



МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ОТЧЕТ О ФУНКЦИОНИРОВАНИИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

за 2016 год
(предварительный)



Москва, март 2017



РОССИЙСКОЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ АГЕНТСТВО МИНЭНЕРГО РОССИИ



Настоящий отчёт содержит предварительные сведения о работе электроэнергетики Российской Федерации в 2016 году, а также соответствующие показатели за два предыдущих года. Приведены данные об электропотреблении, о производстве электрической энергии и отпуске теплоэнергии субъектами отрасли, о поставках, расходе и средневзвешенных ценах на топливо в электроэнергетике, о состоянии межтопливной конкуренции, проблемах топливообеспечения, о ценах на электрическую энергию, о задолженности на рынках электрической энергии и другие данные.

Отчет не содержит данных о потерях электроэнергии в электрических сетях, об инвестициях, о финансовых результатах. После поступления соответствующих сведений Отчет будет дополнен и расширен в новой редакции.

Отчёт подготовлен ФГБУ «Российское энергетическое агентство»
Министерства энергетики Российской Федерации



ОГЛАВЛЕНИЕ

Основные события в электроэнергетике за год.....	4
Кратко о ключевых производственных результатах	10
Электропотребление	14
Производство электрической энергии	19
Баланс электрической мощности.....	22
Изменение установленной мощности генерирующего оборудования на электростанциях	23
Показатели использования установленной мощности электростанций.....	28
Отпуск тепловой энергии тепловыми электростанциями и котельными отрасли «электроэнергетика»	29
Топливообеспечение тепловых электростанций.....	31
Эффективность тепловой электроэнергетики	57
Показатели технологического присоединения к электрическим сетям.....	58
Цены на электрическую энергию и мощность.....	60
Задолженность на рынках электроэнергии	68
Используемые сокращения.....	73
Список рисунков	75
Список таблиц.....	77
Список приложений.....	79
ПРИЛОЖЕНИЕ 1 Изменение электропотребления в субъектах Российской Федерации в 2014-2016 годы.....	80
ПРИЛОЖЕНИЕ 2 Выработка электроэнергии электростанциями в 2014-2016 годы	83
ПРИЛОЖЕНИЕ 3 Средневзвешенные фактические цены на электроэнергию для конечных потребителей в субъектах Российской Федерации в 2014-2016 годы	84



ПРИЛОЖЕНИЕ 4 Средневзвешенные фактические цены на электроэнергию для населения в субъектах Российской Федерации в 2014-2016 годы	87
ПРИЛОЖЕНИЕ 5 Средневзвешенные фактические цены на электроэнергию для потребителей за исключением населения в субъектах Российской Федерации в 2014-2016 годы.....	90
ПРИЛОЖЕНИЕ 6 Средневзвешенные цены на электроэнергию по основным видам экономической деятельности в разрезе федеральных округов Российской Федерации в 2014-2016 годы.....	93
ПРИЛОЖЕНИЕ 7 Обзор изменений законодательства в сфере энергетики, принятых в 2016 году	96



ОСНОВНЫЕ СОБЫТИЯ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ ЗА ГОД

Приняты Федеральные законы

В 2016 г. было принято 3 федеральных закона, относящиеся к сфере энергетики:

- Федеральный закон от 09.03.2016 №68-ФЗ «О внесении изменений в статью 1 Федерального закона «О защите прав юридических лиц и индивидуальных предпринимателей при осуществлении государственного контроля (надзора) и муниципального контроля» («17.1 государственный контроль (надзор) за обеспечением безопасности объектов топливно-энергетического комплекса;») и статью 6 Федерального закона «О безопасности объектов топливно-энергетического комплекса» («4. Государственный контроль (надзор) за обеспечением безопасности объектов топливно-энергетического комплекса осуществляется в порядке, установленном Правительством Российской Федерации, уполномоченными в соответствии с законодательством Российской Федерации федеральными органами исполнительной власти»).
- Федеральный закон от 01.05.2016 № 132-ФЗ «О внесении изменений в Федеральный закон «О теплоснабжении» и отдельные законодательные акты Российской Федерации по вопросам обеспечения безопасности в сфере теплоснабжения», дает определение понятию «федеральный государственный энергетический надзор», под которым понимается деятельность уполномоченных федеральных органов исполнительной власти, направленная на предупреждение, выявление и пресечение нарушений теплоснабжающими организациями и теплосетевыми организациями требований безопасности, установленных настоящим федеральным

законом, техническими регламентами, правилами технической эксплуатации объектов теплоснабжения и теплопотребляющих установок. Закон закрепляет обязанность теплоснабжающих, теплосетевых организаций и потребителей тепловой энергии соблюдать требования безопасности в сфере теплоснабжения, а также уточняет порядок ограничения и прекращения подачи тепловой энергии потребителям в случаях несоблюдения обязательных требований безопасной эксплуатации теплопотребляющих установок.

- Федеральный закон от 23.06.2016 № 196-ФЗ «О внесении изменений в Федеральный закон от 26.03.2003 №35-ФЗ «Об электроэнергетике» в части совершенствования требований к обеспечению надежности и безопасности электроэнергетических систем и объектов электроэнергетики».

В 2016 г. принято 26 постановлений и распоряжений Правительства Российской Федерации и 6 других нормативных правовых актов в сфере энергетики. Обзор принятых нормативных документов приведен в Приложении № 7 к настоящему Отчету.

Наиболее значимые события в деятельности энергокомпаний

Республика Крым

В 2016 г. продолжались работы по решению проблем энергообеспечения Республики Крым:

- в январе были запущены в работу дополнительная мобильная газотурбинная электростанция мощностью 22,5 МВт, а также первая в стране электростанция на свалочном газе. За счёт оборудования дополнительных газоотводящих скважин на полигоне мощность этой электростанции может достигнуть 0,7 МВт;



- в апреле введена в эксплуатацию третья нитка энергомоста, соединяющего ЕЭС России и энергосистему республики. Максимальная передаваемая мощность увеличилась с 400 до 600 МВт. Энергосистема Крыма стала независимой от зарубежных поставок;
- начато строительство двух новых современных ПГУ-ТЭС под г. Симферополем и г. Севастополем суммарной мощностью 940 МВт, которые полностью покрывают энергодефицит и обеспечат социально-экономическое развитие республики на перспективу.

Генерирующие компании

ПАО «РусГидро»:

- в феврале на Камской ГЭС в результате модернизации оборудования увеличилась установленная мощность на 69 МВт (14%) и составила 552 МВт. На Баксанской ГЭС после капитального ремонта введён в эксплуатацию гидроагрегат № 3 мощностью 9 МВт.
- в сентябре и декабре на Волжской ГЭС после капитального ремонта введены в работу гидроагрегат ст. № 13 мощностью 125,5 МВт и гидроагрегат ст. №9 мощностью 120 МВт.
- в октябре на Жигулевской ГЭС в результате модернизации оборудования, мощность увеличилась со 115 МВт до 125,5 МВт.

ПАО «Интер РАО»:

- в июле на Уренгойской ГРЭС после переаттестации парогазовой установки (ПГУ) мощность ПГУ увеличена на 15,6 МВт - до 490 МВт.

ПАО «ОГК-2»:

- в июне на Новочеркасской ГРЭС введён блок на современных угольных технологиях установленной электрической мощностью 330 МВт, оборудованный



котлоагрегатом с циркулирующим кипящим слоем (ЦКС) 1.

ПАО «Т Плюс»:

- в сентябре введена в эксплуатацию ТЭЦ «Академическая» в г. Екатеринбурге. Электрическая мощность ТЭЦ составляет 230 МВт, тепловая — 403 Гкал/ч.

АО «ЕвроСибЭнерго»:

- в декабре на Красноярской ГЭС введен в эксплуатацию новый автотрансформатор АТ-2 напряжением 220 кВ и мощностью 63 МВА.

ПАО «РАО ЭС Востока»:

- в ноябре АО «Сахазэнерго» введены в эксплуатацию 2 новые солнечные электростанции (СЭС) в отдаленных поселках Дельгей и Иннях Республики Саха (Якутия) мощностью 80 кВт и 20 кВт соответственно.
- в декабре ПАО «Камчатскэнерго» завершена реконструкция подстанции (ПС) «Камчатстройиндустрия» в г. Петропавловск-Камчатский с установкой дополнительного трансформатора мощностью 40 МВА.

Сетевые компании

ПАО «Россети»:

- ПАО «ФСК ЕЭС»:

- о в августе введен в работу четвертый автотрансформатор 220/110 кВ на ПС 500 кВ «Муравленковская» в Ямало-Ненецком автономном округе. Мощность ПС увеличена на 125 МВА;
- о в декабре введены в эксплуатацию после модернизации ПС 500 кВ «Куйбышевская» трансформаторной мощностью 1602 МВА, а

¹ Ранее, в 2014-2015 гг. были введены два блока на современных угольных технологиях в ОАО «ОГК-3» на Черепетской ГРЭС установленной электрической мощностью 225 МВт каждый

также новая подстанция 220/20/10 кВ «Кожевническая» с общей трансформаторной мощностью 400 МВА в г. Москва.

- в феврале восточный филиал ПАО «МОЭСК» завершил реконструкцию подстанции 110 кВ «Фрязино» (г. Фрязино), мощность которой увеличилась со 120 до 160 МВА;
- в мае филиалом ПАО «МРСК Центра» - «Тамбовэнерго» введена в работу подстанция 110/10 кВ «Фабричная» (Токаревский район Тамбовская область), на которой установлены два силовых трансформатора суммарной мощностью 32 МВА;
- в августе ПАО «Кубаньэнерго» в Республике Адыгея введена в эксплуатацию подстанция 110/35/10 кВ «Адыгейская», на которой установлены 2 силовых трансформатора по 16 МВА каждый;
- в сентябре филиалом ПАО «МРСК Сибири» - «Читаэнерго» введена в эксплуатацию подстанция (ПС) 35 кВ «Дачная», на которой установлен силовой трансформатор мощностью 4000 кВА.

АО «ЛОЭСК»:

- в июне во Всеволожском районе Ленинградской области введена в эксплуатацию подстанция 110/10 кВ «Янино-2», на которой установлены два силовых трансформатора мощностью 63 МВА каждый.

Крупные происшествия

Авария на Березовской ГРЭС

В феврале на Березовской ГРЭС (ОАО «Э.ОН Россия»²) в Шарыповском районе Красноярского края произошло масштабное возгорание на энергоблоке № 3. Площадь пожара составила 850 кв. м. Энергоблок выведен во внеплановый ремонт, по оценкам компании-собственника, как минимум до 2018 года. Энергоблок №3 был введен в эксплуатацию в декабре 2015 года. Энергоблоки №1 и №2 в результате пожара не пострадали.

Акции компаний

Московская межбанковская валютная биржа

За 2016 г. наибольший прирост стоимости акций продемонстрировали бумаги ОАО «ТГК-1» (+255,6%), ПАО «ФСК ЕЭС» (+240,5%) и ПАО «ТГК-14» (223,7%), снижение – акции ПАО «РАО ЭС Востока» (-8,1)% и ПАО «Юнипро» (-6,5)%. Обыкновенные акции компании ПАО «Т Плюс» с 19 декабря 2016 г. были исключены из третьего уровня списка ценных бумаг, допущенных к торгам в ЗАО «Фондовая биржа ММВБ».

Таблица 1. Стоимость обыкновенных акций наиболее крупных компаний электроэнергетики на ПАО «Московская Биржа»³

Наименование компании	руб./признаваемая котировка*		
	04.01.2016	31.12.2016	31.12.2016/ 04.01. 2016
ПАО "Интер РАО"	1,2295	3,8440	212,6%
ПАО "РАО ЭС Востока"	0,3810	0,3500	-8,1%
ПАО "ОГК-2"	0,2283	0,5004	119,2%
ПАО "Юнипро"	3,0770	2,8780	-6,5%
ПАО "Энел Россия"	0,7160	0,9940	38,8%
ОАО "ТГК-1"	0,0042	0,0150	255,6%
ОАО "ТГК-2"	0,0012	0,0022	81,5%
ПАО "Мосэнерго"	0,8210	2,4800	202,1%
ПАО "Квадра"	0,0029	0,0035	20,5%
ПАО "Т Плюс"	0,5150	-	-
ПАО "Иркутскэнерго"	8,2400	15,0800	83,0%
ПАО "ТГК-14"	0,0011	0,0037	223,7%
ПАО "РусГидро"	0,6606	0,9259	40,2%
ПАО "Россети"	0,4630	1,1439	147,1%
ПАО "ФСК ЕЭС"	0,0597	0,2032	240,5%

* Признаваемая котировка ценной бумаги - это её рыночная цена, определяемая как средневзвешенная цена по сделкам, совершенным на бирже с этой ценной бумагой в период от одного до десяти дней. Срок зависит от того, за какой период сделок наберётся не менее десяти на общую сумму не менее 500 тыс. руб.

² 23 июня 2016 года ОАО «Э.ОН Россия» переименовано в ПАО «Юнипро».

³ Данные сайта: <http://www.micex.ru/marketdata/quotes>

КРАТКО О КЛЮЧЕВЫХ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ РЕЗУЛЬТАТАХ**Потребление и производство электрической энергии**

В 2016 г. по сравнению с 2015 г. электропотребление в Российской Федерации выросло на 1,7%. Индекс промышленного производства в 2016 г. по данным Росстата увеличился на 1,1%, в то время как в 2015 г. индекс промышленного производства по сравнению с 2014 г. упал на 3,4%, а электропотребление осталось практически на том же уровне, как в 2014 г.

Производство электроэнергии электростанциями в 2016 г. выросло на 2,1%.

Максимальное потребление мощности в ЕЭС России в декабре 2016 г. составило 151,1 ГВт, что выше максимума 2015 года на 2,5%.

Топливообеспечение ТЭС**Потребление топлива**

В 2016 г. объемы потребления топлива тепловыми электростанциями Российской Федерации составили (в скобках указано изменение по отношению к 2015 г.):

- газа – 163,5 млрд куб м (рост на 1,4%);
- угля – 111,5 млн т (снижение на 5,9%);
- нефтетоплива – 3,2 млн т (рост в ≈2,5 раза).

Кардинальный рост объемов потребления нефтетоплива на ТЭС России в 2016 г. обусловлен увеличением объемов расхода:

- топочного мазута на ТЭС Республик Татарстан и Башкортостан и Волгоградской области в I полугодии 2016 г. на фоне кратковременного снижения цен поставки (по предварительной оценке данная ситуация имеет эпизодический характер);



- дизельного топлива на МГТЭС Республики Крым и г. Севастополь, вследствие включения в работу всех МГТЭС 22.11.2015 г. сразу же после отключения Украиной всех ЛЭП, питающих полуостров.

В структуре расхода топлива на ТЭС России в 2016 г. доли основных видов котельно-печного топлива – газа и угля – составили 72,6% и 25,6% соответственно. Изменения долей газа и угля по отношению к 2015 г. характеризуются незначительными отклонениями в пределах 2 процентных пунктов.

Вследствие кардинального роста объемов потребления нефтетоплива в 2016 г. его доля в структуре расхода топлива на ТЭС России увеличилась более чем в 2 раза (до 1,7%).

Доля прочих видов топлива (в основном торфа) в структуре расхода топлива на ТЭС России находится на стабильно минимальном уровне (0,1%).

Цены топлива

В 2016 г. средневзвешенные цены поставки топлива на тепловые электростанции Российской Федерации составили (в скобках указано изменение по отношению к средневзвешенным ценам в 2015 г.):

- газа – 4 193 руб./тыс. куб м (рост на 3,5%);
- угля – 1 328 руб./т (рост на 1,2%);
- нефтетоплива – 8 614 руб./т (снижение на 34,3%).

Значительное снижение средневзвешенной цены поставки нефтетоплива на ТЭС России в 2016 г. обусловлено в основном кратковременным сни-

жением цен поставки топочного мазута на ТЭС Республик Татарстан и Башкортостан, имевшим место в I полугодии.

Значения ценового соотношения газ/уголь в 2016 г. на ТЭС как в европейской части России, включая Урал, так и на Дальнем Востоке, находятся вне зоны межтопливной конкуренции (меньше 2), что свидетельствует о неконкурентоспособности угольной генерации по сравнению с газовой.

Цены электроэнергетики на розничных рынках

Средневзвешенный уровень фактических цен электрической энергии на розничных рынках электроэнергии в 2016 г. составил 3,00 руб./кВт·ч.

Темп роста цены по отношению к уровню 2015 г. составил 7,6% (Таблица 2). Накопленная инфляции в 2016 г. зафиксирована Росстатом на уровне 5,38%, что на 7,53 п.п. ниже, чем в аналогичном периоде 2015 года.

Таблица 2. Средневзвешенные цены электроэнергии на РРЭ и уровень инфляции

	2016 г.	2016 г. к 2015 г.
Средневзвешенная цена электроэнергии, руб./кВт·ч	3,00	+7,6%
Уровень инфляции	5,38%	-7,53 п.п.

Цены электроэнергетики на ОРЭМ

В среднем за 2016 г. средняя цена РСВ в 1-й ЦЗ составила 1 153,0 руб./МВт·ч и увеличилась на 4,2%, во 2-й ЦЗ – 809,6 руб./МВт·ч и снизилась на 6,1% к аналогичному периоду 2015 г.

Задолженность на рынках электроэнергии

На 1 января 2017 г. задолженность участников оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ) в ценовых и неценовых зонах рынка перед поставщиками электрической энергии и мощности составила 60,5 млрд руб. и увеличи-



лась по сравнению с её уровнем на 1 января 2016 г. на 7,8 млрд руб. или на 14,9%.

Задолженность потребителей электроэнергии перед гарантирующими поставщиками и энергосбытовыми компаниями на розничных рынках электроэнергии достигла 210,2 млрд руб. и увеличилась по сравнению с её значением на 1 января 2016 г. на 29,9 млрд руб. или на 16,6%. Темп роста задолженности на розничных рынках электроэнергии в 2016 г. остался неизменным по сравнению с 2015 г. Федеральный закон от 3 ноября 2015 г. N 307-ФЗ о повышении платежной дисциплины потребителей энергетических ресурсов не привел к снижению темпов роста задолженности в связи с неготовностью подзаконных нормативных правовых актов.

ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЕ

Электропотребление в Российской Федерации

Объем электропотребления в 2016 г. составил 1 054,5 млрд кВт·ч, что на 1,7% больше объема электропотребления в 2015 г.

В сопоставимых температурных и календарных условиях объем электропотребления в 2016 г. превысил электропотребление в 2015 г. на 0,4% (Таблица 3).

Индекс промышленного производства, по данным Росстата, в 2016 г. увеличился на 1,1% по сравнению с прошлым годом⁴. В 2015 г. по сравнению с 2014 г. индекс промышленного производства снижался на 3,4%.

Максимальное потребление мощности в 2016 г. зафиксировано 20.12.2016 г. при среднесуточной температуре наружного воздуха -15,8°C. Значение максимального потребления мощности составило 151,1 ГВт, что на 3,7 ГВт (или на 2,5%) выше максимального потребления мощности в 2015 г.

Таблица 3. Электропотребление в Российской Федерации

		млрд кВт·ч					
		2014	2015	2016	2015 к 2014, %	2016 к 2015, %	2016 к 2015 в соп. усл., %
Россия,		1 040,4	1 036,42	1 054,54	-0,38%	1,70%	0,40%
в том	Европейская	783,06	779,25	793,29	-0,49%	1,80%	0,60%
числе	часть и Урал						
	Сибирский ФО	213,74	213,01	215,61	-0,34%	1,20%	-0,30%
	Дальневосточный ФО	43,6	44,16	45,24	1,30%	2,40%	1,60%

Рост электропотребления относительно 2015 г. отмечен во всех регионах России.

Одним из основных факторов, оказавших влияние на изменение электропотребления, является температура

⁴ http://www.gks.ru/wps/wcm/connect/rosstat_main/rosstat/ru/statistics/enterprise/industrial/#

наружного воздуха. В январе 2016 г. снижение температуры наружного воздуха в ЕЭС России относительно прошлого года на $4,6^{\circ}\text{C}$ повлияло на увеличение потребления электроэнергии на 2,2%.

Наиболее значительный прирост потребления электроэнергии в указанный период наблюдался в объединенных энергосистемах Северо-Запада и Сибири. Понижение среднемесячной температуры января 2016 г. в ОЭС Северо-Запада на $6,5^{\circ}\text{C}$ относительно аналогичного периода прошлого года оказало влияние на увеличение объема потребления электроэнергии в энергосистеме на 6,2%. Среднемесячная температура января в ОЭС Сибири понизилась относительно аналогичного показателя прошлого года на $9,4^{\circ}\text{C}$, при этом наблюдался прирост на 5,1% потребляемой в энергосистеме электроэнергии.

Влияние температурного фактора на уровень потребления в ЕЭС России наблюдалось также при понижении температуры во всех объединенных энергосистемах в ноябре и декабре 2016 г. Среднемесячная температура в ЕЭС снизилась в эти месяцы относительно прошлого года на $3,2^{\circ}\text{C}$ и $5,7^{\circ}\text{C}$ соответственно. При этом наблюдалось увеличение объемов потребления электроэнергии в ноябре на 3,8%, в декабре на 5,7%.

В летний период имеет место прямая зависимость изменения потребления электроэнергии с изменением температуры.

В июле и августе 2016 г. наблюдалось повышение среднемесячной температуры в ЕЭС России относительно аналогичного показателя прошлого года на $2,3^{\circ}\text{C}$ и $3,0^{\circ}\text{C}$ соответственно. При этом увеличение объемов потребляемой электроэнергии составило 1,5% в июле и 2,9% в августе 2016 г. Наиболее значительное увеличение объемов потребления электроэнергии в этот период наблюдалось

в объединенных энергосистемах Центра и Средней Волги.

Увеличение среднемесячной температуры наружного воздуха в июле и августе в ОЭС Центра на $2,5^{\circ}\text{C}$ и $2,0^{\circ}\text{C}$ повлияло на соответствующее увеличение объемов потребления электроэнергии на 2,2% и 2,6%.

Аналогично в ОЭС Средней Волги среднемесячная температура июля и августа превышала уровень аналогичного показателя прошлого года на $3,0^{\circ}\text{C}$ и $6,0^{\circ}\text{C}$ соответственно, при этом увеличение объемов потребления электроэнергии в энергосистеме составило 3,0% и 6,9% соответственно.

Наиболее значительное влияние на общий уровень электропотребления оказали объемы потребления электроэнергии в ОЭС Средней Волги и ОЭС Юга.

В ноябре и декабре 2016 г. среднемесячная температура в ОЭС Средней Волги снизилась относительно аналогичных показателей прошлого года на $3,3^{\circ}\text{C}$ и $7,4^{\circ}\text{C}$, в связи с чем прирост потребления электроэнергии в этот период в энергосистеме составил 5,6% и 7,8% соответственно.

Снижение среднемесячной температуры в ОЭС Юга в ноябре и декабре 2016 г. составило $2,8^{\circ}\text{C}$ и $5,7^{\circ}\text{C}$, что повлияло на рост потребления в энергосистеме на 6,8% и 11,6% соответственно.

Кроме температурного фактора на увеличение уровня потребления электроэнергии в ЕЭС России в 2016 г. повлияло увеличение объемов электропотребления рядом промышленных предприятий.

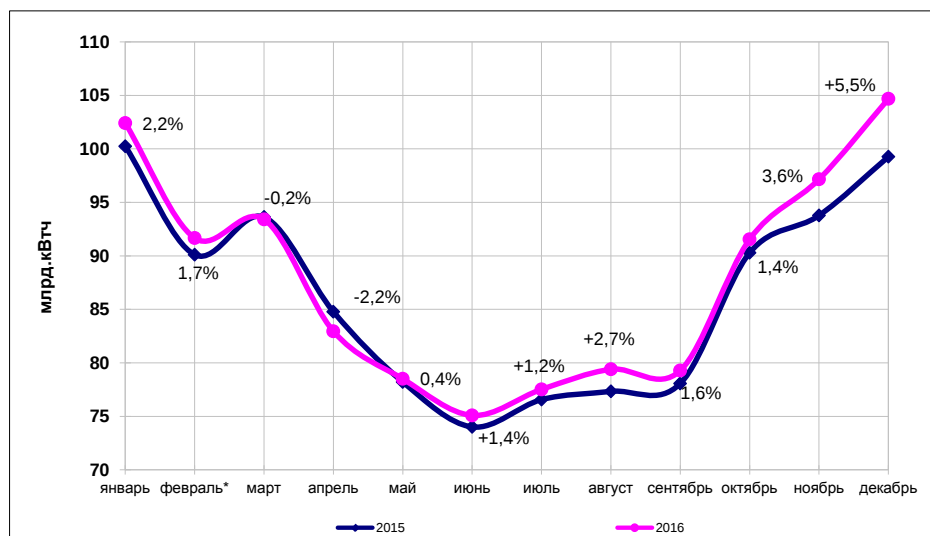
Набор нагрузки Богучанским алюминиевым заводом, введенным в эксплуатацию в 4 квартале 2015 г., обеспечил прирост электропотребления Красноярской энергосистемы в 2016 году в объеме более 1,7 млрд кВт·ч.

В 2016 г. был отмечен рост потребления электроэнергии предприятиями нефтедобычи на 2,5 млрд кВт·ч относительно объемов 2015 г. В отчетном году более чем на 1,1 млрд кВт·ч возросли объемы потребления электрической энергии на собственные нужды электростанций оптового рынка.

В тоже время в отдельных энергосистемах в 2016 г. отмечена динамика снижения уровня потребления электроэнергии, в т. ч. за счет сокращения объемов потребляемой электроэнергии крупными потребителями. Металлургические предприятия Свердловской, Челябинской и Кемеровской областей снизили потребление электроэнергии более чем на 0,8 млрд кВт·ч.

На рисунке 1 показано изменение фактического электропотребления по месяцам 2015 г. и 2016 г.

Рисунок 1. Динамика электропотребления в Российской Федерации в 2015-2016 гг.



Электропотребление в субъектах Российской Федерации

В 2016 г. увеличение электропотребления к уровню 2015 г. отмечено в 62 энергосистемах субъектов Российской Федерации. В 7 из них прирост электропотребления превысил 5% к прошлому году. В большинстве регионов это было вызвано существенными отклонениями температуры наружного воздуха относительно 2015 г. Исключение составили энергосистема Красноярского края, где прирост электропотребления на 5,59% в значительной

степени вызван вышеописанным структурными изменениями, а так же энергосистема Крыма и г. Севастополя. Приrost электропотребления в этой энергосистеме на 6,02% объясняется восстановлением нормального энергоснабжения в регионе со снижением числа и объемов отключений нагрузки потребителей.

Снижение электропотребления к уровню 2015 г. отмечено в пятнадцати субъектах Российской Федерации.

Наибольшее снижение электропотребления – на 2,9% отмечено в Чукотском АО. Это снижение произошло на фоне сниженной относительно 2015 года температуры наружного воздуха в январе, ноябре и декабре и повышенного температурного уровня в феврале, апреле и июле 2016 года.

Сведения об электропотреблении в субъектах Российской Федерации в 2014-2016 гг. приведены в Приложении 1 к настоящему Отчету.

ПРОИЗВОДСТВО ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

Динамика и структура производства электрической энергии

В 2016 г. по сравнению с 2015 г. производство электроэнергии в России увеличилось на 2,1% (Таблица 4).

Структура производства электрической энергии за 2016 г. по типам электростанций показана на диаграмме (Рисунок 2).

Таблица 4. Производство электрической энергии в 2014 - 2016 г.

Тип электростанции*	2014	2015	2016	млрд кВт·ч	
				прирост 2015 к 2014, %	прирост 2016 к 2015, %
Всего	1 047,4	1 049,9	1 071,8	0,24%	2,10%
ТЭС	692,4	684,8	688,8	-1,10%	0,60%
ГЭС	174,5	169,9	186,7	-2,64%	9,80%
АЭС	180,5	195,2	196,4	8,14%	0,60%

* В строках ТЭС, ГЭС и АЭС учтено, в том числе, производство электроэнергии соответствующими типами электростанций промышленных предприятий

В 2016 г. вследствие значительного роста электропотребления увеличено производство электрической энергии всеми электростанциями: тепловыми, гидравлическими и атомными.

По сравнению с 2015 г. прирост производства на ТЭС составил 0,6%.

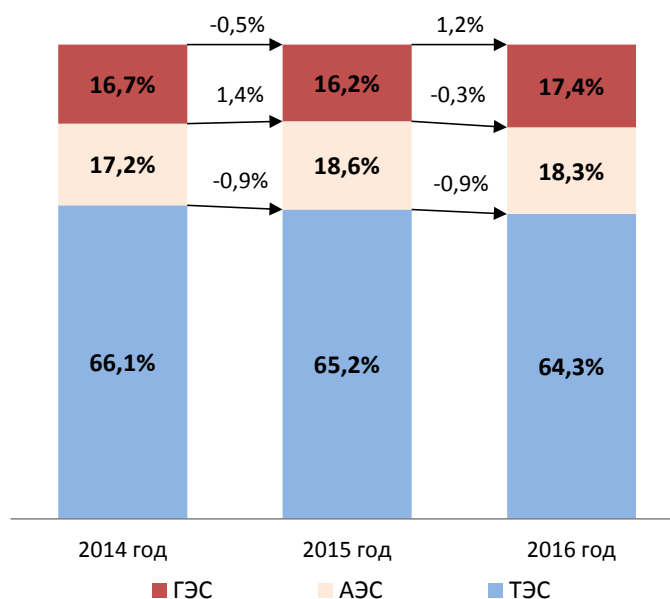
Снижение рабочей мощности атомных электростанций, вследствие роста объемов ремонтов на Балаковской, Калининской, Курской и Смоленской АЭС по сравнению с предшествующим годом, привело к снижению выработки АЭС за 9 месяцев 2016 года на 4,8 млрд кВт·ч. В 4 квартале 2016 г., благодаря снижению по сравнению с аналогичным периодом прошлого года объемов ремонтной мощности, производство электроэнергии на АЭС превысило производство за 4 квартал 2015 г. на 12%. В целом за год атомные электростанции показали прирост производства на 0,6%. В

значительной степени в этот прирост внесла вклад работа новых энергоблоков на Нововоронежской АЭС (энергетический пуск блока 1195,4 МВт состоялся в сентябре 2016 г.) и Белоярской АЭС (энергетический пуск блока 880 МВт состоялся в декабре 2015 года).

Значительное увеличение производства электрической энергии гидроэлектростанциями, связано с улучшением гидрологической обстановки и повышением запасов воды в водохранилищах ГЭС на реках Европейской части России, Ангара-Енисейском каскаде и на реках ДФО в первом, втором и третьем кварталах 2016 г. За 9 месяцев 2016 г. выработка электроэнергии на ГЭС превысила прошлогоднюю на 10,2%. В 4 квартале 2016 г. выработка электроэнергии на ГЭС России так же превысила прошлогоднюю на 8,9%, при этом к концу года практически все водохранилища основных ГЭС России были сработаны ниже среднеемноголетних уровней. Исключение составляют Красноярское и Зейское водохранилища, запасы воды в которых превышают среднеемноголетнее значение на 26% и 31%, соответственно.

Изменение производства электрической энергии в 2014-2016 гг. с полной детализацией по типам электростанций, а также с детализацией по территориальным и объединенным генерирующим компаниям, показано в таблице Приложения 2.

Рисунок 2. Структура производства электроэнергии за 2014 - 2016 годы по типам электростанций



Производство электрической энергии по территориям

В 2016 г. по сравнению с 2015 г. производство электроэнергии увеличилось в целом по России на 2,1%. (Таблица 5). Наибольший рост производства отмечен в Дальневосточном федеральном округе (+2,6%). В Сибирском федеральном округе рост производства электроэнергии составил 2,2% к 2015 году, а в Европейской части России вместе с Уральским федеральным округом +2,0%.

Увеличение производства электроэнергии во всех регионах России связано с существенным ростом электропотребления.

Таблица 5. Производство электрической энергии по территориям

Территория	млрд кВт·ч				
	2014	2015	2016	Прирост 2015 к 2014, %	Прирост 2016 к 2015, %
Россия	1 047,4	1 049,9	1 071,5	0,24%	2,10%
Европа + Урал	792,2	791,5	807,2	-0,09%	2,00%
Сибирь	208	210,7	215,3	1,30%	2,20%
Дальний Восток	47,2	47,7	49	1,06%	2,60%

БАЛАНС ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ МОЩНОСТИ

Фактический баланс электроэнергии в 2016 г.

Баланс электроэнергии в 2016 г. (Таблица 6) складывался под влиянием следующих факторов:

- рост электропотребления по сравнению с 2015 г.;
- значительный рост выработки ГЭС по сравнению с 2015 г.;
- рост выработки ТЭС и АЭС по сравнению с 2015 г.;
- рост сальдированного перетока электроэнергии из России в энергосистемы сопредельных стран.

Таблица 6. Фактический баланс электрической энергии по Российской Федерации

Статья баланса	2014	2015	2016	млрд кВт·ч	
				Прирост	Прирост
				2015 к 2014	2016 к 2015
				%	%
Электропотребление	1 040,4	1 036,4	1 054,5	-0,38%	1,70%
Производство электроэнергии - всего,	1 047,4	1 049,9	1 071,8	0,24%	2,10%
в т. ч.: ТЭС	692,4	684,8	688,5	-1,10%	0,60%
ГЭС	174,5	169,9	186,6	-2,64%	9,80%
АЭС	180,5	195,2	196,4	8,14%	0,60%
Сальдо перетоков	-7	-13,5	-17,3	92,86%	28,30%

ИЗМЕНЕНИЕ УСТАНОВЛЕННОЙ МОЩНОСТИ ГЕНЕРИРУЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ НА ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ

Вводы новой мощности

Ввод новой мощности на электростанциях Российской Федерации с учетом электростанций промышленных предприятий в 2016 г. составил 4 293,87 МВт (Таблица 7), в том числе в ЕЭС России – 4 260,78 МВт.

Увеличение установленной мощности оборудования за счет его модернизации – 357,66 МВт.

Таблица 7. Вводы генерирующего оборудования на электростанциях Российской Федерации в 2016 г.

Электростанции	Станционный номер	Марка оборудования	Установленная мощность, МВт
РОССИЯ			4 293,873
ЕЭС РОССИИ			4 260,777
ОЭС ЦЕНТРА			1 314,42
Нововоронежская АЭС	№6	К-1200-6,8/50	1 195,40
Дягилевская ТЭЦ	№1	ПГУ	119,02
ОЭС СРЕДНЕЙ ВОЛГИ			110,0
Нижекамская ТЭЦ-2	№7	К-110-1,6	110,0
ОЭС УРАЛА			1 571,5
Челябинская ГРЭС	№2	ПГУ	247,5
Троицкая ГРЭС	№10	GLN 660-24,2/566/566	660,0
Академическая ТЭЦ	№1	ПГУ	222,0
Ново-Салаватская ПГУ	№1	ПГУ	432,0
Бугульчанская СЭС	2-3 оч.	ФЭСМ	10,0
ОЭС СЕВЕРО-ЗАПАДА			609,257
ДЭС Сивая Маска	№5	ДГУ LIS-1250	1,0
	№6	Д-65А-П	0,037
ДЭС Елецкая	№4	Caterpillar C32	0,8
МГТЭС Правобережная	№1	FT-8 MobilPac	22,5
Юго-Западная ТЭЦ	№2	ПГУ	275,0
Усинская ТЭЦ	№1-4	ПС-90ГП-25ПА	100,0
Тихвинская ТЭЦ	№1-6	Wartsila 18V50SG	109,92
ЭС-1 Центральная ТЭЦ	№1-2	SGT-800	100,0
ОЭС ЮГА			494,6
Новочеркасская ГРЭС	№9	К-330-23,56	324,0
Зарагужская ГЭС	№1-3	HL-LJ-175	30,6
Зеленчукская ГАЭС	№3-4	ОРО 230-B-221	140,0
ОЭС СИБИРИ			161,0
Шингинская ГТЭС	№1-4	ГТА-6PM	24,0
Усть-Канская СЭС		ФЭСМ	5,0
КЭС Кокс	№1-2	К-6-1,2	12,0
Омская ТЭЦ-3	№10	T-120/130-12,8	120,0
Изолированно работающие энерго-системы			33,096

**Выводы
мощности**

В 2016 г. выведено из эксплуатации генерирующее оборудование электростанций по России суммарной мощностью 3 880,16 МВт, а по ЕЭС России – 3 752,68 МВт. (Таблица 8).

Таблица 8. Вывод из эксплуатации генерирующего оборудования на электростанциях ЕЭС России в 2016 г.

Электростанции	Станционный номер	Марка оборудования	Установленная мощность, МВт
РОССИЯ			3 880,158
ЕЭС РОССИИ			3 752,683
ОЭС ЦЕНТРА			1 782,0
ТЭЦ-8 Мосэнерго	№5	P-25/50-130/13	25,0
ТЭЦ-20 Мосэнерго	№1	T-30-90	30,0
ТЭЦ-22 Мосэнерго	№9	T-240(250)/290-240	240,0
ТЭЦ-16 Мосэнерго	№3	T-25-90-4ПР-4	50,0
	№4	T-25-90-4ПР-1	25,0
ТЭС Лыково	№1	ПГУ	130,0
Нововоронежская АЭС	№3	2 К-220-44/3000	417,0
Черепетская ГРЭС	№5-6	К-300-240	600,0
	№7	К-265-240	265,0
ОЭС СРЕДНЕЙ ВОЛГИ			230,0
Саратовская ТЭЦ-2	№1	ПТ-30-90/10	30,0
	№4	ПТР-25-90/10/0,7	25,0
Самарская ГРЭС	№5	P-25-29/1,2-2,5	25,0
Безымянская ТЭЦ	№2	T-25-29	25,0
	№7	T-25-90	25,0
ТЭЦ МЦБК	№6	АПР-6-5(15)	6,0
Энгельская ТЭЦ-3	№3	ПТ-52/60-130/9	52,0
Новокуйбышевская ТЭЦ-1	№2	P-22-90/18	22,0
Новочебоксарская ТЭЦ-3	№2	P-20-130/13	20,0
ОЭС УРАЛА			1 419,383
Пермская ТЭЦ-13	№3	P-12-35/5	12,0
ГПА-ТЭЦ Ассы	№1-2	G3516(ГПА)	2,06
Свердловская ТЭЦ	№3	ПР-12-29/11/1,2	12,0
Челябинская ТЭЦ-1	№9	P-4-29/9	4,0
Челябинская ГРЭС	№1	P-11-26/2,5	11,0
	№2	P-11-26/2,5	11,0
	№3	P-12-2,7/0,2	12,0
	№7	P-5-26/7	5,0
	№4	К-300-240	278,0
Троицкая ГРЭС	№5	К-300-240	278,0
Абдулкаримовская МГЭС	№1-2	ПР-20-Г-20	0,3
Таналыкская МГЭС	№1	ПР-50	0,05
Нижнетуринская ГРЭС	№4	P-15-111/21	15,0



Электростанции	Станционный номер	Марка оборудования	Установленная мощность, МВт
	№8	Т-88-90/2,5	88,0
Пермская ТЭЦ-9	№10	Р-50-130-1	50,0
Кировская ТЭЦ-4	№1	ПТ-60-130/13	60,0
	№5	Т-50-130	50,0
Среднеуральская ГРЭС	№1	Р-16-29/8,5	16,0
	№2	ПР-46-29/0,25	46,0
	№5	Р-16-29/1,2	16,0
Верхнетагильская ГРЭС	№7	К-165(200)-130	165,0
	№8	К-165(200)-130	165,0
Орская ТЭЦ-1	№12	Р-50-130/15	50,0
ГПА-ТЭЦ Юматово	№1	JMC-320 GS-NLC	0,973
Глазовская ТЭЦ	№1	АР-6-6	6,0
	№3	АПТ-12	12,0
	№5	Дк-20-120	12,0
	№6	Дк-20-120	12,0
	№7	АПТ-12	12,0
	№8	АПТ-12	12,0
ТЭЦ УЭХК	№1	Р-6-3,4/0,5-1	6,0
ОЭС СЕВЕРО-ЗАПАДА			173,5
ТЭЦ АО "Монди"	№2У	Р-12-35/5	12,0
ТЭЦ-1 АО "Сенежский ЦБК"	№2	ПТ-12-35/5М	12,0
Первомайская ТЭЦ-14	№3	ПТ-58-130/13	58,0
	№4	ПТ-60-130/13	60,0
	№5	Т-46-130	46,0
ОЭС ЮГА			58,3
Камышинская ТЭЦ	№1	ПТ-11(12)-35/10	11,0
Волгоградская ГРЭС	№7	Р-22-90/31	22,0
	№8	Р-18-29/9	18,0
Краснополянская ГЭС	№4	РО-115/3128-В-123	7,3
ОЭС СИБИРИ			75,0
Омская ТЭЦ-3	№4	Р-25-90/18	25
	№7	ПТ-25-90/10	25
	№8	Р-25-90/18	25
Изолированно работающие энергосистемы			127,475

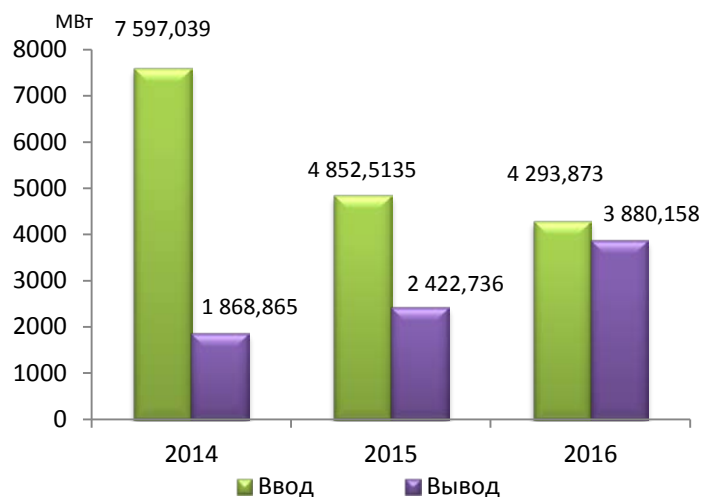
Изменение установленной мощности электростанций

Суммарное изменение показателей установленной мощности электростанций объединенных энергосистем и ЕЭС России в 2016 г. представлено в (Таблица 9). Всего за 2016 год введено в эксплуатацию генерирующее оборудование общей установленной мощностью 4,3 ГВт. Демонтировано и выведено в длительную консервацию оборудование мощностью 3,8 ГВт. Впервые за последние годы мощность выведенного из эксплуатации генерирующего оборудования по объему сопоставима с мощностью оборудования, введенного в эксплуатацию (Рисунок 3).

Таблица 9. Изменение показателей установленной мощности электростанций объединённых энергосистем и ЕЭС России в 2016 г.

Энергообъединения	На 01.01.2016, МВт	Ввод	Вывод из эксплуатации (демонтаж, длительная консервация)	Перемаркировка		Прочие изменения (уточнение и др.)	На 01.01.2017, МВт
				Увеличение	Снижение		
РОССИЯ	243 187,74	4 293,87	3 880,16	357,66	29,40	216,64	244 146,36
ЕЭС РОССИИ	235 305,56	4 260,78	3 752,68	339,66	29,40	219,71	236 343,63
ОЭС Центра	53 306,92	1 314,42	1 782,00	-	-	39,23	52 878,57
ОЭС Средней Волги	27 040,22	110,00	230,00	75,00	25,00	33,00	27 003,22
ОЭС Урала	50 707,82	1 571,50	1 419,38	154,66	4,40	121,53	51 131,73
ОЭС Северо-Запада	23 142,97	609,26	188,00	-	-	7,90	23 572,13
ОЭС Юга	20 116,80	494,60	58,30	42,00	-	6,55	20 601,65
ОЭС Сибири	51 808,33	161,00	75,00	68,00	-	7,50	51 969,83
ОЭС Востока	9 182,50	-	-	-	-	-	4,00
Технологически изолированные территориальные энергосистемы	7 882,18	33,09	127,478	18	0	-3,07	7 802,73

Рисунок 3. Вводы и выходы генерирующего оборудования на электростанциях России, МВт



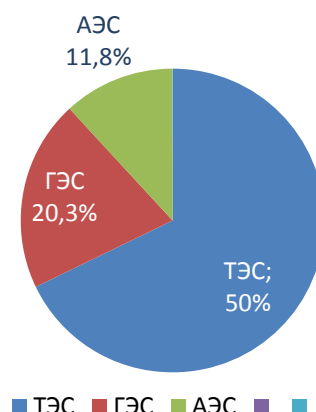
Структура установленной мощности электростанций

Структура установленной мощности электростанций объединенных энергосистем и ЕЭС России в 2016 г. представлена ниже (Таблица 10, Рисунок 4).

Таблица 10. Структура установленной мощности электростанций объединенных энергосистем и ЕЭС России на 01.01.2017

Энергообъединение	Всего	ТЭС		ГЭС		АЭС		ВЭС		СЭС	
	ГВт	ГВт	%	ГВт	%	ГВт	%	МВт	%	МВт	%
ЕЭС РОССИИ	236,34	160,24	67,8	48,09	20,34	27,93	11,82	10,9	0,01	75,2	0,03
ОЭС Центра	52,88	37,48	70,88	1,79	3,38	13,61	25,74	-	-	-	-
ОЭС Средней Волги	27,00	15,99	59,23	6,94	25,69	4,07	15,08	-	-	-	-
ОЭС Урала	51,13	47,73	93,35	1,86	3,63	1,49	2,9	2,2	0,01	55	0,11
ОЭС Северо-Запада	23,57	14,86	63,03	2,95	12,52	5,76	24,43	5,3	0,02	-	-
ОЭС Юга	20,60	11,67	56,63	5,93	28,79	3,00	14,56	3,4	0,02	-	-
ОЭС Сибири	51,97	26,67	51,31	25,28	48,65	-	-	-	-	20,2	0,04
ОЭС Востока	9,1865	5,8465	63,6	3,34	36,4	-	-	-	-	-	-

Рисунок 4. Структура установленной мощности электростанций ЕЭС России по типам электростанций на 31 декабря 2016 г.



ПОКАЗАТЕЛИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ УСТАНОВЛЕННОЙ МОЩНОСТИ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Число часов использования установленной мощности электростанций в целом по ЕЭС России в 2016 г. составило 4437 часов (Таблица 11).

Представленные по типам генерации число часов и коэффициент использования установленной мощности (доля календарного времени) следующие:

- ТЭС около 4099 часов или 46,6% календарного времени;
- АЭС 7148 часов (81,38% календарного времени);

- ГЭС 3724 часов (42,39% календарного времени);
- ВЭС 462 часа (5,25% календарного времени);
- СЭС 1154 часов (13,13% календарного времени).

По сравнению с 2015 г. использование установленной мощности на ТЭС снизилось на 37 часов, на ГЭС и АЭС увеличилось на 370 и 267 часов соответственно.

Существенно, на 416 часов, увеличилось использование установленной мощности СЭС.

Таблица 11. Коэффициенты использования установленной мощности электростанций по ЕЭС России и отдельным ОЭС в 2015 и 2016 гг., %

	2015					2016				
	ТЭС	ГЭС	АЭС	ВЭС	СЭС	ТЭС	ГЭС	АЭС	ВЭС	СЭС
ЕЭС России	47,21	38,29	84,65	6,75	8,43	46,66	42,39	81,38	5,25	13,13
ОЭС Центра	38,07	18,09	89,10	-	-	40,42	21,87	79,36	-	-
ОЭС Средней Волги	36,30	34,84	93,46	-	-	35,58	35,29	95,66	-	-
ОЭС Урала	58,47	42,67	80,32	1,56	2,14	56,43	35,53	64,58	4,89	12,91
ОЭС Северо-Запада	38,84	49,04	73,31	4,31	-	42,62	51,39	75,36	2,82	-
ОЭС Юга	51,12	37,00	76,70	15,4	-	51,94	41,57	91,08	9,28	-
ОЭС Сибири	49,89	39,87	-	-	14,33	45,57	44,97	-	-	13,75
ОЭС Востока	50,91	34,56	-	-	-	45,46	45,88	-	-	-

ОТПУСК ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ТЕПЛОВЫМИ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯМИ И КОТЕЛЬНЫМИ ОТРАСЛИ «ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА»

Отпуск тепловой энергии тепловыми электростанциями и котельными, находящимися в управлении электростанций отрасли «Электроэнергетика», в 2016 г. по предварительным данным, представленным компаниями электроэнергетики, составил 546,8 млн Гкал, что на 4,1% выше уровня 2015 г. Эти данные не включают объемов отпуска тепла источниками сферы ЖКХ, разрабатываемых Росстатом в более поздние сроки (Таблица 12).

Таблица 12. Отпуск тепловой энергии субъектами отрасли «Электроэнергетика»⁵
млн Гкал

Федеральный округ	С коллекторов ТЭС и районных котельных			С коллекторов ТЭС			Районные котельные			Электро-бойлерные			АЭС и прочие		
	2014	2015	2016	2014	2015	2016	2014	2015	2016	2014	2015	2016	2014	2015	2016
ЦФО	134,2	126,5	135,3	106,2	100,8	109,0	26,3	24,0	24,5	—	—	—	1,8	1,7	1,8
СЗФО	45,5	44,0	46,2	38,7	37,6	39,5	5,7	5,3	5,6	0,2	0,2	0,2	1,0	0,9	0,9
ЮФО	15,0	14,4	14,8	12,9	12,5	13,1	2,1	1,9	1,7	—	—	—	—	—	—
СКФО	2,7	2,5	2,7	2,5	2,3	2,5	0,2	0,2	0,2	—	—	—	—	—	—
ПФО	154,0	147,2	149,5	138,3	132,7	134,9	15,4	14,3	14,4	—	—	—	0,3	0,3	0,3
УФО	47,9	55,7	57,9	43,5	51,5	52,9	4,2	3,9	4,7	—	—	—	0,3	0,3	0,3
СФО	106,6	104,0	107,9	98,6	96,5	100,4	6,6	6,5	6,8	1,0	0,6	0,3	0,5	0,5	0,5
ДФО	31,9	31,1	32,4	25,5	24,9	25,8	5,7	5,6	5,9	0,5	0,5	0,5	0,0	0,2	0,2
Всего	537,9	525,4	546,8	466,1	458,7	478,0	66,0	61,5	63,7	1,7	1,3	1,0	4,0	3,9	4,0

Диаграммы о динамике отпуска тепловой энергии тепловыми электростанциями и котельными, находящимися в управлении электростанций отрасли «Электроэнергетика», по федеральным округам в период 2014 – 2016 гг., ранжированных по величине объемов отпуска тепла, представлены на рисунках ниже (Рисунок 5, Рисунок 6). Структура отпуска тепловой энергии в 2016 г. по видам источников представлена на диаграмме (Рисунок 7).

⁵ Включает в себя отпуск тепловой энергии с коллекторов тепловых электростанций и котельных, находящихся в управлении электростанций, принадлежащих к отрасли «Электроэнергетика» (за исключением котельных в сфере ЖКХ и блок-станций промпредприятий)

Рисунок 5. Отпуск тепловой энергии субъектами отрасли «Электроэнергетика» по федеральным округам

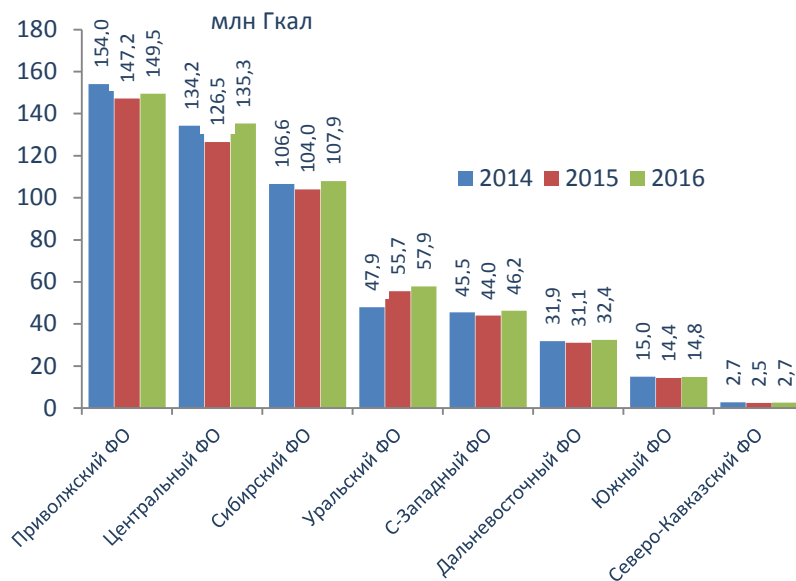


Рисунок 6. Отпуск тепловой энергии с коллекторов тепловых электростанций отрасли «Электроэнергетика» по федеральным округам

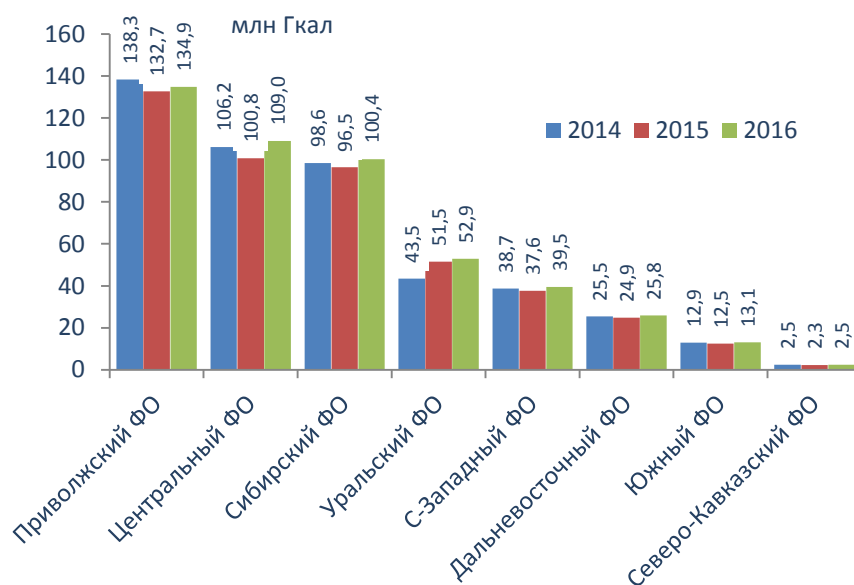
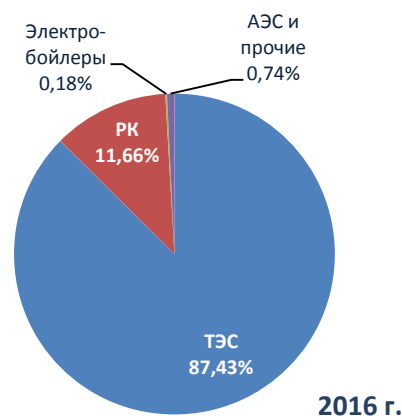


Рисунок 7. Структура отпуска тепловой энергии в отрасли «Электроэнергетика» по видам источников в 2016 г.



ТОПЛИВООБЕСПЕЧЕНИЕ ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАЦИЙ

Объемы поставки, расхода и структура топлива на ТЭС России

Основными видами котельно-печного топлива на ТЭС России (с учетом предприятий теплоснабжения в составе генерирующих компаний и без учета ряда блок-станций промышленных предприятий и предприятий муниципальной энергетики (ЖКХ)) являются газ и уголь.

В группу газового топлива включены природный (основной вид газового топлива), попутный и искусственный газ, в группу угольного топлива – угли всех месторождений и марок России и Казахстана, используемые на ТЭС России (основные виды угля – российские кузнецкие и канско-ачинские, а также импортные казахстанские⁶).

Для подавляющего большинства ТЭС России нефтетопливо не является основным видом топлива, используется в качестве вспомогательного (для подсветки топочного факела, растопки котла и др.) и резервного. В группу нефтетоплива включены топочный мазут (основной вид нефтетоплива), дизельное и газотурбинное топливо, а также прочие виды нефтетоплива.

Крупнейшими потребителями нефтетоплива в качестве основного вида топлива являются:

- топочного мазута – Мурманская ТЭЦ (ПАО «ТГК-1»);
- дизельного топлива:
 - о мобильные газотурбинные электрические станции (МГТЭС) Республики Крым и г. Севастополь (ПАО «Россети»);
 - о дизельные электрические станции (ДЭС) Сахэнерго и Южных электрических сетей Камчатки (ПАО «РАО ЭС Востока»).

⁶ Используются только на ТЭС Урала и г. Омск.



В группу прочих видов топлива включены торф (основной вид прочего топлива), а также иные виды прочего топлива. Потребителями торфа в настоящее время являются только Кировская ТЭЦ-4 (ПАО «Т Плюс») и Шарьинская ТЭЦ (МУП).

Объемы расхода основных видов котельно-печного топлива на ТЭС России – газа и угля – определяются размером электрической и тепловой нагрузок газовой и угольной генерации, а также величинами удельных расходов условного топлива на отпуск электро- и теплоэнергии.

В отличие от угольного и нефтетоплива, формирование запасов газового топлива на ТЭС России не производится, поэтому объемы расхода и поставки газа в определенном временном периоде примерно равны. Накопление/срабатывание запасов угольного и нефтетоплива определяют отличие объемов их расхода и поставки.

В 2016 г. изменения объемов поставки и расхода газа (по отношению к 2015 г.) на ТЭС России являются не принципиальными – рост на 1,8% и 1,4% соответственно (Таблица 13).

Таблица 13. Объемы поставки и расхода топлива на ТЭС России

Вид топлива	Объемы поставки топлива				Объемы расхода топлива							
					натуральное				условное (т у.т.)			
	2014	2015	2016	Изменение в 2016 г. к 2015 г., %	2014	2015	2016	Изменение в 2016 г. к 2015 г., %	2014	2015	2016	Изменение в 2016 г. к 2015 г., %
Газ, млрд куб. м	168,217	161,340	164,292	1,8	167,939	161,181	163,467	1,4	193,046	186,663	189,905	1,7
Уголь, млн т	111,220	118,051	109,383	-7,3	115,180	118,469	111,494	-5,9	68,862	71,038	66,877	-5,9
Нефтетопливо, млн т	1,190	1,416	3,358	137,0	1,106	1,312	3,212	144,8	1,485	1,785	4,452	149,4

В 2016 г. изменения объемов поставки и расхода угля на ТЭС России также являются не принципиальными – снижение на 7,3% и 5,9% соответственно.

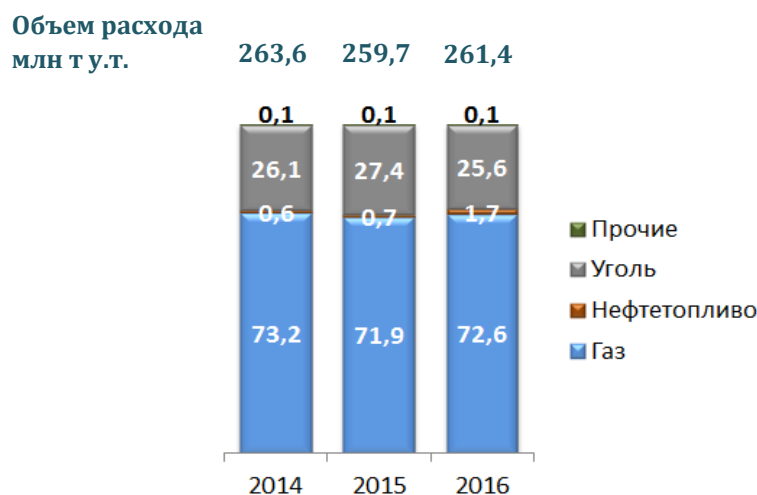
В 2014-2016 гг. значения объемов расхода угля на ТЭС России превышали объемы его поставки (особенно в 2014 и 2016 гг.), что свидетельствует, в т. ч., о частичном срабатывании запасов (использовании части объемов запасов угля для расхода на производство электро- и теплоэнергии).

В отличие от не принципиальных изменений объемов поставки и расхода газа и угля, в 2016 г. имел место кардинальный рост объемов поставки и расхода нефтетоплива на ТЭС России в $\approx 2,5$ раза, обусловленный увеличением объемов поставки и расхода:

- топочного мазута на ТЭС Республик Татарстан и Башкортостан и Волгоградской области в I полугодии 2016 г. на фоне кратковременного снижения цен поставки (по предварительной оценке данная ситуация имеет эпизодический характер);
- дизельного топлива на МГТЭС Республики Крым и г. Севастополь, вследствие включения в работу всех МГТЭС 22.11.2015 г. сразу же после отключения Украиной всех ЛЭП, питающих полуостров.

В структуре расхода топлива на ТЭС России в 2016 г. доли основных видов котельно-печного топлива – газа и угля – составили 72,6% и 25,6% соответственно. Изменения долей газа и угля по отношению к 2015 г. характеризуются незначительными отклонениями в пределах 2 процентных пунктов (Рисунок 8).

Рисунок 8. Структура расхода топлива на ТЭС России в 2014-2016 гг., %



Вследствие кардинального роста объемов расхода нефтетоплива в 2016 г. его доля в структуре расхода топлива на ТЭС России увеличилась более чем в 2 раза (до 1,7%).

Доля прочих видов топлива (в основном торфа) в структуре расхода топлива на ТЭС России находится на стабильно минимальном уровне (0,1%).

Объемы поставки, расхода и структура топлива на ТЭС по федеральным округам Российской Федерации

Крупнейшими потребителями газа являются ТЭС Центрального, Приволжского и Уральского федеральных округов, угля – ТЭС Сибирского, Дальневосточного и Уральского федеральных округов, нефтетоплива – Приволжского, Южного и Северо-Западного федеральных округов (Таблица 14).

Следующие изменения объемов поставки и расхода топлива на ТЭС федеральных округов в 2016 г. (по отношению к 2015 г.) являются частью устойчивых тенденций:

Таблица 14. Объемы поставки и расхода топлива на ТЭС по федеральным округам Российской Федерации

Вид топлива	Объемы поставки топлива				Объемы расхода топлива							
					натуральное				условное (т у.т.)			
	2014	2015	2016	Изменение в 2016 г. к 2015 г., %	2014	2015	2016	Изменение в 2016 г. к 2015 г., %	2014	2015	2016	Изменение в 2016 г. к 2015 г., %
Центральный федеральный округ												
Газ, млрд куб. м	43,932	39,895	42,666	6,9	43,868	39,862	42,448	6,5	50,368	45,967	49,452	7,6
Уголь, млн т	4,669	4,752	3,749	-21,1	4,789	4,585	4,255	-7,2	3,355	3,305	2,967	-10,2
Нефте-топливо, млн т	0,116	0,122	0,118	-2,8	0,107	0,102	0,108	6,4	0,116	0,112	0,124	11,6
Северо-Западный федеральный округ												
Газ, млрд куб. м	14,269	13,703	15,013	9,6	14,226	13,696	15,003	9,5	16,572	16,029	17,572	9,6
Уголь, млн т	3,608	3,241	2,874	-11,3	3,451	3,205	3,104	-3,2	2,454	2,139	2,068	-3,3
Нефте-топливо, млн т	0,425	0,411	0,431	4,9	0,419	0,384	0,435	13,4	0,572	0,523	0,589	12,5
Южный федеральный округ												
Газ, млрд куб. м	8,018	8,095	8,404	3,8	8,018	8,089	8,376	3,5	9,354	9,472	9,807	3,5
Уголь, млн т	3,723	3,202	2,882	-10,0	3,732	3,004	3,027	0,8	2,486	2,041	1,961	-3,9
Нефте-топливо, млн т	0,011	0,072	0,425	486,4	0,014	0,078	0,443	464,9	0,019	0,113	0,613	441,3
Северо-Кавказский федеральный округ												
Газ, млрд куб. м	4,801	5,030	5,225	3,9	4,801	5,030	5,225	3,9	5,651	6,230	6,147	-1,3
Нефте-топливо, млн т	0,005	0,000	0,002	-	0,010	0,005	0,011	129,7	0,012	0,006	0,014	141,5
Приволжский федеральный округ												
Газ, млрд куб. м	48,940	45,378	42,350	-6,7	48,873	45,350	42,271	-6,8	56,908	53,155	49,536	-6,8
Уголь, млн т	1,990	1,515	0,878	-42,1	2,088	1,602	0,948	-40,8	1,284	0,890	0,698	-21,6
Нефте-топливо, млн т	0,138	0,302	1,924	536,9	0,130	0,292	1,772	506,8	0,172	0,395	2,490	531,2
Уральский федеральный округ												
Газ, млрд куб. м	35,442	37,019	38,277	3,4	35,340	36,911	37,786	2,4	40,646	42,758	44,326	3,7
Уголь, млн т	19,622	17,802	15,910	-10,6	19,706	18,214	16,145	-11,4	11,046	10,357	9,119	-12,0



Вид топлива	Объемы поставки топлива				Объемы расхода топлива							
					натуральное				условное (т у.т.)			
	2014	2015	2016	Изменение в 2016 г. к 2015 г., %	2014	2015	2016	Изменение в 2016 г. к 2015 г., %	2014	2015	2016	Изменение в 2016 г. к 2015 г., %
Нефте-топливо, млн т	0,134	0,109	0,102	-6,7	0,093	0,098	0,082	-16,5	0,125	0,137	0,113	-17,7
Сибирский федеральный округ												
Газ, млрд куб. м	7,713	6,896	7,161	3,8	7,713	6,919	7,161	3,5	7,339	6,559	6,716	2,4
Уголь, млн т	62,387	69,951	66,831	-4,5	65,641	70,515	67,730	-4,0	40,166	43,425	41,598	-4,2
Нефте-топливо, млн т	0,128	0,163	0,140	-14,4	0,122	0,134	0,140	5,0	0,170	0,186	0,194	4,3
Дальневосточный федеральный округ												
Газ, млрд куб. м	5,102	5,323	5,196	-2,4	5,102	5,323	5,196	-2,4	6,207	6,494	6,349	-2,2
Уголь, млн т	15,221	17,589	16,259	-7,6	15,772	17,343	16,286	-6,1	8,071	8,881	8,466	-4,7
Нефте-топливо, млн т	0,233	0,237	0,216	-9,1	0,210	0,220	0,221	0,5	0,299	0,313	0,315	0,5

- **Южный федеральный округ:** рост объемов поставки и расхода нефтетоплива – дизельного топлива на МГТЭС Республики Крым и г. Севастополь – в ≈6 раз обусловлен эксплуатацией всех МГТЭС. Достигнутый уровень потребления дизельного топлива предположительно сохранится до ввода в эксплуатацию новых генерирующих мощностей;

- **Приволжский федеральный округ:** снижение начиная с 2012 г. объемов поставки и расхода газа (являющегося практически монотопливом на ТЭС ПФО) обусловлено в основном уменьшением электрической нагрузки на ТЭС ПФО;

- **Уральский федеральный округ:** рост объемов поставки и расхода газа в последние годы происходил при одновременном снижении объемов поставки и расхода угля, вследствие частичного переноса электрической

нагрузки с угольных генерирующих мощностей на газовые (в т. ч. в результате вывода из эксплуатации части угольного генерирующего оборудования и ввода в эксплуатацию новых ПГУ/ГТУ).

При том, что структура расхода топлива на ТЭС России является относительно рациональной и сформирована двумя основными видами топлива – газом и углем, структуры расхода топлива на ТЭС федеральных округов имеют принципиальные отличия (Рисунок 9).

На ТЭС в европейской части России, включая Урал, газ является либо монотопливом (в Приволжском и Северо-Кавказском федеральных округах), либо доминирующим видом топлива. На ТЭС в Сибирском федеральном округе доминирует уголь, в Дальневосточном (с учетом ТЭС ОЭС Востока и ТЭС изолированных энергорайонов) – доли угля и газа в структуре расхода топлива на ТЭС относительно сопоставимы (преобладает доля угля).

Торф, используемый на Кировской ТЭЦ-4, формирует минимальную долю прочих видов топлива в структуре расхода топлива на ТЭС Приволжского федерального округа (0,2÷0,3%).

Отмеченные устойчивые тенденции изменения объемов расхода топлива на ТЭС федеральных округов в 2016 г. обусловили соответствующие изменения структур расхода топлива (по отношению к 2015 г.):

- **Южный федеральный округ:** рост доли нефтетоплива на 4,0 процентных пункта;

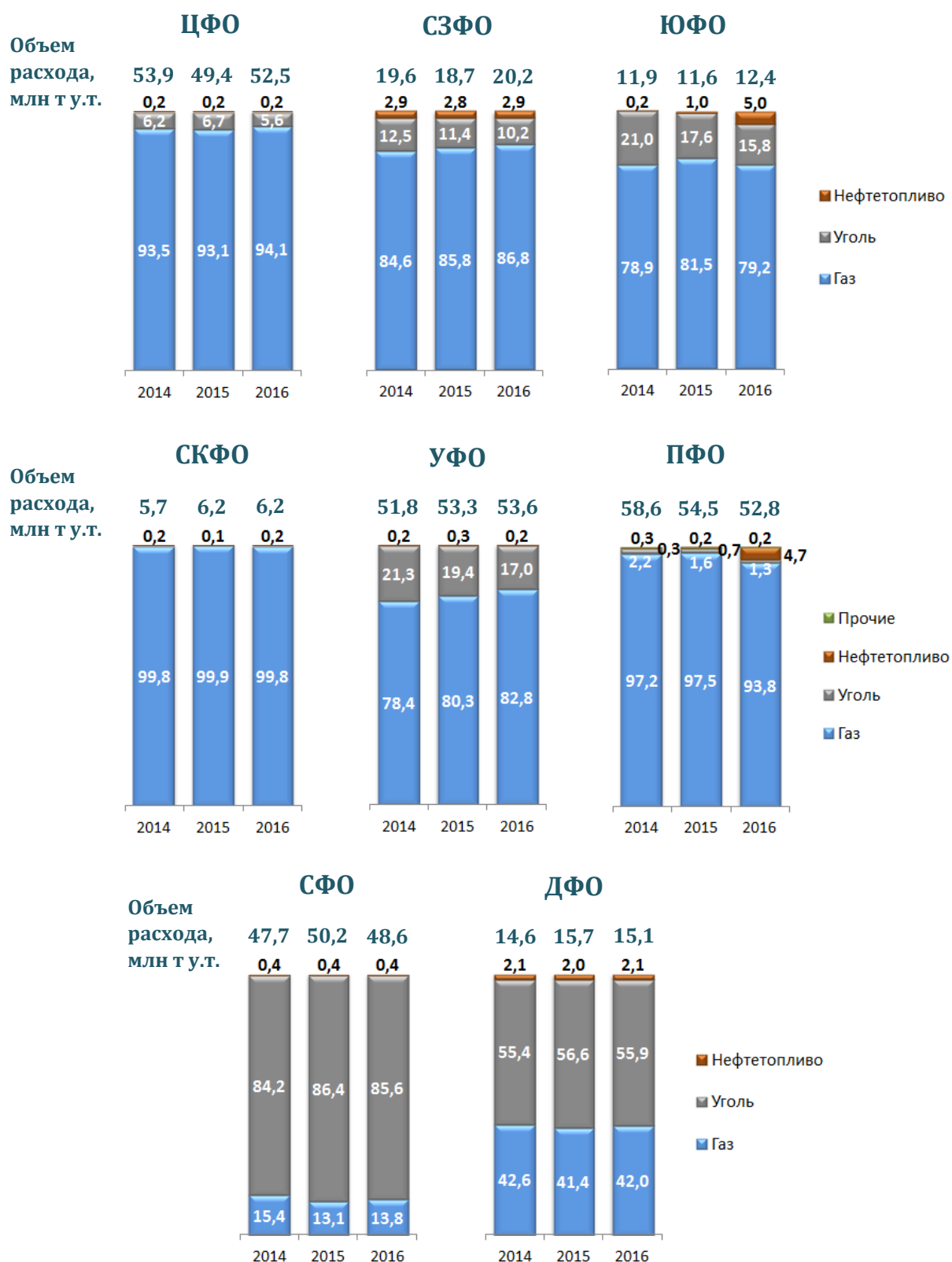


Рисунок 9. Структуры расхода топлива на ТЭС по федеральным округам Российской Федерации в 2014-2016 гг., %

- **Уральский федеральный округ:** рост доли газа и соответствующее снижение доли угля, абсолютная величина (модуль) каждого из которых составляет $\approx 2,5$ процентных пункта.

Снижение доли газа, вследствие роста доли нефтетоплива, в структуре расхода топлива на ТЭС Приволжского федерального округа по предварительной оценке имеет эпизодический характер.

Цены поставки топлива на ТЭС России в целом

Средневзвешенные цены по группам видов топлива (газ, уголь, нефтетопливо), являющихся аналогичными по агрегатному состоянию, но различными по физико-химическим свойствам, или по уровням отчетности (Россия в целом, федеральные округа, субъекты Российской Федерации) применяются для определения общих тенденций их динамики в целях статистического анализа, в т. ч. для расчета ценового соотношения газ/уголь, являющегося индикатором наличия межтопливной конкуренции на ТЭС, и, соответственно, конкуренции между газовой и угольной генерацией.

В 2016 г. на ТЭС России имела место незначительная повышательная динамика (по отношению к 2015 г.) средневзвешенных цен поставки на условиях «франко-ТЭС», т. е. с учетом стоимости доставки (соответствует условиям СРТ в международных торговых правилах Incoterms-2010), на основные виды котельно-печного – газа и угля – на 3,5% и 1,2% соответственно (Таблица 14).

Таблица 15. Средневзвешенные цены поставленного и сожженного топлива на ТЭС Российской Федерации

Вид топлива	Цена поставленного натурального топлива				Цена сожженного условного топлива (руб./т у.т.)			
	2014	2015	2016	Изменение в 2016 г. к 2015 г., %	2014	2015	2016	Изменение в 2016 г. к 2015 г., %
Газ, руб./тыс. куб м	3 910	4 051	4 193	3,5	3 412	3 507	3 631	3,5
Уголь, руб./т	1 212	1 312	1 328	1,2	2 001	2 151	2 210	2,7
Нефтетопливо, руб./т	14 715	13 114	8 614	-34,3	10 615	9 897	6 562	-33,7

Природный и попутный газ (консолидированная доля которых составляет $\approx 99\%$ в структуре расхода газового топлива на ТЭС России), добываемый ПАО «Газпром», в соответствии с действующей нормативной правовой базой реализуется потребителям по регулируемым государством ценам. Доля ПАО «Газпром» в структуре объемов поставки газа на ТЭС России составляет $\approx 50\%$.

Незначительный прирост средневзвешенной цены поставки угля в 2016 г. на 1,2% обусловлен снижением средневзвешенной цены поставки импортного казахстанского угля (одного из основных углей, используемых на ТЭС России) на 13,6%, зависящей от курса российского рубля к казахстанскому тенге.

Динамика средневзвешенных цен поставки нефтетоплива на ТЭС России не отражает устойчивых тенденций, вследствие их высокой волатильности, обусловленной, в т. ч. нерегулярностью поставок и незначительными объемами.

Существенное снижение средневзвешенной цены поставки нефтетоплива на ТЭС России в 2016 г. на 34,3% обусловлено в основном кратковременным снижением цен поставки топочного мазута на ТЭС Приволжского федерального округа, имевшим место в I полугодии.

Цены поставки топлива на ТЭС по федеральным округам Российской Федерации

Газ

Наиболее низкие средневзвешенные цены поставки газа имеют место на ТЭС Сибирского федерального округа (вследствие низких цен на природный газ в изолированном Норильском энергорайоне⁷ Красноярского края, а также значительных объемов потребления относительно недорогого искусственного газа⁸ на ТЭС Кемеровской области и Алтайского края, средневзвешенная цена поставки которого в 4÷5 раз ниже средневзвешенной цены поставки природного газа) и Уральского федерального округа (в Тюменской области⁹), наиболее высокие – на ТЭС Северо-Кавказского федерального округа (в Ставропольском крае¹⁰) (Таблица 16).

В 2016 г. значения прироста средневзвешенных цен поставки газа (по отношению к 2015 г.) на ТЭС всех федеральных округов не превышают 4,4%.

⁷ Доля ТЭС Красноярского края (ТЭЦ АО «Норильско-Таймырская энергетическая компания») в структуре объемов поставки газа на ТЭС СФО составляет ≈40%.

⁸ Доля искусственного газа в структуре объемов поставки газа на ТЭС СФО составляет ≈30%.

⁹ Доля ТЭС Тюменской области в структуре объемов поставки газа на ТЭС УФО составляет 65÷70%.

¹⁰ Доля ТЭС Ставропольского края в структуре объемов поставки газа на ТЭС СКФО составляет 98÷99%.



Таблица 16. Средневзвешенные цены поставленного и сожженного топлива на ТЭС по федеральным округам Российской Федерации

Вид топлива	Цена поставленного натурального топлива				Цена сожженного условного топлива (руб./т у.т.)			
	2014	2015	2016	Изме- нения в 2016 г. к 2015 г., %	2014	2015	2016	Изме- нение в 2016 г. к 2015 г., %
Центральный федеральный округ								
Газ, руб./тыс. куб м	4 400	4 574	4 746	3,8	3 837	3 965	4 097	3,3
Уголь, руб./т	2 044	2 196	2 260	2,9	2 897	3 053	3 228	5,7
Нефтетопливо, руб./т	9 369	8 222	9 140	11,2	8 407	6 374	4 371	-31,4
Северо-Западный федеральный округ								
Газ, руб./тыс. куб м	4 309	4 457	4 599	3,2	3 709	3 811	3 926	3,0
Уголь, руб./т	1 713	1 676	1 808	7,9	2 407	2 535	2 712	7,0
Нефтетопливо, руб./т	11 787	10 342	8 942	-13,5	8 412	7 224	6 250	-13,5
Южный федеральный округ								
Газ, руб./тыс. куб м	4 443	4 599	4 801	4,4	3 809	3 930	4 115	4,7
Нефтетопливо, руб./т	21 493	19 719	20 061	1,7	8 963	15 767	13 804	-12,4
Северо-Кавказский федеральный округ								
Газ, руб./тыс. куб м	4 598	4 777	4 923	3,1	3 906	4 055	4 185	3,2
Нефтетопливо, руб./т	12 064	-	10 671	-	6 627	6 255	6 670	6,6
Приволжский федеральный округ								
Газ, руб./тыс. куб м	3 935	4 070	4 191	3,0	3 406	3 482	3 588	3,0
Уголь, руб./т	1 532	1 628	2 203	35,3	2 420	2 795	2 920	4,5
Нефтетопливо, руб./т	7 000	4 018	3 088	-23,1	5 917	3 789	2 704	-28,6
Уральский федеральный округ								
Газ, руб./тыс. куб м	3 025	3 131	3 212	2,6	2 628	2 695	2 773	2,9
Уголь, руб./т	1 020	1 237	1 060	-14,2	1 821	2 145	1 892	-11,8
Нефтетопливо, руб./т	14 893	10 225	11 791	15,3	8 944	8 670	10 175	17,4
Сибирский федеральный округ								
Газ, руб./тыс. куб м	2 317	2 428	2 481	2,2	2 435	2 553	2 646	3,6
Уголь, руб./т	1 034	1 111	1 166	4,9	1 665	1 766	1 889	7,0
Нефтетопливо, руб./т	11 807	13 644	9 142	-33,0	7 860	10 280	8 567	-16,7
Дальневосточный федеральный округ								
Газ, руб./тыс. куб м	3 872	4 497	4 685	4,2	3 183	3 686	3 835	4,0
Уголь, руб./т	1 561	1 642	1 733	5,6	3 018	3 180	3 270	2,8
Нефтетопливо, руб./т	28 097	30 480	33 250	9,1	20 757	21 541	22 090	2,5



Средневзвешенная цена газа на ТЭС ДФО в 2016 г., а также ее прирост по отношению к 2015 г. сопоставимы с соответствующими значениями на ТЭС других федеральных округов, вследствие того, что увеличение цен поставки природного газа консорциумом «Сахалин-1», вызванное падением курса российского рубля к доллару США, в 2016 г. компенсировалось для потребителей Хабаровского края¹¹ бюджетной субсидией¹².

Уголь

Наиболее низкие средневзвешенные цены поставки угля имеют место на ТЭС Сибирского (на сибирские энергетические угли) и Уральского (на импортные казахстанские угли) федеральных округов, наиболее высокие – на ТЭС Центрального и Приволжского федеральных округов (на дальнепривозные сибирские энергетические угли).

В 2016 г. значения прироста средневзвешенных цен поставки угля (по отношению к 2015 г.) на ТЭС всех федеральных округов, кроме Приволжского и Уральского, составляют в среднем 5÷6%.

На ТЭС Приволжского федерального округа в 2016 г. имел место значительный рост средневзвешенной цены поставки угля на 35,3%, обусловленный отсутствием поставки в январе-октябре 2016 г. наиболее дешевого местного тюльганского угля¹³ (поставщик – ОАО «Оренбургуголь»), цена поставки которого ниже средневзвешенной цены поставки дальнепривозных куз-

¹¹ Доля ТЭС Хабаровского края в структуре объемов поставки газа на ТЭС ДФО составляет ≈40%.

¹² Подпунктом 16 пункта 1 Статьи 21 Федерального закона от 14.12.2015 №359-ФЗ «О федеральном бюджете на 2016 год» предусмотрены бюджетные ассигнования в объеме до 2 243 587,0 тыс. руб. на компенсацию затрат в связи с ростом цены закупки природного газа у участников консорциума «Сахалин-1» для потребителей Хабаровского края.

¹³ Поставка тюльганского угля возобновлена в ноябре 2016 г.



нецких углей в 3÷4 раза. В результате отмеченного отсутствия поставки доля тюльганского угля в структуре объемов поставки угля на ТЭС ПФО снизилась с 41 % в 2015 г. до 8 % в 2016 г.

Единственный потребитель тюльганского угля – Кумертауская ТЭЦ. В январе 2016 г. ООО «Башкирская генерирующая компания» (БГК) отказалась от поставки местного тюльганского угля на Кумертаускую ТЭЦ. В конце сентября 2016 г. БГК продала на аукционе Кумертаускую ТЭЦ, победитель торгов – ОАО «Свердловская энергогазовая компания». Причины продажи ТЭЦ не раскрывались, но, возможно, это было связано с тем, что ТЭЦ стала для БГК убыточным и проблемным активом.

По информации СМИ, после достигнутой договоренности губернатора Оренбургской области Ю. Берга с новым владельцем Кумертауской ТЭЦ ОАО «Оренбургуголь» возобновило работу 30 ноября 2016 г.

Сделка по продаже Кумертауской ТЭЦ вызвала обеспокоенность у руководства Оренбургской области и Республики Башкортостан: первые опасались перевода ТЭЦ с оренбургского угля на уральский газ, вторые заботились об обеспечении г. Кумертау электро- и теплоэнергией, единственным поставщиком которых является Кумертауская ТЭЦ.

Изменение средневзвешенной цены поставки угля на ТЭС Уральского федерального округа определяется динамикой цены поставки импортного экибастузского угля¹⁴, которая аналогична динамике курса российского рубля к казахстанскому тенге.

¹⁴ Доля экибастузского угля в структуре объемов поставки угля на ТЭС УФО превышает 80%.



Нефтетопливо

Наиболее низкие средневзвешенные цены поставки нефтетоплива имеют место на ТЭС Приволжского федерального округа (топочного мазута), наиболее высокие – на ТЭС Дальневосточного и Южного федеральных округов, т. к. $\approx 50\%$ в структуре поставки нефтетоплива на ТЭС ДФО и ЮФО составляет дизельное топливо, средневзвешенные цены поставки которого выше соответствующих средневзвешенных цен поставки топочного мазута более чем в 3 раза.

Средневзвешенные цены поставки нефтетоплива на ТЭС федеральных округов характеризуются высокой волатильностью, обусловленной нерегулярностью поставок и незначительными объемами, а также существенной разницей уровней цен поставки топочного мазута и дизельного топлива, что оказывает существенное влияние на консолидированные средневзвешенные значения цен поставки нефтетоплива.

Причиной изменения средневзвешенных цен поставки нефтетоплива может являться как фактическое увеличение/снижение цены поставки конкретного вида нефтетоплива («слагаемые» для расчета средневзвешенных значений), так и трансформация структуры объемов поставки («веса») – взаимное изменение долей топочного мазута и дизельного топлива.

Вследствие указанных особенностей в 2016 г. средневзвешенные цены поставки нефтетоплива (по отношению к 2015 г.) на ТЭС федеральных округов изменялись в широком диапазоне – от уменьшения на 33% на ТЭС Сибирского федерального округа до увеличения на 15% на ТЭС Уральского федерального округа.

Межтопливная конкуренция природного газа и угля на ТЭС

Соотношение цен поставки газа и угля на ТЭС (на условиях «франко-ТЭС», СРТ), приведенных в сопоставимый вид (в т.у.т.), при наличии межтопливной конкуренции является индикатором конкурентного преимущества газовой или угольной генерации в определенный временной период. В период роста ценового соотношения газ/уголь, который возможен либо в случае увеличения цен газа, либо уменьшения цен угля, конкурентное преимущество имеет угольная генерация, в обратном случае – газовая.

Рост ценового соотношения газ/уголь соответствует повышению нагрузки угольной генерации, увеличению объема расхода угля и его доли в структуре расхода топлива на ТЭС.

Анализ международного опыта свидетельствует о наличии межтопливной конкуренции на ТЭС в ряде стран с развитой газовой и угольной генерацией, что подтверждается ее влиянием на формирование структуры расхода топлива на ТЭС (например, в США, Великобритании и Турции).

Пороговое значение соотношения цен поставки газа и угля, при котором угольная генерация становится конкурентоспособной, уникально для каждой ТЭС, но в среднем значение данного ценового соотношения должно находиться в диапазоне $2\div 3$, т.е. цены поставки газа должны превышать цены поставки угля в $2\div 3$ раза.

Поскольку топливные затраты на ТЭС являются суммой затрат на покупку топлива (с учетом доставки) и затрат на его использование на ТЭС, указанное превышение цен поставки газа над ценами поставки угля позволяет компенсировать значительно более высокие затраты на топливоиспользование на угольных ТЭС по



сравнению с газовыми, вследствие наличия на угольных ТЭС затрат на эксплуатацию и ремонт систем приемки, складирования, подачи, подготовки угля, его сжигания, шлакоудаления, золоулавливания, хранения золошлаковых отходов (ЗШО), а также затрат, связанных с экологическими платежами, и др.

Анализ динамики ценового соотношения газ/уголь следует проводить отдельно для ТЭС европейской части России, включая Урал, и Дальнего Востока¹⁵ – двух территориальных зон потенциальной межтопливной конкуренции, в которых присутствует газовая и угольная генерация, но имеют место различные условия топливообеспечения и ценообразования на топливо.

Тепловая генерация в Сибири в зоне ОЭС, не включающей изолированный Норильский энергорайон, является в основном угольной.

Динамика ценового соотношения газ/уголь в 2014-2016 гг. демонстрирует неконкурентоспособность угольной генерации по сравнению с газовой на ТЭС как в европейской части России, включая Урал, так и на Дальнем Востоке – значения ценового соотношения газ/уголь находятся вне зоны межтопливной конкуренции (меньше 2) (Рисунок 10).

Вследствие наличия государственного субсидирования цены сахалинского газа ценовое соотношение газ/уголь на ТЭС Дальнего Востока не отражает реальное (экономически обоснованное) соотношение цен на газ и уголь.

¹⁵ Тепловая энергетика Дальнего Востока характеризуется значительной территориальной фрагментацией как по технической возможности параллельной работы электрических генерирующих мощностей, так и по источникам поставки топлива на ТЭС. Поэтому для расчета ценового соотношения газ/уголь условно приняты средневзвешенные цены поставки по всем ТЭС ДФО.

Рисунок 10. Ценовое соотношение газ/уголь на ТЭС территориальных зон потенциальной межтопливной конкуренции Российской Федерации в 2014-2016 гг., доли единицы



Реализуемая в настоящее время государственная политика сдерживания темпов роста цен на природный газ, поставляемый ПАО «Газпром», до 2013 г. была ориентирована на поэтапное достижение равной доходности поставок природного газа на внутренний и внешний рынки (на основе механизма *net-back*), т. е. на опережающий рост цен на газ на внутреннем рынке. В текущих условиях отсутствует основание прогнозировать повышение ценовой конкурентоспособности угольной генерации даже в долгосрочной перспективе.

В отличие от природного газа ценообразование на уголь является нерегулируемым. Воздействие государственных органов на процесс ценообразования на уголь в настоящее время формально возможно только в рамках антимонопольного законодательства (Федеральный закон от 26.07.2006 №135-ФЗ «О защите конкуренции», Приказ ФАС России от 28.04.2010 №220 «Об утверждении порядка проведения анализа состояния конкуренции на товарном рынке»), т. к. в большинстве случаев угольные компании являются для ТЭС монопольными/доминирующими поставщиками, вследствие проектирования котельного оборудования на сжигание угля

конкретного месторождения и марочного состава.

Однако, вследствие того, что угольный рынок имеет принципиальное отличие от традиционного товарного рынка, заключающееся в крайне ограниченных технологических возможностях ТЭС по использованию (сжиганию) непроектных углей, т. е. в проблеме ограниченной взаимозаменяемости товаров (углей), действующая в ФАС России методическая база установления доминирующего положения хозяйствующего субъекта (поставщика) не позволяет корректно определить доминирующее положение угольной компании – поставщика угля на ТЭС.

Возможности эффективного использования действующего механизма антимонопольного регулирования не являются очевидными, что было фактически подтверждено результатами рассмотрения в ФАС России нескольких дел о злоупотреблении угольными компаниями-поставщиками доминирующим положением, инициированных энергетическими компаниями в период существования РАО «ЕЭС России».

Запасы топлива на объектах электроэнергетики

Во исполнение п. 2.5 ежегодного Плана первоочередных мероприятий по подготовке субъектов электроэнергетики к прохождению отопительного сезона, утверждаемого Приказом Минэнерго России, и поручений Минэнерго России АО «Техническая инспекция ЕЭС» осуществляет ежедневный контроль за накоплением запасов топлива на объектах электроэнергетики, а также выполняет на основании оперативной информации анализ состояния и динамики изменения фактических запасов топлива на ТЭС (Таблица 17).



Таблица 17.
Анализ состо-
яния запасов
на 01.01.2016 г.
и на
01.01.2017 г.

Наименование показателя	Единица измерения	01.01.2016	01.01.2017
Суммарные запасы топлива в целом по объектам электроэнергетики:			
- уголь	млн т	16,3	13,6
- мазут	млн т	3,0	2,8
Суммарные запасы топлива по объектам электроэнергетики, нормирование которых в соответствии с Федеральным законом Российской Федерации от 27.07.2010 №ФЗ-190 «О теплоснабжении» осуществляется Минэнерго России:			
- уголь	млн т	15,7	13,0
в соотношении с суммарным утвержденным нормативом	%	190,9	167,1
- мазут	млн т	2,9	2,7
в соотношении с суммарным утвержденным нормативом	%	153,7	153,7
- дизельное топливо	тыс. т	210,7	225,9
в соотношении с суммарным утвержденным нормативом	%	105,7	104,9
- торф	тыс. т	227,7	304,8
в соотношении с суммарным утвержденным нормативом	%	117,6	166,9
ТЭС, не выполнившие утвержденный норматив запасов топлива	шт.	9	9

Актуальные проблемы топливо-обеспечения ТЭС России

Основными целями проведения анализа топливо-обеспечения ТЭС России являются:

- 1) информационно-аналитическое обеспечение актуальными данными о динамике объемных и ценовых показателей поставки и расхода топлива на ТЭС России с выявлением основных тенденций и определением их причин;
- 2) формирование аргументированной основы для принятия соответствующих координационных решений и управленческих воздействий в целях корректировки:

ценовой политики компаний-поставщиков топлива, злоупотребляющих доминирующим положением;

структур расхода (потребления) топлива с учетом



необходимости обеспечения энергетической безопасности регионов в части надежности их топливообеспечения (в соответствии с «Доктриной энергетической безопасности Российской Федерации», утвержденной Президентом Российской Федерации 29.11.2012 №Пр-3167).

Осуществление корректировки ценовой политики компаний-поставщиков угля, злоупотребляющих доминирующим положением, ограничено сложностью адекватного установления доминирующего положения в соответствии с «Порядком проведения анализа состояния конкуренции на товарном рынке» (утвержденным Приказом ФАС России от 28.04.2010 №220), вследствие того, что угольный рынок имеет принципиальное отличие от традиционного товарного рынка, заключающееся в крайне ограниченных технологических возможностях ТЭС по использованию (сжиганию) непроектных углей, т. е. в проблеме ограниченной взаимозаменяемости товаров (углей).

В свою очередь, организационно-управленческая задача по рационализации топливного баланса регионов России, в целях обеспечения их энергетической безопасности является одной из приоритетных (в т. ч. топливного баланса энергетики как крупнейшего внутреннего потребителя природного газа и угля).

Если структура расхода топлива на ТЭС региона характеризуется наличием монотоплива или доминирующего вида топлива, топливообеспечение региона не является надежным и, следовательно, повышаются риски возникновения угроз надежности энергообеспечения и энергетической безопасности.

В результате ввода в эксплуатацию в 2010-2016 гг.

преимущественно газовых генерирующих мощностей (ПГУ/ГТУ) их доля в структуре установленной электрической мощности ТЭС в европейской части России достигла $\approx 85\%$.

В 2010-2016 гг. в европейской части России введено в эксплуатацию только три угольных блока:

на Черепетской ГРЭС – два блока установленной электрической мощностью 225 МВт каждый с усовершенствованными пылеугольными котлоагрегатами и электрофильтрами с интегрированной системой пылесероочистки в 2014 и 2015 гг.;

на Новочеркасской ГРЭС – блок установленной электрической мощностью 330 МВт с котлоагрегатом с циркулирующим кипящим слоем (ЦКС) в 2016 г.

Наличие имеющихся, но неиспользуемых угольных генерирующих мощностей в европейской части России, где газовая генерация обладает очевидной приоритетной загрузкой, не является гарантией надежного энергообеспечения региона в случае возникновения необходимости их загрузки (например, в исключительных ситуациях, представляющих особую опасность в осенне-зимний период), т. к. данное оборудование не позволяет надежно и эффективно нести нагрузку, вследствие его значительного физического и морального износа и постепенной потери персоналом опыта эксплуатации угольного оборудования.

Кроме этого, опасным сигналом является прецедент конфликта между правилами оптового рынка электроэнергии и мощности (в частности, действующего механизма конкурентного отбора мощности (КОМ)) и необходимостью обеспечения энергетической без-

опасности (системной надежности ОЭС Центра), имевший место в 2015 г. на Череповецкой ГРЭС, включенной Системным оператором ЕЭС в перечень наиболее значимых энергообъектов ОЭС Центра, т. е. имеющей особое значение для обеспечения системной надежности.

Угольные энергоблоки Череповецкой ГРЭС работоспособны, техническая необходимость вывода из эксплуатации отсутствует, разрабатывается план их модернизации, однако, они не прошли КОМ на 2015 г. Ожидалось, что их мощность (630 МВт) будет оплачиваться в рамках механизма «вынужденного генератора» только до 01.07.2015 г., после чего могла возникнуть необходимость их останова.

В результате проведенных переговоров угольные конденсационные (!) энергоблоки Череповецкой ГРЭС официально получили право продолжить работу в режиме «вынужденного генератора по теплоснабжению» (!) до декабря 2019 г., учитывая, что данные блоки являются единственным источником теплоснабжения потребителей пос. Кадуй.

Также в России имеют место региональные угрозы надежности топливообеспечения в Уральском регионе, связанные с высокой зависимостью от импорта казахстанских углей и с замещением выводимых из эксплуатации угольных генерирующих мощностей новыми ПГУ/ГТУ, изолированных районах Крайнего Севера и др.

Решение проблем организации надежного топливообеспечения ТЭС требует реализации следующих мер:

- рационализации региональных топливно-

энергетических балансов (структур установленной электрической мощности всех видов генерации и расхода топлива на ТЭС);

- максимально возможного использования местных видов топлива в энергетических целях;
- модернизации котельного оборудования для диверсификации топливной корзины;
- создания собственной топливной базы;
- создания условий для межтопливной конкуренции;
- совершенствования нормативной правовой базы антимонопольного законодательства в части установления доминирующего положения компании-поставщика топлива на ТЭС.

Возможным решением указанных проблем является развитие угольной генерации, одним из основных барьеров для которого является отсутствие новых «чистых» угольных технологий, разработка пилотных проектов которых, как показывает практика, невозможна без государственного участия.

В подпрограмме 9 «Силовая электротехника и энергетическое машиностроение» Государственной программы Российской Федерации «Развитие промышленности и повышение ее конкурентоспособности» (утвержденной Постановлением Правительства Российской Федерации от 15.04.2014 №328), реализуемой до 2020 г., бюджетные ассигнования на осуществление пилотных проектов «чистых» угольных технологий, разработанных в данной Государственной программе (угольные энергоблоки нового поколения на суперсверхкритических параметрах пара (ССКП) и с

ЦКС) не предусматриваются.

Принимая во внимание текущее геополитическое положение России, государственную политику импортозамещения, а также ограниченность бюджетных средств, необходимо сконцентрировать меры государственной поддержки только на пилотных проектах новых «чистых» угольных технологий, которые одновременно удовлетворяют следующим условиям:

полностью созданы российскими научными институтами, инжиниринговыми компаниями и энергомашиностроительными предприятиями;

имеют наиболее высокую степень проработки и готовности к практической реализации;

имеют потенциал тиражирования на ТЭС России.

В качестве возможных проектов для перспективного развития «большой» угольной энергетики в России следует рассматривать:

на ТЭС в европейской части – совершенствование технологий и оборудования, примененных на новых блоках Черепетской ГРЭС, с повышением установленной электрической мощности блока до 330 МВт и параметров пара, с проектным кузнецким углем марок Д и Г;

на ТЭС Урала, Сибири и Дальнего Востока – создание блока 330 МВт с ЦКС с проектным местным бурым углем (с учетом практического опыта функционирования нового блока с ЦКС на Новочеркасской ГРЭС).

Для перспективного развития малой распределенной энергетики в России может быть использован,



например, практический опыт, реализованный в г. Таштагол Кемеровской области – эффективная когенерационная установка с топочным устройством с высокотемпературным кипящим слоем (ВТКС) и противодавленческой турбиной вихревого типа (ПВТ) малой мощности, с проектным местным углем и возможностью сжигания отходов углеобогащения (пилотный проект Южно-Кузбасской энергетической компании и НПО ЦКТИ).

Развитие угольной энергетики в России имеет крайне актуальную социальную значимость для угольной отрасли, которая несет большую социальную нагрузку. Её состояние оказывает определяющее влияние на жизнь более 1 млн человек в более чем 100 угольных городах и поселках.

Очевидно, что развитие угольной энергетики России обладает мультипликативным эффектом для технологически связанных с ней отечественных отраслей промышленности и создает основу для восстановления частично утраченных позиций нашей страны в строительстве современных тепловых электростанций на уровне мировых стандартов, а также в лидерстве в инженерной области науки в мире.

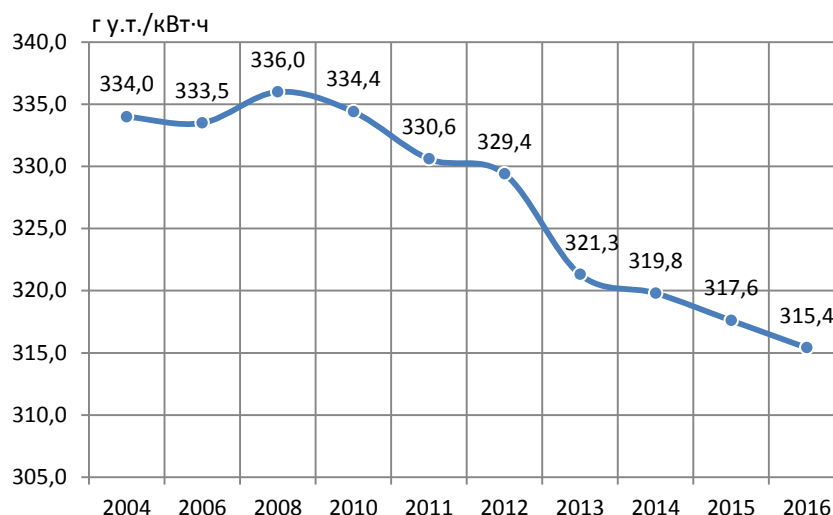
ЭФФЕКТИВНОСТЬ ТЕПЛОВОЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

Удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии в тепловой электроэнергетике

Расчётное средневзвешенное значение удельного расхода условного топлива, относимого на отпуск электроэнергии с шин тепловых электростанций, по типам основного оборудования электростанций, в 2016 г. составило 315,4 г у.т./кВт·ч.

Постепенное снижение среднего значения удельного расхода условного топлива на ТЭС, относимого на отпуск электроэнергии, в 2010 – 2016 годы связано с увеличением доли высокоэффективного парогазового оборудования в тепловой электроэнергетике, оптимизацией и перераспределением приоритетов при составлении ремонтных программ тепловых станций в сторону работ, направленных на увеличение коэффициента полезного действия основного генерирующего оборудования, действующие в настоящее время в отрасли механизмы нормирования удельных расходов, а также рыночные механизмы и конкуренция. (Рисунок 11).

Рисунок 11. Удельный расход условного топлива, относимый на отпуск электроэнергии, рассчитанный в пропорциональном методе разделения топлива между видами продукции



Каждый грамм снижения удельного расхода условного топлива приносит 1,8 миллиарда рублей экономии в топливе в действующих ценах.

ПОКАЗАТЕЛИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРИСОЕДИНЕНИЯ К ЭЛЕКТРИЧЕСКИМ СЕТЯМ

25 октября 2016 г. Всемирный банк опубликовал очередные результаты ежегодного исследования «Ведение бизнеса», в котором Российская Федерация по совокупности всех исследуемых показателей заняла 40 место из 190 (по числу участвующих стран).

В отчете по показателю «Подключение к системе электроснабжения» в части индикаторов «Индекс надежности электроснабжения» и «Прозрачности тарифов» Россия подтвердила прошлогоднюю максимальную оценку 8 из 8 баллов. По индикаторам, характеризующим процедуру подключения к электрическим сетям, Всемирный банк отметил, что процедура подключения к электрическим сетям в г. Москве и г. Санкт-Петербурге, как и по итогам прошлого года исследования, осуществляется в 3 этапа. Также здесь без изменения остались сроки процедуры (160,5 дней). Стоимость подключения сократилась в два раза (до 44,1% от дохода на душу населения). Всемирный банк учел, что в соответствии с федеральным законода-

тельством в Российской Федерации с 1 октября 2015 г. в состав платы за технологическое присоединение энергопринимающих устройств максимальной мощностью не более 150 кВт включаются только 50 % от затрат на строительство объектов электросетевого хозяйства сетевой организации. Кроме того, в своем отчете Всемирный банк отметил ряд реформ и сервисов, введенных ПАО «МОЭСК» и ПАО «Ленэнерго», повышающих удобство прохождения процедуры (выдача заявителю договора на технологическое присоединение и энергоснабжения одновременно на этапе подачи заявки, возможность использования рассрочки платежа).

Сумма баллов («передовой рубеж») Российской Федерации по показателю «Подключение к системе электроснабжения», определяющий место в рейтинге, составляет 84,22%.

Агрегированный результат по всем индикаторам показателя «Подключение к системе электроснабжения» позволил России закрепиться на 30-ом месте. По результатам



прошлогодного исследования Россия по данному показателю заняла 29-ю строку рейтинга (с учетом пересчета текущего года 26-ю строку). Итоги рейтинга 2017 г. свидетельствуют о закреплении ранее достигнутых результатов развития услуг сетевых организаций и внедренных ими практик, предусмотренных реформами в нормативной правовой базе. Кроме того, они подтверждают вывод о невозможности достижения целевого показателя по срокам технологического присоединения (90 дней) и дальнейшего продвижения Российской Федерации в рейтинге по показателю «подключение к системе электроснабжения».

Без мер, направленных на решение вопросов, связанных с трудоемкими и длительными процессами предоставления земельных участков и получения исходно-разрешительной документации для строительства объектов электросетевого хозяйства, сокращение сроков технологического присоединения к электрическим сетям невозможно.

В настоящее время продолжается реализация меры по повышению

доступности энергетической инфраструктуры на территории всех субъектов Российской Федерации. Распоряжением Правительства Российской Федерации от 31 января 2017 г. № 147-р утверждены целевые модели упрощения процедур ведения бизнеса и повышения инвестиционной привлекательности субъектов Российской Федерации, в том числе и целевая модель «Технологическое присоединение к электрическим сетям». Во исполнение указанного распоряжения в субъектах Российской Федерации утверждены соответствующие «дорожные карты» и Минэнерго России осуществляет мониторинг их реализации. Основной задачей целевой модели является унификация процедуры технологического присоединения во всех субъектах Российской Федерации и сокращение суммарного срока реализации мероприятий по технологическому присоединению до 90 дней.



ЦЕНЫ НА ЭЛЕКТРИЧЕСКУЮ ЭНЕРГИЮ И МОЩНОСТЬ

Цены на розничных рынках электроэнергии¹⁶

Средневзвешенный уровень цен на электроэнергию на розничных рынках¹⁷ в среднем по Российской Федерации в 2016 г. составил 3,00 руб./кВт·ч, прирост цен по сравнению с аналогичным периодом предыдущего года составил 7,6% (Таблица 18).

Таблица 18. Средние цены на электроэнергию по отдельным видам экономической деятельности потребителей на розничных рынках Российской Федерации в 2014-2016 гг.

Виды экономической деятельности	2014 г., руб./кВт ч	2015 г., руб./кВт ч	2016 г., руб./кВт ч	Прирост к 2015 г., %
Потребители – всего	2,64	2,79	3,00	7,6%
Население, в т. ч.:	2,47	2,61	2,79	7,1%
Население городское	2,66	2,81	2,99	6,4%
Население сельское	2,00	2,12	2,36	11,1%
Потребители, исключая население, в т. ч.:	2,68	2,84	3,06	7,7%
Сельское хозяйство	3,49	3,72	4,02	8,1%
Добыча полезных ископаемых	2,30	2,36	2,56	8,5%
Обрабатывающие производства, в т. ч.:	2,12	2,27	2,39	5,2%
Химическое производство	2,23	2,28	2,46	8,0%
Металлургическое производство	1,52	1,70	1,73	1,8%
Транспорт и связь	3,43	3,67	3,95	7,7%
Прочие виды деятельности	3,05	3,28	3,59	9,5%

Таблица 19. Показатели инфляции по данным Росстата

	2014	2015	2016	Изменение к 2015 г.
Инфляция в Российской Федерации, %	11,36	12,91	5,38	-7,53 п.п.

По данным Росстата инфляция в Российской Федерации за 12 месяцев 2016 г. составила 5,38%. В 2015 и 2014 гг. уровень инфляции был более высоким (Таблица 19).

¹⁶ Сведения по данным отчетности ГП, ЭСК и потребителей ОРЭМ, представляемой в Минэнерго России.

¹⁷ Под средневзвешенными (средними) ценами электроэнергии на РРЭ здесь и далее подразумевается расчетная (удельная) стоимость 1 кВт·ч потребленной электроэнергии, определенная на основании данных о полезном отпуске и начисленной стоимости электроэнергии для конечных потребителей по видам их экономической деятельности. Цены по населению указаны с НДС, по остальным категориям потребителей – без НДС. В связи с отсутствием информации в приведенных ценах не учитывается денежный поток по отдельным договорам на оплату услуг по передаче электроэнергии между потребителями электроэнергии и ТСО.



Средний темп роста розничных цен на электроэнергию в 2015 г. (7,6% к уровню 2015 г.) сложился выше показателя накопленной инфляции. Если в первые месяцы 2015 года темп роста цен на электроэнергию был более значительным (по итогам 1 полугодия цены выросли на 9,7% к аналогичному периоду предыдущего года), то во втором полугодии темп роста цен заметно снизился и составил 6,2% (в декабре 2016 г. - 5,3%), что сопоставимо с показателем годовой инфляции.

Менее высокие темпы роста цен на электроэнергию во втором полугодии главным образом связаны с утвержденными ФАС России индексами роста максимального уровня тарифов (не более 7,5%) при проведении 1 июля 2016 г. индексации регулируемых тарифов на электроэнергию (тарифов на передачу электрической энергии, тарифов для населения, сбытовых надбавок гарантирующих поставщиков), а также с отменой индексации с 1 июля 2016 г. оптовых цен на газ для потребителей (к которым относятся производители электроэнергии).

По итогам 2016 г. темп роста цен на электроэнергию для потребителей, не относящихся к населению, составил 7,7%, а темп роста цен для населения - 7,1%. Как и в предыдущем году, можно отметить увеличение объемов перекрестного субсидирования между тарифной группой «население» и прочими потребителями.

Наибольший темп роста цен за год отмечен в категориях «Население сельское» (11,1%), «Прочие виды экономической деятельности» (9,5%), «Добыча полезных ископаемых» (8,5%).

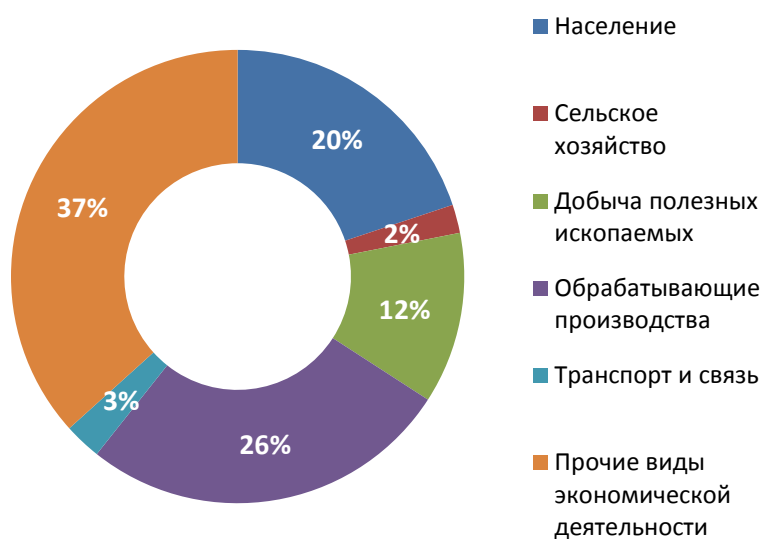
По наиболее высоким розничным ценам приобретали электроэнергию потребители в категориях «Сельское хозяйство» (в среднем 4,02 руб./кВт·ч) и «Транспорт и связь» (3,95 руб./кВт·ч).



Фактические темпы роста цен на электроэнергию по итогам 2016 г. не превысили темпов, предусмотренных в Прогнозе социально-экономического развития Российской Федерации на 2016 год. Рост цен на розничном рынке для потребителей, исключая население, прогнозировался на уровне 107,8-108,7%, фактический рост составил 107,7%. Рост тарифов для населения был спрогнозирован на уровне 108,0%, фактический рост сложился на уровне 107,1%.

Структура объемов полезного отпуска электроэнергии конечным потребителям в 2016 г. приведена на диаграмме ниже (Рисунок 12). По сравнению с 2014-2015 гг. значимых изменений в структуре полезного отпуска электроэнергии не произошло.

Рисунок 12.
Структура полезного отпуска электроэнергии конечным потребителям в среднем по Российской Федерации в 2016 г.



Значения среднеотпускных цен на электроэнергию в субъектах Российской Федерации в 2014-2016 гг. приведены в Приложениях 4 - 6.

В Приложении 6 даны средневзвешенные цены на электроэнергию на розничных рынках для потребителей по видам экономической деятельности и федеральным округам в 2014-2016 гг.

**Причины
наиболее
существен-
ного отклю-
нения цен на
электроэнер-
гию**

Центральный федеральный округ

Увеличение цен в Тверской области по сравнению с 2015 г. связано с включением в стоимость электроэнергии перерасчетов по предыдущим периодам.

Северо-Западный федеральный округ

Заметное увеличение цен в г. Санкт-Петербурге по сравнению с 2015 г. вызвано высокими темпами роста утвержденных тарифов на услуги по передаче электроэнергии, связанного с исполнением поручения руководства страны по улучшению финансово-хозяйственного состояния ПАО «Ленэнерго».

Уральский федеральный округ

Отмечено увеличение цен электроэнергии в Тюменской области к уровню 2015 г. в категории потребителей «Добыча сырой нефти и природного газа».

Сибирский федеральный округ

Рост цен в Забайкальском крае главным образом связан с ростом тарифов на услуги по передаче электрической энергии на среднем и низком напряжении. Доля услуг по передаче электроэнергии в цене потребителей региона весьма высока (более 65%). Также у потребителей Забайкалья одна из самых высоких в стране величина доплат за выработку электроэнергии вынужденными генераторами. В Республике Хакасия отмечено снижение цен на электроэнергию для предприятий ОК РУСАЛ.

Дальневосточный федеральный округ

В Магаданской области рост цен вызван снижением полезного отпуска из-за ухода потребителей на альтернативные источники энерго- и теплоснабжения, а также ростом затрат ПАО «Магаданэнерго».



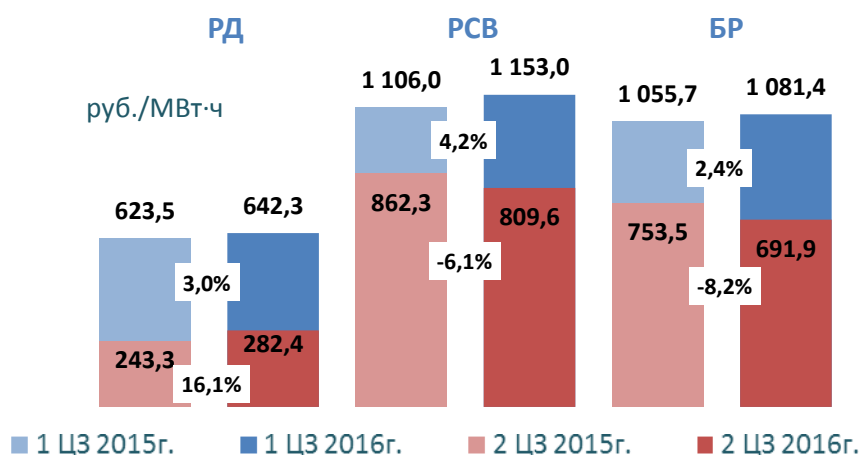
Цены на оптовом рынке электроэнергии и мощности

Ниже приведены сведения о ценах реализации электроэнергии на оптовом рынке электроэнергии и мощности по секторам рынка для первой и второй ценовых зон в 2014-2016 гг., а также изменении цен в 2016 г. к соответствующим значениям 2015 г. (Таблица 20, Рисунок 13).

Таблица 20. Средневзвешенные оптовые цены на электрическую энергию в 2014-2016 гг.

Секторы рынка	2014 г., руб./МВт ч	2015 г., руб./МВт ч	2016 г., руб./МВт ч	Изменение к 2015 г., %
Первая ценовая зона				
РД	655,70	623,47	642,29	3,0
РСВ	1 121,08	1 106,00	1 153,00	4,2
БР	1 079,72	1 055,73	1 081,36	2,4
Вторая ценовая зона				
РД	264,61	243,26	282,41	16,1
РСВ	743,00	862,25	809,58	-6,1
БР	643,26	753,52	691,86	-8,2

Рисунок 13. Изменение цен реализации электроэнергии на ОРЭМ в 2015-2016 гг.



Средняя цена электроэнергии на РСВ в 1 ЦЗ в 2016 г. увеличилась к уровню 2015 г., что объясняется ростом объемов спроса на электроэнергию, вызванного в том числе низкими температурами наружного воздуха во время отопительного периода, а также снижением объемов поставки более дешевой электроэнергии ГЭС в связи с неблагоприятной гидрологической обстановкой в летний и осенний периоды.

Во 2 ЦЗ в 2016 г. отмечено снижение средней цены электроэнергии на РСВ, что в основном было обусловлено ростом объемов поставки электроэнергии ГЭС в сравнении с маловодным 2015 годом.

Структура объемов реализации электроэнергии и мощности на ОРЭМ по секторам рынка для первой и второй ценовых зон в 2016 г. представлена на диаграммах ниже (Рисунок 14, Рисунок 15).

Рисунок 14.
Структура объемов реализации электроэнергии по секторам ОРЭМ в 2016 г.

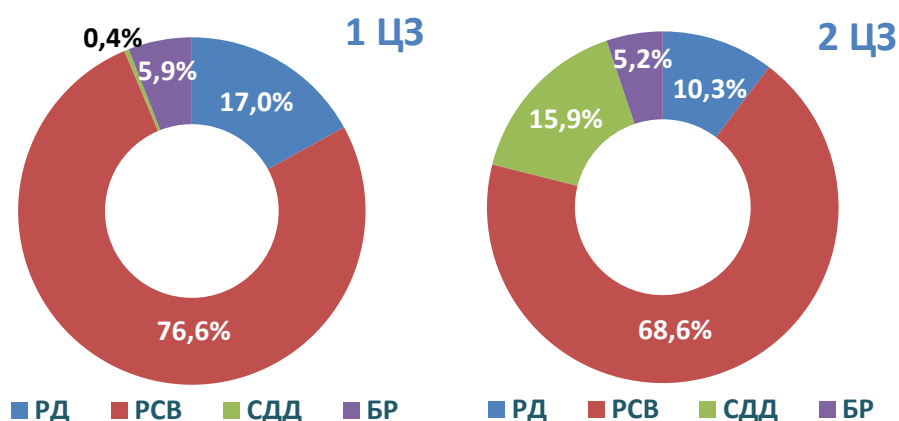
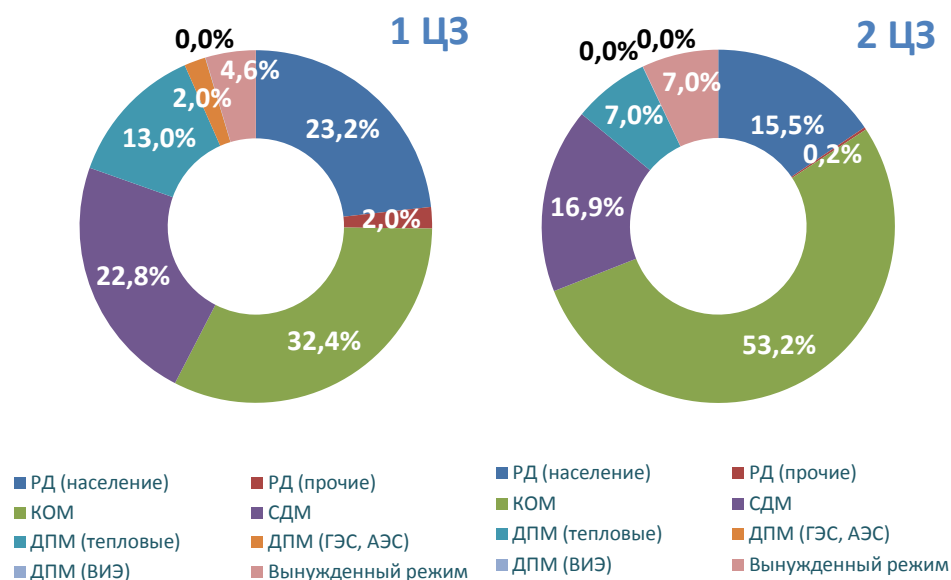


Рисунок 15.
Структура объемов поставки мощности по секторам ОРЭМ в 2016 г.



Наибольшие объемы электроэнергии в обеих ЦЗ приобретаются на РСВ. Во 2-й ЦЗ около 16% электроэнергии продается по свободным двухсторонним договорам (СДД). В 1-й ЦЗ доля СДД мала.

На рынке мощности наибольшие объемы реализуются по результатам конкурентного отбора мощности (КОМ), хотя в 1-й ЦЗ во второй половине 2016 г. на первое место вышли свободные договоры купли-продажи мощности (СДМ). Доля ДПМ в 1-й ЦЗ практически вдвое выше, чем во 2-й ЦЗ, доля РД – в полтора раза выше.

Далее приведены сведения о ценах реализации мощности на ОРЭМ по секторам рынка для первой и второй ценовых зон в 2014-2016 гг. и изменении цен в 2016 г. к соответствующим значениям в 2015 г. (Таблица 21, Рисунок 20, Рисунок 17).

Таблица 21. Средневзвешенные цены поставки мощности в 2014-2016 гг.

Секторы рынка	2014 г., тыс руб./МВт	2015 г., тыс руб./МВт	2016 г., тыс руб./МВт	Изменение к 2015 г., %
Первая ценовая зона				
РД (население)	147,75	150,06	156,24	4,1%
РД (прочие)	146,14	153,58	159,44	3,8%
КОМ	163,41	147,76	146,47	-0,9%
СДМ	141,00	118,54	112,62	-5,0%
ДПМ (тепловые)	512,40	616,10	774,65	25,7%
ДПМ (ГЭС, АЭС)	697,17	790,13	897,29	13,6%
ДПМ ВИЭ	—	2 939,51	3 494,95	18,9%
Вынужденный режим	328,92	211,17	265,00	25,5%
Вторая ценовая зона				
РД (население)	94,40	85,58	97,09	13,4%
РД (прочие)	111,64	102,54	110,33	7,6%
КОМ	94,24	151,39	181,30	19,8%
СДМ	103,84	179,00	189,19	5,7%
ДПМ (тепловые)	874,57	1 046,75	1 169,11	11,7%
ДПМ (ГЭС, АЭС)	—	—	—	—
ДПМ ВИЭ	—	2 413,92	2 986,27	23,7%
Вынужденный режим	235,06	245,16	309,27	26,1%

Значительный рост цены КОМ во 2-й ЦЗ вызван снятием с 1 мая 2016 г. ограничений на продажу 100% мощности сибирских ГЭС по рыночным ценам.

В 2016 г. объемы поставки мощности вынужденными генераторами в 1-й ЦЗ снизились по сравнению с преды-

дущим годом на 37%, а во 2-й ЦЗ выросли на 20%.

Цена мощности, поставляемой в вынужденном режиме, в обеих ЦЗ сложилась заметно выше, чем в 2015 г.

Рисунок 16.
Средние цены
поставки мощ-
ности на ОРЭМ
в 2015-2016 гг.

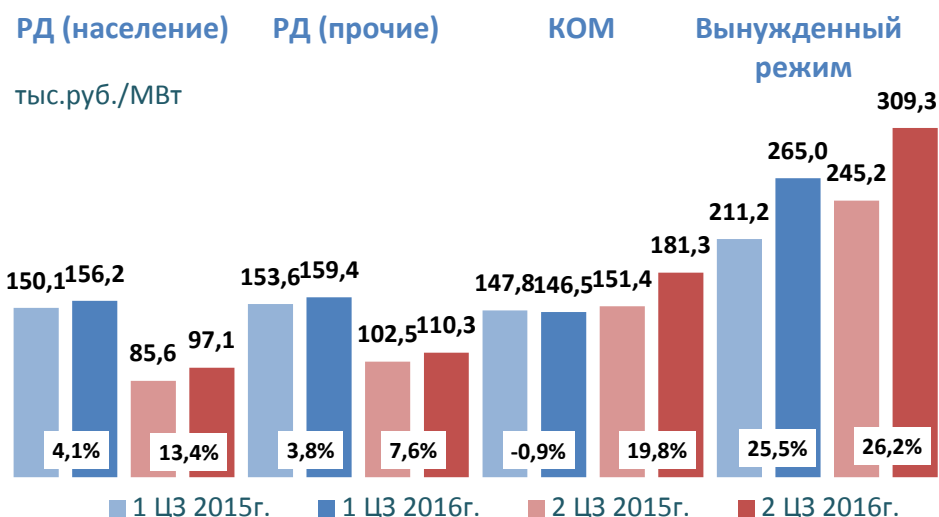
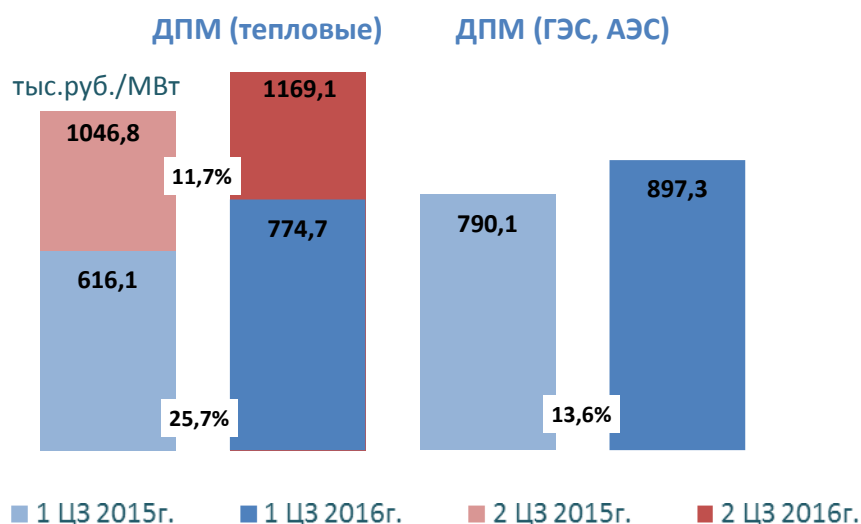


Рисунок 17.
Средние цены
поставки мощ-
ности по ДПМ в
2015-2016 гг.



В 2016 г. по сравнению с 2015 г. отмечен значительный рост цены мощности ДПМ в обеих ЦЗ. Это связано с крупными вводами новых генерирующих объектов ДПМ в 2015-2016 гг., а также изменением порядка определения цены на мощность. Объем поставки мощности по ДПМ ТЭС в 1-й ЦЗ увеличился на 16%. Во 2-й ЦЗ увеличение составило всего 3% по причине вывода во внеплановый ремонт ТГ-3 Березовской ГРЭС. По ДПМ ГЭС, АЭС в 1-й ЦЗ объем поставки мощности вырос на 26%.

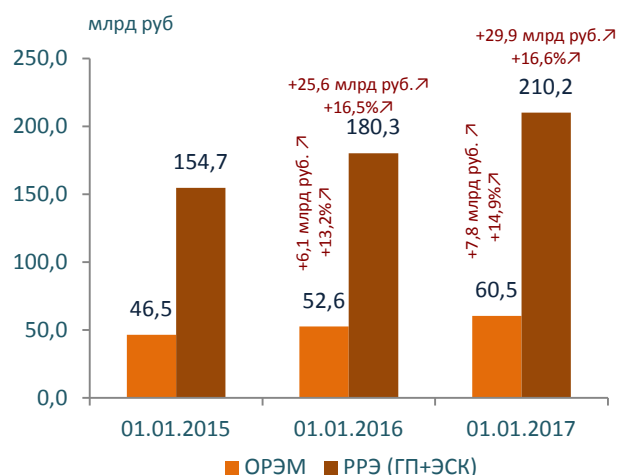
ЗАДОЛЖЕННОСТЬ НА РЫНКАХ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Задолженность на оптовом и розничном рынках электроэнергии

На 1 января 2017 г. общая задолженность участников оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ) в ценовых и неценовых зонах рынка перед поставщиками электрической энергии и мощности составила 60,5 млрд руб. По сравнению со значением на 1 января 2016 г. задолженность увеличилась на 7,8 млрд руб. или на 14,9%. Темп роста задолженности на ОРЭМ в 2016 г. сложился на 1,7% выше, чем в 2015 году (Рисунок 18).

На 1 января 2017 г. общая задолженность потребителей электроэнергии перед гарантирующими поставщиками и энергосбытовыми компаниями (ГП+ЭСК) на розничных рынках электроэнергии (РРЭ) на 1 января 2017 г. составила 210,2 млрд руб. По сравнению со значением на 1 января 2016 г. задолженность увеличилась на 29,9 млрд руб. или на 16,6%. Темп роста задолженности на розничных рынках электроэнергии в 2016 г. сложился практически на том же уровне, как в 2015 году (Рисунок 18). Федеральный закон от 3 ноября 2015 г. N 307-ФЗ о повышении платежной дисциплины, не привел к снижению задолженности в связи с неготовностью подзаконных нормативных правовых актов.

Рисунок 18. Задолженность покупателей электроэнергии (мощности) на оптовом рынке электроэнергии и мощности и розничных рынках электроэнергии на 1 января года



В составе задолженности на ОРЭМ по территориям Российской Федерации по оперативным данным на расчётную дату 31 декабря 2016 года (Рисунок 19) наибольшая задолженность в Северо-Кавказском федеральном округе – 38,14 млрд руб. или 63,1% от общей задолженности на ОРЭМ. На 1 января 2016 г. эта задолженность составляла 31,86 млрд руб. или 60,5% от общей задолженности на ОРЭМ, а на 1 января 2015 г. – 27,34 млрд руб. или 58,9%.

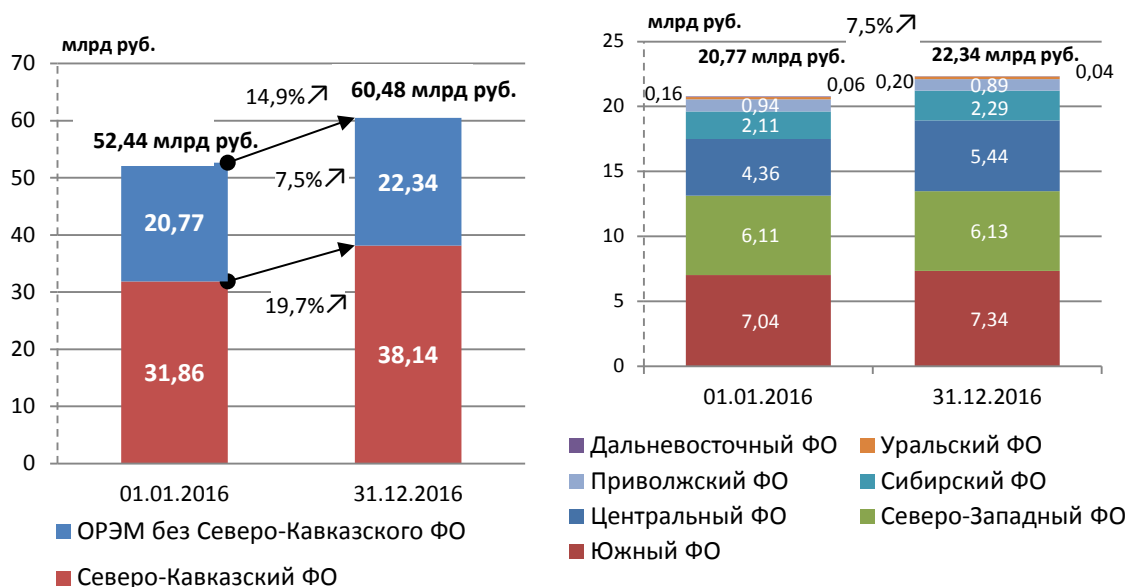


Рисунок 19. Задолженность по оплате электрической энергии (мощности) на ОРЭМ по территориям Российской Федерации

Общая задолженность федеральных округов за исключением Северо-Кавказского – 22,34 млрд руб. Среди них основная масса долгов формируется в Южном, Северо-Западном и Центральном федеральных округах – 18,92 млрд руб. (84,7%).

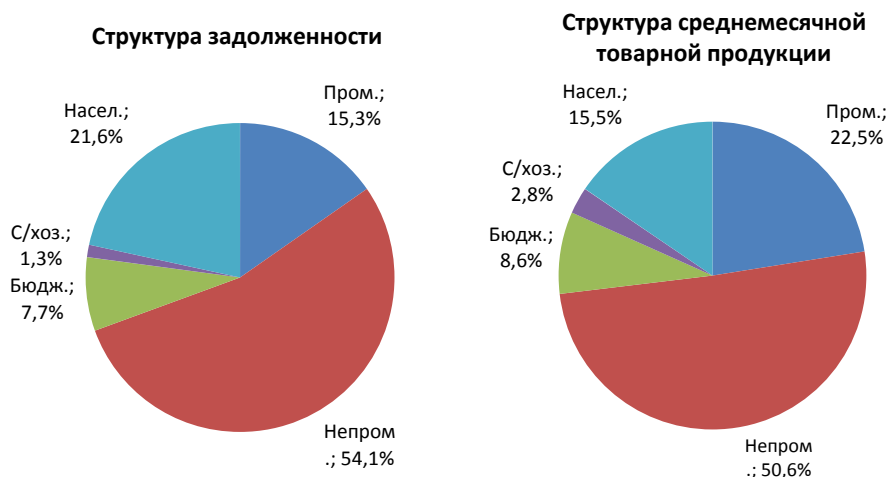
В Сибирском федеральном округе задолженность составляет 2,29 млрд руб. (10,3%). Наименьшая задолженность в Дальневосточном федеральном округе (40 млн руб.).

На 31.12.2016 в составе общей задолженности на ОРЭМ 61% задолженности приходится на гарантирующих поставщиков, 39% - на прочих потребителей ОРЭМ.

97% задолженности на ОРЭМ сформировалось в ценовых зонах оптового рынка, 3% - в неценовых зонах.

Структура задолженности потребителей на розничных рынках электрической энергии перед гарантирующими поставщиками и среднемесячной товарной продукции от реализации электроэнергии по данным на 31 декабря 2016 г. представлена на диаграмме (Рисунок 20).

Рисунок 20. Структура задолженности потребителей по оплате электрической энергии (мощности) и товарной продукции от реализации электроэнергии на розничных рынках



Задолженность на розничных рынках перед гарантирующими поставщиками и энергосбытовыми компаниями по группам потребителей по данным на 31 декабря 2016 г. представлена в таблице ниже (Таблица 22).

Таблица 22. Структура задолженности по группам потребителей на розничных рынках перед гарантирующими поставщиками и энергосбытовыми компаниями

	Задолженность, млрд руб.			Прирост в 2016г., млрд руб.
	на 01.01.2016	на 31.12.2016	к ср. мес. ТП (мес.)	
Промышленные потребители	29,1	32,2	0,80	3,1
Непромышленные потребители	96,0	113,8	1,25	17,8
Бюджетные потребители	13,7	16,1	1,04	2,4
Сельскохозяйственные товаропроизводители	2,2	2,7	0,54	0,5
Население	39,3	45,4	1,63	6,1
Всего	180,3	210,2	1,17	29,9

Наибольшую задолженность по оплате электроэнергии имеют «Непромышленные потребители» (113,8 млрд руб.) и «Население» (45,4 млрд руб.). Наименьшую задолженность - «Сельскохозяйственные потребители» (2,7 млрд руб.).

Наибольший абсолютный прирост задолженности наблюдается в группе «Непромышленные потребители» (+17,8 млрд руб.). Наименьший - в группах «Сельскохозяйственные потребители» (+0,5 млрд руб.) и «Бюджетные потребители» (+2,4 млрд руб.).

Наибольший относительный прирост задолженности (в периодах среднемесячной товарной продукции) в 2016 г. наблюдается по группам «Население» (0,22 периода) и «Непромышленные потребители» (0,20 периода). Наименьший прирост задолженности - в группе «Промышленные потребители» (0,08 периода).

Взаимная задолженность ГП, ЭСК и ТСО

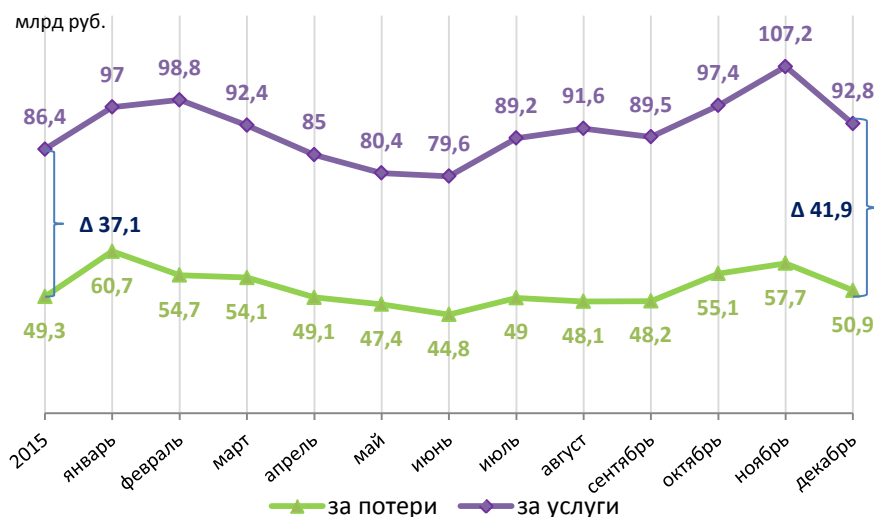
По данным гарантирующих поставщиков и энергосбытовых компаний на 31.12.2016 г. задолженность территориальных сетевых организаций перед ГП и ЭСК за оплату компенсации потерь электроэнергии



в электрических сетях составляет – 50,9 млрд руб. Задолженность гарантирующих поставщиков и энергосбытовых компаний за услуги территориальных сетевых организаций составляет 92,8 млрд руб.

Динамика задолженности гарантирующих поставщиков и энергосбытовых компаний за январь - декабрь 2016 г. представлена на диаграмме (Рисунок 21). Увеличение сальдированной задолженности гарантирующих поставщиков и энергосбытовых компаний за январь-декабрь 2016 г. составило 4,8 млрд руб., что в процентном отношении составляет рост за прошедший период на 12,9%.

Рисунок 21. Динамика задолженности ГП и ЭСК за потери и услуги по передаче электроэнергии



ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ СОКРАЩЕНИЯ

АО	Автономный округ, автономная область
АЭС	Атомная электростанция
БР	Балансирующий рынок
ГАЭС	Гидроаккумулирующая электростанция
ГМЦ	Гидрометцентр
ГП	Гарантирующий поставщик
ГРЭС	Государственная районная электростанция
ГЭС	Гидроэлектростанция
ДЗО	Дочернее зависимое общество
ДПМ	Договор предоставления мощности
ДФО	Дальневосточный федеральный округ
ЕЭС	Единая энергетическая система
ЖКХ	Жилищно-коммунальное хозяйство
ЗАО	Закрытое акционерное общество
ЗСП	Зона свободного перетока мощности
ИПП	Индекс промышленного производства
КОМ	Конкурентный отбор мощности
НГКМ	Нефтегазоконденсатное месторождение
НДС	Налог на добавленную стоимость
НПЗ	Нефтеперерабатывающий завод
НЦЗ	Неценовая зона
ОАО	Открытое акционерное общество
ОГК	Оптовая генерирующая компания
ООО	Общество с ограниченной ответственностью
ОРЭМ	Оптовый рынок электроэнергии и мощности
ОЭС	Объединенная энергетическая система
МГТЭС	Мобильная газотурбинная электростанция
МУП	Муниципальное унитарное предприятие
ПАО	Публичное акционерное общество
ПГУ	Парогазовая установка
ПСУ	Паросиловая установка



ПФО	Приволжский федеральный округ
РАО	Российское акционерное общество
РД	Регулируемые договоры
РК	Районная котельная
РРЭ	Розничные рынки электрической энергии
РСВ	Рынок «на сутки вперед»
СДД	Свободные двухсторонние договоры
СДМ	Свободные договоры купли-продажи мощности
СЗФО	Северо-Западный федеральный округ
СКФО	Северо-Кавказский федеральный округ
СПБ	Сводный прогнозный баланс производства и поставок электро- энергии
СППГ	Соответствующий период прошлого года
СФО	Сибирский федеральный округ
ТГК	Территориальная генерирующая компания
ТСО	Территориальная сетевая организация
ТЭС	Тепловая электростанция
ТЭЦ	Теплоэлектроцентральный
УФО	Уральский федеральный округ
ФО	Федеральный округ
ФАС	Федеральная антимонопольная служба
ЦЗ	Ценовая зона оптового рынка электроэнергии и мощности
ЦФО	Центральный федеральный округ
ЭСК	Энергосбытовая компания
ЮФО	Южный федеральный округ

СПИСОК РИСУНКОВ

Рисунок 1. Динамика электропотребления в Российской Федерации в 2015-2016 гг.....	17
Рисунок 2. Структура производства электроэнергии за 2014 - 2016 годы по типам электростанций.....	21
Рисунок 3. Вводы и выходы генерирующего оборудования на электростанциях России, МВт.....	27
Рисунок 4. Структура установленной мощности электростанций ЕЭС России по типам электростанций на 31 декабря 2016 г.....	27
Рисунок 5. Отпуск тепловой энергии субъектами отрасли «Электроэнергетика» по федеральным округам.....	30
Рисунок 6. Отпуск тепловой энергии с коллекторов тепловых электростанций отрасли «Электроэнергетика» по федеральным округам .	30
Рисунок 7. Структура отпуска тепловой энергии в отрасли «Электроэнергетика» по видам источников в 2016 г.	30
Рисунок 8. Структура расхода топлива на ТЭС России в 2014-2016 гг., %	34
Рисунок 9. Структуры расхода топлива на ТЭС по федеральным округам Российской Федерации в 2014-2016 гг., %.....	38
Рисунок 10. Ценовое соотношение газ/уголь на ТЭС территориальных зон потенциальной межтопливной конкуренции Российской Федерации в 2014-2016 гг., доли единицы	48
Рисунок 11. Удельный расход условного топлива, относимый на отпуск электроэнергии, рассчитанный в пропорциональном методе разделения топлива между видами продукции	57
Рисунок 12. Структура полезного отпуска электроэнергии конечным потребителям в среднем по Российской Федерации в 2016 г.	62
Рисунок 13. Изменение цен реализации электроэнергии на ОРЭМ в 2015-2016 гг.....	64



Рисунок 14. Структура объемов реализации электроэнергии по секторам ОРЭМ в 2016 г.	65
Рисунок 15. Структура объемов поставки мощности по секторам ОРЭМ в 2016 г.	65
Рисунок 16. Средние цены поставки мощности на ОРЭМ в 2015-2016 гг.	67
Рисунок 17. Средние цены поставки мощности по ДПМ в 2015-2016 гг.	67
Рисунок 18. Задолженность покупателей электроэнергии (мощности) на оптовом рынке электроэнергии и мощности и розничных рынках электроэнергии на 1 января года	68
Рисунок 19. Задолженность по оплате электрической энергии (мощности) на ОРЭМ по территориям Российской Федерации	69
Рисунок 20. Структура задолженности потребителей по оплате электрической энергии (мощности) и товарной продукции от реализации электроэнергии на розничных рынках	70
Рисунок 21. Динамика задолженности ГП и ЭСК за потери и услуги по передаче электроэнергии.....	72

СПИСОК ТАБЛИЦ

Таблица 1. Стоимость обыкновенных акций наиболее крупных компаний электроэнергетики на ПАО «Московская Биржа»	9
Таблица 2. Средневзвешенные цены электроэнергии на РРЭ и уровень инфляции	12
Таблица 3. Электропотребление в Российской Федерации.....	14
Таблица 4. Производство электрической энергии в 2014 - 2016 г.	19
Таблица 5. Производство электрической энергии по территориям.....	21
Таблица 6. Фактический баланс электрической энергии по Российской Федерации.....	22
Таблица 7. Вводы генерирующего оборудования на электростанциях Российской Федерации в 2016 г.	23
Таблица 8. Вывод из эксплуатации генерирующего оборудования на электростанциях ЕЭС России в 2016 г.	24
Таблица 9. Изменение показателей установленной мощности электростанций объединённых энергосистем и ЕЭС России в 2016 г.....	26
Таблица 10. Структура установленной мощности электростанций объединённых энергосистем и ЕЭС России на 01.01.2017	27
Таблица 11. Коэффициенты использования установленной мощности электростанций по ЕЭС России и отдельным ОЭС в 2015 и 2016 гг., %	28
Таблица 12. Отпуск тепловой энергии субъектами отрасли «Электроэнергетика».....	29
Таблица 13. Объемы поставки и расхода топлива на ТЭС России	32
Таблица 14. Объемы поставки и расхода топлива на ТЭС по федеральным округам Российской Федерации	35
Таблица 15. Средневзвешенные цены поставленного и сожженного топлива на ТЭС Российской Федерации	40
Таблица 16. Средневзвешенные цены поставленного и сожженного топлива на ТЭС по федеральным округам Российской Федерации.....	42



Таблица 17. Анализ состояния запасов на 01.01.2016 г. и на 01.01.2017 г.....	50
Таблица 18. Средние цены на электроэнергию по отдельным видам экономической деятельности потребителей на розничных рынках Российской Федерации в 2014-2016 гг.	60
Таблица 19. Показатели инфляции по данным Росстата	60
Таблица 20. Средневзвешенные оптовые цены на электрическую энергию в 2014-2016 гг.	64
Таблица 21. Средневзвешенные цены поставки мощности в 2014-2016 гг. ...	66
Таблица 22. Структура задолженности по группам потребителей на розничных рынках перед гарантирующими поставщиками и энергосбытовыми компаниями	71

СПИСОК ПРИЛОЖЕНИЙ

Приложение 1. Изменение электропотребления в субъектах Российской Федерации в 2014 -2016 годах

Приложение 2. Выработка электроэнергии электростанциями в 2014 -2016 годах

Приложение 3. Средневзвешенные фактические цены на электроэнергию для конечных потребителей в субъектах Российской Федерации в 2014 -2016 годах

Приложение 4. Средневзвешенные фактические цены на электроэнергию для населения в субъектах Российской Федерации в 2014 -2016 годах

Приложение 5. Средневзвешенные фактические цены на электроэнергию для потребителей за исключением населения в субъектах Российской Федерации в 2014 -2016 годах

Приложение 6. Средневзвешенные цены на электроэнергию по основным видам экономической деятельности, по федеральным округам Российской Федерации в 2014 -2016 годах

Приложение 7. Обзор изменений законодательства в сфере энергетики, принятых в 2016 году

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

Изменение электропотребления в субъектах Российской Федерации в 2014-2016 годы

Название объектов и показателей	2014, млн кВт·ч	2015, млн кВт·ч	2016, млн кВт·ч	2015 к 2014, %	2016 к 2015, %
Белгородская область	14 906,1	14 889,7	15 215,2	-0,1%	2,19%
Брянская область	4 508,6	4 477,9	4 419,5	-0,7%	-1,30%
Владимирская область	6 904,1	6 881,8	7 001,3	-0,3%	1,74%
Воронежская область	10 540,3	10 469,7	11 003,0	-0,7%	5,09%
Ивановская область	3 583,7	3 456,8	3 552,7	-3,5%	2,78%
Калужская область	6 321,9	6 302,4	6 592,9	-0,3%	4,61%
Костромская область	3 617,3	3 578,8	3 636,3	-1,1%	1,61%
Курская область	8 502,8	8 609,5	8 681,1	1,3%	0,83
Липецкая область	12 104,5	12 254,6	12 392,4	1,2%	1,12%
г. Москва и Московская область	103 154,9	101 978,7	105 332,6	-1,1%	3,29%
Орловская область	2 798,4	2 793,2	2 841,7	-0,2%	1,74%
Рязанская область	6 629,4	6 429,3	6 640,4	-3,0%	3,28%
Смоленская область	6 304,1	6 342,5	6 330,2	0,6%	-0,19%
Тамбовская область	3 430,3	3 413,2	3 519,9	-0,5%	3,13%
Тверская область	8 251,4	8 344,9	8 312,4	1,1%	-0,39%
Тульская область	9 868,6	9 837,9	9 965,2	-0,3%	1,29%
Ярославская область	7 972,0	8 098,7	8 282,8	1,6%	2,27%
Архангельская область и Ненецкий АО	7 390,4	7 279,6	7 310,3	-1,5%	0,42%
Вологодская область	13 531,5	13 611,3	13 555,9	0,6%	-0,41%
Калининградская область	4 414,6	4 373,4	4 459,0	-0,9%	1,96%
Ленинградская область и г. Санкт-Петербург	43 854,0	43 522,1	45 082,8	-0,8%	3,59%
Мурманская область	12 225,0	12 234,0	12 344,0	0,1%	0,90%
Новгородская область	4 080,9	4 186,6	4 518,7	2,6%	7,93%
Псковская область	2 162,5	2 139,9	2 226,0	-1,0%	4,02%
Республика Карелия	7 689,8	7 716,8	7 918,4	0,4%	2,61%
Республика Коми	8 952,9	8 844,2	9 021,1	-1,2%	2,00%
Краснодарский край и Республика Адыгея	24 750,0	25 500,3	26 962,4	3,0%	5,73%
Республика Крым и г. Севастополь	6 629,9	6 747,5	7 153,6	1,8%	6,02%
Республика Калмыкия	499,6	531,2	536,1	6,3%	0,92%
Астраханская область	4 376,5	4 383,7	4 396,4	0,2%	0,29%
Волгоградская область	15 785,9	15 060,3	15 177,5	-4,6%	0,78%
Ростовская область	17 849,6	17 971,4	18 529,8	0,7%	3,11%



Название объектов и показателей	2014, млн кВт·ч	2015, млн кВт·ч	2016, млн кВт·ч	2015 к 2014, %	2016 к 2015, %
Ставропольский край	9 602,8	9 956,3	10 264,1	3,7%	3,09%
Республика Ингушетия	655,4	681,6	715,3	4,0%	4,94%
Республика Дагестан	5 860,3	6 175,8	6 402,7	5,4%	3,67%
Кабардино-Балкарская Республика	1 603,8	1 630,5	1 679,3	1,7%	2,99%
Республика Северная Осетия - Алания	2 138,6	2 111,6	2 128,7	-1,3%	0,81%
Карачаево-Черкесская Республика	1 275,6	1 282,4	1 274,7	0,5%	-0,60%
Чеченская Республика	2 540,3	2 597,9	2 636,1	2,3%	1,47%
Нижегородская область	20 525,7	19 694,9	20 132,1	-4,0%	2,22%
Кировская область	7 507,9	7 374,8	7 311,7	-1,8%	-0,86%
Самарская область	23 901,1	23 265,5	23 183,1	-2,7%	-0,35%
Оренбургская область	15 625,0	15 631,2	15 685,4	0,0%	0,35%
Пензенская область	4 972,8	4 925,1	4 871,4	-1,0%	-1,09%
Пермский край	23 560,7	23 428,5	23 556,6	-0,6%	0,55%
Саратовская область	12 960,3	12 712,5	12 908,7	-1,9%	1,54%
Ульяновская область	6 009,7	5 916,5	5 913,3	-1,6%	-0,05%
Республика Башкортостан	26 368,1	26 438,3	26 932,6	0,3%	1,87%
Республика Марий Эл	2 634,9	2 588,1	2 642,0	-1,8%	2,08%
Республика Мордовия	3 463,5	3 149,9	3 159,8	-9,1%	0,31%
Республика Татарская	27 120,3	27 025,0	28 431,6	-0,4%	5,20%
Удмуртская Республика	9 518,0	9 507,8	9 721,0	-0,1%	2,24%
Чувашская республика	5 094,4	4 978,9	5 027,6	-2,3%	0,98%
Курганская область	4 601,2	4 390,0	4 447,8	-4,6%	1,32%
Свердловская область	43 819,3	42 940,6	42 426,0	-2,0%	-1,20%
Тюменская область, Ханты-Мансийский АО - Югра и Ямало-Ненецкий АО	93 529,1	92 888,6	94 151,3	-0,7%	1,36%
Челябинская область	36 141,1	35 696,1	35 150,2	-1,2%	-1,53%
Алтайский край и Республика Алтай	10 934,7	10 681,6	10 836,3	-2,3%	1,45%
Красноярский край (без НТЭК)	41 942,4	42 994,0	45 397,9	2,5%	5,59%
Иркутская область	52 819,7	52 467,1	53 209,4	-0,7%	1,41%
Кемеровская область	32 183,2	31 779,7	31 447,4	-1,3%	-1,05%
Новосибирская область	15 785,9	15 630,5	15 938,5	-1,0%	1,97%
Омская область	10 992,5	10 880,8	10 862,4	-1,0%	-0,17%
Томская область	8 923,6	8 552,2	8 627,4	-4,2%	0,88%
Забайкальский край	7 835,3	7 753,5	7 863,4	-1,0%	1,42%
Республика Бурятия	5 408,5	5 363,9	5 394,8	-0,8%	0,58%



Название объектов и показателей	2014, млн кВт·ч	2015, млн кВт·ч	2016, млн кВт·ч	2015 к 2014, %	2016 к 2015, %
Республика Тыва	730,0	777,3	808,2	6,5%	3,98%
Республика Хакасская	16 508,6	16 644,8	16 781,3	0,8%	0,82%
Приморский край	12 544,6	12 777,8	13 108,6	1,9%	2,59%
Хабаровский край (без Николаевского э/р)	8 210,5	8 283,9	8 295,8	0,9%	0,14%
Амурская область	7 983,9	8 069,4	8 370,5	1,1%	3,73%
Камчатский край	1 581,7	1 611,0	1 588,7	1,9%	-1,38%
Магаданская область	2 110,7	2 115,3	2 165,1	0,2%	2,35%
Сахалинская область	2 533,6	2 534,7	2 635,7	0,0%	3,98%
Чукотский АО	472,2	461,6	450,5	-2,2%	-2,40%
Республика Саха (Якутия)	6 489,2	6 644,6	6 816,8	2,4%	2,59%
Еврейская АО	1 395,7	1 369,7	1 489,1	-1,9%	8,72%
Южно-Якутский энерготоргаш	1 667,2	1 721,7	1 913,4	3,3%	11,13%

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

Выработка электроэнергии электростанциями в 2014-2016 годы

	2014, млн кВт·ч	2015, млн кВт·ч	2016, млн кВт·ч	2015 к 2014, %	2016 к 2015, %
Россия					
Выработка всего	1 047 422,0	1 049 904,9	1 071 841,7	0,24%	2,1%
в том числе по типам электростанций:					
- ТЭС	633 869,2	626 136,8	628 038,4	-1,06%	0,3%
- ГЭС	174 505,2	169 920,7	186 649,4	-2,63%	9,8%
- АЭС	180 476,4	195 213,8	196 366,5	8,17%	0,6%
- ГеоТЭС	521,8	451,2	413,9	-13,52%	-8,3%
- СЭС		335,6	468,3		39,6%
- ВЭС		144,6	142,2		-1,7%
- Эл. ст. пром. предприятий	58 049,4	57 702,2	59 763,0	-0,60%	3,6%
В том числе по генерирующим компаниям:					
ТЭС ОГК, всего	263 359,8	247 389,9	244 186,9	-6,06%	-1,3%
ТЭС ТГК, всего	97 502,2	96 868,3	99 339,7	2,25%	2,6%
ПАО "ИНТЕР РАО- Электрогенерация"	90 753,9	84 649,8	79 003,3	-6,73%	-6,7%
ПАО "ОГК 2"	68 852,3	64 621,6	67 368,7	-6,14%	4,3%
ПАО "Юнипро"	59 237,7	53 765,8	54 530,8	-9,24%	1,4%
ПАО "Энел Россия"	44 624,1	44 398,7	43 363,1	-0,51%	-2,3%
ПАО "РусГидро"	79 960,0	77 709,5	90 649,7	-2,81%	16,7%
АО "ТГК-11"	6 886,7	6 994,6	6 658,2	1,57%	-4,8%
ООО "Башкирэнерго"	18 922,7	18 944,0	19 304,7	0,11%	1,9%
ПАО "Т Плюс"	57 497,9	56 258,9	55 396,9	-2,15%	-1,5%
ОАО "ТГК-1"	26 349,6	25 792,3	27 655,1	-2,11%	7,2%
ПАО "Мосэнерго" (ТГК-3)	56 703,8	54 712,4	59 067,6	-3,51%	9,0%
ПАО "Иркутскэнерго"	53 865,6	46 861,3	48 072,7	-13,00%	2,6%
ОАО "ТГК-2"	8 582,3	8 558,2	8 558,2	-0,28%	0,0%
ООО "Тверская Генерация"	1 245,7	1 171,2	1 090,6	-5,98%	-6,9%
ПАО "Квадра" (ТГК-4)	10 092,2	9 372,2	9 339,5	-7,13%	-0,4%
ООО "ЛУКОЙЛ" (ЮГК ТГК-8)	16 809,8	17 579,9	18 147,6	4,58%	3,2%
ОАО "Фортум" (ТГК-10)	22 563,	25 244,8	27 036,0	11,88%	7,1%
ПАО "ТГК-14"	2 504,8	2 696,4	2 625,8	7,65%	-2,6%
ООО "Сибирская генерирующая компания"	31 420,7	37 037,3	35 277,3	17,88%	-4,8%
АО "Дальневосточная ГК"	23 124,1	25 833,4	23 528,1	11,72%	-8,9%
ПАО "Камчатскэнерго"	943,7	959,7	979,6	1,69%	2,1%
ОАО "ЮЭСК"	122,1	124,8	122,1	2,23%	-2,2%
ПАО "Магаданэнерго"	179,	162,0	164,2	-9,64%	1,3%
ОАО "Сахалинэнерго"	2 056,9	2 062,8	2 171,1	0,29%	5,3%
АО "Чукотэнерго"	251,0	245,7	229,5	-2,11%	-6,6%
ПАО "Якутскэнерго"	3 816,9	3 899,1	3 951,6	2,15%	1,4%
Выработка прочих генерирующих компаний	3 60 054,6	380 248,3	387 549,8	5,61%	1,9%

ПРИЛОЖЕНИЕ 3

Средневзвешенные фактические цены на электроэнергию для конечных потребителей в субъектах Российской Федерации в 2014-2016 годы

ФО	Субъект Российской Федерации	2014 руб./кВт·ч	2015 руб./кВт·ч	2016 руб./кВт·ч	Прирост к 2015 г., %
ЦФО	Белгородская область	2,57	2,68	2,83	5,8%
	Брянская область	3,42	3,74	4,00	7,1%
	Владимирская область	2,99	3,28	3,78	15,3%
	Воронежская область	3,12	3,27	3,51	7,3%
	Ивановская область	3,22	3,37	3,71	10,3%
	Тверская область	3,57	3,59	4,06	13,1%
	Калужская область	3,47	3,56	3,85	8,1%
	Костромская область	3,68	3,77	4,09	8,5%
	Курская область	2,68	2,83	3,09	9,1%
	Липецкая область	3,33	2,82	2,81	-0,4%
	г. Москва	3,45	3,64	3,90	7,3%
	Московская область	3,30	3,41	3,71	8,9%
	Орловская область	3,36	3,60	3,81	5,7%
	Рязанская область	3,07	3,17	3,51	10,8%
	Смоленская область	3,00	3,18	3,49	9,6%
	Тамбовская область	3,46	3,59	3,87	7,8%
	Тульская область	3,12	3,28	3,37	2,9%
	Ярославская область	2,97	3,06	3,27	7,0%
СЗФО	Архангельская область	4,28	3,86	4,20	8,8%
	Ненецкий АО	4,23	4,50	4,62	2,7%
	Вологодская область	2,63	2,68	2,81	5,2%
	Калининградская область	2,91	2,98	3,15	5,9%
	Санкт-Петербург	2,94	3,22	3,87	20,1%
	Ленинградская область	2,76	3,04	3,38	11,2%
	Мурманская область	2,15	2,22	2,42	9,2%
	Новгородская область	3,12	3,38	3,57	5,7%
	Псковская область	3,33	3,67	3,74	1,9%
	Республика Карелия	2,56	2,58	2,70	4,8%
	Республика Коми	2,48	2,79	2,86	2,6%
ЮФО	Краснодарский край	3,39	3,66	4,02	9,8%
	Астраханская область	3,18	3,36	3,62	7,7%
	Волгоградская область	2,62	2,97	3,03	2,2%
	Ростовская область	3,57	3,80	4,02	5,8%
	Республика Адыгея	3,56	3,91	4,25	8,7%
	Республика Калмыкия	3,95	4,25	4,61	8,4%
	Республика Крым	-	2,63	2,91	10,8%



ФО	Субъект Российской Федерации	2014 руб./кВт·ч	2015 руб./кВт·ч	2016 руб./кВт·ч	Прирост к 2015 г., %
	г. Севастополь	-	2,82	3,07	8,8%
СКФО	Ставропольский край	3,02	3,23	3,51	8,6%
	Республика Ингушетия	2,87	3,22	3,27	1,6%
	Республика Дагестан	2,01	2,07	2,12	2,8%
	Республика Кабардино-Балкария	2,90	3,05	3,23	5,9%
	Республика Северная Осетия-Алания	2,22	2,40	2,62	9,3%
	Республика Карачаево-Черкесия	3,13	3,13	3,39	8,3%
	Чеченская Республика	2,37	2,39	2,61	9,3%
ПФО	Нижегородская область	3,01	3,10	3,37	8,4%
	Кировская область	3,21	3,35	3,39	1,2%
	Самарская область	3,12	3,09	3,43	10,9%
	Оренбургская область	2,70	2,70	2,86	5,9%
	Пензенская область	3,15	3,39	3,70	9,2%
	Пермский край	2,40	2,74	2,84	3,7%
	Саратовская область	2,92	3,01	3,27	8,6%
	Ульяновская область	2,98	3,01	3,26	8,6%
	Республика Башкортостан	2,43	2,50	2,69	7,3%
	Республика Марий Эл	3,55	3,74	4,21	12,6%
	Республика Мордовия	3,25	3,39	3,61	6,7%
	Республика Татарстан	2,75	2,55	2,66	4,5%
	Республика Удмуртия	2,65	2,76	2,95	6,7%
	Республика Чувашия	2,78	2,87	3,17	10,6%
УФО	Курганская область	3,83	3,77	3,94	4,7%
	Свердловская область	2,64	2,65	2,79	5,4%
	Тюменская область	2,09	2,15	2,54	17,8%
	Ханты-Мансийский АО - Югра	2,40	2,53	2,65	4,8%
	Ямало-Ненецкий АО	2,73	3,21	3,55	10,6%
	Челябинская область	2,42	2,39	2,60	9,1%
СФО	Алтайский край	2,56	2,87	3,14	9,2%
	Красноярский край	1,27	1,69	1,79	5,5%
	Эвенкийский АО	13,75	13,95	14,07	0,9%
	Иркутская область	1,11	1,44	1,49	3,3%
	Кемеровская область	1,88	2,17	2,35	8,3%
	Новосибирская область	1,99	2,30	2,61	13,4%
	Омская область	2,34	2,57	2,90	13,2%
	Томская область	2,56	2,54	2,61	2,8%
	Забайкальский край	2,86	2,77	3,51	26,4%
	Республика Бурятия	2,71	3,15	3,22	2,1%
	Республика Алтай	3,64	3,98	4,35	9,3%
	Республика Тыва	2,63	2,94	3,16	7,8%



ФО	Субъект Российской Федерации	2014 руб./кВт·ч	2015 руб./кВт·ч	2016 руб./кВт·ч	Прирост к 2015 г., %
	Республика Хакасия	1,52	1,69	1,40	-16,9%
ДФО	Приморский край	2,45	2,83	2,99	5,8%
	Хабаровский край	2,64	2,88	3,15	9,4%
	Амурская область	2,33	2,42	2,45	1,3%
	Камчатский край	4,16	4,63	5,09	10,0%
	Магаданская область	3,24	3,59	4,36	21,6%
	Сахалинская область	3,68	4,11	4,35	5,7%
	Чукотский АО	9,22	10,78	11,49	6,6%
	Республика Саха	5,65	5,78	6,55	13,3%
	Еврейская АО	2,10	2,20	2,25	2,0%

ПРИЛОЖЕНИЕ 4

Средневзвешенные фактические цены на электроэнергию для населения в субъектах Российской Федерации в 2014-2016 годы

ФО	Субъект Российской Федерации	2014 руб./кВт·ч	2015 руб./кВт·ч	2016 руб./кВт·ч	Прирост к 2015 г., %
ЦФО	Белгородская область	2,29	2,42	2,54	5,1%
	Брянская область	2,67	2,81	2,91	3,6%
	Владимирская область	2,86	3,04	3,61	18,9%
	Воронежская область	2,06	2,27	2,41	5,8%
	Ивановская область	2,71	2,84	3,11	9,4%
	Тверская область	3,07	3,21	3,43	7,0%
	Калужская область	2,68	2,81	3,02	7,3%
	Костромская область	2,99	3,19	3,46	8,2%
	Курская область	2,24	2,47	2,62	5,9%
	Липецкая область	2,15	2,27	2,43	6,9%
	г. Москва	3,31	3,54	3,86	9,0%
	Московская область	3,43	3,56	3,81	6,9%
	Орловская область	2,73	2,87	3,05	6,0%
	Рязанская область	2,98	3,17	3,42	8,0%
	Смоленская область	2,11	2,23	2,39	7,2%
	Тамбовская область	2,38	2,51	2,70	7,9%
	Тульская область	2,69	2,82	2,98	5,5%
	Ярославская область	2,66	2,81	2,93	4,3%
СЗФО	Архангельская область	2,34	2,54	3,08	21,3%
	Ненецкий АО	3,20	3,41	3,68	7,8%
	Вологодская область	2,52	2,69	2,86	6,5%
	Калининградская область	3,02	3,17	3,34	5,2%
	Санкт-Петербург	2,82	2,97	3,19	7,4%
	Ленинградская область	2,39	2,55	2,72	6,6%
	Мурманская область	1,62	1,99	2,10	5,4%
	Новгородская область	2,54	2,87	3,09	7,8%
	Псковская область	2,56	2,67	2,83	5,9%
	Республика Карелия	1,75	1,83	1,96	7,4%
ЮФО	Республика Коми	2,54	2,89	3,30	14,2%
	Краснодарский край	2,58	2,73	2,94	7,5%
	Астраханская область	3,31	3,32	3,57	7,4%
	Волгоградская область	2,71	3,00	3,31	10,3%
	Ростовская область	3,24	3,32	3,43	3,2%
	Республика Адыгея	2,57	2,74	2,94	7,5%
	Республика Калмыкия	3,04	3,26	3,44	5,4%
	Республика Крым	-	1,58	1,90	20,7%
	г. Севастополь	-	1,58	1,86	17,7%



ФО	Субъект Российской Федерации	2014 руб./кВт·ч	2015 руб./кВт·ч	2016 руб./кВт·ч	Прирост к 2015 г., %
СКФО	Ставропольский край	2,62	2,80	2,97	6,4%
	Республика Ингушетия	2,30	2,44	2,58	5,7%
	Республика Дагестан	1,63	1,77	1,84	4,4%
	Республика Кабардино-Балкария	2,43	2,57	2,81	9,2%
	Республика Северная Осетия-Алания	2,90	3,03	3,20	5,8%
	Республика Карачаево-Черкесия	2,61	2,60	2,96	14,2%
	Чеченская Республика	1,79	1,85	1,97	6,7%
	ПФО	2,70	3,00	3,37	12,3%
ПФО	Нижегородская область	2,70	3,00	3,37	12,3%
	Кировская область	2,58	2,73	2,88	5,6%
	Самарская область	2,32	2,28	2,48	8,8%
	Оренбургская область	1,80	1,90	2,06	8,6%
	Пензенская область	2,36	2,49	2,67	7,4%
	Пермский край	2,05	2,52	2,54	0,9%
	Саратовская область	2,33	2,45	2,62	6,9%
	Ульяновская область	2,33	2,48	2,69	8,6%
	Республика Башкортостан	1,81	2,00	2,16	7,8%
	Республика Марий Эл	2,31	2,39	2,63	9,9%
	Республика Мордовия	2,27	2,39	2,53	5,9%
	Республика Татарстан	2,62	2,75	2,93	6,4%
	Республика Удмуртия	2,49	2,65	2,81	5,7%
	Республика Чувашия	2,25	2,32	2,48	6,8%
	УФО	2,44	2,62	2,72	3,8%
	Свердловская область	1,93	2,14	2,31	8,1%
УФО	Тюменская область	1,55	1,63	1,76	7,7%
	Ханты-Мансийский АО - Югра	1,59	1,69	1,81	6,9%
	Ямало-Ненецкий АО	1,68	1,78	1,89	6,2%
	Челябинская область	1,87	1,89	2,03	7,3%
	СФО	2,34	2,49	2,69	8,1%
	Алтайский край	2,34	2,49	2,69	8,1%
	Красноярский край	1,42	1,54	1,67	8,4%
	Эвенкийский АО	1,30	1,38	1,51	9,0%
	Иркутская область	0,60	0,62	0,67	7,4%
	Кемеровская область	1,96	2,06	2,17	5,2%
	Новосибирская область	1,70	1,79	1,88	5,1%
	Омская область	2,59	2,71	2,90	6,9%
	Томская область	1,73	1,77	2,20	23,9%
	Забайкальский край	2,42	2,71	2,74	1,0%
	Республика Бурятия	2,39	2,93	2,94	0,3%
	Республика Алтай	2,98	3,18	3,42	7,4%
	Республика Тыва	1,90	1,97	2,11	7,1%
	Республика Хакасия	1,20	1,28	1,34	4,7%



ФО	Субъект Российской Федерации	2014 руб./кВт·ч	2015 руб./кВт·ч	2016 руб./кВт·ч	Прирост к 2015 г., %
ДФО	Приморский край	1,80	1,89	2,03	7,5%
	Хабаровский край	2,77	2,90	3,06	5,4%
	Амурская область	2,36	2,45	2,54	3,7%
	Камчатский край	3,82	4,04	4,38	8,4%
	Магаданская область	3,57	3,67	3,94	7,3%
	Сахалинская область	2,94	3,12	3,26	4,3%
	Чукотский АО	4,32	4,81	4,90	1,9%
	Республика Саха	2,44	2,63	2,81	6,9%
	Еврейская АО	2,08	2,12	2,17	2,6%

ПРИЛОЖЕНИЕ 5

Средневзвешенные фактические цены на электроэнергию для потребителей за исключением населения в субъектах Российской Федерации в 2014-2016 годы

ФО	Субъект Российской Федерации	2014 руб./кВт·ч	2015 руб./кВт·ч	2016 руб./кВт·ч	Прирост к 2015 г., %
ЦФО	Белгородская область	2,60	2,71	2,87	5,9%
	Брянская область	3,74	4,17	4,54	8,8%
	Владимирская область	3,02	3,37	3,85	14,1%
	Воронежская область	3,55	3,70	4,00	8,0%
	Ивановская область	3,38	3,56	3,94	10,9%
	Тверская область	3,82	3,77	4,34	15,1%
	Калужская область	3,67	3,75	4,06	8,2%
	Костромская область	3,98	4,04	4,38	8,4%
	Курская область	2,74	2,88	3,15	9,5%
	Липецкая область	3,93	2,95	2,88	-2,4%
	г. Москва	3,51	3,67	3,92	6,7%
	Московская область	3,24	3,34	3,66	9,8%
	Орловская область	3,64	3,95	4,15	5,1%
	Рязанская область	3,09	3,17	3,53	11,6%
	Смоленская область	3,16	3,37	3,70	9,8%
	Тамбовская область	3,89	4,09	4,42	8,1%
	Тульская область	3,24	3,40	3,47	2,2%
	Ярославская область	3,06	3,13	3,38	8,0%
СЗФО	Архангельская область	5,25	4,52	4,75	5,1%
	Ненецкий АО	4,72	5,04	5,09	1,0%
	Вологодская область	2,65	2,67	2,80	4,9%
	Калининградская область	2,85	2,88	3,06	6,4%
	Санкт-Петербург	2,99	3,32	4,14	24,7%
	Ленинградская область	2,88	3,20	3,62	13,1%
	Мурманская область	2,23	2,24	2,45	9,5%
	Новгородская область	3,33	3,56	3,75	5,3%
	Псковская область	3,68	4,14	4,16	0,6%
	Республика Карелия	2,74	2,75	2,88	4,5%
	Республика Коми	2,47	2,77	2,79	0,6%
ЮФО	Краснодарский край	3,79	4,13	4,59	11,2%
	Астраханская область	3,10	3,38	3,65	7,9%
	Волгоградская область	2,61	2,96	2,99	1,0%
	Ростовская область	3,72	4,02	4,31	7,3%
	Республика Адыгея	4,19	4,68	5,12	9,3%
	Республика Калмыкия	4,74	5,08	5,53	8,9%
	Республика Крым	-	3,49	3,79	8,3%



ФО	Субъект Российской Федерации	2014 руб./кВт·ч	2015 руб./кВт·ч	2016 руб./кВт·ч	Прирост к 2015 г., %
	г. Севастополь	-	4,02	4,35	8,1%
СКФО	Ставропольский край	3,19	3,42	3,73	9,3%
	Республика Ингушетия	3,43	3,93	4,30	9,5%
	Республика Дагестан	2,43	2,45	2,56	4,4%
	Республика Кабардино-Балкария	3,15	3,35	3,46	3,4%
	Республика Северная Осетия-Алания	2,01	2,22	2,37	6,5%
	Республика Карачаево-Черкесия	3,33	3,34	3,58	7,2%
	Чеченская Республика	3,05	3,06	3,54	15,7%
ПФО	Нижегородская область	3,10	3,13	3,36	7,5%
	Кировская область	3,35	3,48	3,46	-0,4%
	Самарская область	3,25	3,26	3,63	11,4%
	Оренбургская область	2,81	2,81	2,96	5,4%
	Пензенская область	3,50	3,76	4,15	10,4%
	Пермский край	2,47	2,78	2,90	4,2%
	Саратовская область	3,14	3,22	3,51	9,0%
	Ульяновская область	3,29	3,26	3,56	9,0%
	Республика Башкортостан	2,51	2,59	2,78	7,5%
	Республика Марий Эл	3,84	4,05	4,58	13,0%
	Республика Мордовия	3,52	3,66	3,91	6,9%
	Республика Татарстан	2,78	2,52	2,63	4,2%
	Республика Удмуртия	2,68	2,78	2,98	7,0%
	Республика Чувашия	2,98	3,07	3,42	11,4%
УФО	Курганская область	4,13	4,05	4,25	4,9%
	Свердловская область	2,79	2,76	2,90	5,2%
	Тюменская область	2,18	2,22	2,62	18,2%
	Ханты-Мансийский АО - Югра	2,45	2,58	2,70	4,7%
	Ямало-Ненецкий АО	2,88	3,44	3,83	11,5%
	Челябинская область	2,52	2,48	2,71	9,2%
СФО	Алтайский край	2,65	3,06	3,36	9,9%
	Красноярский край	1,26	1,70	1,79	5,3%
	Эвенкийский АО	31,87	34,30	37,14	8,3%
	Иркутская область	1,14	1,50	1,55	3,5%
	Кемеровская область	1,86	2,19	2,38	8,8%
	Новосибирская область	2,07	2,45	2,83	15,3%
	Омская область	2,22	2,50	2,91	16,4%
	Томская область	2,72	2,67	2,68	0,3%
	Забайкальский край	3,00	2,79	3,72	33,2%
	Республика Бурятия	2,84	3,25	3,35	3,1%
	Республика Алтай	4,19	4,64	5,14	10,8%
	Республика Тыва	3,19	3,60	3,97	10,2%



ФО	Субъект Российской Федерации	2014 руб./кВт·ч	2015 руб./кВт·ч	2016 руб./кВт·ч	Прирост к 2015 г., %
ДФО	Республика Хакасия	1,54	1,71	1,41	-17,8%
	Приморский край	2,76	3,41	3,72	9,1%
	Хабаровский край	2,62	2,87	3,16	10,1%
	Амурская область	2,32	2,42	2,44	0,7%
	Камчатский край	4,33	4,92	5,44	10,5%
	Магаданская область	3,21	3,57	4,41	23,4%
	Сахалинская область	4,11	4,69	4,99	6,5%
	Чукотский АО	9,99	11,75	12,67	7,9%
	Республика Саха	6,35	6,37	7,43	16,5%
	Еврейская АО	2,11	2,22	2,26	1,9%

ПРИЛОЖЕНИЕ 6

Средневзвешенные цены на электроэнергию по основным видам экономической деятельности в разрезе федеральных округов Российской Федерации в 2014-2016 годы

Виды экономической деятельности	2014 руб./кВт·ч	2015 руб./кВт·ч	2016 руб./кВт·ч	Прирост к 2015 г., %
Российская Федерация				
Потребители - всего	2,64	2,79	3,00	7,6%
Население, в т. ч.:	2,47	2,61	2,79	7,1%
Население городское	2,66	2,81	2,99	6,4%
Население сельское	2,00	2,12	2,36	11,1%
Потребители, исключая население, в т. ч.:	2,68	2,84	3,06	7,7%
Сельское хозяйство	3,49	3,72	4,02	8,1%
Добыча полезных ископаемых	2,30	2,36	2,56	8,5%
Обрабатывающие производства, в т. ч.:	2,12	2,27	2,39	5,2%
Химическое производство	2,23	2,28	2,46	8,0%
Металлургическое производство	1,52	1,70	1,73	1,8%
Транспорт и связь	3,43	3,67	3,95	7,7%
Прочие виды экономич. деятельности	3,05	3,28	3,59	9,5%
Центральный федеральный округ				
Потребители - всего	3,23	3,35	3,61	7,6%
Население, в т. ч.:	3,05	3,22	3,46	7,6%
Население городское	3,27	3,45	3,68	6,5%
Население сельское	2,38	2,54	2,98	17,2%
Потребители, исключая население, в т. ч.:	3,29	3,40	3,66	7,7%
Сельское хозяйство	3,79	3,95	4,17	5,6%
Добыча полезных ископаемых	2,26	2,28	2,36	3,2%
Обрабатывающие производства, в т. ч.:	2,96	3,02	3,22	6,5%
Химическое производство	2,53	2,54	2,67	5,3%
Металлургическое производство	2,53	2,50	2,63	4,9%
Транспорт и связь	3,50	3,70	3,91	5,7%
Прочие виды экономич. деятельности	3,49	3,60	3,90	8,4%
Северо-Западный федеральный округ				
Потребители - всего	2,81	2,96	3,29	11,3%
Население, в т. ч.:	2,52	2,71	2,93	8,2%
Население городское	2,63	2,82	3,05	8,1%
Население сельское	2,01	2,15	2,35	9,3%
Потребители, исключая население, в т. ч.:	2,90	3,03	3,40	12,2%
Сельское хозяйство	3,81	4,07	4,19	2,9%
Добыча полезных ископаемых	1,81	1,88	2,00	6,5%
Обрабатывающие производства, в т. ч.:	2,57	2,51	2,87	14,1%
Химическое производство	2,31	2,37	3,25	37,2%
Металлургическое производство	1,87	1,81	2,05	12,7%

Виды экономической деятельности	2014 руб./кВт·ч	2015 руб./кВт·ч	2016 руб./кВт·ч	Прирост к 2015 г., %
Транспорт и связь	3,37	3,67	4,30	17,1%
Прочие виды экономич. деятельности	3,28	3,53	3,95	11,8%
Южный федеральный округ				
Потребители - всего	3,25	3,44	3,68	7,2%
Население, в т. ч.:	2,85	2,76	2,95	6,9%
Население городское	3,21	3,05	3,26	7,0%
Население сельское	2,31	2,32	2,49	7,1%
Потребители, исключая население, в т. ч.:	3,41	3,73	4,02	7,6%
Сельское хозяйство	4,06	4,31	4,72	9,5%
Добыча полезных ископаемых	4,08	3,87	4,10	5,9%
Обрабатывающие производства, в т. ч.:	2,69	2,94	3,17	7,9%
Химическое производство	2,23	3,01	3,29	9,3%
Металлургическое производство	2,37	2,46	2,61	6,0%
Транспорт и связь	3,78	3,92	4,19	6,8%
Прочие виды экономич. деятельности	3,66	4,02	4,27	6,3%
Северо-Кавказский федеральный округ				
Потребители - всего	2,68	2,82	3,01	7,0%
Население, в т. ч.:	2,24	2,35	2,46	4,9%
Население городское	2,68	2,79	2,96	6,0%
Население сельское	1,80	1,89	1,99	5,3%
Потребители, исключая население, в т. ч.:	2,93	3,10	3,39	9,5%
Сельское хозяйство	3,85	4,03	4,28	6,4%
Добыча полезных ископаемых	2,88	3,13	3,27	4,5%
Обрабатывающие производства, в т. ч.:	2,31	2,38	2,60	9,0%
Химическое производство	1,87	1,99	2,29	14,8%
Металлургическое производство	1,71	1,60	1,54	-4,1%
Транспорт и связь	3,16	3,36	3,53	5,1%
Прочие виды экономич. деятельности	3,15	3,36	3,74	11,2%
Приволжский федеральный округ				
Потребители - всего	2,79	2,83	3,04	7,2%
Население, в т. ч.:	2,32	2,47	2,65	7,2%
Население городское	2,54	2,70	2,89	6,9%
Население сельское	1,84	1,95	2,12	8,3%
Потребители, исключая население, в т. ч.:	2,89	2,91	3,12	7,1%
Сельское хозяйство	3,69	3,87	4,20	8,5%
Добыча полезных ископаемых	2,52	2,43	2,60	6,8%
Обрабатывающие производства, в т. ч.:	2,71	2,62	2,78	6,4%
Химическое производство	2,43	2,23	2,41	8,0%
Металлургическое производство	2,29	2,22	2,40	8,0%
Транспорт и связь	3,79	3,92	4,06	3,8%
Прочие виды экономич. деятельности	2,99	3,11	3,39	8,9%

Виды экономической деятельности	2014 руб./кВт·ч	2015 руб./кВт·ч	2016 руб./кВт·ч	Прирост к 2015 г., %
Уральский федеральный округ				
Потребители - всего	2,47	2,51	2,71	8,0%
Население, в т. ч.:	1,81	1,93	2,08	7,5%
Население городское	1,85	1,98	2,14	7,9%
Население сельское	1,67	1,77	1,90	7,1%
Потребители, исключая население, в т. ч.:	2,57	2,60	2,81	8,0%
Сельское хозяйство	3,42	3,45	3,71	7,4%
Добыча полезных ископаемых	2,25	2,31	2,58	11,4%
Обрабатывающие производства, в т. ч.:	2,47	2,40	2,49	3,9%
Химическое производство	2,87	2,87	2,99	4,3%
Металлургическое производство	2,23	2,16	2,27	4,8%
Транспорт и связь	3,56	3,74	4,03	7,8%
Прочие виды экономич. деятельности	2,85	3,03	3,34	10,4%
Сибирский федеральный округ				
Потребители - всего	1,65	1,94	2,04	5,2%
Население, в т. ч.:	1,81	1,92	2,04	6,2%
Население городское	1,88	2,00	2,11	6,0%
Население сельское	1,67	1,78	1,91	6,9%
Потребители, исключая население, в т. ч.:	1,62	1,94	2,04	5,0%
Сельское хозяйство	2,54	2,89	3,24	12,1%
Добыча полезных ископаемых	2,20	2,54	2,66	4,9%
Обрабатывающие производства, в т. ч.:	1,23	1,59	1,59	0,4%
Химическое производство	1,60	2,01	2,19	9,1%
Металлургическое производство	1,12	1,45	1,41	-2,3%
Транспорт и связь	2,35	2,71	3,02	11,4%
Прочие виды экономич. деятельности	2,10	2,38	2,62	9,9%
Дальневосточный федеральный округ				
Потребители - всего	3,17	3,53	3,77	6,8%
Население, в т. ч.:	2,37	2,48	2,61	5,0%
Население городское	2,49	2,61	2,75	5,1%
Население сельское	1,99	2,10	2,15	2,5%
Потребители, исключая население, в т. ч.:	3,40	3,85	4,16	8,1%
Сельское хозяйство	3,60	3,76	3,89	3,5%
Добыча полезных ископаемых	3,30	3,32	3,54	6,7%
Обрабатывающие производства, в т. ч.:	3,54	3,97	4,05	1,9%
Химическое производство	2,72	2,96	2,95	-0,3%
Металлургическое производство	1,75	1,91	2,39	25,1%
Транспорт и связь	3,89	4,24	4,68	10,5%
Прочие виды экономич. деятельности	3,35	3,86	4,23	9,8%

ПРИЛОЖЕНИЕ 7**ОБЗОР ИЗМЕНЕНИЙ ЗАКОНОДАТЕЛЬСТВА В СФЕРЕ ЭНЕРГЕТИКИ,
ПРИНЯТЫХ В 2016 ГОДУ****Постановления и Распоряжения Правительства Российской Федерации**

- Постановление Правительства РФ от 22.02.2016 №128 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства РФ по вопросам взаимодействия субъектов розничных рынков электрической энергии при заключении договоров энергоснабжения купли-продажи (поставки) электрической энергии (мощности) с потребителями электрической энергии (мощности) до завершения процедуры технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии».
- Постановление Правительства РФ от 29.02.2016 №152 «Об установлении особенностей ценообразования в отношении отдельных субъектов электроэнергетики и о внесении изменений в постановление Правительства РФ от 27.12.2010 №1172 «Об утверждении Правил оптового рынка электрической энергии и мощности и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам организации функционирования оптового рынка электрической энергии и мощности».
- Постановление Правительства РФ от 30.04.2016 №379 «О внесении изменений в пункт 116 Правил оптового рынка электрической энергии и мощности». Постановлением сняты ограничения на продажу всего объема мощности ГЭС, расположенных во второй ценовой зоне оптового рынка электрической энергии и мощности, по свободным (нерегулируемым) ценам.
- Распоряжение Правительства РФ от 30.04.2016 №816-р «О предельном росте величины удельной стоимости покупки электрической энергии и мощности на оптовом рынке». Распоряжением определен предельный рост величины удельной стоимости покупки электроэнергии и мощности на оптовом рынке по свободным (нерегулируемым) ценам для потребителей Республики Бурятия, при превышении, которого доля продажи мощности по свободным (нерегулируемым) ценам ГЭС, расположенных на территории второй ценовой зоны оптового рынка электроэнергии и мощности, сокращается до 80%.
- Постановление Правительства РФ от 17.05.2016 №433 «О внесении изменений в некоторые акты правительства Российской Федерации по вопросам совершен-



ствования порядка ценообразования на территориях, объединенных в неценовые зоны оптового рынка электрической энергии и мощности», в том числе:

- в стандарты раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии, утвержденные постановлением Правительства Российской Федерации от 21.01.2004 №24 «Об утверждении стандартов раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии»;
 - в Правила оптового рынка электрической энергии и мощности, утвержденные постановлением Правительства Российской Федерации от 27.12.2010 №1172 «Об утверждении Правил оптового рынка электрической энергии и мощности и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам организации функционирования оптового рынка электрической энергии и мощности»;
 - в Основы ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике, утвержденные постановлением Правительства Российской Федерации от 29.12.2011 №1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике»;
 - в постановление Правительства РФ от 04.05.2012 №442 «О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии».
- Постановление Правительства РФ от 17.05.2016 № 432 «О внесении изменений в Основные положения формирования и государственного регулирования цен на газ, тарифов на услуги по его транспортировке и платы за технологическое присоединение газоиспользующего оборудования к газораспределительным сетям на территории Российской Федерации». Утвержденные постановлением Правительства РФ от 29.12.2000 №1021 «О государственном регулировании цен на газ, тарифов на услуги по его транспортировке и платы за технологическое присоединение газоиспользующего оборудования к газораспределительным сетям на территории Российской Федерации».
 - Постановление Правительства РФ от 23.05.2016 № 452 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам совершенствования порядка оплаты потребителями коммунальных ресурсов». В Постановлении уточнен порядок оплаты природного газа и тепловой энергии (мощности) отдельными потребителями. В части порядка оплаты природного газа это касается:



- государственных (муниципальных) учреждений, казенных предприятий;
 - ТСЖ, ЖСК, жилищных и гаражных кооперативов, садоводческих, огороднических, дачных и сельскохозяйственных потребительских кооперативов, управляющих организаций, осуществляющих управление многоквартирными домами;
 - организаций, осуществляющих поставку тепловой энергии потребителям ТСЖ, ЖСК, жилищных и гаражных кооперативов, садоводческих, огороднических, дачных и сельскохозяйственных потребительских кооперативов, управляющих организаций, осуществляющих управление многоквартирными домами, в случае, если доля поставки тепловой энергии в общем объеме поставляемых указанными организациями товаров и услуг составляет более 75 процентов. Постановление также содержит уточнения порядка оплаты тепловой энергии (мощности) и (или) теплоносителя бюджетными, казенными и автономными учреждениями, казенными предприятиями.
- Постановление Правительства РФ от 10.06.2016 №525 «О внесении изменений в правила расследования причин аварий в электроэнергетике в целях оптимизации критериев, определяющих аварии, и регламентации процедур их расследования».
 - Постановление Правительства РФ от 20.07.2016 №699 «О внесении изменений в правила оптового рынка электрической энергии и мощности» введены понятия «покупатель с ценозависимым потреблением», «ценозависимое снижение объема покупки электрической энергии», «ценозависимое снижение потребления мощности», а также определены условия расчета равновесных цен с применением ценозависимого снижения объема покупки электрической энергии.
 - Постановление Правительства РФ от 20.07.2016 №701 «О внесении изменений в Положение об осуществлении федерального государственного энергетического надзора» в данное положение внесено дополнение: «Государственный надзор не осуществляется в отношении деятельности потребителей электрической энергии, связанной с эксплуатацией энергопринимающих устройств, используемых для бытовых нужд, а также других энергопринимающих устройств, суммарная максимальная мощность которых не превышает 50 киловатт с номинальным напряжением до 1000 вольт и которые присоединены к одному источнику электроснабжения».



- Распоряжение Правительства РФ от 01.08.2016 №1634-р «Об утверждении схемы территориального планирования Российской Федерации в области энергетики». Новая схема содержит информацию о видах, назначении, наименованиях, об основных характеристиках, о местоположении зон с особыми условиями использования территорий, планируемых для размещения объектов федерального значения в области энергетики на период до 2030 года.
- Распоряжение от 01.08.2016 №1628-р «О значениях цены на мощность, используемых для определения спроса на мощность при проведении в 2016 году долгосрочного конкурентного отбора мощности с началом периода поставки с 1 января 2020 года». Распоряжение устанавливает значения цены на мощность, которые будут использоваться для определения спроса при проведении в 2016 году долгосрочного конкурентного отбора мощности с началом периода поставки с 1 января 2020 года.
- Постановление Правительства РФ от 09.08.2016 №759 «Об уточнении порядка осуществления технологического присоединения к объектам электросетевого хозяйства, принадлежащим организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью». Постановлением расширен перечень присоединяемых к объектам электросетевого хозяйства организаций по управлению ЕНЭС энергопринимающих устройств напряжением ниже 110 кВ.
- Постановление Правительства РФ от 14.09.2016 №919 «Об определении платы за технологическое присоединение объектов по производству электрической энергии - гидроэлектростанций к объектам электросетевого хозяйства». Постановлением утвержден порядок определения платы за технологическое присоединение к объектам электросетевого хозяйства сетевых организаций гидроэлектростанций, в отношении которых не заключены договоры о предоставлении мощности на оптовом рынке электрической энергии (мощности) и сооружение которых осуществляется в соответствии с инвестиционными соглашениями о совместном финансировании инвестиционных проектов за счет средств Инвестиционного фонда Российской Федерации и средств коммерческих организаций.
- Постановление Правительства РФ от 23.09.2016 №953 «О внесении изменений в Правила технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям». Постановлением внесе-

ны изменения в Правила технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям, утвержденные Постановлением Правительства Российской Федерации от 27.12.2004 № 861.

- Постановление Правительства РФ от 23.09.2016 №960 «О внесении изменений в постановление Правительства РФ от 05.12.2006 №748». Постановлением утверждены изменения, которые вносятся в Постановление Правительства РФ от 05.12.2006 №748 «Об утверждении примерного концессионного соглашения в отношении систем коммунальной инфраструктуры и иных объектов коммунального хозяйства, в том числе объектов водо-, тепло-, газо- и энергоснабжения, водоотведения, очистки сточных вод, объектов, на которых осуществляется обращение с отходами производства и потребления, объектов, предназначенных для освещения территорий городских и сельских поселений, объектов, предназначенных для благоустройства территорий, а также объектов социального обслуживания населения».
- Постановление Правительства РФ от 23.09.2016 №961 «О порядке предоставления субсидий из федерального бюджета на государственную поддержку технологического присоединения генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии» (вместе с «Правилами предоставления субсидий из федерального бюджета на государственную поддержку технологического присоединения генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии»).
- Постановление Правительства РФ от 27.09.2016 №971 «О внесении изменений в Правила установления требований к программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности». Постановлением внесены изменения в Правила установления требований к программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности, утвержденные Постановлением Правительства Российской Федерации от 15.05.2010 № 340 «О порядке установления требований к программам в области энергосбережения и повышения энергетиче-

ской эффективности организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности».

- Постановление Правительства РФ от 05.10.2016 №999 «О внесении изменений в акты Правительства Российской Федерации по вопросам формирования мер ответственности за несоблюдение сроков осуществления мероприятий по технологическому присоединению». Постановлением внесены изменения в Правила технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям, утвержденные постановлением Правительства Российской Федерации от 27.12.2004 №861.
- Постановление Правительства РФ от 05.10.2016 №1001 «О внесении изменения в Положение о Министерстве энергетики Российской Федерации и о признании утратившими силу отдельных решений Правительства Российской Федерации». Постановлением дополнены полномочия Минэнерго России в части принятия решений об изъятии земельных участков для государственных нужд Российской Федерации (федеральных нужд) по основаниям, связанным со строительством, реконструкцией следующих объектов федерального значения:
 - объектов федеральных энергетических систем;
 - объектов использования атомной энергии;
 - объектов систем электро-, газоснабжения федерального значения, объектов систем теплоснабжения федерального значения;
 - линейных объектов федерального значения, обеспечивающих деятельность субъектов естественных монополий и относящихся к объектам, указанным в абзацах втором и четвертом настоящего подпункта.
- Постановление Правительства РФ от 11.10.2016 №1030 «О внесении изменений в Основные положения функционирования розничных рынков электрической энергии». Постановлением внесены изменения в Основные положения функционирования розничных рынков электрической энергии, утвержденные Постановлением Правительства РФ от 04.05.2012 №442 «О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии». Изменения касаются предусмотренного Главой XI Правил порядка присвоения организациям статуса гарантирующего поставщика, определения и (или) изменения границ зон деятельности гарантирующих поставщиков.

- Постановление Правительства РФ от 17.10.2016 №1056 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам отнесения владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям». Изменения, вступающие в силу с 01.01.2017, направлены на конкретизацию перечня оснований для отнесения владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям.
- Постановление Правительства РФ от 20.10.2016 №1074 «О внесении изменений и признании утратившими силу некоторых актов Правительства Российской Федерации по вопросам применения нормативов потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям территориальных сетевых организаций», в котором:
 - скорректирована процедура расчета величины потерь при ее передаче по электрическим сетям территориальных сетевых организаций (п. 40 Основ ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике, утвержденных Постановлением Правительства РФ от 29.12.2011 №1178);
 - уточнен порядок учета уровня потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям в рамках тарифного регулирования;
 - уточнен порядок распределения между сетевыми организациями объема потерь гарантирующим поставщиком в случае не предоставления ему сведений о фактических потерях электрической энергии в объектах электросетевого хозяйства одной или нескольких сетевых организаций.
- Постановление Правительства РФ от 30.11.2016 №1265 «О порядке установления платы за технологическое присоединение вновь вводимых в эксплуатацию объектов по производству электрической энергии атомных станций и гидроэлектростанций (в том числе гидроаккумулирующих электростанций) к объектам единой национальной (общероссийской) электрической сети», которым предусмотрена возможность предоставления рассрочки внесения платы за технологическое присоединение по заявке, направляемой заявителем при присоединении указанных объектов генерации к объектам единой национальной электрической сети. Такая рассрочка предоставляется заявителю на период, равный 10 годам со дня подписания сторонами акта об осуществлении технологического присоединения. Также Постановлением уточняется порядок установления цен на мощность вводимых в эксплуатацию новых объектов атомных и гидроэлектростанций (в том числе гидроаккумулирующих). В частности, устанавливаемые цены должны включать компенсацию затрат поставщиков –

участников оптового рынка электроэнергии и мощности на технологическое присоединение к объектам электросетевого хозяйства, соответствующим критериям отнесения к единой национальной электрической сети, с учетом выбранного указанным поставщиком порядка расчетов за технологическое присоединение.

- Постановление Правительства РФ от 08.12.2016 №1319 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам обмена документами, подписанными электронной подписью, в ходе осуществления мероприятий по технологическому присоединению энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии», которым определен порядок заключения договора продажи электрической энергии и осуществления процедуры технологического присоединения к электрическим сетям в электронной форме.
- Постановление Правительства РФ от 10.12.2016 №1334 «О внесении изменений в постановление Правительства Российской Федерации от 18.08.2010 г. №636», которым изменены требования к энергосервисным контрактам. Согласно новым правилам все заказчики независимо от вида деятельности формируют подробное техническое описание, указывают сроки выполнения каждого мероприятия по энергосбережению и повышению энергоэффективности согласно Федеральному Закону от 05.04.2013 №44-ФЗ «О контрактной системе в сфере закупок товаров, работ, услуг для обеспечения государственных и муниципальных нужд». Стоимость единицы энергетического ресурса приравнена к цене (тарифу), по которой заказчик в соответствии с Федеральным Законом №44-ФЗ рассчитывается за поставку энергоресурса, и которая действует на дату отбора.

Приказы, выпущенные Минэнерго России

- Вступил в силу Приказ Министерства энергетики РФ от 23.09.2015 г. №666 «Об утверждении Административного регламента предоставления Министерством энергетики Российской Федерации государственной услуги по утверждению нормативов создания запасов топлива при производстве электрической энергии, а также нормативов запасов топлива на источниках тепловой энергии при производстве электрической и тепловой энергии в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии с установленной мощностью производства электрической энергии 25 мегаватт и более».



- Приказ Министерства энергетики РФ от 31.08.2016 №875 «О внесении изменений в Методику определения нормативов потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям, утвержденную приказом Минэнерго России от 07.08.2014 № 506».
- Приказ Министерства энергетики РФ от 31.10.2016 №1161 «Об утверждении форм предоставления в обязательном порядке юридическими лицами и индивидуальными предпринимателями информации для включения в сегмент в области электроэнергетики, теплоэнергетики государственной информационной системы топливно-энергетического комплекса и требований к заполнению этих форм». Приказом установлено, что предоставление информации в ГИС ТЭК по утвержденным формам осуществляется после ввода в эксплуатацию соответствующего сегмента ГИС ТЭК.

Приказы, выпущенные Федеральной антимонопольной службой Российской Федерации

- Вступил в силу Приказ Федеральной антимонопольной службы РФ от 30.09.2015 №900/15 «Об утверждении Методических указаний по установлению цен (тарифов) и (или) предельных (минимальных и (или) максимальных) уровней цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность), произведенную на функционирующих, на основе использования возобновляемых источников энергии квалифицированных генерирующих объектах и приобретаемую в целях компенсации потерь в электрических сетях».
- Приказ Федеральной антимонопольной службы РФ от 04.07.2016 №888/16 «О внесении изменений и дополнений в Методические указания по расчету регулируемых цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденные приказом ФСТ России от 13.06.2013 №760-э». Приказом уточнен порядок расчета и включения в необходимую валовую выручку регулируемых организаций величины предпринимательской прибыли.
- Приказ Федеральной антимонопольной службы РФ от 11.11.2016 №1595/16 «Об утверждении минимальной нормы доходности для расчета тарифов в сфере теплоснабжения с применением метода обеспечения доходности инвестированного капитала на долгосрочный период регулирования с началом долгосрочного периода регулирования в 2017 году».

