



**СИСТЕМНЫЙ ОПЕРАТОР  
ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ**

## **Отчет об объемах поставленной на оптовый рынок мощности в 2017 году**

## **I. Поставка мощности на оптовый рынок**

Под поставкой мощности на оптовый рынок электроэнергии и мощности понимается обеспечение готовности генерирующего оборудования к выработке электроэнергии, включая проведение необходимых ремонтов оборудования.

По состоянию на декабрь 2017 года поставку мощности на оптовом рынке осуществляли 85 участников оптового рынка с использованием 394 электростанций, представленных 639 группами точек поставки генерации (ГТПГ), в состав которых входит 1 891 единица генерирующего оборудования. Суммарная установленная мощность электростанций, функционирующих на оптовом рынке, по состоянию на 01.01.2018 составила 225,1 ГВт.

На оптовый рынок мощность может поставляться только оборудованием, прошедшим аттестацию, включающую в себя тестирование оборудования для фактического подтверждения возможности длительной работы с заявленной мощностью. При проведении аттестации генерирующего оборудования определяется предельный объем поставки мощности, равный фактической нагрузке, которая поддерживалась в период проведения тестирования, установленная мощность такого оборудования, рассчитываемая по результатам испытаний с учетом приведения параметров окружающей среды к нормальным (номинальным) условиям, а также иные технические параметры, подлежащие аттестации в соответствии с решениями Правительства РФ и (или) договорами поставки мощности.

Значение предельного объема поставки может быть как ниже установленной мощности (при наличии ограничений), так и выше установленной мощности. Среднее значение предельного объема поставки мощности в 2017 году составило 222,3 ГВт. Для целей определения объемов поставки мощности на оптовый рынок учитывается меньшее значение из величины предельного объема поставки и установленной мощности. Среднее значение предельного объема с учетом «срезки» на установленную мощность в 2017 году составило 219,6 ГВт.

Величина мощности, фактически поставляемая на оптовый рынок и, соответственно, оплачиваемая покупателями, для каждой электростанции ниже предельного объема поставки, поскольку рассчитывается за вычетом объемов мощности, потребленной в группе точек поставки (ГТП) собственных нужд электростанции, а также объемов снижения мощности, рассчитанных в соответствии с Правилами ОРЭМ и обусловленных временной полной или частичной неготовностью оборудования к работе (проведение неплановых и аварийных ремонтов, неучастие в общем первичном

регулировании и т.д.). Средний за 2017 год объем фактически поставленной на оптовый рынок мощности составил 197,8 ГВт.

Таблица 1

*Среднегодовые значения объемов мощности за 2017 год*

	Установленная мощность, МВт	Предельный объем поставки мощности на оптовый рынок*, МВт	Объем фактически поставленной на оптовый рынок мощности, МВт
<b>Всего ЕЭС России</b>	236 589		
<b>Оптовый рынок в целом</b>	223 643	219 570	197 805
<i>Ценовые зоны:</i>	210 786	206 725	185 165
Первая ценовая зона	160 908	158 542	142 389
Вторая ценовая зона	49 878	48 183	42 777
<i>Неценовые зоны:</i>	12 857	12 845	12 639
Архангельская область	1 067	1 067	1 047
Калининградская область	909	909	907
Республика Коми	1 750	1 750	1 742
Дальний Восток	9 132	9 120	8 944
<b>Розничный рынок **</b>	12 946	–	–

\* - предельный объем поставки мощности на оптовый рынок определен с учетом «срезки» на величину установленной мощности.

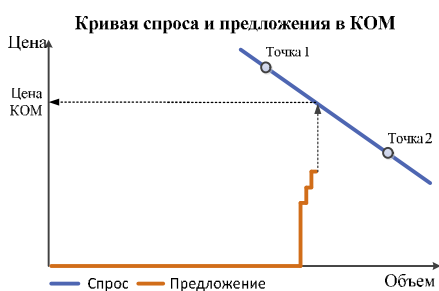
\*\* - установленная мощность объектов розничной генерации, представленной в расчетной модели ЕЭС России.

## II. Обязательства по поставке мощности в ценовых зонах

Поставка мощности в ценовых зонах оптового рынка осуществляется поставщиками, принявшими на себя на соответствующий год обязательства по обеспечению готовности к выработке электроэнергии генерирующего оборудования, в соответствии с одним из следующих механизмов, предусмотренных Правилами ОРЭМ:

- по договорам купли-продажи мощности, заключаемым по результатам проводимого Системным оператором конкурентного отбора мощности (КОМ);
- по договорам о предоставлении мощности (ДПМ) ТЭС, договорам купли-продажи мощности новых АЭС и ГЭС,
- по договорам купли-продажи мощности по результатам проводимого Системным оператором КОМ новых генерирующих объектов, подлежащих строительству;
- по договорам купли-продажи мощности, производимой с использованием генерирующих объектов, поставляющих мощность в вынужденном режиме (МВР);
- по ДПМ, заключаемым по результатам проводимых Коммерческим оператором конкурсных отборов инвестиционных проектов по строительству генерирующих

объектов, функционирующих на основе возобновляемых источников энергии (ВИЭ) и твердых бытовых отходов (ТБО).



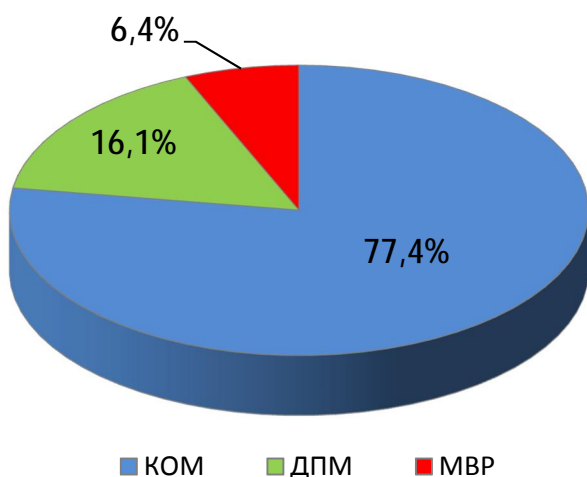
Основной объем мощности определяется по результатам КОМ. Действующая модель КОМ предусматривает применение наклонной кривой спроса – цена в точке 1 соответствует прогнозируемому объему потребления мощности с минимально необходимым резервом мощности, при увеличении отбираемых объемов общая цена КОМ снижается. Ценовые параметры кривой спроса на мощность в точках 1 и 2 для каждой ценовой зоны устанавливаются решением Правительства РФ.

Таблица 2

**Информация о КОМ на 2017 год**

	Первая точка		Вторая точка		Объем отобранного предложения*, МВт	Цена мощности, руб/МВт
	Спрос, МВт	Цена, руб/МВт	Спрос, МВт	Цена, руб/МВт		
Первая ценовая зона	141 298	150 000	158 254	110 000	157 669	113 207.70
Вторая ценовая зона	39 839	210 000	44 620	150 000	41 313	181 760.70
<b>Итого</b>	<b>181 137</b>		<b>202 874</b>		<b>198 983</b>	

\* - объем отобранного предложения включает объемы мощности, отобранные по цене КОМ, а также объемы мощности, подлежащие обязательной покупке на оптовом рынке (ДПМ, договоры новых АЭС/ГЭС, МВР), оплачиваемые по цене соответствующих договоров.



В соответствии с математической моделью КОМ переток из первой во вторую ценовую зону в КОМ на 2017 год учтен в размере максимально допустимого объема поставки мощности – 775,056 МВт.

**Объемы мощности, учтенные и отобранные по результатам КОМ на 2017 год**

	<b>Всего</b>	<b>Первая ЦЗ</b>	<b>Вторая ЦЗ</b>
Поставка мощности на оптовый рынок *, в т.ч.	198 983	157 669	41 313
КОМ	154 111	120 075	34 037
МВР	12 778	9 329	3 449
ДПМ и договоры новых АЭС/ГЭС	32 094	28 266	3 828
Объем мощности объектов розничной генерации, учтенный при проведении КОМ	6 899	5 831	1 068

\* - при проведении КОМ подлежат учету объемы мощности, указанные на декабрь.

Детализированная информация о результатах КОМ на 2017 год представлена в Приложении 1.

### **III. Аттестация генерирующего оборудования**

Принимая обязательства по поставке мощности, поставщики должны учитывать планируемое на соответствующий год изменение состава и параметров генерирующего оборудования.

Одним из основных параметров, характеризующих генерирующее оборудование, является установленная мощность, подлежащая определению в следующих случаях:

1. При вводе генерирующего оборудования в эксплуатацию.
2. При выводе генерирующего оборудования из эксплуатации.
3. При увеличении или снижении величины установленной мощности генерирующего оборудования:

- при перемаркировке генерирующего оборудования, обусловленной реализацией мероприятий по использованию потенциала дополнительной загрузки оборудования без проведения его модернизации/реконструкции;
- при перемаркировке генерирующего оборудования в связи со снижением мощности, обусловленном изменением технических параметров оборудования;
- при модернизации или реконструкции генерирующего оборудования, включающих в себя проведение работ по замене основного оборудования или его элементов.

При изменении установленной мощности электростанции изменяется и предельный объем мощности, который может быть поставлен на оптовый рынок.

В течение 2017 года собственниками оборудования, представленного на оптовом рынке, было заявлено о суммарном снижении установленной мощности действующего оборудования на 1 415 МВт, включая снижения, заявленные в декабре 2017 и учтенные при формировании реестра аттестованных объемов на январь 2018 года и об увеличении установленной мощности оборудования на 3 706 МВт, включая приросты мощности, подтвержденные при проведении тестирования в декабре 2017 и учтенные при формировании реестра аттестованных объемов на январь 2018 года.

Помимо аттестационных испытаний, проводимых при увеличении мощности оборудования, Правилами ОРЭМ предусмотрено регулярное тестирование всего парка генерирующего оборудования, поставляющего мощность на оптовый рынок, – в общем случае испытания должны проводиться не реже одного раза в 5 лет, а для оборудования старше 55 лет – ежегодно. В течение 2017 года собственниками оборудования в ценовых и неценовых зонах оптового рынка в рамках аттестационных испытаний было проведено тестирование 579 единиц генерирующего оборудования на 167 электростанциях.

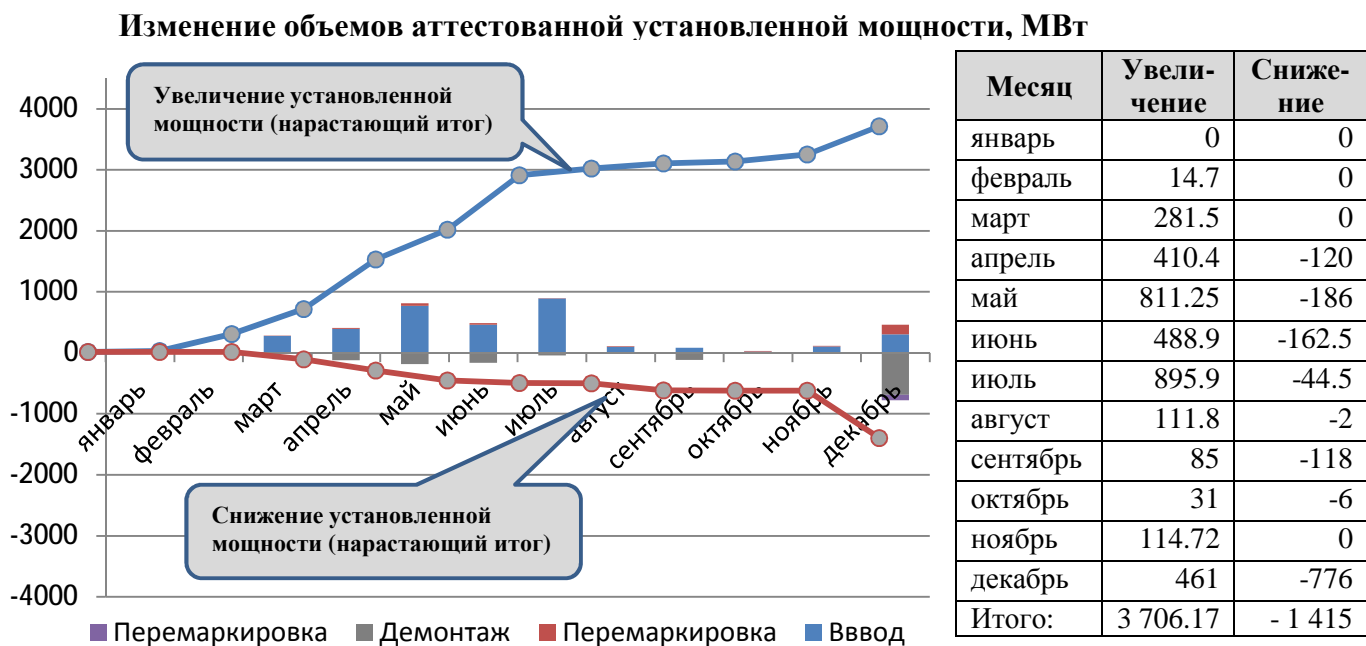


Рисунок III.1 – Изменение объемов установленной мощности

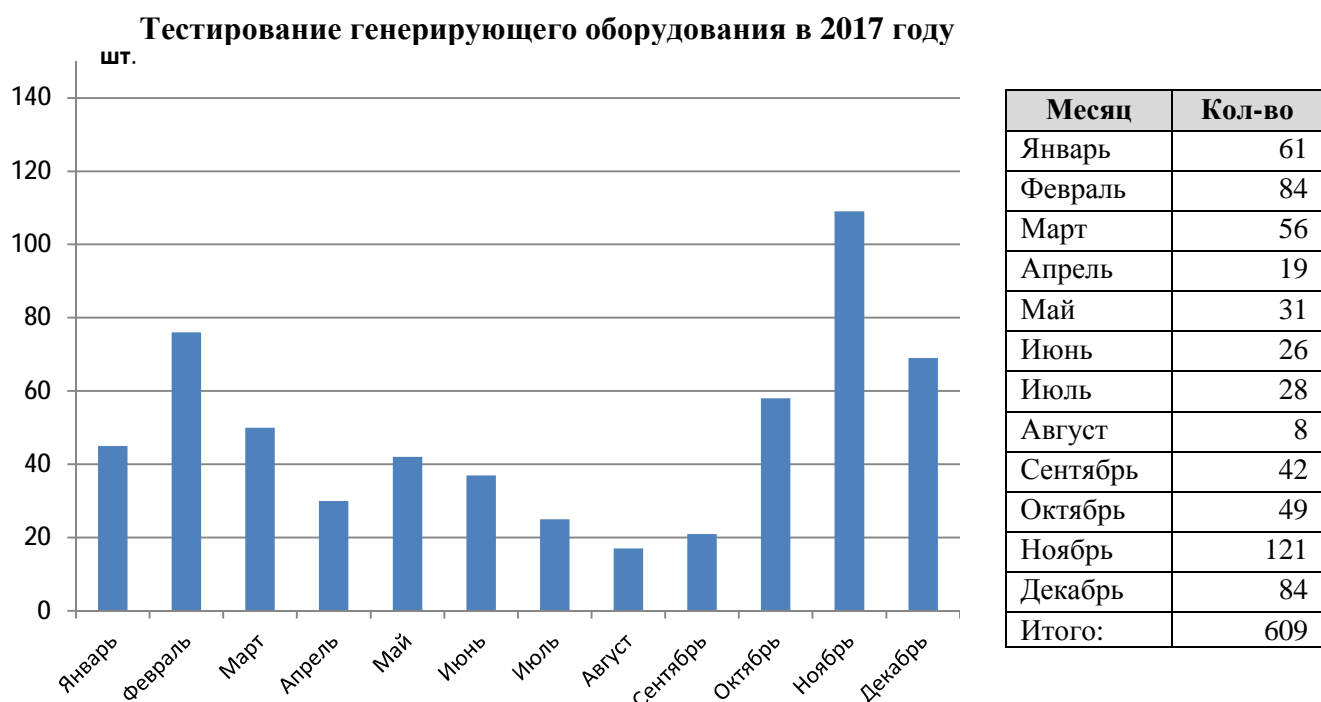


Рисунок III.2 – Тестирование генерирующего оборудования в 2017 году

Детализированная информация об изменении установленной мощности по результатам перемаркировки (модернизации, реконструкции) в ценовых зонах оптового рынка представлена в Приложении 2.

#### IV. Фактическая поставка мощности на оптовый рынок в ценовых зонах

Фактически поставленная на оптовый рынок мощность определяется в пределах объемов мощности, определяющих обязательства по поставке мощности, исходя из аттестованных параметров генерирующего оборудования (установленной мощности и предельного объема поставки) с учетом потребления части мощности на собственные и



хозяйственные нужды и снижений мощности, обусловленных временным полным или частичным несоответствием генерирующего оборудования требованиям по готовности к выработке электроэнергии. Среднегодовое значение факта поставки мощности, подлежащего оплате потребителями, в ценовых зонах

оптового рынка в 2017 году составило 185 165 МВт. Среднегодовое снижение мощности, определяемое расходом на собственные и хозяйственные нужды, составило 7 023 МВт, определяемое параметрами готовности – 14 060 МВт.

Фактическое потребление мощности в ГТП потребления на собственные нужды электростанции рассчитывается в общем порядке, применяемом к ГТП потребления, как среднее потребление электроэнергии по рабочим дням в час максимального потребления электроэнергии в данном субъекте Российской Федерации.

Фактическое снижение мощности рассчитывается для каждого часа в отношении каждой ГТП генерации. В зависимости от вида снижения мощности или несоответствия обязательным требованиям (ограничение мощности, плановый или неплановый ремонт, потеря связи и т.д.) применяются различные штрафные коэффициенты, установленные Правилами ОРЭМ.

Объем недопоставки мощности, используемый при определении объема фактически поставленной на оптовый рынок мощности, формируется в отношении ГТП генерации по итогам месяца и равен произведению усредненных почасовых значений фактических снижений мощности, соответствующих невыполнению установленных Правилами ОРЭМ обязательных требований, и соответствующего каждому виду нарушения штрафного коэффициента.

Надлежащее техническое обслуживание генерирующего оборудования, в т.ч. проведение плановых ремонтов, рассматривается как один из обязательных элементов обеспечения готовности генерирующего оборудования к работе. В этой связи к снижениям мощности, обусловленным проведением плановых ремонтов в соответствии с утвержденными годовыми графикам ремонтов в объеме, не превышающем установленную Правилами ОРЭМ длительность ремонта, штрафные коэффициенты не применяются. Учет находящегося в плановом ремонте оборудования, как поставляющего мощность, определяет отличие сезонного профиля графика мощности, фактически поставленной на оптовый рынок, от профиля графика мощности, фактически доступной для включения, поскольку в период летней ремонтной кампании в плановые ремонты выводятся значительные объемы генерирующего оборудования (рисунок IV.1).



### Предельный объем поставки, фактически доступная и фактически поставленная мощность в 2017 году, МВт

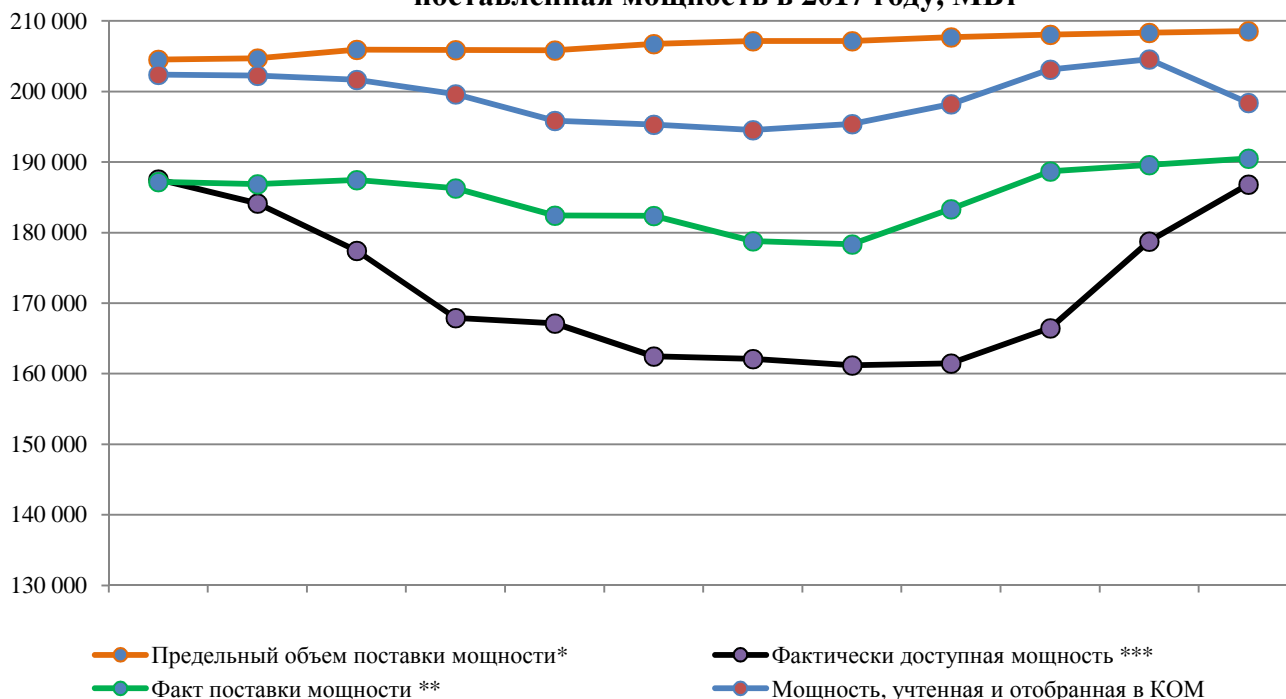


Рисунок IV.1 – Предельный объем поставки, фактически доступная и фактически поставленная мощность

\* – предельный объем поставки мощности определен с учетом «срезки» с установленной мощностью.  
 \*\* – факт поставки мощности соответствует объемам, определенным в соответствии с Правилами ОРЭМ. Снижение фактически поставленной мощности относительно предельного объема поставки мощности соответствует физическим объемам ограничений и фактической мощности оборудования, выведенного в ремонт, а также иным объемам снижений, обусловленным невыполнением обязательных технических требований (участие в ОПРЧ, предоставление диапазона регулирования реактивной мощности и т.д.), к которым в зависимости от вида снижения применены различные штрафные коэффициенты.  
 \*\*\* – фактически доступная мощность определена как суммарный объем мощностей, находившихся в работе и резерве. Снижение фактически доступной мощности относительно предельного объема поставки мощности соответствует физическим объемам ограничений и фактической мощности оборудования, выведенного в ремонт (без учета повышающих/понижающих коэффициентов).

### V. Снижение объема фактически поставленной мощности в ценовых зонах

При полном или частичном несоответствии генерирующего оборудования требованиям по готовности генерирующего оборудования к выработке электроэнергии регистрируется снижение объема поставки мощности на оптовый рынок. Среднегодовой объем недопоставки мощности, равный произведению значений фактических снижений



и соответствующего штрафного коэффициента, в ценовых зонах оптового рынка в 2017 году составил 14 060 МВт.

Основной объем недопоставки мощности (97,9 %) формируется

- Снижение фактически доступной мощности
- Иные параметры неоптового рынка

объемами снижений фактически доступной мощности (ограничения, выходы в ремонт, нарушение нормативного времени включения в сеть и т.д.). Объем недопоставки, определяемый невыполнением иных обязательных требований (участие в ОПРЧ, СОТИАССО, предоставление диапазона регулирования реактивной мощности, участие во вторичном оперативном и автоматическом регулировании для ГЭС), существенно ниже, и в 2017 году доля таких снижений в объеме факта поставки за месяц находилась в диапазоне 1,5 % – 3,1 % и целом по году составила 2,1 %.

Детализированная информация о снижениях фактически поставленной мощности в ценовых зонах оптового рынка в 2017 году приведена в Приложении 3.

## VI. Снижение объемов мощности при выводе оборудования в ремонт



В среднем в течение 2017 года в ремонтах постоянно находилось 34 758 МВт мощности генерирующих объектов в ценовых зонах оптового рынка. Основной объем «физического» снижения мощности (28 978 МВт или 83,4 %) составили плановые ремонты.

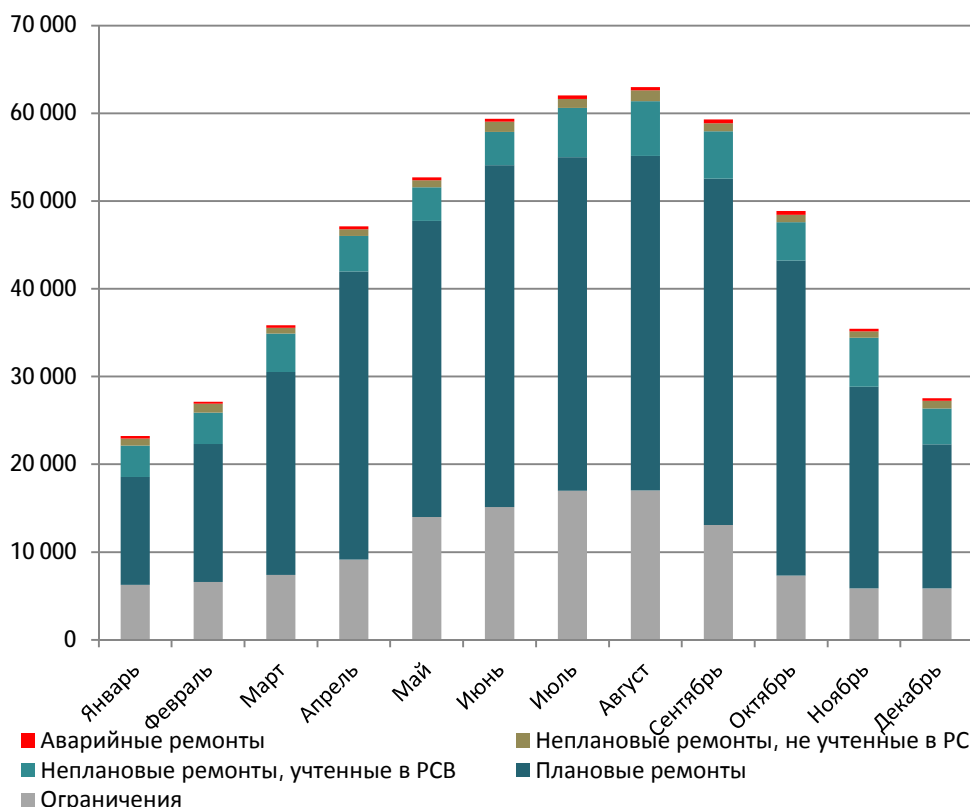
В зависимости от вида проводимого ремонта к снижениям мощности в соответствии с

Правилами ОРЭМ применяются различные понижающие коэффициенты. Снижения классифицируются по виду проводимых ремонтных работ, к которым относятся:

- a. плановые ремонты оборудования ( $\Delta_1$ );
- b. неплановые ремонты оборудования, учтенные в ВСВГО и РСВ ( $\Delta_{2.1}, \Delta_{2.2}$ );
- c. неплановые ремонты, не учтенные в РСВ ( $\Delta_4$ );
- d. аварийные ремонты (отключения/невключения) генерирующего оборудования ( $\Delta_{изм}, \Delta_6, \Delta_{8.1}, \Delta_{8.2}$ ).

Объемы ремонтов в течение года имеют существенную неравномерность по сезонам. Максимальное среднемесячное снижение мощности, обусловленное ремонтом оборудования, в 2017 году было зарегистрировано в августе и составило 63 002 МВт. Информация о среднемесячных снижениях мощности электростанций оптового рынка, поставляющих мощность в 2017 году, приведена на рисунках VI.1, VI.2, VI.3.

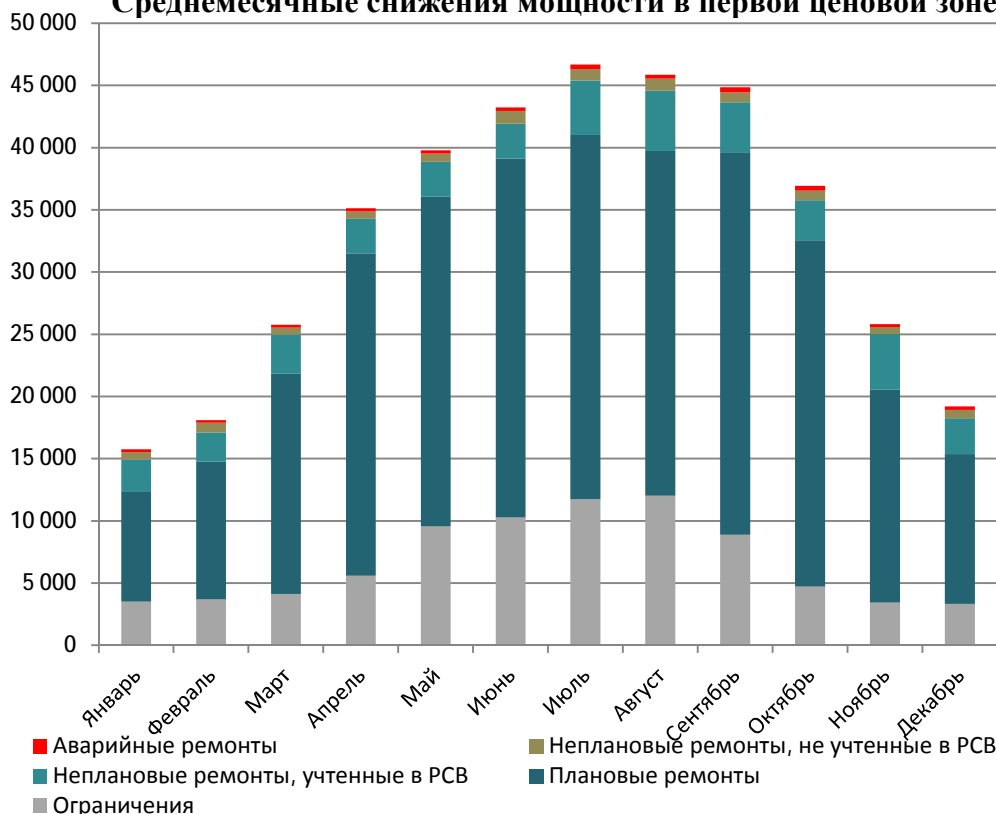
### Среднемесячные снижения мощности по ценовым зонам ЕЭС, МВт



Месяц	Ср. месячное снижение, МВт
Январь	23 222
Февраль	27 145
Март	35 847
Апрель	47 136
Май	52 704
Июнь	59 406
Июль	62 052
Август	63 002
Сентябрь	59 315
Октябрь	48 879
Ноябрь	35 453
Декабрь	27 546
Среднего довое:	45 142

Рисунок VI.1 – Среднемесячные снижения мощности в ценовых зонах оптового рынка

### Среднемесячные снижения мощности в первой ценовой зоне, МВт



Месяц	Ср. месячное снижение, МВт
Январь	15 759
Февраль	18 088
Март	25 775
Апрель	35 141
Май	39 792
Июнь	43 238
Июль	46 694
Август	45 863
Сентябрь	44 847
Октябрь	36 929
Ноябрь	25 806
Декабрь	19 191
Среднего довое:	33 094

Рисунок VI.2 – Среднемесячные снижения мощности в первой ценовой зоне оптового рынка

### Среднемесячные снижения мощности во второй ценовой зоне, МВт

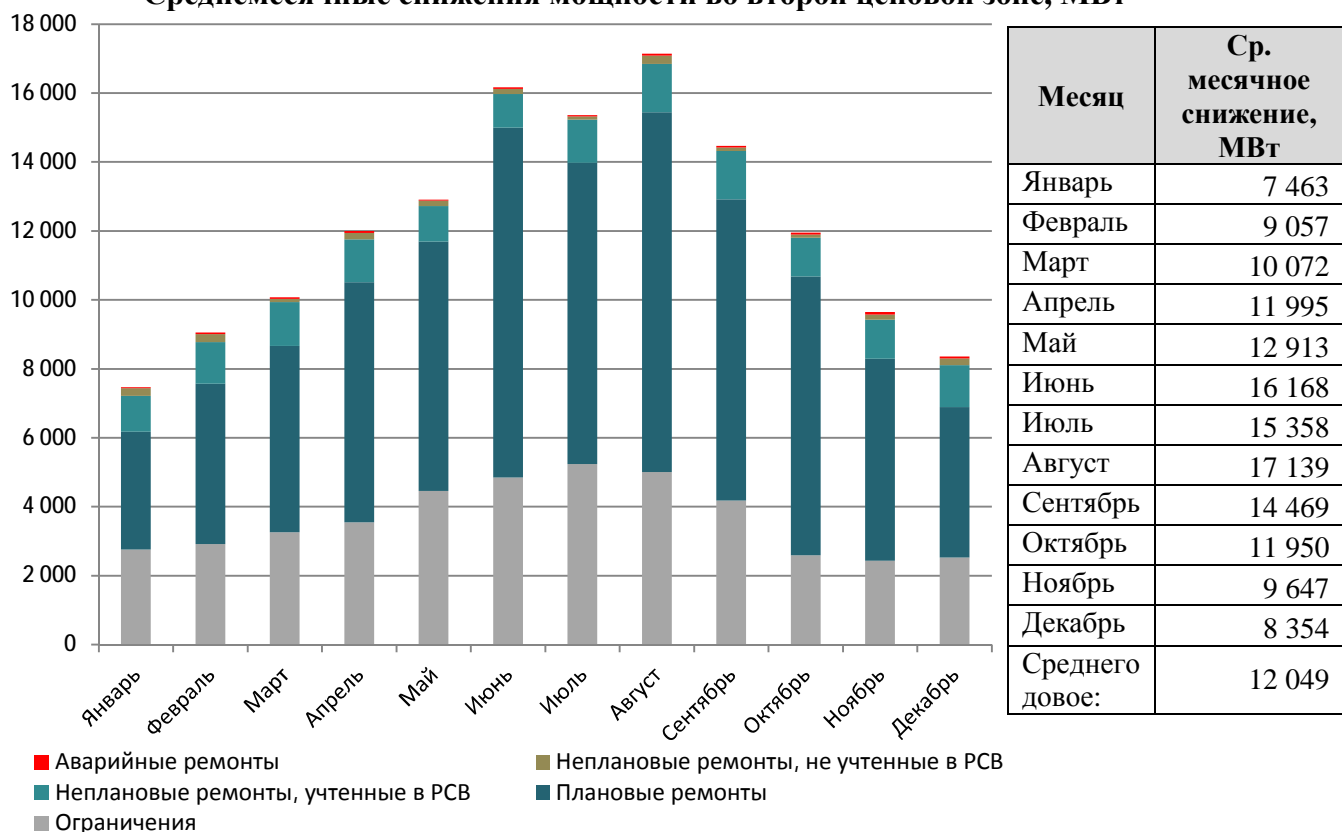


Рисунок VI.3 – Среднемесячные снижения мощности во второй ценовой зоне оптового рынка

На объем среднесуточных снижений мощности существенное влияние оказывают unplanned и аварийные ремонты. Средняя доля таких ремонтов в 2017 году составила 12,8 %, а максимальная доля составила 28,1% и была зарегистрирована 27.01.2017. Максимальное часовое снижение мощности в ценовых зонах оптового рынка в целом (67 591 МВт) было зарегистрировано 06.08.2017.

Среднесуточная динамика объемов снижения мощности за 2017 год с разделением по видам приведена на рисунках VI.4, VI.5, VI.6.

### Среднесуточные снижения мощности по ценовым зонам ЕЭС, МВт

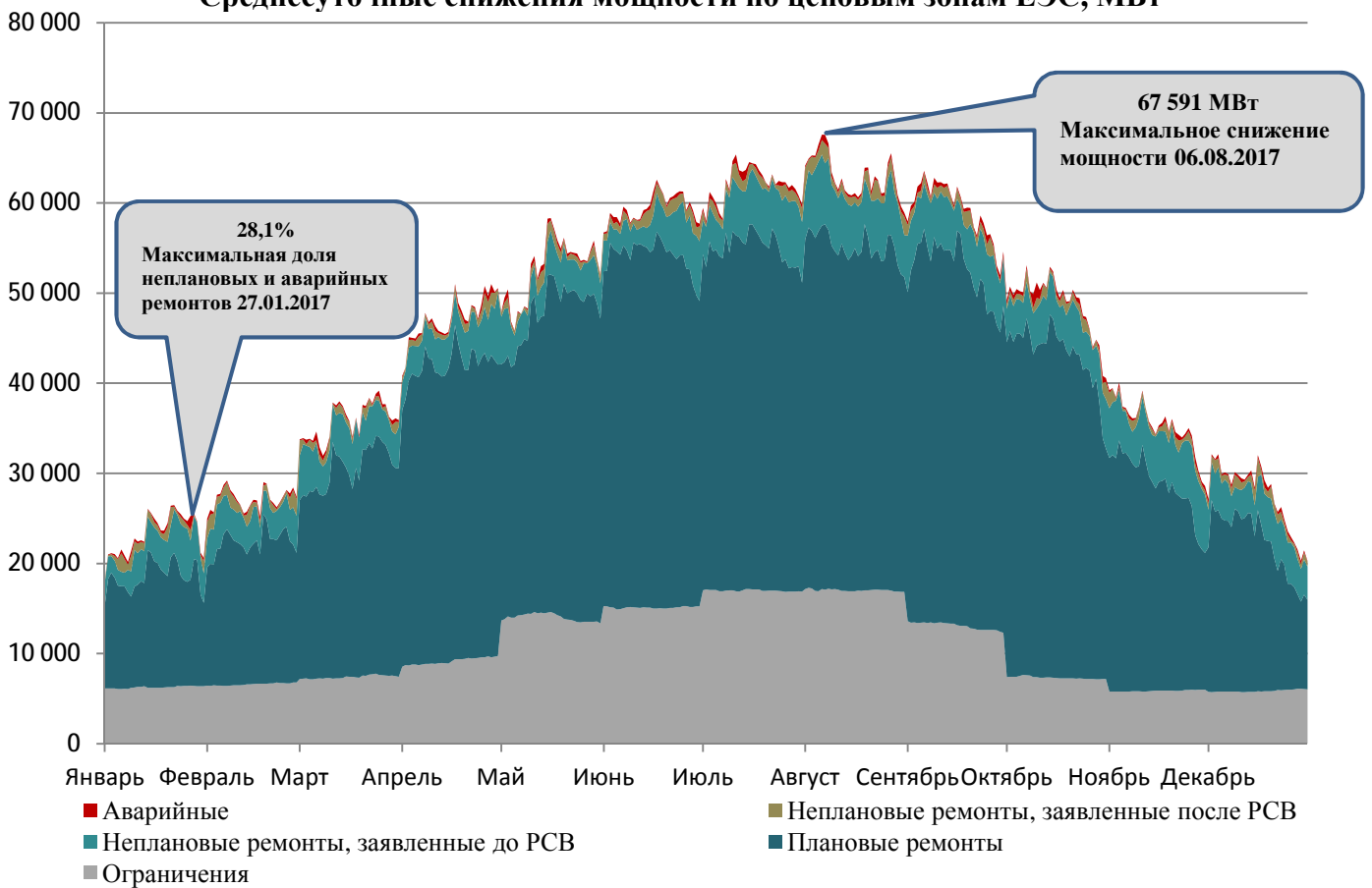


Рисунок VI.4 – Среднесуточные снижения мощности в ценовых зонах оптового рынка

### Среднесуточные снижения мощности в первой ценовой зоне, МВт

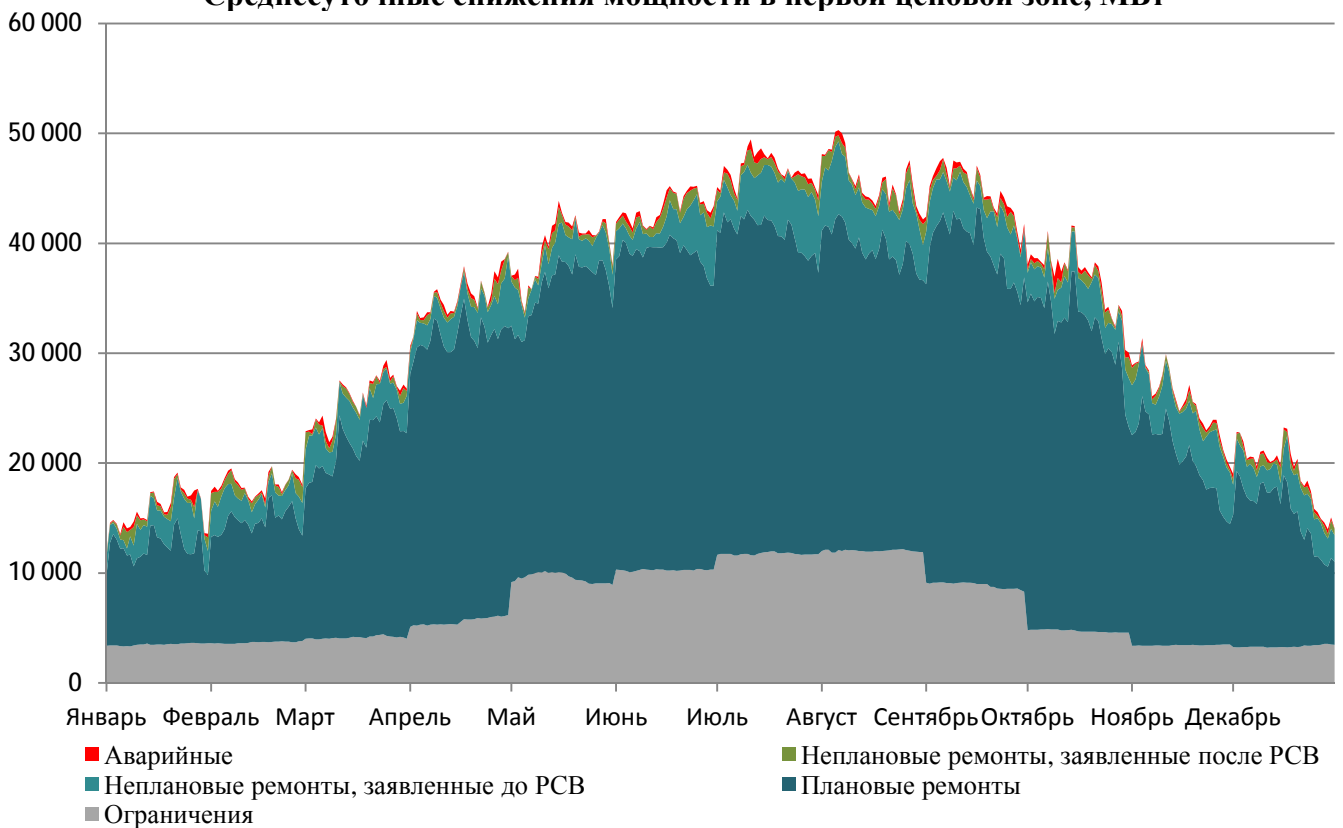


Рисунок VI.5 – Среднесуточные снижения мощности в первой ценовой зоне оптового рынка

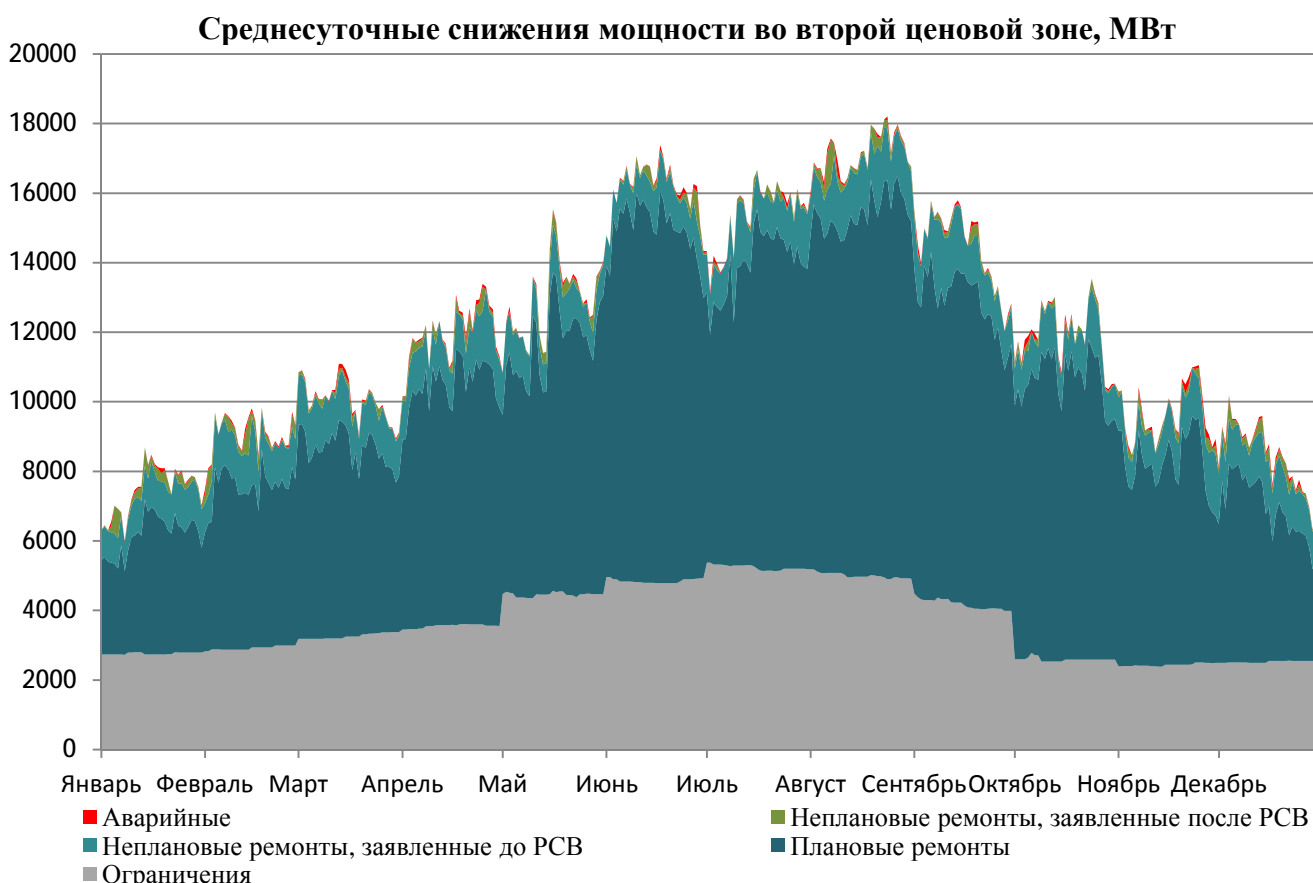


Рисунок VI.6 – Среднесуточные снижения мощности во второй ценовой зоне оптового рынка

## **VII. Использование генерирующих мощностей в ценовых зонах**

### **Коэффициент использования установленной мощности**

Коэффициент использования установленной мощности (КИУМ) определяется соотношением выработки и установленной мощности генерирующего оборудования. Для каждого отдельного генерирующего объекта КИУМ является показателем режима его работы, совместно характеризую два параметра – востребованность его выработки и его готовность к работе.

Совокупный объем выработки всех электростанций ЕЭС России равен совокупному объему потребления с учетом сальдо экспортно-импортных потоков. Соответственно для энергосистемы в целом, изменение КИУМ является не показателем режима работы генерирующего оборудования, а характеристикой изменения объема и профиля потребления электроэнергии и установленной мощности генерирующего оборудования.

В 2017 году совокупный КИУМ электростанций, функционирующих в ценовых зонах оптового рынка, составил 50,25 %. Неравномерность потребления в ценовых зонах ЕЭС России, рассчитанная как отношение потребления электроэнергии к максимальному часовому значению потребления (далее – коэффициент числа часов

использования максимума потребления – ЧЧИмп) в 2017 году составила 77,9 % (см. рисунок VII.1).

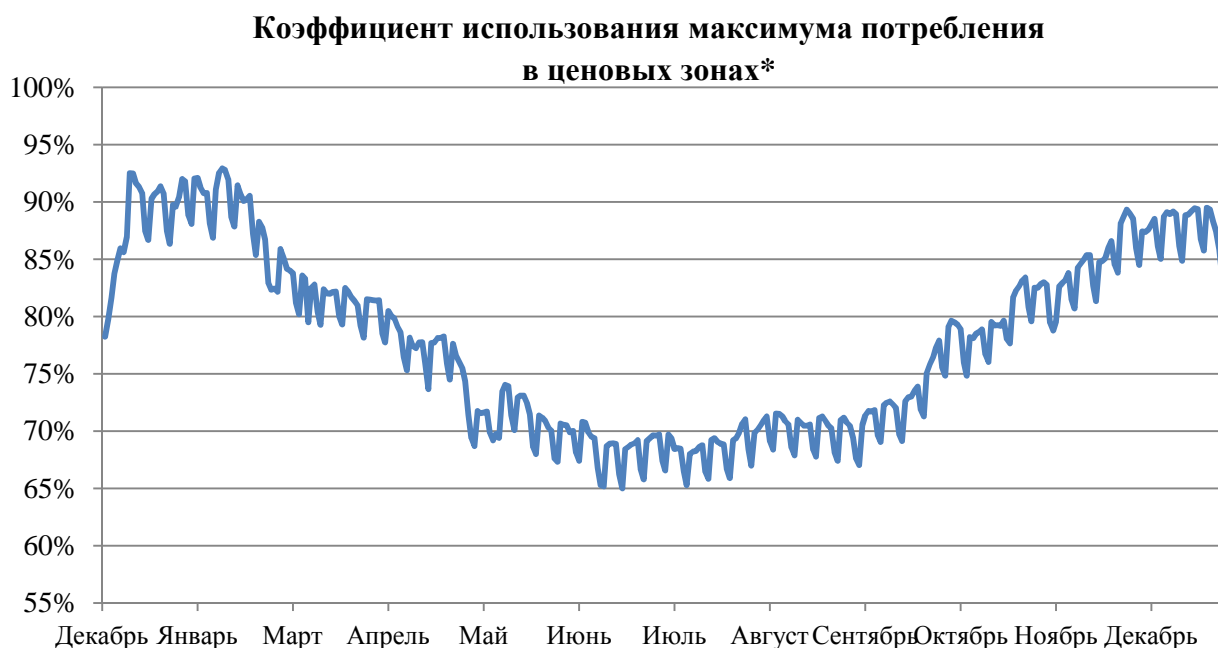


Рисунок VII.1 – Коэффициент использования максимума потребления в ценовых зонах оптового рынка

\* – коэффициент числа часов использования максимального потребления (ЧЧИмп) определен как отношение объема потребления за соответствующий период, учтенный в ПБР, к величине максимального годового потребления по соответствующей ценовой зоне оптового рынка:

$$\text{ЧЧИмп} = \frac{\sum R_{\text{потр\_пбр}}}{R_{\text{макс\_потр}} * N_{\text{часов}}}$$

#### **Коэффициент использования доступной мощности (КИДМ)**

Для покрытия потребления может быть использована мощность оборудования, фактически готового к включению – не находящегося в ремонте или вынужденном простое, с учетом фактических ограничений. Показатель использования доступной мощности (КИДМ) характеризует фактическую востребованность имеющихся в энергосистеме мощностей, готовых к включению. В 2017 году совокупный КИДМ электростанций, функционирующих в ценовых зонах оптового рынка, составил 61,6 %, в т.ч. в первой ценовой зоне 63,5 %, во второй ценовой зоне 55,4 %.

#### **Коэффициент использования оплачиваемой мощности (КИОМ)**

На оптовом рынке оплачивается не установленная мощность, а фактически поставленная. Показатель использования оплачиваемой мощности (КИОМ) характеризует востребованность мощностей, в отношении которых сформированы обязательства покупателей по их оплате. В 2017 году совокупный КИОМ электростанций, функционирующих в ценовых зонах оптового рынка, составил 57,2 %, в т.ч. в первой ценовой зоне 58,9 %, во второй ценовой зоне 51,5 %.

Соотношение доли поставки в рынке мощности и поставки в рынке электроэнергии по видам генерации представлено соответственно на рисунках VII.5 и VII.6.

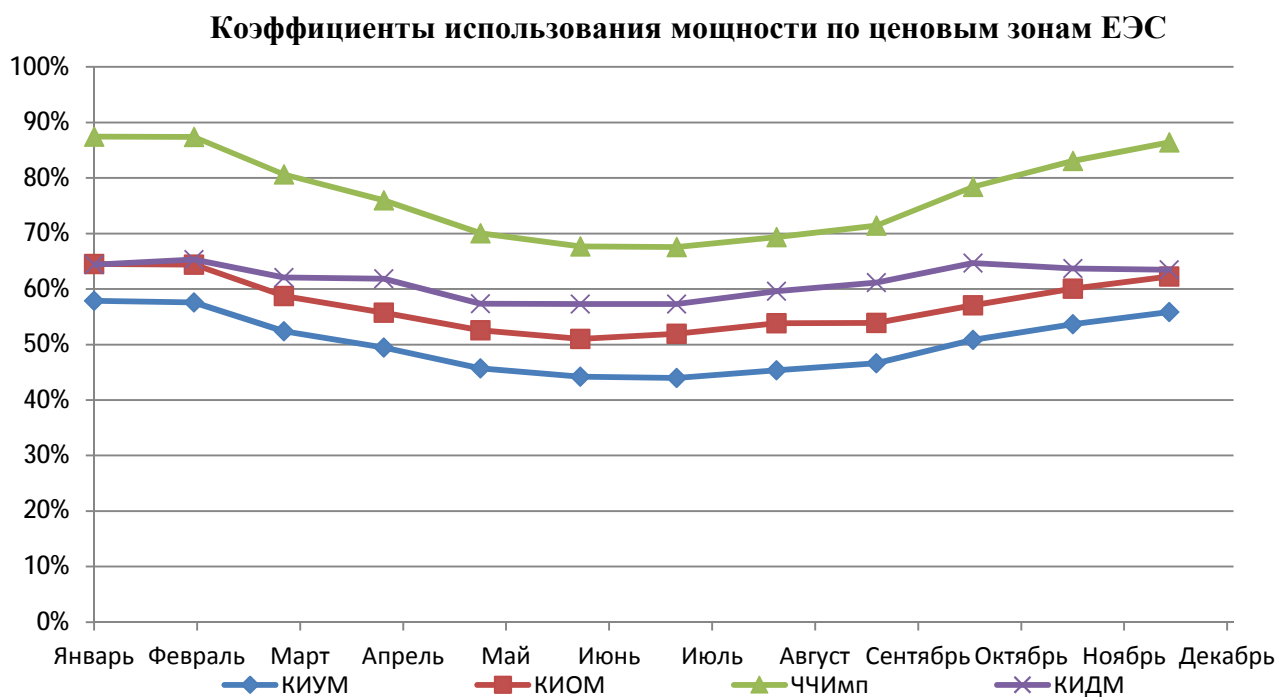


Рисунок VII.2 – Среднемесячные данные по использованию мощностей в ценовых зонах оптового рынка

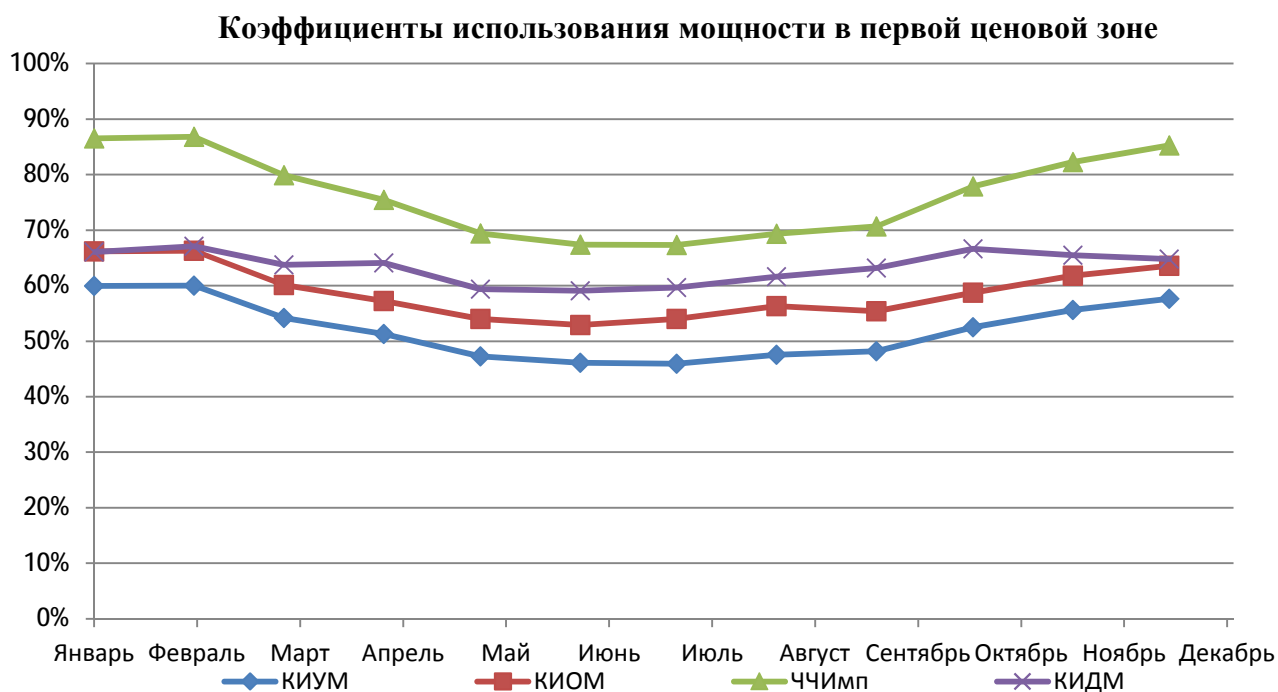


Рисунок VII.3 – Среднемесячные данные по использованию мощностей в первой ценовой зоне оптового рынка



### Коэффициенты использования мощности во второй ценовой зоне

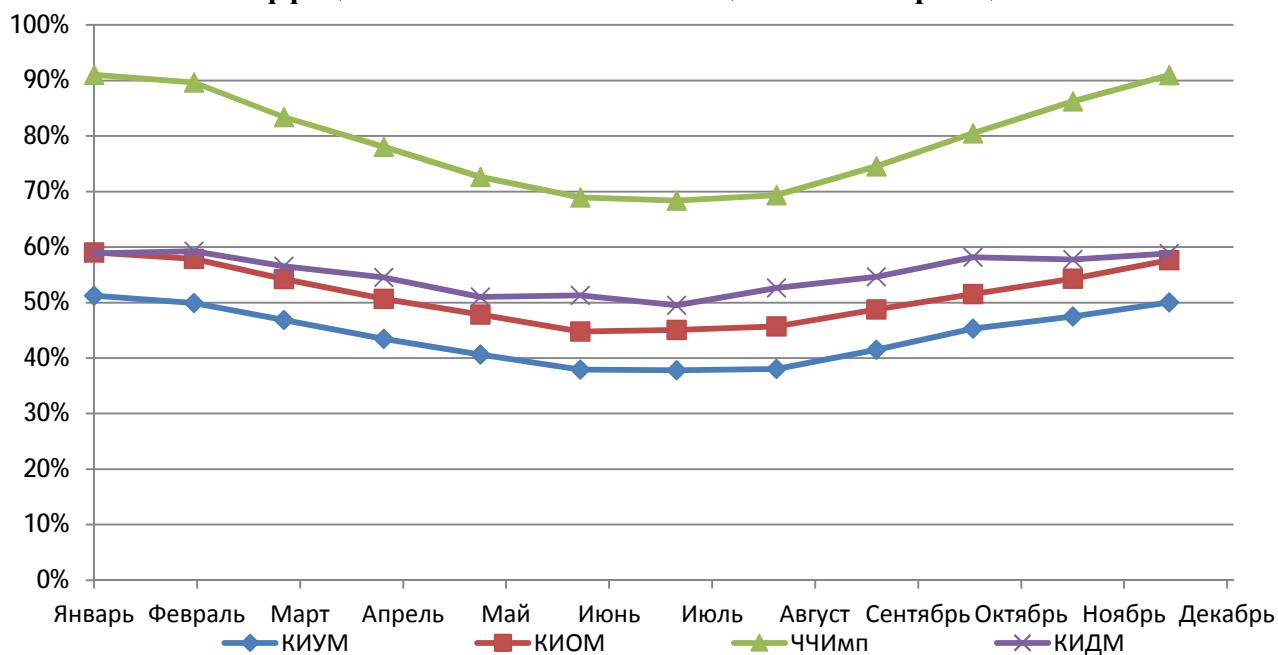


Рисунок VII.4 – Среднемесячные данные по использованию мощностей во второй ценовой зоне оптового рынка

### Доля мощности, поставленной ТЭС, ГЭС и АЭС

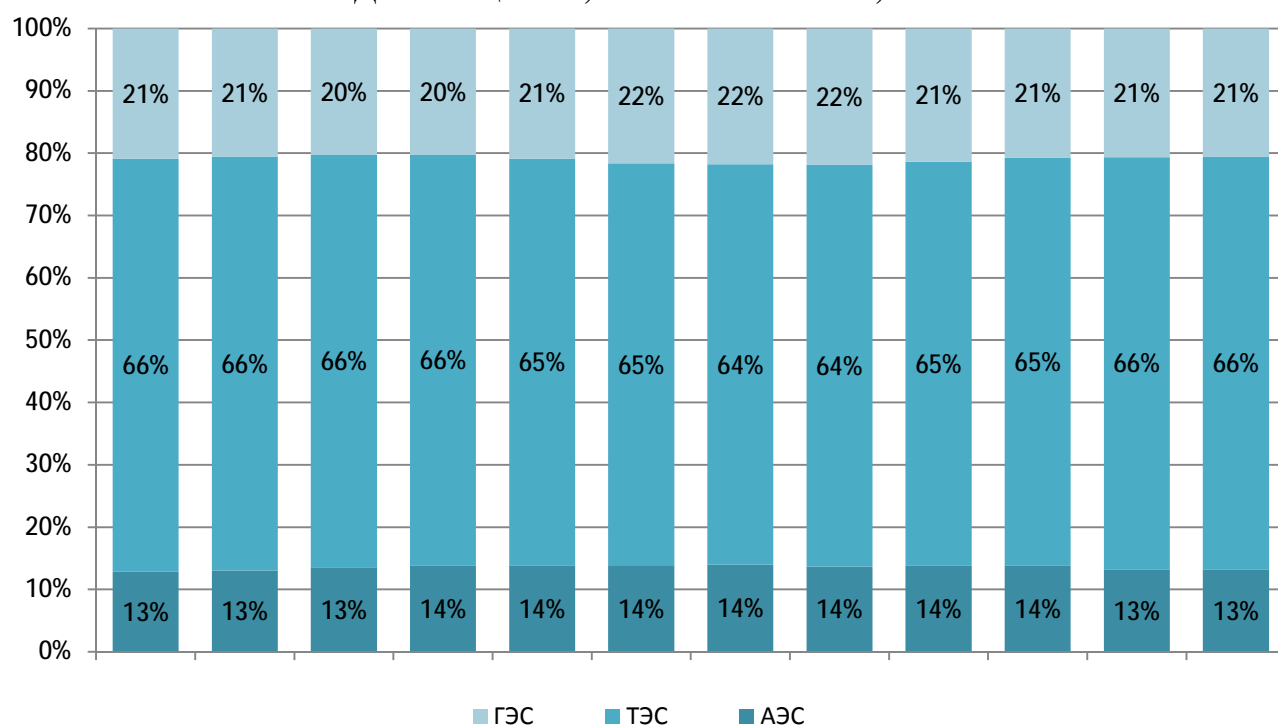


Рисунок VII.5 – Доля мощности, поставленной ТЭС, ГЭС и АЭС

### Доля электроэнергии, выработанной с использованием ТЭС, ГЭС и АЭС

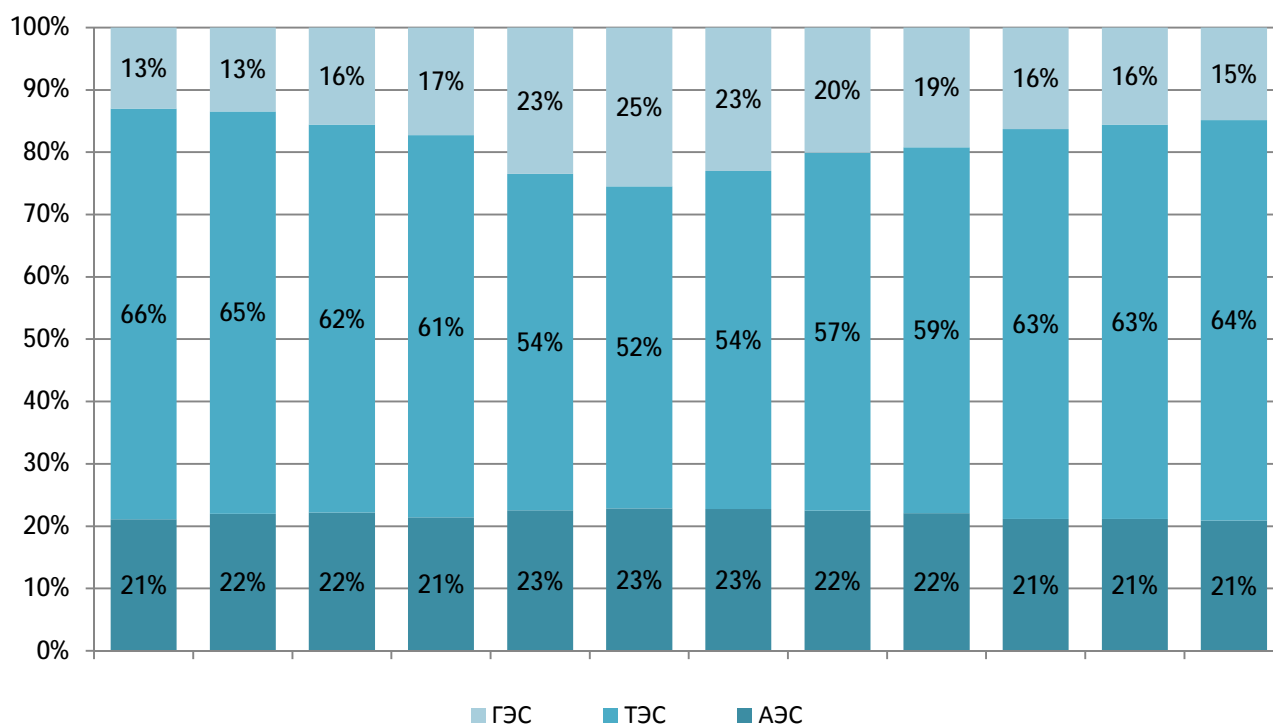


Рисунок VII.6 – Доля электроэнергии, выработанной с использованием ТЭС, ГЭС и АЭС

## VIII. Поставка мощности на оптовый рынок в неценовых зонах

Для поставщиков оптового рынка, функционирующих на территориях неценовых зон, поставка мощности осуществляется по четырехсторонним договорам купли-продажи мощности, в объеме, не превышающем объем, учтенный в сводном прогнозном балансе Федеральной антимонопольной службы (ФАС). Цена (тариф) на мощность для каждой из электростанций, с использованием которых поставщик участвует в торговле электрической энергией (мощностью) на оптовом рынке, устанавливается ФАС.

Фактически поставленная на оптовый рынок мощность в неценовых зонах также определяется исходя из аттестованных параметров генерирующего оборудования (установленной мощности и предельного объема поставки) с учетом снижений мощности, обусловленных временным полным или частичным несоответствием генерирующего оборудования требованиям по готовности к выработке электроэнергии, при этом объемы потребления мощности на собственные и хозяйственные нужды не учитываются. Кроме того, при определении объемов недопоставки мощности генерирующих объектов, функционирующих в ценовых зонах оптового рынка, в отличие от ценовых зон не учитываются снижения мощности, обусловленные ограничениями установленной мощности и незаявленными в ценовых заявках РСВ объемами мощности.

### Фактическая поставка мощности на оптовый рынок



Среднегодовое значение факта поставки мощности, подлежащего оплате потребителями, в неценовых зонах оптового рынка в 2017 году составило 12 639 МВт. Среднегодовое снижение мощности, определяемое параметрами готовности, в 2017 году составило 206 МВт.

Сводная информация об объемах мощности, фактически поставленной на оптовый рынок, а также мощности, фактически доступной для включения приведена на рисунке VIII.1.

### Предельный объем поставки, фактически доступная и фактически поставленная в неценовых зонах мощность в 2017 году, МВт

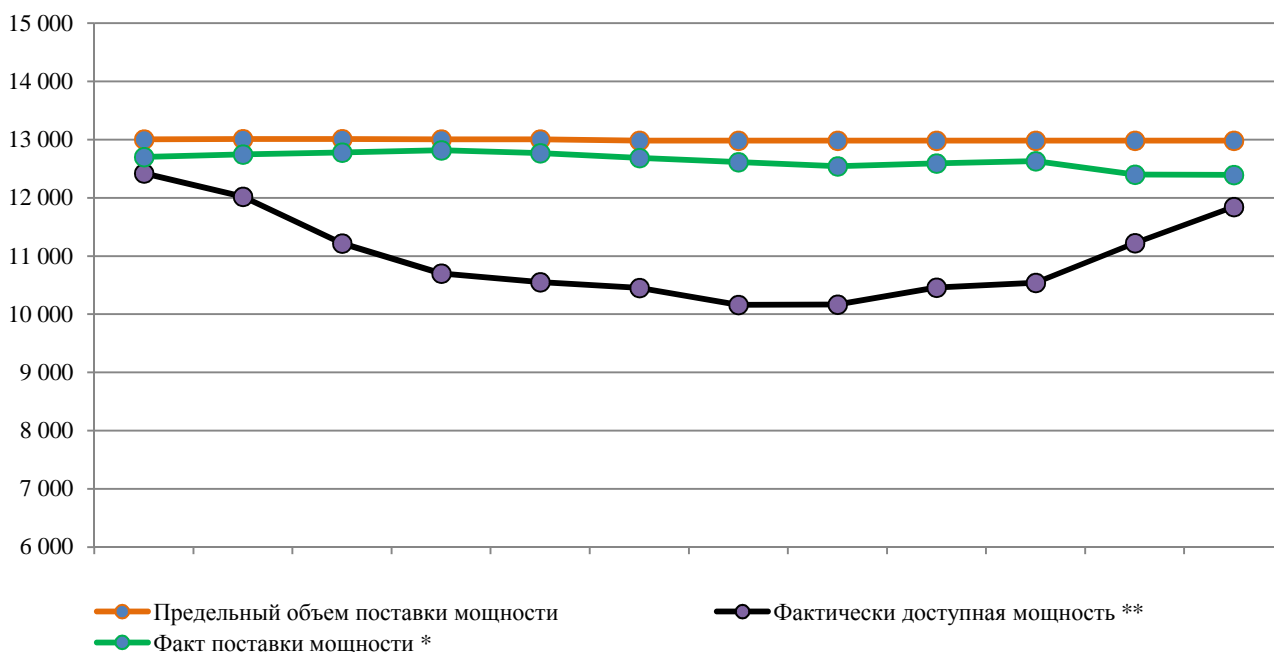


Рисунок VIII.1 – Предельный объем поставки, фактически доступная и фактически поставленная в неценовых зонах мощность

\* – факт поставки мощности соответствует объемам, определенным в соответствии с Правилами ОРЭМ. Снижение фактически поставленной мощности относительно предельного объема поставки мощности соответствует фактической мощности оборудования, выведенного в ремонт и иным объемам снижений, обусловленным невыполнением обязательных технических требований (участие в ОПРЧ, предоставление диапазона регулирования реактивной мощности и т.д.), к которым в зависимости от вида снижения применены различные штрафные коэффициенты.

\*\* – фактически доступная мощность определена как суммарный объем мощностей, находившихся в работе и резерве. Снижение фактически доступной мощности относительно предельного объема поставки мощности соответствует физическим объемам ограничений и фактической мощности оборудования, выведенного в ремонт (без учета повышающих/понижающих коэффициентов).

## **IX. Учет на оптовом рынке электростанций промышленных предприятий и розничного рынка**

Покрытие потребления электроэнергии обеспечивается не только электростанциями оптового рынка, но и электростанциями промышленных предприятий и розничного рынка.

Плановая нагрузка таких электростанций, представленных в расчетной модели ЕЭС России, подлежит ежесуточной актуализации в составе расчетной модели ЕЭС России и учету при формировании прогнозного диспетчерского графика.

По состоянию на декабрь 2017 г., в расчетной модели ЕЭС России было представлено 361 электростанций розничного рынка суммарной установленной мощностью 13 201 МВт.

Детализированная информация об электростанциях промышленных предприятий и розничного рынка представлена в Приложении 4.

## Детализированная информация о результатах конкурентного отбора мощности на 2017 год

Таблица П1.1

### Объемные показатели (МВт располагаемой мощности)

Ценовая зона	Спрос		Объем заявленной генерации	Отобрано	в т.ч. обязательна покупка на ОРЭМ		Не отобрано	Не соотв. требованиям КОМ (старше 55 лет, 9МПа, КИУМ≤8%)
	в 1-й точке	во 2-й точке			в т.ч. ДПМ и новые АЭС/ ГЭС	Вынужденная генерация		
1 ЦЗ	141 298	158 254	159 405	157 669	28 266	9 329	1 270	418
2 ЦЗ	39 839	44 620	41 556	41 313	3 828	3 449	-	243
<b>Итого</b>	<b>181 137</b>	<b>202 874</b>	<b>200 962</b>	<b>198 983</b>	<b>32 094</b>	<b>12 778</b>	<b>1 270</b>	<b>661</b>

**Детализированная информация об изменении установленной мощности при перемаркировке генерирующего оборудования в ценовых зонах оптового рынка в период с 2012 по 2017 гг.**

Таблица П2.1

Объемные показатели (МВт)

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	Всего за период
<b>Установленная мощность генерирующего оборудования, в отношении которого заявлено о перемаркировке, в т.ч.</b>	<b>5 721</b>	<b>3 017</b>	<b>3 762</b>	<b>5 805</b>	<b>10 040</b>	<b>8 202</b>	<b>36 546</b>
с увеличение установленной мощности, в т.ч.	5 032	2 938	3 762	5 550	9 969	8 065	35 315
объекты ГЭС	457	704	544	638	788	513	3 642
объекты ДПМ, в т.ч.	829	1 128	2 559	3 712	2 469	2 897	13 594
объекты ДПМ (модернизация, в т.ч. последующая перемаркировка)	300	558	1 363	890	0	330	3 441
перемаркировка объектов ДПМ (новое строительство)	529	570	1 196	2 822	2 469	2 567	10 153
прочие объекты генерации	3 746	1 106	659	1 200	6 713	4 656	18 080
суммарный прирост мощности при перемаркировке составил	335	255	397	292	324	292	1 894
<b>Причины увеличения установленной мощности по группе "прочие объекты генерации":</b>							
- за счет реализации мероприятий по использованию потенциала увеличения мощности	3 046	220	304	1 105	5 261	3 356	13 291
- в связи с улучшением качества сжигаемого топлива	0	0	0	0	0	1 100	1 100
- в связи с уменьшением/увеличением тепловых нагрузок	700	0	35	0	0	0	735
- в связи с заменой основного оборудования или его элементов	0	886	320	95	1 452	200	2 953
в т.ч. был продлен парковый ресурс*	0	628	35	0	842	0	1 505

\* - по имеющейся в распоряжении АО "СО ЕЭС" информации.

**Детализированная информация о готовности генерирующего  
оборудования к выработке электроэнергии за 2017 год**

Таблица ПЗ.

Среднемесячные снижения максимальной мощности в ценовых зонах оптового рынка (МВт)

Месяц	$N_{нв_1}^j$	$N_{нв_2}^j$	$N_{нв_3}^j$	$N_{нв_2^{(120)}}^j \max$	$N_{нв_2}^j \max$	$N_{нв_2}^j$	$N_{нв_4}^j$	$N_{нв_5}^j$	$N_{нв_6}^j$	$N_{нв_8}^j$	$N_{нв_8}^j$
	Плановое ремонтное снижение мощности длительностью более 180 суток для ТЭС и ГЭС, 270 суток для АЭС в год	Плановое ремонтное снижение мощности длительностью более 360 суток для ТЭС и ГЭС, 480 суток для АЭС за 4 года	Плановое ремонтное снижение мощности сверх суммарного годового значения	Снижение мощности по уведомлению ВСВГО, поданному в сутки X-4, не более 120 часов в месяц	Снижение мощности по уведомлению ВСВГО, поданному в сутки X-4, более 120 часов в месяц	Снижение мощности по уведомлению РСВ, поданному в сутки X-2	Снижение мощности по оперативному уведомлению	Снижение мощности из-за несоблюдения макс. и мин. мощности в час фактической поставки	Снижение мощности из-за несоблюдения заданного СО состава оборудования	Снижение мощности из-за согласованного увеличения времени включения в сеть	Снижение мощности из-за несоблюдения нормированного времени пуска
Январь	-	283	216	801	1 017	807	909	77	120	40	51
Февраль	-	299	25	751	768	1 116	1 107	81	131	3	44
Март	-	349	130	968	1 272	1 226	755	80	105	55	72
Апрель	-	203	902	773	1 573	805	813	116	130	13	80
Май	-	304	1 509	779	1 031	1 171	1 002	114	112	13	107
Июнь	18	476	2 502	909	699	1 304	1 244	144	148	46	35
Июль	615	253	2 672	1 422	1 911	1 468	1 033	133	159	40	96
Август	558	439	2 740	1 197	1 963	2 223	1 248	152	150	24	76
Сентябрь	543	306	5 294	1 409	1 492	1 670	938	150	129	48	137
Октябрь	656	476	7 164	1 302	1 068	1 135	886	97	147	43	185
Ноябрь	569	280	4 817	1 552	1 635	1 532	740	129	125	21	43
Декабрь	554	198	6 273	1 053	2 076	973	917	111	146	14	69
<b>Среднегодовое значение</b>	<b>293</b>	<b>322</b>	<b>2 854</b>	<b>1 076</b>	<b>1 376</b>	<b>1 286</b>	<b>966</b>	<b>115</b>	<b>134</b>	<b>30</b>	<b>83</b>

Объемы недопоставки мощности, обусловленные невыполнением обязательных технических требований к генерирующему оборудованию, в ценовых зонах оптового рынка (МВт)

Месяц	Неудовлетворительное участие в ОПРЧ	Непредоставление диапазона реактивной мощности	Неудовлетворительное участие в оперативном вторичном регулировании ГЭС	Неудовлетворительное участие в автоматическом вторичном регулировании ГЭС	Невыполнение требований к СОТИАССО
Январь	165	74	-	9	1
Февраль	159	79	1	10	12
Март	170	94	-	9	7
Апрель	175	76	5	9	5
Май	302	84	-	9	1
Июнь	315	119	1	9	3
Июль	221	102	5	9	7
Август	195	116	1	9	6
Сентябрь	179	139	-	9	1
Октябрь	154	82	22	9	1
Ноябрь	137	26	-	9	9
Декабрь	133	35	-	9	2
<b>Среднегодовое значение</b>	<b>192</b>	<b>85</b>	<b>3</b>	<b>9</b>	<b>5</b>



## Среднемесячные снижения максимальной мощности в неценовых зонах оптового рынка (МВт)

Месяц	$N_{нв1}^j$	$N_{нв2}^j$	$N_{нв3}^j$	$N_{нв2}^{j(120) \max}$	$N_{нв2}^j \max$	$N_{нв2}^j$	$N_{нв4}^j$	$N_{нв5}^j$	$N_{нв6}^j$	$N_{нв8}^j$	$N_{нв8}^j$
	Плановое ремонтное снижение мощности длительностью более 180 суток для ТЭС и ГЭС, 270 суток для АЭС в год	Плановое ремонтное снижение мощности длительностью более 360 суток для ТЭС и ГЭС, 480 суток для АЭС за 4 года	Плановое ремонтное снижение мощности сверх суммарного годового значения	Снижение мощности по уведомлению ВСВГО, поданному в сутки X-4, не более 120 часов в месяц	Снижение мощности по уведомлению ВСВГО, поданному в сутки X-4, более 120 часов в месяц	Снижение мощности по уведомлению РСВ, поданному в сутки X-2	Снижение мощности по оперативному уведомлению	Снижение мощности из-за несоблюдения макс. и мин. мощности в час фактической поставки	Снижение мощности из-за несоблюдения заданного СО состава оборудования	Снижение мощности из-за согласованного увеличения времени включения в сеть	Снижение мощности из-за несоблюдения нормированного времени пуска
Январь	0	0	0	38	16	47	44	5	5	0	1
Февраль	0	0	0	0	0	37	17	21	3	3	1
Март	0	0	0	10	2	16	27	3	4	0	0
Апрель	0	0	0	1	0	8	7	5	3	0	1
Май	0	0	0	10	6	2	9	35	3	0	1
Июнь	0	0	0	32	54	34	15	3	7	0	1
Июль	0	0	2	30	86	34	22	3	5	0	2
Август	0	38	50	40	55	5	12	20	8	0	2
Сентябрь	0	0	121	37	58	43	42	13	4	0	2
Октябрь	0	36	257	21	2	38	15	35	5	0	1
Ноябрь	0	0	330	77	97	102	57	43	11	4	1
Декабрь	0	2	60	11	0	97	56	118	7	0	13
<b>Среднегодовое значение</b>	<b>0</b>	<b>6</b>	<b>68</b>	<b>26</b>	<b>31</b>	<b>39</b>	<b>27</b>	<b>25</b>	<b>6</b>	<b>1</b>	<b>2</b>

Таблица ПЗ.4

Объемы недопоставки мощности, обусловленные невыполнением обязательных технических требований к генерирующему оборудованию, в неценовых зонах оптового рынка (МВт)

Месяц	Неудовлетворительное участие в ОПРЧ	Непредоставление диапазона реактивной мощности	Неудовлетворительное участие в оперативном вторичном регулировании ГЭС	Неудовлетворительное участие в автоматическом вторичном регулировании ГЭС	СОТИАССО
Январь	4	-	-	-	1
Февраль	4	-	1	-	1
Март	5	-	2	-	1
Апрель	4	-	-	-	1
Май	5	-	-	-	1
Июнь	4	3	-	-	1
Июль	28	8	-	-	1
Август	104	9	2	-	1
Сентябрь	33	-	-	-	1
Октябрь	31	-	-	-	1
Ноябрь	31	-	-	-	1
Декабрь	30	-	-	-	1
<b>Среднегодовое значение</b>	<b>24</b>	<b>2</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1</b>

## Среднемесячные объемы снижения максимальной мощности электростанций оптового рынка по ЕЭС (МВт)

Месяц	Коэффициент поставки мощности *	Плановые ремонты	Неплановые ремонты до РСВ	Неплановые ремонты после РСВ	Аварийные ремонты
Январь	92.5%	12 585	3 666	863	286
Февраль	92.4%	16 499	3 588	1 042	264
Март	93.0%	24 703	4 407	686	301
Апрель	93.3%	34 984	4 048	781	330
Май	93.1%	35 980	3 852	825	345
Июнь	93.4%	41 244	3 905	1 188	340
Июль	91.9%	40 511	5 785	1 029	416
Август	91.3%	40 666	6 349	1 230	400
Сентябрь	92.5%	41 673	5 542	956	455
Октябрь	92.9%	38 087	4 430	857	487
Ноябрь	92.7%	24 209	5 868	778	349
Декабрь	96.0%	17 112	4 207	924	448
<b>Среднегодовое значение</b>	<b>92.9%</b>	<b>30 688</b>	<b>4 637</b>	<b>930</b>	<b>368</b>

\* - коэффициент поставки мощности определен как отношение объема фактически поставленной на оптовый рынок мощности, не превышающего объема, учтенного при проведении КОМ, к объему мощности, учтенному и отобранному по результатам КОМ.

Среднемесячные объемы снижения максимальной мощности по электростанциям оптового рынка по  
операционной зоне ОЭС Северо-Запада \* (МВт)

Месяц	Коэффициент поставки мощности	Плановые ремонты	Неплановые ремонты до РСВ	Неплановые ремонты после РСВ	Аварийные ремонты
Январь	94.3%	1 060	253	52	19
Февраль	90.7%	1 321	648	137	31
Март	91.2%	1 938	820	40	24
Апрель	92.1%	3 463	657	36	40
Май	94.5%	3 837	102	52	34
Июнь	94.7%	4 415	200	77	18
Июль	94.0%	5 038	260	76	47
Август	92.7%	3 447	446	73	42
Сентябрь	93.1%	4 285	466	97	18
Октябрь	91.8%	3 156	694	94	29
Ноябрь	92.8%	1 075	566	35	31
Декабрь	94.6%	1 094	365	70	16
<b>Среднегодовое значение</b>	<b>93.0%</b>	<b>2 844</b>	<b>456</b>	<b>70</b>	<b>29</b>

\* - данные по электростанциям, расположенным в ценовой зоне ОЭС Северо-Запада.

Среднемесячные объемы снижения максимальной мощности по электростанциям оптового рынка по  
операционной зоне ОЭС Сибири (МВт)

Месяц	Коэффициент поставки мощности	Плановые ремонты	Неплановые ремонты до РСВ	Неплановые ремонты после РСВ	Аварийные ремонты
Январь	93.3%	3 420	1 038	219	28
Февраль	93.0%	4 658	1 206	232	47
Март	93.5%	5 410	1 269	92	41
Апрель	93.5%	6 958	1 250	180	56
Май	94.4%	7 236	1 028	161	33
Июнь	94.7%	10 153	977	152	42
Июль	93.9%	8 736	1 260	92	32
Август	92.8%	10 436	1 403	242	54
Сентябрь	93.4%	8 742	1 399	108	43
Октябрь	94.0%	8 084	1 132	94	50
Ноябрь	93.2%	5 859	1 137	143	74
Декабрь	100.0%	4 365	1 222	196	49
<b>Среднегодовое значение</b>	<b>94.5%</b>	<b>7 005</b>	<b>1 194</b>	<b>159</b>	<b>46</b>

Среднемесячные объемы снижения максимальной мощности по электростанциям оптового рынка по  
операционной зоне ОЭС Средней Волги (МВт)

Месяц	Коэффициент поставки мощности	Плановые ремонты	Неплановые ремонты до РСВ	Неплановые ремонты после РСВ	Аварийные ремонты
Январь	92.8%	1 466	186	35	33
Февраль	92.5%	2 712	221	52	17
Март	92.0%	3 459	375	81	12
Апрель	94.0%	3 564	161	49	48
Май	94.3%	3 080	189	35	27
Июнь	94.2%	2 837	195	50	74
Июль	92.6%	3 425	312	57	49
Август	92.8%	4 152	329	65	50
Сентябрь	91.3%	4 293	736	104	34
Октябрь	92.1%	5 471	381	65	19
Ноябрь	91.7%	2 657	494	40	16
Декабрь	92.1%	1 390	279	114	43
<b>Среднегодовое значение</b>	<b>92.7%</b>	<b>3 209</b>	<b>321</b>	<b>62</b>	<b>35</b>

Среднемесячные объемы снижения максимальной мощности по электростанциям оптового рынка по операционной зоне ОЭС Урала (МВт)

Месяц	Коэффициент поставки мощности	Плановые ремонты	Неплановые ремонты до РСВ	Неплановые ремонты после РСВ	Аварийные ремонты
Январь	93.5%	3 070	693	254	109
Февраль	94.0%	3 573	434	299	69
Март	93.8%	5 611	657	234	106
Апрель	92.5%	7 549	1 162	241	102
Май	92.5%	8 145	1 156	216	83
Июнь	92.0%	9 789	1 259	596	90
Июль	88.3%	8 176	2 271	402	157
Август	90.1%	8 289	1 660	316	93
Сентябрь	92.8%	9 272	1 075	185	156
Октябрь	93.3%	7 345	796	233	186
Ноябрь	94.1%	5 423	1 017	213	102
Декабрь	95.5%	5 153	457	267	111
<b>Среднегодовое значение</b>	<b>92.7%</b>	<b>6 783</b>	<b>1 053</b>	<b>288</b>	<b>114</b>

Среднемесячные объемы снижения максимальной мощности по электростанциям оптового рынка по операционной зоне ОЭС Центра (МВт)

Месяц	Коэффициент поставки мощности	Плановые ремонты	Неплановые ремонты до РСВ	Неплановые ремонты после РСВ	Аварийные ремонты
Январь	90.0%	2 356	1 015	192	47
Февраль	90.5%	1 916	753	218	50
Март	92.7%	3 951	872	163	58
Апрель	94.6%	8 299	302	66	31
Май	91.2%	8 030	1 053	287	115
Июнь	92.3%	8 045	982	201	74
Июль	92.9%	10 532	1 018	271	79
Август	90.3%	9 208	1 841	426	104
Сентябрь	91.5%	9 183	1 522	293	154
Октябрь	92.1%	8 711	1 137	240	122
Ноябрь	92.6%	5 907	1 200	135	45
Декабрь	92.9%	3 428	844	135	46
<b>Среднегодовое значение</b>	<b>92.0%</b>	<b>6 631</b>	<b>1 045</b>	<b>219</b>	<b>77</b>



Среднемесячные объемы снижения максимальной мощности по электростанциям оптового рынка по  
операционной зоне ОЭС Юга (МВт)

Месяц	Коэффициент поставки мощности	Плановые ремонты	Неплановые ремонты до РСВ	Неплановые ремонты после РСВ	Аварийные ремонты
Январь	92.4%	1 047	438	93	44
Февраль	93.3%	1 773	293	88	23
Март	93.0%	2 991	398	53	53
Апрель	91.7%	3 659	510	203	46
Май	94.2%	3 964	307	66	16
Июнь	94.3%	4 167	177	100	32
Июль	90.8%	2 604	547	112	45
Август	89.8%	2 904	587	103	30
Сентябрь	93.2%	4 141	217	134	31
Октябрь	93.6%	3 667	249	120	41
Ноябрь	89.0%	2 303	1 181	172	29
Декабрь	92.7%	1 094	947	98	50
<b>Среднегодовое значение</b>	<b>92.3%</b>	<b>2 859</b>	<b>488</b>	<b>112</b>	<b>37</b>

Среднемесячные объемы снижения максимальной мощности по электростанциям оптового рынка по  
операционной зоне ОЭС Востока (МВт)

Месяц	Коэффициент поставки мощности *	Плановые ремонты	Неплановые ремонты, заявленные до 10:00 суток X-1 **	Неплановые ремонты, заявленные после 10:00 суток X-1 **	Аварийные ремонты
Январь	99.1%	166	44	19	6
Февраль	98.8%	545	33	15	27
Март	99.2%	1 342	17	24	6
Апрель	99.6%	1 493	6	5	7
Май	99.0%	1 687	16	8	37
Июнь	98.4%	1 838	115	13	9
Июль	98.0%	2 001	117	20	7
Август	97.0%	2 229	83	3	28
Сентябрь	97.5%	1 757	127	35	18
Октябрь	97.8%	1 653	41	11	40
Ноябрь	95.5%	986	273	39	53
Декабрь	95.5%	588	92	43	134
<b>Среднегодовое значение</b>	<b>97,9 %</b>	<b>1 357</b>	<b>80</b>	<b>20</b>	<b>31</b>

\* - коэффициент поставки мощности определен как отношение объема фактически поставленной на оптовый рынок мощности к объему мощности, учтенному в сводном прогнозном балансе ФАС;

\*\* - время хабаровское.

Среднегодовые снижения максимальной мощности по электростанциям оптового рынка по территориям субъектов Российской Федерации (МВт)

Субъект Российской Федерации	Плановые ремонты	Неплановые ремонты до РСВ	Неплановые ремонты после РСВ	Аварийные ремонты
Алтайский край	207	14	4	1
Амурская область	479	30	2	3
Архангельская область	113	12	4	1
Астраханская область	66	21	4	4
Белгородская область	31	3	1	1
Брянская область	0	0	0	0
Владимирская область	127	19	0	0
Волгоградская область	604	18	2	1
Вологодская область	184	5	8	4
Воронежская область	429	97	36	5
Забайкальский край	307	2	3	2
Ивановская область	164	8	6	1
Иркутская область	2181	167	20	8
Кабардино-Балкарская Республика	24	0	2	0
Калининградская область	45	0	1	0
Калужская область	3	0	0	0
Карачаево-Черкесская Республика	48	16	5	1
Кемеровская область	668	14	20	5
Кировская область	109	5	2	2
Костромская область	422	1	1	2
Краснодарский край	204	87	14	6
Красноярский край	2048	941	63	14

Субъект Российской Федерации	Плановые ремонты	Неплановые ремонты до РСВ	Неплановые ремонты после РСВ	Аварийные ремонты
Курганская область	98	5	1	0
Курская область	617	136	12	2
Ленинградская область и г.Санкт-Петербург	1877	375	56	22
Липецкая область	73	3	1	1
Московская область и г.Москва	2238	268	58	24
Мурманская область	510	17	3	2
Нижегородская область	380	38	9	5
Новгородская область	31	26	3	3
Новосибирская область	558	11	14	3
Омская область	235	21	15	8
Оренбургская область	401	30	12	7
Орловская область	80	2	1	1
Пензенская область	78	13	2	1
Пермский край	811	370	48	15
Приморский край	424	30	11	24
Псковская область	38	5	0	0
Республика Адыгея	0	0	0	0
Республика Алтай	0	0	0	0
Республика Башкортостан	683	101	13	6
Республика Бурятия	193	4	13	2
Республика Дагестан	252	16	5	2
Республика Ингушетия	0	0	0	0
Республика Калмыкия	5	2	1	0
Республика Карелия	35	19	1	0
Республика Крым и г.Севастополь	27	8	1	3
Республика Коми	194	3	2	1
Республика Марий Эл	18	0	0	0

Субъект Российской Федерации	Плановые ремонты	Неплановые ремонты до РСВ	Неплановые ремонты после РСВ	Аварийные ремонты
Республика Мордовия	13	0	2	0
Республика Саха (Якутия)	107	13	4	2
Республика Северная Осетия-Алания	5	2	0	0
Республика Татарстан	773	118	21	17
Республика Тыва	0	0	0	0
Республика Хакасия	426	9	6	2
Ростовская область	879	302	67	16
Рязанская область	541	43	28	7
Самарская область	733	107	11	5
Саратовская область	918	34	14	4
Свердловская область	1661	222	116	36
Смоленская область	579	187	12	5
Ставропольский край	746	15	12	4
Тамбовская область	33	35	4	3
Тверская область	656	156	33	6
Томская область	181	10	2	1
Тульская область	216	73	15	12
Тюменская область	2051	102	40	30
Удмуртская Республика	112	10	3	1
Ульяновская область	88	1	1	1
Хабаровский край	347	8	3	3
Челябинская область	857	209	53	17
Чеченская республика	0	0	0	0
Чувашская Республика	208	9	2	2
Ярославская область	239	8	4	2

**Детализированная информация об установленной мощности электростанций  
промышленных предприятий и розничного рынка**

Таблица П4.1  
МВт

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Прирост
<b>Всего, в т.ч.</b>	<b>9 032</b>	<b>9 730</b>	<b>10 199</b>	<b>11 334</b>	<b>11 760</b>	<b>11 762</b>	<b>12 666</b>	<b>13 224</b>	<b>4 192</b>
- введено ранее 2010 года и включено в расчетную модель в соответствующем году		571	171	735	54	8	47	71	<b>1 657</b>
- вновь введенные станции		126	324	364	362	234	656	486	<b>2 554</b>
- изменение установленной мощности ранее введенных станций		0	-26	36	9	-240	201	0	<b>-19</b>
<b>По типу станции:</b>									
ТЭС	2 911	2 928	3 002	3 277	3 229	2 957	2 978	3 227	<b>317</b>
ГЭС	317	317	268	268	269	270	263	284	<b>-33</b>
СЭС/ВЭС	0	0	0	0	0	0	389	389	<b>389</b>
<b>ППР, в т.ч.</b>	<b>5 804</b>	<b>6 485</b>	<b>6 929</b>	<b>7 789</b>	<b>8 261</b>	<b>8 535</b>	<b>9 036</b>	<b>9 323</b>	<b>3 519</b>
- введено ранее 2010 года и включено в расчетную модель в соответствующем году		571	120	565	30	4	47	42	<b>1 379</b>
- вновь введенные станции		109	284	247	346	221	461	221	<b>1 889</b>
- изменение установленной мощности ранее введенных станций		0	40	48	96	50	-6	24	<b>252</b>

\*Данные об установленной мощности по состоянию на 1 января соответствующего года