



СИСТЕМНЫЙ ОПЕРАТОР  
ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

## Отчет о функционировании ЕЭС России в 2015 году

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



## **ОГЛАВЛЕНИЕ**

<b>1. ОСНОВНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ РАБОТЫ ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ РОССИИ</b>	<b>3</b>
<b>2. УСТАНОВЛЕННАЯ МОЩНОСТЬ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ</b>	<b>9</b>
2.1. Вводы новой мощности, демонтаж, перемаркировка. Структура установленной мощности.	9
2.2. Использование установленной мощности электростанций ЕЭС России	13
<b>3. ПОТРЕБЛЕНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ПО ОЭС И ЭНЕРГОСИСТЕМАМ.</b>	<b>15</b>
<b>4. БАЛАНСЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ И МОЩНОСТИ.</b>	<b>21</b>
4.1. Баланс электрической энергии.	21
4.2. Баланс электрической мощности	26
<b>5. СЕТЕВОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО (ПЕРЕЧЕНЬ ЛЭП 220 кВ И ВЫШЕ, ВВЕДЕННЫХ В РАБОТУ И РЕКОНСТРУИРОВАННЫХ).</b>	<b>31</b>
<b>6. ПЛАНИРОВАНИЕ И ВЫПОЛНЕНИЕ РЕМОНТОВ</b>	<b>34</b>
6.1. Планирование и выполнение ремонтов генерирующего оборудования	34
6.2. Планирование и выполнение ремонтов сетевого оборудования (ЛЭП 220 кВ и выше)	37
<b>7. ГОТОВНОСТЬ ГЕНЕРИРУЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ ОРЭ К ВЫРАБОТКЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ЗА 2015 ГОД.</b>	<b>39</b>
7.1. Участие в общем первичном регулировании частоты электрического тока (ОПРЧ)	39
7.2. Предоставление диапазона регулирования реактивной мощности.	39
7.3. Участие ГЭС в автоматическом и оперативном вторичном регулировании частоты электрического тока и перетоков активной мощности (АВРЧМ).	39
<b>8. ПАРАМЕТРЫ РАСЧЕТНОЙ МОДЕЛИ ОПТОВОГО РЫНКА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ</b>	<b>39</b>
<b>9. ФУНКЦИОНИРОВАНИЕ БАЛАНСИРУЮЩЕГО РЫНКА ЗА 2015 ГОД.</b>	<b>40</b>

# 1. ОСНОВНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ РАБОТЫ ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ РОССИИ

На конец 2015 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.

В 2015 году параллельно с ЕЭС России работали энергосистемы Белоруссии, Эстонии, Латвии, Литвы, Грузии, Азербайджана, Казахстана, Украины и Монголии. Через энергосистему Казахстана в течение 2015 года параллельно с ЕЭС России работали энергосистемы Центральной Азии – Узбекистана и Киргизии. Через энергосистему Украины – энергосистема Молдавии. По линиям электропередачи переменного тока осуществлялась передача электроэнергии в энергосистему Южной Осетии и энергосистему Абхазии.

Совместно с ЕЭС России через преобразовательные устройства постоянного тока работали энергосистема Финляндии и Китая. Кроме этого с энергосистемой Финляндии параллельно работали отдельные генераторы Северо-Западной ТЭЦ и ГЭС Ленинградской энергосистемы, с энергосистемой Норвегии – отдельные генераторы ГЭС Кольской энергосистемы, по линиям электропередач переменного тока осуществлялась передача электроэнергии в Китай в островном режиме.

В ноябре 2015 года на территории Украины были отключены ЛЭП, по которым осуществлялось покрытие дефицита энергосистемы Республики Крым, что привело к вводу ограничений режима электропотребления. После ввода в работу в декабре 2015 года КВЛ 220 кВ Тамань – Камыш-Бурун и КВЛ 220 кВ Тамань – Кафа №3 — объектов первого этапа строящегося энергомоста Кубань - Крым Крымская энергосистема была включена на параллельную работу с ЕЭС России (ОЭС Юга).

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 в 2015 году ОАО «СО ЕЭС» проведена значительная работа по расширению и качественному совершенствованию правового, нормативно-технического, технологического и информационного обеспечения совместной работы ЕЭС России и энергосистем иностранных государств.

В 2015 году были подписаны следующие документы:

Договор о параллельной работе ЕЭС России и ЭС Азербайджанской Республики от 13.05.2015. Договор подписан в рамках исполнения Соглашения между Правительством РФ и Правительством Азербайджанской Республики о мерах по обеспечению параллельной работы ЕЭС России и ЭС Азербайджанской Республики от 06.06.2013. Договор регламентирует

взаимодействие сторон при планировании ремонтов электросетевого оборудования и устройств РЗ и ПА, планировании и обеспечении выполнения почасовых графиков сальдо перетоков электрической энергии, регулированию электроэнергетического режима, эксплуатации межгосударственных ЛЭП и др.

Соглашение об организации информационного обмена между ОАО «СО ЕЭС» и ОАО «Азербээнержи» от 22.11.2015. Соглашение регулирует вопросы осуществления межсистемного обмена технологической информацией между национальными диспетчерскими центрами сторон в объёме, необходимом для управления режимами параллельной работы ЕЭС России и ЭС Азербайджанской Республики, наблюдаемости режимов и обеспечения диспетчерской связи.

Временное положение по планированию режимов параллельной работы ОЭС Беларуси и ЕЭС России в рамках Евразийского экономического союза на предстоящий год и месяц от 01.07.2015. Положение определяет порядок взаимодействия РУП «ОДУ», ОАО «СО ЕЭС» и ПАО «ФСК ЕЭС» при планировании режимов параллельной работы ОЭС Беларуси и ЕЭС России на предстоящий год и месяц в целях обеспечения поставок и межгосударственной передачи электрической энергии (мощности) в рамках Евразийского экономического союза.

В рамках Электроэнергетического совета СНГ были утверждены разработанные Комиссией по оперативно-технологической координации совместной работы энергосистем СНГ и Балтии новые редакции следующих документов:

Методика мониторинга участия энергосистем стран СНГ и Балтии в регулировании частоты и перетоков активной мощности;

Правила и рекомендации по регулированию частоты и перетоков активной мощности.

В 2015 году частота электрического тока в ЕЭС России поддерживалась в пределах, установленных Стандартом ОАО «СО ЕЭС» СТО 59012820.27.100.003-2012 «Регулирование частоты и перетоков активной мощности в ЕЭС России. Нормы и требования» (далее – Стандарт) и национальным стандартом Российской Федерации ГОСТ Р 55890–2013 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Регулирование частоты и перетоков активной мощности. Нормы и требования» 8759 часов 49 минут 40 секунд или 99,998 % времени.

В 2015 году зафиксирован один случай (15.06.2015) выхода частоты электрического тока за пределы  $(50,00 \pm 0,05)$  Гц в 1-ой синхронной зоне ЕЭС России, нарушающий требования Стандарта (продолжительность выхода превышала нормируемые Стандартом 15 минут). Отклонение от требований Стандарта было обусловлено:

- снижением включенной мощности на величину 2000 МВт из-за аварийного отключения и прекращения пусковых операций генерирующего оборудования;

- неплановым ограничением рабочей мощности ТЭС величиной 1200 МВт, связанным с высокой температурой наружного воздуха;

- непрогнозируемым увеличением потребления выше запланированного как по величине на 2400 МВт, так и по длительности в течении 5 часов в связи с ростом фактической температурой наружного воздуха выше прогнозной.

Отклонение частоты за пределы  $50 \pm 0,05$  Гц было вызвано неблагоприятным сочетанием вышеуказанных факторов и не связано с ошибочными действиями диспетчера ГДЦ.

Максимальные и минимальные значения частоты в 1-ой синхронной зоне ЕЭС России составили соответственно 50,081 Гц и 49,865 Гц. Максимальная продолжительность периода выхода частоты за пределы  $(50,00 \pm 0,05)$  Гц составила 25 мин. 20 сек (15.06.2015).

В 2015 году суммарная продолжительность работы 1-ой синхронной зоны ЕЭС России с частотой электрического тока более 50,05 Гц составила 01 час 56 минут, а с частотой менее 49,95 Гц – 05 часов 47 минут.

На конец 2015 года общая установленная мощность электростанций ЕЭС России составила **235305,56** МВт.

**Выработка электроэнергии электростанциями ЕЭС России в 2015 году составила 1026,88 млрд. кВтч. Потребление электроэнергии в 2015 году составило 1008,25 млрд. кВтч.**

**Годовой максимум** потребления мощности ЕЭС России зафиксирован в 18:00 (мск) 26.01.2015 при частоте электрического тока 49,99 Гц и составил **147377 МВт**. При этом **нагрузка электростанций ЕЭС России составила 149392 МВт**.

**В 2015 году в Кубанской энергосистеме был установлен исторический максимум потребления мощности, который зарегистрирован 14.08.2015 на уровне 4348 МВт, что выше предыдущего исторического максимума на 219 МВт или 5,3 %.**

**В 2015 году по 7-ми энергосистемам зафиксировано превышение максимума потребления мощности над достигнутыми в 2014 году значениями.**

Сравнительные данные по уровню максимального потребления мощности энергосистем, превысивших в 2015 году годовой максимум потребления 2014 года, представлены в таблице 1.1.

Таблица 1.1.

Наименование энергосистемы	Годовой максимум потребления				Величина превышения
	2015		2014 год		
	МВт	дата	МВт	дата	МВт
Архангельская ЭС	1191	12.01.2015	1168	17.01.2014	+23
Кольская ЭС	1919	13.01.2015	1852	28.01.2014	+67
Карельская ЭС	1195	22.01.2015	1192	28.01.2014	+3
Забайкальская ЭС	1258	28.12.2015	1242	13.12.2014	+16
Красноярская ЭС	6235	23.12.2015	6069	12.02.2014	+166
Хакасская ЭС	2155	26.01.2015	2141	29.11.2014	+14
Крымская ЭС	1309	08.01.2015	1296	03.02.2014	+13

Динамика изменения потребления электроэнергии и мощности по ЕЭС России представлена на рисунке 1.1. Основные показатели работы ОЭС и ЕЭС России за 2015 год приведены в табл. 1.2.

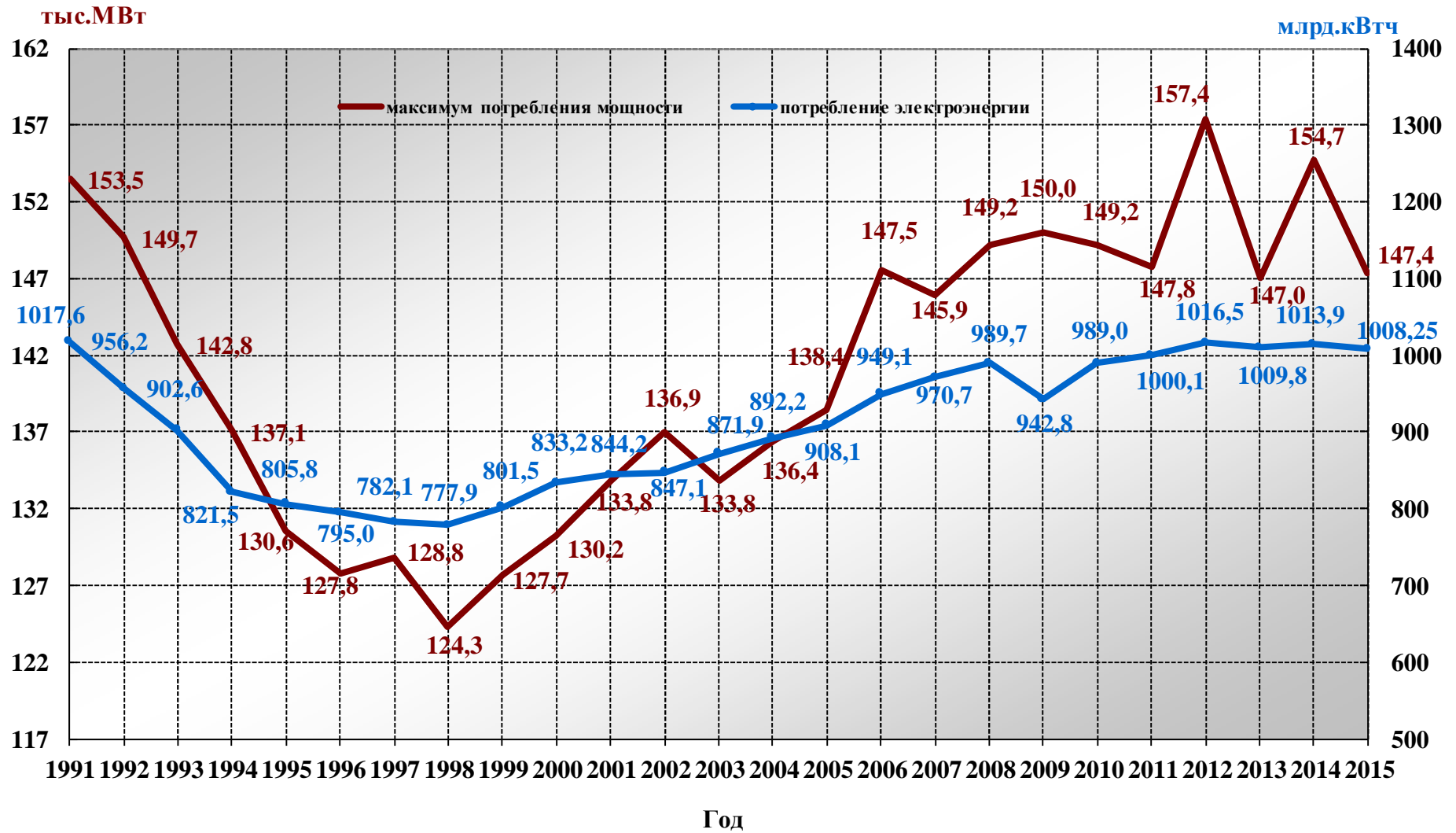


Рис.1.1. Динамика изменения потребления электроэнергии и мощности по ЕЭС России

Таблица 1.2.

## Основные показатели работы ОЭС и ЕЭС России в 2015 году

Показатель	Энергообъединения							
	ЕЭС России	в том числе:						
		ОЭС Центра	ОЭС Средней Волги	ОЭС Урала	ОЭС Северо- Запада	ОЭС Юга	ОЭС Сибири	ОЭС Востока
Установленная мощность на 01.01.2016, МВт	235305,56	53306,92	27040,22	50707,82	23142,97	20116,8	51808,33	9182,50
± к 01.01.2015, %	+1,2	+0,8	+0,4	+3,1	-0,6	-0,3	+1,7	+1,4
Располагаемая мощность эл.станций на годовой максимум потребления 2015 г., МВт	211918	52272	25153	47576	21989	19227	36880	8820
± к 2014 г., %	-0,7	+2,1	+3,7	+3,0	+1,6	+6,6	-5,0	-0,5
Нагрузка эл.станций на годовой максимум потребления 2015 г., МВт	149392	35775	16966	36113	15089	13188	27563	4698
± к 2014 г., %	-4,3	-11,1	-1,1	-3,9	-0,7	+10,4	-5,2	-5,0
Выработка ЭЭ, млрд. кВтч	1026,88	236,97	105,37	257,73	101,28	88,56	201,21	35,76
± к 2014 г., %	+0,2	-0,9	+0,3	-0,8	-1,2	+4,6	+1,5	+1,0
Потребление ЭЭ, млрд. кВтч	1008,25	231,77	104,26	258,29	90,30	87,88	203,53	32,22
± к 2014 г., %	-0,55	-0,5	-2,2	-0,9	-0,6	+1,3	-0,3	+1,3



## 2. УСТАНОВЛЕННАЯ МОЩНОСТЬ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

### 2.1. Вводы новой мощности, демонтаж, перемаркировка.

#### Структура установленной мощности.

Установленная мощность электростанций ЕЭС России на 01.01.2016 составила **235305,56 МВт**.

Увеличение установленной мощности электростанций ЕЭС России за счет вводов нового, а также модернизации действующего генерирующего оборудования электростанций составило 5027 МВт, в том числе:

- ввод новой мощности в 2015 году на электростанциях ЕЭС России с учетом электростанций промышленных предприятий составил **4710,0 МВт**;
- увеличение установленной мощности действующего генерирующего оборудования за счет его модернизации – **317,0 МВт**.

Выведено из эксплуатации генерирующее оборудование электростанций ЕЭС России суммарной мощностью **2357,25 МВт**.

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

Таблица 2.1.1.

Энергообъединение	На 01.01.2015, МВт	Изменение мощности, МВт					На 01.01.2016, МВт
		Вводы	Вывод из эксплуатации	Перемаркировка		Прочие изменения (уточнение и др.)	
				Увеличение	Снижение		
<b>ЕЭС РОССИИ</b>	<b>232451,81</b>	<b>4710,0</b>	<b>2357,25</b>	<b>317,0</b>	<b>128,5</b>	<b>312,50</b>	<b>235305,56</b>
ОЭС Центра	<b>52891,72</b>	930,8	567,60	60,0	8,0	-	<b>53306,92</b>
ОЭС Средней Волги	<b>26932,82</b>	234,0	151,00	36,0	10,0	-1,60	<b>27040,22</b>
ОЭС Урала	<b>49165,89</b>	2290,4	933,95	91,5	71,6	165,58	<b>50707,82</b>
ОЭС Северо-Запада	<b>23286,00</b>	5,0	173,50	25,0	11,0	11,47	<b>23142,97</b>
ОЭС Юга	<b>20169,95</b>	269,8	306,20	44,5	2,9	-58,35	<b>20116,80</b>
ОЭС Сибири	<b>50947,73</b>	810,2	180,00	60,0	25,0	195,40	<b>51808,33</b>
ОЭС Востока	<b>9057,70</b>	169,8	45,00	-	-	-	<b>9182,50</b>

Структура установленной мощности электростанций объединенных энергосистем и ЕЭС России на 01.01.2016 приведена в табл. 2.1.2.

Таблица 2.1.2

Энергообъединение	Всего, МВт	ТЭС		ГЭС		ВЭС		СЭС		АЭС	
		МВт	%	МВт	%	МВт	%	МВт	%	МВт	%
<b>ЕЭС РОССИИ</b>	<b>235305,56</b>	160233,28	68,10	47855,18	20,34	10,9	0	60,2	0,03	27146	11,53
ОЭС Центра	<b>53306,92</b>	38684,07	72,60	1788,85	3,40	-	-	-	-	12834	24,00
ОЭС Средней Волги	<b>27040,22</b>	16078,22	59,60	6890,00	25,40	-	-	-	-	4072	15,00
ОЭС Урала	<b>50707,82</b>	47327,08	93,33	1853,54	3,66	2,2	0	45,0	0,09	1480	2,92
ОЭС Северо-Запада	<b>23142,97</b>	14427,33	62,30	2950,34	12,80	5,3	0	-	-	5760	24,90
ОЭС Юга	<b>20116,80</b>	11357,35	56,30	5756,05	28,60	3,4	0	-	-	3000	14,90
ОЭС Сибири	<b>51808,33</b>	26516,73	51,18	25276,4	48,79	-	-	15,2	0,03	-	-
ОЭС Востока	<b>9182,50</b>	5842,50	63,60	3340,00	36,40	-	-	-	-	-	-

Структура установленной мощности тепловых электростанций ЕЭС России на начало 2016 года по типам генерирующего оборудования представлена на рис. 2.1.1.

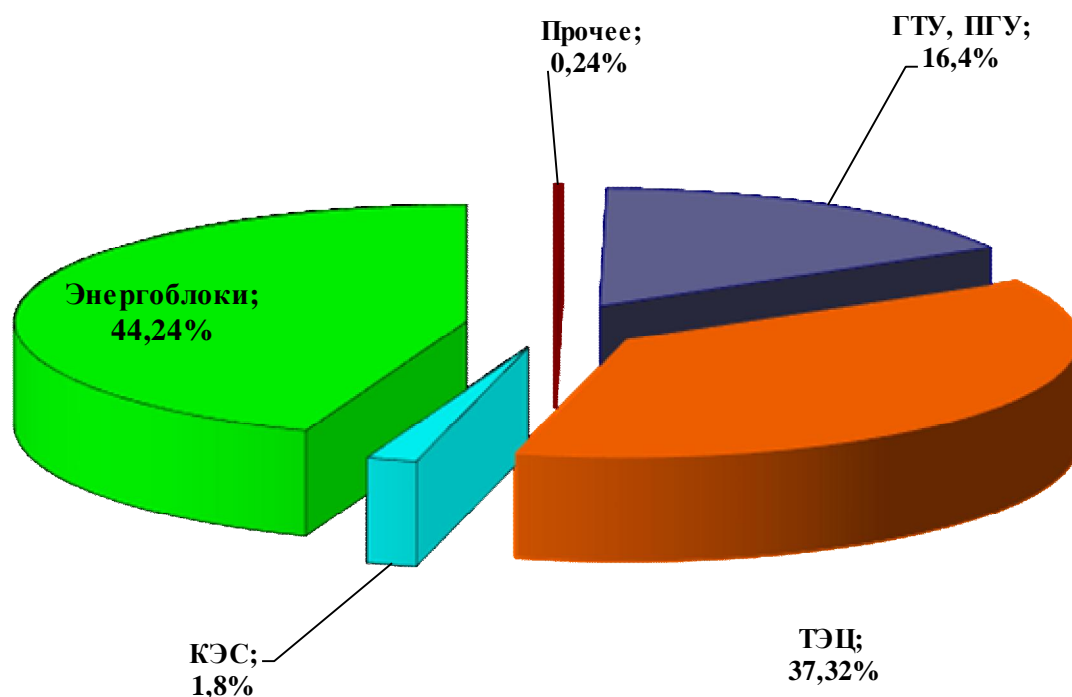


Рис.2.1.1. Структура установленной мощности ТЭС ЕЭС России

Таблица 2.1.3.

Вводы генерирующего оборудования на электростанциях ЕЭС России в 2015 году

Электростанции	Станционный номер	Оборудование	Установленная мощность, МВт
<b>ОЭС Центра</b>			<b>930,8</b>
Черепетская ГРЭС	№9	К-225-12,8-4Р	225,0
ТЭЦ-12 Мосэнерго	№10-11	ПГУ	211,6
ГТРС ОАО «НЛМК»	ГУБТ-2	MPS19.1-315.5/45	20,0
ТЭЦ-20 Мосэнерго	№11	ПГУ	424,2
ТЭЦ ОАО «НЛМК»	№4	Т-50-8,8/0,12	50,0
<b>ОЭС Средней Волги</b>			<b>234,0</b>
Казанская ТЭЦ-3	№1	Т-27/33-1,28	24,0
Нижекамская ТЭЦ-2	№5	Р-100-130/15	100,0
	№6	К-110-1,6	110,0
<b>ОЭС Урала</b>			<b>2290,4</b>
Уфимская ТЭЦ-2	№3	SST-300	13,5
ГТЭС ООО «ЛУКОЙЛ-ПНОС»	№1-8	ГТЭС-25ПА	200,0
Нижнетуринская ГРЭС	бл.1	ПГУ	242,0
Перволюцкая СЭС	ФЭМ	20200хAST 245, 250 Multi	5,0
Нижнетуринская ГРЭС	бл.2	ПГУ	230,0
Сакмарская СЭС	ФЭМ	99905хAST- 235,240,245,250,	25,0

Электростанции	Станционный номер	Оборудование	Установленная мощность, МВт
		255 Multi	
Челябинская ГРЭС	Бл.1	ПГУ	247,0
Белоярская АЭС	Бл.4	К-800-130/3000	880,0
Баймакская СЭС (1 оч. Бурибаевской СЭС)	ФЭМ		10,0
Серовская ГРЭС	Бл.9	ПГУ	420,0
ГТЭС ПАО «Уралкалий»	№3	SGT 400	12,9
Матраевская СЭС (1 оч Бугульчанской СЭС)	ФЭМ		5,0
<b>ОЭС Северо-Запада</b>			<b>5,0</b>
ТЭС ООО «Биоэнергетическая компания»	№1	TST-2060	5,0
<b>ОЭС Юга</b>			<b>269,8</b>
Буденновская ТЭС	№1	ПГУ	153,0
ТЭЦ Северная	№1-4	JMC 612 GS-N.LC	8,0
Гоцатлинская ГЭС	№1-2	PO 75-B-310	100,0
ГПЭС Овощевод	№1-2	JMS 624 GS-N.L	8,8
<b>ОЭС Сибири</b>			<b>810,1975</b>
Берёзовская ГРЭС	№3	К-800-250-5М	800,0000
Абаканская СЭС	ФЭМ	20790x250Вт	5,1975
Кош-Агачская СЭС-2	ФЭМ		5,0000
<b>ОЭС Востока</b>			<b>169,8</b>
Мини-ТЭЦ "Центральная"	№1-5	ГТУ KAWASAKI	33,0
Мини-ТЭЦ "Океанариум"	№1-2	ГТУ KAWASAKI	13,2
Мини-ТЭЦ "Северная"	№1-2	ГТУ OPRA	3,6
Благовещенская ТЭЦ	2 очередь	T-120/140-12,8-2	120,0
<b>ЕЭС РОССИИ</b>			<b>4709,9975</b>

Таблица 2.1.4.

Вывод из эксплуатации генерирующего оборудования на электростанциях  
ЕЭС России в 2015 году

Электростанции	Станционный номер	Оборудование	Установленная мощность, МВт
<b>ОЭС ЦЕНТРА</b>			<b>567,6</b>
Ивановская ТЭЦ-1	№3-4	ГТЭС "Урал-6000"	12,0
Елецкая ТЭЦ	№3	ПР-10(12)-35/10/1,2	10,0
ГЭС-1 Мосэнерго	№7	P-10(12)-35/5М	10,0
ТЭЦ г.Лиски	№1	АТ-4-35	4,0
	№2	АР-3,6	3,6
ТЭЦ МЭИ	№2	П-4-35/5	4,0
ТЭЦ Брянского машиностроительного завода	№1	ПР-6-35	6,0
	№2	P-10-35/5М	10,0
РТЭС "Курьяново"	№1-2	ГТА-6PM	12,0
РТЭС "Люблино"	№1-2	ГТЭ-6	12,0
Мини-ТЭС "Измайлово"	№1-3	PG 1250	3,0

Электростанции	Станционный номер	Оборудование	Установленная мощность, МВт
РТЭС Пензягино	№1-2	ГТА-6PM	12,0
РТЭС Переделкино	№1-2	ГТА-6PM	12,0
РТЭС Зеленоград	№1-2	ГТА-6PM	12,0
Ново-Рязанская ТЭЦ	№4	P-25-90	25,0
Черепетская ГРЭС	№1-3	К-140-160	420,0
<b>ОЭС СРЕДНЕЙ ВОЛГИ</b>			<b>151,0</b>
Казанская ТЭЦ-3	№1	ПТ-60/75-130/13	60,0
Саранская ТЭЦ-2	№3	ПТ-60-90/13	60,0
Саратовская ГРЭС	№1	ПР-5-35/35/10/1,2	5,0
Саратовская ГРЭС	№4	P-15-30/1,2	15,0
Саратовская ГРЭС	№5	P-11-35/1,2	11,0
<b>ОЭС УРАЛА</b>			<b>933,95</b>
Челябинская ТЭЦ-1	№1	P-25,5-29/1,2	25,50
Челябинская ТЭЦ-1	№2	P-23,5-29/2,2	23,50
Челябинская ТЭЦ-1	№5	P-46-29/2,2	46,00
Стерлитамакская ТЭЦ	№3	ПТ-25-90/10	25,00
Челябинская ГРЭС	№4	P-12-26/1,5	12,00
Челябинская ГРЭС	№5	P-12-26/1,2	12,00
Челябинская ГРЭС	№6	P-14-26/1,5	14,00
Челябинская ГРЭС	№8	P-5-26/7	5,00
Медногорская ТЭЦ	№2	АТГ-10М	10,00
Нижнетуринская ГРЭС	№10	T-88-90/2,5	88,00
Верхнетагильская ГРЭС	№1	T-88/100-90/2,5	88,00
Верхнетагильская ГРЭС	№4	T-88/100-90/2,5	88,00
Верхнетагильская ГРЭС	№5	К-100-90	100,00
Верхнетагильская ГРЭС	№6	К-100-90	100,00
Первоуральская ТЭЦ	№1	ПР-12-35/8/1,2	12,00
Южноуральская ГРЭС	№4	П-35/50-90/10	35,00
Закамская ТЭЦ	№3	ПТ-29/35-2,9/0,1	29,00
Закамская ТЭЦ	№2	P-15-29/7	15,00
Ново-Салаватская ТЭЦ	№5	P-80-130/15	80,00
Кировская ТЭЦ-3	№4	T-25-60	25,00
Кировская ТЭЦ-3	№5	T-27-90	27,00
Кировская ТЭЦ-3	№6	T-42/50-90	42,00
Кировская ТЭЦ-3	№8	ПТ-30-90-10	30,0
ГПА-ТЭЦ "Красноусольск"	ГПА-1, ГПА-2	JMC-320 GS-N.LC	1,950

Электростанции	Станционный номер	Оборудование	Установленная мощность, МВт
<b>ОЭС СЕВЕРО-ЗАПАДА</b>			<b>173,5</b>
ТЭЦ ООО "Сланцы"	№1-2	ДК-12-120	24,0
	№3	АР-1,5-15	1,5
	№4	АТ-25-2	25,0
Дубровская ТЭЦ-8	№5	Т-37-90	37,0
Дубровская ТЭЦ-8	№6	К-50-90	50,0
Апатитская ТЭЦ	№1	Т-36/45-90/2,0	36,0
<b>ОЭС ЮГА</b>			<b>306,2</b>
Невинномысская ГРЭС	№12	ПГУ-170	170,0
ТЭЦ Северная	№1	ПР-6-35/10/1,2М	6,0
ТЭЦ Северная	№2	ПР-6-35/15/5	6,0
Волгоградская ТЭЦ-2	№2	ПТ-25-90/10	25,0
Экспериментальная ТЭС	№5	БК-100-2(5)	79,2
Краснодарская ТЭЦ-2	№2	Р-20-90/1,2	20,0
<b>ОЭС СИБИРИ</b>			<b>180,0</b>
ТЭЦ СХК	№14	ВКТ-100М	100,0
Омская ТЭЦ-4	№5	Р-50-130/15	50,0
Бийская ТЭЦ	№2	Т-30-90	30,0
<b>ОЭС ВОСТОКА</b>			<b>45,0</b>
МТЭС Владивостокской ТЭЦ-1	№1-2	FT8-3 Mobilepac	45,0
<b>ЕЭС РОССИИ:</b>			<b>2357,25</b>

## 2.2. Использование установленной мощности электростанций ЕЭС России

Число часов использования установленной мощности электростанций в целом по ЕЭС России в 2015 году составило 4402 часа или 50,25 % календарного времени (коэффициент использования установленной мощности).

При этом число часов использования установленной мощности без учета электростанций промпредприятий составляет:

- тепловых электростанций 4136 часов или 47,21 % календарного времени (коэффициент использования установленной мощности);
- атомных электростанций – 7415 часов (84,65 % календарного времени);
- гидроэлектростанций– 3354 часа (38,29 % календарного времени);
- ветровых электростанций – 592 часа (6,75 % календарного времени);
- солнечных электростанций – 738 часов (8,43 % календарного времени).

Данные, характеризующие использование установленной мощности электростанций ЕЭС России без учета электростанций промпредприятий в разрезе ОЭС за период 2014-2015 гг., приведены в табл. 2.2.1.

Таблица 2.2.1.

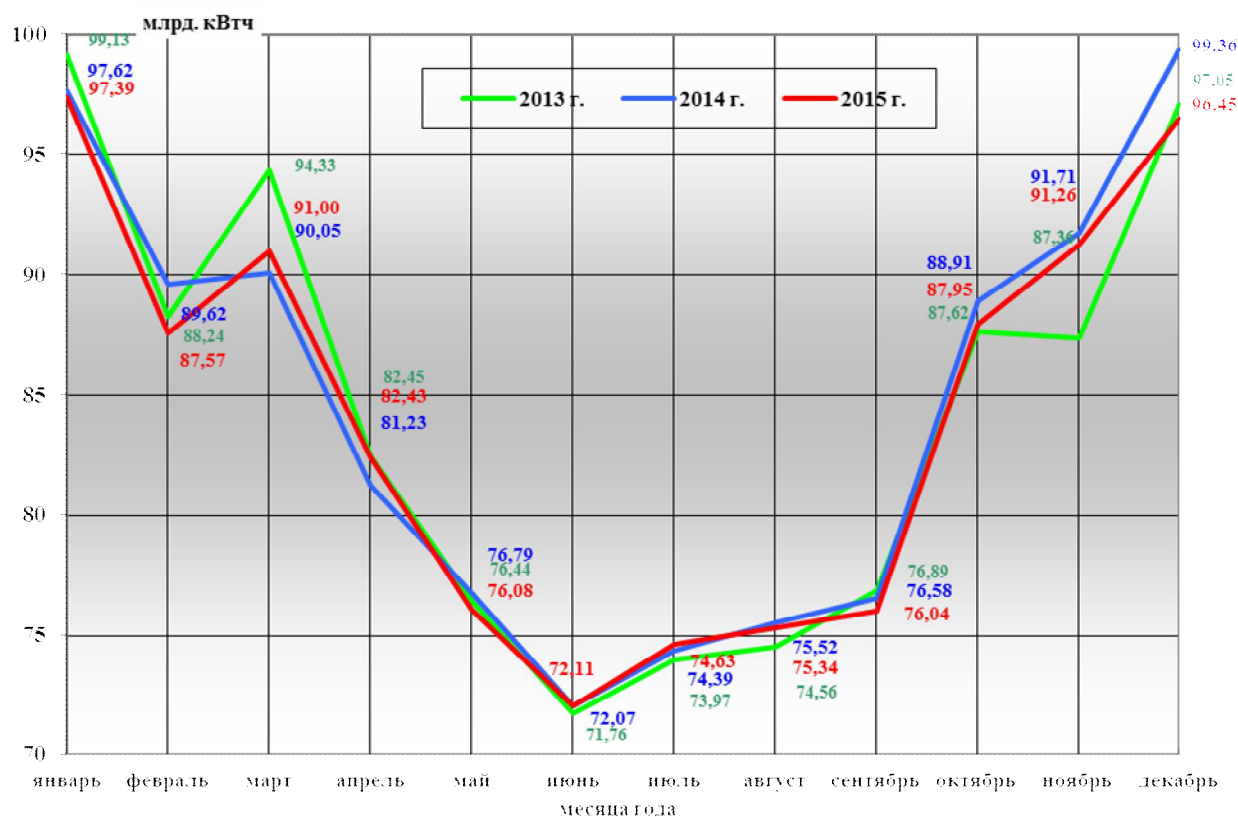
**Коэффициенты использования установленной мощности  
электростанций по ЕЭС России и ОЭС в 2014 и 2015 годах  
%**

	2014 г.					2015 г.				
	ТЭС	ГЭС	АЭС	ВЭС	СЭС	ТЭС	ГЭС	АЭС	ВЭС	СЭС
<b>ЕЭС России</b>	<b>48,59</b>	<b>40,53</b>	<b>81,61</b>	-	-	<b>47,21</b>	<b>38,29</b>	<b>84,65</b>	<b>6,75</b>	<b>8,43</b>
ОЭС Центра	41,94	19,03	84,03	-	-	38,07	18,09	89,10	-	-
ОЭС Средней Волги	39,10	35,41	85,10	-	-	36,30	34,84	93,46	-	-
ОЭС Урала	60,05	36,04	86,07	-	-	58,47	42,67	80,32	1,56	2,14
ОЭС Северо-Запада	41,94	44,64	70,82	-	-	38,84	49,04	73,31	4,31	-
ОЭС Юга	51,01	38,35	88,73	-	-	51,12	37,00	76,70	15,44	-
ОЭС Сибири	47,00	43,55	-	-	-	49,89	39,87	-	-	14,33
ОЭС Востока	45,63	42,70	-	-	-	50,91	34,56	-	-	-

### 3. ПОТРЕБЛЕНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ПО ОЭС И ЭНЕРГОСИСТЕМАМ.

Фактическое потребление электроэнергии по ЕЭС России в 2015 году составило 1 008 250,8 млн. кВтч, что ниже факта 2014 года на 5 607,4 млн. кВтч (-0,55%), относительно фактического объема потребления электроэнергии 2013 года снижение составляет 1 564,9 млн. кВтч (-0,15%).

Динамика потребления электроэнергии в ЕЭС России по месяцам 2015 года в сравнении с 2014 и 2013 годами представлена на рис. 3.1.



**Рис. 3.1. Динамика потребления электроэнергии в ЕЭС России по месяцам 2013 – 2015 годов.**

Одним из основных влияющих факторов, оказавших влияние на изменение потребления, является температура наружного воздуха. В феврале 2015 года повышение температуры наружного воздуха в ЕЭС России относительно прошлого года составило  $4,1^{\circ}\text{C}$ , что повлияло на снижение потребления электроэнергии в энергосистеме на 2,3%. Наиболее значительное снижение потребления электроэнергии в указанный период наблюдалось в объединенных энергосистемах Средней Волги и Сибири. Так повышение среднемесячной температуры февраля 2015 года в ОЭС Средней Волги на  $3,6^{\circ}\text{C}$  относительно аналогичного периода прошлого года оказало влияние на снижение объема потребляемой в энергосистеме электроэнергии на 4,2%. Среднемесячная температура февраля в ОЭС Сибири превысила аналогичный показатель прошлого года на  $6,5^{\circ}\text{C}$  при этом наблюдалось аналогичное снижение на 4,2% потребляемой в энергосистеме электроэнергии. В объединенной энергосистеме Урала в феврале 2015 года отмечено снижение

электропотребления на 2,9% при повышении температуры наружного воздуха на 8,6<sup>0</sup>С относительно прошлого года.

Снижение температуры наружного воздуха в марте и апреле 2015 года практически во всех объединенных энергосистемах вызвало прирост объемов потребляемой электроэнергии в ЕЭС России на 1,1 и 1,5% соответственно. Наиболее значительное увеличение потребления электроэнергии в этот период наблюдалось в ОЭС Юга: на 4,2% в марте и на 5,1% в апреле 2015 года. В ОЭС Востока в апреле 2015 года отмечен рост потребления электроэнергии на 7,1% на фоне снижения температуры наружного воздуха на 3,2<sup>0</sup>С относительно прошлого года.

Влияние повышенного температурного фона на динамику потребления электроэнергии наблюдалось также в декабре 2015 года. Повышение температуры наружного воздуха в ЕЭС России относительно прошлого года составило 2,8<sup>0</sup>С при этом отмечено снижение объема потребляемой электроэнергии на 2,9%. Наиболее значительное влияние температурного фактора на объемы потребляемой электроэнергии наблюдалось в объединенных энергосистемах Средней Волги и Центра. В ОЭС Средней Волги среднемесячная температура декабря превысила аналогичный показатель прошлого года на 3,3<sup>0</sup>С при этом снижение электропотребления составило 4,8%. В энергосистеме Центра снижение объема потребляемой электроэнергии составило 4,5% при повышении среднемесячной температуры декабря 2015 года на 3,9<sup>0</sup>С.

Кроме влияния температурного фактора на снижение уровня потребления электроэнергии в ЕЭС России в течение 2015 года повлияло снижение объемов потребления электроэнергии ряда промышленных предприятий.

В Мордовской энергосистеме отмечено снижение годового объема потребления электроэнергии на 9,0%, главным образом, по причине снижения электропотребления на предприятиях ОАО «Мордовцемент» и ООО «ВМК-Сталь».

Значительное снижение годового объема потребления электроэнергии на 4,6% наблюдалось в Волгоградской энергосистеме. Основной причиной является останов производства на предприятии ОАО «Химпром» и снижение потребления электроэнергии на ЗАО «ВМЗ Красный Октябрь».

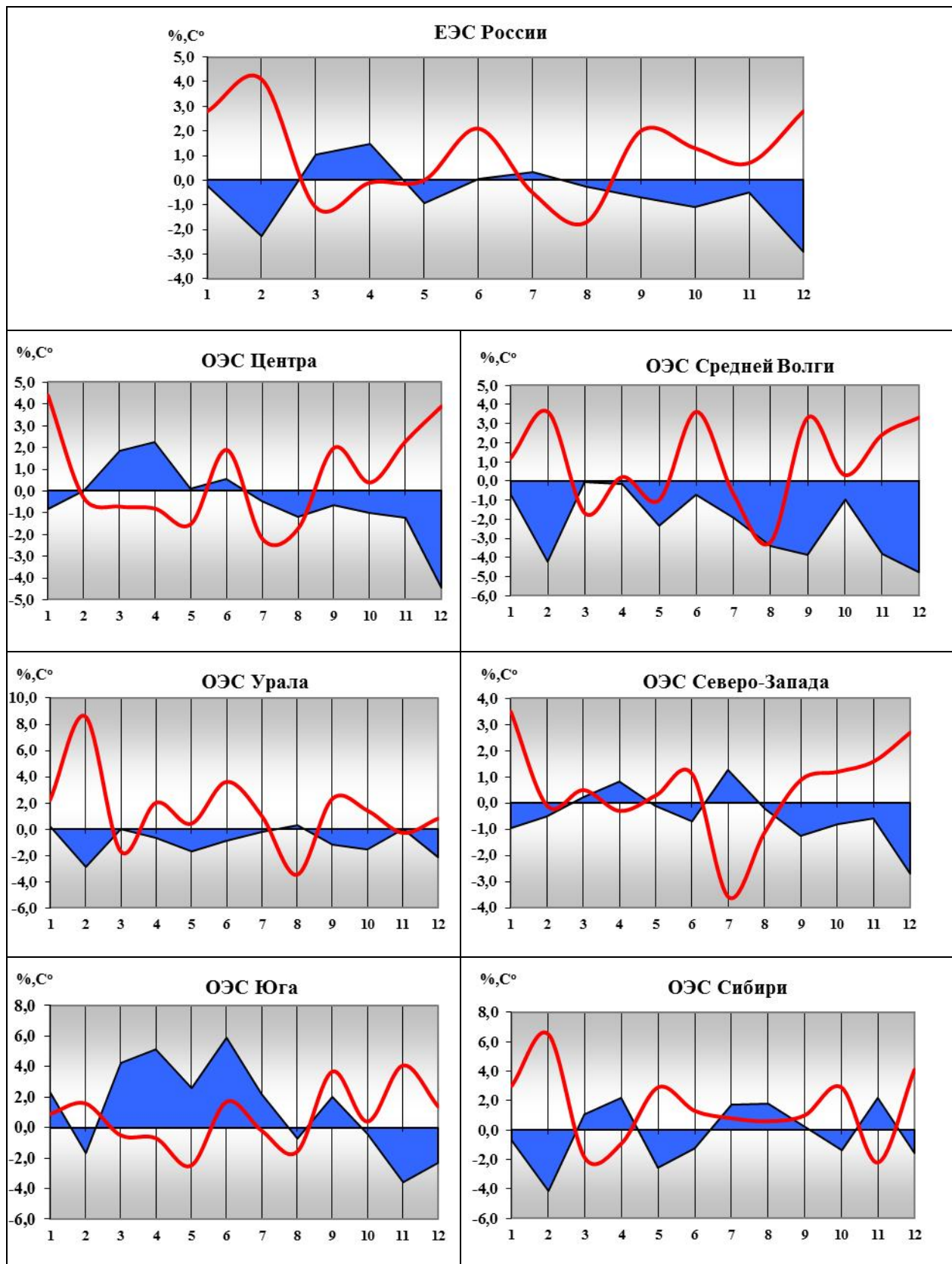
В течение 2015 года произошло снижение потребления электроэнергии в Нижегородской и Томской региональных энергосистемах на 4,0 и 4,1% соответственно. В Нижегородской области спад обусловлен снижением объемов потребления на предприятиях ООО «Газпром Трансгаз Нижний Новгород, ОАО «Волга», на предприятиях группы ГАЗ, ОАО «РЖД» и ООО «Лукойл-Нижегороднефтеоргсинтез». В Томской области основной причиной спада потребления электроэнергии является снижение производства на АО «СХК».

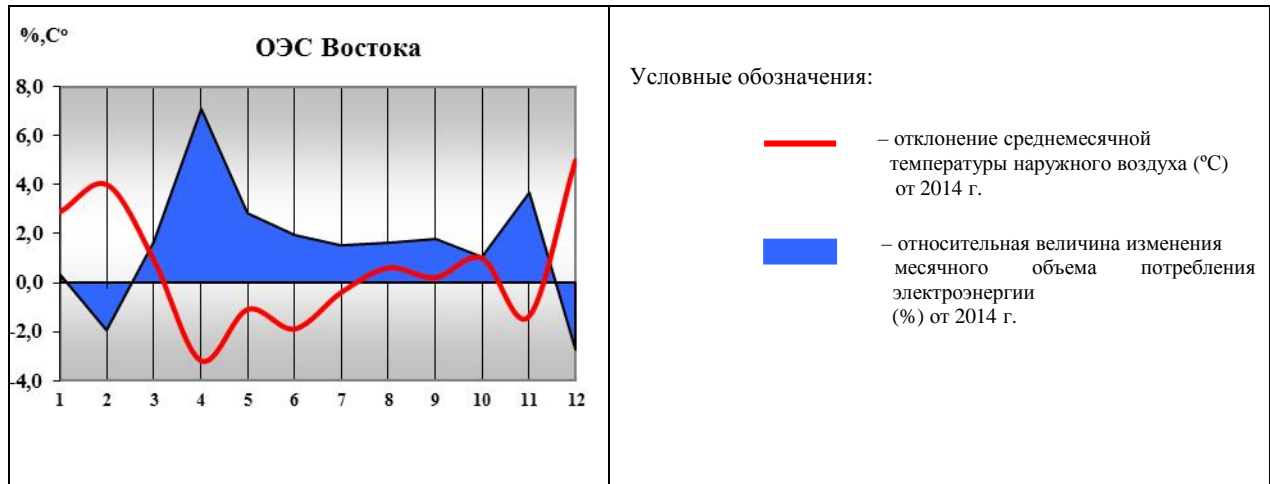
В тоже время в отдельных региональных энергосистемах в 2015 году отмечена положительная динамика роста потребления электроэнергии. В Ставропольской энергосистеме прирост годового объема потребления составил 3,8% в связи с восстановлением производства на ОАО «Ставролен». В Новгородской и Красноярской энергосистемах прирост электропотребления составил 2,5%. Рост связан с увеличением объемов потребляемой электроэнергии на транспортировку нефтепродуктов предприятиями ООО «Балтнефтепровод» и ООО «МН Дружба» в Новгородской области и вводом новых мощностей ОАО «РУСАЛ БоАЗ» и присоединением в марте 2015



года потребителей Ванкорского энергорайона к ЕЭС России в Красноярской энергосистеме.

Динамика изменения относительной величины потребления электроэнергии и отклонения фактических среднемесячных значений температуры наружного воздуха по месяцам 2015 года представлена на рис. 3.2.





**Рис. 3.2. Динамика изменения относительной величины потребления электроэнергии и отклонения фактической температуры наружного воздуха по месяцам 2015 года.**

В таблице 3.1 приведены данные о фактических годовых объемах потребления электроэнергии ЕЭС России, ОЭС и региональных энергосистем в 2015 году в сравнении с фактическими годовыми объемами потребления электроэнергии в 2014 году.

**Таблица 3.1.**  
млн. кВтч

Наименование энергосистемы	Потребление электроэнергии			
	2014	2015	Откл. (+,-) к 2014	% к 2014
<b>ЕЭС РОССИИ</b>	<b>1 013 858,2</b>	<b>1 008 250,8</b>	<b>-5 607,4</b>	<b>-0,55</b>
<b>ОЭС Центра</b>	<b>232 929,9</b>	<b>231 770,8</b>	<b>-1 159,1</b>	<b>-0,50</b>
Белгородская	14 906,1	14 889,6	-16,5	-0,11
Брянская	4 508,6	4 477,9	-30,7	-0,68
Владимирская	6 904,1	6 881,8	-22,3	-0,32
Вологодская	13 531,5	13 611,3	79,8	0,59
Воронежская	10 540,3	10 469,7	-70,6	-0,67
Ивановская	3 583,7	3 456,8	-126,9	-3,54
Калужская	6 322,0	6 299,5	-22,5	-0,36
Костромская	3 617,3	3 578,8	-38,5	-1,06
Курская	8 502,8	8 609,5	106,7	1,25
Липецкая	12 104,5	12 254,6	150,1	1,24
Московская	103 197,4	101 981,6	-1 215,8	-1,18
Орловская	2 798,4	2 793,2	-5,2	-0,19
Рязанская	6 629,4	6 429,3	-200,1	-3,02
Смоленская	6 304,1	6 342,5	38,4	0,61
Тамбовская	3 430,2	3 413,2	-17,0	-0,50
Тверская	8 208,9	8 344,9	136,0	1,66
Тульская	9 868,6	9 837,9	-30,7	-0,31
Ярославская	7 972,0	8 098,7	126,7	1,59
<b>ОЭС Средней Волги</b>	<b>106 682,8</b>	<b>104 256,6</b>	<b>-2 426,2</b>	<b>-2,27</b>
Нижегородская	20 525,7	19 695,0	-830,7	-4,05
Марийская	2 634,9	2 588,1	-46,8	-1,78
Мордовская	3 463,6	3 149,9	-313,7	-9,06

Наименование энергосистемы	Потребление электроэнергии			
	2014	2015	Откл. (+,-) к 2014	% к 2014
Пензенская	4 972,8	4 925,1	-47,7	-0,96
Самарская	23 901,1	23 265,5	-635,6	-2,66
Саратовская	12 960,3	12 712,5	-247,8	-1,91
Татарская	27 120,3	27 025,0	-95,3	-0,35
Ульяновская	6 009,7	5 916,6	-93,1	-1,55
Чувашская	5 094,4	4 978,9	-115,5	-2,27
<b>ОЭС Урала</b>	<b>260 670,4</b>	<b>258 295,9</b>	<b>-2 374,5</b>	<b>-0,91</b>
Башкирская	26 368,1	26 438,3	70,2	0,27
Кировская	7 507,9	7 374,8	-133,1	-1,77
Курганская	4 601,2	4 390,0	-211,2	-4,59
Оренбургская	15 625,0	15 631,2	6,2	0,04
Пермская	23 560,7	23 428,5	-132,2	-0,56
Свердловская	43 819,3	42 940,6	-878,7	-2,01
Удмуртская	9 518,0	9 507,8	-10,2	-0,11
Челябинская	36 141,1	35 696,1	-445,0	-1,23
Тюменская	93 529,1	92 888,6	-640,5	-0,68
<b>ОЭС Северо-Запада</b>	<b>90 770,1</b>	<b>90 296,6</b>	<b>-473,5</b>	<b>-0,52</b>
Архангельская	7 390,4	7 279,6	-110,8	-1,50
Калининградская	4 414,6	4 373,4	-41,2	-0,93
Карельская	7 689,8	7 716,8	27,0	0,35
Кольская	12 225,0	12 234,0	9,0	0,07
Коми	8 952,9	8 844,2	-108,7	-1,21
Новгородская	4 080,9	4 186,6	105,7	2,59
Псковская	2 162,5	2 139,9	-22,6	-1,05
Ленинградская	43 854,0	43 522,1	-331,9	-0,76
<b>ОЭС Юга</b>	<b>86 938,5</b>	<b>87 883,0</b>	<b>944,5</b>	<b>1,09</b>
Астраханская	4 376,5	4 383,7	7,2	0,16
Волгоградская	15 785,9	15 060,3	-725,6	-4,60
Чеченская	2 540,3	2 597,9	57,6	2,27
Дагестанская	5 860,3	6 175,8	315,5	5,38
Ингушская	655,4	681,6	26,2	4,00
Кабардино-Балкарская	1 603,8	1 630,5	26,7	1,66
Калмыцкая	499,6	531,2	31,6	6,33
Карачаево-Черкесская	1 275,6	1 282,4	6,8	0,53
Кубанская	24 750,0	25 500,3	750,3	3,03
Ростовская	17 849,7	17 971,4	121,7	0,68
Северо - Осетинская	2 138,6	2 111,6	-27,0	-1,26
Ставропольская	9 602,8	9 956,3	353,5	3,68
<b>ОЭС Сибири</b>	<b>204 064,6</b>	<b>203 525,4</b>	<b>-539,2</b>	<b>-0,26</b>
Алтайская	10 934,7	10 681,6	-253,1	-2,31
Бурятская	5 408,5	5 363,9	-44,6	-0,82
Иркутская	52 819,6	52 467,1	-352,5	-0,67
Красноярская	41 942,5	42 994,0	1 051,5	2,51
Тывинская	730,0	777,3	47,3	6,48
Новосибирская	15 785,9	15 630,5	-155,4	-0,98
Омская	10 992,5	10 880,8	-111,7	-1,02
Томская	8 923,6	8 552,2	-371,4	-4,16
Забайкальская	7 835,5	7 753,5	-82,0	-1,05
Хакасская	16 508,6	16 644,8	136,2	0,83
Кузбасская	32 183,2	31 779,7	-403,5	-1,25

Наименование энергосистемы	Потребление электроэнергии			
	2014	2015	Откл. (+,-) к 2014	% к 2014
<b>ОЭС Востока</b>	<b>31 801,9</b>	<b>32 222,5</b>	<b>420,6</b>	<b>1,32</b>
Амурская	7 983,9	8 069,4	85,5	1,07
Приморская	12 544,6	12 777,8	233,2	1,86
Хабаровская	8 212,1	8 283,9	71,8	0,87
Энергорайон Еврейской АО	1 394,0	1 369,7	-24,3	-1,74
Южно-Якутский энергорайон	1 667,3	1 721,7	54,4	3,26



Балансы электрической энергии ОЭС за 2015 год в сравнении с балансовыми показателями 2014 года представлены в табл. 4.1.2.

Таблица 4.1.2.

## Балансы электрической энергии ОЭС за 2014 и 2015 годы.

Показатели	2014 год, млн. кВтч	2015 год	
		млн. кВтч	2015/2014 г., %
<b>ОЭС Центра</b>			
<b>Выработка электроэнергии, всего:</b>	<b>239 225,6</b>	<b>236 973,9</b>	<b>99,1</b>
в т.ч.: ТЭС	131 125,7	123 112,8	93,9
ГЭС	2 977,5	2 835,4	95,2
АЭС	94 472,4	100 171,4	106,0
Электростанции промышленных предприятий (ТЭС)	10 650,0	10 854,3	101,9
<b>Потребление электроэнергии</b>	<b>232 929,9</b>	<b>231 770,8</b>	<b>99,5</b>
Сальдо перетоков электроэнергии*	-6 295,7	-5 203,1	
<b>ОЭС Средней Волги</b>			
<b>Выработка электроэнергии, всего:</b>	<b>105 035,3</b>	<b>105 367,0</b>	<b>100,3</b>
в т.ч.: ТЭС	51 392,2	49 355,5	96,0
ГЭС	21 192,5	20 951,4	98,9
АЭС	29 819,5	32 748,0	109,8
Электростанции промышленных предприятий	2 631,1	2 312,1	87,9
в т.ч.: ТЭС	2 357,4	2 055,5	87,2
АЭС	273,7	256,6	93,8
<b>Потребление электроэнергии</b>	<b>106 682,8</b>	<b>104 256,6</b>	<b>97,7</b>
Сальдо перетоков электроэнергии*	1 647,5	-1 110,4	
<b>ОЭС Урала</b>			
<b>Выработка электроэнергии, всего:</b>	<b>259 762,4</b>	<b>257 729,0</b>	<b>99,2</b>
в т.ч.: ТЭС	225 352,4	220 974,3	98,1
ГЭС	5 832,1	6 906,4	118,4
АЭС	4 523,6	4 577,8	101,2
ВЭС	0,0	0,3	
СЭС	0,0	0,9	
Электростанции промышленных предприятий (ТЭС)	24 054,3	25 269,3	105,1
<b>Потребление электроэнергии</b>	<b>260 670,4</b>	<b>258 295,9</b>	<b>99,1</b>
Сальдо перетоков электроэнергии*	908,0	566,9	
<b>ОЭС Северо-Запада</b>			
<b>Выработка электроэнергии, всего:</b>	<b>102 464,2</b>	<b>101 279,4</b>	<b>98,8</b>
в т.ч.: ТЭС	46 549,6	42 956,2	92,3
ГЭС	11 554,8	12 670,3	109,7
АЭС	35 734,8	36 991,4	103,5
ВЭС	0,0	2,0	
Электростанции промышленных предприятий (ТЭС)	8 625,0	8 659,5	100,4
<b>Потребление электроэнергии</b>	<b>90 770,1</b>	<b>90 296,6</b>	<b>99,5</b>
Сальдо перетоков электроэнергии*	-11 694,1	-10 982,8	

Показатели	2014 год, млн. кВтч	2015 год	
		млн. кВтч	2015/2014 г., %
<b>ОЭС Юга</b>			
<b>Выработка электроэнергии, всего:</b>	<b>84 755,5</b>	<b>88 556,2</b>	<b>104,5</b>
в т.ч.: ТЭС	49 043,6	48 673,2	99,2
ГЭС	18 877,0	18 422,0	97,6
АЭС	15 704,9	20 509,3	130,6
ВЭС	0,0	3,8	
Электростанции промышленных предприятий	1 130,0	947,9	83,9
в т.ч.: ТЭС	1 127,7	947,9	84,1
ГЭС	2,3	0,0	0,0
<b>Потребление электроэнергии</b>	<b>86 938,5</b>	<b>87 883,0</b>	<b>101,1</b>
Сальдо перетоков электроэнергии*	2 183,0	-673,2	
<b>ОЭС Сибири</b>			
<b>Выработка электроэнергии, всего:</b>	<b>198 340,0</b>	<b>201 207,5</b>	<b>101,4</b>
в т.ч.: ТЭС	94 792,9	103 401,5	109,1
ГЭС	94 135,4	88 274,0	93,8
СЭС	0,0	6,4	
Электростанции промышленных предприятий	9 411,7	9 525,6	101,2
в т.ч.: ТЭС	9 398,5	9 525,6	101,4
ГЭС	13,2	0,0	0,0
<b>Потребление электроэнергии</b>	<b>204 064,6</b>	<b>203 525,4</b>	<b>99,7</b>
Сальдо перетоков электроэнергии*	5 724,6	2 317,9	
<b>ОЭС Востока</b>			
<b>Выработка электроэнергии, всего:</b>	<b>35 360,4</b>	<b>35 764,2</b>	<b>101,1</b>
в т.ч.: ТЭС	22 866,6	25 653,2	112,2
ГЭС	12 493,8	10 111,0	80,9
<b>Потребление электроэнергии</b>	<b>31 801,9</b>	<b>32 222,5</b>	<b>101,3</b>
Сальдо перетоков электроэнергии*	-3 558,5	-3 541,7	

(\*) – «+» – прием, «-» – выдача

### Структура выработки электроэнергии электростанциями ЕЭС России.

В 2015 году выработка электроэнергии электростанциями ЕЭС России, включая производство электроэнергии на электростанциях промышленных предприятий, составила 1 026 877,2 млн. кВтч (увеличение к объему производства электроэнергии в 2014 году составило 0,2%), в том числе производство электроэнергии на тепловых, гидро- и атомных электростанциях составило: ТЭС – 671 438,8 млн. кВтч (снижение производства на 0,9%); ГЭС – 160 170,5 млн. кВтч (снижение производства на 4,1%); АЭС – 195 254,5 млн. кВтч (увеличение производства на 8,2%).

### Производство электроэнергии электростанциями генерирующих компаний.

Электростанции оптовых генерирующих компаний в течение 2015 года выработали 324 864,6 млн. кВтч электроэнергии. Снижение общего объема производства электроэнергии составило 5,3%, в том числе: – производство электроэнергии ТЭС ОГК – 247 391,0 млн. кВтч (снижение к объему производства в 2014 году составило 6,1%),

– производство электроэнергии ГЭС ОГК – 77 473,6 млн. кВтч (снижение производства электроэнергии относительно 2014 года составило 2,8%).

Объем производства электроэнергии электростанциями территориальных генерирующих компаний в 2015 году составил 359 376,5 млн. кВтч. Снижение объема выработки электроэнергии составило 1,4%, в том числе:

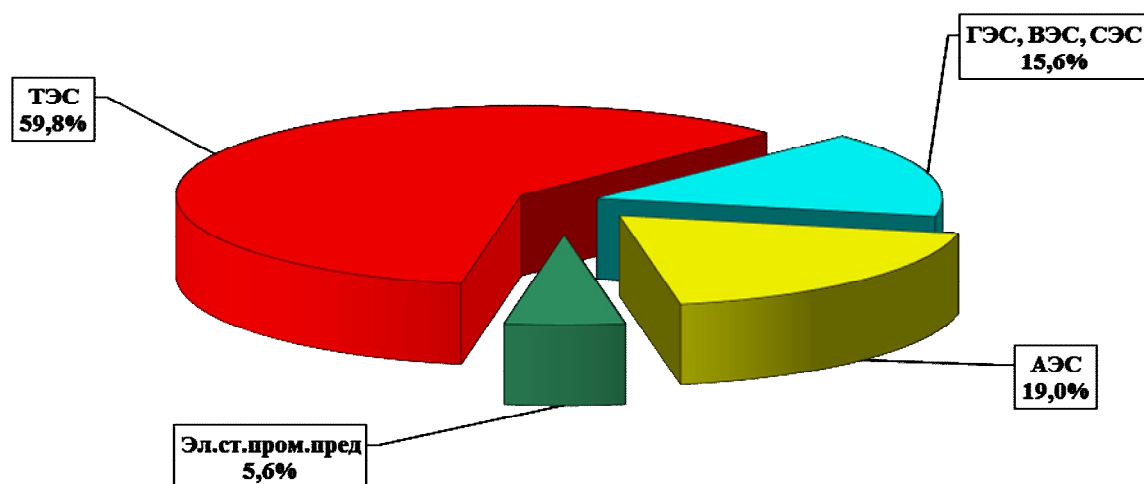
– производство электроэнергии ТЭС ТГК – 307 570,0 млн. кВтч (увеличение объема производства на 0,1% к 2014 году),

– производство электроэнергии ГЭС ТГК – 51 794,7 млн. кВтч (снижение объема производства на 9,5% к 2014 году).

Производство электроэнергии электростанциями, не входящими в состав ОГК и ТГК (независимые поставщики), составило 90 078,5 млн. кВтч.

Выработка электроэнергии электростанциями промышленных предприятий составила 57 568,7 млн. кВтч, в том числе ТЭС – 57 312,1 млн. кВтч, АЭС – 256,6 млн. кВтч.

Структура выработки электроэнергии по типам электростанций ЕЭС России в 2015 году приведена на рис. 4.1.2.

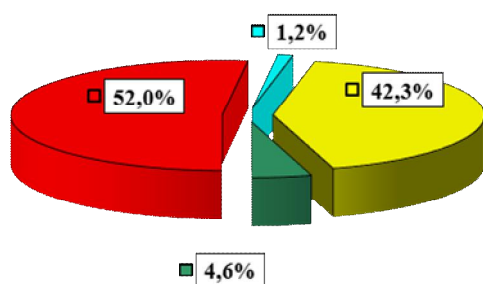


**Рис. 4.1.2. Структура выработки электроэнергии по типам электростанций ЕЭС России.**

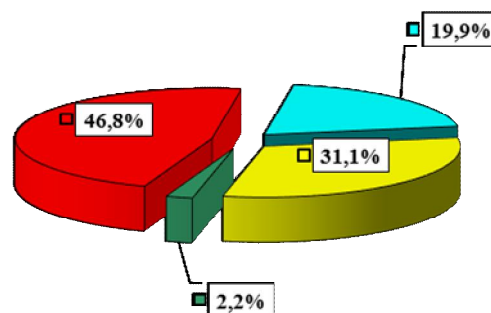
Доля выработки электроэнергии по типам электростанций от общей выработки ОЭС в 2015 году представлена на рис. 4.1.3.



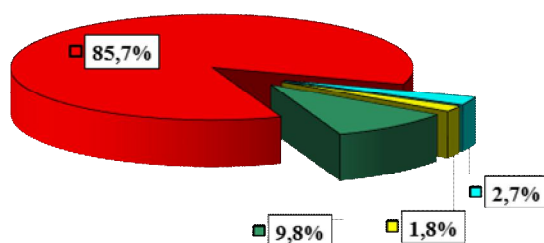
## ОЭС Центра



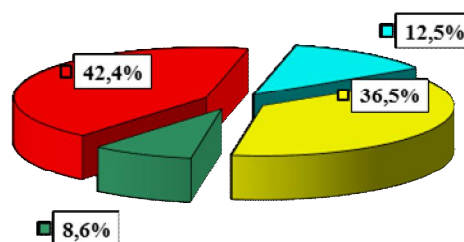
## ОЭС Средней Волги



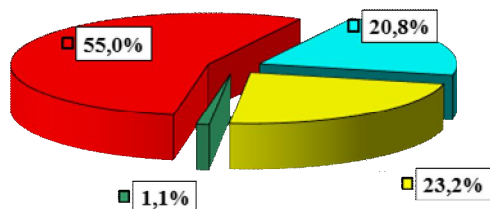
## ОЭС Урала



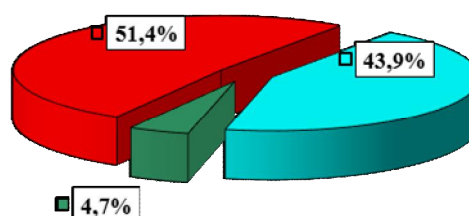
## ОЭС Северо-Запада



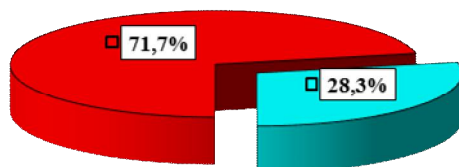
## ОЭС Юга



## ОЭС Сибири



## ОЭС Востока



Условные обозначения:

Доля выработки электростанций от общей выработки соответствующей ОЭС:

- ТЭС
- ГЭС
- АЭС
- электростанций пром. предприятий

**Рис. 4.1.3. Доля выработки электроэнергии по типам электростанций от общей выработки ОЭС в 2015 году.**

(Доля выработки электроэнергии на возобновляемых источниках электроэнергии ВЭС, СЭС в соответствующих объединенных энергосистемах учтена в выработке ГЭС)

## 4.2. Баланс электрической мощности

Годовой максимум потребления мощности ЕЭС России зафиксирован 26.01.2015 в 18<sup>00</sup> (мск) при частоте электрического тока 49,99 Гц, среднесуточной температуре наружного воздуха -14,2°C (на 2,3°C ниже климатической нормы и на 9,0°C выше среднесуточной температуры при прохождении годового максимума 2014 года) и составил 147,4 ГВт, что на 7,3 ГВт ниже годового максимума 2014 года (154,7 ГВт).

Максимальная нагрузка электростанций ЕЭС России на час прохождения максимума потребления мощности составила 149,4 ГВт, что на 6,7 ГВт (4,3%) ниже аналогичного показателя 2014 года. Величина сальдо-перетока мощности из территории ЕЭС России составила 2,0 ГВт и выросла на 0,6 ГВт по сравнению с 2014 годом.

Балансы мощности в часы прохождения годовых максимумов потребления мощности в 2014 и 2015 годах представлены на рис. 4.2.1.

Объемы ремонтной мощности электростанций ЕЭС России в сравнении с объемами аналогичного периода прошлого года выросли на 3,7 ГВт и составили 20,5 ГВт, при этом аварийные ремонты возросли на 2,0 ГВт.

Резервы мощности на час прохождения годового максимума потребления мощности на ТЭС ЕЭС России составили 42,0 ГВт, в том числе холодный резерв – 26,7 ГВт, вращающийся резерв – 15,3 ГВт.

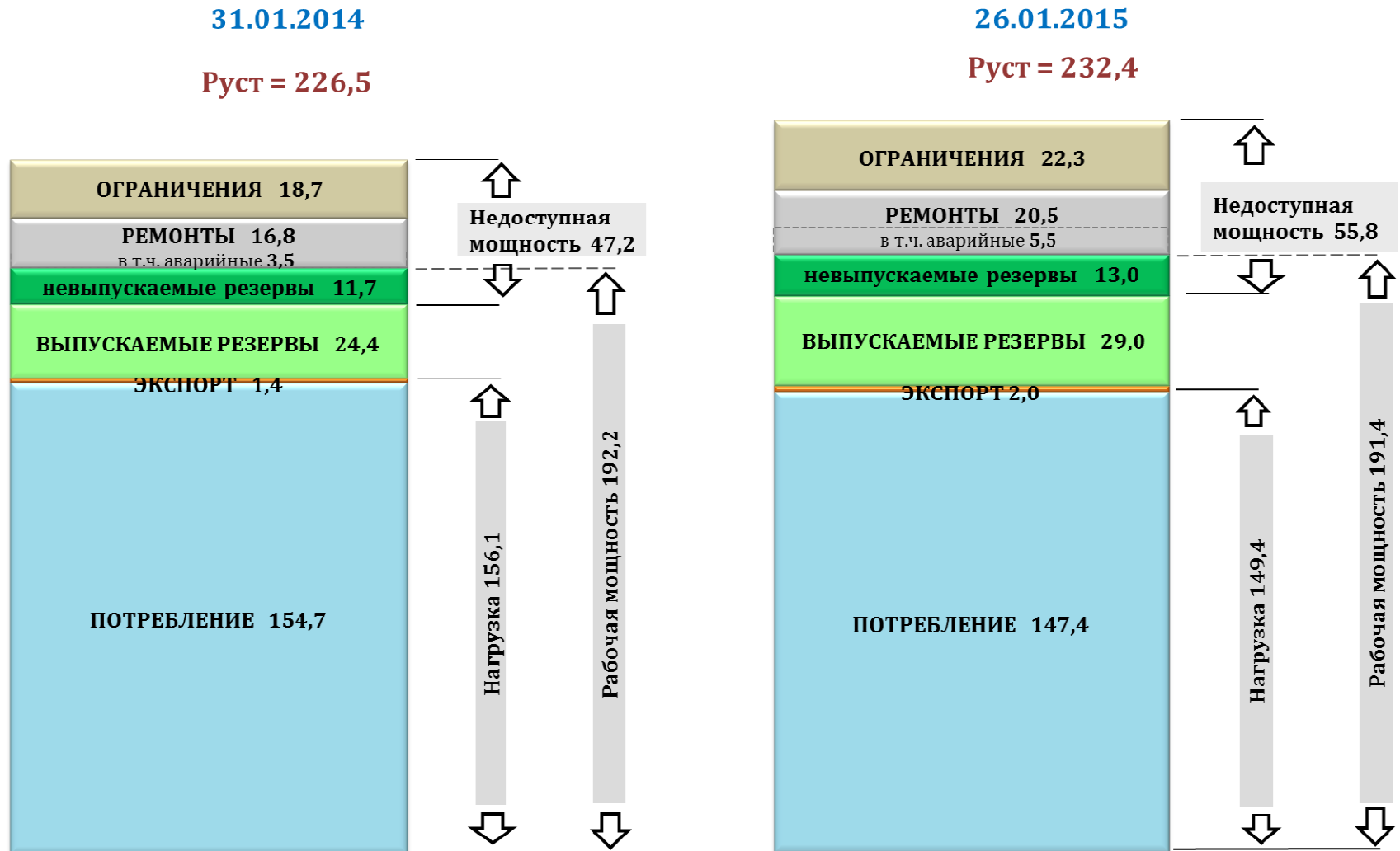
Величина невыпускаемого резерва, обусловленного ограничениями пропускной способности электрических сетей в ОЭС Востока, ОЭС Северо-Запада и ОЭС Сибири составила 13,0 ГВт.

Фактическая среднесуточная температура наружного воздуха и отклонение температуры от климатической нормы по энергообъединениям в день прохождения годового максимума потребления ЕЭС России в 2015 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 мощности в 2015 году**

Энергообъединения	Среднесуточная температура (°C)	
	26 января 2015 года	
	Факт	Отклонение от климатической нормы
<b>ЕЭС России</b>	<b>-14,2</b>	<b>-2,3</b>
ОЭС Центра	-10,4	-4,0
ОЭС Средней Волги	-16,9	-6,2
ОЭС Урала	-14,2	+1,6
ОЭС Северо-Запада	-4,6	+4,5
ОЭС Юга	-2,1	+0,6
ОЭС Сибири	-25,9	-8,4
ОЭС Востока	-13,4	+5,2



с.4.2.1. Балансы мощности в часы прохождения годовых максимумов потребления в 2014 и 2015 годах

Балансы мощности по ОЭС на час годового максимума потребления ЕЭС России в 2015 году представлены в табл. 4.2.2.

Таблица 4.2.2

## Баланс мощности ОЭС на час годового максимума ЕЭС России 26.01.2015, МВт

Энергообъединения	Установлен- ная мощность	Распола- гаемая мощность	Ремонтная мощность	Резерв	Нагрузка	Совмещен- ный максимум потребления	Сальдо- переток + прием -выдача
<b>ЕЭС России</b>	<b>232392</b>	<b>211918</b>	<b>20510</b>	<b>42016</b>	<b>149392</b>	<b>147377</b>	<b>-2015</b>
ОЭС Центра	52892	52272	3033	13464	35775	35970	
ОЭС Средней Волги	26873	25153	2706	5481	16966	16302	
ОЭС Урала	49166	47576	7840	3624	36113	35304	
ОЭС Северо- Запада	23286	21989	1518	5383	15089	13422	
ОЭС Юга	20170	19227	2577	3462	13188	13459	
ОЭС Сибири	50948	36880	2547	6770	27563	28474	
ОЭС Востока	9058	8820	290	3833	4698	4446	

Информация о собственных годовых максимумах потребления мощности энергосистем в 2015 году представлена в табл. 4.2.3.

Таблица 4.2.3

## Собственные максимумы потребления мощности, МВт

Энергообъединение, энергосистема субъекта РФ	Собственные максимумы потребления мощности			
	2015	2014	Отклонение (+,-) к 2014	% к 2014
<b>ЕЭС РОССИИ</b>	<b>147377</b>	<b>154709</b>	<b>-7332</b>	<b>-4,7</b>
<b>ОЭС Центра</b>	<b>35970</b>	<b>38230</b>	<b>-2260</b>	<b>-5,9</b>
Белгородской области	2134	2179	-45	-2,1
Брянской области	752	793	-41	-5,2
Владимирской области	1169	1209	-40	-3,3
Вологодской области	1944	2025	-81	-4,0
Воронежской области	1678	1826	-148	-8,1
Ивановской области	624	691	-67	-9,7
Калужской области	1048	1126	-78	-6,9
Костромской области	620	645	-25	-3,9
Курской области	1224	1258	-34	-2,7
Липецкой области	1747	1798	-51	-2,8
г. Москвы и Московской области	16498	17620	-1122	-6,4
Орловской области	467	507	-40	-7,9
Рязанской области	1005	1155	-150	-13,0
Смоленской области	972	1102	-130	-11,8
Тамбовской области	577	636	-59	-9,3
Тверской области	1297	1316	-19	-1,4

Энергообъединение, энергосистема субъекта РФ	Собственные максимумы потребления мощности			
	2015	2014	Отклонение (+,-) к 2014	% к 2014
Тульской области	1480	1660	-180	-10,8
Ярославской области	1348	1430	-82	-5,7
<b>ОЭС Средней Волги</b>	<b>16474</b>	<b>17493</b>	<b>-1019</b>	<b>-5,8</b>
Республики Марий Эл	521	528	-7	-1,3
Республики Мордовия	517	572	-55	-9,6
Нижегородской области	3250	3591	-341	-9,5
Пензенской области	828	889	-61	-6,9
Самарской области	3643	3765	-122	-3,2
Саратовской области	2084	2104	-20	-1,0
Республики Татарстан	4054	4214	-160	-3,8
Ульяновской области	1033	1052	-19	-1,8
Чувашской Республики	854	934	-80	-8,6
<b>ОЭС Урала</b>	<b>36191</b>	<b>37525</b>	<b>-1334</b>	<b>-3,6</b>
Республики Башкортостан	3927	4049	-122	-3,0
Кировской области	1215	1244	-29	-2,3
Курганской области	715	763	-48	-6,3
Оренбургской области	2288	2327	-39	-1,7
Пермского края	3427	3702	-275	-7,4
Свердловской области	6323	6629	-306	-4,6
Удмуртской Республики	1537	1555	-18	-1,2
Челябинской области	5158	5249	-91	-1,7
Тюменской области, Ханты-Мансийского АО-Югра и Ямало-Ненецкого АО	12234	12391	-157	-1,3
<b>ОЭС Северо-Запада</b>	<b>14244</b>	<b>14721</b>	<b>-477</b>	<b>-3,2</b>
Архангельской области и Ненецкого АО	1191	1168	+23	+2,0
Калининградской области	741	843	-102	-12,1
Республики Карелия	1195	1192	+3	+0,3
Республики Коми	1293	1340	-47	-3,5
Мурманской области	1919	1852	+67	+3,6
Новгородской области	642	675	-33	-4,9
г.Санкт-Петербурга и Ленинградской области	7178	7514	-336	-4,5
Псковской области	376	418	-42	-10,0
<b>ОЭС Юга</b>	<b>14231</b>	<b>14586</b>	<b>-355</b>	<b>-2,4</b>
Астраханской области	757	806	-49	-6,1
Волгоградской области	2397	2599	-202	-7,8
Республики Дагестан	1153	1171	-18	-1,5
Республики Ингушетия	137	137	0	0,0

Энергообъединение, энергосистема субъекта РФ	Собственные максимумы потребления мощности			
	2015	2014	Отклонение (+,-) к 2014	% к 2014
Кабардино-Балкарской Республики	286	305	-19	-6,2
Республики Калмыкия	99	98	+1,0	+1,0
Карачаево-Черкесской Республики	208	216	-8,0	-4,2
Краснодарской края и республики Адыгея	4348	4129	+219	+5,3
Ростовской области	2859	3024	-165	-5,5
Республики Северная Осетия-Алания	376	407	-31	-7,6
Ставропольского края	1539	1641	-102	-6,2
Чеченской Республики	473	499	-26	-5,2
Республики Крым и г. Севастополь	1309	1296	+13	+1,0
<b>ОЭС Сибири</b>	<b>29613</b>	<b>30123</b>	<b>-510</b>	<b>-1,7</b>
Алтайского края и Республики Алтай	1884	1969	-85	-4,3
Республики Бурятия	945	972	-27	-2,8
Забайкальского края	1258	1242	+16	+1,3
Иркутской области	7571	7670	-99	-1,3
Красноярского края	6235	6069	+166	+2,7
Республики Тыва	152	154	-2	-1,3
Кемеровской области	4534	4606	-72	-1,6
Новосибирской области	2689	2778	-89	-3,2
Омской области	1782	1802	-20	-1,1
Томской области	1302	1363	-61	-4,5
Республики Хакасия	2155	2141	+14	+0,7
<b>ОЭС Востока</b>	<b>5289</b>	<b>5398</b>	<b>-141</b>	<b>-2,0</b>
Амурской области	1373	1373	0	0,0
Приморского края	2191	2263	-73	-3,2
Хабаровского края и Еврейской автономной области	1623	1657	-34	-2,1
Южно-Якутский энергорайон	279	276	+3	+1,1

## 5. СЕТЕВОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО (ПЕРЕЧЕНЬ ЛЭП 220 кВ И ВЫШЕ, ВВЕДЕННЫХ В РАБОТУ И РЕКОНСТРУИРОВАННЫХ).

В течение 2015 года введены в работу 75 линий электропередачи напряжением 220 кВ и выше (включая заходы), в том числе:

ЛЭП 500 кВ – 15;

ЛЭП 330 кВ – 3;

ЛЭП 220 кВ – 57.

Перечень ЛЭП 220 кВ и выше, введенных в работу в 2015 году, представлен в таблице 5.1.

**Таблица 5.1.**

Название ЛЭП	Операционная зона	Дата ввода в работу
<b>1 квартал 2015 г.</b>		
<b>ОЭС Востока</b>		
ВЛ 220 кВ Бурейская ГЭС – Завитая II цепь с отпайкой на ПС Створ	Амурское РДУ	29.01.2015
<b>ОДУ Юга</b>		
ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Тихорецк №2	ОДУ Юга	14.02.2015
<b>ОДУ Урала</b>		
КВЛ 500 кВ Троицкая ГРЭС – Южноуральская ГРЭС-2	Челябинское РДУ	19.03.2015
КВЛ 500 кВ Южноуральская ГРЭС-2 – Шагол	Челябинское РДУ	19.03.2015
<b>ОДУ Центра</b>		
ВЛ 220 кВ Череповецкая ГРЭС – Череповецкая №2	Вологодское РДУ	20.03.2015
КЛ 220 кВ Капотня – Битум №1	Московское РДУ	06.03.2015
КЛ 220 кВ Капотня – Битум №2	Московское РДУ	06.03.2015
КЛ 220 кВ ТЭЦ-12 – Золотаревская №1	Московское РДУ	19.03.2015
КЛ 220 кВ ТЭЦ-12 – Золотаревская №2	Московское РДУ	19.03.2015
КЛ 220 кВ Капотня – Нефтезавод	Московское РДУ	26.03.2015
<b>2 квартал 2015 г.</b>		
<b>ОДУ Юга</b>		
ВЛ 330 кВ Нальчик – Владикавказ-2	Северокавказское РДУ	03.04.2015
КВЛ 330 кВ Черкесск – Ильенко	Северокавказское РДУ	05.04.2015
КВЛ 330 кВ Ильенко – Баксан	Северокавказское РДУ	05.04.2015
<b>ОДУ Центра</b>		
ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС – Донская №2	Воронежское РДУ	26.04.2015
ВЛ 500 кВ Донская – Старый Оскол №1	Воронежское РДУ	26.04.2015
ВЛ 220 кВ Череповецкая ГРЭС – РПП-2 №2	Вологодское РДУ	02.04.2015

Название ЛЭП	Операционная зона	Дата ввода в работу
КЛ 220 кВ ТЭЦ-12 – Пресня №1	Московское РДУ	14.05.2015
КЛ 220 кВ ТЭЦ-12 – Пресня №2	Московское РДУ	14.05.2015
<b>ОДУ Сибири</b>		
ВЛ 220 кВ Ангара – БоАЗ №1	Красноярское РДУ	14.04.2015
ВЛ 220 кВ Ангара – БоАЗ №2	Красноярское РДУ	14.04.2015
ВЛ 220 кВ Ангара – БоАЗ №3	Красноярское РДУ	14.04.2015
<b>ОДУ Урала</b>		
КВЛ 220 кВ Челябинская ГРЭС – Цинковая-220	Челябинское РДУ	17.04.2015
КВЛ 220 кВ Челябинская ГРЭС – Новометаллургическая II цепь	Челябинское РДУ	17.04.2015
КВЛ 220 кВ Челябинская ГРЭС – Новометаллургическая I цепь	Челябинское РДУ	14.05.2015
КВЛ 220 кВ Челябинская ГРЭС – Шагол I цепь	Челябинское РДУ	14.05.2015
<b>3 квартал 2015 г.</b>		
<b>ОДУ Сибири</b>		
ВЛ 500 кВ Восход – Таврическая	ОДУ Сибири	01.07.2015
ВЛ 500 кВ Итатская – Абаканская №2	Хакасское РДУ	08.07.2015
ВЛ 500 кВ Барабинская – Восход	ОДУ Сибири	12.07.2015
ВЛ 500 кВ Восход - Витязь	ОДУ Сибири	19.07.2015
ВЛ 220 кВ Кызылская – Чадан	Красноярское РДУ	25.07.2015
ВЛ 220 кВ Восточная – Иркутская I цепь	Иркутское РДУ	02.09.2015
ВЛ 220 кВ Восточная – Иркутская II цепь	Иркутское РДУ	02.09.2015
<b>ОДУ Центра</b>		
ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС – Донская №1	Воронежское РДУ	19.07.2015
ВЛ 500 кВ Донская – Донбасская	Воронежское РДУ	30.07.2015
КЛ 220 кВ Абрамово – Горьковская №1	Московское РДУ	21.07.2015
КЛ 220 кВ Абрамово – Горьковская №2	Московское РДУ	21.07.2015
ВЛ 220 кВ Донская – Лиски №2	Воронежское РДУ	26.08.2015
<b>ОДУ Востока</b>		
КВЛ 220 кВ Ледяная - ГПП	Амурское РДУ	22.08.2015
ВЛ 220 кВ Благовещенская – Варваровка	Амурское РДУ	15.09.2015
<b>ОДУ Урала</b>		
ВЛ 220 кВ Серовская ГРЭС – Краснотурьинск	Свердловское РДУ	31.08.2015
ВЛ 220 кВ Серовская ГРЭС – Сосьва №2	Свердловское РДУ	31.08.2015
ВЛ 220 кВ Новоуренгойская ГРЭС – Уренгой №1	Тюменское РДУ	25.09.2015
ВЛ 220 кВ Новоуренгойская ГРЭС – Уренгой №2	Тюменское РДУ	26.09.2015
<b>4 квартал 2015 г.</b>		
<b>ОДУ Сибири</b>		
ВЛ 500 кВ Красноярская ГЭС – Енисей №2	Красноярское РДУ	31.10.2015
ВЛ 500 кВ Енисей – Красноярская №2	Красноярское РДУ	29.10.2015



Название ЛЭП	Операционная зона	Дата ввода в работу
<b>ОДУ Юга</b>		
ВЛ 220 кВ Ея тяговая – Песчанокопская с отпайкой на ПС Светлая	Кубанское РДУ	14.11.2015
ВЛ 220 кВ Тихорецк – Ея тяговая	Кубанское РДУ	14.11.2015
ВЛ 220 кВ Кубанская – НПС-8	Кубанское РДУ	29.11.2015
ВЛ 220 кВ Бужора – НПС-8	Кубанское РДУ	29.11.2015
ВЛ 220 кВ Тамань – Вышестеблиевская	Кубанское РДУ	01.12.2015
ВЛ 220 кВ Тамань – Славянская	Кубанское РДУ	01.12.2015
ВЛ 220 кВ Тамань – Камыш-Бурун	Кубанское РДУ	02.12.2015
ВЛ 220 кВ Тамань – Кафа №3	Кубанское РДУ	10.12.2015
ВЛ 220 кВ Витаминкомбинат – Кругликовская	Кубанское РДУ	15.12.2015
ВЛ 220 кВ Усть-Лабинск – Кругликовская	Кубанское РДУ	17.12.2015
<b>ОДУ Востока</b>		
ВЛ 220 кВ Лозовая – Козьмино №1	Приморское РДУ	20.11.2015
ВЛ 220 кВ Лозовая – Козьмино №2	Приморское РДУ	07.12.2015
ВЛ 220 кВ Лозовая – Широкая	Приморское РДУ	25.11.2015
КВЛ 220 кВ Хабаровская ТЭЦ-3 – Амур	Хабаровское РДУ	18.12.2015
КВЛ 220 кВ РЦ – Амур	Хабаровское РДУ	18.12.2015
<b>ОДУ Урала</b>		
КВЛ 220 кВ Ново-Салаватская ПГУ – Ашкадар №1	Башкирское РДУ	28.11.2015
ВЛ 220 кВ Ириклинская ГРЭС – Целинная №1	Оренбургское РДУ	30.11.2015
ВЛ 220 кВ Целинная – Орская	Оренбургское РДУ	30.11.2015
ВЛ 220 кВ Надым – Салехард №1	Тюменское РДУ	27.12.2015
ВЛ 220 кВ Надым – Салехард №2	Тюменское РДУ	29.12.2015
КВЛ 220 кВ Ново-Салаватская ПГУ – Ашкадар №2	Башкирское РДУ	29.12.2015
КВЛ 220 кВ Ново-Салаватская ПГУ - Самаровка	Башкирское РДУ	29.12.2015
<b>ОДУ Центра</b>		
ВЛ 220 кВ Донская – Латная	Воронежское РДУ	20.11.2015
ВЛ 500 кВ Донская – Елецкая	Воронежское РДУ	11.12.2015
КЛ 220 кВ ТЭЦ-23 – Красносельская №2	Московское РДУ	27.12.2015
КЛ 220 кВ ТЭЦ-23 – Красносельская №1	Московское РДУ	27.12.2015
КЛ 220 кВ Автозаводская – Южная №5	Московское РДУ	28.12.2015
<b>ОДУ Средней Волги</b>		
КЛ 220 кВ Нижнекамская ТЭЦ-2 Блок 6 – Танеко	РДУ Татарстана	09.12.2015
КЛ 220 кВ Нижнекамская ТЭЦ-2 Блок 7 – Танеко	РДУ Татарстана	09.12.2015
ВЛ 500 кВ Костромская ГРЭС – Нижегородская	Нижегородское РДУ	29.12.2015

## 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, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 26.07.2007 № 484 (далее Правила), ОАО «СО ЕЭС» разработан и утвержден сводный годовой график ремонтов основного энергетического оборудования электростанций (ТЭС, ГЭС, АЭС) ЕЭС России на 2015 год (далее сводный годовой график ремонтов).

При реализации сводного годового графика ремонтов в 2015 году в соответствии с Правилами на этапе месячного планирования вносились изменения в сроки проведения плановых ремонтов по инициативе генерирующих компаний (электростанций).

В 2015 году фактический объем мощности выведенных в **капитальный и средний ремонт** турбо- и гидроагрегатов ТЭС, ГЭС и АЭС ЕЭС России составил 57,3 тыс. МВт, что ниже запланированного **сводным годовым графиком ремонтов** на 5,1 тыс. МВт и ниже факта прошлого года на 5,7 тыс. МВт.

Выполнен **капитальный и средний ремонт** энергооборудования ТЭС, ГЭС и АЭС ЕЭС России суммарной мощностью 58,4 тыс. МВт, что ниже запланированного **сводным годовым графиком ремонтов** на 4,1 тыс. МВт и ниже факта прошлого года на 2,3 тыс. МВт.

Ход выполнения капитальных и средних ремонтов турбоагрегатов и гидроагрегатов электростанций ЕЭС России по месяцам 2015 года в сравнении с плановыми показателями представлен на рис.6.1.1 - 6.1.2.

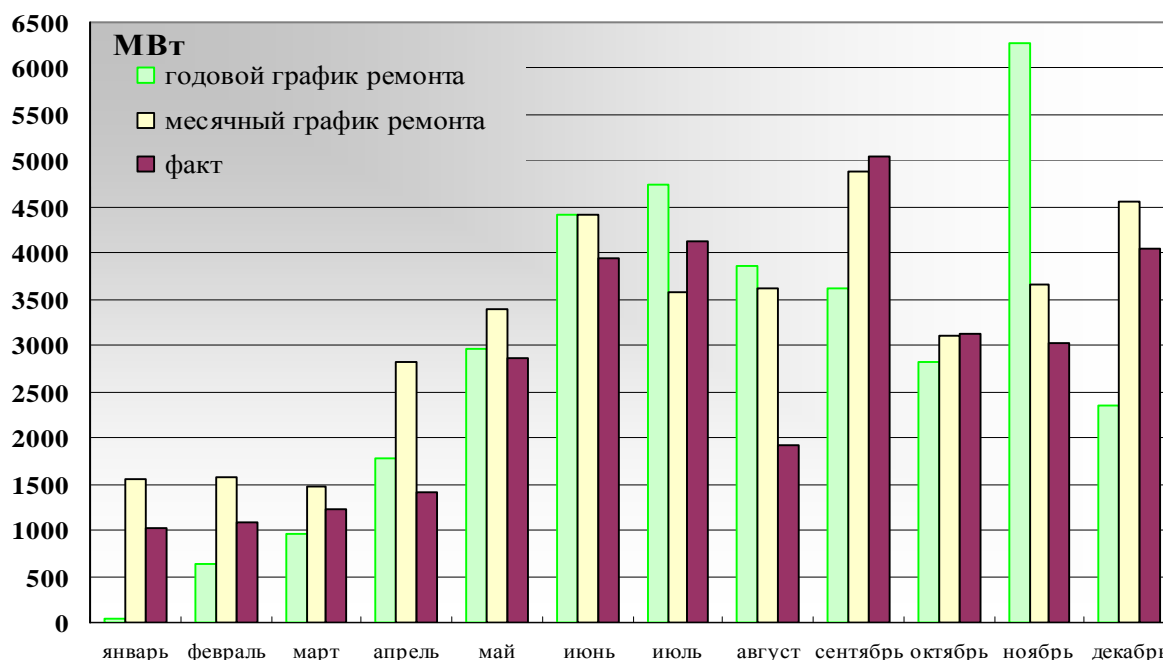
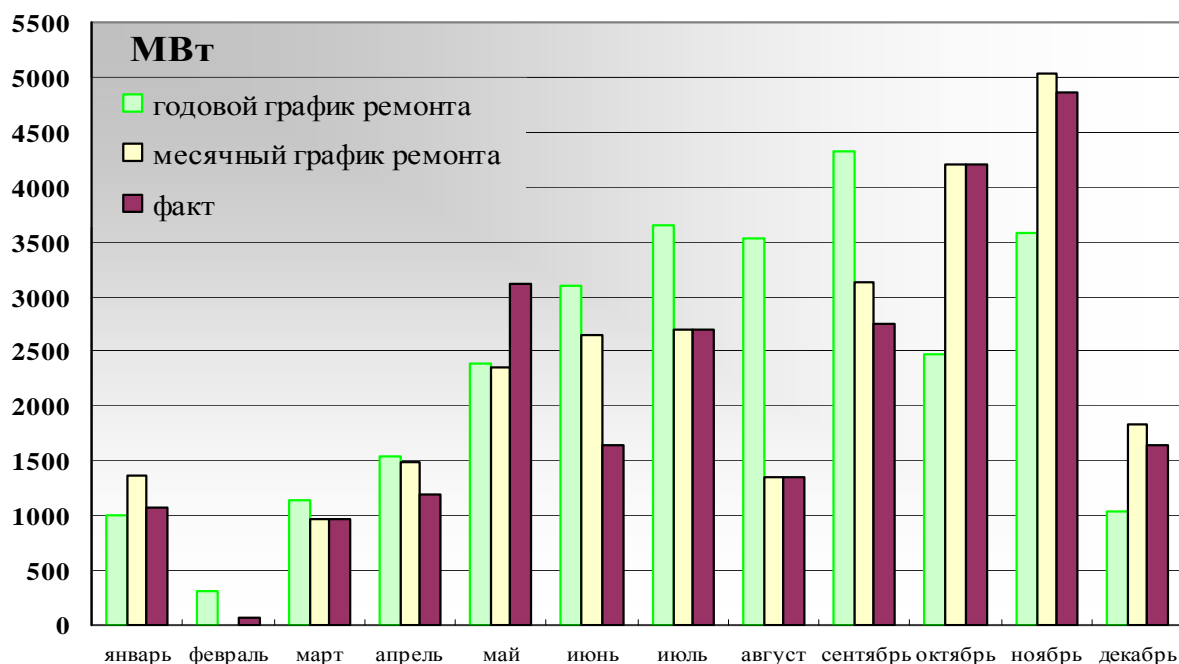


Рис.6.1.1. Объем завершенных капитальных ремонтов турбо-и гидроагрегатов электростанций ЕЭС России по месяцам 2015 г.



**Рис.6.1.2. Объем завершенных средних ремонтов турбоагрегатов электростанций ЕЭС России по месяцам 2015 г.**

Динамика изменения суммарной ремонтной мощности энергетического оборудования на электростанциях ТЭС, ГЭС и АЭС ЕЭС России (без учета электростанций промышленных предприятий) по месяцам 2015 года (в МВт и в % от установленной мощности) и в целом за год в сравнении с аналогичными периодами за 2014 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 2015 году:

- максимальное значение ремонтной мощности энергетического оборудования, находящегося в капитальном, среднем и текущем ремонте составило 15,4% (июнь, октябрь) от среднего значения установленной мощности;
- среднегодовое значение суммарной ремонтной мощности составило 12,0% от установленной мощности, что ниже уровня прошлого года на 0,8%. Данное снижение произошло за счет уменьшения объемов капитальных ремонтов – с 3,6 % до 3,2%, средних – с 2,0% до 1,6% и аварийных – с 1,5% до 1,4%. При этом объем текущих ремонтов увеличился с 5,7% до 5,8%

Таблица 6.1.3.

**Динамика изменения ремонтной мощности ТЭС, ГЭС и АЭС ЕЭС России в 2015 году**  
(в МВт и в % от установленной мощности)

(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	221,7	13870	6,3	2070	0,9	945	0,4	6265	2,8	9280	4,2	4591	2,1
Февраль	221,6	15370	6,9	2158	1,0	849	0,4	7956	3,6	10963	4,9	4407	2,0
Март	221,8	19361	8,7	4154	1,9	1813	0,8	10739	4,8	16707	7,5	2654	1,2
Апрель	222,0	29948	13,5	8148	3,7	3043	1,4	15363	6,9	26555	12,0	3393	1,5
Май	222,0	32418	14,6	9094	4,1	3976	1,8	16495	7,4	29565	13,3	2853	1,3
Июнь	221,9	34110	15,4	9376	4,2	3606	1,6	18322	8,3	31305	14,1	2805	1,3
Июль	221,9	30670	13,8	9197	4,1	4137	1,9	14930	6,7	28264	12,7	2406	1,1
Август	221,9	31816	14,3	9132	4,1	5491	2,5	14697	6,6	29319	13,2	2497	1,1
Сентябрь	222,2	32720	14,7	10522	4,7	6189	2,8	13700	6,2	30411	13,7	2308	1,0
Октябрь	222,8	34220	15,4	9590	4,3	5383	2,4	16066	7,2	31039	13,9	3181	1,4
Ноябрь	223,2	25602	11,5	7399	3,3	4222	1,9	11279	5,1	22899	10,3	2703	1,2
Декабрь	224,7	19104	8,5	4490	2,0	2138	1,0	8236	3,7	14864	6,6	4240	1,9
<b>2015</b>	<b>222,3</b>	<b>26649</b>	<b>12,0</b>	<b>7133</b>	<b>3,2</b>	<b>3495</b>	<b>1,6</b>	<b>12858</b>	<b>5,8</b>	<b>23486</b>	<b>10,6</b>	<b>3163</b>	<b>1,4</b>
2014	218,2	27850	12,8	7870	3,6	4418	2,0	12370	5,7	24658	11,3	3191	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.

	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			
			ЛЭП/дни		ЛЭП/дни	ЛЭП/дни	ЛЭП/дни	ЛЭП/дни	ЛЭП/дни	ЛЭП/дни	ЛЭП/дни	ЛЭП/дни	ЛЭП/дни		
			Г		М	П				Р					
январь	83	547	659	1510				276	874				1053	160	58
				365	1026	67	52		154	608	60	52			
февраль	440	834	190	1909				229	1292				294	155	68
				558	1186	112	53		376	786	77	53			
март	1395	2039	146	3223				158	2505				180	123	78
				1531	1496	89	107		1304	1081	48	72			
апрель	2146	2849	133	4157				146	3334				155	117	80
				1992	1980	99	86		1764	1459	57	54			
май	2640	3189	121	4273				134	3549				134	111	83
				2317	1794	77	85		2107	1345	42	55			
июнь	3097	3431	111	4781				139	3943				127	115	82
				2580	2029	90	82		2286	1518	57	82			
июль	2989	3601	120	5337				148	4359				146	121	82
				2726	2442	102	67		2364	1863	67	65			
август	2492	3378	136	5040				149	3966				159	117	79
				2583	2262	103	92		2154	1655	61	96			
сентябрь	2532	3803	150	5580				147	4251				168	112	76
				2713	2640	121	106		2257	1786	109	99			
октябрь	2095	3341	159	5027				150	3858				184	115	77
				2307	2563	121	36		1939	1790	90	39			
ноябрь	621	2393	385	4043				169	3091				498	129	76
				1481	2396	73	93		1287	1662	57	85			
декабрь	246	1193	485	2511				210	1750				711	147	70
				512	1759	83	157		386	1151	66	147			
12 месяцев 2015 года	20776	30598	147	47391				155	36772				177	120	78
				21665	23573	1137	1016		18378	16704	791	899			

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 2015 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 177489 МВт, не готового к участию в ОПРЧ в среднем по году – 18538 МВт, мощность генерирующего оборудования, не имеющего технической возможности участия в ОПРЧ – 23194 МВт.

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

На объекты управления системным оператором отдано 12036 диспетчерских команд на регулирование реактивной мощности, из них признано невыполненными 240 (2 % от общего количества), при этом по 191 объекту управления участниками до начала расчетного периода заявлено снижение диапазона регулирования реактивной мощности.

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

На ГЭС, участвующих в оперативном вторичном регулировании частоты и перетоков мощности, системным оператором отданы 14300 диспетчерских команд, из них 69 команд (0,5 % от общего количества) признано невыполненными. Не подтверждена возможность участия в автоматическом вторичном регулировании частоты и перетоков активной мощности для 16 ГТПГ ГЭС.

## **8. ПАРАМЕТРЫ РАСЧЕТНОЙ МОДЕЛИ ОПТОВОГО РЫНКА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ**

По состоянию на 01.01.2016 расчетная модель оптового рынка электроэнергии включала в себя:

- узлов – 8777;
- ветвей – 13630;
- сечений – 882;
- агрегатов (режимных генерирующих единиц) – 1332;
- электростанций – 658;
- энергоблоков – 2475.

## 9. ФУНКЦИОНИРОВАНИЕ БАЛАНСИРУЮЩЕГО РЫНКА ЗА 2015 ГОД.

В табл. 9.1. представлены ценовые показатели балансирующего рынка

**Таблица 9.1.**

Ценовые показатели за 2015 г.	руб./МВт ч	% к 2014 году
<b>Европейская зона:</b>		
— средний индикатор БР	1070	-3,6
<b>Сибирская зона:</b>		
— средний индикатор БР	831	15,0

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

**Таблица 9.2.**

Предварительные объемы отклонений по внешней инициативе за 2015 г., тыс. МВт·ч	АЭС	ГЭС	ТЭС	Итого
<b>1-ая ценовая зона:</b>				
— ИВ1-	-1010,9	-2148,2	-10960,7	-14119,8
— ИВ1+	481,0	1202,1	10583,8	12266,9
— ИВ01-	-77,0	-1858,4	-3370,1	-5305,5
— ИВ01+	76,8	1857,7	3372,6	5307,1
— ИВ0-	-41,3	-2056,0	-5490,6	-7587,9
— ИВ0+	7,6	2969,6	5819,4	8796,6
— ИВА-	-	-	-11,2	-11,2
— ИВА+	-	-	65,6	65,6
<b>2-ая ценовая зона:</b>				
— ИВ1-	-	-1169,0	-2992,9	-4161,9
— ИВ1+	-	1196,3	2292,2	3488,5
— ИВ01-	-	-797,9	-433,4	-1231,3
— ИВ01+	-	797,2	434,0	1231,2
— ИВ0-	-	-3148,6	-155,7	-3304,3
— ИВ0+	-	2551,6	68,4	2620,0
— ИВА-	-	-0,02	-0,01	-0,03
— ИВА+	-	0,03	0,02	0,05
<b>Неценовые зоны Европейской части:</b>				
— ИВ0-	-	-	-67,5	-67,5
— ИВ0+	-	-	67,5	67,5
<b>ОЭС Востока:</b>				
— ИВ0-	-	-858,2	-372,1	-1230,3
— ИВ0+	-	921,7	160,9	1082,6

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

\* показатели ТЭС приведены без учета электростанций промышленных предприятий.