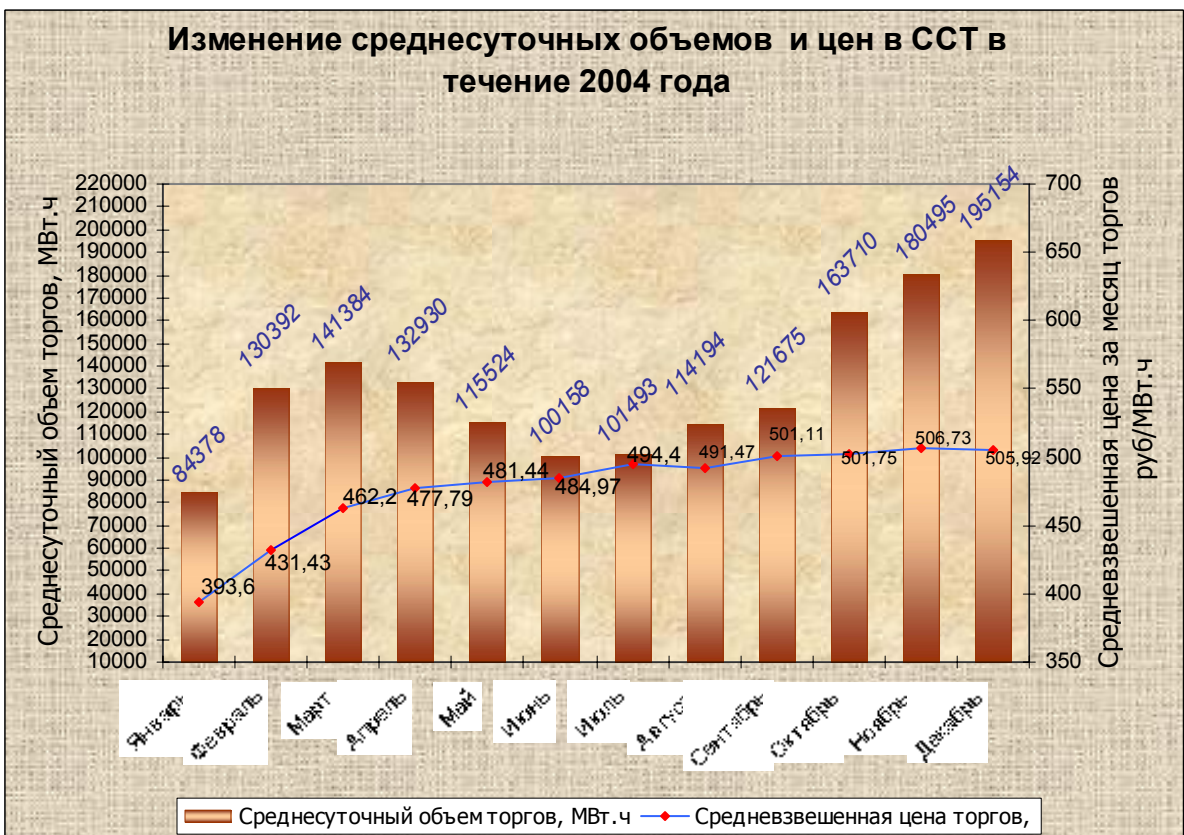


Рис.6.3. Изменение среднесуточных объемов и цен в ССТ в 2004 году

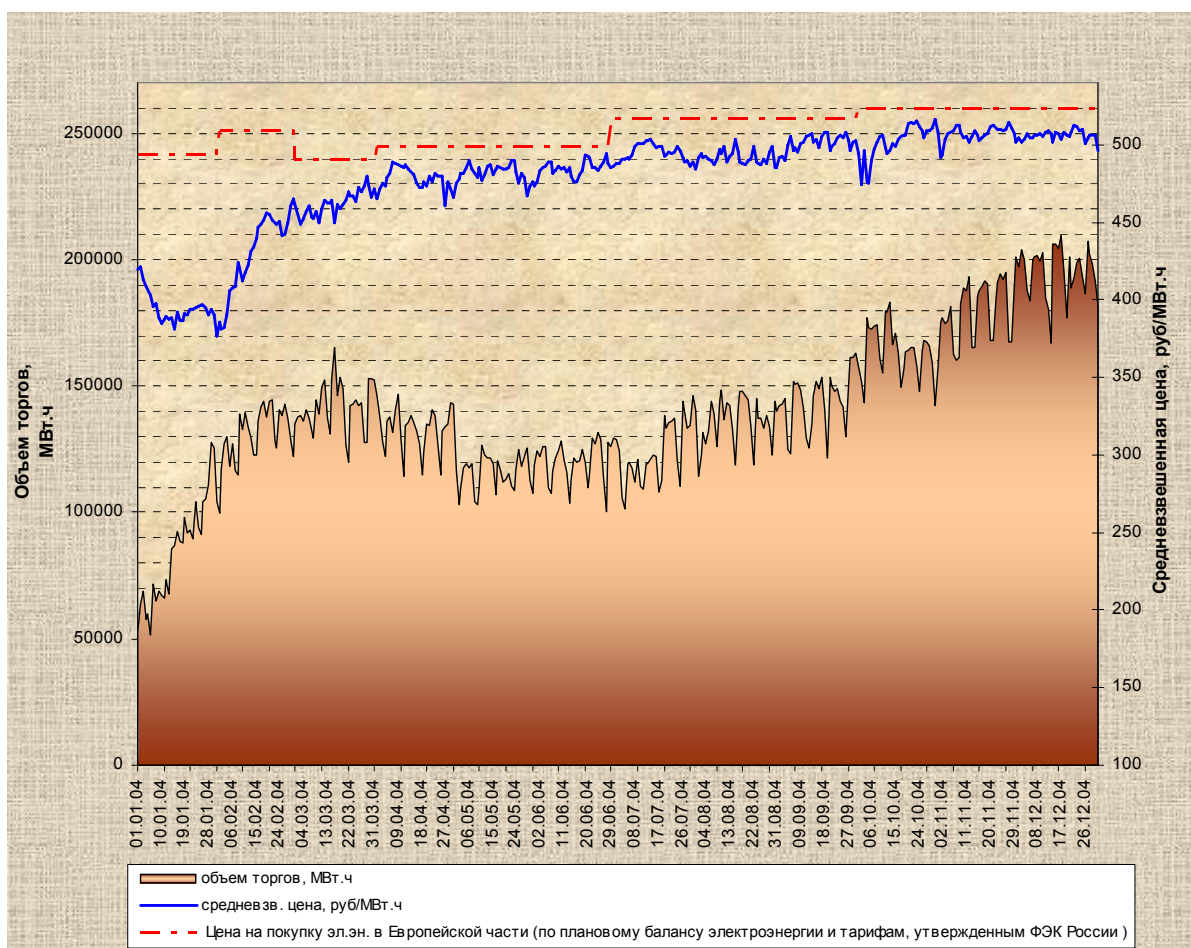


Рис. 6.4. Объемы торгов (операционные сутки) в конкурентном секторе ОРЭ за период с 01.01.2004 по 31.12.2004

В соответствии с планами реформирования отрасли, проводились регулярные совещания с инфраструктурными организациями по вопросам дальнейшего развития рыночных отношений в электроэнергетике. Результатом работы явились проекты документов, регламентирующих запуск и функционирование сектора свободной торговли на территории ОЭС Сибири, конкурентного балансирующего рынка, старт которых запланирован на 2005 год, а также рынок мощности и рынок дополнительных системных услуг, которые должны войти в целевую модель общего рынка электроэнергии.

Раздел 7. ПАРАЛЛЕЛЬНАЯ РАБОТА ЕЭС РОССИИ С ЗАРУБЕЖНЫМИ ЭНЕРГОСИСТЕМАМИ.

В течение 2004 года в целях повышения надежности и эффективности оперативно-диспетчерского управления ЕЭС России при совместной работе с энергосистемами зарубежных стран выполнены следующие работы и мероприятия.

Для обеспечения и повышения надежности параллельной работы ЕЭС России с энергосистемами стран СНГ и Балтии в рамках работы Комиссии по оперативно-технологической координации совместной работы энергосистем СНГ и Балтии (КОТК) выполнено следующее.

1. Подготовлен План работы КОТК на 2004-2006 гг., утвержденный на 26-ом заседании Электроэнергетического Совета СНГ 19.10.04.

2. Во исполнение решения 25-го заседания Электроэнергетического Совета СНГ и утвержденным Планом работы КОТК, начата разработка основных технических требований ко всем параллельно работающим энергосистемам стран СНГ и Балтии.

Обеспечение надежности и безопасности синхронной работы энергосистем базируется на единых технологических требованиях ко всем параллельно работающим энергосистемам стран СНГ и Балтии. Во всей синхронной зоне необходимо наличие общих принципов поддержания стандартных параметров частоты и требований к системе регулирования частоты и перетоков мощности, принципов противоаварийного управления, общих требований по обеспечению устойчивости энергосистем при технологических нарушениях, подходов к построению систем противоаварийной автоматики, единых процедур в части диспетчерского управления и т.д.

В соответствии с этим в рамках КОТК предполагается разработка основных технических требований по следующим **основополагающим направлениям**:

- Правила и требования по регулированию частоты и перетоков активной мощности;
- Требования по устойчивости энергосистем;
- Правила по скоординированному планированию и управлению режимами;
- Положения по противоаварийному управлению.

После разработки данных основополагающих документов предстоит разработать технологические регламенты и инструкции по обеспечению выполнения основных технических требований.

3. Выполнено исследование технических возможностей включения в работу ВЛ 330 кВ между ОЭС Украины и ОЭС Беларуси, показавшее возможность и целесообразность по режимным условиям замыкание ВЛ 330 кВ Чернигов – Гомель и ЧАЭС – Мозырь. Включение в работу указанных линий электропередачи будет способствовать повышению эффективности работы энергосистем европейской части ЕЭС России, связанных с энергосистемами Беларуси, Украины и стран Балтии, и повышению надежности электроснабжения Калининградской области в условиях вывода из эксплуатации Игналинской АЭС.

4. В соответствии с решениями 25-го и 26-го заседаний Электроэнергетического Совета СНГ силами представителей энергокомпаний Беларуси, Молдовы, России, Украины, Балтии при координации ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» организовано взаимодействие с УСТЕ по разработке ТЭО синхронного объединения энергосистем УСТЕ и стран СНГ и Балтии.

Одной из важнейших задач, решаемых ОАО РАО «ЕЭС России» на этапе реформирования электроэнергетики страны, является подготовка перехода на параллельную

работу ЕЭС России совместно с энергосистемами стран СНГ и Балтии (ЕЭС/ОЭС) с энергообъединением энергосистем европейских стран УСТЕ (Союз по координации передачи электроэнергии). Задача подготовки к синхронизации ЕЭС России с энергообъединениями Европы получила политическую поддержку руководства России и Евросоюза как одна из основных государственных задач в топливно-энергетическом комплексе. Разработка ТЭО синхронного объединения энергосистем УСТЕ и стран СНГ и Балтии предусмотрена протоколом встречи президентов Электроэнергетического Совета СНГ А.Б. Чубайса и УСТЕ М. Фукса от 02.07.03 в Москве. ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» является координатором работ по разработке ТЭО.

Проведены организационные работы по подготовке разработки ТЭО; на 9-ом заседании КОТК одобрена концепция исследований, изложенных в проекте технического задания на ТЭО в версии от 19.05.04, представленной УСТЕ; на 10-ом заседании КОТК согласованы проект графика работ по разработке ТЭО, учитывающий необходимость сокращения сроков исследования, и состав органов управления проектом исходя из принципов организации проекта, одобренных на 26-ом заседании ЭЭС СНГ.

Для обеспечения и повышения надежности работы межгосударственной электропередачи Россия – Финляндия в соответствии с «Решением Системного комитета РАО «ЕЭС России» и Fingrid о внедрении способа полуавтоматического перевода энергоблока Северо-Западной ТЭЦ из энергосистемы Финляндии в ЕЭС России и обратно без его останова», утвержденным Председателем Правления РАО «ЕЭС России» и Президентом Fingrid Т. Тойвоненом, в 2003–2004 гг. выполнены исследования, проектные, монтажно-наладочные работы по созданию системы полуавтоматического перевода энергоблока Северо-Западной ТЭЦ из энергосистемы Финляндии в ЕЭС России и обратно без его останова (далее – система перевода).

Система перевода успешно прошла натурные испытания 02.06.04.

Решением Системного комитета ОАО РАО «ЕЭС России» - Fingrid от 09.09.2004 система перевода внедрена в промышленную эксплуатацию.

Внедрение системы перевода позволяет существенно сократить время переключений и избежать останова электростанции на время перевода и ее последующего пуска. Это повысит надежность работы межгосударственной электропередачи Россия – Финляндия и экспортных поставок электроэнергии, а также повысит экономичность работы и снизит выработку ресурса оборудования Северо-Западной ТЭЦ.

Раздел 8. РЕФОРМИРОВАНИЕ ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ.
ИТОГИ РЕФОРМИРОВАНИЯ В 2002-2004гг.

Новые нормативные и корпоративные документы, вышедшие в 2004 году

1. Нормативные документы, регламентирующие деятельность ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» по оперативно-диспетчерскому управлению:

- Постановление Правительства РФ от 27.12.2004 г. № 854 «Об утверждении Правил оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике»;

- Постановление Правительства РФ от 27.12.2004 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"

2. Приказы ОАО РАО «ЕЭС России», посвященные реорганизации АО-энерго (указанными приказами ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» руководствуется при сопровождении реорганизации АО-энерго):

- Приказ ОАО РАО «ЕЭС России» от 18.10.2004 г. № 593 «Об утверждении графика основных мероприятий по реформированию АО-энерго»;

- Приказ ОАО РАО «ЕЭС России» от 15.11.2004 г. № 664 «О внесении изменений в Приказ ОАО РАО «ЕЭС России» от 18.10.2004 № 593».

Развитие региональных диспетчерских управлений

В 2004 г. созданы новые филиалы ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС», которые приняли от АО-энерго функции оперативно-диспетчерского управления. В течение года были выполнены следующие мероприятия:

- 02.03.2004 г. создан филиал ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» - Новгородское РДУ.
01.04.2004г. Новгородским РДУ приняты функции регионального оперативно-диспетчерского управления от ОАО «Новгородэнерго»;
- 01.04.2004г. Ленинградским РДУ приняты функции регионального оперативно-диспетчерского управления от ОАО «Псковэнерго».

По состоянию на 31.12.2004 г. в составе ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» функционирует 63 филиала: 7 филиалов - ОДУ осуществляют управление всеми ОЭС и 56 филиалов – РДУ.

Оперативно-диспетчерское управление оборудованием на территории Республики Татария, Башкирия, Коми, Калининградской области, Новосибирской и Иркутской областей осуществляется АО-энерго.

В целях оптимизации размещения и минимизации затрат на содержание филиалов Общества были разработаны и в настоящее время начата реализация проектов по переводу филиалов ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» - Самарское РДУ (Приказ №335 от 27.12.2004 года) и Хабаровское РДУ (Приказ №342 от 30.12.2004 года) в здание филиалов ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» - ОДУ. Для исполнения этих приказов разработаны, утверждены и

приняты к исполнению сетевые графики выполнения работ и определен расчет затрат.

Организация взаимодействия с субъектами электроэнергетики.

Основной задачей ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» при сопровождении реорганизации АО-энерго явилось сохранение функций оперативно-диспетчерского управления путем организации технологических взаимоотношений с вновь образуемыми энергокомпаниями. Для этого ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» в 2004 г. разработало Соглашение о технологическом взаимодействии по оперативно-диспетчерскому управлению (обеспечению системной надежности) ЕЭС России с образуемыми в результате реорганизации АО-энерго генерирующими и электросетевыми компаниями.

В соответствии с графиком основных мероприятий по реформированию АО-энерго (приказ ОАО РАО «ЕЭС России» от 18.10.2004г. № 593) в 2004 году были реорганизованы ОАО «Калугаэнерго», ОАО «Воронежэнерго», ОАО «Белгородэнерго», ОАО «Брянскэнерго» и с образовавшимися компаниями были заключены Соглашения о технологическом взаимодействии, разработанные для нижеуказанных проектов реформирования (табл.8.1.)

Таблица 8.1.

Реформируемое АО-энерго	Дата гос. регистрации и выделяемых компаний	Образованные компании, с которыми заключены технологические Соглашения по оперативно-диспетчерскому управлению
ОАО «Калугаэнерго»	01.04.2004г.	ОАО «Калужская генерирующая компания»
		ОАО «Калужская магистральная сетевая компания»
		ОАО «Калугаэнерго» (сети РСК)
ОАО «Воронежэнерго»	01.09.2004г.	ОАО «Воронежская генерирующая компания»
		ОАО «Воронежэнерго» (сети РСК и МСК)
ОАО «Брянскэнерго»	01.10.2004г.	ОАО «Брянская генерирующая компания»
		ОАО «Брянскэнерго» (сети РСК и МСК)
ОАО «Белгородэнерго»	01.10.2004г.	ОАО «Теплоэнергетическая компания»
		ОАО «Белгородэнерго» (сети РСК и МСК)

В рамках развития взаимоотношений с ФГУП Концерном «Росэнергоатом» было разработано и подписано «Временное положение о технических, производственных и оперативно-диспетчерских отношениях ФГУП Концерн «Росэнергоатом» и ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС», определяющее права и обязанности Концерна и Системного оператора в процессе подготовки и ведения режима, порядка вывода оборудования из работы и резерва и ввода оборудования в эксплуатацию, согласования проектов АЭС, развития и эксплуатации электротехнического оборудования, устройств РЗ и ПА, связи, СДТУ, приборов и систем коммерческого учета электроэнергии и мощности, обеспечивающих безопасную, надежную и экономически эффективную параллельную работу АЭС в составе ЕЭС России, а также ликвидации аварийных ситуаций в электротехнической части АЭС и в ЕЭС России.

В рамках развития взаимоотношений с ОАО «ФСК ЕЭС» разработано и заключено «Временное соглашение о взаимодействии Системного Оператора и организации по

управлению ЕНЭС при выполнении ими своих функций», определяющее принципы распределения электросетевого оборудования 220 кВ по способу диспетчерского управления, структурные схемы управления объектами по каждому РДУ, объемы передаваемой телеметрической информации с объектов ЕНЭС, схемы организации диспетчерской связи и порядок безопасного производства работ на ВЛ, со следующими приложениями:

- Положение по управлению режимами работы ЕЭС;

- Положение о порядке составления и корректировки графиков отключений для ремонтов линий электропередачи и оборудования подстанций ОАО «ФСК ЕЭС», находящихся в оперативном управлении или оперативном ведении диспетчеров ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС»;

- Положение по организации взаимоотношений между оперативно-диспетчерским персоналом ОАО «ФСК ЕЭС» и ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» и их филиалов;

- Положение об информационном взаимодействии между ОАО «ФСК ЕЭС» и ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» в сфере обмена технологической информацией.

В 2004 разработана, утверждена и начала реализовываться «Программа мероприятий по внедрению на уровне филиалов ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС и ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС»-ОДУ Положений «Временного соглашения о взаимодействии Системного оператора и организации по управлению ЕНЭС при выполнении своих функций».

Прием в диспетчерское управление (ведение) оборудования, относящегося к ЕНЭС

В 2004г. реализовывалась программа организационно-технических мероприятий по приему от АО-энерго в диспетчерское управление (ведение) ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» воздушных линий электропередачи (ВЛ) и оборудования, относящегося к ЕНЭС.

Оптимизация оперативно-диспетчерского управления

В 2004 году продолжилась работа по совершенствованию схемы оперативно-диспетчерского управления в условиях выполнения Временного соглашения о взаимодействии Системного оператора и организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью. В рамках оптимизации системы диспетчерского управления и функциональной нагрузки РДУ, проведен анализ организационной структуры и выполняемых функций филиалом ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» - Тюменское РДУ. Для обеспечения функций оперативно-диспетчерского управления в условиях увеличения числа подведомственного оборудования за счет приема в оперативно диспетчерское (ведение) ВЛ, относящихся к ЕНЭС, доработаны и утверждена новая организационная структура Тюменского РДУ.

В рамках реализации проекта по оптимизации структуры диспетчерских центров Системного оператора подписан приказ № 309 от 26.11.2004 г. «О передаче Волгоградского и Астраханского РДУ в зону диспетчерской ответственности ОДУ Северного Кавказа». Рабочей группой разработан сводный план-график, который предусматривает ряд организационных и технических мероприятий по передаче подведомственности РДУ.

Рассматривая вопросы по формированию принципов распределения полномочий по диспетчерскому управлению и диспетчерскому ведению в иерархии Системного

оператора определены приоритетные задачи второго этапа реинжиниринга оперативно-диспетчерского управления в ОЭС Центра. В соответствии с указанным планом в 2004 г. осуществлена передача в диспетчерское управление ОДУ Центра вновь вводимой ВЛ 750 кВ Калининская АЭС – Белозерская, ВЛ 750 кВ Калининская АЭС – Опытная, ВЛ 500 кВ Белый Раст – Бескудниково и ВЛ 500 кВ Белый Раст – Очаково.

Оптимизация схемы передачи команд на энергообъекты при производстве оперативных переключений заключается в исключении промежуточных звеньев из цепи прохождения команд с целью уменьшения времени реакции оперативно-диспетчерского и дежурного персонала на изменение состояния режимов оборудования. Схема уже реализована в ОДУ Средней Волги и ОДУ Северного Кавказа и в отдельных РДУ, объемы реализации приведены в таблице 8.2.

Таблица 8.2.

Наименование ОЭС	Кол-во энергообъектов ЕНЭС, на которых в 2004 г. передача диспетчерских команд реализована по схеме «диспетчер-энергообъект»
Восток	1 ПС 220 кВ
Сибирь	13 ПС 220 кВ
Урал	15 ПС 500 кВ и 220 кВ
Средняя Волга	12 ПС 220 кВ, 3 ПС 500 кВ,
Северный Кавказ	На всех подстанциях относящихся ЕНЭС, за исключением одной ПС 220 кВ
Центр	10 ПС
Северо-Запад	Не осуществлялась

В рамках выполнения Временного Соглашения Системного оператора и ФСК организована работа по принятию в диспетчерское управление Бурятского РДУ ВЛ 220 кВ, относящихся к ЕНЭС в зоне БАМа. В 2004 г. выполнен первый этап реализации - разработан проект «Телекоммутиционная сеть для диспетчерского управления энергозоны БАМ», который находится на согласовании в РАО «РЖД».

Одним из условий для перехода на указанную схему оперативно-диспетчерского управления является наличие прямых каналов диспетчерской связи с энергообъектами, на которых расположены объекты диспетчеризации (которыми планируется управлять по схеме «диспетчер-энергообъект»).

Раздел 9. ОСНОВНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ БУХГАЛТЕРСКОЙ И ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ

9.1. Основные положения учетной политики Общества.

ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» организует и ведет бухгалтерский и налоговый учет, составляет бухгалтерскую и налоговую отчетность в соответствии с Федеральным законом от 21.11.1996 № 129-ФЗ «О бухгалтерском учете», Положением по ведению бухгалтерского учета и бухгалтерской отчетности в Российской Федерации, утвержденным приказом Министерства Финансов Российской Федерации от 29.07.1998 № 34н (с последующими изменениями), Налоговым кодексом РФ и иными нормативными документами в области бухгалтерского и налогового учета.

- Филиалы ведут бухгалтерский и налоговый учет, составляют отчетность в порядке, установленном Обществом, и несут ответственность за организацию достоверного учета.
- Филиалы действуют на основании полномочий, утвержденных Положением о филиале.
- Филиалы наделяются имуществом. Руководители филиалов назначаются Обществом и действуют на основании доверенности Общества.
- Бухгалтерский и налоговый учет в исполнительном аппарате Общества ведется структурным подразделением Общества – Департаментом бухгалтерского учета и отчетности, возглавляемым Директором по учету и отчетности (главным бухгалтером).
- Филиалы Общества имеют собственные бухгалтерские службы, обеспечивают бухгалтерский учет всех фактов хозяйственной деятельности филиала, составляют отдельный бухгалтерский баланс и другую отчетность.
- Департамент бухгалтерского учета и отчетности осуществляет методологическое руководство бухгалтерскими службами филиалов.

Рабочий план счетов, правила документооборота, технология обработки учетной информации и составление отчетности.

- Документами учетной политики Общества являются Положение о бухгалтерском учете, рабочий план счетов бухгалтерского учета и график (правила) документооборота, утверждаемые соответствующими распорядительными документами Общества.
- Для ведения бухгалтерского учета используется рабочий план счетов, разрабатываемый на основе типового плана счетов Холдинга ОАО РАО «ЕЭС России», который утверждается заместителем Председателя Правления Общества, курирующим финансовые и экономические вопросы. Рабочий план счетов бухгалтерского учета Общества применяется в процессе ведения бухгалтерского учета в центральном аппарате Общества и филиалах. Рабочий план счетов Общества составлен в соответствии с Планом счетов бухгалтерского учета, утвержденным приказом Министерства Финансов РФ от 31.10.2000 № 94н и с учетом функциональности программного обеспечения, используемого для ведения бухгалтерского учета в Обществе.
- Регистры бухгалтерского учета Общества (книги учета фактов хозяйственной деятельности (хозяйственных операций), книги учета сгруппированных показателей,

обязательств, активов, пассивов и финансовых показателей деятельности Общества), составляются в формате, предусмотренном программным обеспечением, на базе которого ведется бухгалтерский учет в Обществе.

- Правила документооборота в Обществе в целях ведения бухгалтерского и налогового учета, а также составления отчетности регулируются графиком документооборота. График документооборота устанавливает сроки и объем представления первичных учетных и иных документов в Дирекцию по учету и отчетности другими департаментами, дирекциями и службами Общества и его филиалами. Сроки и объем представления бухгалтерской и налоговой отчетности Общества в соответствующие государственные контролирующие органы графиком документооборота не устанавливается и регулируется действующим законодательством.

- Для оформления фактов хозяйственной деятельности Общество применяет типовые формы первичных учетных документов, установленные Государственным комитетом РФ по статистике, а также фирменные формы первичных учетных и иных документов.

- Учет операций в иностранной валюте ведется в соответствии с ПБУ 3/2000, утвержденным приказом Минфина РФ от 10.01.2000 № 2н.

- Бухгалтерский учет имущества, обязательств и хозяйственных операций ведется в суммах без округления.

- Факты хозяйственной деятельности организации в бухгалтерском учете отражаются в том отчетном периоде, в котором они имели место, независимо от фактического времени поступления счетов, актов, платежных документов, поступления или выплаты денежных средств, связанных с этими фактами (допущение временной определенности факторов хозяйственной деятельности). В случае поступления документов, подтверждающих совершение факта хозяйственной деятельности, относящегося к отчетному периоду, после сдачи бухгалтерской отчетности в налоговые органы, они отражаются в учете по дате поступления документов.

- Основные правила ведения бухгалтерского учета и документирования хозяйственных операций соответствуют Положению по ведению бухгалтерского учета и бухгалтерской отчетности в Российской Федерации с учетом отдельных отраслевых особенностей, принятых и отраженных в Положении об учетной политике и иных распорядительных документах Общества.

- Годовая бухгалтерская отчетность Общества рассматривается и утверждается общим собранием акционеров и представляется в сроки и адреса, установленные статьей 15 Федерального закона от 21.11.1996 № 129-ФЗ «О бухгалтерском учете».

- Годовая бухгалтерская отчетность Общества публикуется не позднее 1 июня года, следующего за отчетным.

- Контроль за хозяйственными операциями в Обществе осуществляет Департамент бухгалтерского учета и отчетности и Департамент финансово-экономического планирования, Департамент финансового аудита.

- Содержание регистров бухгалтерского и налогового учета, форм внутренней бухгалтерской отчетности является коммерческой тайной. Лица, получившие доступ к

информации, содержащейся в этих документах, обязаны хранить коммерческую тайну. За ее разглашение они несут ответственность, установленную внутренними приказами Общества и законодательством Российской Федерации.

- Право подписи первичных учетных документов имеют руководители Общества в соответствии с распорядительными документами Общества. Руководители департаментов, служб и филиалов имеют право подписи первичных учетных документов на основании доверенностей, выданных Обществом, а также имеют право подписи иной внутренней документации Общества, если это следует из исполнения ими должностных обязанностей.

- Документы по хозяйственным операциям, которые предполагают движение денежных средств (на счетах в банках и в кассе организации), подписываются Председателем Правления Общества и главным бухгалтером, или лицами, ими уполномоченными в соответствии с доверенностями.

- Филиалы Общества, деятельность которых осуществляется на основании сметы, утверждаемой Обществом, ежемесячно представляют в исполнительный аппарат внутрихозяйственный отчет о произведенных затратах по статьям расходов и видам источников финансирования.

- Ответственность за достоверность данных, включенных в отчет, несут руководитель и главный бухгалтер подразделения, подписывающие отчет. Подлинники первичных учетных и иных документов по хозяйственным операциям, совершаемым в филиалах и иных обособленных подразделениях, принимаются к учету и хранятся в местах их создания.

9.2. Анализ динамики результатов деятельности и финансового положения Общества

Основной задачей Общества является организация централизованного оперативно-технологического (диспетчерского) управления Единой энергетической системой.

По состоянию на 31.12.2004 структура Общества включает 7 ОДУ, 56 РДУ - филиалов ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС».

Уставный капитал ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» составляет 992 769 819 руб., он разделен на 992 769 819 штук обыкновенных именных бездокументарных акций, номинальной стоимостью каждой 1 рубль. 100% пакета акций принадлежит ОАО РАО «ЕЭС России».

Динамика основных показателей производственно-хозяйственной деятельности ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС»

Показатели	2003 г., тыс. руб.	2004г., тыс. руб.	Изменение, тыс. руб.	Темп роста, %
Выручка от реализации услуг по оперативно-диспетчерскому управлению	2 097 104	5 701 379	3 604 275	271,9
Себестоимость услуг	1 976 453	3 655 861	1 679 408	185,0
Валовая прибыль	120 651	2 045 518	1 924 876	Увел в 17р
Прибыль (убыток) от продаж	120 651	2 045 518	1 924 876	Увел в 17р
Операционные доходы/расходы (сальдо)	18 721	- 16 814	-35 535	- 189,8
Внереализационные доходы/расходы (сальдо)	- 60 887	- 106 631	- 45 744	75,1
Прибыль (убыток) до налогообложения	78 485	1 922 073	1 843 588	Увел в 24,5р
Чистая прибыль (убыток) по отгрузке	39 124	1 422 004	1 382 880	Увел в 36,3р

Деятельность Общества по итогам года прибыльна. Величина чистой прибыли составляет 1 422 004 тыс. руб., по сравнению с 2003г. она увеличилась на 1 382 880 тыс. руб. или в 36,3 раза.

Величина чистой прибыли по итогам 2003, 2004 годов обусловлена структурой тарифной выручки утвержденной ФСТ России (Постановление ФЭК РФ от 18 октября 2003 года №84-э/3, Приказ ФСТ России от 1 декабря 2004 года №214-э/3).

Динамика и структура затрат

Наименование затрат	2003 г.		2004г.		Изменение, тыс.руб.		Темп роста, % (ст.4/ст.2)
	Сумма, тыс.руб.	% доли затрат в структуре	Сумма, тыс.руб.	% доли затрат в структуре	Сумма, тыс.руб.	% (ст.5-ст.3)	
1	2	3	4	5	6	7	8
Материальные затраты	41 287	2,1	103 519	2,8	62 232	150,7	250,7
Амортизационные отчисления	133 455	6,8	214 354	5,9	80 899	60,6	160,6
Затраты на оплату труда	1 257 431	63,6	2 394 928	65,5	1 137 497	90,5	190,5
Прочие затраты из себестоимости	544 280	27,5	943 060	25,8	398 780	73,3	173,3
Всего расходов из себестоимости	1 976 453	100	3 655 861	100	1 679 408	84,9	185,0
Прочие расходы	81 855	69,3	162 962	24,1	81 107	99	199
Расходы из чистой прибыли	253 842	30,7	1 171 858	75,9	918 016	361,6	461,6
Всего расходов из прибыли	335 697	100	1 334 820	100	999 123	297,6	397,6
Всего расходов	2 312 150	100	4 990 681	100	2 678 531	115,8	215,8

По итогам таблицы видно, что в 2004г. по сравнению с прошлым годом расходы ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» возросли на 2 678 531 тыс. руб. или на 115,8%. Затраты по сравнению с отчетным периодом увеличились, в том числе:

- расходы из себестоимости увеличились на 1 679 408 тыс. руб. или на 185,0%;
- расходы из прибыли – на 999 123 тыс. руб. или 297,6%.

Увеличение расходов обусловлено организационным ростом ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС». В течение 2003 года были созданы филиалы ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» - РДУ, при этом основная часть филиалов была сформирована в 4 квартале 2003 года. В 2004 году все филиалы ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» - РДУ работали в составе Общества полный год.

Вертикальный и горизонтальный анализ баланса ОАО "СО ЦДУ ЕЭС" за 2004г.							
Показатели	на начало года		на конец года		Изменения (+,-)		
	тыс. руб.	В % к итогу	тыс. руб.	В % к итогу	тыс. руб.	В удельных весах	В % к величине
Актив							
1. Нематериальные активы	9 049	0,5	86 125	2,5	+77 076	+2,0	в 9,5р
2. Основные средства	1 081 709	65,7	1 942 170	57,4	+860 461	-8,3	+79,5
3. Незавершенное строительство	97 818	5,9	331 881	9,8	+234 063	+3,9	в 3,4р
4. Отложенные налоговые активы	207	0,0	153	0,0	-54	-	-26,1
5. Запасы и затраты	94 062	5,7	211 487	6,3	+117 425	+0,5	в 2,2р
6. Налог на добавленную стоимость по приобретенным ценностям	46 121	2,8	178 451	5,3	+132 330	+2,5	в 3,9р
7. Дебиторская задолженность	108 525	6,6	412 909	12,2	+304 384	+5,6	в 3,8р
8. Денежные средства	207 843	12,6	219 780	6,5	+11 937	-6,1	+5,7
БАЛАНС	1 645 334	100,0	3 382 956	100,0	+1 737 622	-	в 2,1р
Пассив							
7. Капитал и резервы	1 014 076	61,6	2 436 080	72,0	+1 422 004	+10,4	в 2,4р
8. Долгосрочные кредиты и займы	1 043	0,1	4 100	0,1	+3 057	+0,1	в 3,9р
9. Краткосрочные кредиты и займы	100 210	6,1	200 000	5,9	+99 790	-0,2	+99,6
10. Кредиторская задолженность	530 005	32,2	742 776	22,0	+212 771	-10,3	+40,1
БАЛАНС	1 645 334	100,0	3 382 956	100,0	+1 737 622	-	в 2,1р

За анализируемый период величина активов ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» возросла на 1 737 622 тыс. руб. на 105,6%, в том числе за счет увеличения стоимости нематериальных активов на 77 076 тыс. руб. или в 9,5 р., основных средств – на 860 461 тыс. руб. или на 79,5%, незавершенного строительства – на 234 063 тыс. руб. или в 3,4 р., запасов и затрат – на 117 425 тыс. руб. или в 2,2 р, налога на добавленную стоимость по приобретенным ценностям – на 132 330 тыс. руб. или в 3,9 р., дебиторской задолженности – на 304 384 тыс. руб. или в 3,8 р., денежных средств – на 11 937 тыс. руб. или на 5,7%.

Анализ динамики платежеспособности ОАО "СО-ЦДУ ЕЭС"			
Наименование показателя	на начало года	на конец года	Изменение ст.3-ст.2
1	2	3	4
Общий показатель платежеспособности	0,52	0,64	0,12
Коэффициент абсолютной ликвидности	0,33	0,23	-0,10
Коэффициент "критической оценки"	0,50	0,67	0,17
Коэффициент текущей ликвидности	0,72	1,08	0,36
Коэффициент маневренности функционирующего капитала	-0,81	4,88	5,69
Доля оборотных средств в активах	0,28	0,30	0,02
Коэффициент обеспеченности собственными средствами	-0,38	0,07	0,46

Динамика Общего показателя платежеспособности и Коэффициента "критической оценки" положительна, Коэффициента абсолютной ликвидности отрицательна. В конце 2004 г. ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» может оплатить 17% своих краткосрочных обязательств, в связи с этим, в конце года был привлечен кредит на сумму 200 000 тыс. руб.

Коэффициент текущей ликвидности, равный 1,08 на конец года, говорит о том, что Общество располагает объемом свободных ресурсов, формируемых за счет собственных источников.

Анализ динамики прибыльности ОАО "СО-ЦДУ ЕЭС"			
Наименование показателя	2003г.	2004г.	Изменение ст.3-ст.2
1	2	3	4
Рентабельность продаж	5,75	35,88	30,12
Бухгалтерская рентабельность от обычной деятельности	1,87	24,94	23,08
Чистая рентабельность	1,87	24,94	23,08
Экономическая рентабельность	2,38	42,03	39,66
Рентабельность собственного капитала	3,86	58,37	54,51
Валовая рентабельность	5,75	35,88	30,12
Затратоотдача	1,98	55,95	53,97
Рентабельность перманентного капитала	3,85	58,27	54,42
Коэффициент устойчивости экономического роста	3,86	58,99	55,13

Показатели платежеспособности ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» в 2004г. увеличились по сравнению с 2003г., что является положительной тенденцией.

9.3. Бухгалтерский баланс Общества за отчетный период.

9.4. Отчет о прибылях и убытках Общества за отчетный период.

Раздел 10. РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ПРИБЫЛИ И ДИВИДЕНДНАЯ ПОЛИТИКА

			тыс. руб.
	2002	2003	2004
Нераспределенная прибыль	Убыток 17 818	39 124	1 422 004
Резервный фонд		1 956	47 682
Фонд накопления		37 168	1 359 322
Дивиденды			15 000

Величина суммы дивидендов на акции ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» по итогам 2004 г. составляет 15 млн. руб., утверждена Советом директоров в рамках контрольных показателей на 2004 год (выпиской из протокола заседания Совета директоров №25 от 31.01.2005).

Раздел 11. ИНВЕСТИЦИОННАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ.

11.1. Инвестиционные средства Общества, направляемые на реконструкцию и техническое перевооружение.

Инвестиционная программа ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» на 2004 год была утверждена приказом Общества от 29.12.2003 №314 в объеме 1 529 млн. рублей, в том числе 729 млн. рублей за счет ЦИС, утвержденных Постановлением ФЭК РФ от 26.12.2003 № 110-э/12, за счет кредитных ресурсов 800 млн. рублей.

По состоянию на 1 января 2005 года освоение капитальных вложений составило 1 405,0 млн. рублей.

Реализация инвестиционных проектов по направлениям инвестиционной программы осуществлена в 2004 году в следующих объемах:

- техническое перевооружение и развитие производственно-технологического комплекса – при плане 1 163,5 млн. рублей работы выполнены в объеме 1 272,7 млн. рублей;
- техническое перевооружение и развитие объектов инфраструктуры – при плане 64,5 млн. рублей работы выполнены в объеме 71,3 млн. рублей;
- проектно-изыскательские работы – при плане 42,0 млн. рублей работы выполнены полностью в объеме 42,1 млн. рублей;
- создание автоматизированной системы Системного оператора (АС СО) – при плане 259,0 млн. рублей работы выполнены в объеме 18,9 млн. рублей.

Введены активы на сумму 889 млн. рублей, в том числе основные средства – 826,1 млн. рублей, нематериальные активы - 62,9 млн. рублей.

Причиной неполного освоения инвестиционных средств в 2004 году явилась задержка сроков оформления документов и сложность прохождения корпоративных процедур по согласованию крупного международного проекта (АС СО).

В рамках технического перевооружения и развития производственно-технологического комплекса Системного оператора выполнены работы общесистемного значения в объеме 120,5 млн. рублей и осуществлена централизованная поставка оборудования в интересах филиалов Общества в объеме 638,1 млн. рублей.

Выполненные работы по техническому перевооружению и развитию производственно-технологического комплекса обеспечили повышение надежности функционирования оперативно-диспетчерского управления и улучшение управляемости ЕЭС России.

В целях организации эффективной инвестиционной деятельности ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» в 2004 году была развернута работа по формированию необходимой нормативной и методологической базы, в т.ч.:

- **в части реализации инвестиционной программы** выпущен приказ от 19.03.2004 №76 «Об утверждении Регламента финансирования инвестиционных проектов», которым утвержден порядок и сроки подготовки, утверждения и корректировки бюджета инвестиционных расходов, формат и сроки представления графиков финансирования инвестиционных проектов, а также определены порядок перечисления инвестиционных средств филиалам Общества и обеспечения контроля их целевого использования, оформления документов для оплаты инвестиционных проектов.

- **в части дальнейшего совершенствования методической базы системы конкурсных и конкурентных закупок продукции (товаров, работ, услуг) в процессе осуществления хозяйственной деятельности ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС»** выпущен приказ от 25.05.2004 №149, которым утверждено Положение о порядке проведения регламентированных закупок товаров, работ, услуг; а также образованы Центральная

конкурсная комиссия, конкурсная комиссия центрального аппарата и семь конкурсных комиссий ОДУ;

- приказом от 23.07.2004 №202 утверждена типовая закупочная документация, регулирующая порядок и процедуру осуществления закупок для нужд Общества, а также Регламенты работы конкурсных комиссий, образованных приказом от 25.05.2004 №149;

- приказом от 16.11.2004 №300 утвержден Регламент работы экспертных комиссий по оценке предложений фирм-участников конкурса.

- **в части подготовки инвестиционных программ Общества на перспективу** выпущен приказ от 03.03.2004 №60 «Об утверждении нормативных документов по формированию и утверждению инвестиционных программ ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС», которым утвержден порядок формирования и сроки представления материалов для подготовки инвестиционной программы Общества, а также определены процедуры рассмотрения, согласования и утверждения инвестиционной программы Общества, утверждено Положение о комиссии ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» по инвестиционной политике;

- приказом от 19.11.2004 №303 «О внесении изменений и дополнений в приказ ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» от 03.03.2004 №60» утвержден регламент рассмотрения и утверждения проектной документации для реализации инвестиционных проектов ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» стоимостью 2 млн. рублей и более;

- протоколом заседания комиссии ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» по инвестиционной политике от 30.12.2004 №14-ИП утвержден перечень инвестиционных проектов Общества, подлежащих реализации в 2005 году. В перечне определены руководители направлений инвестиционной программы и кураторы разделов из числа руководителей высшего и среднего звена исполнительного аппарата.

В целях эффективного использования инвестиционных ресурсов выбор подрядных организаций для выполнения работ по реализации инвестиционных проектов осуществлялся на конкурсной и конкурентной основе. В результате проведенных конкурсными комиссиями ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» конкурсов и регламентированных конкурентных процедур была снижена стоимость работ по инвестиционным договорам и получен суммарный экономический эффект в размере 39,4 млн. рублей.

В ходе реализации инвестиционной программы ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» в 2004 году выполнены следующие крупные инвестиционные проекты:

- приобретены и установлены цифровые коммутационные узлы в 31 РДУ;
- приобретено и установлено в исполнительном аппарате и филиалах Общества серверное, компьютерное и сетевое оборудование;
- телекоммуникационные узлы в исполнительном аппарате, 7 ОДУ и 24 РДУ оснащены современными ЦППС с обеспечением необходимого резерва;
- осуществлена поставка и внедрение в опытно-промышленную эксплуатацию в 25 РДУ оперативно-информационного комплекса (ОИК) «СК-2003»;
- осуществлена поставка видеокубов «БАРКО» для установки на диспетчерском пункте 6 РДУ, в т.ч.: Тульского, Чувашского, Нижегородского, Омского, Ростовского и Кубанского РДУ;
- осуществлена поставка режимных тренажеров «Феникс» в 33 филиала.

11.2. Источники финансирования инвестиционной программы Общества.

Источники финансирования инвестиционной программы утверждены в объеме 1529 млн. рублей, в том числе 729 млн. рублей за счет ЦИС (амортизация и прибыль), утвержденных Постановлением ФЭК РФ от 26.12.2003 № 110-э/12, за счет кредитных

ресурсов 800 млн. рублей.

По состоянию на 1 января 2005 года инвестиционные проекты профинансированы на общую сумму 1 292,2 млн. рублей, в том числе за счет ЦИС - 729 млн. рублей, оборотных средств - 363,2 млн. рублей, кредитных ресурсов – 200 млн. рублей.

11.3. Структура капитальных вложений по направлениям.

№ п/п	Направления инвестиций		Объем, млн. руб.
1.	Производственное строительство, всего:		1405,0
	в том числе:		
1.1	Техническое перевооружение и развитие производственно – технологического комплекса, всего		1272,7
	в том числе:		
	1.1.1.	Развитие цифровой сети телеизмерений и передачи информации оперативно-технологического (диспетчерского) управления энергообъектами прямого подчинения СО-ЦДУ и СО-РДУ	532,7
	1.1.2	Модернизация диспетчерских щитов и техническое перевооружение рабочих мест диспетчерского персонала	131,2
	1.1.3	Техническое перевооружение и расширение инфраструктуры локальной вычислительной сети СО–ЦДУ, создание структурированной кабельной системы	173,9
	1.1.4	Реконструкция и развитие технологических систем и программных средств автоматизированной системы управления для планирования и ведения режимов работы ЕЭС, ОЭС и энергосистем в нормальных и аварийных режимах	39,4
	1.1.5	Создание и модернизация корпоративной системы обмена оперативной технологической информации в режиме реального времени	16,1
	1.1.6	Разработка и внедрение системных и технологических программных средств с учетом корпоративных стандартов в условиях рынка электроэнергии	143,5
	1.1.7	Техническое перевооружение и развитие централизованной противоаварийной автоматики с заменой физически и морально устаревшего оборудования	23,2
	1.1.8	Техническое перевооружение и развитие централизованной системы регулирования частоты и мощности с заменой физически и морально устаревшего оборудования	3,3
	1.1.9	Разработка и внедрение локальных, исполнительных подсистем противоаварийного и режимного управления	7,9

		1.1.10	Создание тренажерных комплексов рабочих мест оперативно-диспетчерского персонала (симуляторов с программным обеспечением, максимально приближающим к реальным условиям) СО-ОДУ и СО-РДУ	71,8
		1.1.11	Создание и модернизация систем обмена информацией с субъектами рынка по учету отпущенной электроэнергии	2,2
		1.1.12	Создание и модернизация систем гарантированного энергоснабжения технической инфраструктуры диспетчерских управлений	28,1
		1.1.13	Создание и модернизация систем обеспечения жизнедеятельности диспетчерских управлений (кондиционирования, водоснабжения, освещения, отопления)	65,4
		1.1.14	Создание и модернизация систем безопасности (пожаротушения, охранной сигнализации и эвакуации)	4,9
		1.1.15	Выполнение работ в соответствии с программой по обеспечению требований ГО и ЧС	22,2
		1.1.16	Создание и модернизация систем информационной безопасности и защиты от несанкционированного доступа к информационным ресурсам корпоративной сети	0,7
		1.1.17	Целевая инвестиционная программа «Обеспечение защиты объектов электроэнергетики»	6,2
	1.2	Техническое перевооружение и развитие объектов инфраструктуры		71,3
		1.2.1	Новое строительство	0
		1.2.2	Завершение общестроительных работ	33,6
		1.2.3	Оборудование, не требующее монтажа	37,7
	1.3	Проектно-изыскательские работы		42,1
	1.4	Создание автоматизированной системы Системного оператора (АС СО)		18,9

11.4 Кредитные ресурсы.

Привлеченные средства для финансирования инвестиционной деятельности Общества были запланированы в объеме 800 млн. рублей. В 2004 году за счет кредитных ресурсов осуществлено финансирование инвестиционных проектов в объеме 200 млн. рублей. Привлечение 600 млн. рублей перенесено на 2005 год в соответствии с фактическими сроками оплаты инвестиционных договоров.

Раздел 12. ПЕРСПЕКТИВА ТЕХНИЧЕСКОГО ПЕРЕОСНАЩЕНИЯ И РАЗВИТИЯ ОБЩЕСТВА.

Основным направлением технической политики ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» на 2005-2007 годы является повышение эффективности управления энергетикой за счет технического переоснащения и развития автоматизированной системы оперативно-диспетчерского управления, и, прежде всего, внедрения новой SCADA/EMS (система контроля и сбора данных/система управления энергией).

SCADA/EMS – основной инструмент диспетчерского управления, включает компьютерное оборудование (персональные компьютеры, рабочие станции, серверы, устройства передачи данных и др.) и комплекс программ для формирования диспетчерского графика, оценки состояния сети, управления частотой, генерацией и др., которые необходимы для выполнения функций, определенных Уставом системного оператора.

Существующая автоматизированная система системного оператора поддерживает функциональность SCADA (сбор и обработка информации). В то же время набор прикладных программ для оперативного управления ограничен, отсутствуют современные программы для работы системного оператора в рыночных условиях. Решение диспетчера по загрузке/разгрузке линий и объектов принимается на основе инструкций и опыта. Программы, позволяющих оптимально загружать объекты управления, прогнозировать развитие ситуации, выдавать советы диспетчеру, не интегрированы в систему. Существующая система в ряде случаев может приводить к задержкам в передаче информации, что влияет на показатели устойчивости энергосистемы. Отсутствие в существующей системе функциональности EMS делает возможным принятие разными диспетчерами разных решений в схожих ситуациях.

Причины для замены автоматизированной системы ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС»:

- приближение существующей системы к окончанию своего жизненного цикла (в 2006 г. неготовность системы к работе составит 80%), моральное старение;
- низкая производительность;
- недостаточность программных средств для оперативного управления, большое количество ручных процедур;
- сложности интерфейса с будущими системами инфраструктурных организаций из-за отсутствия в существующей системе стандартных протоколов связи и общей информационной модели;
- устаревшая «идеология» диспетчерского управления, заложенная в действующую систему;
- несоответствие современным требованиям к системам оперативно-диспетчерского управления, что является препятствием для объединения с энергосистемами Европы.

Проектом «Внедрение новой SCADA/EMS ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» предусматривается приобретение, поставка и ввод в эксплуатацию SCADA/EMS в центральном (ЦДУ) и семи объединенных диспетчерских подразделениях (ОДУ).

Новая SCADA/EMS позволит:

- повысить надежность и качество управления ЕЭС России;
- повысить эффективность работы Системного оператора в целом (снизить недопоставку электроэнергии потребителям по вине Системного оператора, снизить количество технологического персонала и затраты на обслуживание системы, снизить затраты на закупку дополнительного программного обеспечения.);

- подготовить технологическую инфраструктуру электроэнергетики к работе в развивающихся рыночных условиях.

Реализация проекта рассчитана на три с половиной года. Проектом предусмотрен следующий график работ:

№	Наименование работ	Сроки выполнения
1	функциональное проектирование	август 2005–январь 2006
2	заводские испытания	июль 2006
3	поставка SCADA/EMS для ЦДУ, ОДУ Центра, и Северо-Запада	август 2006 г.
4	приемка SCADA/EMS для ЦДУ, ОДУ Центра, и Северо-Запада	ноябрь–декабрь 2006 г.
5	поставка SCADA/EMS для ОДУ Урала и ОДУ Северного Кавказа	январь 2007 г.
6	приемка SCADA/EMS для ОДУ Урала и ОДУ Северного Кавказа	апрель-май 2007 г.
7	поставка SCADA/EMS для ОДУ Средней Волги, Сибири, Дальнего Востока	март 2007 г.
8	приемка SCADA/EMS для ОДУ Средней Волги, Сибири, Дальнего Востока	август–сентябрь 2007 г.
9	комплексные испытания на объекте	октябрь–декабрь 2007 г.
10	гарантийный период	январь 2008 – декабрь 2009

Параллельно с реализацией проекта «Внедрение новой SCADA/EMS ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» для уровня ЦДУ и ОДУ будет происходить техническое переоснащение и развитие оперативно-информационных комплексов РДУ на базе ОИК «СК-2005» и компьютеров предварительной обработки данных или конверторов протоколов SmartFEP, к которым будут подключаться каналы устройств телемеханики.

Не менее важным направлением является постепенный переход от существующих унаследованных нестандартных протоколов обмена информацией устройств телемеханики к международным протоколам. Данные телеметрии (данные реального времени) будут собираться от источников по следующим протоколам:

- для взаимодействия со SCADA подстанций и системами автоматического управления подстанциями (АСУ ТП) - протоколы IEC 870-5-101/104 и IEC 61850, а также протокол IEC 870-6 IECSP;
- для взаимодействия с системы управления и контроля, размещенные на электростанциях, - протокол IEC 870-5-101/104, а также IEC 870-6 IECSP;
- для взаимодействия с вычислительными комплексами, подключенными к компьютерной сети, связывающей систему EMS с соседними центрами управления системного оператора (корпоративная вычислительная сеть) - протокол IEC 870-6 IECSP (или IEC 870-5-104).

Одновременно с переоснащением программно-технических комплексов автоматизированной системы оперативно-диспетчерского управления всех уровней управления системного оператора планируется дальнейшее развитие технологической сети связи как технической основы обмена информацией о технологических режимах работы объектов электроэнергетики. Основной целью переоснащения технологической сети является полный отказ к 2008 году от аналоговых систем связи и переход на цифровые технологии.

Раздел 13. КАДРОВАЯ И СОЦИАЛЬНАЯ ПОЛИТИКА.
СОЦИАЛЬНОЕ ПАРТНЕРСТВО.

Роль и влияние человеческого фактора на состояние надежности и эффективности работы ЕЭС России определяют четкую необходимость наличия Системы управления человеческими ресурсами – взаимосвязанного направления деятельности по работе с человеческими ресурсами, обеспечивающие высокую эффективность и надежность профессиональной деятельности в организации при сохранении профессиональной работоспособности и здоровья работников.

В области управления человеческими ресурсами в Обществе достигнуты следующие результаты:

внесены изменения в документы, на основании которых осуществляются процедуры в области оплаты и стимулирования труда, социального обеспечения, предоставления отпусков;

в связи с возникновением новых функций и расширением существующих объемов работ вносятся коррективы в организационные структуры, штатные расписания, фонды оплаты труда филиалов, разработаны схемы должностных окладов;

проводится конкурсный отбор, и согласовываются с исполнительным аппаратом кандидаты на ключевые должности в филиалах;

формируются, анализируются и утверждаются в исполнительном аппарате планы подготовки, переподготовки и повышения квалификации персонала;

начаты работы по внедрению негосударственного пенсионного обеспечения работников.

Первоочередными задачами, в области кадровой и социальной политики в 2004 году являлись:

- выработка целостного подхода к управлению человеческими ресурсами Общества и фиксация его в соответствующем нормативном документе;

- организация целостной надежной системы обучения и проверки знаний персонала, которая позволяла бы минимизировать риски Общества, связанные с квалификационным уровнем персонала;

- организация психофизиологического обеспечения деятельности персонала Общества;

- развитие основных направлений кадровой и социальной политики, введение системы внутрифирменной отчетности;

- развитие и совершенствование системы мотивации труда персонала.

В рамках указанных направлений были достигнуты результаты, позволившие повысить эффективность работы персонала и перевести ее на качественно новый уровень за счет проведения следующих мероприятий:

успешно функционирует Рабочая группа по реализации Программы подготовки, переподготовки и повышения квалификации персонала Общества;

создаются Центры тренажерной подготовки персонала ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС», оборудованные новейшими средствами обучения персонала производственно-технологического блока на базе ОДУ - филиалов ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС»;

успешно функционирует Центр тренажерной подготовки персонала ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС», оборудованный новейшими средствами обучения оперативно-диспетчерского персонала;

проводятся региональные, всероссийские и международные соревнования диспетчеров энергосистем;

в исполнительном аппарате ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» функционирует Центр психофизиологического обеспечения, на базе которого успешно решаются задачи диагностики и функциональной реабилитации персонала, медицинского и психофизиологического контроля состояния здоровья персонала, исследования структуры здоровья персонала, проводятся психофизиологические тренировки персонала;

вводятся в эксплуатацию психофизиологические кабинеты на базе РДУ – филиалов ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС»;

разработана и успешно внедрена система психофизиологического профотбора персонала;

переработаны базовые нормативные документы, регламентирующие кадровую и социальную политику ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» в части льгот, гарантий, компенсаций и стимулирования персонала Общества в целях повышения мотивации работников и поддержания уровня оплаты труда на современном уровне;

успешно применяется механизм конкурсного отбора на замещение ключевых руководящих должностей ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» - функционирует постоянно действующая Кадровая комиссия, осуществляющая отбор кандидатов на замещение должностей на основании анализа документов, собеседования и данных психофизиологического тестирования.

За отчетный период были разработаны следующие организационно-распорядительные документы и проекты документов:

- рекомендации по внедрению утвержденных в 2004 году Положений о кадровом резерве и об аттестации персонала в ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС»;

- Изменения к Типовому положению о единовременном пособии при уходе работников филиалов ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» на пенсию и ежемесячной доплате к пенсиям неработающим пенсионерам;

- планы-графики по обучению персонала ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС»;

- Положение о льготах гарантиях и компенсациях работникам ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС»;

- приказ от 26.11.2004 № 307 «О подготовке, представлении и рассмотрении наградных документов»;

- утвержден регламент работы Комиссии по благотворительной деятельности и оказанию благотворительной помощи ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС»;

- внесены изменения в Положения об аттестации персонала ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС».

Кроме того, ко Дню энергетика проведено награждение работников ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» ведомственными и корпоративными знаками отличия, организован и проведен ежегодный конкурс «Лучшая менеджерская команда РДУ», позволивший успешно продолжить работу в области формирования единой корпоративной культуры ОАО «СО-

ЦДУ ЕЭС».

Работа по реализации кадровой политики

В связи с расширением функций ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» были проведены кадровые мероприятия по переводу и привлечению персонала в исполнительный аппарат, в ОДУ и РДУ - филиалы ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС».

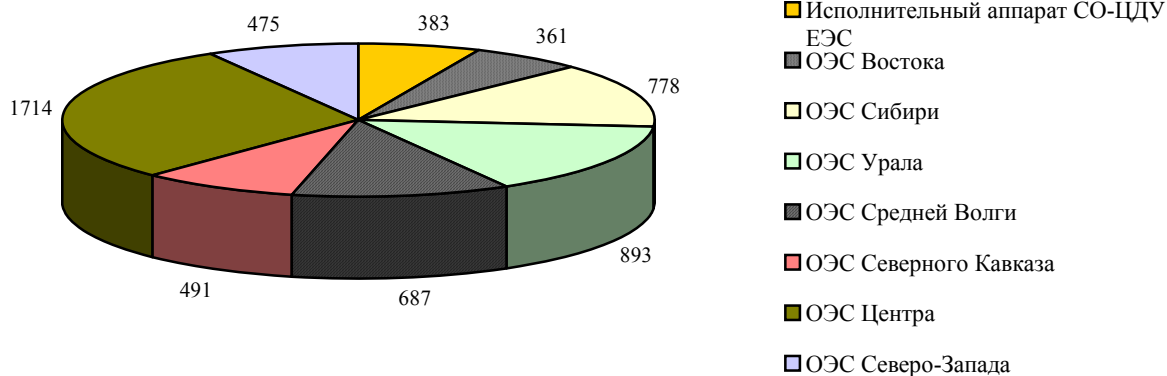
На 01.01.2005 общая численность работников ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» составила 5293 человека (утвержденная численность 5781 человек). Укомплектованность штатного расписания Общества – 91,5% (табл. 13.1).

На рис. 13.1. представлена общая численность работников ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» по ОЭС (с учетом СО-РДУ).

Укомплектованность штатного расписания ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС»

Таблица 13.1

№	Наименование	Утвержденная численность	Фактическая численность	Укомплектованность, %
1.	Исполнительный аппарат СО	383	364	95,2
2.	ОЭС Востока	361	335	92,7
3.	ОЭС Сибири	778	715	92
4.	ОЭС Урала	893	827	92,6
5.	ОЭС Средней Волги	687	635	92
6.	ОЭС Северного Кавказа	491	472	96
7.	ОЭС Центра	1714	1474	86
8.	ОЭС Северо-Запада	475	471	100
Итого:		5782	5293	91

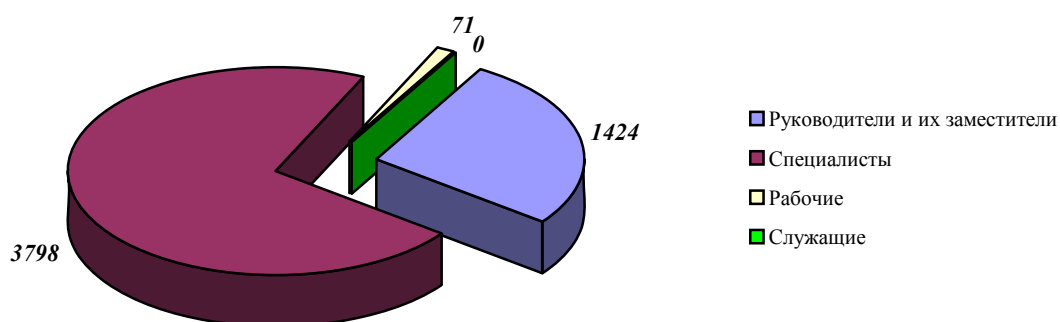


**Рис. 13.1. Общая численность работников ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС»
на 01.01.2005**

С целью комплектования вакантных должностей в Обществе сформирована система конкурсного отбора кандидатов, которая включает составление квалификационных требований к должности, оформление заявки на подбор персонала, поиск кандидатов (внутренний и внешний рекрутинг), отбор кандидатов (оценка резюме, анкетирование, интервьюирование и тестирование).

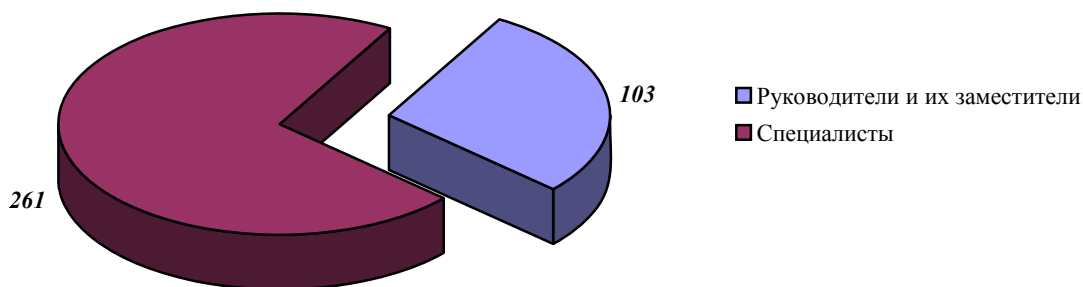
Для первичного профотбора используется психодиагностическая система (PDS), представляющая компьютерную программу, построенную на принципах модульности, адаптивности и реализующая методологию сбора, анализа, представления и интерпретации психофизиологической информации. PDS ориентирована на IBM - совместимые компьютеры и может функционировать как на одной ПЭВМ, так и в сетевом варианте, позволяющем разнести рабочие места тестирующего и тестируемого. PDS предназначена для проведения, как углубленного, так и психофизиологического экспресс - обследования персонала в интересах профессионального отбора, предсменного и послесменного психофизиологического контроля оперативно-диспетчерского персонала.

Персонал Общества можно условно разделить на следующие категории: руководители и их заместители, специалисты, служащие и рабочие.



Всего: 5293 чел.

**Рис. 13.2. Численность работников ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС»
за отчетный период**



Всего: 364 чел.

Рис. 13.3. Численность работников исполнительного аппарата ОАО "СО-ЦДУ ЕЭС" за отчетный период

Из представленной на рис. 13.2 диаграммы видно, что основную часть общей численности персонала Общества составляют специалисты – 3798 человек (71,7%). Руководители и их заместители – 1424 человек (27%), рабочие – 71 человек (1,34%).

Из диаграммы на рис. 13.3 видно, что основную часть общей численности исполнительного аппарата Общества составляют также специалисты – 261 человек (71,8%); руководителей и их заместителей – 103 человека (28,2%).

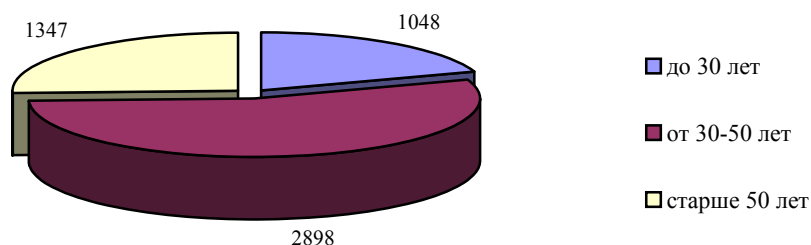


Рис. 13.4. Возрастные характеристики персонала ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС»

Основную часть работников Общества составляют лица в возрасте от 30 до 50 лет - 2898 человек (54,7%).

Работники старше 50-ти лет - 1347 человек (25,45%) и самая малочисленная группа – молодые работники до 30 лет - 1048 человек (19,85%).

Следует отметить как позитивный момент преобладание в Обществе лиц среднего возраста, так как именно этот возраст является наиболее продуктивным (рис. 13.4).

В то же время в ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» работает – 326 работников пенсионного

возраста (6,15% от общей численности).

Ключевым фактором для успешной работы всех подразделений ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» является уровень квалификации персонала.

Из 5293 работников Общества:

- 4710 человек имеют высшее образование (88,98%);
- 452 человека имеют среднее профессиональное образование (8,53%);
- 86 человек имеют ученую степень кандидата наук (1,62%);
- 3 человека - доктора наук (0,05%).

Планирование и организация подготовки и повышения квалификации кадров

Руководствуясь требованиями «Правил организации работы с персоналом на предприятиях и учреждениях энергетического производства» (ПОРП), РД 34.12.102-94, приказами ОАО РАО «ЕЭС России» и ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» разработана Программа подготовки, переподготовки и повышения квалификации персонала, составлен и утвержден План-график подготовки, переподготовки и повышения квалификации персонала на 2005 год.

Основными направлениями реализации Программы являются:

- профессиональное образование и повышение квалификации персонала;
- подготовка и переподготовка специалистов;
- подготовка кадрового резерва;
- планирование карьеры персонала.

Повышение квалификации персонала проводится с учетом потребности Общества на базе специализированных учебных центров ОАО РАО «ЕЭС России», ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» и профильных вузов.

Для обеспечения подготовки по новой должности, повышения квалификации оперативно-диспетчерского персонала, руководителей и специалистов подразделений производственно-технологического блока на базе ОДУ Северного Кавказа создан Центр тренажерной подготовки. Подготовка персонала осуществляется в соответствии с утвержденным графиком подготовки.

В 2004 году в ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» повысили квалификацию 1508 человек (28,5%), в т.ч.:

Из них:

- | | | |
|-----------------------------|----------------|-----------|
| - в ОЭС Востока | - 181 человек | - 50,4 %; |
| - в ОЭС Сибири | - 328 человек | - 42,2 %; |
| - в ОЭС Урала | - 328 человек | - 36,7 %; |
| - в ОЭС Средней Волги | - 208 человек | - 30,2 %; |
| - в ОЭС Северного Кавказа | - 132 человека | - 26,8 %; |
| - в ОЭС Центра | - 546 человек | - 31,8 %; |
| - в ОЭС Северо-Запада | - 163 человека | - 34,3 %; |
| - в Исполнительном аппарате | - 168 человек | - 50,3 %. |

Обучение проходило в основном в следующих учебных заведениях:

Центр тренажерной подготовки персонала ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС», СЗФ АО «ГВИЦ Энергетики», ПЭИпк, ВИПКэнерго, ИПКгосслужбы, НОУ «Специалист», МЭИ и в НП «КОНЦ ЕЭС».

Обучаются по программе подготовки руководителей производств «MBA Industrial Management» - 5 человек.

Выводы и предложения

В Обществе были сформированы кадровые регламенты и процедуры, которые позволили Обществу реализовать функции в области управления персоналом. Укомплектованность штатных должностей в целом отвечает потребностям структурных подразделений. В Обществе формируется плановая система поиска и отбора персонала. Введена система тестирования работников и кандидатов на вакантные должности.

Раздел 14. ЗАДАЧИ И ПЕРСПЕКТИВЫ ОБЩЕСТВА НА БУДУЩИЙ ГОД. РЕШЕНИЕ СТРАТЕГИЧЕСКИХ ЗАДАЧ.

Развитие рыночных реформ, направленных на создание новой конкурентной среды в электроэнергетике Российской Федерации, требуют решения комплекса задач по обеспечению оперативно-диспетчерского управления Единой энергосистемой России в новых экономических условиях и определяют стратегические задачи Системного оператора.

1. Непрерывность технологического процесса в энергетике обуславливает необходимость единого централизованного диспетчерского управления режимами работы электростанций и электрических сетей. Надежность ЕЭС России, спецификой которого является большая географическая протяженности и удаленность центров генерации от центров потребления, обеспечивается за счет качественного планирования и управления режимами с использованием средств автоматического режимного и противоаварийного управления. Миссия Системного оператора по управлению режимами ЕЭС определяет одно из приоритетных направлений деятельности – ***Развитие технологий расчета, анализа и регулирования электроэнергетических режимов.***

В рамках его практической реализации в 2005 году планируется:

- Проведение работ по реконструкции диспетчерских пунктов управления, модернизации систем сбора, обработки и отображения параметров электроэнергетических режимов.
- Подведение итогов тендера, контрактация и начало разработки системы SCADA/EMS.
- Совершенствование и развитие систем связи с диспетчерскими центрами, центрами управления сетей, субъектами электроэнергетики.
- Совершенствование математических моделей и методов расчета и анализа электроэнергетических режимов, планирования электроэнергетических режимов, автоматического противоаварийного и режимного управления.

2. Оптовый рынок электроэнергии переходного периода стал основным механизмом, обеспечивающим демонополизацию отрасли. Функционирование и развитие конкурентного рынка стало возможным благодаря созданию его инфраструктуры, одним из основных элементов которой является Системный оператор.

Задача Системного оператора, как инфраструктурного института рынка обеспечить проведение необходимых мероприятий по ***развитию технологий поддержки торговых процедур, сопровождения рынка и отчетности.***

Дальнейшее развитие рыночной среды предусматривает не просто механическое расширение сектора свободной торговли, а создание качественно новой конструкции, позволяющей перейти от переходной модели к целевой, базовые черты которой сегодня уже проработаны. С этой целью в 2005 году предстоит обеспечить запуск сектора свободной торговли на территории Сибири, создание балансирующего рынка и подготовку к запуску рынка мощности, резервов и системных услуг, а также системы регулируемых двухсторонних договоров купли-продажи электроэнергии, запланированных на начало 2006 года.

В рамках ее практической реализации в 2005 году предстоит выполнить:

- Технологическое обеспечение запуска сектора свободной торговли на территории Сибири, создания балансирующего рынка.
- Подготовка к запуску рынка системных услуг и и системы регулируемых двусторонних договоров.
- Совершенствование технологий информационного обмена с участниками рынка и инфраструктурными организациями.
- Развитие внутренних деловых процессов ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» в части поддержки рыночных технологий.

3. Системный оператор создан на базе исторически сложившейся иерархической структуры централизованного оперативно-диспетчерского управления ЕЭС. Развитие ЕЭС России, изменение технологии планирования режимов работы ЕЭС, необходимость повышения прозрачности действий Системного оператора требуют совершенствования системы оперативно-диспетчерского управления, в том числе, **оптимизации организационной структуры** (при безусловном сохранении централизации и иерархического подчинения) по следующим основным направлениям:

- Ликвидация промежуточных звеньев в схеме прохождения диспетчерских команд.
- Перераспределение функций по диспетчерскому ведению и управлению между диспетчерскими центрами.
- Изменение конфигурации операционных зон диспетчерских центров.

4. В целях обеспечения надежной работы ЕЭС России одной из основных стратегических задач является **обеспечение функциональной живучести диспетчерских центров и системы оперативно-диспетчерского управления.**

В рамках ее практической реализации в 2005 году планируется:

- Проведение работ по повышению как физической защищенности зданий и сооружений, так и безопасности информационных ресурсов Общества.
- Проведение дополнительных мероприятий по развитию и поддержанию в готовности резервной системы диспетчерско-технологического управления. Работы проводятся в соответствии с разработанным Рабочей группой исполнительного аппарата ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» Стандартом оснащенности ЗЗПУ.
- Развитие информационных технологий, позволяющих осуществлять дублирование одних диспетчерских центров другими.

5. Существенное увеличение функциональной нагрузки, связанное с необходимостью обеспечения надежного оперативно-диспетчерского управления в конкурентных экономических условиях выдвигает принципиально новые требования к уровню профессиональной подготовки и переподготовки руководящего, технологического и оперативно-диспетчерского персонала ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС». Увеличение информационных потоков и внедрение автоматизированных систем сопровождается высокими психофизиологическими нагрузками и актуальностью эргономических проблем обеспечения надёжности функционирования систем «человек-машина». Необходимость принятия конкретных практических мер в области управления человеческими ресурсами определяет следующее приоритетное направление деятельности Общества – **Повышение надёжности профессиональной деятельности персонала.**

Указанное направление предусматривает решение следующих задач:

- Создание новых и развитие действующих центров тренажерной подготовки диспетчерского персонала.
- Внедрение компьютерных тренажеров для подготовки и аттестации персонала.
- Создание автоматизированных систем для организации набора, учета и перемещения работников.
- Медицинский контроль и реабилитация работников.

6. Информационно-вычислительная система Общества является одной из основных составляющих технического обеспечения оперативно-диспетчерского управления. Она позволяет оптимально организовать и использовать информационные ресурсы компании, более эффективно вести дела, быстрее реагировать на изменения внешнего окружения. В этой связи одно из важнейших направлений деятельности - ***Повышение надежности и эффективности управления информационными ресурсами ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС».***

В 2005 году предусматривается развитие информационной системы, построенной в архитектуре Web-технологии, что позволит оптимально организовать и использовать информационные ресурсы компании, в том числе:

- Внедрение средств управления корпоративной информационной системой.
- Создание платформы консолидации технологических и бизнес-приложений.
- Совершенствование технологических web-сайтов и ПО обработки макетов.
- Адаптация систем информационного обмена для использования ЭЦП.
- Модернизация серверного оборудования и средств хранения данных.
- Проведение работ по переоснащению рабочих мест ПЭВМ, рабочими станциями, оргтехникой, периферийным оборудованием.

7. Формирование Системного оператора, как единой трехуровневой иерархической структуры, созданной для управления режимами ЕЭС в новых экономических условиях, требует выработки подходов к формированию имущественного комплекса, обеспечивающего функционирование системы оперативно-диспетчерского управления. При этом специфика деятельности Общества определяет требования ко всем элементам имущественного комплекса, включая здания и сооружения диспетчерских центров.

Повышение эффективности управления имущественным комплексом, а также совершенствование финансово-экономической и хозяйственной деятельности в совокупности образуют приоритетное направление деятельности Общества – ***Улучшение инфраструктуры, обеспечивающей функционирование оперативно-диспетчерского управления.***

Основными задачами на 2005 год являются:

- Развитие типовой автоматизированной информационной системы (ТАИС) с подсистемами управленческого, кадрового и бухгалтерского учета
- Развитие автоматизированной системы делопроизводства и документооборота.
- Совершенствование системы юридического обеспечения.
- Строительство и реконструкция зданий и сооружений диспетчерских центров.
- Реконструкция систем инженерного обеспечения.

Раздел 15. СПРАВОЧНАЯ ИНФОРМАЦИЯ ДЛЯ АКЦИОНЕРОВ.

Наименование эмитента

Открытое акционерное общество «Системный оператор–Центральное диспетчерское управление Единой энергетической системы»

“System Operator-Central Dispatching Office for the Unified Energy System”

Сокращенное наименование эмитента (для коммерческих организаций)

ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС»

“SO-CDO for UES”

Номер свидетельства о государственной регистрации (документа, подтверждающего государственную регистрацию) эмитента и дата государственной регистрации

Номер свидетельства о государственной регистрации	№ 001.025.494
Дата государственной регистрации	17 июня 2002 года
Орган, осуществивший государственную регистрацию	Московская регистрационная палата
Основной государственный регистрационный номер (ОГРН)	1027700201352
Дата внесения записи в Единый государственный реестр юридических лиц	09 сентября 2002 года

Идентификационный номер налогоплательщика 7705454461

Код по ОКВЭД 40.10.3

ОКПО 59012820

ОКГУ 41002

ОКАТО 45286580000

ОКФС 16

ОКОПФ 47

Сведения об организации, осуществляющей ведение реестра владельцев именных ценных бумаг эмитента

Полное фирменное наименование организации: Открытое акционерное общество "Центральный Московский Депозитарий"

Данные о лицензии на осуществление деятельности по ведению реестров владельцев именных ценных бумаг (номер, дата выдачи, орган, выдавший лицензию, срок действия).

Номер лицензии: 10-000-1-00255

Дата выдачи: 13.09.2002
Срок действия: не установлен
Орган, выдавший лицензию: ФКЦБ России

Размер уставного капитала эмитента

Размер уставного капитала ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» составляет 992 769 819 рублей

Данные о доле государства (муниципального образования) в уставном капитале эмитента и специальные права

Доли государства (муниципального образования) в уставном капитале эмитента нет.

Специального права на участие Российской Федерации, субъектов Российской Федерации, муниципальных образований в управлении эмитентом нет.

Количество акционеров (участников) эмитента: 1 юридическое лицо

Единственный акционер ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» - ОАО РАО «ЕЭС России».

Полное фирменное наименование: Российское открытое акционерное общество энергетики и электрификации «ЕЭС России»

Сокращенное фирменное наименование: ОАО РАО «ЕЭС России»

ОАО РАО «ЕЭС России» принадлежит 992 769 819 штук обыкновенных именных акций ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС», что составляет 100 % от всех обыкновенных именных акций ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» и предоставляет 100% голосов на собрании акционеров.

Сведения о выпусках ценных бумаг эмитента

ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» размещены обыкновенные именные бездокументарные акции номинальной стоимостью 1 (Один) рубль каждая в количестве 992 769 819 штук на общую сумму по номинальной стоимости 992 769 819 рублей.

Сведения о государственной регистрации выпуска акций:

Дата регистрации: 11.10.2002

Регистрационный номер: 1-01-65019-D

Орган, осуществивший государственную регистрацию выпуска: ФКЦБ России.

Способ размещения: распределение среди учредителей

Период размещения: с 17.06.2002 по 17.06.2002

Текущее состояние выпуска: размещение завершено

Количество фактически размещенных ценных бумаг в соответствии с зарегистрированным отчетом об итогах выпуска: 992 769 819 штук

Сведения о государственной регистрации отчета об итогах выпуска:

Дата регистрации:

11.10.2002

Орган, осуществивший государственную регистрацию:

ФКЦБ России

26 ноября 2004 г. Советом директоров ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» (Протокол № 23) утверждено Решение о дополнительном выпуске акций на основании решения единственного акционера - ОАО РАО "ЕЭС России" об увеличении уставного капитала ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» (решение Совета директоров ОАО РАО «ЕЭС России», выполняющего функции общего собрания акционеров ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» от 29 октября 2004 г. Протокол № 180).

Сведения о дополнительном выпуске:

Вид размещаемых ценных бумаг – акции именные

Категория (тип)- обыкновенные

Номинальная стоимость – 1 (Один) рубль

Количество ценных бумаг- 349 000 844 (Триста сорок девять миллионов восемьсот сорок четыре) штуки

Способ размещения – закрытая подписка

Все акции дополнительного выпуска размещаются в пользу единственного акционера - ОАО РАО «ЕЭС России». ОАО РАО «ЕЭС России», вносит в оплату акций ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» имущество, закрепленное за исполнительным аппаратом ОАО РАО «ЕЭС России», ликвидируемыми филиалами ОАО РАО «ЕЭС России» Объединенными диспетчерскими управлениями (ОДУ Центра, ОДУ Северо-Запада, ОДУ Средней Волги, ОДУ Северного Кавказа, ОДУ Урала, ОДУ Сибири, ОДУ Востока) а также частично имущество, закрепленное за Представительствами ОАО РАО «ЕЭС России» по управлению акционерными обществами «Волгаэнерго», «Южэнерго», «Сибирьэнерго», «Уралэнерго», «Востокэнерго», используемое в сфере оперативно-диспетчерского управления.

Выпуск акций зарегистрирован Федеральной службой по финансовым рынкам 3 февраля 2005 года. Дополнительному выпуску акций присвоен государственный регистрационный номер 1-01-65019-D-001D.

Дата начала размещения: на второй день с момента государственной регистрации выпуска акций.

Дата окончания размещения: размещение последней акции выпуска, но не позднее одного года с даты утверждения решения о выпуске ценных бумаг.

Сведения об оценщиках эмитента.

Оценка имущества, внесенного в уставный капитал ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» проводилась сертифицированным оценщиком, аккредитованным при ОАО РАО «ЕЭС России» компанией «Делойт и Туш СНГ» с привлечением лицензированных оценщиков-субконтракторов, также аккредитованных при ОАО РАО «ЕЭС России»: ООО АКФ «ТОП-Аудит» и ООО «Пачоли». Оценка была проведена по состоянию на 01 января 2002 года. Работа выполнялась в соответствии со стандартами профессиональной деятельности в области оценки: стандартами оценки, обязательными к применению субъектами оценочной деятельности, утвержденными постановлением Правительства РФ от 6 июля 2001г. №519 и международными стандартами оценки МСО1-МСО4, принятыми Международным Комитетом по стандартам оценки имущества (МКСОИ).

- Закрытое акционерное общество ««Делойт и Туш СНГ»:

Лицензия на осуществление оценочной деятельности №004646 от 01.08.2002
Место нахождения: 103009, г. Москва, ул. Тверская, д.16/2, стр.1
ИНН 7703097990
Срок действия лицензии: до 28 августа 2004г.

- Общество с ограниченной ответственностью «Пачоли. Аудиторская компания»:
Лицензия на осуществление оценочной деятельности №000399 от 28.08.2001г.
Место нахождения: 119136, г. Москва, просп. Вернадского, д.127, корп.3
ИНН 7729142599
Срок действия лицензии: до 28 августа 2004г.

- Общество с ограниченной ответственностью «Аудиторская и консалтинговая фирма «Топ-аудит»:
Лицензия на осуществление оценочной деятельности №000817 от 10.09.2001г.
Место нахождения: 123424, г. Москва, Волоколамское шоссе, д.73
ИНН 7733059640
Срок действия лицензии: до 10 сентября 2004г.

Сведения об оценщиках, привлеченных для определения рыночной стоимости имущества, передаваемого в оплату дополнительного выпуска акций и рыночной оценки акций ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС»

а) Оценка имущества ОАО РАО «ЕЭС России» и филиалов ОАО РАО «ЕЭС России»: Объединенных диспетчерских управлений энергосистемами (ОДУ Центра, ОДУ Северо-Запада, ОДУ Средней Волги, ОДУ Северного Кавказа, ОДУ Урала, ОДУ Сибири, ОДУ Востока) и части имущества Представительства ОАО РАО «ЕЭС России» по управлению акционерными обществами «Волгаэнерго» произведена независимым оценщиком ООО «Консалтинговая группа «Эксперт»:

Общество с ограниченной ответственностью «Консалтинговая группа «Эксперт»
Место нахождения: 123 100, г. Москва, ул. Анны Северьяновой, д.1/14
Лицензия: № 000116 от 16 августа 2001 года
Срок действия лицензии: до 16 августа 2007 года

б) Оценка части имущества филиала ОАО РАО «ЕЭС России Представительства ОАО РАО «ЕЭС России» по управлению акционерными обществами «Волгаэнерго» произведена независимым оценщиком Общество с ограниченной ответственностью «Консалтинговая группа «Лаир»:

Сведения об оценщике:

Общество с ограниченной ответственностью «Консалтинговая группа «Лаир»
Место нахождения: 191123, Россия, Санкт-Петербург, ул. Фурштатская,40
Лицензия: № 000004 от 6 августа 2001 года
Срок действия лицензии: до 6 августа 2007 года

в) Оценка части имущества филиала ОАО РАО «ЕЭС России Представительства ОАО РАО «ЕЭС России» по управлению акционерными обществами «Южэнерго» произведена независимым оценщиком ЗАО «Отечество»:

Закрытое акционерное общество «Отечество»

Место нахождения: г. Волгоград, Тракторозаводный р-н, пл. Дзержинского, д.1

Лицензия: № 000009 от 6 августа 2001 года
Срок действия лицензии: до 06 августа 2007 года

г) Оценка части имущества филиала ОАО РАО «ЕЭС России Представительства ОАО РАО «ЕЭС России» по управлению акционерными обществами «Сибирьэнерго» произведена независимым оценщиком ООО «Институт оценки собственности и финансовой деятельности».

Общество с ограниченной ответственностью «Институт оценки собственности и финансовой деятельности».

Место нахождения: 643041, Томская область, г. Томск, пр. Кирова, д.51а

Лицензия: № 000857 от 10 сентября 2001 года

Срок действия лицензии: до 10 сентября 2007 года

д) Оценка части имущества филиала ОАО РАО «ЕЭС России Представительства ОАО РАО «ЕЭС России» по управлению акционерными обществами «Востокэнерго» произведена независимым оценщиком ЗАО «Профессиональный центр оценки и экспертиз».

Закрытое акционерное общество «Профессиональный центр оценки и экспертиз»

Место нахождения: 113054, г. Москва, ул. Дубининская, д.35.

Лицензия: № 000071 от 14 августа 2001 года

Срок действия лицензии: до 13 августа 2007 года

е) Оценка части имущества филиала ОАО РАО «ЕЭС России Представительства ОАО РАО «ЕЭС России» по управлению акционерными обществами «Уралэнерго» произведена независимым оценщиком ЗАО «Отечество».

Закрытое акционерное общество «Отечество»

Место нахождения: г. Волгоград, Тракторозаводный р-н, пл.Дзержинского, д.1 Лицензия: № 000009 от 6 августа 2001 года

Срок действия лицензии: до 06 августа 2007 года

ж) Рыночная оценка одной обыкновенной акции в составе 100% пакета акций ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» произведена независимым оценщиком ООО «Лаир» в соответствии с договором №20/07/04А от 20.07.2004. По заключению независимого оценщика рыночная стоимость одной обыкновенной акции ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» в составе 100% пакета акций ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» на дату определения стоимости 01.07.2004 составляет 1 рубль 50 копеек.

Общество с ограниченной ответственностью «Консалтинговая группа «Лаир»

Место нахождения: 191123, Россия, Санкт-Петербург, ул. Фурштатская, 40

Лицензия: № 000004 от 6 августа 2001 года

Срок действия лицензии: до 6 августа 2007 года

Сведения об аудиторах эмитента.

В соответствии со ст.48 Федерального Закона «Об акционерных обществах» кандидатура Аудитора Общества утверждается Общим собранием акционеров Общества. Перечень аудиторских организаций, которые рекомендуются Общим собраниям дочерних и зависимых обществ ОАО РАО «ЕЭС России» для осуществления одновременного ежегодного аудита финансовой отчетности, подготовленной в соответствии с Российским законодательством и международными стандартами финансовой отчетности, определяется по результатам ежегодного конкурсного отбора, проводимого Комиссией по аудиту ОАО РАО «ЕЭС России».

- Независимая проверка бухгалтерского учета и отчетности за 2002 год проведена аудитором ООО «Михайлов и Ко. Аудит»

Наименование: Общество с ограниченной ответственностью "Михайлов и Ко. Аудит"

Место нахождения: 125284 г. Москва, ул. Беговая, д.2

ИНН: 7713044469

Почтовый адрес: 125284, г. Москва, ул. Беговая, д.2

Тел.: (095) 945 44 63 Факс: (095) 945-27-06

Данные о лицензии аудитора:

Номер лицензии: Е 001134

Дата выдачи: 24.07.2002

Срок действия: до 24.07.2007

Орган, выдавший лицензию: Министерство Финансов Российской Федерации

- Независимая проверка бухгалтерского учета и отчетности за 2003 год, проведена аудитором ООО "Аудиторская компания "Налоговое бюро"

Наименование: ООО "Аудиторская компания "Налоговое бюро"

Место нахождения: 119517, Москва, Нежинская ул., д.13, пом. 4, комн.1-10

ИНН: 7729349459

Почтовый адрес: 123610, Москва, Краснопресненская наб.,д.12, оф. 1607

Тел.: 258 24 70 Факс: 258 24 69

Адрес электронной почты: tax@wtt.ru

Данные о лицензии аудитора:

Номер лицензии: Е 000319

Дата выдачи: 20.05.2000

Срок действия: до 20.05.2005

Орган, выдавший лицензию: Министерство Финансов Российской Федерации

- Независимая проверка бухгалтерского учета и отчетности за 2004 год, проведена аудитором ООО "Моор Стивенс СиАйЭс"

Наименование: Общество с ограниченной ответственностью "Моор Стивенс СиАйЭс"

Место нахождения: 101934, г. Москва, Архангельский пер., дом 1/1/9, стр.2, офис 6

ИНН/КПП: 7701241832/770101001

Почтовый адрес: 107031,г. Москва, Страстной бульвар, дом 16, вход 1

Тел.: (095) 937 91 21 Факс: (095) 937 91 22

Адрес электронной почты: tax@wtt.ru

Данные о лицензии аудитора:

Номер лицензии: Е 004757

Дата выдачи: 01.08.2003

Срок действия: до 01.08.2008

Орган, выдавший лицензию: Министерство Финансов Российской Федерации

Годовая бухгалтерская отчетность эмитента и аудиторское заключение публикуются в Российской газете и раскрываются в сети Интернет www.so-cdu.ru.