



**СИСТЕМНЫЙ ОПЕРАТОР
ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ
RUSSIAN POWER SYSTEM OPERATOR**

Отчет об объемах поставленной на оптовый рынок мощности в 2024 году

I. Основные показатели поставки мощности на оптовый рынок

Среднегодовая величина установленной мощности электростанций, функционирующих на оптовом рынке, за последние 10 лет (с 2015 по 2024 годы) увеличилась на 5,3% (с 219,2 ГВт до 230,9 ГВт). До 2020 года рост объемов генерирующих мощностей в первую очередь был обусловлен вводом объектов, поставка мощности которых осуществляется по договорам о предоставлении мощности (ДПМ) и купли-продажи (поставки) мощности новых АЭС/ГЭС, начиная с 2020 года – объемами ввода СЭС/ВЭС, превышающими объемы вводов традиционной генерации. При этом в указанный период было выведено из эксплуатации более 17,9 ГВт генерирующих объектов, функционировавших на оптовом рынке.

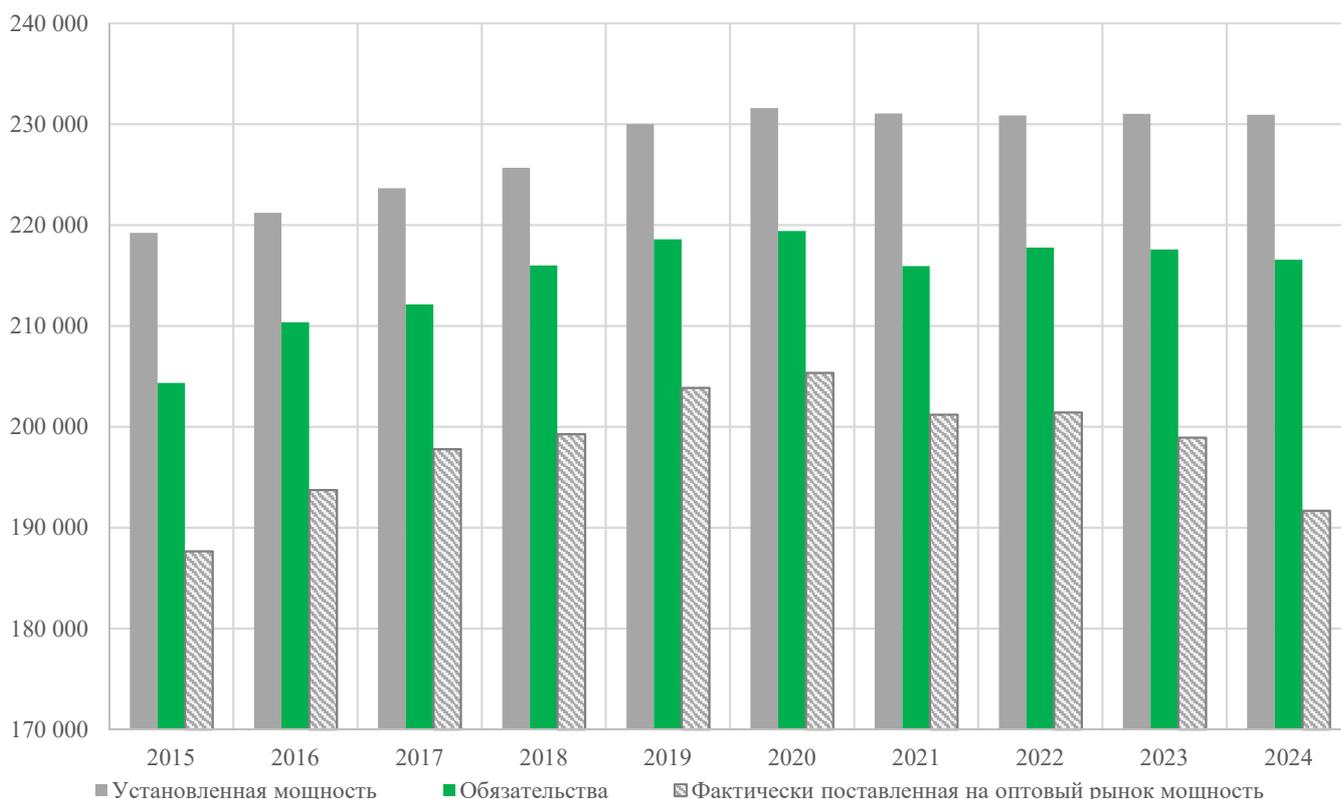
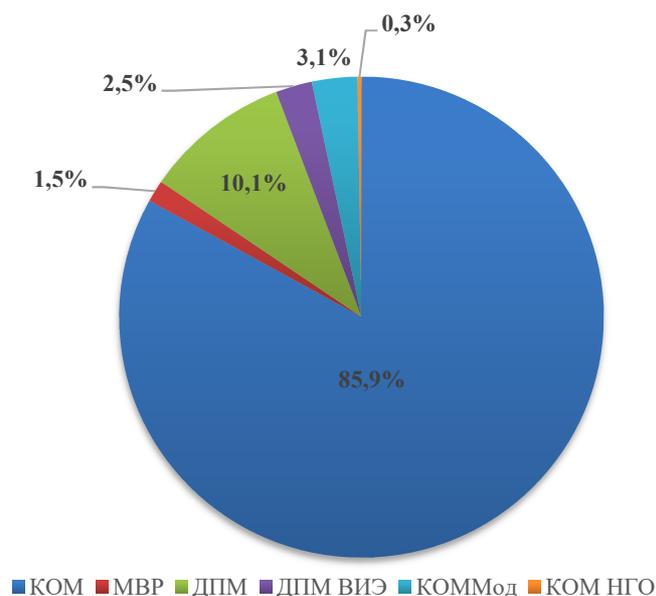


Рисунок I.1 – Среднегодовая установленная и фактически поставленная мощности

Объем фактически поставленной на оптовый рынок мощности в соответствии с правилами оптового рынка не может превышать объема обязательств по поставке мощности на оптовый рынок.

Устойчивый рост объемов обязательств по поставке мощности на оптовый рынок и среднегодового объема фактически поставленной на оптовый рынок мощности за период с 2015 по 2020 годы (на 9,4% с 187,7 ГВт до 205,4 ГВт) также преимущественно обусловлен вводом в эксплуатацию новых объектов генерации по программе ДПМ и новых АЭС/ГЭС. Начиная с 2021 года, наблюдается снижение указанных объемов, преимущественно за счет роста объемов недопоставки мощности. Среднегодовой объем фактически поставленной на оптовый рынок мощности, определяемый в соответствии с

правилами и регламентами оптового рынка, в 2024 году снизился относительно 2023 года на 3,6 % (на 6,7 % относительно 2020 года) и составил 191,7 ГВт.



Основной объем обязательств по поставке мощности на оптовый рынок в ценовых зонах оптового рынка формируется по результатам конкурентного отбора мощности (КОМ). Обязательства по поставке мощности соответствуют величине располагаемой мощности, заявляемой в составе ценовой заявки для целей участия в КОМ и учитывающей прогнозную величину ограничений установленной мощности, носящую технический или сезонный характер.

При невыполнении (частичном невыполнении) поставщиком условий поддержания генерирующего оборудования в состоянии готовности к выработке электрической энергии определяются показатель неготовности и объем недопоставки мощности.

Показатель неготовности определяется с применением коэффициентов неготовности, установленных Правилами ОРЭМ [1], и может превышать величину установленной мощности генерирующего объекта. В случае превышения показателя неготовности относительно предельного объема поставки мощности и установленной мощности генерирующего объекта, поставляющего мощность по результатам КОМ или в вынужденном режиме, в отношении объема такого превышения поставщик выплачивает штраф покупателям.

Объем недопоставки мощности равен минимальному значению, определенному по итогам расчетного периода, одной из трех величин: значения показателя неготовности, предельного объема поставки мощности и объема установленной мощности генерирующего объекта.

Установленная мощность, обязательства по поставке мощности, объемы недопоставки мощности на оптовый рынок, обусловленные несоблюдением обязательных требований по обеспечению готовности к работе, а также объем потребления на собственные и хозяйственные нужды определяют объем фактически поставленной на оптовый рынок мощности генерирующего объекта.

Основной объем недопоставки мощности определяется снижением доступной мощности, готовой к несению нагрузки. В 2024 году среднегодовой объем недопоставки мощности составил 11,2% от величины установленной мощности.

Объем доступной в каждый момент времени мощности (мощности, готовой к несению нагрузки) определяется значениями ограничений установленной мощности, мощности генерирующего оборудования, находящегося в плановых, неплановых и аварийных ремонтах, а также иными ремонтными снижениями на основном и вспомогательном оборудовании электростанций. Указанные снижения формируют объем физического снижения относительно установленной мощности. Среднегодовой суммарный объем таких снижений в 2024 году составил 58,8 ГВт, что на 6,0% больше, чем в 2023 году.

Основные объемы ограничений установленной мощности в ценовых зонах оптового рынка, как правило, заявляются на этапе проведения конкурентного отбора мощности (КОМ), объем неучтенных на этапе КОМ ограничений, приводящих к дополнительному снижению поставки мощности, незначителен. В неценовых зонах оптового рынка ограничения установленной мощности не снижают объем фактически поставленной на оптовый рынок мощности.

Плановые ремонты проводятся в заранее определенные сроки, составляют основную долю в суммарном объеме физических снижений мощности и в соответствии с установленными правилами подлежат оплате в полном объеме. В случае превышения фактической длительности плановых ремонтов относительно установленной Правилами ОРЭМ [1] в предшествующие 12 месяцев и предшествующие 4 года, а также при превышении объемов фактической относительно согласованной годовой ремонтной площадки, объем фактически поставленной на оптовый рынок мощности снижается. Прирост плановых объемов ремонтов в 2021-2024 годах в основном обусловлен реализацией мероприятий по модернизации генерирующего оборудования по результатам КОММод. Норма учета фактической длительности плановых ремонтов в предшествующие 4 года была исключена с 01.11.2024 постановлением Правительства РФ от 01.11.2024 № 1472.

Иные физические снижения мощности в зависимости от их вида и продолжительности, а также применяемых понижающих коэффициентов, установленных Правилами ОРЭМ [1] и зависящих, в том числе от времени, за которое персоналом электростанции было сообщено об изменении эксплуатационного состояния и параметров режима работы генерирующего оборудования, формируют основной объем недопоставки мощности на оптовый рынок.

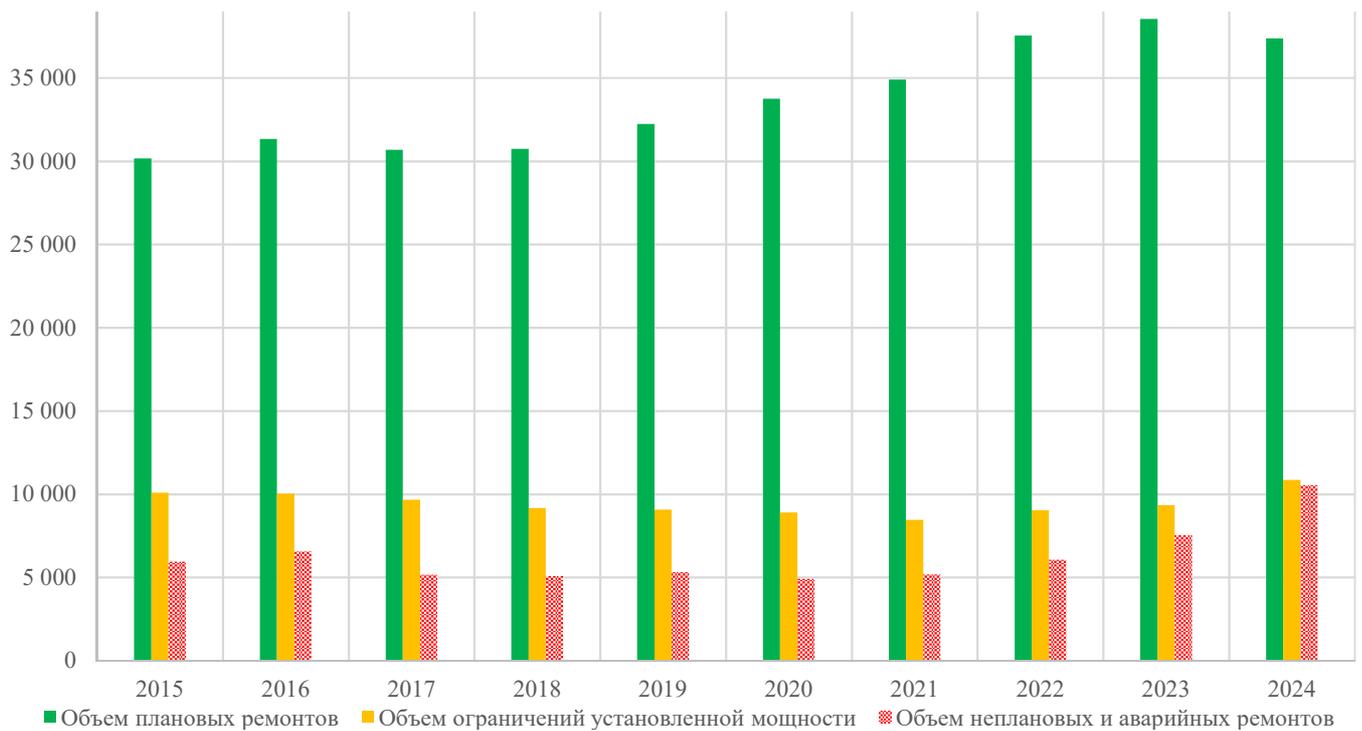


Рисунок I.2 – Объемы снижений мощности

Таблица 1

Среднегодовые показатели объемов поставки мощности на ОРЭМ в 2024 г.

	Среднегодовая величина, МВт	% от установленной мощности
Установленная мощность объектов, функционирующих на ОРЭМ	230 922	100,0%
Объем плановых ремонтов	37 382	16,2%
Объем ограничений установленной мощности (физические объемы, без применения коэффициентов неготовности)	10 858	4,7%
Объем unplanned and аварийных ремонтов (физические объемы, без применения коэффициентов неготовности)	10 527	4,6%
Мощность, готовая к несению нагрузки (доступная мощность)	168 962	73,2%
Объем недопоставки мощности на оптовый рынок (с применением коэффициентов неготовности)	25 796	11,2%
Объем фактически поставленной на оптовый рынок мощности (с применением коэффициентов неготовности)	191 696	83,0%
Объем потребления мощности на собственные нужды	7 368	3,2%

Динамика изменений основных показателей поставки мощности на оптовый рынок за период с 2015 по 2024 годы в отношении электростанций оптового рынка приведена в таблице 2.

Детализированная информация о функционировании рынка мощности приведена в последующих разделах настоящего отчета.

Таблица 2

Среднегодовые показатели поставки мощности на оптовом рынке

Год	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Генерирующие объекты, функционирующие в ценовых и неценовых зонах оптового рынка										
Установленная мощность, МВт	219 228	221 219	223 643	225 660	230 012	231 601	231 042	230 859	231 039	230 922
изменение к предшествующему году, %		0,9%	1,1%	0,9%	1,9%	0,7%	-0,2%	-0,1%	0,1%	-0,1%
Объем договорных обязательств, МВт	204 331	210 356	212 144	216 002	218 571	219 405	215 916	217 762	217 566	216 551
изменение к предшествующему году, %		2,9%	0,9%	1,8%	1,2%	0,4%	-1,6%	0,9%	-0,1%	-0,5%
Объем недопоставки мощности на оптовый рынок, МВт	15 759	15 939	14 266	14 999	14 825	14 426	16 036	17 971	19 446	25 796
изменение к предшествующему году, %		1,1%	-10,5%	5,1%	-1,2%	-2,7%	11,2%	12,1%	8,2%	32,7%
Объем фактически поставленной на оптовый рынок мощности, МВт	197 244	197 831	197 805	199 266	203 876	205 368	201 228	201 442	198 919	191 696
изменение к предшествующему году, %		0,3%	0,0%	0,7%	2,3%	0,7%	-2,0%	0,1%	-1,3%	-3,6%

В 2015-2024 годах на изменение объемов недопоставки мощности на оптовый рынок влияло не только изменение объемов неплановых ремонтов и ограничений мощности, но и изменения Правил ОРЭМ [1]. В 2015 году была ограничена максимальная длительность «оплачиваемых» плановых ремонтов, а также изменен порядок учета неплановых ремонтов, заявленных на этапе выбора состава включенного генерирующего оборудования. В 2018 году введены индивидуальные коэффициенты неготовности (коэффициенты дифференциации), определяемые в отношении каждой ГТП исходя из статистических данных о недопоставке мощности и востребованности в рынке электроэнергии за предшествующие 12 месяцев.

II. Генерирующее оборудование, функционирующее на оптовом рынке

По состоянию на декабрь 2024 года поставку электроэнергии и мощности на оптовом рынке осуществляли 111 участников оптового рынка с использованием 466 электростанций, представленных 837 группами точек поставки генерации (ГТПГ), в состав которых входила 1 991 единица генерирующего оборудования. Суммарная

установленная мощность электростанций, функционирующих на оптовом рынке, по состоянию на декабрь 2024 года составила 231,3 ГВт.

При этом в отношении 45 ГТПГ, в том числе функционирующих в период выполнения мероприятий по модернизации, в состав которых входили 62 единицы генерирующего оборудования, суммарной установленной мощностью 6 620 МВт, по состоянию на декабрь 2024 года отсутствовали обязательства по поставке мощности, в отношении соответствующих ГТПГ на оптовом рынке возможна только поставка электроэнергии.

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, а также иные технические параметры, подлежащие подтверждению по результатам аттестации в соответствии с решениями Правительства РФ и (или) договорами поставки мощности.

Установленная мощность, максимальная располагаемая мощность (учитываемая при определении предельного объема поставки мощности), а также иные общесистемные параметры генерирующего оборудования определяются по результатам комплексных испытаний, проводимых в соответствии с Правилами проведения испытаний [2] с учетом предусмотренных регламентами оптового рынка [5] особенностей.

Установленная мощность электростанций ЕЭС России на 01.12.2024 составила 263,5 ГВт, из которых 231,3 ГВт составляет установленная мощность электростанций, функционирующих на оптовом рынке.

Значение предельного объема поставки мощности может быть как ниже установленной мощности (при наличии ограничений), так и выше установленной мощности, так как установленная мощность определяется путем приведения к нормальным условиям и номинальным параметрам фактической располагаемой мощности, зарегистрированной при фактических параметрах (температура, давление, влажность). Среднее значение предельного объема поставки мощности электростанций, функционирующих на оптовом рынке, в 2024 году составило 229,4 ГВт. Для целей определения фактических объемов поставки мощности на оптовый рынок учитывается наименьшее значение из величины предельного объема поставки и установленной мощности. Среднее значение предельного объема с учетом «срезки» на установленную мощность в 2024 году составило 227,4 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 на собственные нужды электростанции, а также объемов недопоставки мощности,

рассчитанных в соответствии с Правилами ОРЭМ [1] и обусловленных временной, полной или частичной неготовностью оборудования к работе.

Таблица 3

Среднегодовые объемы мощности за 2024 год

	Установленная мощность, МВт	Предельный объем поставки мощности на оптовый рынок*, МВт	Объем фактически поставленной на оптовый рынок мощности, МВт
Всего оптовый и розничный рынок	247 172		
Оптовый рынок в целом	230 922	227 396	191 696
<i>Ценовые зоны:</i>	215 235	212 288	177 929
Первая ценовая зона	164 993	162 744	135 903
Вторая ценовая зона	50 242	49 544	42 026
<i>Неценовые зоны:</i>	15 687	15 108	13 766
Архангельская область	1 027	1 027	1 001
Калининградская область	1 879	1 879	1 690
Республика Коми	1 713	1 713	1 699
Дальний Восток	11 068	10 488	9 375
Розничный рынок **	16 250	–	–

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

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

III. Аттестация генерирующего оборудования

Одним из основных параметров, характеризующих генерирующее оборудование, является установленная мощность, подлежащая определению в порядке, установленном Правилами проведения испытаний [2] при вводе генерирующего оборудования в эксплуатацию, а также при изменении характеристик и параметров оборудования.

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

В течение 2024 года собственниками оборудования, представленного на оптовом рынке, было заявлено об изменении установленной мощности генерирующего оборудования (включая изменения, заявленные в декабре 2024 и учтенные при формировании реестра предельных объемов поставки мощности на январь 2025 года), обусловленном:

- вводом генерирующего оборудования в эксплуатацию – 978 МВт;
- выводом генерирующего оборудования из эксплуатации – 1330 МВт;
- перемаркировкой генерирующего оборудования – + 263 МВт.

Помимо аттестационных испытаний, проводимых при изменении характеристик и параметров оборудования, Правилами ОРЭМ [1] предусмотрено регулярное

тестирование всего парка генерирующего оборудования, поставляющего мощность на оптовый рынок, – испытания должны проводиться не реже одного раза в 5 лет. Дополнительно обязательному тестированию подлежит генерирующее оборудование:

- в отношении которого длительно (более 6 месяцев) регистрировалась неготовность к работе;
- находившееся в резерве более 11 месяцев;
- поставляющее мощность по ДПМ, в отношении которого показатель неготовности за какой-либо месяц превысил установленную мощность и (или) предельный объем поставки мощности.

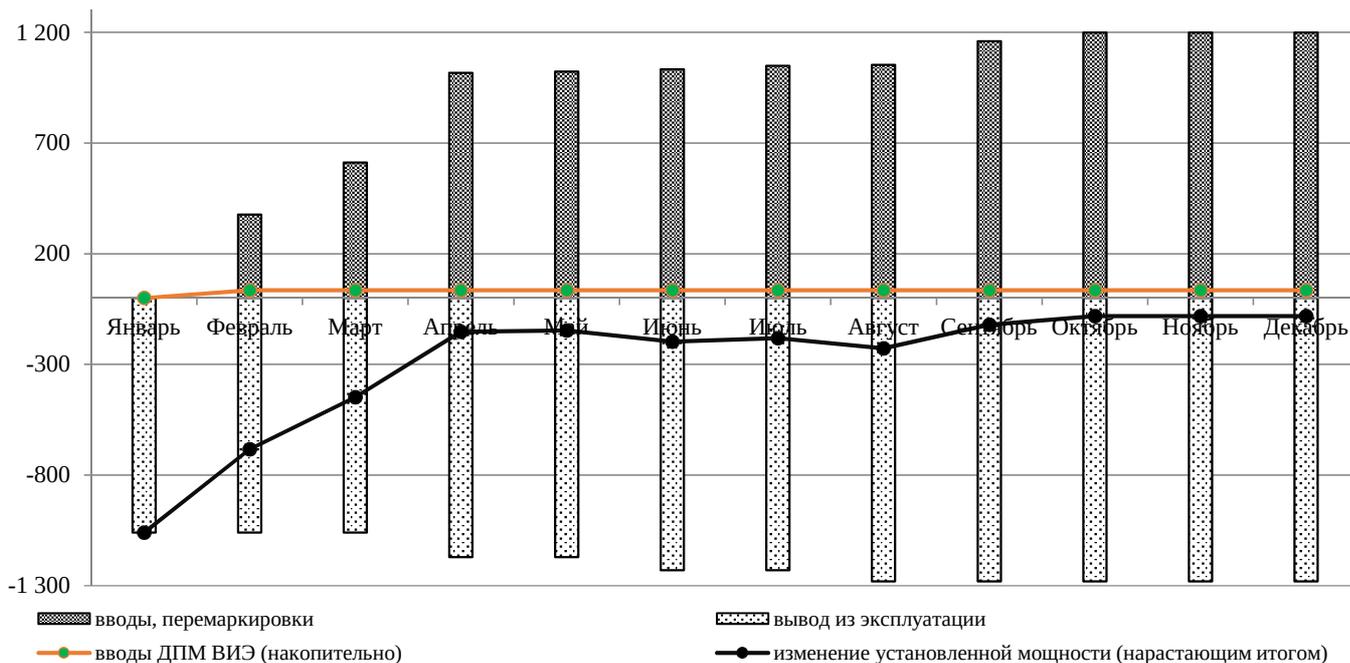
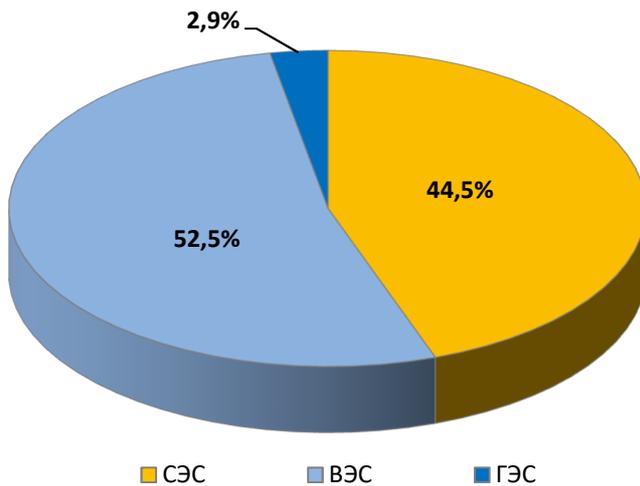


Рисунок III.1 – Динамика изменения установленной мощности генерирующего оборудования, функционирующего на оптовом рынке

В течение 2024 года собственниками оборудования в ценовых и неценовых зонах оптового рынка было проведено тестирование для целей аттестации генерирующего оборудования на 130 электростанциях, суммарной установленной мощностью 104 964 МВт (на 5 613 МВт или 5,6 % больше, чем в 2023 году).

В течение 2024 года был аттестован 1 объект ДПМ ВИЭ (СЭС/ВЭС) суммарной установленной мощностью 35 МВт. В соответствии с регламентами оптового рынка предельный объем поставки объектов ДПМ ВИЭ, относящихся к солнечной и ветровой генерации, определяется равным установленной мощности при соблюдении установленных правилами и регламентами оптового рынка требований, в том числе признании Ассоциацией «НП Совет рынка» генерирующего объекта ДПМ ВИЭ квалифицированным генерирующим объектом, соответствии фактического местоположения генерирующего объекта местоположению, определенному ДПМ ВИЭ, превышении максимальной часовой выработки электрической энергии минимально необходимой установленной величины.



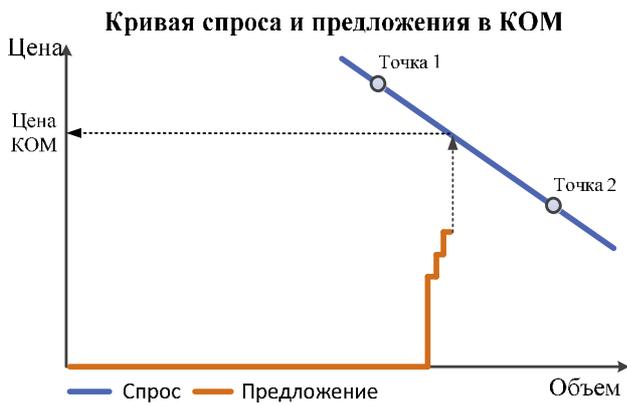
Суммарная установленная мощность объектов ДПМ ВИЭ на 01.01.2025 составила 4 673,390 МВт, в том числе установленная мощность солнечных электростанций составила 2 081,898 МВт, а ветровых электростанций – 2 455,040 МВт.

Детализированная информация о тестировании генерирующего оборудования для целей аттестации в 2024 году представлена в Приложении 2.

IV. 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 генерирующего оборудования к выработке электроэнергии, в соответствии с одним из следующих механизмов, предусмотренных Правилами ОРЭМ [1]:

- по договорам купли-продажи мощности, заключаемым по результатам проводимого Системным оператором долгосрочного конкурентного отбора мощности (КОМ);
- по договорам о предоставлении мощности (ДПМ) ТЭС, договорам купли-продажи мощности новых АЭС и ГЭС (ГАЭС);
- по договорам купли-продажи мощности, заключаемым по результатам проводимого Системным оператором конкурентного отбора мощности новых генерирующих объектов, подлежащих строительству (КОМ НГО);
- по договорам купли-продажи мощности модернизированных генерирующих объектов, включенных в утвержденный Правительством РФ перечень по результатам проводимого Системным оператором отбора проектов модернизации генерирующих объектов тепловых электростанций (КОММод);
- по договорам купли-продажи мощности, производимой с использованием генерирующих объектов, поставляющих мощность в вынужденном режиме (МВР);
- по ДПМ ВИЭ/ТБО, 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 на основании решения Правительства РФ с учетом индексации на индекс потребительских цен за предшествующие периоды.

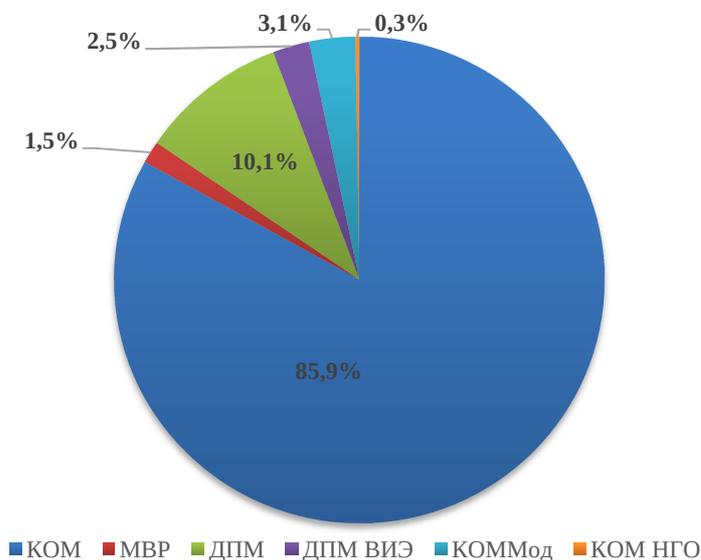
Информация о КОМ на 2024 год

	Первая точка		Вторая точка		Объем отобранного предложения*, МВт	Цена мощности по результатам КОМ**, руб/МВт
	Спрос, МВт	Цена, руб/МВт	Спрос, МВт	Цена, руб/МВт		
Первая ценовая зона	149 559	209 051	167 506	152 620	158 796	182 047.59
Вторая ценовая зона	42 202	292 415	47 267	209 051	42 394	278 586.78
Итого	191 762		214 773		201 190	

* - объем отобранного предложения включает объемы мощности, отобранные по цене КОМ на декабрь соответствующего года, а также объемы мощности, подлежащие обязательной покупке на оптовом рынке (ДПМ, договоры новых АЭС/ГЭС, ДПМ ВИЭ/ТБО, договоры купли-продажи мощности объектов МВР и модернизированных генерирующих объектов), оплачиваемые по цене соответствующих договоров.

** цена продажи мощности, определенная по результатам КОМ. При проведении финансовых расчетов цена подлежит индексации в соответствии с Правилами индексации цены на мощность, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 13.04.2010 № 238.

В соответствии с математической моделью КОМ [4] переток из первой во вторую ценовую зону в КОМ на 2024 год учтен в размере максимально допустимого объема поставки мощности – 648,818 МВт, рассчитанного в установленном регламентом [4] порядке, учитывающем объемы неплановых отклонений величин сальдо перетоков энергосистемы Северного Казахстана от плановых.



Объем поставляемой на оптовый рынок мощности по результатам конкурентного отбора мощности в 2024 году составил 85,9 %, объем мощности объектов ДПМ и новых АЭС/ГЭС составил 10,1 %, объектов КОММОд составил 3,1 %.

Объемы мощности, учтенные и отобранные по результатам КОМ на 2024 год

	Всего	Первая ЦЗ	Вторая ЦЗ
Поставка мощности на оптовый рынок *, в т.ч.	201 190	158 796	42 394
КОМ	169 179	127 566	38 998
МВР	3 808	3 764	44
ДПМ и договоры новых АЭС/ГЭС, КОММод	17 810	17 289	521
КОММод	10 393	8 227	2 166
Объем мощности объектов розничной генерации, учтенный при проведении КОМ	8 503	7 186	1 317

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

Детализированная информация о результатах КОМ на 2024 год представлена в Приложении 1.

Фактический состав генерирующего оборудования, с использованием которого осуществляется поставка мощности на оптовый рынок, может быть меньше состава генерирующего оборудования, отобранного (учтенного в покрытии спроса) по результатам КОМ. Причинами такого отличия могут являться лишение права участия в торговле на оптовом рынке (переход на розничный рынок для объектов генерации с установленной мощностью менее 25 МВт), вывод оборудования из эксплуатации, а также задержка вводов в эксплуатацию генерирующего оборудования, в том числе оборудования, мощность которого подлежит обязательной покупке. Суммарная располагаемая мощность генерирующего оборудования, отобранного по результатам КОМ на 2024 год, с использованием которого не осуществлялась поставка мощности на оптовый рынок, в декабре 2024 года составила 782 МВт (612 МВт вывод из эксплуатации отобранных объектов, 169 МВт функционирование на розничном рынке).

V. Фактическая поставка мощности на оптовый рынок в ценовых зонах



Фактически поставленная на оптовый рынок мощность определяется в пределах объемов мощности, составляющих обязательства по поставке мощности генерирующего оборудования, исходя из минимального значения установленной мощности и предельного объема поставки мощности, сниженного на величину потребления части мощности на собственные и хозяйственные

нужды и объемы недопоставки мощности, обусловленные временным полным или частичным несоответствием генерирующего оборудования требованиям по готовности к выработке электроэнергии, с учетом коэффициента дифференциации, рассчитываемого на основании статистики работы оборудования за предшествующие 12 месяцев. Среднегодовое значение фактически поставленной мощности, подлежащей оплате потребителями, в ценовых зонах оптового рынка в 2024 году составило 177 929 МВт, что на 3,7% меньше, чем в 2023 году. Среднегодовое снижение мощности генерирующего оборудования, в отношении которого сформированы обязательства по поставке мощности в ценовых зонах оптового рынка, определяемое расходом на собственные и хозяйственные нужды, составило 7 326 МВт, определяемое соблюдением обязательных требований к обеспечению готовности к выработке электроэнергии – 22 577 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, и учитывается при определении фактически поставленных на оптовый рынок объемов мощности в пределах установленных нормативов потребления электрической мощности на собственные и хозяйственные нужды соответствующей электростанции. Сверхнормативное потребление на собственные и хозяйственные нужды генерирующие компании покупают на оптовом рынке.

Соответствие генерирующего оборудования обязательным требованиям по готовности к выработке электроэнергии рассчитывается для каждого часа в отношении каждой ГТП генерации. К обязательным техническим требованиям, определяющим готовность генерирующего оборудования к выработке электроэнергии, относятся участие в общем первичном регулировании частоты (ОПРЧ), участие в регулировании

реактивной мощности, участие в автоматическом вторичном регулировании частоты и перетоков активной мощности ГЭС, выполнение требований к системе обмена информацией с автоматизированной системой Системного оператора (СОТИАССО) и работа в соответствии с заданным системным оператором режимом работы. В зависимости от вида невыполнения (полного или частичного) обязательных требований (ограничение мощности, плановый или неплановый ремонт, потеря связи и т.д.) применяются различные коэффициенты неготовности, порядок расчета которых установлен Правилами ОРЭМ [1].

Применяемый коэффициент неготовности индивидуален для каждой ГТП и равен произведению базового коэффициента неготовности, установленного Правилами ОРЭМ [1], и индивидуального коэффициента – коэффициента дифференциации, рассчитываемого исходя из величины коэффициента надежности, определяемого на основании статистических данных о готовности к выработке электроэнергии в предшествующие 12 месяцев, и коэффициента востребованности, определяемого на основании статистических данных о фактической работе генерирующего оборудования в рынке электроэнергии в предшествующие 12 месяцев.

Среднегодовой средневзвешенный коэффициент надежности и востребованности в 2024 году составил соответственно 0,9329 и 0,7193, а соответствующий им коэффициент дифференциации составил 1,1977.

Информация о месячных значениях средневзвешенного коэффициента дифференциации в 2024 году приведена на рисунке V.1.

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 [1] обязательных требований, и соответствующего каждому виду нарушения коэффициента неготовности.

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 [1] максимальную совокупную длительность ремонта, коэффициенты неготовности 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 V.2).

Коэффициент дифференциации

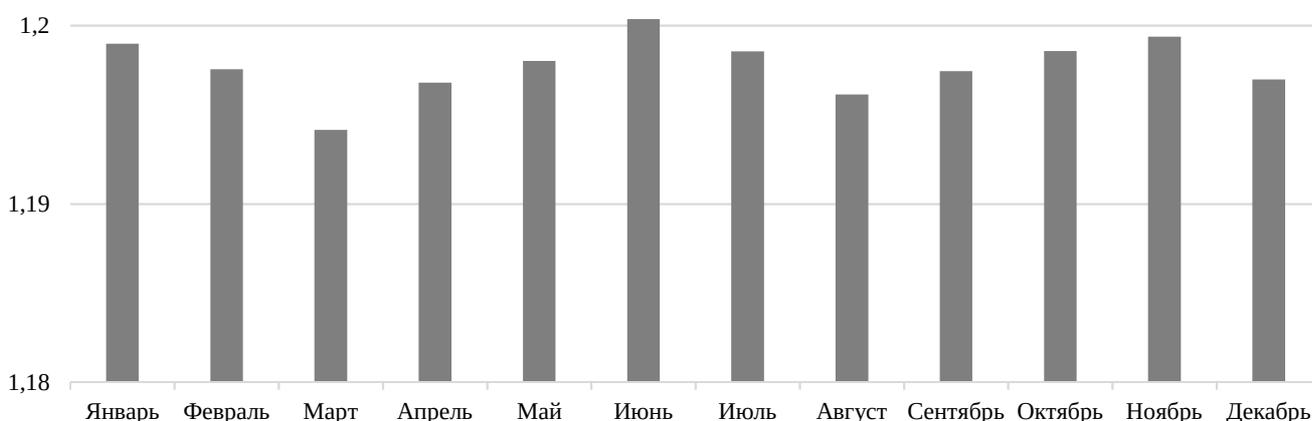


Рисунок V.1 – Помесячные коэффициенты дифференциации в 2024 году

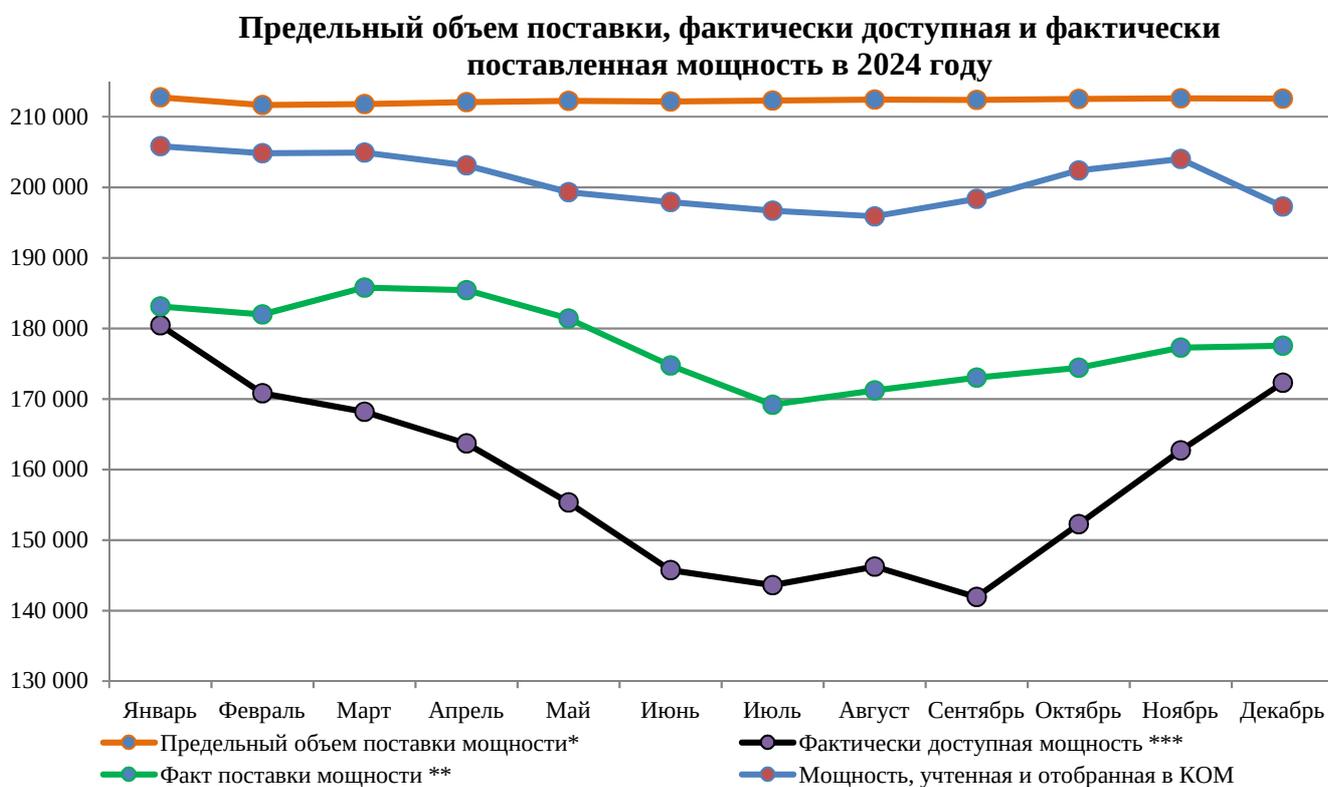


Рисунок V.2 – Предельный объем поставки, фактически доступная и фактически поставленная мощность

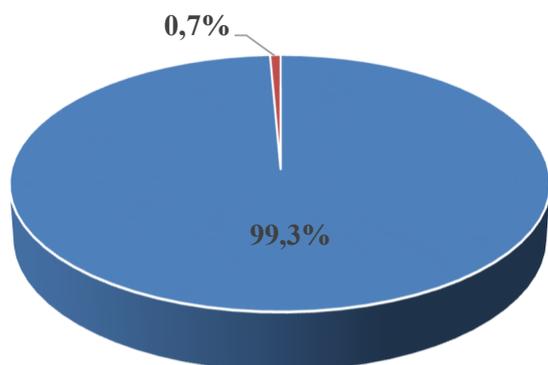
* – предельный объем поставки мощности определен с учетом «срезки» с установленной мощностью;

** – факт поставки мощности соответствует объемам, определенным в соответствии с Правилами ОРЭМ [1]. 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 коэффициенты неготовности;

*** – 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).

VI. Снижение объема фактически поставленной мощности в ценовых зонах

Виды недопоставки мощности



- Снижение фактически доступной мощности
- Иные параметры неготовности

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 генерирующих объектов, в отношении которых сформированы обязательства по поставке мощности, равный произведению значений

фактических снижений мощности и соответствующего коэффициента неготовности, в ценовых зонах оптового рынка в 2024 году составил 21 348 МВт, что на 22 % больше чем в 2023 году.

99,3 % объема недопоставки мощности в 2024 году было обусловлено снижением фактически доступной мощности или невыполнением заданного системным оператором режима работы генерирующего оборудования, а 0,7 % – невыполнением обязательных технических требований к генерирующему оборудованию (участие в ОПРЧ, СОТИАССО, предоставление диапазона регулирования реактивной мощности, участие во вторичном оперативном и автоматическом регулировании для ГЭС).

Детализированная информация о снижениях фактически поставленной мощности в ценовых зонах оптового рынка в 2024 году приведена в Приложении 3.

VII. Снижение объемов мощности при выводе оборудования в ремонт в ценовых зонах



В течение 2024 года в ценовых зонах оптового рынка в ремонтах в среднем находилось 44 575 МВт мощности генерирующих объектов, что на 4,6% больше, чем в 2023 году. Основной объем физического снижения мощности (35 196 МВт или 79,0 %) составили плановые ремонты.

В зависимости от вида проводимого ремонта и времени уведомления системного оператора о неготовности к работе к снижениям мощности в соответствии с Правилами

ОРЭМ [1] применяются различные понижающие коэффициенты. При этом чем раньше поставщиком направлено соответствующее уведомление, тем больше у системы времени на выполнение компенсационных мероприятий и замещение такого оборудования и, соответственно, меньше последствия указанного события для энергосистемы в целом, и тем меньше снижение оплаты мощности у поставщика. Исходя из этого снижения мощности классифицируются следующим образом:

- плановые ремонты оборудования (Δ_1);
- неплановые ремонты оборудования, учтенные в расчетах выбора состава включенного генерирующего оборудования (ВСВГО) и РСВ ($\Delta_{2.1}$, $\Delta_{2.2}$);
- неплановые ремонты, не учтенные в РСВ (Δ_4);
- аварийные ремонты (отключения/невключения) генерирующего оборудования ($\Delta_{изм}$, Δ_6 , $\Delta_{8.1}$, $\Delta_{8.2}$).

К объемам плановых ремонтов в пределах годовой ремонтной площадки и в случае непревышения установленной Правилами ОРЭМ [1] длительности ремонтов в предшествующие 12 месяцев и 4 календарных года коэффициенты неготовности не применяются.

Объем плановых ремонтов включает в себя объемы снижения мощности, обусловленные выводом из работы оборудования (в т.ч. общестанционного и вспомогательного) для целей проведения ремонтов, выполняемых в рамках технического обслуживания оборудования, а также для реализации мероприятий по модернизации генерирующего оборудования, проводимой по результатам конкурентного отбора проектов модернизации генерирующих объектов тепловых электростанций. Объем плановых ремонтов в ценовых зонах оптового рынка в декабре 2024 года составил 23 902 МВт, что на 7,8 % больше чем в 2023 году, в том числе 4 650 МВт генерирующих

мощностей в период реализации мероприятий по модернизации генерирующего оборудования (на 87% больше чем в 2023 году).

В период реализации мероприятий по модернизации генерирующего оборудования, проводимой по результатам конкурентного отбора проектов модернизации генерирующих объектов тепловых электростанций, мощность оборудования не оплачивается.

При превышении установленной Правилами ОРЭМ [1] длительности плановых ремонтов в предшествующие 12 месяцев и 4 календарных года мощность оборудования, находящегося в плановом ремонте, перестает оплачиваться (норма контроля длительности плановых ремонтов на интервале 4 лет действовала до октября 2024 года включительно). Зарегистрированный объем превышения длительности плановых ремонтов в декабре 2024 года составил 4 346 МВт. Среднегодовой объем указанного превышения в 2024 году составил 11,3 % от величины плановых ремонтов в 2024 году.

Объемы ремонтов в течение года имеют существенную неравномерность по сезонам. Максимальное среднемесячное снижение мощности в ценовых зонах оптового рынка, обусловленное ограничениями и ремонтами оборудования, в 2024 году было зарегистрировано в августе и составило 70 868 МВт, что на 1,7% больше максимального снижения мощности в 2023 году. Информация о среднемесячных снижениях мощности электростанций оптового рынка, поставляющих мощность в 2024 году, приведена на рисунках VII.1, VII.2, VII.3.

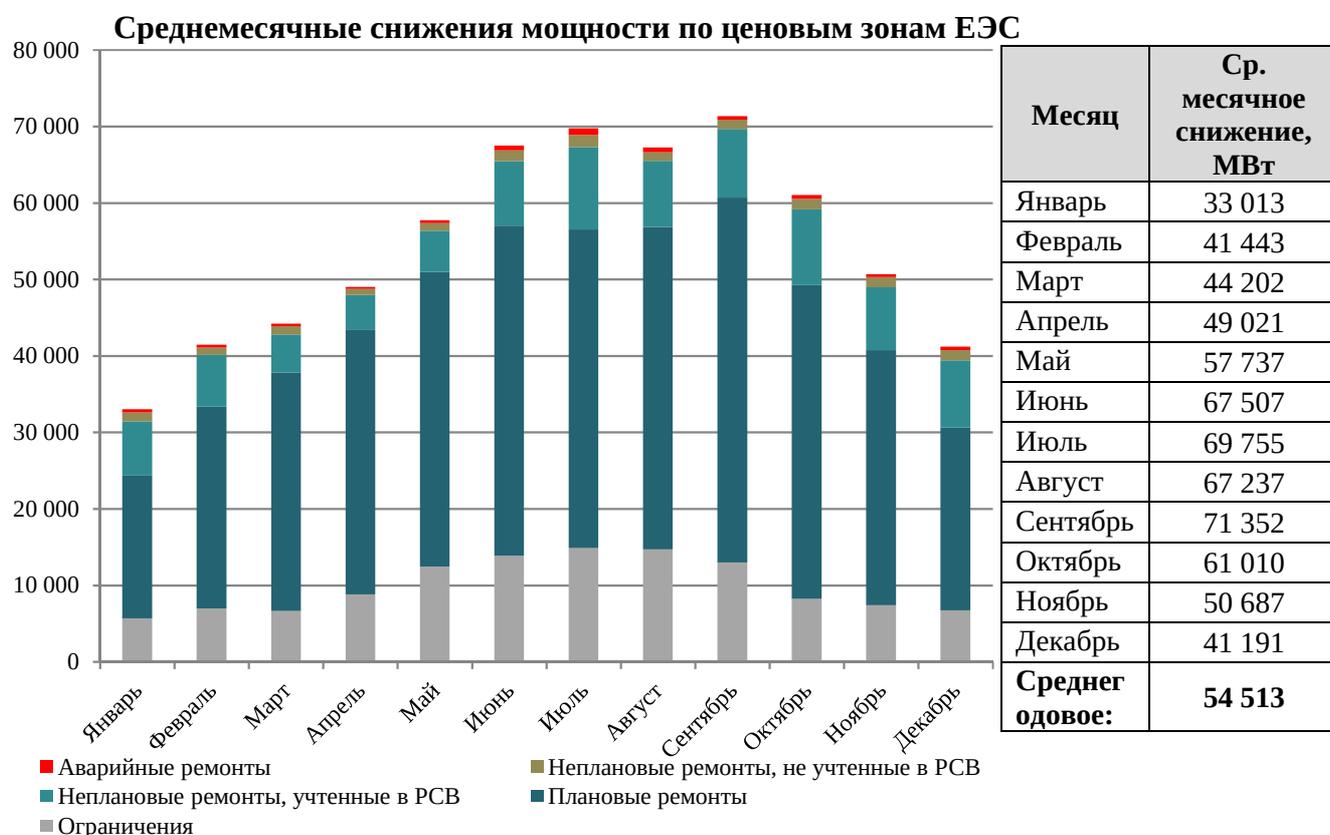


Рисунок VII.1 – Среднемесячные снижения мощности в ценовых зонах оптового рынка

Среднемесячные снижения мощности в первой ценовой зоне

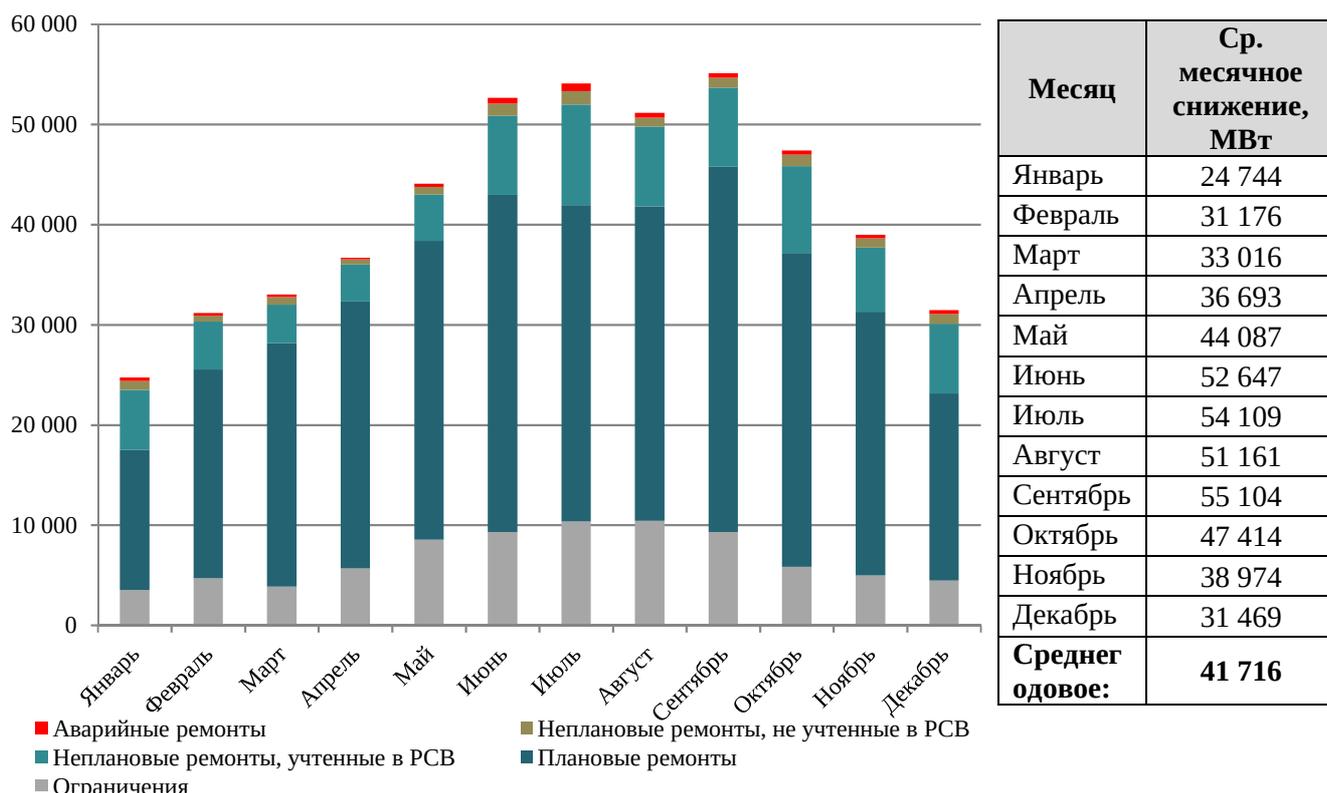


Рисунок VII.2 – Среднемесячные снижения мощности в первой ценовой зоне оптового рынка

Среднемесячные снижения мощности во второй ценовой зоне

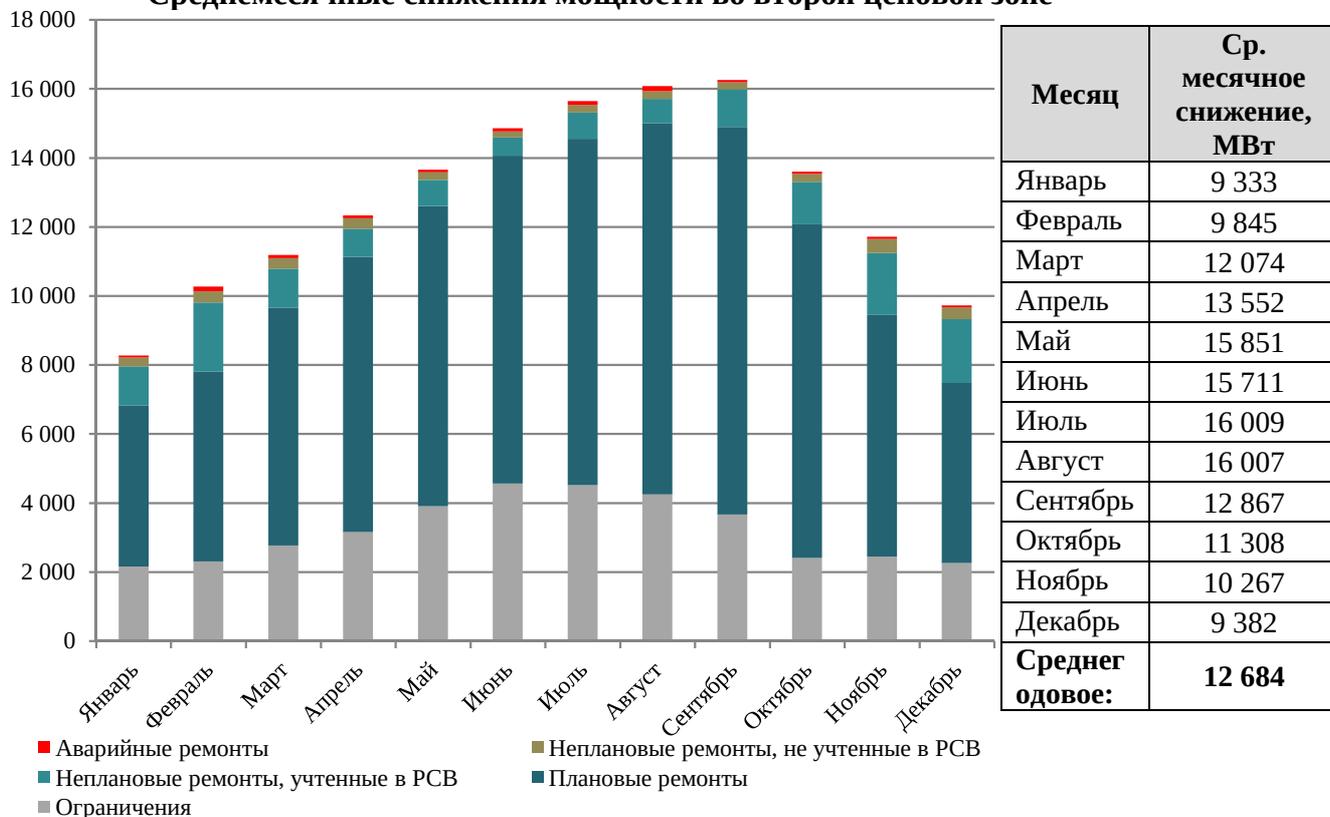


Рисунок VII.3 – Среднемесячные снижения мощности во второй ценовой зоне оптового рынка

Объем unplanned and emergency repairs in the total volume of power reductions (physical reductions without application of reducing coefficients) in 2024 year on average constituted 17,2 % (4,4 % more than in 2023 year), at the same time the maximum share of such repairs was registered on 31.01.2024 and constituted 32,1 % of the total average daily power reduction or 7,6 % of the volume of electricity consumption in the price zones of the wholesale market for the hour of maximum electricity generation in Russia in 2024 year. The maximum hourly power reduction in the price zones of the wholesale market in total (75 663 MW) was registered on 09.09.2024, and the minimum hourly power reduction (23 990 MW) was registered on 01.01.2024.

The daily dynamics of power reduction volumes for 2024 year with division by types is presented in figures VII.4, VII.5, VII.6.

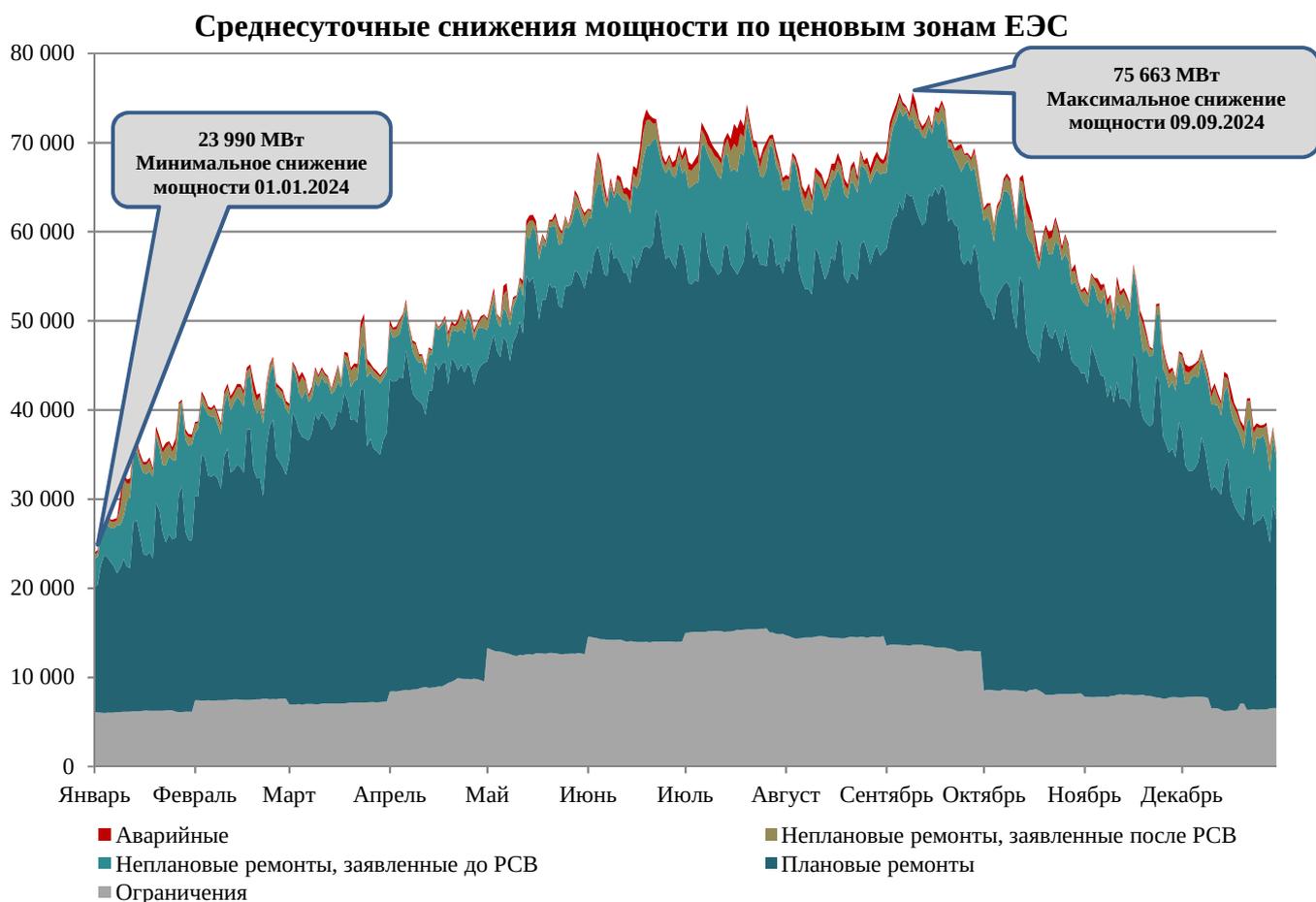


Рисунок VII.4 – Среднесуточные снижения мощности в ценовых зонах оптового рынка

Среднесуточные снижения мощности в первой ценовой зоне

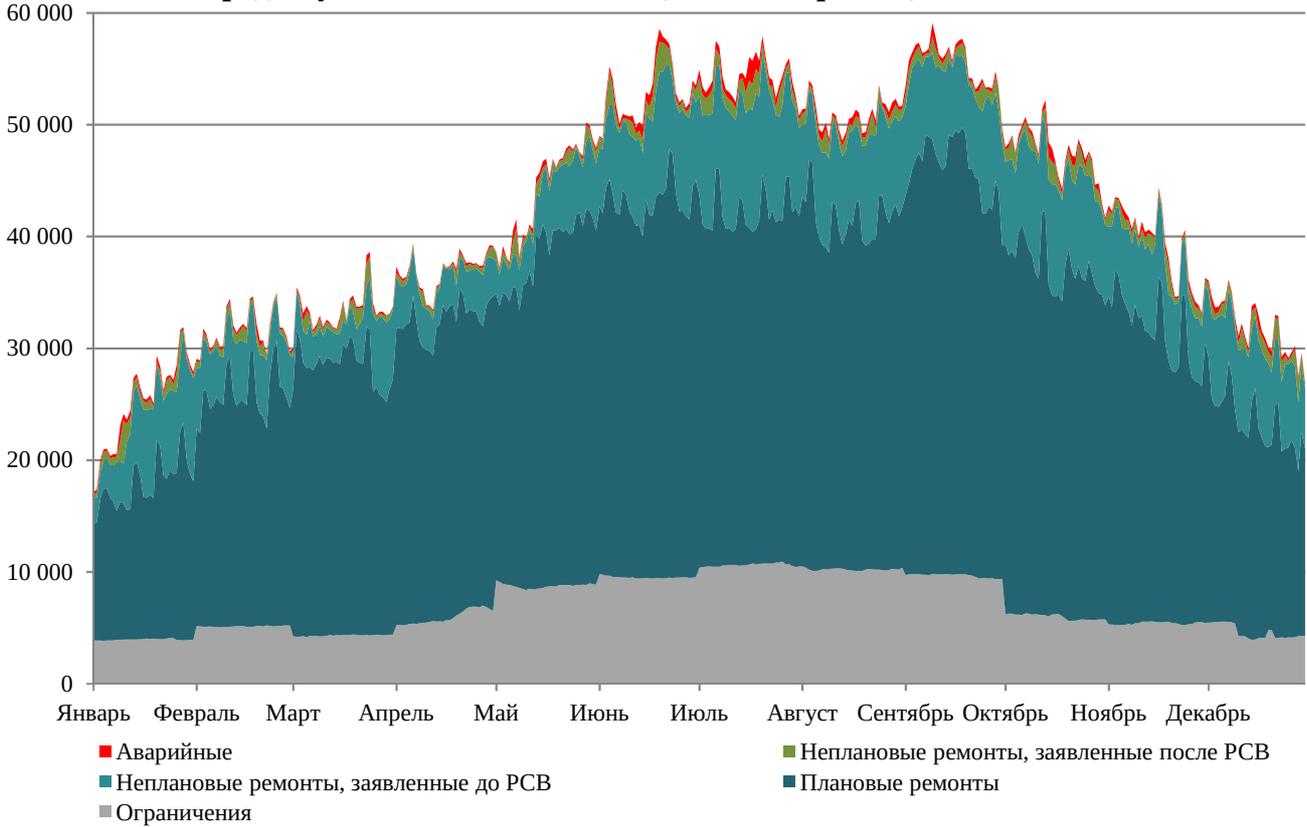


Рисунок VII.5 – Среднесуточные снижения мощности в первой ценовой зоне оптового рынка

Среднесуточные снижения мощности во второй ценовой зоне

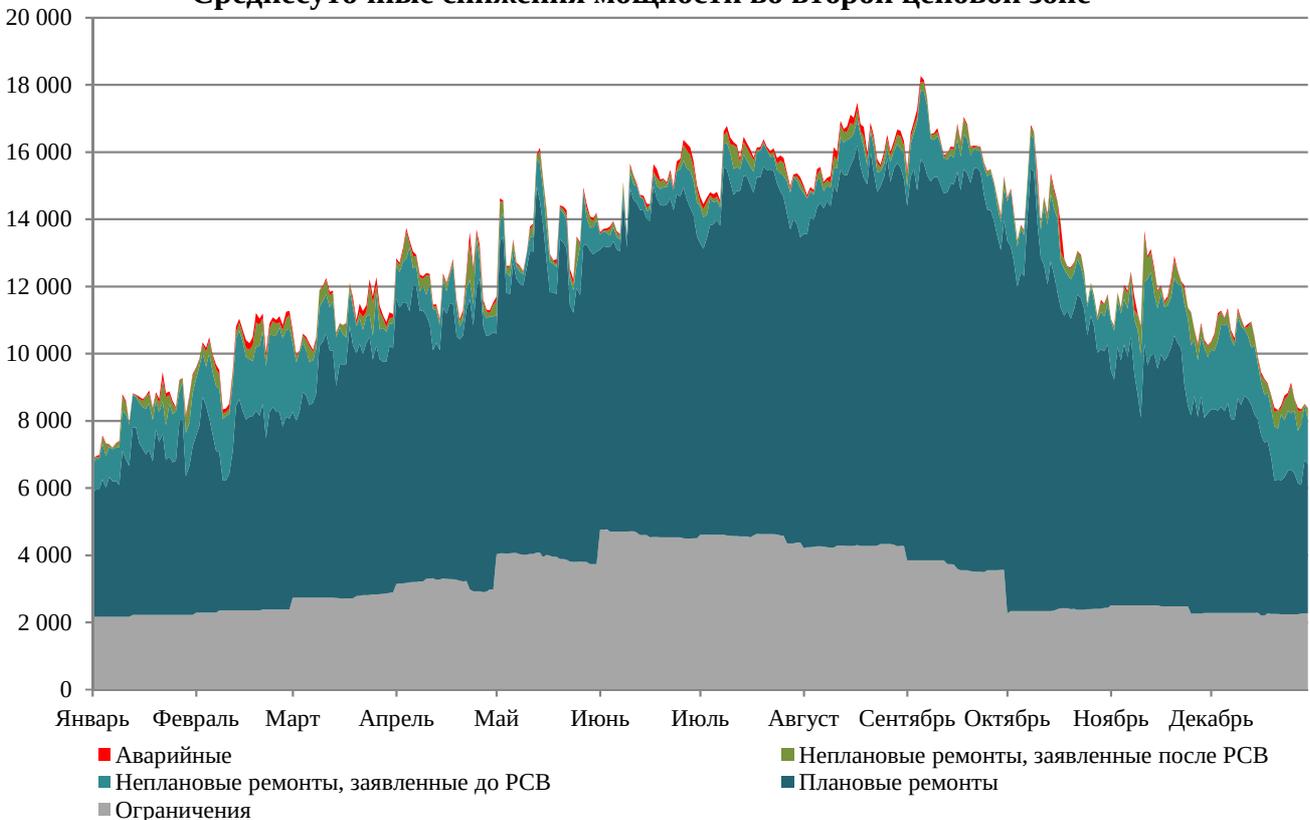


Рисунок VII.6 – Среднесуточные снижения мощности во второй ценовой зоне оптового рынка

VIII. Использование генерирующих мощностей в ценовых зонах

Коэффициент использования установленной мощности

Коэффициент использования установленной мощности (КИУМ) характеризует режим работы энергообъекта и определяется отношением количества фактически выработанной электроэнергии к установленной мощности энергообъекта и длительности временного периода. Для каждого отдельного генерирующего объекта КИУМ является показателем режима его работы, совместно характеризуя 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 перетоков. 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 2024 году совокупный КИУМ электростанций, функционирующих в ценовых зонах оптового рынка, составил 53,6 % (на 1,5% больше, чем в 2023 году). 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 2024 году составила 78,12 %, что на 2,41 % больше неравномерности в 2023 году (75,71 %).

Внутригодовая неравномерность потребления обуславливает и неравномерность коэффициента использования установленной мощности электростанций, а также его максимально достижимое значение.

Коэффициент использования доступной мощности (КИДМ)

Для покрытия потребления может быть использована только мощность оборудования, фактически готового к включению – не находящегося в ремонте или вынужденном простое, с учетом фактических ограничений, водности и т.д. Показатель использования доступной мощности (КИДМ) характеризует фактическую востребованность имеющихся в энергосистеме мощностей, готовых к включению. В 2024 году совокупный КИДМ электростанций, функционирующих в ценовых зонах оптового рынка, составил 72,8 %, в т.ч. в первой ценовой зоне 74,7 %, во второй ценовой зоне 68,7 %.

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 2024 году совокупный КИОМ электростанций, функционирующих в ценовых зонах оптового рынка, составил 64,9 %, в т.ч. в первой ценовой зоне 66,2 %, во второй ценовой зоне 60,6 %.

Структура поставки в рынке мощности и электроэнергии

На оптовом рынке поставка мощности и электроэнергии осуществляется различными типами энергообъектов – ТЭС, ГЭС, АЭС, ВИЭ (СЭС и ВЭС).

Доля каждого типа энергообъекта на соответствующем рынке определяется как режимом его работы, так и долей в суммарном балансе. Соотношение доли поставки в рынке мощности и поставки в рынке электроэнергии по типам энергообъектов представлено соответственно на рисунках VIII.1 и VIII.2.

Доля мощности, поставленной на оптовый рынок с использованием различных видов генерации

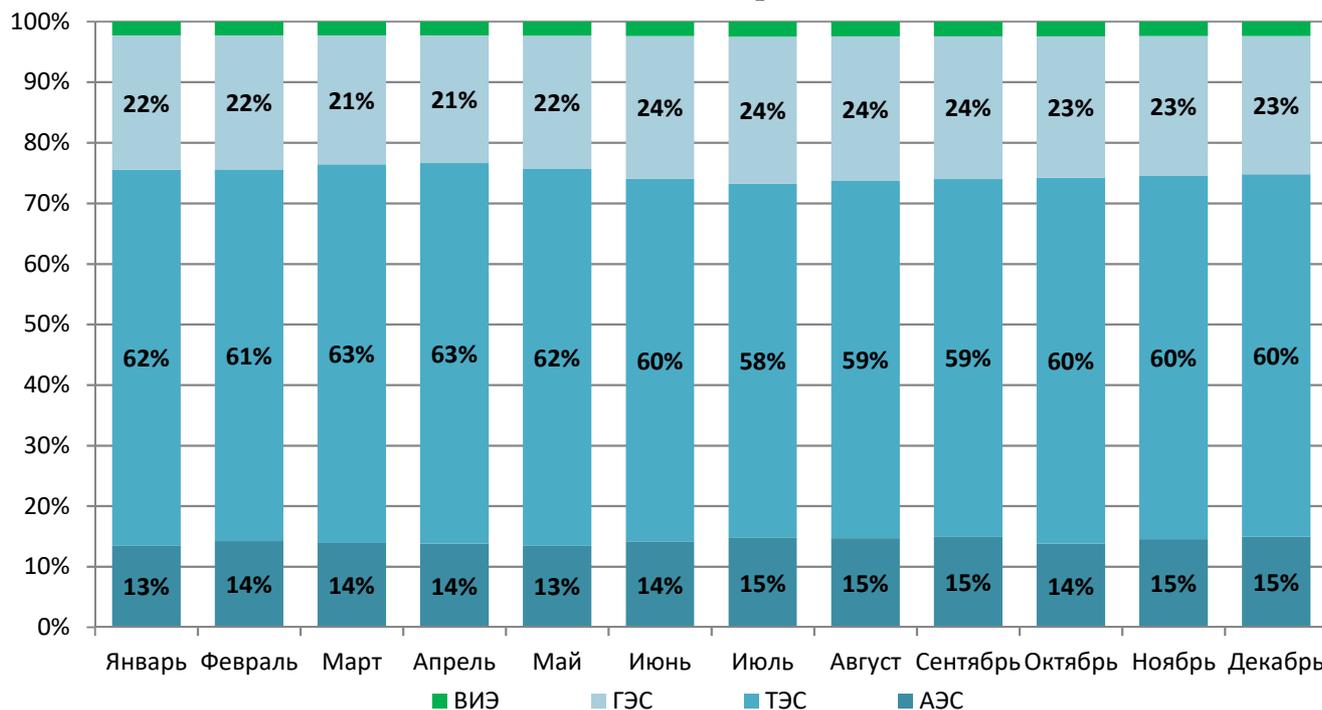


Рисунок VIII.1 – Доля мощности, поставленной на оптовый рынок с использованием различных видов генерации

Доля электроэнергии, выработанной на оптовом рынке с использованием различных видов генерации

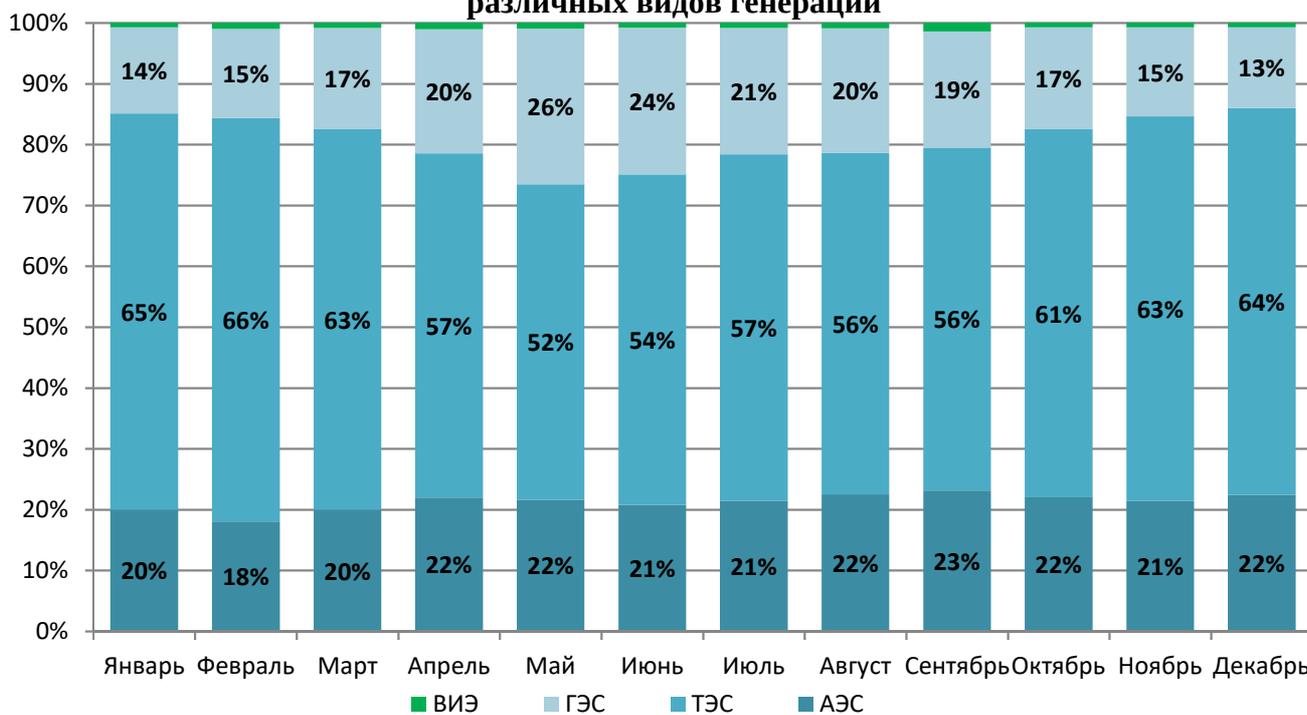


Рисунок VIII.2 – Доля электроэнергии, выработанной на оптовом рынке с использованием различных видов генерации

Востребованность генерирующего оборудования

Одним из основных показателей работы генерирующего оборудования является его востребованность. Востребованность определяется соотношением числа часов нахождения генерирующего оборудования в работе к числу часов готовности к работе.

Включенное состояние генерирующего оборудования в общем случае определяется по результатам проведения формализованной процедуры ВСВГО в установленном регламентами оптового рынка порядке. Исходной информацией для проведения процедуры ВСВГО выступают уведомления о составе и параметрах генерирующего оборудования и ценовые заявки, подаваемые участниками оптового рынка, а также прогнозные объемы электропотребления и ограничения на режим работы электроэнергетической системы.

В 2024 году средневзвешенный коэффициент востребованности генерирующего оборудования ТЭС, функционирующих в ценовых зонах оптового рынка и готовых к несению нагрузки, составил 83,0 % (на 4,7% больше, чем в 2023 году). Средневзвешенный коэффициент востребованности ГТУ составил 56,5 %, а ПГУ – 94,6%.

Детализированная информация о доле времени, когда генерирующее оборудование функционирующих в ценовых зонах оптового рынка ТЭС было выбрано в качестве включенного, (востребованности) за 2024 год с разделением по типам турбин приведена на рисунках VIII.3 – VIII.9.

Востребованность турбин типа К с установленной мощностью до 240 МВт

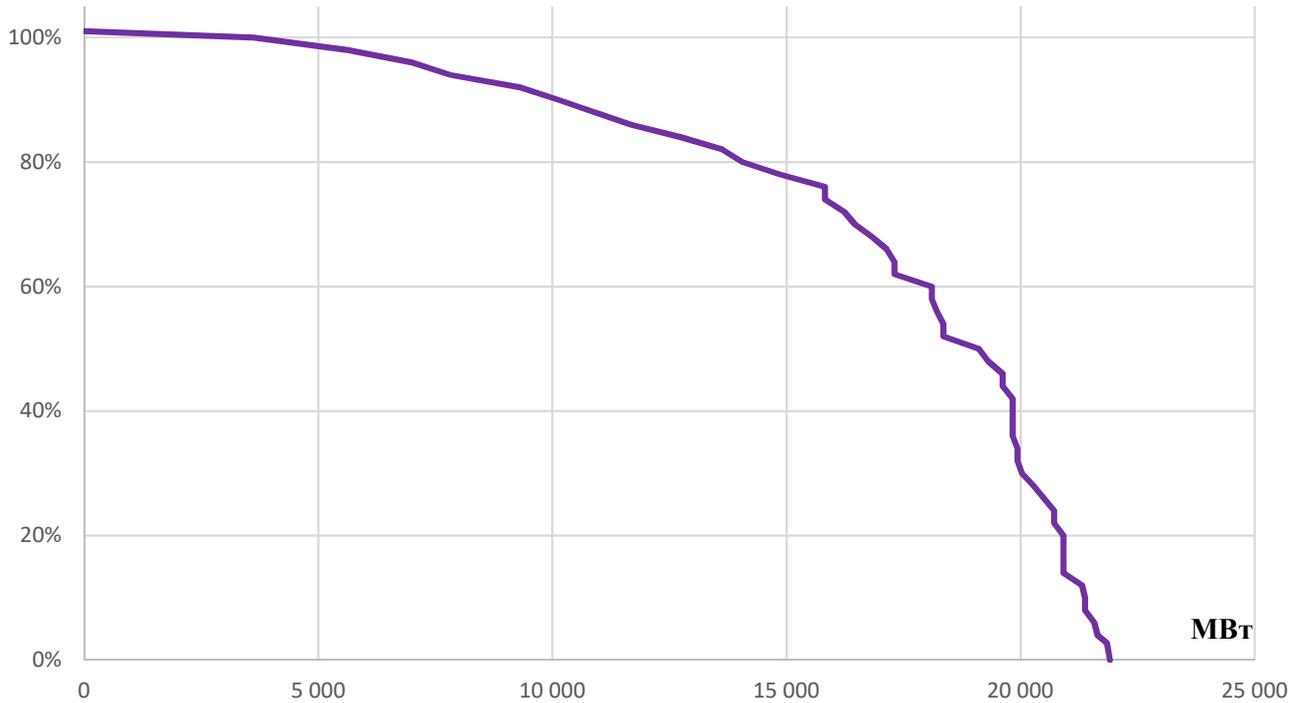


Рисунок VIII.3 – Востребованность турбин типа К с установленной мощностью до 240 МВт

Востребованность турбин типа К с установленной мощностью от 240 МВт до 350 МВт

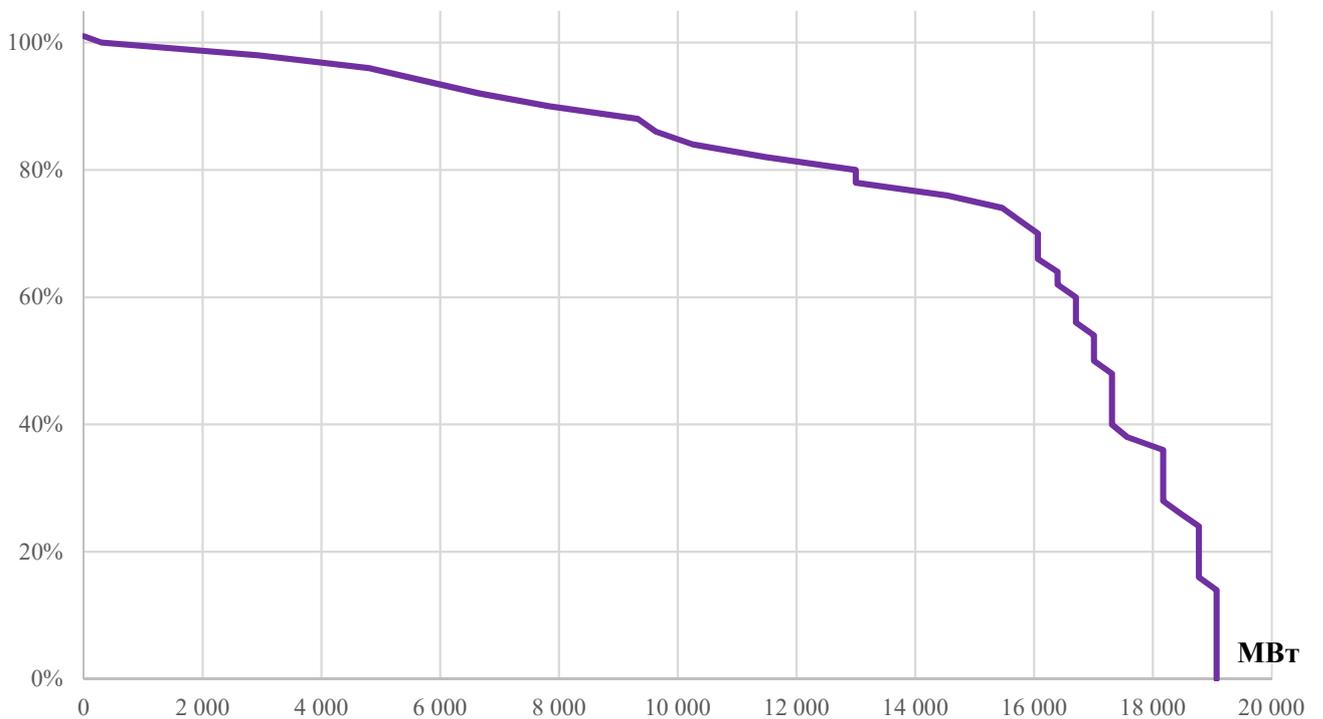


Рисунок VIII.4 – Востребованность турбин типа К с установленной мощностью от 240 МВт до 350 МВт

Востребованность турбин типа К с установленной мощностью свыше 350 МВт

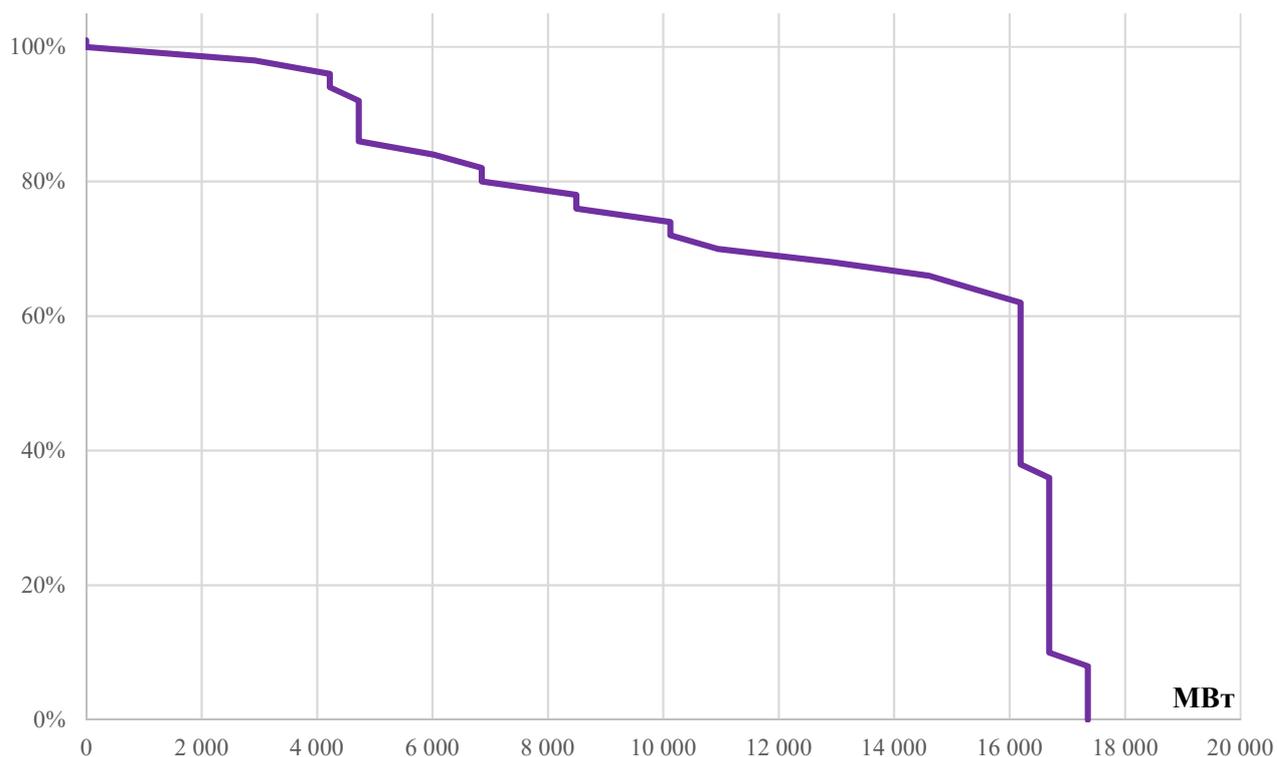


Рисунок VIII.5 – Востребованность турбин типа К с установленной мощностью свыше 350 МВт

Востребованность турбин типа Т

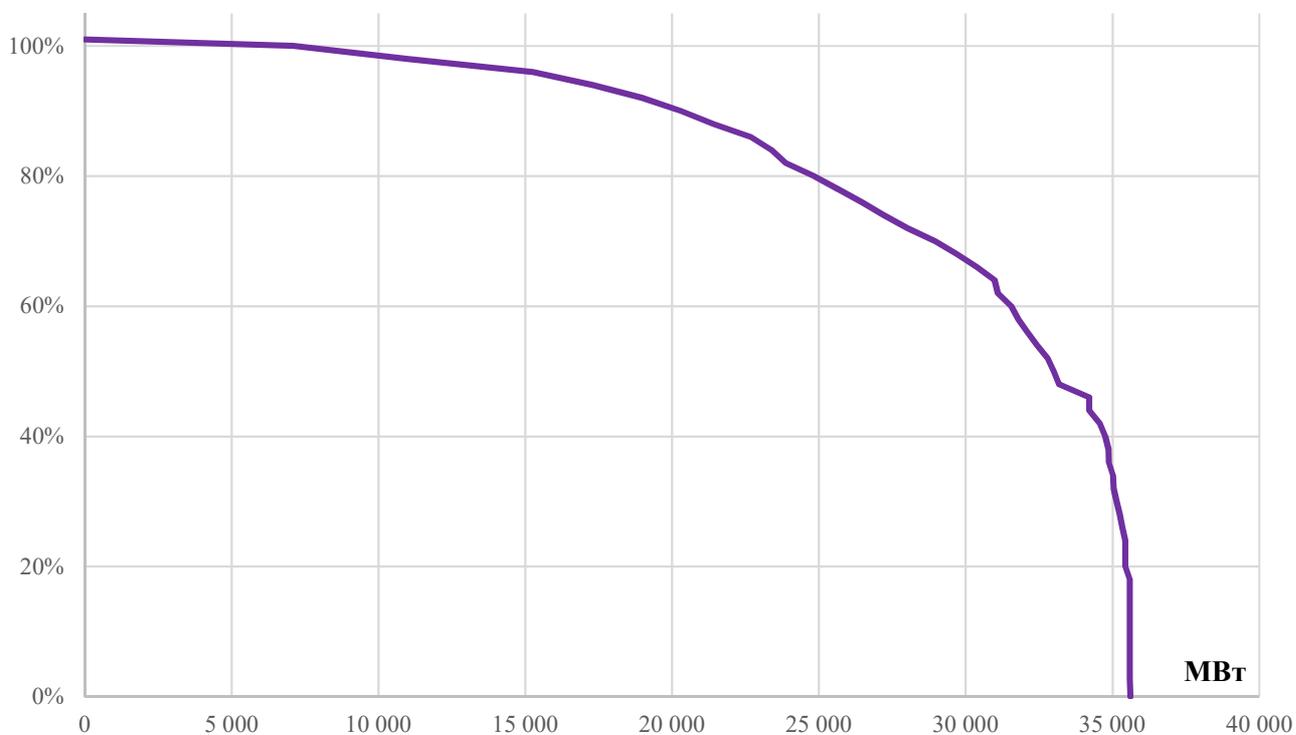


Рисунок VIII.6 – Востребованность турбин типа Т

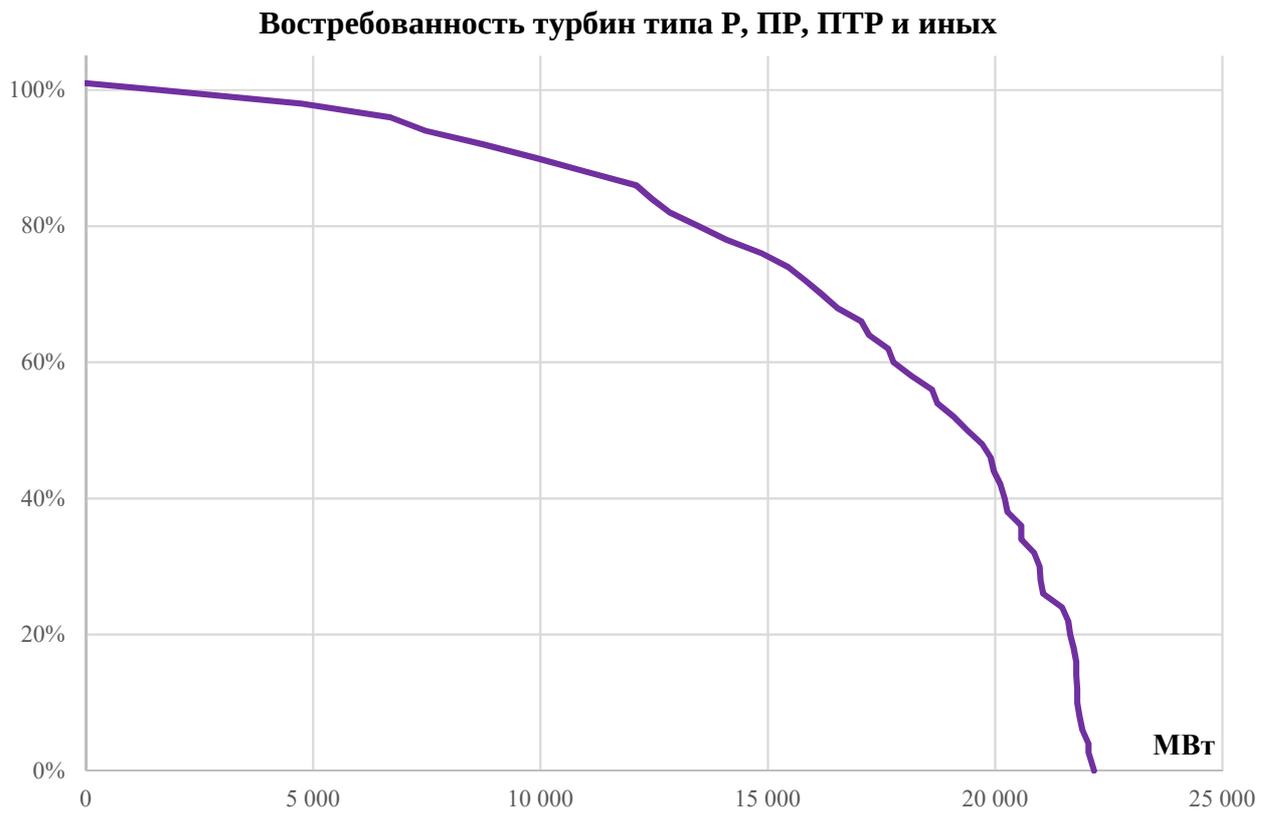


Рисунок VIII.7 – Востребованность турбин типа Р, ПР, ПТР и иных

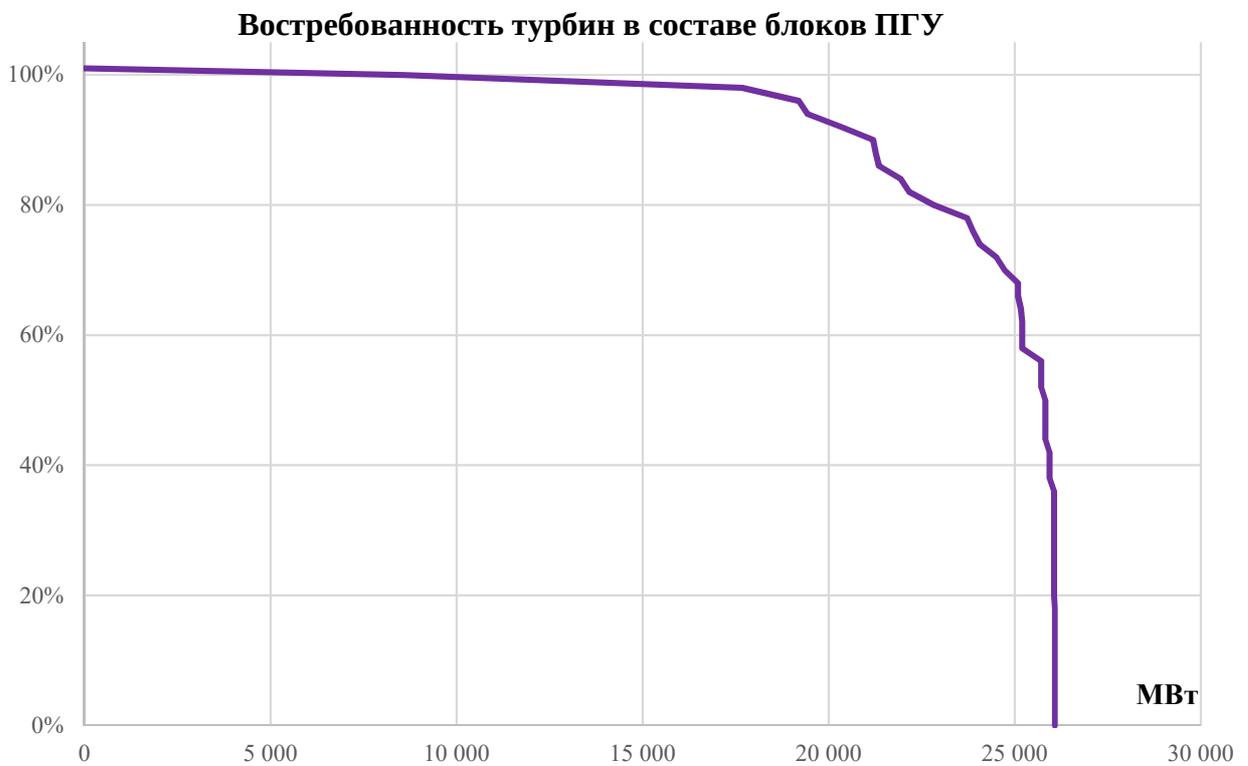


Рисунок VIII.8 – Востребованность турбин в составе блоков ПГУ

Востребованность ГТУ

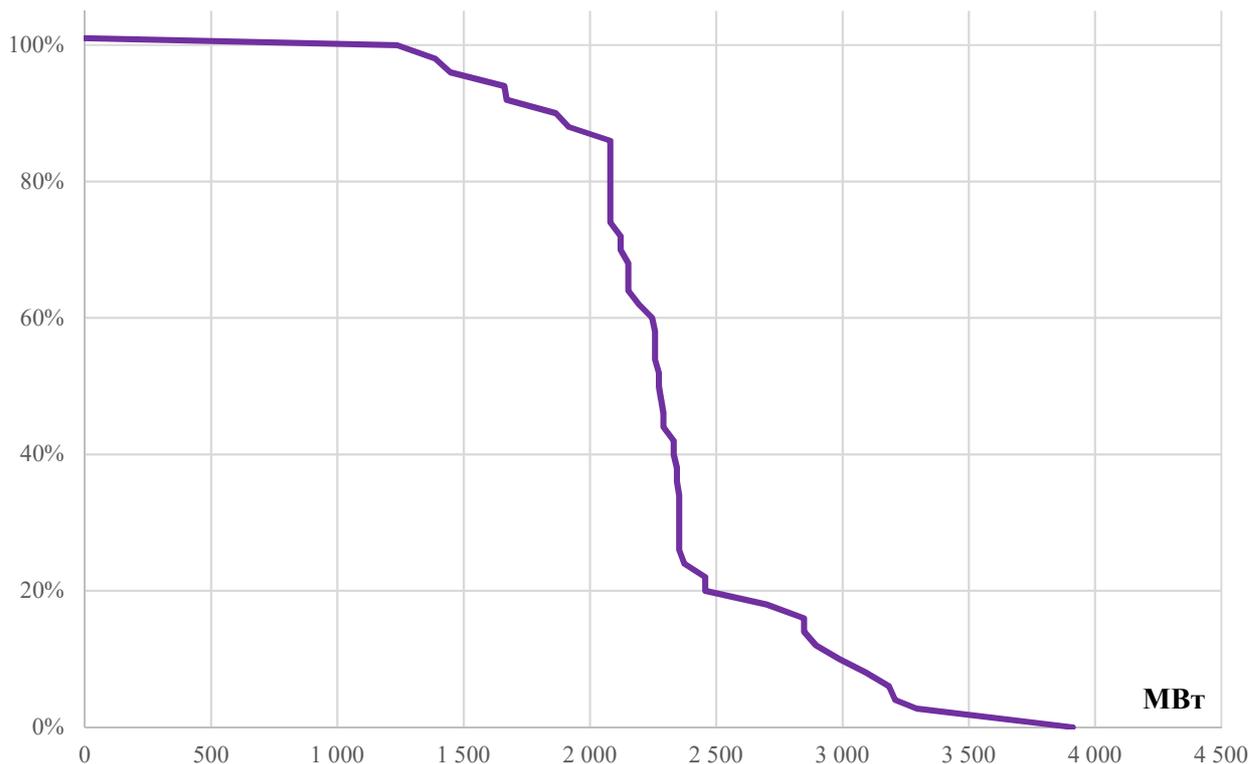
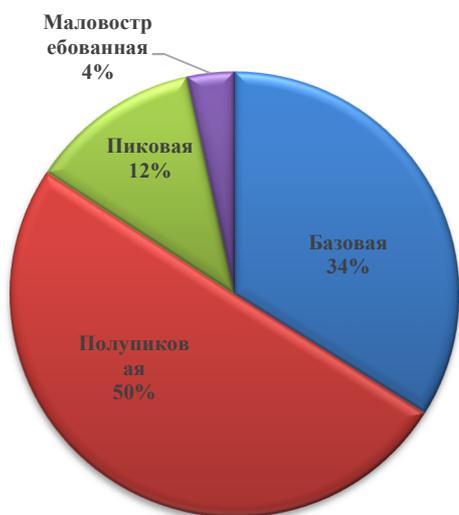


Рисунок VIII.9 – Востребованность ГТУ, за исключением ГТУ в составе ПГУ

Режим работы энергообъекта наряду с КИУМ, также характеризуется числом часов использования установленной мощности (ЧЧИ). При определении ЧЧИ учитывается режим работы энергообъекта в целом в рассматриваемом году вне зависимости от наличия ограничений и проводимых ремонтов, без учета оборудования, функционирующего в период проведения мероприятий по модернизации по результатам КОММод.

Использование мощностей ТЭС



В зависимости от степени использования генерирующего оборудования для целей покрытия графика электропотребления генерирующее оборудование относится к одной из следующих категорий: базовая генерация (ЧЧИ более 5000 часов), полупиковая (ЧЧИ от 2000 часов до 5000 часов), пиковая (от 240 часов до 2000 часов), маловостребованная (ЧЧИ менее 240 часов).

В 2024 году 75 единиц генерирующего оборудования ТЭС, функционирующих в

ценовых зонах оптового рынка, суммарной установленной мощностью 4,9 ГВт (3,4 % от установленной мощности ТЭС, функционирующих в ценовых зонах оптового рынка) было маловостребовано (менее 240 часов в течение года), что на 2% больше чем в 2023 году.

IX. 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 производства и поставок электрической энергии (мощности), утверждаемом Федеральной антимонопольной службой (ФАС) России. Цена (тариф) на мощность для каждой из электростанций, с использованием которых поставщик участвует в торговле электрической энергией (мощностью) на оптовом рынке, устанавливается ФАС России.

Фактически поставленная на оптовый рынок мощность в неценовых зонах также определяется исходя из аттестованных параметров генерирующего оборудования (предельного объема поставки мощности) 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. При определении объемов недопоставки мощности генерирующих объектов, функционирующих в неценовых 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 2024 году составило 13 766 МВт, что на 2,9% меньше, чем в 2023 году. Среднегодовое снижение мощности, определяемое параметрами готовности, в 2024 году составило 1 456 МВт, что на 235 МВт или 19 % больше, чем в 2023 году.

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

Предельный объем поставки, фактически доступная и фактически поставленная в неценовых зонах мощность в 2024 году, МВт

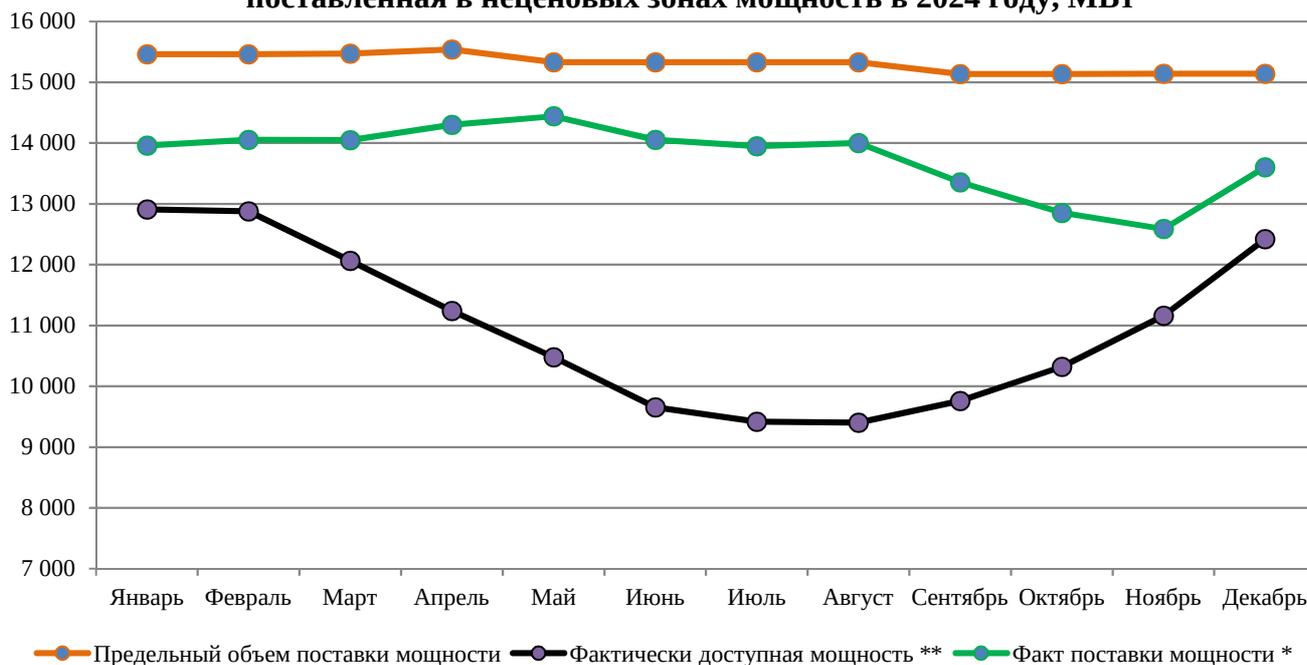


Рисунок IX.1 – Предельный объем поставки, фактически доступная и фактически поставленная в неценовых зонах мощность

* – факт поставки мощности соответствует объемам, определенным в соответствии с Правилами ОРЭМ [1]. 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 коэффициенты неготовности.

** – 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).

X. Генерирующее оборудование, находящееся в холодном резерве

Генерирующее оборудование, находящееся во включенном или отключенном в резерв состоянии, в общем случае, определяется по результатам формализованной процедуры выбора состава включенного генерирующего оборудования (ВСВГО), проводимой в установленном регламентами оптового рынка порядке.

Объем мощности, находящейся в холодном резерве, имеет существенную неравномерность по сезонам года и зависит как от объема электропотребления, так и объемов генерирующего оборудования, находящегося в ремонте.

Максимальная среднесуточная величина холодного резерва функционирующего на оптовом рынке в ценовых зонах генерирующего оборудования в 2024 году была зафиксирована 01.01.2024 и составила 38 800 МВт, а минимальная величина составила 3 757 МВт и была зафиксирована 18.07.2024 (2,9 % от максимума потребления на час максимума ЕЭС).

Информация о среднесуточном объеме холодного резерва оборудования электростанций оптового рынка приведена на рисунке X.1.

Среднесуточные объемы холодного резерва в 2024 году

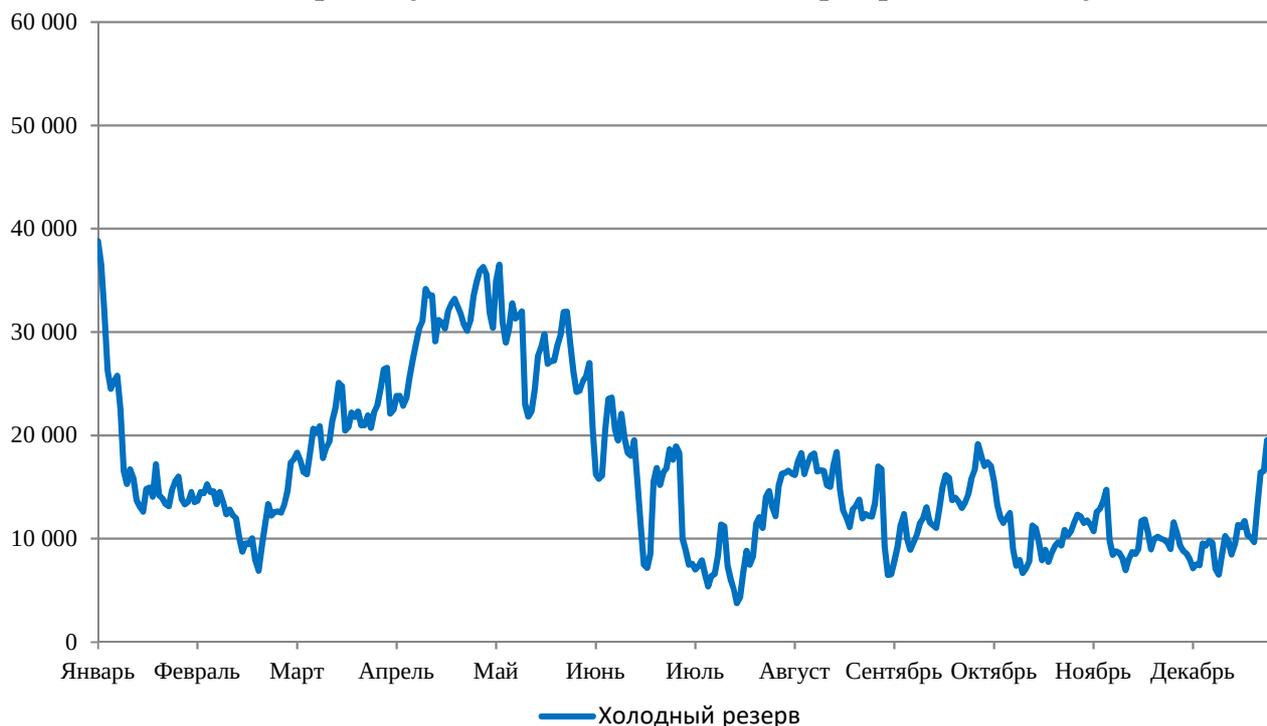


Рисунок X.1 – Среднесуточные объемы холодного резерва в 2024 году

Для длительно находящегося в холодном резерве генерирующего оборудования предусмотрена процедура обязательного включения, что позволяет обеспечить подтверждение готовности такого генерирующего оборудования к работе.

Оборудование, находящееся в холодном резерве для целей экономии ресурса

В 2024 году на ОРЭМ действовал механизм экономии ресурса работы газовых турбин, направленный на минимизацию рисков снижения надежности работы энергосистемы при задержках с поставкой оборудования и проведением сервисного обслуживания парогазовых и газотурбинных установок (ПГУ/ГТУ) в условиях санкционных ограничений. Механизм реализован за счет возможности останова ПГУ/ГТУ в резерв при условии подачи участниками заявок в ВСВГО с последним приоритетом на включение, с последующим снижением оплаты мощности находящегося в холодном резерве для целей экономии ресурса оборудования. Порядок направления уведомлений и процедура включения в перечень генерирующего оборудования, в отношении которого учитывается экономия ресурса, установлены регламентами оптового рынка.

Детализированная информация о заявлении и учете уведомлений о необходимости экономии ресурса в 2024 году представлена в Таблице 6.

Таблица 6

Месяц	Заявлено участниками, МВт	Включено в перечень, МВт	Среднемесячный объем ХР по механизму экономии ресурса, МВт
Январь 2024	10 383	4 213	352
Февраль 2024	10 383	4 213	334
Март 2024	10 398	4 213	403
Апрель 2024	10 216	4 371	368
Май 2024	10 158	4 312	344
Июнь 2024	10 270	4 312	310
Июль 2024	10 163	4 312	222
Август 2024	10 202	4 351	253
Сентябрь 2024	10 118	4 252	312
Октябрь 2024	10 230	4 252	316
Ноябрь 2024	10 432	4 453	286
Декабрь 2024	10 216	4 371	396

Подтверждение наличия резервов мощности генерирующего оборудования

Регламентами оптового рынка [3] предусмотрена процедура подтверждения наличия резервов мощности как на включенном генерирующем оборудовании, так и на генерирующем оборудовании, длительно находящемся в холодном резерве.

Для целей подтверждения наличия фактических резервов мощности в энергосистеме на включенном генерирующем оборудовании регламентами оптового рынка предусмотрен механизм выборочных проверок путем загрузки генерирующего оборудования по команде диспетчера до величины максимальной мощности включенного в работу генерирующего оборудования. При неподтверждении в период действия команды фактических резервов мощности регистрируется снижение мощности, обусловленное несоответствием фактических параметров генерирующего оборудования параметрам, заданным (заявленным) в час фактической поставки, к которому при расчете объема недопоставки мощности применяется повышающий коэффициент неготовности. При неоднократном невыполнении соответствующих команд (два раза подряд в течение семи дней или три раза подряд в течение месяца) регистрация снижения мощности осуществляется непрерывно до момента фактического подтверждения возможности несения генерирующим оборудованием максимальной нагрузки.

В 2024 году в целях проверки наличия резервов мощности на объекты управления было отдано 510 команды, из которых 339 команд были выполнены, а в отношении 168 команд были зафиксированы отклонения, выходящие за допустимые пределы, и зарегистрированы снижения мощности в предусмотренном регламентами оптового рынка объеме. Наличие указанных отклонений в первую очередь связано с отличием фактической величины максимальной мощности, определяемой внешними погодными факторами, от максимальной включенной мощности, заявленной участниками оптового

рынка в уведомлениях о составе и параметрах оборудования, заявляемых для целей РСВ. Среднее значение максимального отклонения фактической нагрузки от заявленной максимальной мощности в период действия невыполненных команд составило 10,6%.

Кроме того, для целей подтверждения наличия фактических резервов мощности на отключенном генерирующем оборудовании регламентами оптового рынка предусмотрен механизм регулярного обязательного включения в рамках процедур ВСВГО генерирующего оборудования, длительно (более 6 месяцев) находящегося в холодном резерве. При неподтверждении резервов мощности, обусловленном как невключением, так и недостижением необходимой величины нагрузки, регистрируется снижение мощности, обусловленное несоответствием фактических параметров генерирующего оборудования заявленным параметрам, до момента фактического включения генерирующего оборудования в сеть и набора максимальной мощности, к которому при расчете объема недопоставки мощности применяется повышающий коэффициент неготовности.

В 2024 году в соответствии с установленной процедурой для подтверждения резервов мощности было запланировано к включению в рамках ВСВГО 23 ЕГО (в 2023 году – 36 ЕГО), из них в отношении 5 ЕГО (в 2023 году – 3 ЕГО) наличие резервов мощности не было подтверждено – ЕГО не были включены в сеть на момент начала проведения проверки. По результатам проверки в отношении 5 ЕГО зарегистрированы снижения мощности в предусмотренном регламентами оптового рынка объеме.

XI. Выполнение иных обязательных технических требований

Правилами ОРЭМ [1] помимо требований к работе генерирующего оборудования в соответствии с заданным системным оператором технологическим режимом работы генерирующих объектов, включая соблюдение максимальных и минимальных почасовых значений мощности генерирующего оборудования и параметров маневренности оборудования, установлены иные обязательные технические требования к поставщикам мощности по поддержанию своего оборудования в состоянии готовности к выработке электроэнергии. К указанным требованиям относятся обеспечение возможности участия генерирующего оборудования в ОПРЧ, предоставление диапазона регулирования реактивной мощности, участие генерирующего оборудования ГЭС в оперативном и вторичном регулировании частоты и перетоков активной мощности, выполнение технических требований к системе связи, обеспечивающей обмен данными с Системным оператором. При необеспечении указанных требований в порядке, установленном регламентами оптового рынка, определяется объем недопоставки мощности на оптовый рынок.

Помесячные объемы недопоставки мощности, обусловленные невыполнением обязательных технических требований к генерирующему оборудованию, представлены в Приложении 3.

Участие в ОПРЧ

Мощность генерирующего оборудования, готового к участию в ОПРЧ, в среднем по 2024 году составила 213 218 МВт, не готового к участию в ОПРЧ – 4 899 МВт.

Суммарное годовое снижение фактически поставленной на оптовый рынок мощности в 2024 году в связи с неготовностью к участию, а также в связи с неучастием генерирующего оборудования в ОПРЧ составило 651 МВт.

Предоставление диапазона регулирования реактивной мощности

В 2024 году зарегистрировано:

- в отношении 64 ГТП 51 электростанций снижения диапазона регулирования реактивной мощности, в том числе заявленные участниками оптового рынка в установленном порядке;
- 10 507 диспетчерская команда на регулирование реактивной мощности, из них 161 команда (1,5 % от общего количества) были признаны невыполненными.

Информация о месячных объемах отданных и неисполненных команд в 2024 году приведена на рисунке XI.1.

Команды на предоставление диапазона регулирования реактивной мощности, отданные в 2024 году

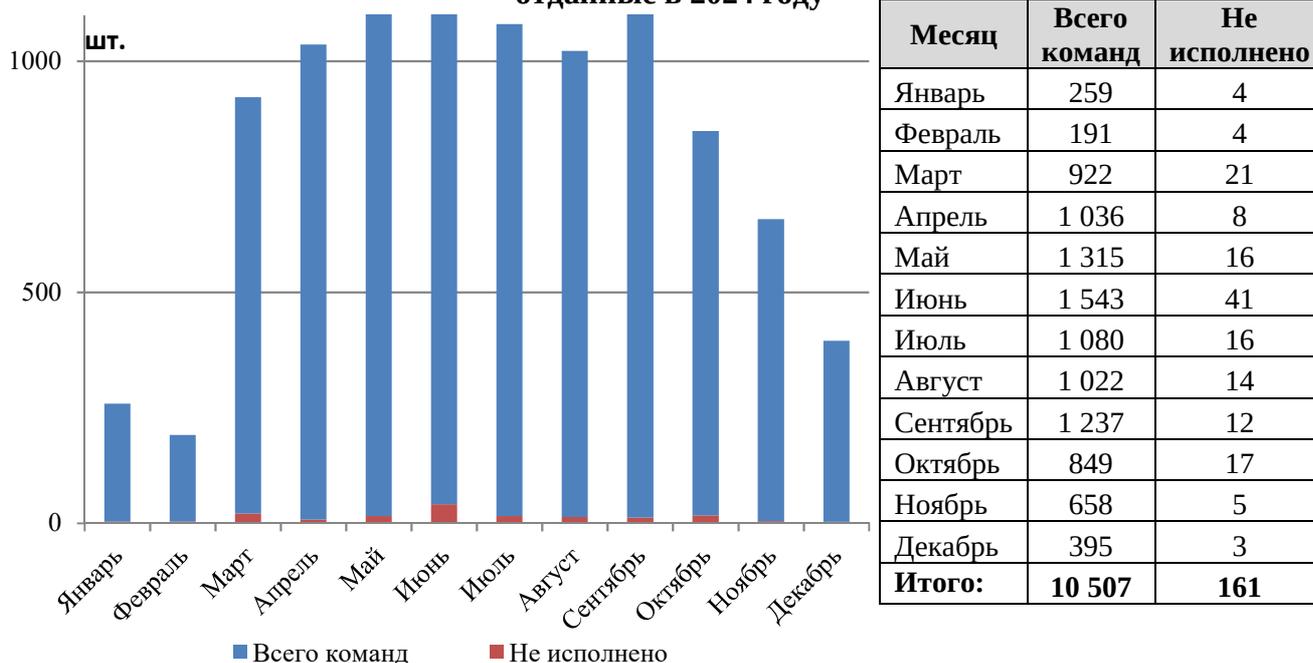


Рисунок XI.1 – Команды на предоставление диапазона регулирования реактивной мощности, отданные в 2024 году

Суммарное годовое снижение фактически поставленной на оптовый рынок мощности в 2024 году в связи со снижением диапазона регулирования реактивной мощности, а также в связи с непредоставлением диапазона регулирования реактивной мощности составило 1 086 МВт.

Участие ГЭС во вторичном регулировании частоты и перетоков активной мощности

На ГЭС, функционирующих на оптовом рынке, в 2024 году было отдано 10 610 диспетчерских команд на изменение активной мощности, из них 10 команд (0,1 % от общего количества) были признаны невыполненными. В течение года для всех ГЭС была подтверждена возможность участия в автоматическом вторичном регулировании частоты, при этом в отношении 18 ГЭС регистрировался признак неучастия (участия, не удовлетворяющего техническим требованиям) в автоматическом вторичном регулировании.

Информация о помесечных объемах отданных и неисполненных команд в 2024 году приведена на рисунке XI.2.

Команды, связанные с участием ГЭС в оперативном вторичном регулировании частоты и перетоков активной мощности в 2024 году

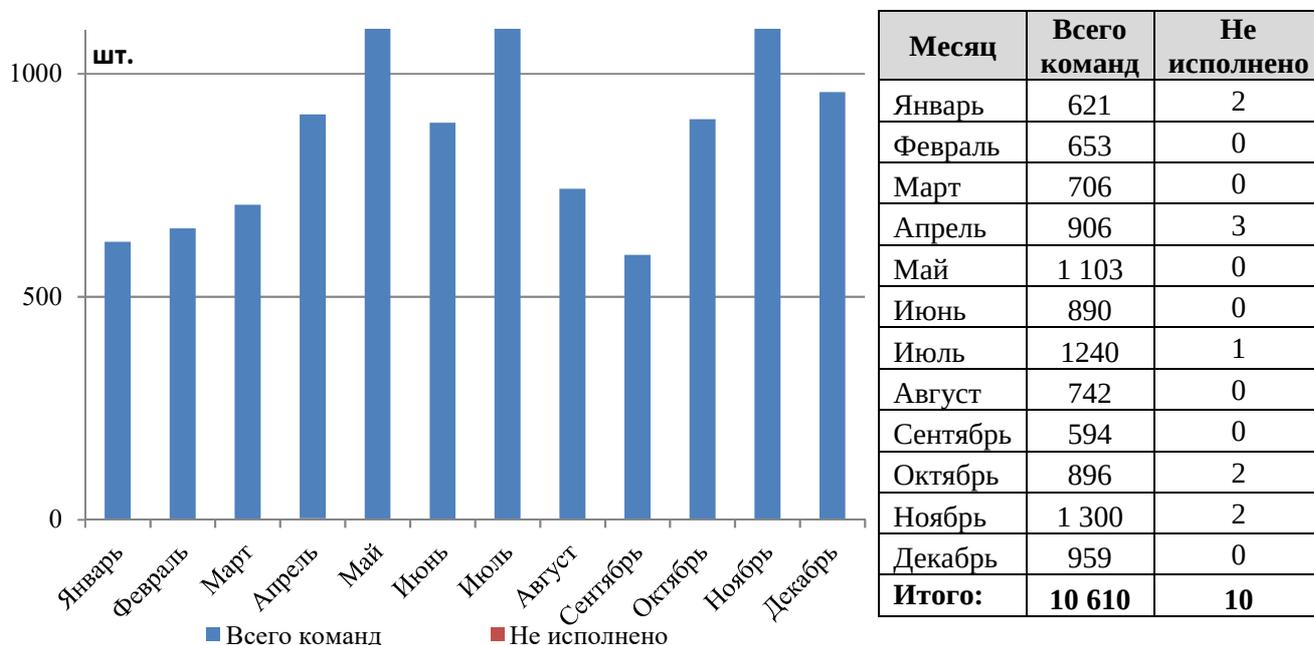


Рисунок XI.2 – Команды, связанные с участием ГЭС в оперативном вторичном регулировании частоты и перетоков активной мощности в 2024 году

Суммарное годовое снижение фактически поставленной на оптовый рынок мощности в 2023 году в связи с невыполнением команд оперативного вторичного регулирования составило 6,2 МВт.

Выполнение технических требований к системе связи, обеспечивающей обмен данными с Системным оператором

В 2024 году признак технической неготовности СОТИАССО в установленном регламентами оптового рынка порядке был зарегистрирован в отношении 23 ГТП 20 электростанций участников оптового рынка.

Основная причина, приводящая к регистрации признака технической неготовности в 2024 году, была связана с отсутствием одного из двух независимых каналов обмена технологической информацией в направлении диспетчерского центра, их доля составила 81 % в общем числе часов регистрации технической неготовности СОТИАССО.

На долю прекращения обмена данными с Системным оператором в части подачи оперативных уведомлений и получения плановых графиков генерации в 2024 году пришлось 11 %.

Суммарное годовое снижение фактически поставленной на оптовый рынок мощности в 2024 году в связи с невыполнением обязательных технических требований к генерирующему оборудованию составило 87,3 МВт.

ХII. Режим работы солнечных и ветровых электростанций, функционирующих на оптовом рынке

В 2024 году продолжился ввод в эксплуатацию объектов ДПМ ВИЭ, при этом их суммарная установленная мощность на 01.01.2025 составила 4 536,938 МВт или 1,96 % от установленной мощности электростанций, функционирующих на оптовом рынке.

Максимальная нагрузка ДПМ ВИЭ в 2024 году зарегистрирована 13.10.2024 на уровне 2 993 МВт (70,5 % от установленной мощности ДПМ ВИЭ).

Фактический режим работы солнечных электростанций имеет явно выраженный суточный характер, обусловленный восходом и заходом солнца, при этом величина максимальной мощности в первую очередь зависит от фактической инсоляции. Максимальная разница в 2024 году между суточными максимумами в месяце составила 964,7 МВт или 87 %. Максимальный месячный КИУМ солнечных электростанций в 2024 году приходился на май и составил 22 %. Среднегодовой КИУМ солнечных электростанций в 2024 году составил 15 %.

Фактический режим работы ветровых электростанций зависит от силы ветра, который носит непостоянный характер, в силу чего выработка может иметь существенную неравномерность как в суточном, так и недельном, месячном и годовом разрезах. Максимальная разница в 2024 году между суточными максимумами в месяце составила 1 550,9 МВт или 80 %. Максимальный месячный КИУМ ветровых электростанций в 2024 году приходился на сентябрь и составил 47 %. Среднегодовой КИУМ ветровых электростанций в 2024 году составил 31 %.

Информация о помесечных КИУМ и суммарной установленной мощности солнечных и ветровых электростанций, функционировавших на оптовом рынке в 2024 году, приведена на рисунках ХII.1 – ХII.4.

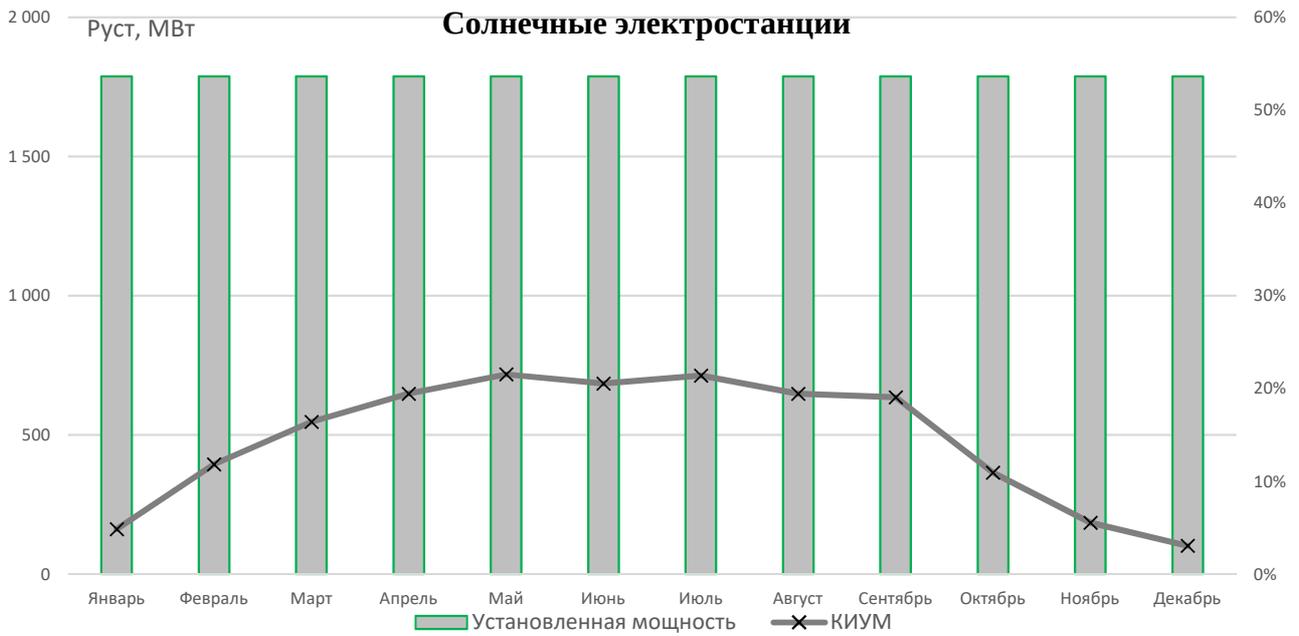


Рисунок XII.1 – КИУМ и установленная мощность солнечных электростанций в 2024 году

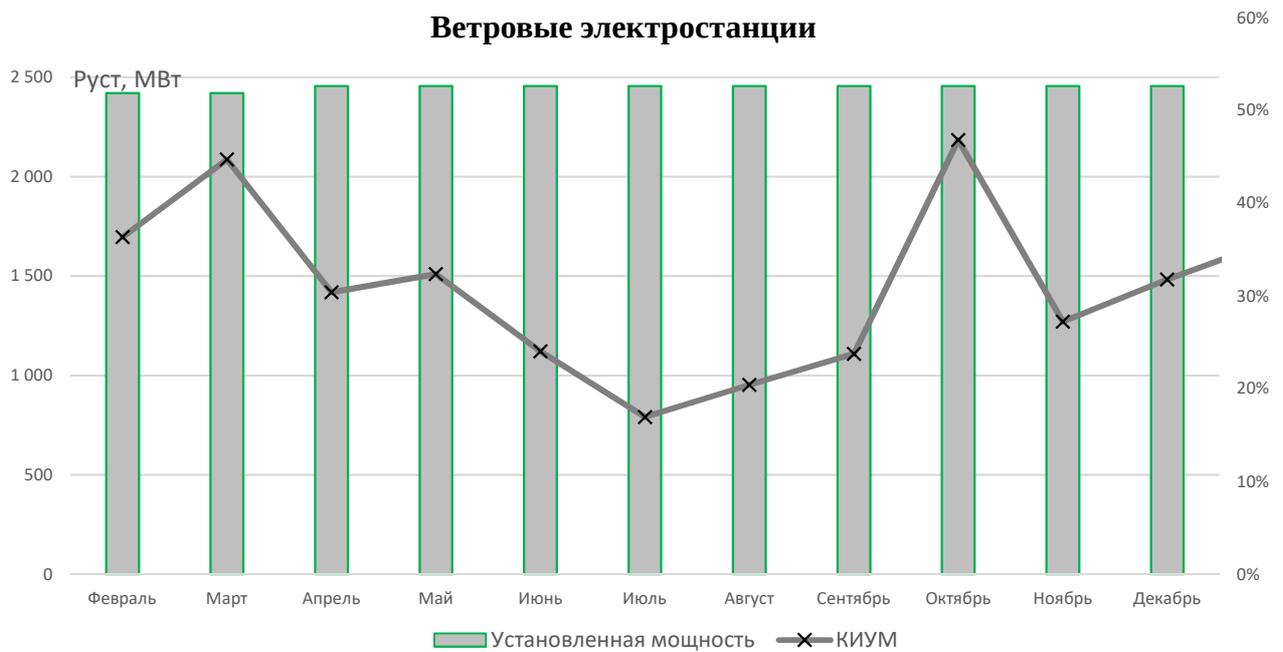


Рисунок XII.2 – КИУМ и установленная мощность ветровых электростанций в 2024 году

Фактический режим работы солнечных электростанций

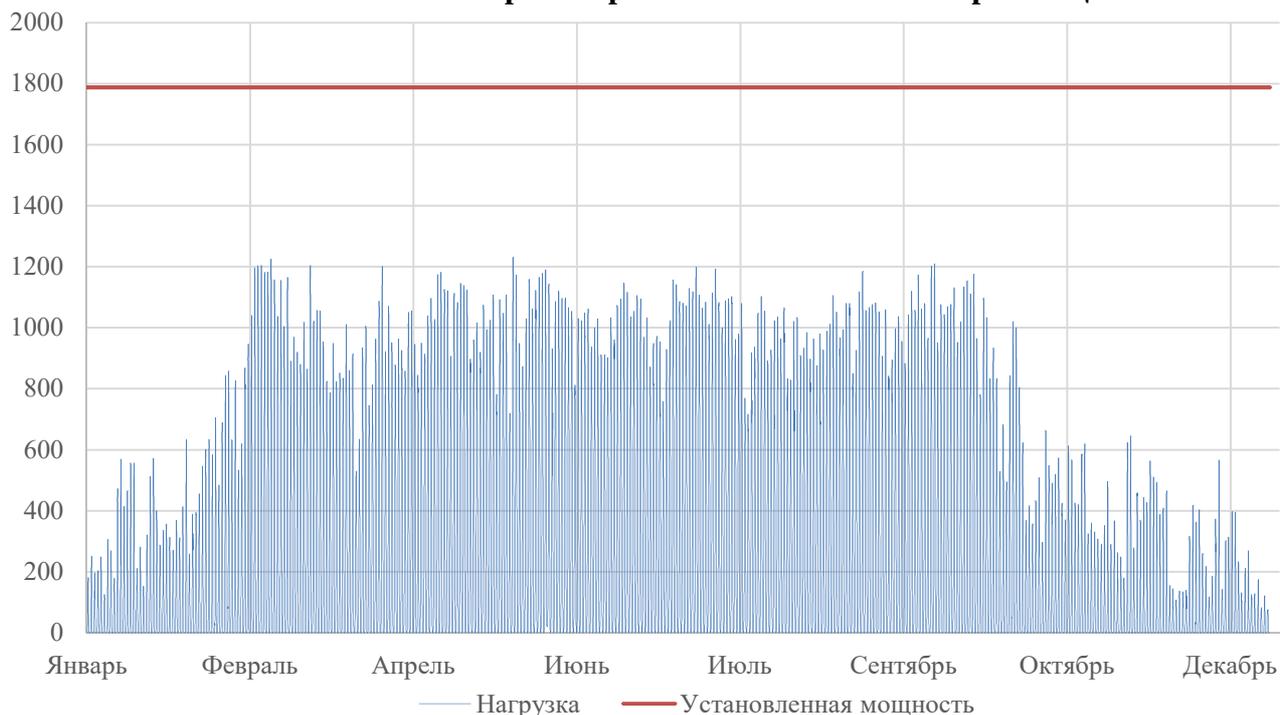


Рисунок XII.3 – Фактический режим работы солнечных электростанций в 2024 году

Фактический режим работы ветровых электростанций

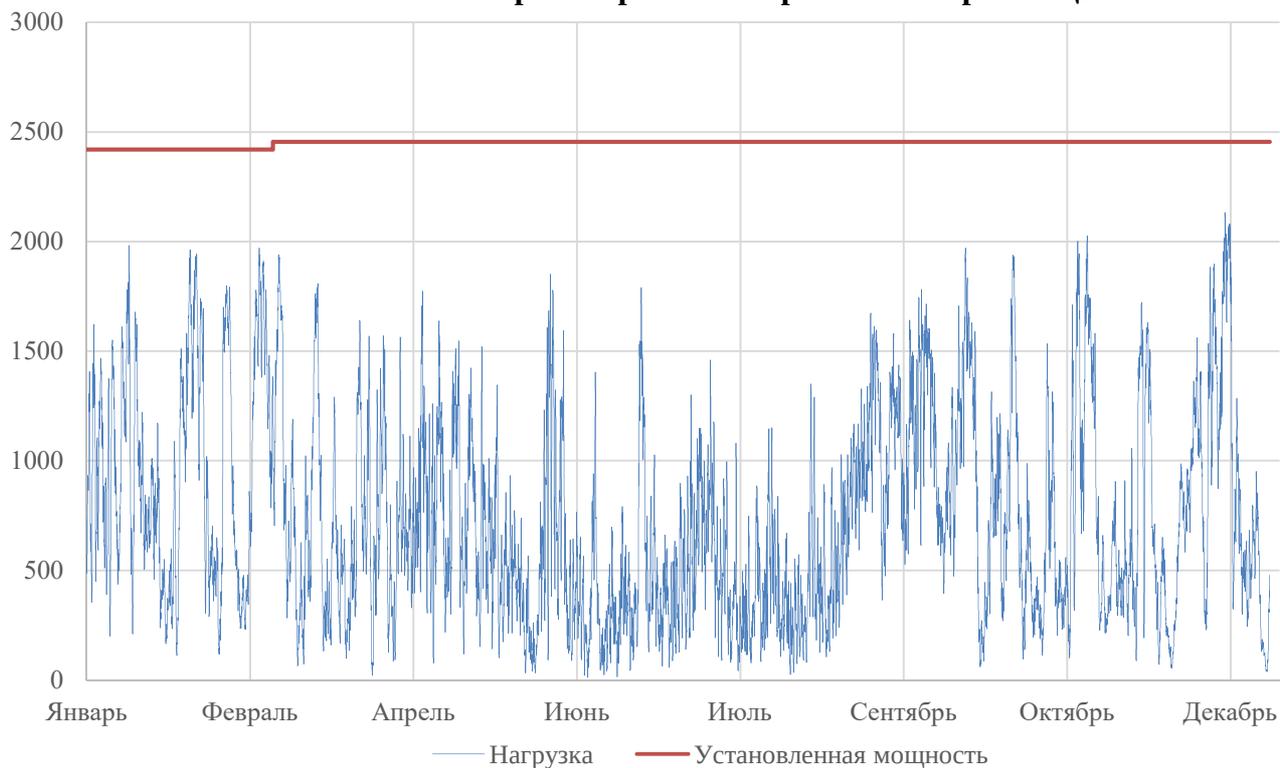


Рисунок XII.4 – Фактический режим работы ветровых электростанций в 2024 году

Нагрузка солнечных и ветровых электростанций дает свой вклад в покрытие максимумов электропотребления с учетом особенностей их функционирования.

Солнечные электростанции в дневные часы несут значимую нагрузку и, соответственно, участвуют в покрытии дневного максимума электропотребления, в то время как в вечерние часы их нагрузка близка к нулю и, соответственно, они практически не участвуют в покрытии вечернего максимума электропотребления.

Участие ветровых электростанций в покрытии максимумов электропотребления в первую очередь определяется степенью неравномерности их нагрузки – в отдельные часы она может приближаться к установленной мощности, в другие – быть близка к нулю. Информация о числе часов загрузки ветровых электростанций в 2024 году приведена на рисунке XII.5. В 80% часов в 2024 году нагрузка ветровых электростанций была не ниже 14 % от установленной мощности и в 0,5 % часов была не ниже 80% от установленной мощности.

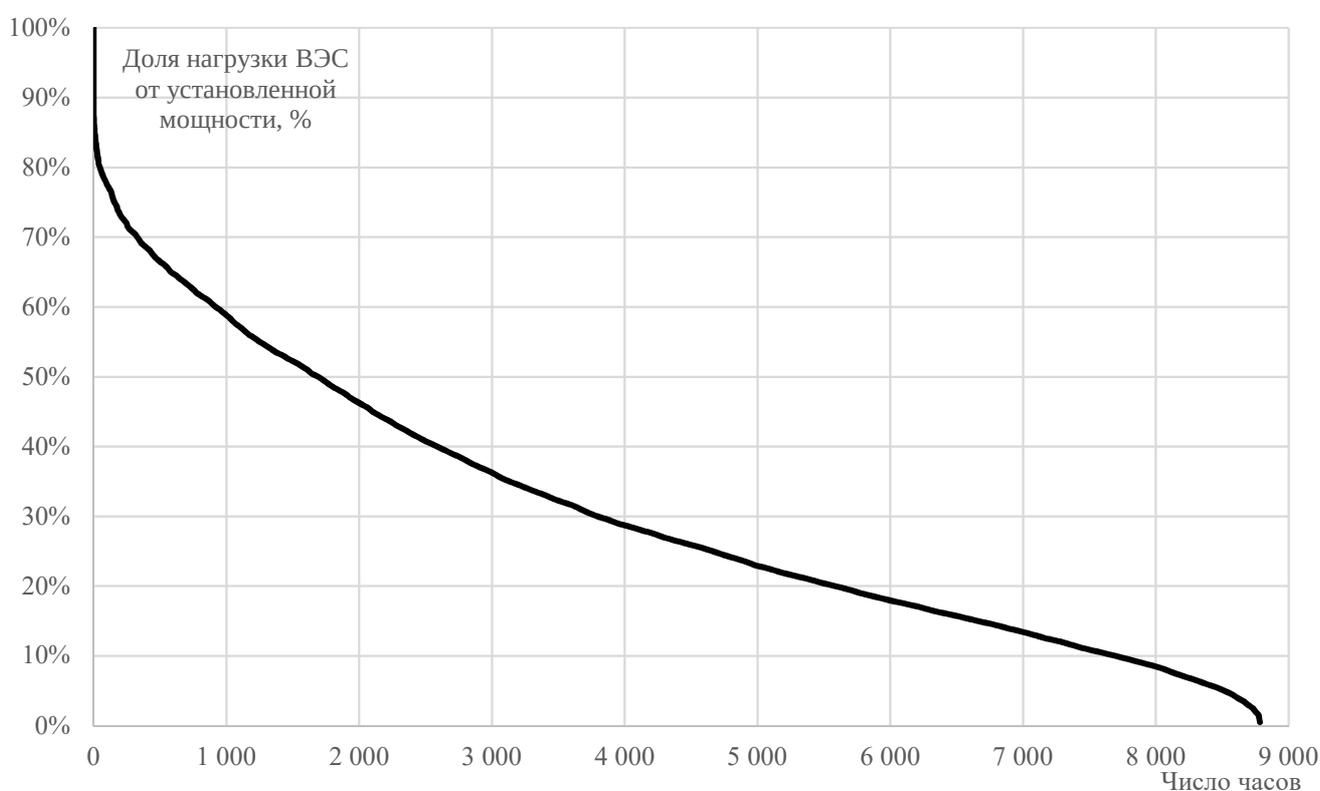


Рисунок XII.5 – Нагрузка ветровых электростанций в 2024 году

В 2024 году диспетчером Системного оператора отдавались команды на разгрузку ветровых электростанций по режиму работы энергосистемы в 396 часах (солнечных электростанций – в 60 часах), с максимальным ограничением фактической нагрузки 1341 МВт (солнечных электростанций – 477 МВт).

XIII. 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 2024 года, в расчетной модели ЕЭС России было представлено 512 электростанций розничного рынка суммарной установленной мощностью 16 411 МВт.

В 2024 году в состав расчетной модели ЕЭС России в установленном порядке включено 287 МВт генерирующих объектов, функционирующих на розничном рынке. Детализированная информация об электростанциях промышленных предприятий и розничного рынка, учтенных в расчетной модели, представлена в Таблице 7.

Таблица 7
МВт

	Декабрь 2023	Декабрь 2024	Изменение
Всего, в т.ч.	16 124	16 411	287
ТЭС	3 635	3 678	44
ГЭС	351	351	0
СЭС/ВЭС	395	501	106
ППР	11 743	11 880	137

XIV. Перечень регламентирующих документов

1. Правила оптового рынка электрической энергии и мощности, утвержденные постановлением Правительства Российской Федерации от 27.12.2010 № 1172.
2. Правила проведения испытаний и определения общесистемных технических параметров и характеристик генерирующего оборудования, утвержденные приказом Минэнерго России от 11.02.2019 № 90.
3. Регламент определения объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности. Приложение № 13 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка.
4. Регламент проведения конкурентных отборов мощности. Приложение № 19.3 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка.
5. Регламент аттестации генерирующего оборудования. Приложение № 19.2 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка.

Детализированная информация о результатах конкурентного отбора мощности на 2024 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
	в 1-й точке	во 2-й точке			в т.ч. ДПМ и новые АЭС/ ГЭС	Вынужденная генерация	
1 ЦЗ	149 559	167 506	159 033	158 796	25 516	3 764	237
2 ЦЗ	42 202	47 267	42 473	42 394	2 687	44	79
Итого	191 762	214 773	201 506	201 190	28 203	3 808	316

Детализированная информация о величине спроса на мощность, учтенной в КОМ, и фактическом объеме потребления в 2024 году

Таблица П1.2

Ценовая зона	1 ЦЗ	2 ЦЗ
Спрос на мощность, учтенный в КОМ ¹	149 564	42 287
Прогнозируемый максимальный объем потребления мощности с учетом совмещения, учтенный при расчете спроса на мощность в КОМ ¹	126 941	33 053
Избыток (+) / дефицит (-) в КОМ	5 340	40
ОЗП 2024/2025		
Фактическое потребление мощности на час максимума ЦЗ в ОЗП ²	120 649	33 174
Фактическое потребление мощности на час максимума ЦЗ в ОЗП, приведенное к среднесуточной температуре по субъектам РФ ³	126 063	34 639
Минимальная величина холодных резервов ⁴	5 772	139

Примечание:

1 - параметры определены в соответствии с Положением о порядке определения величины спроса на мощность для проведения долгосрочного отбора мощности на конкурентной основе на оптовом рынке электрической энергии (мощности) и порядке определения плановых коэффициентов резервирования мощности в зонах (группах зон) свободного перетока электрической энергии (мощности), утвержденным Приказом Минэнерго России от 07.09.2010 №431. Прогнозируемый максимальный объем потребления мощности ЦЗ с учетом совмещения определяется как сумма значений прогноза потребления мощности по территориям субъектов РФ, включенного в программу развития Единой энергетической системы России (для КОМ 2023 Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2018-2024 годы, утвержденная Приказом Минэнерго России от 28.02.2018 №121; далее - СиПР).

Доли прогноза потребления мощности Томской и Омской областей, относимые к 1 ЦЗ, учитываемые при определении прогнозируемого максимального объема потребления мощности ценовой зоны, определяются на основании данных замера потокораспределения на час максимума зимнего замерного дня года, предшествующего дате проведения КОМ.

Коэффициент совмещения максимума потребления субъекта РФ определяется как средняя величина отношения потребления мощности на территории субъекта РФ в декабре в час максимального потребления мощности в ЦЗ к максимальному объему потребления мощности, зарегистрированному в декабре соответствующего года на территории данного субъекта РФ, за три года, предшествующих дате проведения КОМ.

2 - параметр определяется как сумма значений фактического потребления мощности по территориям субъектов РФ, относимых к ЦЗ, на час максимума нагрузки в 1-ой синхронной зоне ЕЭС России (для 1 ЦЗ) и ОЭС Сибири (для 2 ЦЗ) в соответствующий осенне-зимний период (ОЗП).

3 - параметр определяется как сумма значений фактического потребления мощности по территориям субъектов РФ, относимых к ЦЗ, на час максимума нагрузки в 1-ой синхронной зоне ЕЭС России (для 1 ЦЗ) и ОЭС Сибири (для 2 ЦЗ) в соответствующий осенне-зимний период (ОЗП), приведенных к среднесуточной температуре наружного воздуха с использованием коэффициентов изменения потребления территориальной энергосистемы в зависимости от среднесуточной температуры наружного воздуха.

Среднесуточная температура наружного воздуха рассчитывается как среднеарифметическое значений среднесуточных температур наружного воздуха на территории субъекта РФ, зафиксированных в сутки прохождения максимума потребления мощности этой энергосистемы за 10 ОЗП, предшествующих формированию СиПР.

Коэффициенты изменения потребления территориальной энергосистемы в зависимости от среднесуточной температуры наружного воздуха для различных интервалов температур рассчитываются на основании статистических данных за каждые сутки 3 предшествующих лет.

4 – минимальная среднесуточная величина холодного резерва в соответствующий осенне-зимний период (ОЗП) на электростанциях, функционирующих на оптовом рынке.

Детализированная информация о тестировании генерирующего оборудования для целей аттестации в 2024 году

Таблица П2.1

Объемные показатели (МВт)

Объекты, подлежащие аттестации	Количество единиц генерирующего оборудования	Установленная мощность, МВт	Располагаемая мощность, МВт
Новые генерирующие объекты	18	1 271,295	1 282,042
Действующее генерирующее оборудование, подлежащее тестированию, в том числе	329	42 484,997	42 251,068
– в целях подтверждения ранее зарегистрированных значений (не реже 1 раза в 5 лет)	278	33 906,913	34 001,252
– по результатам выполнения мероприятий по модернизации (КОММод)	11	1 749,8	1 776,899
– по факту регистрации по ГТП длительной (более 6 месяцев) неготовности к выработке	39	5 640,65	5 284,505
– по факту превышения показателя неготовности объекта ДПМ относительно величины установленной мощности и (или) предельного объема	1	1 187,634	1 188,412

**Детализированная информация о готовности генерирующего
оборудования к выработке электроэнергии за 2024 год**

Таблица ПЗ.1

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

Месяц	$N_{нв_1}^j$	$N_{нв_2}^j$	$N_{нв_3}^j$	$N_{нв_2^{(120)} \max}^j$	$N_{нв_2 \max}^j$	$N_{нв_2}^j$	$N_{нв_4}^j$	$N_{нв_5}^j$	$N_{нв_6}^j$	$N_{нв_8}^j$	$N_{нв_8}^j$
	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	2 510	10	13	1 000	3 028	3 072	1 155	236	117	18	55
Февраль	2 514	52	138	1 061	2 933	2 795	942	250	92	3	36
Март	2 394	90	127	996	1 748	2 207	1 074	157	111	2	72
Апрель	2 314	239	403	743	2 105	1 676	793	144	96	7	16
Май	2 709	260	417	1 026	2 884	1 482	1 000	128	124	7	118
Июнь	3 262	217	721	1 587	3 039	3 794	1 395	306	158	94	99
Июль	3 761	332	1 788	1 375	3 435	5 956	1 588	567	150	16	149
Август	4 906	1 522	2 010	1 776	2 742	4 142	1 133	391	105	29	82
Сентябрь	4 004	1 621	5 887	2 022	3 142	3 839	1 189	242	121	31	90
Октябрь	4 651	1 680	5 697	2 010	4 900	2 986	1 372	220	141	23	112
Ноябрь	4 382	0	5 345	1 317	3 832	3 046	1 339	149	117	43	85
Декабрь	4 346	0	5 514	1 472	3 423	3 879	1 348	192	116	46	87
Среднегодовое значение	3 479	502	2 338	1 365	3 101	3 239	1 194	248	121	27	83

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	58	82	7	0	21
Февраль	59	58	0	0	8
Март	58	85	0	0	2
Апрель	57	83	0	2	9
Май	58	105	0	1	12
Июнь	62	156	0	0	4
Июль	59	120	0	2	3
Август	60	101	0	4	5
Сентябрь	60	74	0	4	4
Октябрь	61	85	0	2	7
Ноябрь	61	114	1	0	11
Декабрь	61	73	0	0	1
Среднегодовое значение	60	95	1	1	7

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

Месяц	$N_{нв1}^j$	$N_{нв2}^j$	$N_{нв3}^j$	$N_{нв2}^{j(120)max}$	$N_{нв2}^{jmax}$	$N_{нв2}^j$	$N_{нв4}^j$	$N_{нв5}^j$	$N_{нв6}^j$	$N_{нв8}^j$	$N_{нв8}^j$
	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	18	0	1	125	235	713	83	19	9	11	3
Февраль	6	0	0	136	249	675	63	9	12	0	0
Март	13	0	0	157	249	732	52	14	7	0	1
Апрель	77	0	15	91	122	563	71	12	15	1	8
Май	118	1	2	43	125	280	34	8	8	8	3
Июнь	159	12	20	154	155	432	59	26	6	0	6
Июль	127	30	25	105	231	499	83	35	12	4	1
Август	120	22	262	123	196	511	45	29	8	0	10
Сентябрь	214	222	450	148	503	555	35	14	3	6	7
Октябрь	465	97	370	164	797	597	59	51	10	0	0
Ноябрь	498	0	164	97	979	749	69	7	11	3	8
Декабрь	105	0	82	107	482	539	80	8	16	0	6
Среднегодовое значение	160	32	116	121	360	570	61	19	10	3	4

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	8	0	0	0	0
Февраль	8	0	0	0	0
Март	7	0	0	0	0
Апрель	5	0	0	0	0
Май	5	0	0	0	0
Июнь	5	0	0	0	0
Июль	5	1	0	0	0
Август	17	4	0	0	0
Сентябрь	8	0	0	0	0
Октябрь	8	0	0	0	0
Ноябрь	7	0	0	0	0
Декабрь	7	0	0	0	6
Среднегодовое значение	7	0	0	0	1

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	89.1%	19 152	8 172	1 238	468
Февраль	89.0%	26 936	7 849	1 004	402
Март	90.7%	32 704	6 090	1 126	362
Апрель	91.5%	37 109	5 301	864	300
Май	91.2%	41 661	5 841	1 034	402
Июнь	88.5%	46 648	9 160	1 454	696
Июль	86.3%	45 218	11 600	1 671	933
Август	87.7%	45 772	9 489	1 178	653
Сентябрь	87.3%	50 826	10 209	1 224	514
Октябрь	86.2%	43 309	11 453	1 431	558
Ноябрь	87.0%	34 679	10 019	1 408	423
Декабрь	90.1%	24 573	9 902	1 428	471
Среднегодовое значение	88.7%	37 382	8 757	1 255	515

* - коэффициент поставки мощности по электростанциям, расположенным в ценовых зонах оптового рынка, определен как отношение объема фактически поставленной на оптовый рынок мощности, не превышающего объема, учтенного при проведении КОМ, к объему мощности, учтенному и отображенному 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	91.5%	1 528	680	84	31
Февраль	94.3%	2 550	310	34	14
Март	91.3%	3 131	914	138	19
Апрель	96.1%	3 622	91	13	6
Май	95.9%	3 611	48	39	20
Июнь	92.6%	4 615	469	146	76
Июль	92.3%	5 107	489	102	60
Август	93.2%	4 241	528	126	25
Сентябрь	89.1%	4 614	1 330	80	40
Октябрь	84.8%	3 414	1 801	179	64
Ноябрь	89.1%	2 588	832	161	76
Декабрь	94.6%	2 474	381	33	18
Среднегодовое значение	92.1%	3 458	656	95	37

* - 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	90.4%	4 660	1 134	261	54
Февраль	87.8%	5 504	1 995	326	138
Март	89.8%	6 891	1 133	303	97
Апрель	90.8%	7 975	817	302	85
Май	92.6%	8 699	753	226	69
Июнь	93.2%	9 497	531	177	92
Июль	92.5%	10 037	752	222	118
Август	91.4%	10 754	705	224	144
Сентябрь	91.4%	11 234	1 090	198	63
Октябрь	89.4%	9 666	1 223	236	62
Ноябрь	87.3%	7 001	1 788	413	65
Декабрь	99.1%	5 213	1 848	347	54
Среднегодовое значение	91.3%	8 094	1 147	269	87

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	89.4%	2 218	858	85	102
Февраль	87.7%	2 772	921	126	103
Март	89.6%	3 484	817	82	67
Апрель	91.1%	3 015	505	85	65
Май	91.3%	2 891	461	102	81
Июнь	88.3%	4 173	980	181	111
Июль	85.7%	4 714	1 389	156	85
Август	87.1%	5 306	1 112	73	142
Сентябрь	86.6%	5 640	1 359	91	87
Октябрь	86.5%	5 297	1 374	129	75
Ноябрь	87.2%	4 888	909	106	52
Декабрь	87.7%	2 610	655	126	73
Среднегодовое значение	88.2%	3 917	945	112	87

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	92.6%	4 445	1 066	194	71
Февраль	93.2%	7 303	790	216	54
Март	92.6%	7 494	979	210	72
Апрель	93.2%	8 403	918	153	50
Май	92.6%	9 827	770	224	67
Июнь	89.2%	10 328	2 054	352	97
Июль	88.2%	10 021	2 592	332	137
Август	89.3%	10 643	1 906	223	92
Сентябрь	89.9%	11 370	1 646	219	44
Октябрь	87.3%	11 089	2 031	343	62
Ноябрь	87.9%	9 723	2 263	253	55
Декабрь	89.2%	7 830	2 226	329	132
Среднегодовое значение	90.4%	9 040	1 603	254	78

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	83.3%	3 672	3 147	489	144
Февраль	85.1%	5 466	2 032	135	47
Март	91.8%	7 171	583	179	32
Апрель	88.7%	8 916	1 666	184	37
Май	85.1%	10 415	3 093	336	123
Июнь	82.4%	11 358	3 256	357	163
Июль	78.2%	9 809	3 949	542	161
Август	82.0%	9 156	2 908	236	85
Сентябрь	80.5%	10 750	2 966	476	173
Октябрь	82.1%	7 498	2 956	334	180
Ноябрь	84.7%	4 823	1 784	263	93
Декабрь	84.9%	4 428	1 811	382	101
Среднегодовое значение	84.1%	7 788	2 513	326	112

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	88.2%	2 315	442	56	26
Февраль	87.2%	2 959	966	117	27
Март	87.9%	3 408	764	163	55
Апрель	91.0%	3 483	530	59	22
Май	92.8%	3 977	269	75	19
Июнь	86.2%	4 234	1 233	185	128
Июль	81.5%	2 987	1 627	246	328
Август	83.6%	3 112	1 587	252	121
Сентябрь	86.5%	4 815	993	139	80
Октябрь	86.8%	4 687	994	167	58
Ноябрь	86.6%	4 700	1 010	149	63
Декабрь	84.2%	1 727	2 103	141	65
Среднегодовое значение	86.9%	3 534	1 043	146	83

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	87.6%	313	844	70	41
Февраль	88.4%	381	835	51	19
Март	87.4%	1 126	902	52	21
Апрель	87.5%	1 696	775	67	35
Май	88.8%	2 242	447	33	23
Июнь	86.4%	2 443	637	55	29
Июль	84.8%	2 543	803	71	44
Август	85.5%	2 560	743	44	45
Сентябрь	82.8%	2 402	824	21	26
Октябрь	78.9%	1 658	1 075	42	57
Ноябрь	76.0%	956	1 433	64	19
Декабрь	83.7%	291	877	71	27
Среднегодовое значение	84.8%	1 551	850	53	32

* - 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	269	76	7	2
Амурская область	480	86	6	2
Архангельская область	129	12	6	3
Астраханская область	311	41	8	3
Белгородская область	17	34	1	0
Брянская область	0	0	0	0
Владимирская область	80	16	2	1
Волгоградская область	462	66	5	2
Вологодская область	104	42	5	6
Воронежская область	379	149	35	5
г.Москва	1565	627	62	29
г.Санкт-Петербург	633	68	17	9
г.Севастополь	32	20	1	2
Забайкальский край	274	135	8	1
Ивановская область	127	106	10	1
Иркутская область	2077	172	48	12
Кабардино-Балкарская Республика	30	5	1	1
Калининградская область	277	182	0	0
Калужская область	24	2	1	0
Карачаево-Черкесская Республика	24	4	1	1
Кемеровская область - Кузбасс	1250	168	52	12

Субъект Российской Федерации	Плановые ремонты	Неплановые ремонты до РСВ	Неплановые ремонты после РСВ	Аварийные ремонты
Кировская область	190	5	3	2
Костромская область	907	101	20	8
Краснодарский край	391	77	15	9
Красноярский край	2524	211	57	11
Курганская область	125	7	3	1
Курская область	359	46	5	4
Ленинградская область	1497	350	62	19
Липецкая область	87	35	2	1
Московская область	1054	264	36	9
Мурманская область	466	22	3	2
Нижегородская область	456	76	12	8
Новгородская область	63	7	3	2
Новосибирская область	579	31	11	3
Омская область	365	179	48	39
Оренбургская область	486	117	24	10
Орловская область	85	12	6	2
Пензенская область	68	2	1	0
Пермский край	1032	151	17	6
Приморский край	331	494	20	20
Псковская область	114	0	0	0
Республика Адыгея	0	0	0	0
Республика Алтай	0	0	0	0
Республика Башкортостан	958	200	27	8
Республика Бурятия	192	138	31	3
Республика Дагестан	500	54	7	8
Республика Ингушетия	0	0	0	0
Республика Калмыкия	3	0	0	0

Субъект Российской Федерации	Плановые ремонт	Неплановые ремонт до РСВ	Неплановые ремонт после РСВ	Аварийные ремонт
Республика Карелия	50	7	1	1
Республика Коми	229	8	1	1
Республика Крым	84	10	2	1
Республика Марий Эл	21	0	0	0
Республика Мордовия	43	7	3	2
Республика Саха (Якутия)	315	99	10	4
Республика Северная Осетия-Алания	113	5	2	0
Республика Татарстан (Татарстан)	1064	616	43	48
Республика Тыва	0	0	0	0
Республика Хакасия	407	8	2	2
Ростовская область	757	534	80	42
Рязанская область	652	364	62	13
Самарская область	1167	134	20	9
Саратовская область	673	88	25	16
Свердловская область	2324	451	101	20
Смоленская область	716	149	26	7
Ставропольский край	750	213	25	12
Тамбовская область	64	13	1	1
Тверская область	1102	392	27	9
Томская область	159	29	4	2
Тульская область	219	126	23	15
Тюменская область	191	162	22	17
Удмуртская Республика	136	13	1	0
Ульяновская область	148	10	5	2
Хабаровский край	424	171	18	6
Ханты-Мансийский автономный округ - Югра	2702	218	37	6
Челябинская область	829	267	19	6

Субъект Российской Федерации	Плановые ремонты	Неплановые ремонты до РСВ	Неплановые ремонты после РСВ	Аварийные ремонты
Чеченская республика	75	15	1	0
Чувашская Республика - Чувашия	279	12	3	2
Ямало-Ненецкий автономный округ	68	11	1	0
Ярославская область	247	37	2	1