



**СИСТЕМНЫЙ ОПЕРАТОР  
ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ**

# **Отчет о функционировании ЕЭС России в 2012 году**

Подготовлен в соответствии с «Правилами  
разработки и утверждения схем и программ  
перспективного развития электроэнергетики»  
(утверждены постановлением Правительства РФ  
от 17.10.2009 №823)

## **1. ОСНОВНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ РАБОТЫ ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ РОССИИ**

На конец 2012 года в составе ЕЭС России работали семь Объединенных энергосистем (ОЭС). Параллельно работают ОЭС Центра, Средней Волги, Урала, Северо-Запада, Юга и Сибири. Параллельно работающие в составе ОЭС Востока энергосистемы образуют отдельную синхронную зону, точки раздела которой по транзитам 220 кВ с ОЭС Сибири устанавливаются оперативно в зависимости от складывающегося баланса обоих энергообъединений.

На конец 2012 года параллельно с ЕЭС России работали энергосистемы Белоруссии, Эстонии, Латвии, Литвы, Грузии, Азербайджана, Казахстана, Украины и Монголии. Через энергосистему Казахстана в течение 2012 года параллельно с ЕЭС России работали энергосистемы Центральной Азии – Узбекистана, Киргизии. Через энергосистему Украины – энергосистема Молдавии.

Совместно с ЕЭС России через устройства Выборгского преобразовательного комплекса работала энергосистема Финляндии, входящая в энергообъединение энергосистем Скандинавии. Кроме этого с энергосистемой Финляндии параллельно работали отдельные генераторы Северо-Западной ТЭЦ и ГЭС Ленинградской энергосистемы. Параллельно с энергосистемой Норвегии работали отдельные генераторы ГЭС Кольской энергосистемы. От электрических сетей России также осуществлялось электроснабжение выделенных районов Китая.

В январе 2012 года успешно проведены испытания вставки постоянного тока на новой межгосударственной воздушной линии электропередачи 500 кВ Амурская – Хэйхэ, построенной в целях увеличения экспорта российской электроэнергии (мощности) в Китай. В апреле 2012 года новая ВЛ 500 кВ Амурская – Хэйхэ введена в эксплуатацию. На конец 2012 года максимальная передаваемая мощность электропередачи составляла 750 МВт.

Во исполнение установленных Федеральным законом № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» функций по организации и управлению режимами параллельной работы российской электроэнергетической системы и электроэнергетических систем иностранных государств» ОАО «СО ЕЭС» продолжены работы по расширению и качественному совершенствованию правового, нормативно-технического, технологического и информационного обеспечения совместной работы ЕЭС России и энергосистем зарубежных стран, работающих с ЕЭС России в единой синхронной зоне, а также энергосистем, соединенных с ЕЭС России посредством несинхронной связи.

В 2012 году были подписаны следующие межправительственные и межотраслевые документы:

1) Соглашение между Правительством Российской Федерации и Кабинетом Министров Украины о мероприятиях по обеспечению параллельной работы Объединенной энергетической системы Украины и Единой энергетической системы России (12 июля 2012 г.)

2) Межсистемное соглашение о совместной работе Единой энергетической системы России и энергетической системы Китайской народной республики (6 февраля 2012 г.).

3) Соглашение об организации информационного обмена между ОАО «СО ЕЭС», РУП «ОДУ» и НЭК «Укрэнерго» (7 февраля 2012 г.).

4) Дополнительное соглашение к Соглашению по использованию пропускной способности и осуществлению трансграничной торговли по трансграничным электрическим связям 400 кВ ПС Выборская (Россия) - ПС Юлликкяля/ПС Кюми (Финляндия) между ОАО «ФСК ЕЭС», ОАО «СО ЕЭС» и Fingrid Oyj (25 сентября 2012 г), обеспечившее переход на двухчасовой интервал внутрисуточной актуализации планового почасового графика электропередачи, что позволяет более точно и оперативно планировать переток из России в Финляндию с учетом текущих схемно-режимных условий и реальной потребности финляндской стороны в электроэнергии.

**Единая энергосистема России в 2012 году 100% календарного времени работала с нормативной частотой электрического тока, определенной ГОСТ 13109-97. Кроме того, в 2012 году частота электрического тока в ЕЭС России поддерживалась в пределах, установленных Стандартом ОАО «СО ЕЭС» «Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике. Регулирование частоты и перетоков активной мощности в ЕЭС и изолированно работающих энергосистемах России. Требования к организации и осуществлению процесса, техническим средствам».**

В течение 2012 года были зафиксированы кратковременные отклонения частоты электрического тока за пределы  $50,00 \pm 0,05$  Гц в 1 синхронной зоне ЕЭС России, не нарушающие требования указанного Стандарта. Причины отклонений обусловлены, в основном, возникновением крупных аварийных небалансов мощности в ЕЭС России и наличием нерегулярных колебаний суточного графика потребления/генерации, некомпенсированных средствами вторичного регулирования. Максимальные и минимальные значения частоты в 1 синхронной зоне ЕЭС России составили соответственно 50,089 Гц и 49,920 Гц. Максимальное время выхода частоты за пределы  $50,00 \pm 0,05$  Гц составило 5 мин. 30 сек.

В 2012 году суммарная продолжительность работы 1 синхронной зоны ЕЭС России с частотой электрического тока более 50,05 Гц составила 01 час 01 минута, а с частотой менее 49,95 Гц – 01 час 23,5 минуты.

На конец 2012 года общая **установленная мощность электростанций ЕЭС России** составила **223070,83** МВт.

**Выработка электроэнергии электростанциями ЕЭС России** в 2012 году составила **1032,3** млрд. кВтч. **Потребление электроэнергии** в 2012 году составило **1016,5** млрд. кВтч.

**Годовой максимум** потребления ЕЭС России зафиксирован в 10:00 21.12.2012 при частоте электрического тока 50,00 Гц и составил **157425** МВт. При этом **нагрузка электростанций ЕЭС России** составила **158986** МВт.

По ряду энергообъединений и энергосистем уровень потребления мощности 2012 года превысил исторический максимум.

Сравнительные данные по уровню максимального потребления мощности энергообъединений (энергосистем), превысивших исторический максимум, представлены в таблице 1.1.

Таблица 1.1

Наименование энергообъединения, энергосистемы	Достигнутый исторический максимум потребления мощности в 2012 году		Предыдущее значение исторического максимума потребления мощности		Величина превышения МВт
	потребление, МВт	дата	потребление, МВт	дата	
<b>ЕЭС России</b>	157425	21.12.12	155226	02.02.12	2199
ОЭС Центра	38916	24.12.12	38009	13.02.12	907
Белгородская ЭС	2182	20.12.12	2131	07.02.12	51
Калужская ЭС	1017	21.12.12	951	13.02.12	66
Московская ЭС	18052	24.12.12	17556	13.02.12	496
Тюменская ЭС	11761	17.12.12	11431	15.12.11	330
ОЭС Сибири	31838	18.12.12	31418	23.12.10	420
ОЭС Востока	5472	26.12.12	5228	13.01.12	244
ЭС Приморского края	2258	26.12.12	2207	25.01.12	51

Динамика изменения потребления электроэнергии и мощности по ЕЭС России представлена на рисунке 1.1. Основные показатели работы ОЭС и ЕЭС России за 2012 год приведены в табл. 1.2.

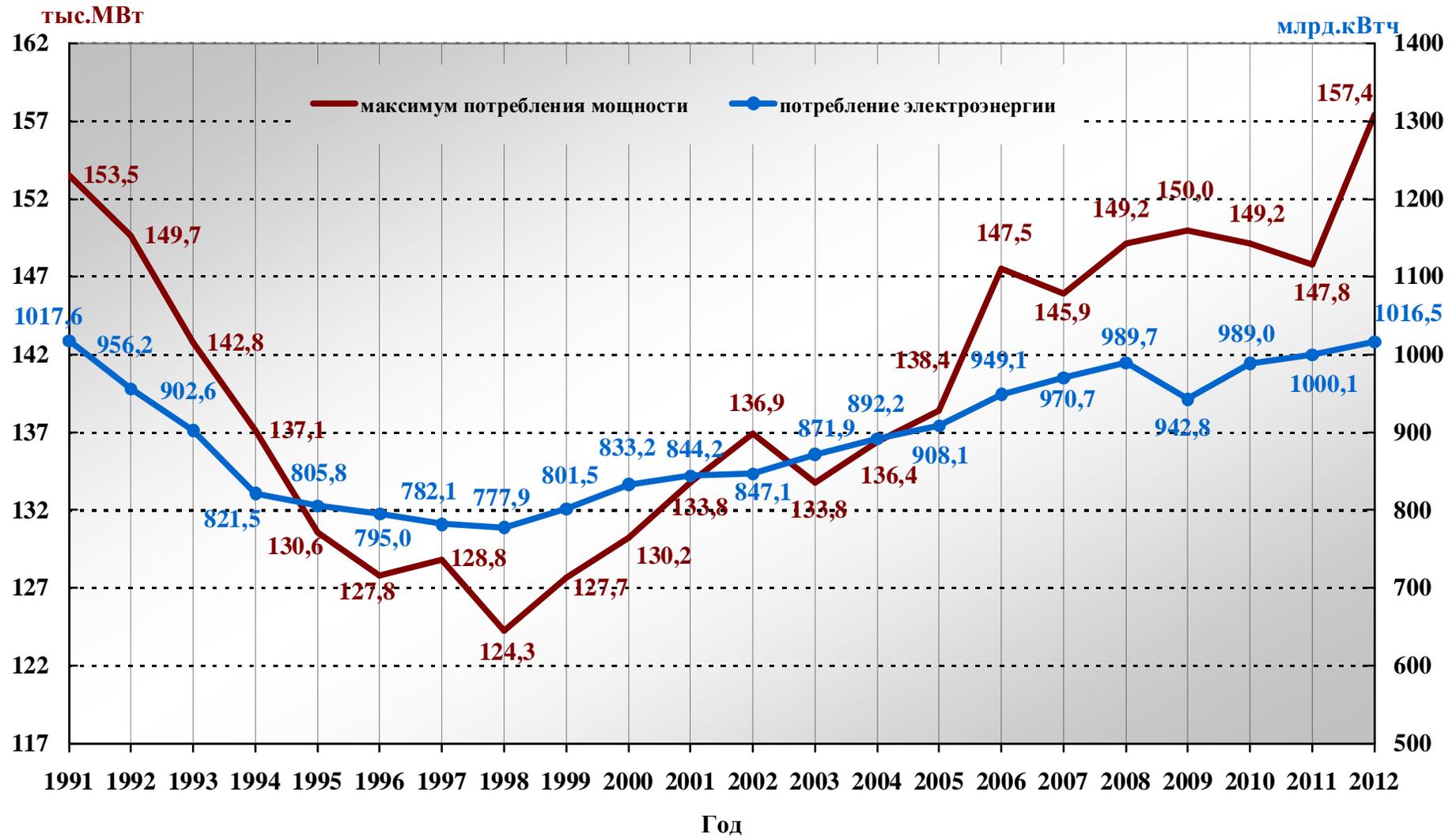


Рис.1.1 Динамика изменения потребления электроэнергии и мощности по ЕЭС России

Таблица 1.2.

## Основные показатели работы ОЭС и ЕЭС России в 2012 году

Показатель	Энергообъединения							
	ЕЭС России	в том числе:						
		Центра	Средней Волги	Урала	Северо- Запада	Юга	Сибири	Востока
Установленная мощность на 01.01.2013, МВт	223070,83	51290,1	25951,3	46239,98	23389,91	18605,89	48532,66	9060,99
± к 2011 г., %	2,2	1,9	0,5	1,1	4,1	4,7	3,4	-1,6
Располагаемая мощность эл.станций на годовой максимум потребления 2012 г., МВт	210997	50054	23837	44605	21429	17252	44854	8965
± к 2011 г., %	5,0	1,9	0,6	5,3	6,6	5,0	11,7	-1,6
Нагрузка эл.станций на годовой максимум потребления 2012 г., МВт	158986	39286	17520	38768	15418	13449	29081	5464
± к 2011 г., %	6,3	3,6	11,4	7,7	2,1	9,0	3,4	25,1
Выработка ЭЭ, млрд. кВтч	1032,3	243,0	110,0	259,1	104,9	79,6	201,1	34,6
± к 2011 г., %	1,3	1,6	-0,2	1,3	-0,9	0,8	1,9	8,5
Потребление ЭЭ, млрд. кВтч	1016,5	229,4	108,5	257,0	93,2	86,5	210,2	31,7
± к 2011 г., %	1,6	2,6	0,5	0,9	0,7	0,9	2,5	3,8

## 2. УСТАНОВЛЕННАЯ МОЩНОСТЬ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

### 2.1. Вводы новой мощности, демонтаж, перемаркировка. Структура установленной мощности (ТЭС, ГЭС, АЭС).

Установленная мощность электростанций ЕЭС России на 01.01.2013 составила **223 070,83 МВт**.

Увеличение установленной мощности электростанций ЕЭС России за счет вводов нового, а также модернизации действующего генерирующего оборудования электростанций составило 6460,5 МВт, в том числе:

- ввод новой мощности в 2012 году на электростанциях ЕЭС России с учетом электростанций промышленных предприятий составил **6134,31 МВт**;
- увеличением установленной мощности действующего генерирующего оборудования за счет его модернизации – **339,09 МВт**.

Выведено из эксплуатации генерирующего оборудования электростанций ЕЭС России суммарной мощностью **1 911,37 МВт**.

Установленная мощность электростанций объединенных энергосистем и ЕЭС России приведена в табл. 2.1.1.

Таблица 2.1.1

Энергообъединения	На 01.01.2012, МВт	Изменение мощности, МВт					На 01.01.2013, МВт
		Вводы	Вывод из эксплуатации	Перемаркировка		Прочие изменения (уточнение и др.)	
				Увеличение	Снижение		
<b>ЕЭС РОССИИ</b>	218235,79	6134,31	1911,37	339,09	102,0	375,01	223070,83
ОЭС Центра	50322,9	1405,0	481,5	49,0	5,3	-	51290,1
ОЭС Средней Волги	25817,7	227,4	199,8	35,0	15,0	86,0	25951,3
ОЭС Урала	45720,94	698,59	704,0	78,0	4,5	450,95	46239,98
ОЭС Северо-Запада	22466,67	1199,82	190,57	45,59	76,0	-55,6	23389,91
ОЭС Юга	17773,03	801,3	64,0	96,5	1,2	0,26	18605,89
ОЭС Сибири	46924,96	1802,2	253,5	35,0	-	24,0	48532,66
ОЭС Востока	9209,59	-	18,0	-	-	-130,6	9060,99

Структура установленной мощности электростанций объединенных энергосистем и ЕЭС России на 01.01.2013 приведена в табл. 2.1.2.

Таблица 2.1.2

Энергообъединения	Всего, МВт	ТЭС		ГЭС		АЭС	
		МВт	%	МВт	%	МВт	%
<b>ЕЭС РОССИИ</b>	223070,83	151827,96	68,1	45976,87	20,6	25266,0	11,3
ОЭС Центра	51290,1	36617,53	71,4	1838,57	3,6	12834,0	25,0
ОЭС Средней Волги	25951,3	15083,3	58,1	6796,0	26,2	4072,0	15,7
ОЭС Урала	46239,98	43797,34	94,7	1842,64	4,0	600,0	1,3
ОЭС Северо-Запада	23389,91	14681,87	62,8	2948,04	12,6	5760,0	24,6
ОЭС Юга	18605,89	10995,67	59,1	5610,22	30,2	2000,0	10,7
ОЭС Сибири	48532,66	24931,26	51,4	23601,4	48,6	-	-
ОЭС Востока	9060,99	5720,99	63,1	3340,0	36,9	-	-

Структура установленной мощности электростанций ЕЭС России на начало 2013 года по видам генерирующего оборудования представлена на рис. 2.1.1.

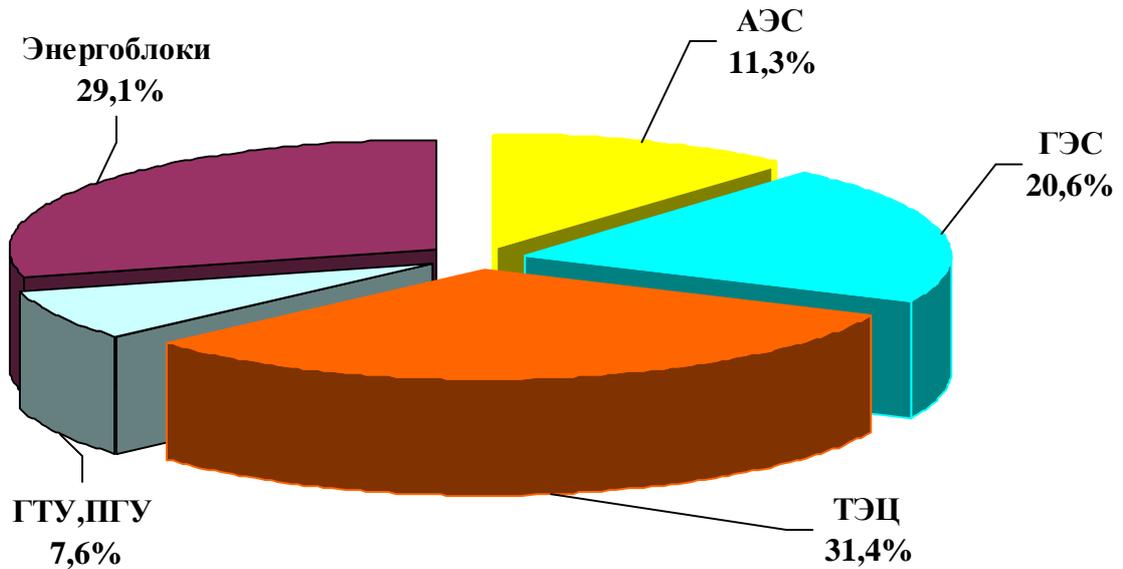


Рис.2.1.1. Структура установленной мощности электростанций ЕЭС России

Таблица 2.1.3

Вводы генерирующего оборудования на электростанциях ЕЭС России в 2012 году

Электростанции	Станционный номер	Оборудование	Установленная мощность, МВт
<b>ОЭС ЦЕНТРА</b>			<b>1405,0</b>
Ивановские ПГУ	№ 2	ПГУ	325
Касимовская ГТ-ТЭЦ	№1-2	ГТУ	18,0
Калининская АЭС	№4	ВВЭР	1000,0
Ливенская ТЭЦ	№3	ПГУ	30,0
ГТЭС ОАО "ФосАгро-Череповец"	№ 1	ГТУ	32,0
<b>ОЭС СРЕДНЕЙ ВОЛГИ</b>			<b>227,4</b>
Сызранская ТЭЦ		ПГУ-200	227,4
<b>ОЭС УРАЛА</b>			<b>698,59</b>
Пермская ТЭЦ-6	№1	ПГУ	119,0
ГТЭС Западно-Малобалыкского месторождения	№5-8	DTG 1,8/2G	7,2
ГТЭС ОАО «УралКалий»	№4	ГТУ	12,9
Приобская ГТЭС	№4	ГТУ	45
ГТЭС «Сибай»	№1	ГТУ	16
Зауральская ТЭЦ	№6	ГТУ	2,492
Уренгойская ГРЭС	№3	ПГУ	460
ГТЭС Вачимского месторождения ОАО «Сургутнефтегаз»	№1-3	ГТУ	36
<b>ОЭС СЕВЕРО-ЗАПАДА</b>			<b>1199,82</b>
Киришская ГРЭС	№62-63	ГТУ	564,0
Новгородская ТЭЦ	№ 4	ГТУ	168,0
ДЭС Коми		Дизель-генератор	0,54
ДЭС ОАО "РГК"		Дизель-генератор	2,328
Правобережная ТЭЦ-5	№2	ПГУ	463
ДЭС ОАО "РГК"		Дизель-генератор	1,952

Электростанции	Станционный номер	Оборудование	Установленная мощность, МВт
<b>ОЭС ЮГА</b>			<b>801,3</b>
Шахтинская ГТЭС	№ 6	Т-25-3,4	15,4
Краснодарская ТЭЦ	№5	ПГУ	411
Фаснальская ГЭС	№1-3	РО-120-Г-65	4,8
	№4	К450-Г2-96	1,6
Адлерская ТЭС	№1	ПГУ	180
	№ 2	ПГУ	180
ТЭЦ ОАО "Волжский Оргсинтез"	№1	Р-6-3,4/1-1,	6
	№2	Р-2,5-3,4/1-1	2,5
<b>ОЭС СИБИРИ</b>			<b>1802,2</b>
Красноярская ТЭЦ-3	№1	Т-204/220-12,8	208,0
Мобильные ГТЭС "ПС Кызылская"	№2	ГТУ FT-8 MobilPac 25	22,5
Харанорская ГРЭС	№3	К-225-12,8-3Р	225
Богучанская ГЭС	№1	РО75-В-750	333
Богучанская ГЭС	№2	РО75-В-750	333
Богучанская ГЭС	№3	РО75-В-750	333
Богучанская ГЭС	№4	РО75-В-750	333
Пиковая рез. котельная г.Томск	№1	ГТУ	14,7
<b>ВСЕГО</b>			<b>6134,31</b>

## 2.2. Использование установленной мощности ТЭС, ГЭС и АЭС ЕЭС России

Число часов использования установленной мощности электростанций в целом по ЕЭС России в 2012 году составило 4689 часов.

При этом число часов использования установленной мощности составляет:

- тепловых электростанций около 4635 часов или 52,4 % календарного времени (коэффициент использования установленной мощности);
- атомных электростанций – 7241 час (82,4 % календарного времени);
- гидроэлектростанций – 3473 часа (39,5 % календарного времени);
- электростанций промпредприятий – 5195 часов (57,4 % календарного времени).

Данные, характеризующие использование установленной мощности электростанций ЕЭС России в разрезе ОЭС за период 2011-2012 гг., приведены в табл. 2.2.1.

Таблица 2.2.1

**Коэффициенты использования установленной мощности электростанций  
по ЕЭС России и ОЭС  
в 2011 и 2012 годах**

	2011 г.				2012 г.				%
	ТЭС	ГЭС	АЭС	Эл.станции пром.пред.	ТЭС	ГЭС	АЭС	Эл.станции пром.пред.	
<b>ЕЭС России</b>	<b>52,9</b>	<b>39,9</b>	<b>81,4</b>	<b>57,6</b>	<b>52,4</b>	<b>39,5</b>	<b>82,4</b>	<b>57,4</b>	
ОЭС Центра	47,3	21,7	78,5	58,9	45,2	20,7	93,3	59,1	
ОЭС Средней Волги	43,3	32,9	92,5	46,7	46,8	36,2	90,1	51,3	
ОЭС Урала	66,2	29,7	80,9	77,7	64,6	31,6	80,8	74,8	
ОЭС Северо- Запада	47,2	47,1	76,6	48,3	44,9	52,5	67,9	49,2	
ОЭС Юга	50,7	37,1	90,2	36,8	49,3	39,1	89,5	24,5	
ОЭС Сибири	51,4	44,7	0,0	47,6	55,5	41,1	0	49,0	
ОЭС Востока	42,0	34,5	0,0	21,0	45,4	39,8	0,0	45,4	

### 3. ПОТРЕБЛЕНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ПО ЭЭС И ЭНЕРГОСИСТЕМАМ

Фактическое потребление электроэнергии по ЕЭС России в 2012 году составило 1 016 497,9 млн. кВтч (с учётом приграничной торговли в энергосистемах Мурманской области и г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области в объёме 753,7 млн.кВтч), что выше факта 2011 года на 1,6% и выше факта 2010 года на 2,8%.

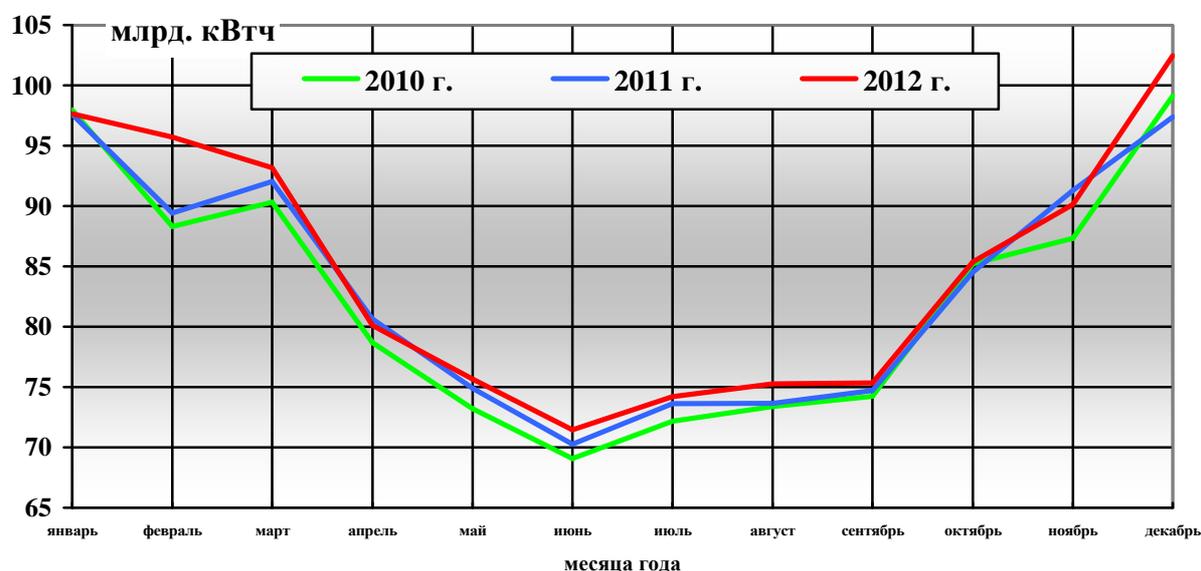
В течение 2012 года динамика потребления электроэнергии носила неоднородный характер, что вызвано в первую очередь температурным фактором.

В феврале 2012 года наличие дополнительного дня високосного года обусловило прирост потребления электроэнергии на 3,5% относительно февраля 2011 года, что в совокупности с понижением температуры наружного воздуха в первой декаде февраля 2012 года на 10,7°С привело к росту электропотребления в феврале 2012 года на 7,0% относительно 2011 года.

Повышение относительно прошлого года температуры наружного воздуха в апреле и ноябре 2012 года на 2,0°С и 2,5°С соответственно привело к снижению потребления электроэнергии по ЕЭС России на 0,6% и 1,3% соответственно.

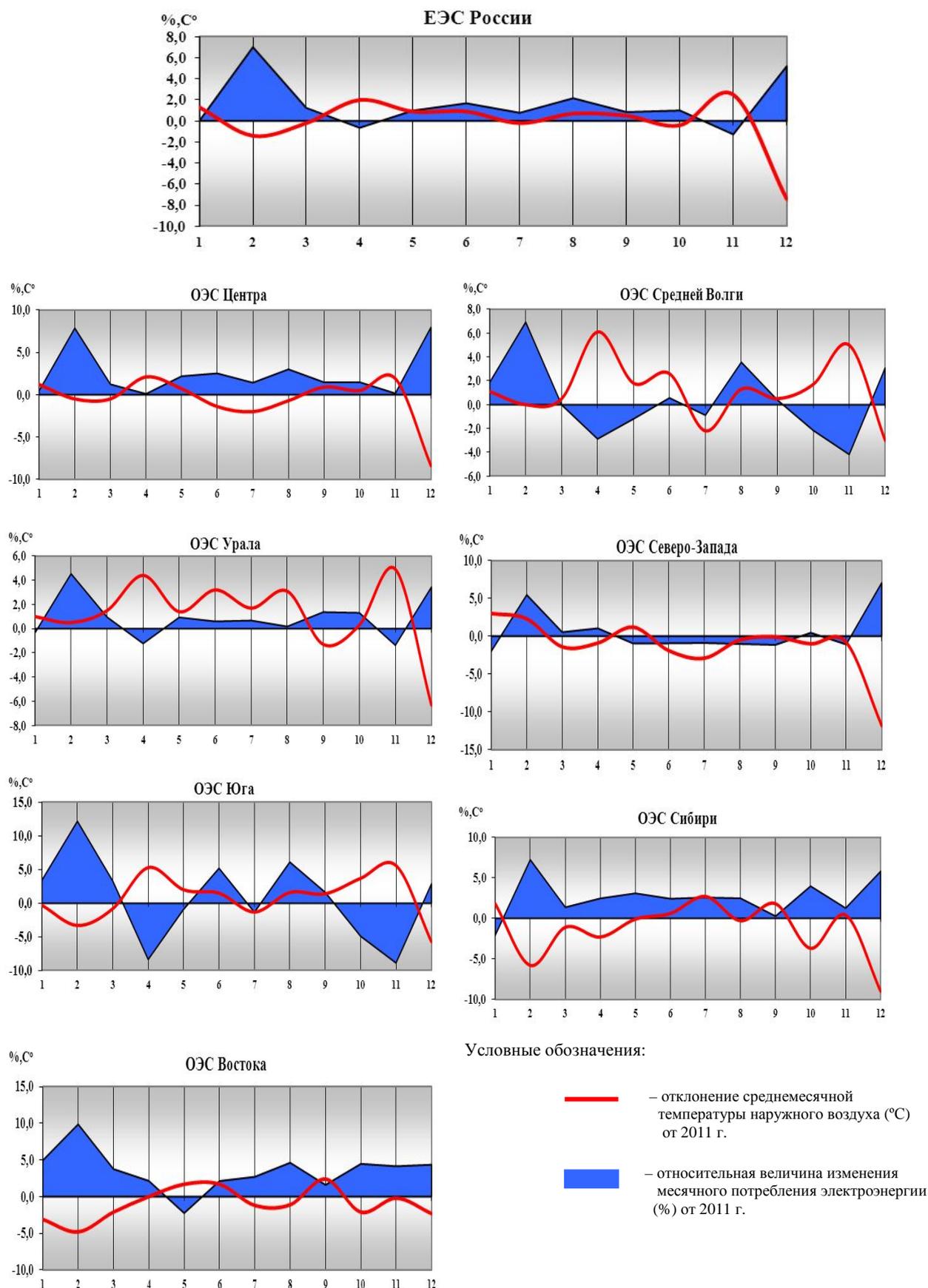
В декабре 2012 года среднемесячная температура по ЕЭС России была ниже аналогичного периода прошлого года на 7,4°С, что вызвало рост потребления электроэнергии на 5,2%.

Динамика потребления электроэнергии в ЕЭС России по месяцам 2012 года в сравнении с 2010 и 2011 годами представлена на рис. 3.1.



**Рис. 3.1. Динамика потребления электроэнергии в ЕЭС России по месяцам 2010 – 2012 годов**

На рисунке 3.2. представлена динамика изменения относительной величины потребления электроэнергии (в % к 2011 году) и динамика отклонения среднемесячной температуры наружного воздуха от 2011 года по месяцам 2012 года по ЕЭС России и ОЭС.



**Рис. 3.2. Динамика изменения относительной величины потребления электроэнергии и отклонения фактической температуры наружного воздуха по месяцам 2012 года**

В таблице 3.1 приведены данные о фактических годовых объемах потребления электроэнергии по ЕЭС России, ОЭС и субъектам РФ в 2012 году в сравнении с фактическими объемами потребления электроэнергии в 2011 году.

Таблица 3.1.

млн. кВтч

Наименование энергосистемы, субъекта РФ	Потребление электроэнергии			
	2011	2012	Откл. (+,-) к 2011	% к 2011
<b>ЕЭС РОССИИ</b>	<b>1 000 069,5</b>	<b>1 016 497,9</b>	<b>16428,4</b>	<b>1,6</b>
<b>ОЭС Центра</b>	<b>223 676,6</b>	<b>229 415,9</b>	<b>5739,3</b>	<b>2,6</b>
Белгородская область	14 754,8	14 906,1	151,3	1,0
Брянская область	4 333,7	4 488,8	155,1	3,6
Владимирская область	6 964,8	7 077,3	112,5	1,6
Вологодская область	13 599,2	13 531,8	-67,4	-0,5
Воронежская область	9 757,6	10 216,6	459,0	4,7
Ивановская область	3 697,5	3 758,3	60,8	1,6
Калужская область	5 119,1	5 403,7	284,6	5,6
Костромская область	3 611,5	3 655,5	44,0	1,2
Курская область	8 120,7	8 254,2	133,5	1,6
Липецкая область	10 990,7	11 743,1	752,4	6,8
Москва и Московская область	98 223,1	100 924,0	2700,9	2,7
Орловская область	2 705,5	2 807,4	101,9	3,8
Рязанская область	6 338,5	6 445,8	107,3	1,7
Смоленская область	6 204,5	6 275,9	71,4	1,2
Тамбовская область	3 445,7	3 453,2	7,5	0,2
Тверская область	7 688,6	8 256,2	567,6	7,4
Тульская область	9 936,0	9 938,6	2,6	0,0
Ярославская область	8 185,1	8 279,4	94,3	1,2
<b>ОЭС Средней Волги</b>	<b>108 005,0</b>	<b>108 503,8</b>	<b>498,8</b>	<b>0,5</b>
Нижегородская область	22 764,7	22 379,3	-385,4	-1,7
Республика Марий Эл	3 252,3	3 195,8	-56,5	-1,7
Республика Мордовия	3 237,3	3 411,9	174,6	5,4
Пензенская область	4 567,7	4 737,3	169,6	3,7
Самарская область	24 066,2	24 013,4	-52,8	-0,2
Саратовская область	13 279,6	13 009,1	-270,5	-2,0
Республика Татарстан	25 531,7	26 324,5	792,8	3,1
Ульяновская область	6 038,6	6 066,0	27,4	0,5
Чувашская Республика	5 266,9	5 366,5	99,6	1,9
<b>ОЭС Урала</b>	<b>254 597,5</b>	<b>257 001,2</b>	<b>2403,7</b>	<b>0,9</b>
Республика Башкортостан	24 982,9	25 358,7	375,8	1,5
Кировская область	7 388,7	7 477,8	89,1	1,2
Курганская область	4 492,8	4 530,9	38,1	0,8
Оренбургская область	16 460,1	16 415,9	-44,2	-0,3
Пермский край	23 557,4	23 610,9	53,5	0,2
Свердловская область	46 188,2	46 866,8	678,6	1,5
Удмуртская республика	9 114,3	9 343,8	229,5	2,5
Челябинская область	36 192,2	36 232,7	40,5	0,1
Тюменская область, Ханты-Мансийский АО-Югра и Ямало-Ненецкий АО	86 220,9	87 163,7	942,8	1,1
<b>ОЭС Северо-Запада</b>	<b>92 554,1</b>	<b>93 209,6</b>	<b>655,5</b>	<b>0,7</b>
Архангельская область и Ненецкий АО	7 631,5	7 673,4	41,9	0,5

Наименование энергосистемы, субъекта РФ	Потребление электроэнергии			
	2011	2012	Откл. (+,-) к 2011	% к 2011
Калининградская область	4 157,1	4 352,0	194,9	4,7
Республика Карелия	8 989,4	8 731,7	-257,7	-2,9
Мурманская область	13 113,2	13 210,2	97,0	0,7
Республика Коми	8 865,6	8 909,3	43,7	0,5
Новгородская область	4 174,0	4 294,7	120,7	2,9
Псковская область	2 137,0	2 226,5	89,5	4,2
Санкт-Петербург и Ленинградская область	43 486,3	43 811,8	325,5	0,7
<b>ОЭС Юга</b>	<b>85 748,6</b>	<b>86 509,6</b>	<b>761,0</b>	<b>0,9</b>
Астраханская область	4 285,5	4 321,6	36,1	0,8
Волгоградская область	19 090,8	18 800,2	-290,6	-1,5
Чеченская республика	2 331,1	2 340,7	9,6	0,4
Республика Дагестан	5 446,7	5 395,9	-50,8	-0,9
Республика Ингушетия	614,2	625,0	10,8	1,8
Кабардино-Балкарская республика	1 531,1	1 553,3	22,2	1,4
Республика Калмыкия	476,0	480,6	4,6	1,0
Карачаево-Черкесская республика	1 296,7	1 263,1	-33,6	-2,6
Краснодарский край и республика Адыгея	21 960,9	22 764,2	803,3	3,7
Ростовская область	17 034,0	17 428,9	394,9	2,3
Республика Северная Осетия- Алания	2 301,1	2 305,1	4,0	0,2
Ставропольский край	9 380,5	9 231,0	-149,5	-1,6
<b>ОЭС Сибири</b>	<b>204 966,3</b>	<b>210 184,1</b>	<b>5217,8</b>	<b>2,5</b>
Алтайский край и республика Алтай	10 812,4	11 093,8	281,4	2,6
Республика Бурятия	5 349,9	5 461,7	111,8	2,1
Иркутская область	53 179,5	54 708,4	1528,9	2,9
Красноярский край (*)	42 395,0	43 307,9	912,9	2,2
Республика Тыва	710,4	729,9	19,5	2,7
Новосибирская область	14 758,4	15 411,0	652,6	4,4
Омская область	10 479,6	10 902,4	422,8	4,0
Томская область	8 859,9	9 177,2	317,3	3,6
Забайкальский край	7 562,6	7 905,3	342,7	4,5
Республика Хакасия	16 809,9	17 503,4	693,5	4,1
Кемеровская область	34 048,7	33 983,1	-65,6	-0,2
<b>ОЭС Востока</b>	<b>30 521,4</b>	<b>31 673,7</b>	<b>1152,3</b>	<b>3,8</b>
Амурская область	7 391,6	7 899,9	508,3	6,9
Приморский край	12 426,0	12 741,8	315,8	2,5
Хабаровский край и Еврейская АО (**)	9 111,7	9 356,8	245,1	2,7
Южно-Якутский энергорайон	1 592,1	1 675,2	83,1	5,2

(\*) – в таблице представлен фактический годовой объем электропотребления по энергосистеме Красноярского края без учета объема потребляемой электроэнергии по изолированно работающей энергосистеме Таймырского (Долгано-Ненецкого) автономного округа: в 2011 году – 9569,6 млн. кВтч, в 2012 году – 10003,1 млн. кВтч.

(\*\*) – в таблице представлен фактический годовой объем электропотребления по энергосистеме Хабаровского края без учёта объема потребляемой электроэнергии Николаевского энергорайона: в 2011 году – 243,2 млн. кВтч, в 2012 году – 248,5 млн. кВтч.

## 4. БАЛАНСЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ И МОЩНОСТИ

### 4.1. Баланс электрической энергии

Баланс электрической энергии по ЕЭС России за 2011 и 2012 годы представлен в табл. 4.1.1.

Таблица 4.1.1.

Баланс электрической энергии по ЕЭС России за 2011 и 2012 годы

Показатель	2011 год, млн. кВтч	2012 год	
		млн. кВтч	2012/2011 г., %
<b>Выработка электроэнергии, всего</b>	<b>1 019 375,3</b>	<b>1 032 270,9</b>	<b>101,3</b>
в т.ч.: ТЭС	642 110,5	647 732,9	100,9
ГЭС	155 478,8	155 359,6	99,9
АЭС	172 528,2	177 122,7	102,7
Электростанции промышленных предприятий	49 257,8	52 055,7	105,7
<b>Потребление электроэнергии</b>	<b>1 000 069,5</b>	<b>1 016 497,9</b>	<b>101,6</b>
<b>Сальдо перетоков электроэнергии</b> «+» – прием, «-» – выдача	<b>-19 305,8</b>	<b>-15 773,0</b>	<b>81,7</b>

Фактический баланс электроэнергии по ЕЭС России за 2012 год с учетом межсистемных и экспортно-импортных перетоков электроэнергии представлен на рис. 4.1.1.

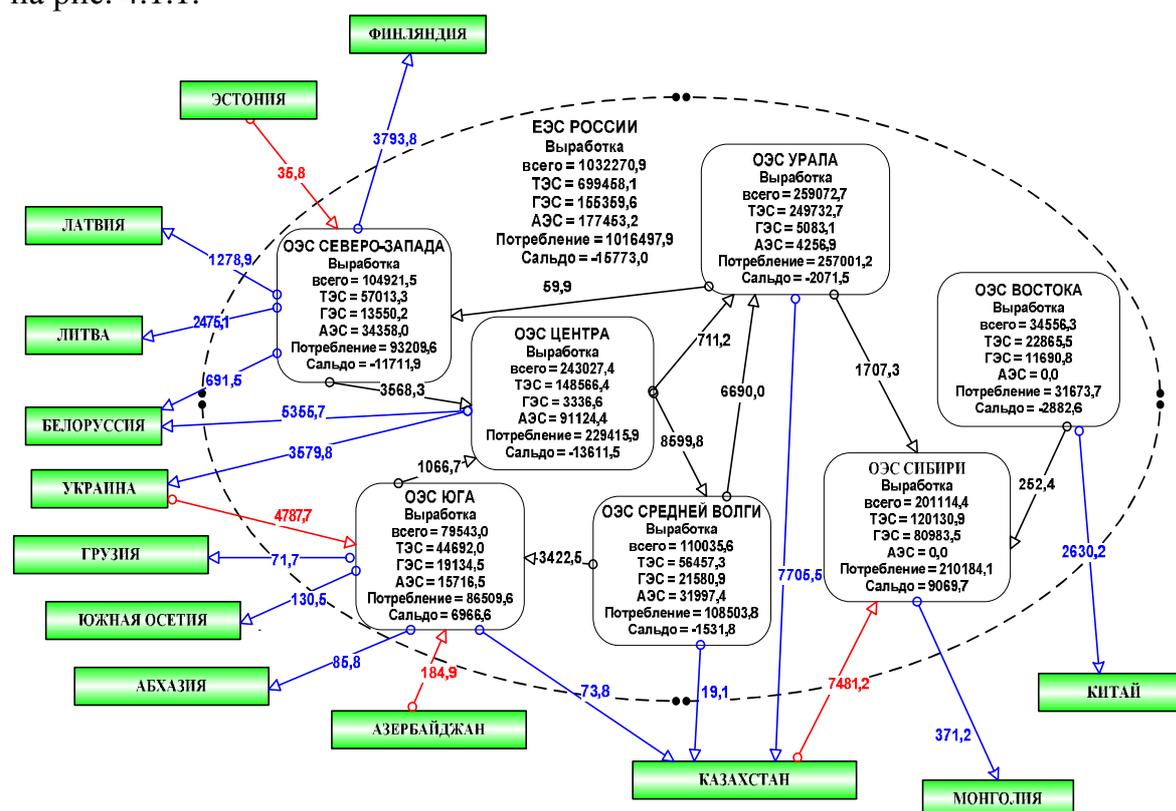


Рис.4.1.1 Фактический баланс электроэнергии по ЕЭС России за 2012 год.

Баланс электрической энергии по ОЭС за 2012 год в сравнении с балансовыми показателями 2011 года представлены в табл. 4.1.2.

Таблица 4.1.2.

## Баланс электрической энергии по ОЭС за 2011 и 2012 годы

Показатели	2011 год,	2012 год	
	млн. кВтч	млн. кВтч	2012/2011 г., %
<b>ОЭС Центра</b>			
<b>Выработка электроэнергии, всего:</b>	<b>239 280,8</b>	<b>243 027,4</b>	<b>101,6</b>
в т.ч.: ТЭС	145 323,5	137 858,8	94,9
ГЭС	3 480,2	3 336,6	95,9
АЭС	81 394,9	91 124,4	112,0
Электростанции промышленных предприятий	9 082,2	10 707,6	117,9
<b>Потребление электроэнергии</b>	<b>223 676,6</b>	<b>229 415,9</b>	<b>102,6</b>
Сальдо перетоков электроэнергии*	-15 604,2	-13 611,5	87,2
<b>ОЭС Средней Волги</b>			
<b>Выработка электроэнергии, всего:</b>	<b>110 271,0</b>	<b>110 035,6</b>	<b>99,8</b>
в т.ч.: ТЭС	56 713,1	54 911,3	96,8
ГЭС	19 563,5	21 580,9	110,3
АЭС	32 417,5	31 666,9	97,7
Электростанции промышленных предприятий	1 576,9	1 876,5	119,0
<b>Потребление электроэнергии</b>	<b>108 005,0</b>	<b>108 503,8</b>	<b>100,5</b>
Сальдо перетоков электроэнергии*	-2 266,0	-1 531,8	67,6
<b>ОЭС Урала</b>			
<b>Выработка электроэнергии, всего:</b>	<b>255 786,7</b>	<b>259 072,7</b>	<b>101,3</b>
в т.ч.: ТЭС	227 532,5	230 051,1	101,1
ГЭС	4 765,5	5 083,1	106,7
АЭС	4 249,9	4 256,9	100,2
Электростанции промышленных предприятий	19 238,8	19 681,6	102,3
<b>Потребление электроэнергии</b>	<b>254 597,5</b>	<b>257 001,2</b>	<b>100,9</b>
Сальдо перетоков электроэнергии*	-1 189,2	-2 071,5	174,2
<b>ОЭС Северо-Запада</b>			
<b>Выработка электроэнергии, всего:</b>	<b>105 850,4</b>	<b>104 921,5</b>	<b>99,1</b>
в т.ч.: ТЭС	46 926,8	48 557,9	103,5
ГЭС	12 048,2	13 550,2	112,5
АЭС	38 662,3	34 358,0	88,9
Электростанции промышленных предприятий	8 213,1	8 455,4	103,0
<b>Потребление электроэнергии</b>	<b>92 554,1</b>	<b>93 209,6</b>	<b>100,7</b>
Сальдо перетоков электроэнергии*	-13 296,3	-11 711,9	88,1
<b>ОЭС Юга</b>			
<b>Выработка электроэнергии, всего:</b>	<b>78 940,3</b>	<b>79 543,0</b>	<b>100,8</b>
в т.ч.: ТЭС	43 624,1	43 590,8	99,9
ГЭС	18 222,3	19 134,5	105,0
АЭС	15 803,6	15 716,5	99,4
Электростанции промышленных предприятий	1 290,3	1 101,2	85,3
<b>Потребление электроэнергии</b>	<b>85 748,6</b>	<b>86 509,6</b>	<b>100,9</b>
Сальдо перетоков электроэнергии*	6 808,3	6 966,6	102,3

Показатели	2011 год,	2012 год	
	млн. кВтч	млн. кВтч	2012/2011 г., %
<b>ОЭС Сибири</b>			
<b>Выработка электроэнергии, всего:</b>	<b>197 404,2</b>	<b>201 114,4</b>	<b>101,9</b>
в т.ч.: ТЭС	100 254,8	109 897,5	109,6
ГЭС	87 293,0	80 983,5	92,8
АЭС	0,0	0,0	
Электростанции промышленных предприятий	9 856,4	10 233,4	103,8
<b>Потребление электроэнергии</b>	<b>204 966,3</b>	<b>210 184,1</b>	<b>102,5</b>
Сальдо перетоков электроэнергии*	7 562,1	9 069,7	119,9
<b>ОЭС Востока</b>			
<b>Выработка электроэнергии, всего:</b>	<b>31 841,9</b>	<b>34 556,3</b>	<b>108,5</b>
в т.ч.: ТЭС	21735,7	22 865,5	105,2
ГЭС	10 106,1	11 690,8	115,7
АЭС	0,0	0,0	
Электростанции промышленных предприятий	0,1	0,0	0,0
<b>Потребление электроэнергии</b>	<b>30 521,4</b>	<b>31 673,7</b>	<b>103,8</b>
Сальдо перетоков электроэнергии*	-1 320,5	-2 882,6	218,3

(\*) – «+» – прием, «-» – выдача

### Структура выработки электроэнергии по ЕЭС России

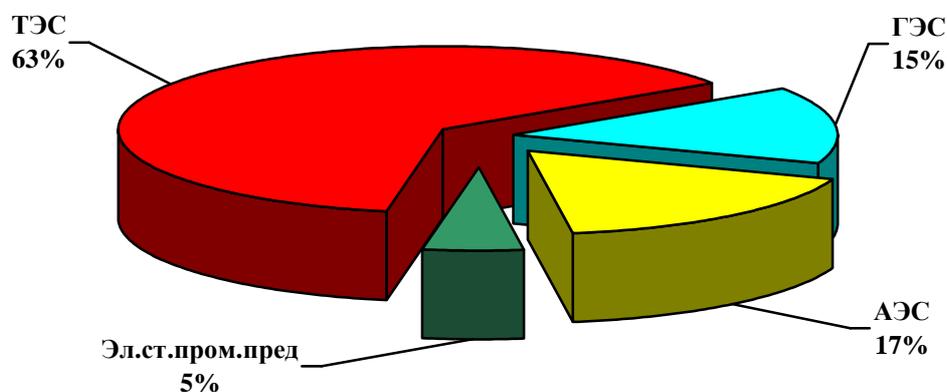
Выработка электроэнергии электростанциями ЕЭС России, включая производство электроэнергии на электростанциях промышленных предприятий, составила 1 032,3 млрд. кВтч (прирост к 2011 году составил 1,3%), в том числе:

- ТЭС – 699,5 млрд. кВтч (прирост на 1,2%);
- ГЭС – 155,4 млрд. кВтч (снижение на 0,1%);
- АЭС – 177,4 млрд. кВтч (прирост на 2,6%).

Выработка электроэнергии электростанциями оптовых и территориальных генерирующих компаний составила:

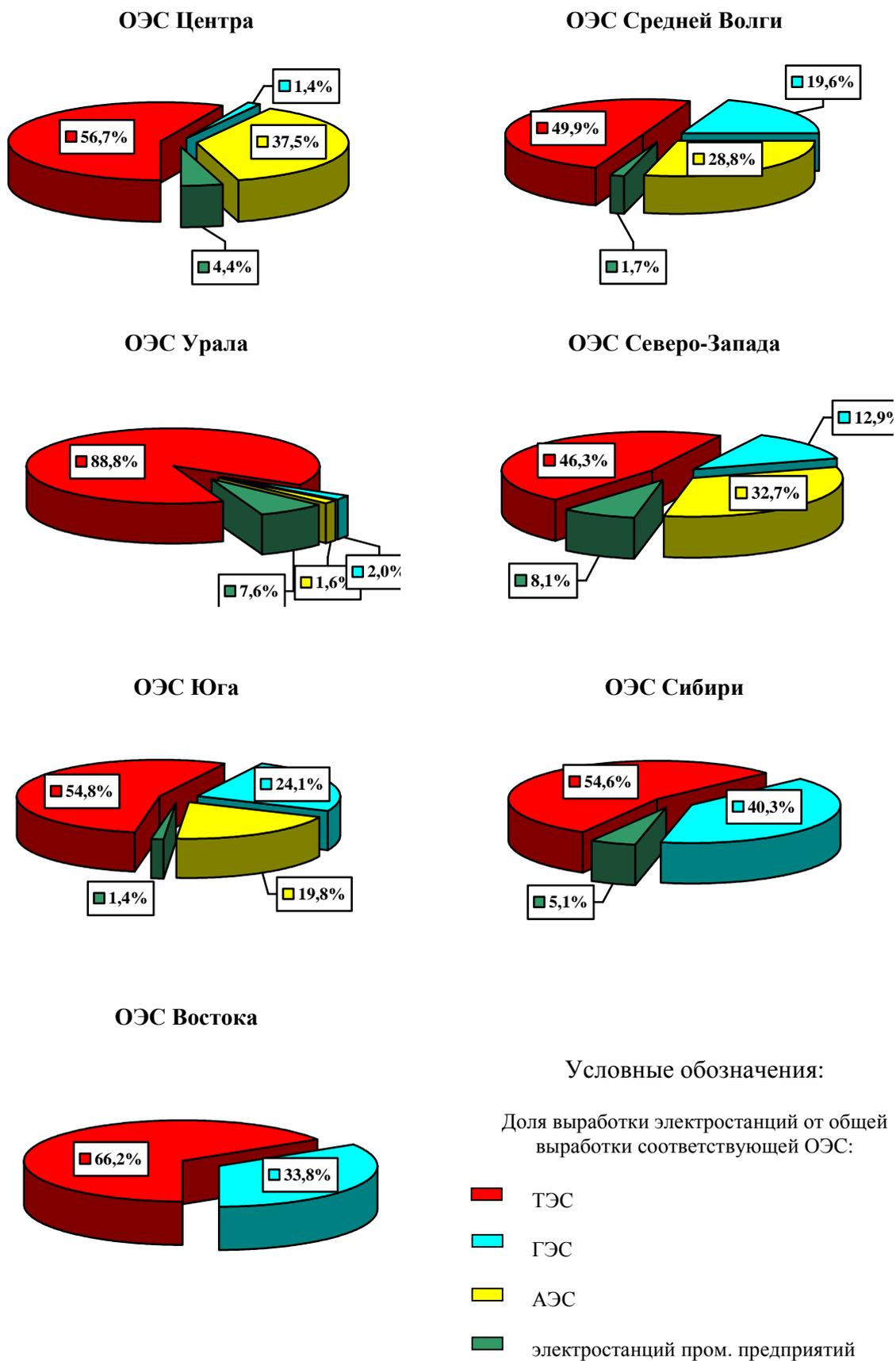
- электростанции ОГК – 352,0 млрд. кВтч (прирост к 2011 году 0,6%)
- электростанции ТГК – 255,3 млрд. кВтч (снижение на 0,9%)

Структура выработки электроэнергии по типам электростанций ЕЭС России в 2012 году приведена на рис. 4.1.2.



**Рис. 4.1.2. Структура выработки электроэнергии по типам электростанций ЕЭС России**

Доля выработки электроэнергии по типам электростанций от общей выработки ОЭС в 2012 году представлена на рис. 4.1.3.



**Рис. 4.1.3. Доля выработки электроэнергии по типам электростанций от общей выработки ОЭС в 2012 году**

## 4.2. Баланс электрической мощности

Годовой максимум потребления мощности ЕЭС России зафиксирован 21 декабря 2012 года в 10:00 (мск) при частоте электрического тока 50,005 Гц, среднесуточной температуре наружного воздуха -22,5 °С (на 9,7 °С ниже климатической нормы и на 4,2 °С ниже среднесуточной температуры при прохождении годового максимума 2011 года) и составил 157425 МВт, что на 6,5% выше абсолютного годового максимума 2011 года (147769 МВт).

Максимальная нагрузка электростанций ЕЭС России в час прохождения максимума нагрузки потребителей составила 158986 МВт, что на 9383 МВт (6,3%) выше аналогичного показателя 2011 года. Сальдо внешних перетоков при этом составило 1561 МВт на выдачу из ЕЭС России, что на 273 МВт ниже, чем в 2011 году. Балансы мощности на час прохождения годового максимума потребления в 2011 и 2012 году представлены на рис. 4.2.1.

По сравнению с прошлым годом на час прохождения годового максимума потребления снизился объем мощности, находящейся в ремонтах (плановых – на 1,2 ГВт, аварийных – на 2,1 ГВт). Суммарный объем резервов вырос на 2,9 ГВт и составил 33,7 ГВт, в том числе на ТЭС – 21,2 ГВт, на АЭС – 0,1 ГВт, на ГЭС 12,2 ГВт, из них резервы, обеспеченные гидроресурсами, 6,8 ГВт. Величина невыпускаемого резерва, обусловленного ограничениями пропускной способности электрических сетей в ОЭС Востока, ОЭС Северо-Запада и ОЭС Сибири, составила 8,5 ГВт.

Фактическая среднесуточная температура наружного воздуха и отклонение температуры от климатической нормы по энергообъединениям в день прохождения годового максимума потребления ЕЭС России в 2012 году представлены в табл. 4.2.1.

**Таблица 4.2.1.**

**Среднесуточная температура наружного воздуха по ОЭС и ЕЭС России в день прохождения годового максимума потребления в 2012 году**

Энергообъединения	Среднесуточная температура (°С)	
	21 декабря 2012 года	
	Факт	Отклонение от климатической нормы
<b>ЕЭС России</b>	-22,5	-9,7
ОЭС Центра	-18,4	-10,3
ОЭС Средней Волги	-15,8	-5,0
ОЭС Урала	-25,8	-10,9
ОЭС Северо-Запада	-22,5	-15,3
ОЭС Юга	-10,0	-8,0
ОЭС Сибири	-31,0	-10,2
ОЭС Востока	-19,5	0,5

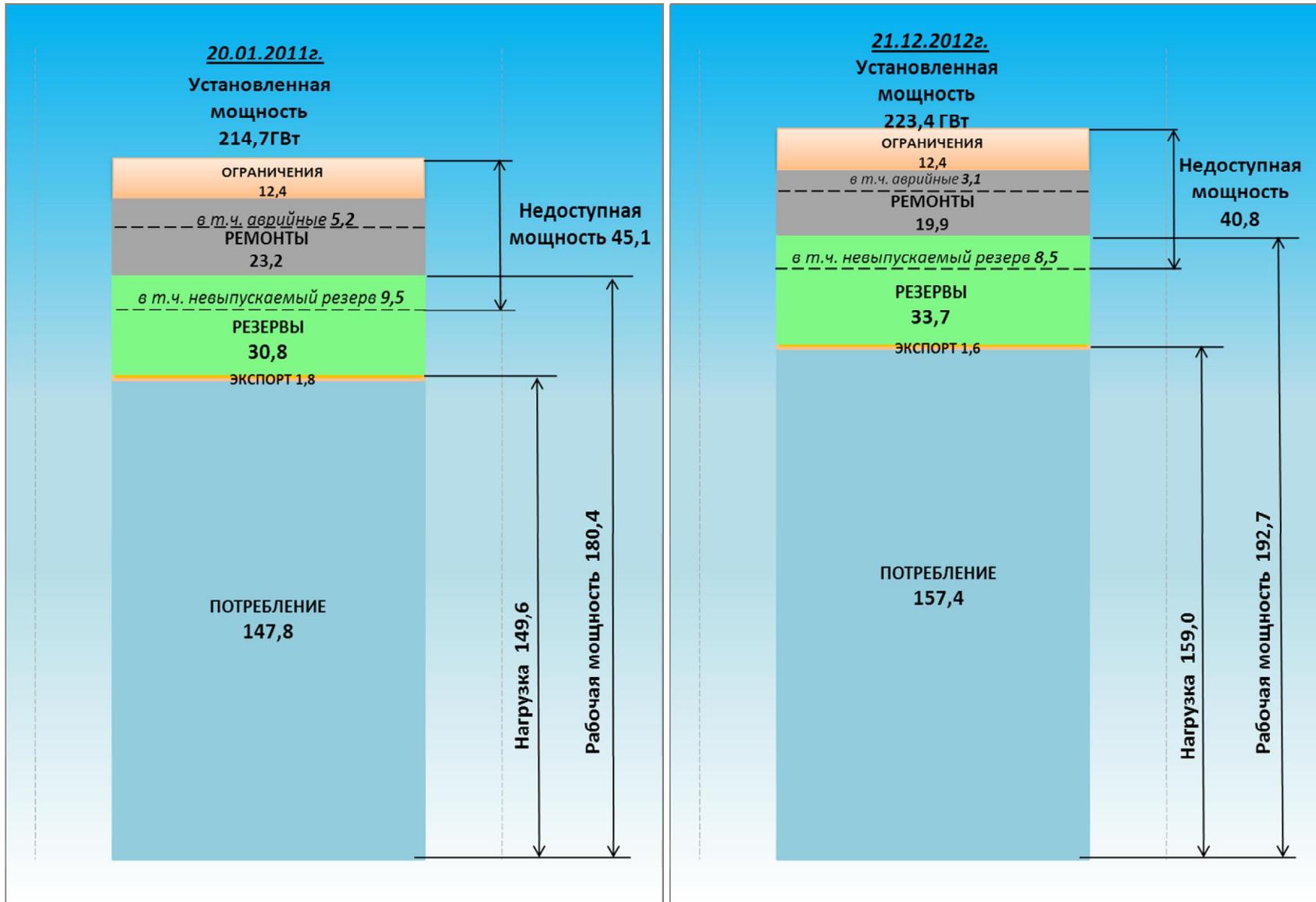


Рис.4.2.1. Балансы мощности на час прохождения годового максимума потребления в 2011 и 2012 годах.

Балансы мощности по ОЭС на час годового максимума потребления ЕЭС России в 2012 году представлены в табл. 4.2.2.

Таблица 4.2.2.

**Баланс мощности на час годового максимума ЕЭС России 21.12.2012**

Энергообъединения	Располагаемая мощность	Ремонтная мощность	Резерв	Нагрузка	Совмещенный максимум потребления	Экспорт (-), импорт (+)
<b>ЕЭС России</b>	210997	19901	33712	158986	157425	-1561
ОЭС Центра	50054	4622	6903	39286	38000	
ОЭС Средней Волги	23837	1445	5147	17520	17858	
ОЭС Урала	44605	1986	4077	38768	36753	
ОЭС Северо-Запада	21429	1690	4383	15418	14904	
ОЭС Юга	17252	952	3006	13449	13869	
ОЭС Сибири	44854	8954	6945	29081	31135	
ОЭС Востока*	8965	252	3249	5464	4906	

\* Показатели баланса мощности по ОЭС Востока без учета Николаевской ТЭЦ.

## 5. Сетевое строительство (перечень ЛЭП 220 кВ и выше, введенных в работу и реконструированных).

В течение 2012 года введены в работу 84 линии электропередачи напряжением 220 кВ и выше, из них:

- ВЛ 750 кВ – 1 ЛЭП;
- ВЛ 500 кВ – 10 ЛЭП;
- ВЛ 330 кВ – 5 ЛЭП;
- ВЛ 220 кВ – 68 ЛЭП.

Перечень ЛЭП 220 кВ и выше, введенных в работу в 2012 году, представлен в таблице 5.1.

**Таблица 5.1.**

Название ЛЭП	Операционная зона	Дата ввода в работу
<b>1 квартал 2012 г.</b>		
<b>ОДУ Урала</b>		
ВЛ 220 кВ Пыть-Ях – Правдинская	Тюменское РДУ	12.02.2012
ВЛ 220 кВ Пыть-Ях – Росляковская	Тюменское РДУ	16.02.2012
<b>ОДУ Центра</b>		
КВЛ 220 кВ Ивановские ПГУ – Иваново I цепь	Ивановское РДУ	18.01.2012
КВЛ 220 кВ Ивановские ПГУ – Иваново II цепь	Ивановское РДУ	16.01.2012
ВЛ 220 кВ Дорохово - Кедрово	Московское РДУ	29.03.2012
ВЛ 220 кВ Дровнино - Дорохово	Московское РДУ	29.03.2012
ВЛ 220 кВ Шмелево - Грибово	Московское РДУ	23.03.2012
КВЛ 220 кВ Западная - Слобода I цепь	Московское РДУ	17.03.2012
КВЛ 220 кВ Западная - Слобода II цепь	Московское РДУ	17.03.2012
КЛ 220 кВ Бутырки - Мещанская №1	Московское РДУ	17.03.2012
КЛ 220 кВ Бутырки - Мещанская №1	Московское РДУ	17.03.2012
Перемышка 220 кВ Грибово 220-Грибово 750	Московское РДУ	23.03.2012
<b>ОДУ Востока</b>		
ВЛ 220 кВ Хабаровская ТЭЦ-3 – Хехцир 2 №4 с отпайкой на ПС 220 кВ НПС-34	Хабаровское РДУ	05.02.2012
ВЛ 220 кВ Хехцир 2 - НПС-36	Хабаровское РДУ	23.03.2012
<b>ОДУ Северо-Запада</b>		
КЛ 330 кВ Волхов-Северная – Завод Ильич №1	Ленинградское РДУ	15.02.2012
ВЛ 220 кВ Сясь – Колпинская №2	Ленинградское РДУ	30.03.2012
<b>2 квартал 2012 г.</b>		
<b>ОДУ Северо – Запада</b>		
ВЛ 220 кВ Сясь – Колпинская №1	Ленинградское РДУ	28.04.2012
ВЛ 220 кВ Вельск – Шангалы	Архангельское РДУ	20.06.2012
ВЛ 220 кВ Кизема – Шангалы	Архангельское РДУ	20.06.2012
<b>ОДУ Центра</b>		
ВЛ 500 кВ Грибово – Дорохово	Московское РДУ	06.04.2012
КВЛ 220 кВ Дорохово – Слобода II цепь	Московское РДУ	15.04.2012
КВЛ 220 кВ Дорохово – Слобода I цепь	Московское РДУ	14.04.2012
ВЛ 750 кВ Калининская АЭС – Грибово	Московское РДУ	30.04.2012
КВЛ 220 кВ Очаково – Красногорская	Московское РДУ	15.06.2012
КВЛ 220 кВ Лыково – Очаково	Московское РДУ	15.06.2012
<b>ОДУ Юга</b>		
КВЛ 220 кВ Адлерская ТЭС – Дагомыс	Кубанское РДУ	24.04.2012

Название ЛЭП	Операционная зона	Дата ввода в работу
КВЛ 220 кВ Адлерская ТЭС – Псоу	Кубанское РДУ	24.04.2012
ВЛ 220 кВ Тихорецк – Витаминкомбинат	Кубанское РДУ	23.05.2012
<b>ОДУ Урала</b>		
ВЛ 220 кВ Няганская ГРЭС – Вандмтор 1 цепь	Тюменское РДУ	22.05.2012
ВЛ 220 кВ Няганская ГРЭС – Вандмтор 2 цепь	Тюменское РДУ	22.05.2012
ВЛ 500 кВ Няганская ГРЭС – Луговая	Тюменское РДУ	20.06.2012
ВЛ 500 кВ Няганская ГРЭС – Ильково	Тюменское РДУ	28.06.2012
<b>ОДУ Сибири</b>		
ВЛ 220 кВ Таксимо – Мамакан	Иркутское РДУ	31.05.2012
<b>ОДУ Востока</b>		
ВЛ 220 кВ Мухинская/т – НПС-24	Амурское РДУ	15.06.2012
ВЛ 220 кВ Чалганы/т с отпайкой на ПС Сиваки/т	Амурское РДУ	15.06.2012
<b>3 квартал 2012 г.</b>		
<b>ОДУ Юга</b>		
ВЛ 220 кВ Кубанская - Вышестеблиевская	Кубанское РДУ	30.07.2012
ВЛ 220 кВ Владимировка – Газовая	Астраханское РДУ	22.08.2012
ВЛ 330 кВ Чирюрт – Артём	Дагестанское РДУ	20.09.2012
ВЛ 330 кВ Артём – Махачкала	Дагестанское РДУ	20.09.2012
ВЛ 330 кВ Моздок – Артём	ОДУ Юга	20.09.2012
ВЛ 500 кВ Кубанская – Центральная	Кубанское РДУ	29.09.2012
<b>ОДУ Центра</b>		
ВЛ 220 кВ Лиски – Придонская №1 с отпайкой на ПС 220 кВ Цементник	Воронежское РДУ	27.07.2012
КЛ 220 кВ Чагино – Цимлянская №1	Московское РДУ	16.07.2012
КВЛ 220 кВ Чагино – Южная	Московское РДУ	28.07.2012
КВЛ 220 кВ Иловайская – Чагино	Московское РДУ	21.07.2012
<b>ОДУ Востока</b>		
ВЛ 220 кВ НПС-18 – Нижний Куранах с отпайкой на ПС 220 кВ НПС-18	Амурское РДУ	15.07.2012
ВЛ 220 кВ Нербнгринская ГРЭС – НПС-18 №1	Амурское РДУ	15.07.2012
ВЛ 220 кВ Облучье – НПС-30 №1	Хабаровское РДУ	20.08.2012
ВЛ 220 кВ Облучье – НПС-30 №2	Хабаровское РДУ	10.08.2012
<b>ОДУ Сибири</b>		
ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная – Означенное-районная с отпайкой на Майнскую ГЭС 1 цепь	Хакасское РДУ	25.07.2012
ВЛ 220 кВ Означенное – Означенное-районная 1 цепь	Хакасское РДУ	31.07.2012
ВЛ 220 кВ Харанорская ГРЭС – Маккавеево 1, 2 цепь	Забайкальское РДУ	17.07.2012
<b>ОДУ Урала</b>		
ВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС – Тарко-Сале	Тюменское РДУ	12.08.2012
ВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС – Уренгой №1	Тюменское РДУ	12.08.2012
ВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС – Уренгой №3	Тюменское РДУ	30.09.2012
<b>ОДУ Средней Волги</b>		
ВЛ 220 кВ Куйбышевская – Новокуйбышевская	Самарское РДУ	03.09.2012
<b>4 квартал 2012 г.</b>		
<b>ОДУ Центра</b>		
ВЛ 220 кВ Пошехонье – Вологда-Южная	Вологодское РДУ	25.10.2012
КВЛ 220 кВ Омега – Сигма 1 цепь	Московское РДУ	03.11.2012

Название ЛЭП	Операционная зона	Дата ввода в работу
КВЛ 220 кВ Омега – Сигма 2 цепь	Московское РДУ	03.11.2012
КВЛ 220 кВ Сигма – Радищево 1 цепь	Московское РДУ	03.11.2012
КВЛ 220 кВ Сигма – Радищево 2 цепь	Московское РДУ	06.11.2012
КВЛ 220 кВ ТЭЦ-22 – Чагино №9	Московское РДУ	02.11.2012
КВЛ 220 кВ ТЭС Лыково – Сколково	Московское РДУ	07.11.2012
КЛ 220 кВ Сколково – Очаково	Московское РДУ	07.11.2012
КВЛ 220 кВ Чагино – Капотня №1	Московское РДУ	27.11.2012
ВЛ 220 кВ Вичуга новая – Вичуга	Ивановское РДУ	04.12.2012
<b>ОДУ Востока</b>		
ВЛ 500 кВ Владивосток - Лозовая	Приморское РДУ	05.10.2012
ВЛ 500 кВ Чугуевка 2 – Лозовая	Приморское РДУ	29.10.2012
ВЛ 220 кВ Лозовая – Козьмино	Приморское РДУ	12.11.2012
ВЛ 220 кВ Лозовая – Партизанск	Приморское РДУ	12.11.2012
<b>ОДУ Сибири</b>		
ВЛ 500 кВ Озерная – Тайшет №1	Иркутское РДУ	28.11.2012
ВЛ 500 кВ Братские ПП – Озерная	Иркутское РДУ	28.11.2012
ВЛ 220 кВ Богучанская ГЭС – Кодинская ГПП №1	Красноярское РДУ	11.11.2012
ВЛ 220 кВ Богучанская ГЭС – Кодинская ГПП №2	Красноярское РДУ	11.11.2012
ВЛ 220 кВ Омская ТЭЦ-4 – Нефтезаводская	Омское РДУ	15.11.2012
ВЛ 220 кВ Ульяновская – Нефтезаводская	Омское РДУ	15.11.2012
ВЛ 220 кВ Кызылская – Чадан	Красноярское РДУ	29.11.2012
ВЛ 500 кВ Ангара – Камала-1	Красноярское РДУ	10.12.2012
ВЛ 220 кВ НКАЗ-2 – Ферросплавная 1 цепь	Кузбасское РДУ	29.12.2012
ВЛ 220 кВ Еланская – Ферросплавная 1 цепь	Кузбасское РДУ	29.12.2012
<b>ОДУ Северо-Запада</b>		
ВЛ 330 кВ Гатчинская – Лужская	Ленинградское РДУ	07.12.2012
<b>ОДУ Средней Волги</b>		
ВЛ 500 кВ Балаковская АЭС – Курдюм	Саратовское РДУ	19.12.2012
ВЛ 220 кВ Саратовская ГЭС – Терешка с отпайкой на ПС Вольская	Саратовское РДУ	01.12.2012
ВЛ 220 кВ Саратовская - Терешка	Саратовское РДУ	02.12.2012
ВЛ 220 кВ Центральная – Метзавод №1	Саратовское РДУ	20.12.2012
ВЛ 220 кВ Центральная – Метзавод №2	Саратовское РДУ	21.12.2012

## 6. ПЛАНИРОВАНИЕ И ВЫПОЛНЕНИЕ РЕМОНТОВ

### 6.1. Планирование и выполнение ремонтов генерирующего оборудования

В соответствии с Правилами вывода объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации (Постановление Правительства от 26 июля 2007 года №484) ОАО «СО ЕЭС» разработан и утвержден сводный годовой график ремонтов основного энергетического оборудования электростанций (ТЭС, ГЭС, АЭС) ЕЭС России на 2012 год.

При реализации сводного годового графика ремонтов 2012 года в соответствии с Правилами вывода объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации на этапе месячного планирования вносились изменения в сроки проведения плановых ремонтов по инициативе генерирующих компаний в основном из-за:

- увеличения объемов ремонтных работ;
- неготовности электростанции к проведению ремонта (несвоевременная поставка оборудования и запчастей, недостаток финансирования).

В 2012 году фактический объем мощности выведенных в **капитальный и средний ремонт** турбо- и гидроагрегатов **ТЭС, ГЭС и АЭС ЕЭС России** составил 62,27 тыс. МВт, что ниже запланированного **сводным годовым графиком ремонтов** на 2,72 тыс. МВт и выше факта прошлого года на 0,19 тыс. МВт.

Выполнен **капитальный и средний ремонт** энергооборудования **ТЭС, ГЭС и АЭС ЕЭС России** суммарной мощностью 60,83 тыс. МВт, что ниже запланированного **сводным годовым графиком ремонтов** на 2,7 тыс. МВт и ниже факта прошлого года на 4,15 тыс. МВт.

Массовый вывод оборудования в плановый ремонт начался в апреле отчетного года. Ход выполнения капитальных и средних ремонтов турбоагрегатов и гидроагрегатов электростанций ЕЭС России по месяцам 2012 года в сравнении с плановыми показателями представлен на рис.6.1.1.-6.1.2.

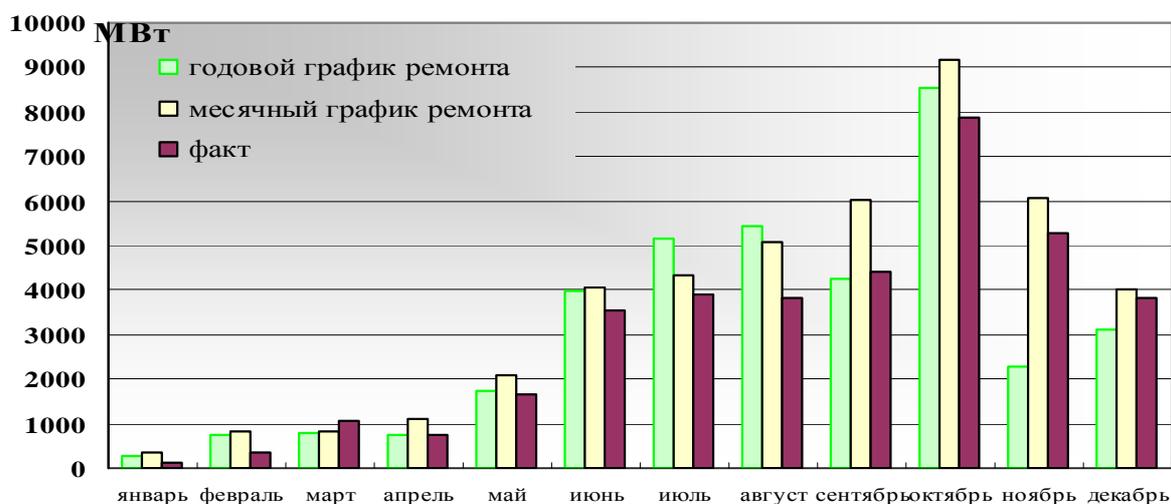
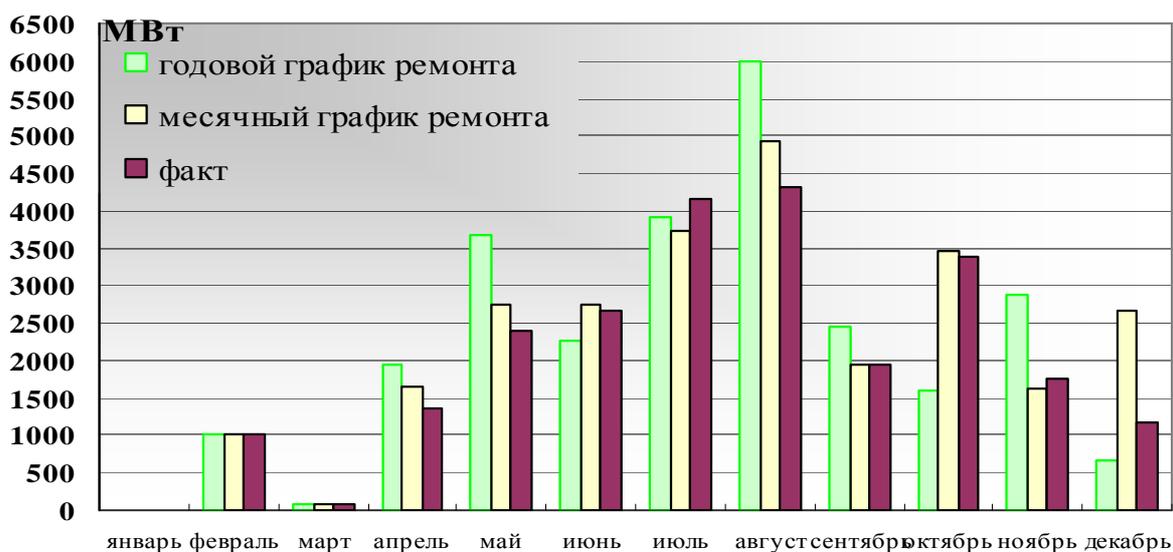


Рис.6.1.1. Объем завершенных капитальных ремонтов турбо-и гидроагрегатов электростанций ЕЭС России по месяцам 2012 г.



**Рис.6.1.2. Объем завершенных средних ремонтов турбо-и гидроагрегатов электростанций ЕЭС России по месяцам 2012 г.**

Динамика изменения суммарной ремонтной мощности энергетического оборудования на электростанциях ТЭС, ГЭС и АЭС ЕЭС России (без учета электростанций промышленных предприятий) по месяцам 2012 года (в МВт и в % от установленной мощности) и в целом за год в сравнении с аналогичным периодом за 2011 год приведена в табл. 6.1.3. Указанные значения ремонтной мощности являются среднеарифметическими величинами за календарные дни каждого месяца.

Данные, приведенные в табл. 6.1.3., показывают, что в 2012 году:

- максимальное значение ремонтного снижения составило 18,1% (июль);
- среднегодовое значение суммарной ремонтной мощности составило 13,0% от установленной мощности, что ниже уровня прошлого года на 0,1 процентных пункта. Уменьшение суммарной ремонтной мощности в 2012 году произошло за счет уменьшения объемов капитальных ремонтов с 5,2% до 4,3% и аварийных ремонтов с 1,5% до 1,4%. При этом, увеличился объем средних ремонтов с 1,8% до 2,0% и текущих ремонтов с 4,6% до 5,3%.

Таблица 6.1.3

Динамика изменения ремонтной мощности ТЭС, ГЭС и АЭС ЕЭС России в 2012 году  
(среднеарифметические значения за календарные дни месяца)

Месяц, год	Мощность ТЭС, ГЭС и АЭС, находившаяся в ремонте												
	Среднее значение установ- ленной мощности*,	Все виды ремонтов		Виды ремонтов									
				капитальный		средний		текущий		Суммарные значения ремонтов (КР, СР, ТР)		аварийный	
	тыс. МВт	МВт	%	МВт	%	МВт	%	МВт	%	МВт	%	МВт	%
Январь	208,6	10621	5,1	2276	1,1	516	0,2	4432	2,1	7224	3,5	3397	1,6
Февраль	209,2	13454	6,4	2841	1,4	1434	0,7	5773	2,8	10048	4,8	3406	1,6
Март	209,8	21984	10,5	3947	1,9	1821	0,9	13532	6,4	19300	9,2	2684	1,3
Апрель	209,9	28621	13,6	6598	3,1	4354	2,1	14866	7,1	25818	12,3	2803	1,3
Май	209,7	33116	15,8	10992	5,2	6265	3,0	13569	6,5	30826	14,7	2290	1,1
Июнь	209,7	36616	17,5	13327	6,4	6299	3,0	13544	6,5	33170	15,8	3446	1,6
Июль	209,6	37926	18,1	12567	6,0	8739	4,2	12317	5,9	33623	16,0	4303	2,1
Август	209,6	37151	17,7	14423	6,9	7534	3,6	11607	5,5	33564	16,0	3587	1,7
Сентябрь	210,0	37737	18,0	15804	7,5	5846	2,8	13334	6,3	34984	16,7	2753	1,3
Октябрь	211,3	34430	16,3	12545	5,9	4531	2,1	15072	7,1	32148	15,2	2282	1,1
Ноябрь	213,0	23503	11,0	7895	3,7	2563	1,2	10290	4,8	20748	9,7	2755	1,3
Декабрь	213,7	13551	6,3	4557	2,1	1503	0,7	4623	2,2	10683	5,0	2868	1,3
2012	210,4	27394	13,0	8981	4,3	4285	2,0	11079	5,3	24282	11,6	3048	1,4
2011	205,2	26824	13,1	10759	5,2	3592	1,8	9510	4,6	23861	11,7	2963	1,5

\* без учета электростанций пром. предприятий

## 6.2. Планирование и выполнение ремонтов сетевого оборудования (ЛЭП 220 кВ и выше)

В табл.6.2.1. представлены результаты выполнения плановых ремонтов на ЛЭП 220-750 кВ ЕНЭС

Таблица 6.2.1.

Период	Годовой план	Месячный план	М/Г %	Кол-во поданных заявок				П / М %	Кол-во реализованных заявок				Р/Г %	Р/М %	Р/П %
	ЛЭП/дни	ЛЭП/дни		ПЛ	НПЛ	НО	АВ		ПЛ	НПЛ	НО	АВ			
	Г	М		ЛЭП/дни	ЛЭП/дни	ЛЭП/дни	ЛЭП/дни		ЛЭП/дни	ЛЭП/дни	ЛЭП/дни	ЛЭП/дни			
Январь	76	243	320	1040				428	746				982	307	72
				140	675	214	11		92	446	198	10			
Февраль	340	855	251	1673				196	1045				307	122	62
				499	872	264	38		260	518	229	38			
Март	1281	2009	157	3168				158	2555				199	127	81
				1540	1303	262	63		1296	922	276	61			
Апрель	2045	2786	136	3838				138	3161				155	113	82
				2102	1354	315	67		1803	902	392	64			
Май	2467	3083	125	4554				148	3679				149	119	81
				2481	1580	331	162		2007	1146	379	147			
Июнь	2681	3592	134	4672				130	3798				142	106	81
				2643	1602	348	79		2261	1121	352	64			
Июль	2696	3532	131	5012				142	3896				145	110	78
				2723	1878	326	85		2206	1275	327	88			
Август	2637	3835	145	5209				136	4112				156	107	79
				2646	2209	302	52		2192	1616	253	51			
Сентябрь	2287	3369	147	5054				147	3796				166	113	76
				2289	2495	206	64		1880	1644	201	71			
Октябрь	1644	2879	175	4422				154	3212				195	112	73
				1846	2320	202	54		1468	1491	204	49			
Ноябрь	602	1973	328	3611				183	2502				416	127	69
				1244	2162	148	57		933	1373	143	53			
Декабрь	72	1168	1622	2521				216	1721				2390	147	68
				493	1673	282	73		384	1034	236	67			
2012 год	18828	29324	156	44774				153	34223				182	117	76
				20646	20123	3200	805		16782	13488	3190	763			

ПЛ – плановые заявки;

НПЛ – неплановые заявки;

НО – неотложные заявки;

АВ – аварийные заявки;

Г – сводный годовой график ремонтов;

М – сводный месячный график ремонтов;

П – поданные заявки;

Р – реализованные заявки;

М/Г – соотношение кол-ва дней ремонтов сводного месячного графика ремонтов к кол-ву дней ремонтов данного месяца в сводном годовом графике, %;

П/М – соотношение кол-ва дней ремонтов в поданных за месяц заявках к кол-ву дней ремонтов сводного месячного графика ремонтов, %;

Р/Г – соотношение кол-ва дней ремонтов в реализованных в данном месяце заявках к кол-ву дней ремонтов этого месяца в сводном годовом графике, %;

Р/М – соотношение кол-ва дней ремонтов в реализованных в данном месяце заявках к кол-ву дней ремонтов в сводном месячном графике ремонтов, %;

Р/П – соотношение кол-ва дней ремонтов в реализованных в данном месяце заявках к кол-ву дней ремонтов в поданных за месяц заявках, %.

## **7. Готовность генерирующего оборудования ОРЭ к выработке электроэнергии за 2012 год.**

В рамках контроля готовности генерирующего оборудования участников оптового рынка к выработке электрической энергии, Системный оператор осуществляет подтверждение выполнения участниками следующих требований:

### **7.1. Участие в общем первичном регулировании частоты электрического тока (ОПРЧ)**

Мощность генерирующего оборудования, готового к участию в ОПРЧ, составила 163 318 МВт, не готового к участию в ОПРЧ в среднем по году – 21 803 МВт, мощность генерирующего оборудования, не имеющего технической возможности участия в ОПРЧ – 23 194 МВт.

### **7.2. Предоставление диапазона регулирования реактивной мощности.**

В течение 2012 года количество групп точек поставки генерации (ГТПГ), в отношении которых системный оператор осуществляет контроль готовности к предоставлению диапазона регулирования реактивной мощности, увеличилось до 553 (на 16 единиц). При этом в течение 2012 года системный оператор регистрировал команды на изменение реактивной мощности по 328 групповым объектам управления (ГОУ), соответствующим ГТПГ, что на 17,7 % больше, чем в 2011 году.

### **7.3. Участие ГЭС в автоматическом и оперативном вторичном регулировании частоты электрического тока и перетоков активной мощности (АВРЧМ).**

В 2012 году регулирование частоты и перетоков активной мощности в ЕЭС России осуществлялось с привлечением генерирующих мощностей на 94 ГЭС, из которых 31 ГЭС участвовали в автоматическом вторичном регулировании. За год выявлено 10 случаев неудовлетворительного участия ГЭС в автоматическом вторичном регулировании частоты.

## **8. Параметры расчетной модели оптового рынка электроэнергии за месяц**

На конец 2012 года расчетная модель оптового рынка электроэнергии включала в себя:

- узлов – 8134
- ветвей – 12667
- сечений – 789
- агрегатов (режимных генерирующих единиц) – 1107
- электростанций – 609
- энергоблоков – 2346.

## 9. Функционирование балансирующего рынка за 2012 год.

В табл. 9.1. представлены ценовые показатели балансирующего рынка

**Таблица 9.1.**

Ценовые показатели за 2012 г.	руб./МВт ч	% к 2011 году
<b>Европейская зона:</b>		
— средний индикатор БР	958,6	2,2
<b>Сибирская зона:</b>		
— средний индикатор БР	632,8	12,8

В табл. 9.2. представлены предварительные объемы отклонений по внешней инициативе.

**Таблица 9.2.**

Предварительные объемы отклонений по внешней инициативе за 2012 г., тыс. МВтч	АЭС	ГЭС	ТЭС	Итого
<b>1-ая ценовая зона:</b>				
— ИВ1-	-1112,0	-1960,6	-10518,1	-13590,7
— ИВ1+	312,9	1119,7	10922,2	12354,8
— ИВ01-	-78,5	-1 794,5	-3 289,5	-5 162,5
— ИВ01+	79,0	1 794,3	3 285,8	5 159,1
— ИВ0-	-63,1	-2 398,6	-6 572,3	-9 034,0
— ИВ0+	14,0	2 878,4	3 861,7	6 754,1
<b>2-ая ценовая зона:</b>				
— ИВ1-	0,0	-1806,8	-3311,2	-5118,0
— ИВ1+	0,0	2078,5	2456,8	4535,2
— ИВ01-	0,0	-745,4	-402,6	-1 148,0
— ИВ01+	0,0	745,0	403,1	1 148,1
— ИВ0-	0,0	-3 028,7	-142,5	-3 171,2
— ИВ0+	0,0	2 002,2	892,5	2 894,7
<b>Неценовые зоны Европейской части:</b>				
— ИВ0-	0,0	0,0	-96,7	-96,7
— ИВ0+	0,0	0,0	115,2	115,2
<b>ОЭС Востока:</b>				
— ИВ0-	0,0	-889,6	-109,3	-998,8
— ИВ0+	0,0	767,6	152,4	920,0

\* В качестве отклонения ИВ1 приведена разница (ПБР-ТГ);

\* Показатели ТЭС приведены без учета электростанций промышленных предприятий;

\* Отклонение ИВ0 для электростанций, участвующих в регулировании, рассчитано по оперативному факту.

## 10. Ожидаемые вводы генерирующего оборудования в 2013 году

В 2013 году ожидается увеличение установленной мощности на величину 6963,95 МВт, в т.ч. новые вводы – 6822,95 МВт, модернизация действующего оборудования – 141,0 МВт.

В соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 11.08.2010 №1334-р (с учетом изменения Постановления Правительства Российской Федерации от 05.10.2010 №1685-р и предложений генерирующих компаний о переносе сроков) в 2013 году предполагается ввод объектов генерации по Договорам о предоставлении мощности на оптовый рынок с увеличением установленной мощности на 3174,55 МВт, в том числе вводы – 3090,05 МВт, модернизация – 84,5 МВт.

Основные вводы генерирующих мощностей ожидаются на следующих электростанциях:

- Вологодская ТЭЦ – ПГУ-110 МВт;
- Новомосковская ГРЭС – ПГУ-190 МВт;
- Черепетская ГРЭС энергоблок 213,75 МВт
- Новокуйбышевская ТЭЦ-1 – ПГУ-240
- Пермская ТЭЦ-9 – ПГУ-165 МВт;
- Няганская ГРЭС – ПГУ-2\*418,9 МВт;
- Южноуральская ТЭЦ-2 ПГУ-400 МВт;
- Центральная Астраханская котельная ПГУ -235 МВт;
- Джубгинская ТЭС – ГТУ-2\*90 МВт;
- Омская ТЭЦ-3 – ПГУ-90- 85,16 МВт;
- Богучанская ГЭС – 5\*333 МВт.

Перечень генерирующего оборудования, ожидаемый к вводу в работу в 2013 году, а также увеличение мощности действующих генерирующих мощностей в связи с проведением модернизации оборудования, приведён в табл. 10.1.

**Таблица 10.1**

Наименование электростанции	Оборудование	Установленная мощность, МВт	Ожидаемая дата ввода в работу
<b>ОЭС Центра</b>		<b>1988,35</b>	
Вологодская ТЭЦ*	ПГУ	110	01.04.13
РТЭС "Внуково" (Постниково)	ГТУ	90	01.03.13
ТЭС «Строгино»	ПГУ	130	01.04.13
ГТЭС Терешково	ПГУ	184	01.03.13
ГТЭС Кожухово	ПГУ	180,4	01.10.13
ГТЭС Щербинка (Варшавская)	ПГУ	125	31.12.13
Новомосковская ГРЭС*	ПГУ	190	01.01.13
Черепетская ГРЭС*	К-225-12.8-4Р	213,75	31.12.13
ТЭЦ-9 Мосэнерго *	ГТЭ	61,5	01.07.13
ПГУ ТЭС в г. Тутаев	ПГУ	52	01.07.13
Загорская ГАЭС-2	3хГГ	630	31.12.13
Обнинская ТЭЦ-1	ГТУ	21,7	01.03.13
<b>ОЭС Средней Волги</b>		<b>240</b>	
Новокуйбышевская ТЭЦ-1*	ПГУ	240	01.07.13

Наименование электростанции	Оборудование	Установленная мощность, МВт	Ожидаемая дата ввода в работу
<b>ОЭС Урала</b>		<b>1712,8</b>	
Пермская ТЭЦ-9*	ПГУ	165	01.12.13
Няганьская ГРЭС, Бл.1*	ПГУ	418,9	01.03.13
Няганьская ГРЭС, Бл.2*	ПГУ	418,9	01.06.13
Южноуральская ГРЭС-2*	ПГУ	400	31.12.13
Курганская ТЭЦ-2	2хПГУ	222	01.03.13
Челябинская ТЭЦ-1	2хГТУ	88	01.03.13
<b>ОЭС Северо-Запада</b>		<b>110</b>	
БТЭЦ-2 ЗАО "ГСР ТЭЦ"	ПГУ	110	01.03.13
<b>ОЭС Юга</b>		<b>967</b>	
ТЭЦ Туапсинского НПЗ	3хГТУ	141	31.12.13
Кудепстинская ТЭС*	ГПА	367	31.12.13
ПГУ Центральной Астраханской котельной*	ПГУ	120	01.05.13
ПГУ Центральной Астраханской котельной*	ПГУ	115	01.08.13
ПГУ-ТЭЦ г.Знаменск	ПГУ	44	01.11.13
Джубгинская ТЭС*	ГТУ	90	01.11.13
Джубгинская ТЭС*	ГТУ	90	01.11.13
<b>ОЭС Сибири</b>		<b>1755</b>	
Богучанская ГЭС	PO75-B-750	333	01.03.13
Богучанская ГЭС	PO75-B-750	333	01.04.13
Богучанская ГЭС	PO75-B-750	333	01.04.13
Богучанская ГЭС	PO75-B-750	333	01.07.13
Богучанская ГЭС	PO75-B-750	333	01.10.13
Омская ТЭЦ-3*	ПГУ-90	90	01.06.13
<b>ОЭС Востока</b>		<b>49,8</b>	
Мини-ТЭЦ	ГТУ	49,8	31.12.13
<b>ВСЕГО ВВОДЫ</b>		<b>6822,95</b>	
Ново-Зиминская ТЭЦ	ПТ-80/100	20	01.03.13
Омская ТЭЦ-3*	ПТ-60	10	01.10.13
Омская ТЭЦ-3*	ПТ-60	10	01.12.13
Гусиноозерская ГРЭС*	К-210-130	19,5	01.06.13
Новосибирская ГЭС	ПЛ30-B-800	5	01.05.13
Назаровская ГРЭС*	К-500-240	15	01.10.13
Томь-Усинская ГРЭС*	К-110-90/2,3	24	31.12.13
Лесогорская ГЭС*	ПЛ-20-B-561	6	31.12.13
Жигулевская ГЭС	ПЛ-587-ВБ-930	10,5	01.10.13
Волжская ГЭС (ГГ-5,8)	ПЛ-587-ВБ-930	21	01.12.13
<b>ВСЕГО МОДЕРНИЗАЦИЯ</b>		<b>141,0</b>	

\* Вводы и модернизация в соответствии с ДПМ