



СИСТЕМНЫЙ ОПЕРАТОР
ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

Отчет о функционировании ЕЭС России в 2019 году

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



ОГЛАВЛЕНИЕ

1. ОСНОВНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ РАБОТЫ ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ РОССИИ	3
2. УСТАНОВЛЕННАЯ МОЩНОСТЬ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ	7
2.1. Вводы новой мощности, демонтаж, перемаркировка.	7
Структура установленной мощности.	7
2.2. Использование установленной мощности электростанций ЕЭС России	10
3. ПОТРЕБЛЕНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ.	12
4. БАЛАНСЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ И МОЩНОСТИ	17
4.1. Баланс электрической энергии.	17
4.2. Баланс электрической мощности	21
5. СЕТЕВОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО (ПЕРЕЧЕНЬ ЛЭП 220 КВ И ВЫШЕ, ВВЕДЕННЫХ В РАБОТУ И РЕКОНСТРУИРОВАННЫХ).	26
6. ПЛАНИРОВАНИЕ И ВЫПОЛНЕНИЕ РЕМОНТОВ	29
6.1. Планирование и выполнение ремонтов генерирующего оборудования	29
6.2. Планирование и выполнение ремонтов ЛЭП 220 кВ и выше	33
7. ГОТОВНОСТЬ ГЕНЕРИРУЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ ОРЭ К ВЫРАБОТКЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ЗА 2019 ГОД.	35
7.1. Участие в общем первичном регулировании частоты электрического тока (ОПРЧ)	35
7.2. Предоставление диапазона регулирования реактивной мощности.	35
7.3. Участие ГЭС в автоматическом и оперативном вторичном регулировании частоты электрического тока и перетоков активной мощности (АВРЧМ).	35
8. ПАРАМЕТРЫ РАСЧЕТНОЙ МОДЕЛИ ОПТОВОГО РЫНКА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ.	35
9. ФУНКЦИОНИРОВАНИЕ БАЛАНСИРУЮЩЕГО РЫНКА ЗА 2019 ГОД.	36

1. ОСНОВНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ РАБОТЫ ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ РОССИИ

На конец 2019 года в составе ЕЭС России работали семь объединенных энергосистем (ОЭС): Центра, Средней Волги, Урала, Северо-Запада, Юга, Сибири и Востока.

В 2019 году параллельно с ЕЭС России работали энергосистемы Эстонии, Латвии, Литвы, Беларуси, Украины, Грузии, Азербайджана, Казахстана и Монголии, а также энергосистемы Центральной Азии – Узбекистана и Киргизии (через энергосистему Казахстана) и Молдавии (через энергосистему Украины). По линиям электропередачи переменного тока осуществлялась передача электроэнергии в энергосистему Южной Осетии и энергосистему Абхазии.

Совместно с ЕЭС России через преобразовательные устройства постоянного тока работали энергосистемы Финляндии и Китая. Кроме этого, параллельно с энергосистемой Финляндии работали отдельные генераторы Северо-Западной ТЭЦ и ГЭС энергосистем г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области и Мурманской области, с энергосистемой Норвегии – отдельные генераторы ГЭС энергосистемы Мурманской области. По линиям электропередачи переменного тока осуществлялась передача электроэнергии в Китай в «островном» режиме.

Во исполнение установленных Федеральным законом № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» функций по организации и управлению режимами параллельной работы российской электроэнергетической системы и электроэнергетических систем иностранных государств в 2019 году АО «СО ЕЭС» продолжена работа по расширению и качественному совершенствованию документационного обеспечения совместной работы ЕЭС России и энергосистем иностранных государств.

Подписаны следующие документы:

- Новая редакция Положения об организации оперативно-диспетчерского управления синхронной работой ОЭС Беларуси, ЕЭС России, ЭС Эстонии, ЭС Латвии и ЭС Литвы от 23.10.2019;
- Новая редакция Методических указаний по устойчивости энергосистем ЭК БРЭЛЛ от 23.10.2019;
- Дополнительное соглашение №01-28-ДС-586 от 02.08.2019 к Договору № 400 о параллельной работе электроэнергетических систем Республики Казахстан и Российской Федерации.

При участии специалистов АО «СО ЕЭС» был разработан Протокол о внесении изменений в Договор о Евразийском экономическом союзе от 29 мая 2014 года (в части формирования общего электроэнергетического рынка Евразийского экономического союза), который был подписан 29.05.2019 государствами-членами Евразийского экономического союза.

В 2019 году частота электрического тока в ЕЭС России поддерживалась в пределах, установленных Стандартом ОАО «СО ЕЭС» СТО 59012820.27.100.003-2012 «Регулирование частоты и перетоков активной мощности в ЕЭС России. Нормы и требования» и национальным стандартом Российской Федерации

ГОСТ Р 55890–2013 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Регулирование частоты и перетоков активной мощности. Нормы и требования» 8760 часов или 100 % в пределах $50 \pm 0,2$ Гц и 8756 часов 0 минут 40 секунд или 99,954 % в пределах $50 \pm 0,05$ Гц с восстановлением частоты при выходе до уровня $50 \pm 0,05$ Гц за время не более 15 минут. Максимальное и минимальное мгновенные значения частоты в первой синхронной зоне ЕЭС России составили соответственно 50,074 Гц и 49,821 Гц. Зафиксированный 18.07.2019 случай выхода частоты за пределы $50 \pm 0,05$ Гц более 15 минут связан с возникновением аварийного небаланса мощности, превышающего нормативный объем резервов вторичного регулирования, размещенных в I синхронной зоне ЕЭС России. При этом максимальная продолжительность периода снижения частоты ниже 49,95 Гц составила 24 минуты 20 секунд.

В 2019 году суммарная продолжительность работы I синхронной зоны ЕЭС России с частотой электрического тока более 50,05 Гц составила 01 час 07 минут 40 секунд, а с частотой менее 49,95 Гц – 02 часа 51 минуту 50 секунд.

На конец 2019 года общая установленная мощность электростанций ЕЭС России составила 246 342,45 МВт.

Выработка электроэнергии электростанциями ЕЭС России в 2019 году составила 1 080,6 млрд кВт·ч. Потребление электроэнергии в 2019 году составило 1 059,4 млрд кВт·ч.

Годовой максимум потребления мощности ЕЭС России зафиксирован в 10:00 (мск) 24.01.2019 при частоте электрического тока 49,99 Гц и составил 151 661 МВт. При этом нагрузка электростанций ЕЭС России составила 153 508 МВт.

В 2019 году в трех энергосистемах были установлены новые значения исторического максимума потребления мощности.

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

Таблица 1.1.

Наименование энергосистемы	Достигнутый исторический максимум потребления мощности в 2019 году		Предыдущее значение исторического максимума потребления мощности		Величина превышения
	МВт	дата	МВт	дата	
г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	7719	28.01.2019	7654	06.02.2012	65
ОЭС Востока	6709	27.12.2019	5623	24.01.2018	1086
Амурской области	1467	27.12.2019	1400	14.01.2013	67

Динамика изменения потребления электроэнергии и мощности по ЕЭС России представлена на рисунке 1.1. Основные показатели работы ОЭС и ЕЭС России за 2019 год приведены в таблице 1.2.

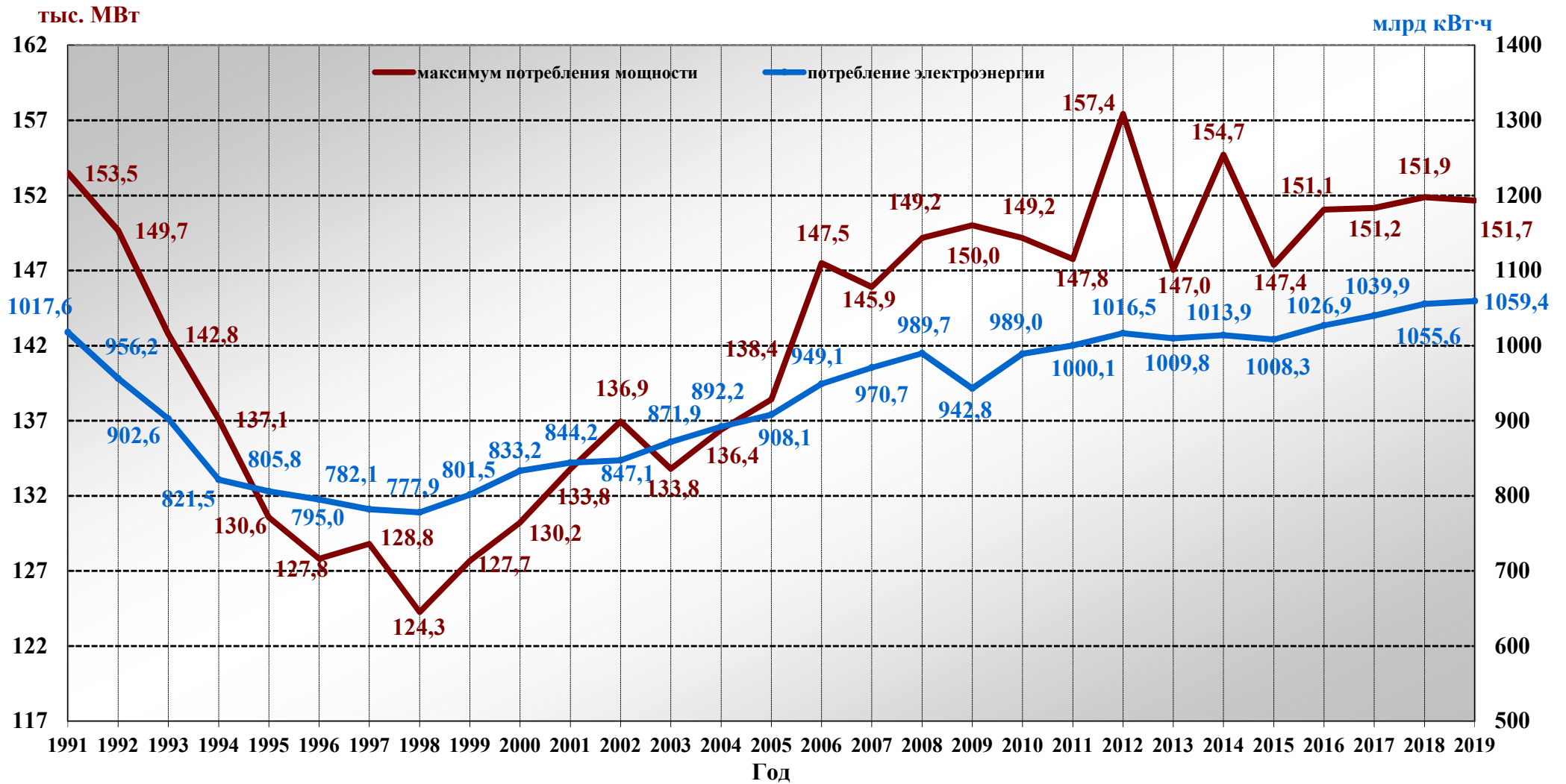


Рисунок 1.1. Динамика изменения потребления электроэнергии и мощности по ЕЭС России

Таблица 1.2.

Основные показатели работы ОЭС и ЕЭС России в 2019 году

Показатель	Энергосистемы							
	ЕЭС России	в том числе:						
		ОЭС Центра	ОЭС Средней Волги	ОЭС Урала	ОЭС Северо-Запада	ОЭС Юга	ОЭС Сибири	ОЭС Востока
Установленная мощность на 01.01.2020, МВт	246 342,45	52 648,58	27 493,88	53 696,44	24 472,11	24 857,73	52 104,76	11068,95
± к 01.01.2019, %	+0,6	+0,4	-0,3	+0,2	-0,3	+5,6	+0,5	+14,8
Располагаемая мощность электростанций на годовой максимум потребления мощности 2019 года, МВт	225 971	51936	26070	52 433	23 317	22 287	39 302	10 626
± к 2018 году, %	+0,02	-1,26	+0,68	+0,08	+0,14	+1,95	-3,24	+14,45
Нагрузка электростанций на годовой максимум потребления мощности 2019 года, МВт	153 508	36 186	16 188	36 028	15 684	15 292	28 031	6 098
± к 2018 году, %	-0,02	+2,68	+0,16	-3,39	+1,43	+1,54	-3,61	+16,2
Выработка электроэнергии в 2019 году, млрд кВт·ч	1 080,6	236,3	110,2	265,7	112,8	103,1	208,7	43,8
± к 2018 году, %	+0,9	+1,9	-3,7	+0,7	-0,5	-1,6	+1,7	+16,4
Потребление электроэнергии в 2019 году, млрд кВт·ч	1 059,4	241,9	109,1	260,4	95,0	101,3	211,4	40,3
± к 2018 году, %	+0,4	-0,3	-1,0	-0,3	-0,1	-1,0	+0,6	+17,9

2. УСТАНОВЛЕННАЯ МОЩНОСТЬ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

2.1. Вводы новой мощности, демонтаж, перемаркировка.

Структура установленной мощности.

Установленная мощность электростанций ЕЭС России на 01.01.2020 составила 246 342,45 МВт.

Увеличение установленной мощности электростанций ЕЭС России в 2019 году произошло за счет:

- ввода в работу нового генерирующего оборудования в объеме 2969,9 МВт;
- увеличения установленной мощности действующего генерирующего оборудования в связи с его перемаркировкой – 244,09 МВт.

Выведено из эксплуатации генерирующее оборудование электростанций ЕЭС России суммарной мощностью 1 746,03 МВт.

Установленная мощность электростанций ОЭС и ЕЭС России приведена в таблице 2.1.1.

Таблица 2.1.1.

Энергосистема	На 31.12.2018, МВт	Изменение установленной мощности, МВт					На 01.01.2020, МВт
		Вводы	Вывод из эксплуатации	Перемаркировка		Прочие изменения (уточнение и др.)	
				Увеличение	Снижение		
ЕЭС РОССИИ	243 243,20	2 969,90	1 746,03	244,09	181,53	1 812,82	246 342,45
ОЭС Центра	52 447,29	1 294,48	1 080,00	33,94	46,40	-0,73	52 648,58
ОЭС Средней Волги	27 591,76	71,22	172,00	30,50	40,00	12,40	27 493,88
ОЭС Урала	53 614,35	98,44	234,30	67,54	13,29	163,7	53 696,44
ОЭС Северо-Запада	24 551,82	-	91,73	4,75	1,10	8,37	24 472,11
ОЭС Юга	23 535,89	1 323,76	-	8,15	9,25	-0,82	24 857,73
ОЭС Сибири	51 861,09	182,00	-	61,47	-	0,20	52 104,76
ОЭС Востока	9 641,00	-	168,00	37,74	71,49	1 629,70	11 068,95

Структура установленной мощности электростанций объединенных энергосистем и ЕЭС России на 01.01.2020 приведена в таблице 2.1.2.

Таблица 2.1.2

Энергосистема	Всего, МВт	ТЭС		ГЭС		АЭС		ВЭС		СЭС	
		МВт	%	МВт	%	МВт	%	МВт	%	МВт	%
ЕЭС РОССИИ	246342,45	164612,14	66,82	49870,29	20,24	30313,18	12,31	184,12	0,08	1362,72	0,55
ОЭС Центра	52648,58	36070,23	68,51	1800,07	3,42	14778,28	28,07	-	-	-	-
ОЭС Средней Волги	27493,88	16203,48	58,93	7013,00	25,51	4072,00	14,81	85,40	0,31	120,00	0,44
ОЭС Урала	53696,44	49979,59	93,08	1901,19	3,54	1485,00	2,77	1,66	0,00	329,00	0,61
ОЭС Северо-Запада	24472,11	15572,14	63,64	2947,24	12,04	5947,63	24,30	5,10	0,02	-	-
ОЭС Юга	24857,73	13757,29	55,35	6289,69	25,30	4030,27	16,21	91,96	0,37	688,52	2,77
ОЭС Сибири	52104,76	26577,96	51,01	25301,60	48,56	-	-	-	-	225,20	0,43
ОЭС Востока	11068,95	6451,45	58,28	4617,50	41,72	-	-	-	-	-	-

Структура установленной мощности тепловых электростанций ЕЭС России на конец 2019 года по типам генерирующего оборудования представлена на рисунке 2.1.1.

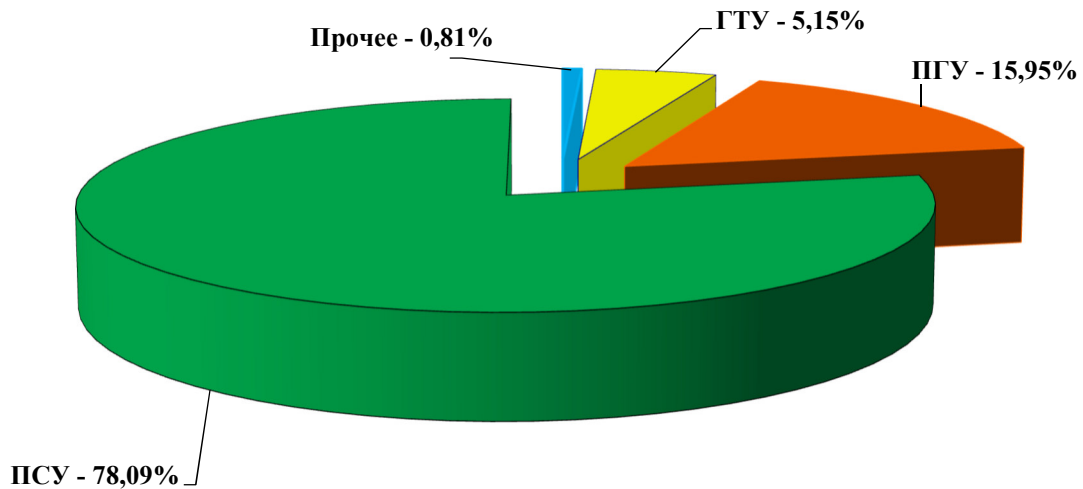


Рисунок 2.1.1. Структура установленной мощности ТЭС ЕЭС России

Таблица 2.1.3.

Вводы нового генерирующего оборудования в работу на электростанциях ЕЭС России в 2019 году

Электростанции	Станционный номер	Оборудование	Установленная мощность, МВт
ОЭС Центра			1 294,483
Нововоронежская АЭС	№ 7	К-1200-6,8/50	1 180,983
Алексинская ТЭЦ	№ 1	ПГУ	113,5
ОЭС Средней Волги			71,217
Самарская СЭС-2	3 очередь	ФЭСМ	25,00
ГТУ-ТЭС в г. Елабуга	№№ 1-4	TAURUS 60	20,474
Саровская ТЭЦ	№ 9	ПТ-25-90/10М	25,743
ОЭС Урала			98,436
Чкаловская СЭС		ФЭСМ	30,0
Григорьевская СЭС		ФЭСМ	10,0
Елшанская СЭС	1-2 очереди	ФЭСМ	25,0
ГПЭС Хантэк Южная	№№ 1-6	JGC 420 GS-S.L	8,436
Домбаровская СЭС		ФЭСМ	25,00
ОЭС Юга			1 323,763
Балаклавская ТЭС	№ 1	ПГУ	251,445
Ахтубинская СЭС		ФЭСМ	60,0
СЭС Элиста Северная (д.н. Окрасочная СЭС)		ФЭСМ	15,0
Грозненская ТЭС	№ 2	SGT5-PFC 2000E	184,0
Таврическая ТЭС	№ 2	ПГУ	244,743
СЭС Михайловская		ФЭСМ	15,0
Старомарьевская СЭС		ФЭСМ	75,0
Малодербетовская СЭС	1 очередь	ФЭСМ	15,00
Яшкульская СЭС	1-2 очереди	ФЭСМ	33,50
Зарамагская ГЭС-1	№№ 1-2	К 600-В6-341.2	346,0
Лиманская СЭС	1-2 очереди	ФЭСМ	30,00

Электростанции	Станционный номер	Оборудование	Установленная мощность, МВт
Сакская ПГУ	№ 8	КТ-16-3,9/0,2	14,355
Сакская ПГУ	№ 9	КТ-16-3,9/0,2	14,62
ГПТЭС Кавказцемент	№№ 1-3	Wartsila 20V34SGD	25,10
ОЭС Сибири			182,0
Майминская СЭС	3 очередь	ФЭСМ	5,0
Ининская СЭС	1-2 очереди	ФЭСМ	25,0
СЭС БВС		ФЭСМ	15,00
КЭС Кокс	№ 3	К-12-1,2	12,00
Хоринская СЭС		ФЭСМ	15,00
Тарбагатайская СЭС		ФЭСМ	15,00
Кабанская СЭС		ФЭСМ	15,00
Кенонская СЭС		ФЭСМ	15,00
Ингодинская СЭС		ФЭСМ	15,00
Усть-Коксинская СЭС	1-4 очереди	ФЭСМ	40,00
Чемальская СЭС		ФЭСМ	10,00
ЕЭС РОССИИ			2 969,899

Таблица 2.1.4.

**Вывод из эксплуатации генерирующего оборудования на электростанциях
ЕЭС России в 2019 году**

Электростанции	Станционный номер	Оборудование	Установленная мощность, МВт
ОЭС ЦЕНТРА			1 080,0
ТЭЦ ЗИЛ	№ 2	АП-25	25,0
ТЭЦ ЗИЛ	№ 3	Т-100/120-130-3	100,0
Клинцовская ТЭЦ	№ 3	Р-6-35/5М	6,0
Клинцовская ТЭЦ	№ 4	Р-6-35/5Б	6,0
ТЭЦ ГУБТ Северсталь	№ 1	ГУБТ-8 УТЗ	8,0
Каширская ГРЭС	№ 4	К-300-240-1	300,0
Каширская ГРЭС	№ 5	К-300-240-1	300,0
Каширская ГРЭС	№ 6	К-300-240-1	300,0
Ярославская ТЭЦ-1	№ 4	ПТ-25-90/10М	25,0
Ярославская ТЭЦ-1	№ 6	Р-6-90/31	6,0
ТЭЦ ЛТК «Свободный сокол»	№ 1	АК-4	4,0
ОЭС СРЕДНЕЙ ВОЛГИ			172,0
Автозаводская ТЭЦ	№ 5	ВТ-25-4	25,0
Саратовская ТЭЦ-2	№ 7	ПТ-60/65-120/12	60,0
Саровская ТЭЦ	№№ 1-4	П-4-35/5	16,0
Безымянская ТЭЦ	№ 5	Т-46-90	46,0
Новокуйбышевская ТЭЦ-1	№ 7	ПТР-25/30-90/10	25,0
ОЭС УРАЛА			234,3
Уфимская ТЭЦ-1	№ 5	ПР-9-90/15/7	9,0

Электростанции	Станционный номер	Оборудование	Установленная мощность, МВт
Кизеловская ГРЭС-3	№ 9	ПТ-23,6/29-2,9/1,3	23,6
Березниковская ТЭЦ-10	№ 2	ПР-12-3,4/1,0/0,1	12,0
Березниковская ТЭЦ-10	№ 5	Р-9-35/8	9,0
ГТЭС Сибур-Химпром	№ 4	ГТУ-4П	4,0
ТЭЦ Комбината Магnezит	№ 2	ПТ-12-35/10М	12,0
ЦЭС мет. 3-да им. Серова	№№ 1-3	П-6-16/2	18,0
Пермская ТЭЦ-6	№ 2	Р-25-29/1,2	24,5
Пермская ТЭЦ-6	№ 3	Р-6-35/6	5,2
Пермская ТЭЦ-6	№ 4	Р-6-35/5	4,0
Пермская ТЭЦ-6	№ 5	РТ-25-90-1	23,0
Пермская ТЭЦ-9	№ 3	Р-25-90/18	25,0
Пермская ТЭЦ-9	№ 6	ПТ-65-130/13	65,0
ОЭС СЕВЕРО-ЗАПАДА			<u>91,73</u>
ЭС-2 Центральной ТЭЦ	№ 5	Т-30-90	30,0
ГСР ТЭЦ	№ 1	ПР-20-29/13/0,8	20,0
Волховская ГЭС	ВГ-1, ВГ-2	РО	2,0
Северодвинская ТЭЦ-1	№ 2	Р-26,5-29/1,2	26,5
Северодвинская ТЭЦ-1	№ 4	Р-12-90/31М	12,0
ТЭС Газпром Трансгаз Санкт-Петербург	№№ 1-3	ГТК-410	1,23
ОЭС Востока			<u>168,0</u>
Партизанская ГРЭС	№ 3	К-41/50-90	41,0
Якутская ГРЭС	№ 1	ГТЭ-45-3	45,0
Якутская ГРЭС	№ 12	ГТГ-12В	12,0
Якутская ГРЭС	№ 6	ГТ-35-770-2	35,0
Якутская ГРЭС	№ 5	ГТ-35-770-2	35,0
ЕЭС РОССИИ:			<u>1746,03</u>

2.2. Использование установленной мощности электростанций ЕЭС России

Число часов использования установленной мощности электростанций в целом по ЕЭС России в 2019 году составило 4 384 часа или 50,04% календарного времени (коэффициент использования установленной мощности).

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

- тепловых электростанций – 4 002 часа или 45,68 % календарного времени (коэффициент использования установленной мощности);
- атомных электростанций – 6 992 часа (79,82 % календарного времени);
- гидроэлектростанций – 3 841 час (43,85 % календарного времени);

- ветровых электростанций – 1 745 часов (19,91 % календарного времени);
- солнечных электростанций – 1 239 часов (14,14 % календарного времени).

Данные, характеризующие использование установленной мощности электростанций ЕЭС России без учета электростанций промышленных предприятий в разрезе ОЭС за период 2018-2019 годов, приведены в таблице 2.2.1.

Таблица 2.2.1.

Коэффициенты использования установленной мощности электростанций ЕЭС России и ОЭС в 2018 и 2019 годах

	2019 год					2018 год					%
	ТЭС	ГЭС	АЭС	ВЭС	СЭС	ТЭС	ГЭС	АЭС	ВЭС	СЭС	
ЕЭС России	45,68	43,85	79,82	19,91	14,14	46,51	43,27	78,41	18,29	14,65	
ОЭС Центра	40,35	22,06	76,53	-	-	38,67	24,08	79,71	-	-	
ОЭС Средней Волги	38,94	37,71	85,60	27,77	14,23	39,92	40,70	90,93	28,59	11,99	
ОЭС Урала	54,98	44,90	75,17	6,24	13,17	55,50	36,76	67,94	7,04	13,68	
ОЭС Северо-Запада	44,20	46,71	74,09	23,36	-	44,51	51,46	66,84	5,90	-	
ОЭС Юга	41,38	37,77	95,98	12,70	14,91	49,87	42,31	84,71	15,54	15,42	
ОЭС Сибири	42,99	48,64	-	-	12,18	44,09	45,98	-	-	13,53	
ОЭС Востока	47,04	41,01	-	-	-	49,87	37,21	-	-	-	

3. ПОТРЕБЛЕНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ.

Фактическое потребление электроэнергии в ЕЭС России в 2019 году составило 1 059 361,6 млн кВт·ч, что выше факта 2018 года на 3 802,9 млн кВт·ч (0,36 %). Относительно фактического объема потребления электроэнергии в 2017 году увеличение составляет 19 481,8 млн кВт·ч (1,87 %).

Динамика потребления электроэнергии в ЕЭС России по месяцам 2019 года в сравнении с 2018 и 2017 годами представлена на рис. 3.1.

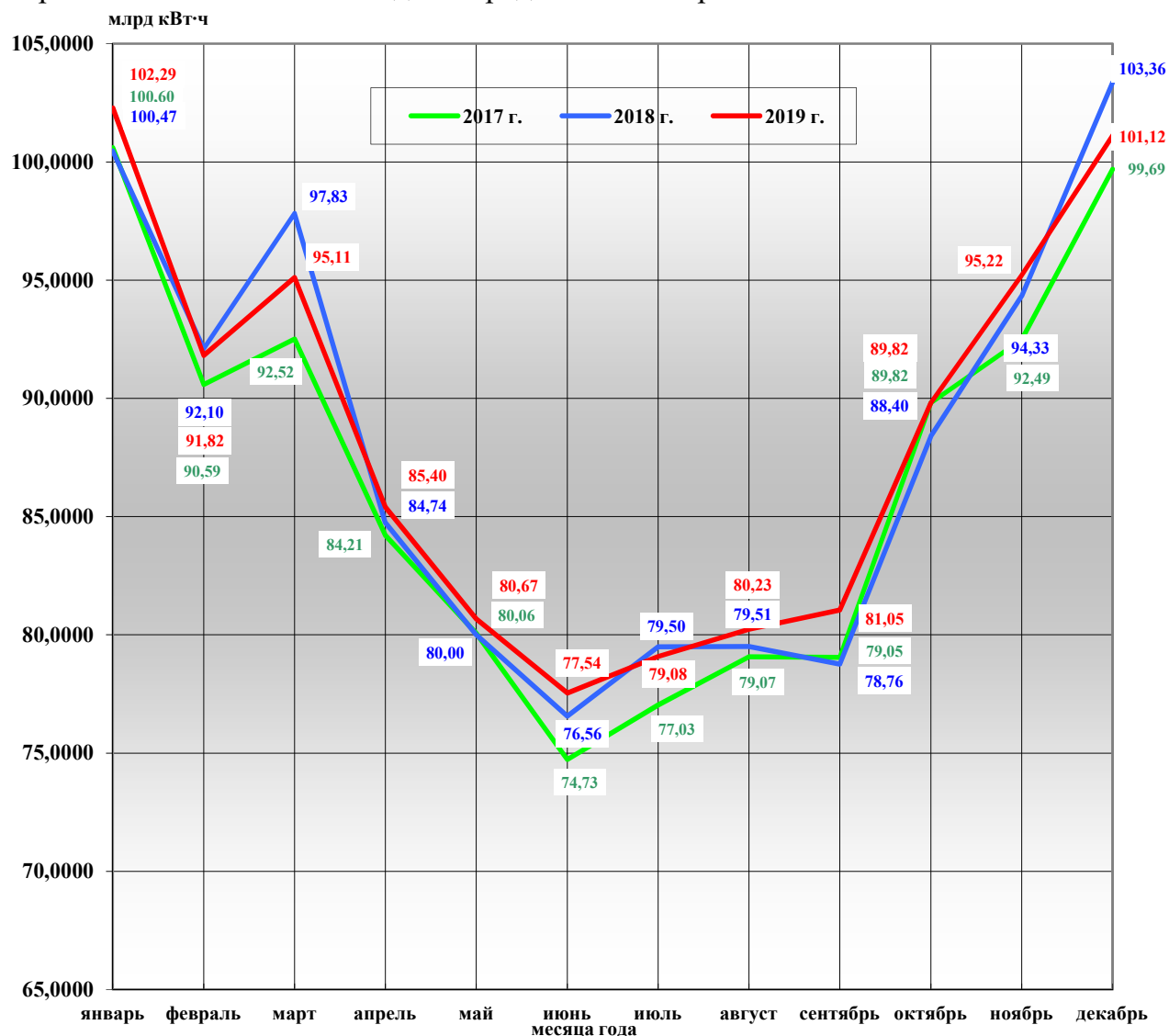


Рисунок 3.1. Динамика потребления электроэнергии в ЕЭС России по месяцам 2017-2019 годов.

В 2019 году снижение годового объема потребления электроэнергии в ЕЭС России за счет влияния температурного фактора оценивается величиной 6,8 млрд. кВт·ч (-0,6%) при повышении среднегодовой температуры в энергосистеме на 0,9°C. Наиболее значительное влияние температуры на изменение динамики электропотребления наблюдалось в I квартале 2019 года, когда отклонения среднемесячных температур достигали максимальных значений.

На положительную динамику потребления электроэнергии в ЕЭС России повлияло присоединение к энергосистеме с января 2019 года работавших ранее изолированно Западного и Центрального энергорайонов энергосистемы

Республики Саха (Якутия), годовые объемы потребления электроэнергии которых составили 3 450,9 и 1 753,1 млн кВт·ч соответственно.

Кроме температурного фактора на положительную динамику изменения электропотребления в ЕЭС России в 2019 году повлияло увеличение потребления электроэнергии алюминиевыми заводами, промышленными предприятиями химической и нефтеперерабатывающей промышленности, а также на промышленных предприятиях нефте- и газопроводного транспорта.

В течение 2019 года значительный рост потребления электроэнергии наблюдался на предприятиях производства алюминия ЗАО «Богучанский Алюминиевый Завод» в энергосистеме Красноярского края и Республики Тыва, ПАО «РУСАЛ Братск» в энергосистеме Иркутской области. Среди крупных промышленных предприятий химической и нефтеперерабатывающей промышленности, на которых увеличение объемов потребления электроэнергии повлияло на общую положительную динамику изменения объемов электропотребления в соответствующих территориальных энергосистемах, следует отметить: АО «ТАНЕКО» в энергосистеме Республики Татарстан, ПАО «Акрон» в энергосистеме Новгородской области и ООО «Лукойл-Нижегороднефтеоргсинтез» в энергосистеме Нижегородской области.

Среди промышленных предприятий нефтепроводного транспорта, увеличивших в 2019 году годовые объемы потребления электроэнергии, следует отметить: ООО «Транснефть-Балтика» в энергосистеме Ярославской области, ОАО «Сибнефтепровод» в энергосистеме Свердловской области, ООО «Балттранснефтепродукт» и ООО «Транснефть-Балтика» в энергосистеме г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, а также увеличение электропотребления магистральными нефтепроводами на территориях энергосистем Амурской области, Приморского и Хабаровского края и Республики Саха (Якутия).

Увеличение объемов потребления электроэнергии газотранспортными предприятиями в 2019 году отмечено на промышленных предприятиях ООО «Газпром трансгаз Москва» в энергосистемах Липецкой и Тамбовской областей и ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород» в энергосистеме Нижегородской области.

При оценке положительной динамики изменения объема потребления электроэнергии следует отметить рост в течение всего 2019 года электропотребления на предприятиях железнодорожного транспорта в границах территориальных энергосистем ОЭС Востока: Амурской области, Приморского и Хабаровского краев и Республики Саха (Якутия).

В 2019 году производство электроэнергии на атомных электростанциях ЕЭС России увеличилось на 2,2% относительно объема производства в прошлом году. С увеличением объема производства электроэнергии на атомных электростанциях наблюдалось увеличение расхода электроэнергии на собственные, производственные и хозяйственные нужды электростанций. В значительной мере это проявилось с вводом в 2019 году нового генерирующего оборудования – энергоблока № 7 на Нововоронежской АЭС.

На рисунке 3.2, отражающем качественное влияние температурного фактора на потребление электрической энергии, представлены относительные изменения электропотребления и абсолютные значения отклонений среднемесячной температуры наружного воздуха по месяцам отчетного периода относительно аналогичных показателей прошлого года для ОЭС и ЕЭС России в целом.

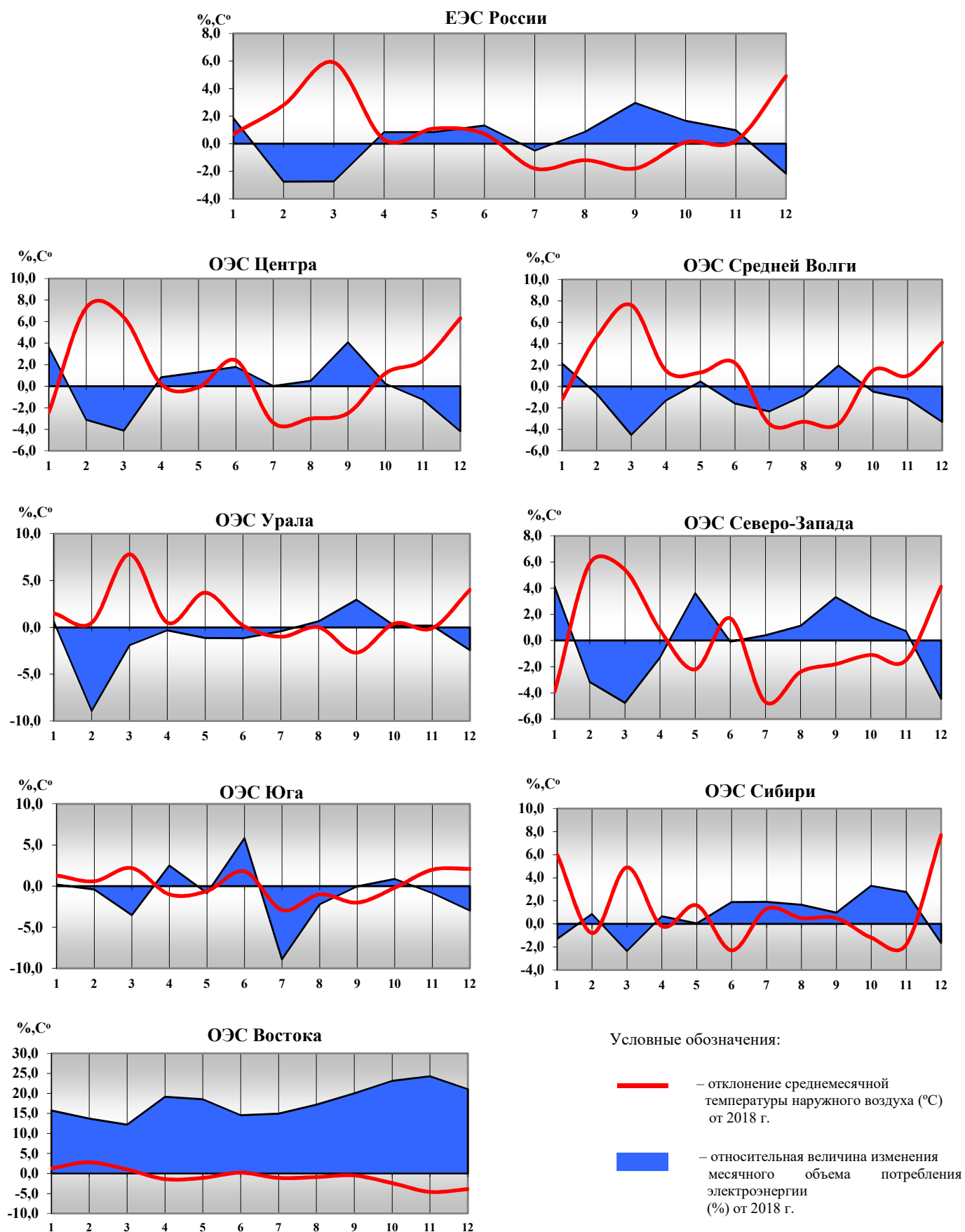


Рисунок 3.2. Динамика изменения относительной величины потребления электроэнергии и отклонения фактической температуры наружного воздуха по месяцам 2019 года относительно аналогичных периодов 2018 года.

В таблице 3.1 приведены данные о фактических годовых объёмах потребления электроэнергии в ЕЭС России, ОЭС и территориальных электроэнергетических системах в 2019 году в сравнении с фактическими годовыми объёмами потребления электроэнергии в 2018 году.

Таблица 3.1.

млн кВт·ч

Энергосистема	Потребление электроэнергии			
	2018	2019	Изм. (+/-) к 2018	% к 2018
ЕЭС РОССИИ	1 055 558,7	1 059 361,6	3 802,9	0,36
ОЭС Центра	242 565,2	241 945,9	-619,3	-0,26
Белгородской области	15 906,3	15 940,0	33,7	0,21
Брянской области	4 403,9	4 294,5	-109,4	-2,48
Владимирской области	7 077,8	6 990,9	-86,9	-1,23
Вологодской области	14 011,2	13 969,3	-41,9	-0,30
Воронежской области	11 287,7	11 715,8	428,1	3,79
Ивановской области	3 512,0	3 482,7	-29,4	-0,84
Калужской области	6 921,3	6 820,5	-100,8	-1,46
Костромской области	3 599,8	3 620,0	20,2	0,56
Курской области	8 591,0	8 501,7	-89,3	-1,04
Липецкой области	13 008,2	12 884,4	-123,9	-0,95
г. Москвы и Московской области	108 212,4	107 694,2	-518,2	-0,48
Орловской области	2 840,9	2 802,9	-38,0	-1,34
Рязанской области	6 508,8	6 531,8	23,0	0,35
Смоленской области	6 299,9	6 256,5	-43,4	-0,69
Тамбовской области	3 537,6	3 622,5	84,8	2,40
Тверской области	8 568,8	8 245,4	-323,3	-3,77
Тульской области	10 023,0	10 289,9	266,9	2,66
Ярославской области	8 254,5	8 283,0	28,5	0,35
ОЭС Средней Волги	110 198,3	109 085,2	-1 113,1	-1,01
Республики Марий Эл	2 612,8	2 660,9	48,1	1,84
Республики Мордовия	3 319,1	3 335,1	16,0	0,48
Нижегородской области	20 823,6	20 897,6	73,9	0,36
Пензенской области	5 077,6	4 943,6	-134,0	-2,64
Самарской области	23 861,2	23 262,7	-598,5	-2,51
Саратовской области	13 369,9	12 675,8	-694,1	-5,19
Республики Татарстан	30 190,5	30 590,2	399,7	1,32
Ульяновской области	5 845,5	5 611,6	-233,9	-4,00
Чувашской Республики	5 098,0	5 107,7	9,7	0,19
ОЭС Урала	261 139,2	260 357,0	-782,2	-0,30
Республики Башкортостан	27 584,4	27 430,0	-154,4	-0,56
Кировской области	7 300,5	7 153,9	-146,6	-2,01
Курганской области	4 529,6	4 442,3	-87,3	-1,93
Оренбургской области	15 994,2	15 457,6	-536,5	-3,35
Пермского края	24 439,1	23 912,8	-526,2	-2,15
Свердловской области	43 489,6	43 078,8	-410,8	-0,94
Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого АО	92 429,4	93 595,6	1 166,2	1,26
Удмуртской Республики	9 801,3	9 702,4	-98,9	-1,01
Челябинской области	35 571,2	35 583,5	12,3	0,03
ОЭС Северо-Запада	95 030,1	94 959,1	-71,0	-0,07
Архангельской области и Ненецкого АО	7 383,1	7 317,8	-65,3	-0,88

Энергосистема	Потребление электроэнергии			
	2018	2019	Изм. (+/-) к 2018	% к 2018
Калининградской области	4 438,6	4 451,9	13,4	0,30
Республики Карелия	7 931,9	7 846,5	-85,3	-1,08
Республики Коми	9 110,8	9 029,8	-81,0	-0,89
Мурманской области	12 534,1	12 721,4	187,3	1,49
Новгородской области	4 382,2	4 462,7	80,5	1,84
Псковской области	2 244,9	2 211,4	-33,5	-1,49
г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	47 004,5	46 917,5	-87,0	-0,19
ОЭС Юга	102 281,0	101 282,7	-998,3	-0,98
Астраханской области	4 424,4	4 285,9	-138,5	-3,13
Волгоградской области	16 496,2	16 223,9	-272,3	-1,65
Республики Дагестан	6 487,7	6 652,0	164,2	2,53
Республики Ингушетия	768,6	807,1	38,5	5,01
Кабардино-Балкарской Республики	1 675,9	1 676,9	1,0	0,06
Республики Калмыкия	763,6	782,0	18,3	2,40
Карачаево-Черкесской Республики	1 354,3	1 382,3	28,0	2,07
Республики Адыгея и Краснодарского края	27 708,4	27 628,0	-80,3	-0,29
Ростовской области	19 362,7	18 881,9	-480,8	-2,48
Республики Северная Осетия-Алания	2 049,9	1 720,6	-329,3	-16,06
Ставропольского края	10 594,3	10 354,8	-239,5	-2,26
Чеченской Республики	2 862,8	3 044,5	181,7	6,35
Республики Крым и г. Севастополя	7 732,2	7 842,8	110,6	1,43
ОЭС Сибири	210 147,6	211 423,3	1 275,7	0,61
Республики Алтай и Алтайского края	10 795,4	10 608,0	-187,4	-1,74
Республики Бурятия	5 531,4	5 549,7	18,3	0,33
Забайкальского края	7 960,5	8 145,6	185,1	2,33
Иркутской области	55 056,4	55 480,6	424,1	0,77
Кемеровской области	32 008,7	31 754,5	-254,1	-0,79
Красноярского края и Республики Тыва	46 068,5	47 816,1	1 747,6	3,79
Новосибирской области	16 536,5	16 381,1	-155,4	-0,94
Омской области	11 015,0	10 681,2	-333,8	-3,03
Томской области	8 345,2	8 322,4	-22,8	-0,27
Республики Хакасия	16 830,1	16 684,1	-146,0	-0,87
ОЭС Востока	34 197,4	40 308,4	6 110,9	17,87
Амурской области	8 429,7	8 862,8	433,1	5,14
Приморского края	13 393,5	13 345,5	-48,0	-0,36
Хабаровского края и Еврейской АО	10 180,3	10 487,1	306,8	3,01
Республики Саха (Якутия)*	2 193,9	7 613,0	5 419,1	-

*В 2018 году объем потребления электроэнергии соответствует годовому объему электропотребления в Южно-Якутском энергорайоне энергосистемы Республики Саха (Якутия).

Без учета присоединенных в 2019 году Западного и Центрального энергорайонов энергосистемы Республики Саха (Якутия) годовой объем потребления электроэнергии в ОЭС Востока составил 35 104,4 млн кВт·ч, отклонение от 2018 года составило 906,9 млн кВт·ч (2,7%).

4. БАЛАНСЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ И МОЩНОСТИ

4.1. Баланс электрической энергии.

Баланс электроэнергетики в ЕЭС России в 2019 году в сравнении с балансовыми показателями 2018 года представлен в таблице 4.1.1.

Таблица 4.1.1.

Баланс электроэнергии в ЕЭС России в 2018 и 2019 годах.

Показатель	2018 год, млн кВт·ч	2019 год	
		млн кВт·ч	2019/2018 г., %
Выработка электроэнергии, всего	1 070 922,2	1 080 555,4	100,9
в т.ч.: ТЭС	681 829,3	679 881,0	99,7
ГЭС	183 759,8	190 295,4	103,6
АЭС	204 356,9	208 773,3	102,2
ВЭС	217,8	320,8	147,3
СЭС	758,4	1 284,9	169,4
Потребление электроэнергии	1 055 558,7	1 059 361,6	100,4
Сальдо перетоков электроэнергии	-15 363,4	-21 193,8	
«+» – прием, «-» – выдача			

Фактический баланс электроэнергии в ЕЭС России в 2019 году с учетом межгосударственных перетоков электроэнергии представлен на рисунке 4.1.1.

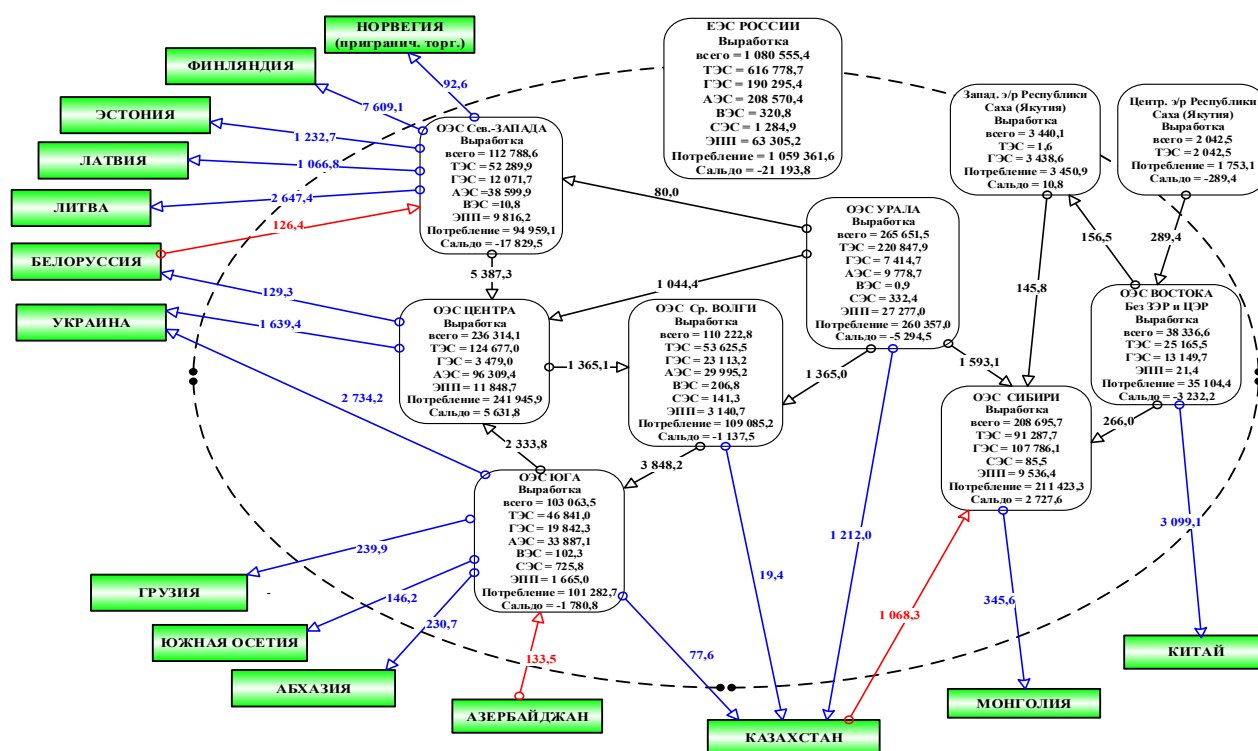


Рисунок 4.1.1 Фактический баланс электроэнергии ЕЭС России в 2019 году (млн кВт·ч).

Балансы электроэнергии в ОЭС в 2019 году в сравнении с балансовыми показателями 2018 года представлены в таблице 4.1.2.

Таблица 4.1.2.

Балансы электроэнергии ОЭС в 2018 и 2019 годах.

Показатель	2018 год, млн кВт·ч	2019 год	
		млн кВт·ч	2019/2018 г., %
ОЭС Центра			
Выработка электроэнергии, всего:	231 833,7	236 314,1	101,9
в т.ч.: ТЭС	133 101,8	136 525,7	102,6
ГЭС	3 788,1	3 479,0	91,8
АЭС	94 943,8	96 309,4	101,4
Потребление электроэнергии	242 565,2	241 945,9	99,7
Сальдо перетоков электроэнергии*	10 731,5	5 631,8	
ОЭС Средней Волги			
Выработка электроэнергии, всего:	114 399,0	110 222,8	96,3
в т.ч.: ТЭС	57 275,2	56 563,4	98,8
ГЭС	24 848,8	23 113,2	93,0
АЭС	32 155,7	30 198,2	93,9
ВЭС	87,7	206,8	235,9
СЭС	31,7	141,3	445,3
Потребление электроэнергии	110 198,3	109 085,2	99,0
Сальдо перетоков электроэнергии*	-4 200,7	-1 137,5	
ОЭС Урала			
Выработка электроэнергии, всего:	263 682,1	265 651,5	100,7
в т.ч.: ТЭС	248 662,4	248 124,9	99,8
ГЭС	6 009,2	7 414,7	123,4
АЭС	8 838,2	9 778,7	110,6
ВЭС	1,0	0,9	88,6
СЭС	171,3	332,4	194,0
Потребление электроэнергии	261 139,2	260 357,0	99,7
Сальдо перетоков электроэнергии*	-2 543,0	-5 294,5	
ОЭС Северо-Запада			
Выработка электроэнергии, всего:	113 349,7	112 788,6	99,5
в т.ч.: ТЭС	61 002,1	62 106,1	101,8
ГЭС	13 294,4	12 071,7	90,8
АЭС	39 049,6	38 599,9	98,8
ВЭС	3,7	10,8	296,3
Потребление электроэнергии	95 030,1	94 959,1	99,9
Сальдо перетоков электроэнергии*	-18 319,7	-17 829,5	
ОЭС Юга			
Выработка электроэнергии, всего:	104 731,1	103 063,5	98,4
в т.ч.: ТЭС	52 720,5	48 506,0	92,0
ГЭС	22 025,6	19 842,3	90,1
АЭС	29 369,6	33 887,1	115,4
ВЭС	125,5	102,3	81,6
СЭС	490,0	725,8	148,1
Потребление электроэнергии	102 281,0	101 282,7	99,0
Сальдо перетоков электроэнергии*	-2 450,1	-1 780,8	
ОЭС Сибири			
Выработка электроэнергии, всего:	205 281,7	208 695,7	101,7
в т.ч.: ТЭС	103 352,0	100 824,1	97,6
ГЭС	101 864,3	107 786,1	105,8
СЭС	65,4	85,5	130,7
Потребление электроэнергии	210 147,6	211 423,3	100,6
Сальдо перетоков электроэнергии*	4 865,9	2 727,6	

Показатель	2018 год, млн кВт·ч	2019 год	
		млн кВт·ч	2019/2018 г., %
ОЭС Востока			
Выработка электроэнергии, всего:	37 644,7	43 819,3	116,4
в т.ч.: ТЭС	25 715,4	27 231,0	105,9
ГЭС	11 929,4	16 588,3	139,1
Потребление электроэнергии	34 197,4	40 308,4	117,9
Сальдо перетоков электроэнергии*	-3 447,3	-3 510,9	

(*) – «+» – прием, «-» – выдача;

Структура выработки электроэнергии электростанциями ЕЭС России.

В 2019 году выработка электроэнергии электростанциями ЕЭС России, включая производство электроэнергии на электростанциях промышленных предприятий, составила 1 080 555,4 млн кВт·ч (увеличение к объему производства электроэнергии в 2018 году составило 0,9%), в том числе распределение годового объема производства электроэнергии по типам электростанций составило:

- ТЭС – 679 881,0 млн кВт·ч (снижение производства на 0,3%);
- ГЭС – 190 295,4 млн кВт·ч (увеличение производства на 3,6%);
- АЭС – 208 773,3 млн кВт·ч (увеличение производства на 2,2%);
- ВЭС – 320,8 млн кВт·ч (увеличение производства на 47,3%);
- СЭС – 1 284,9 млн кВт·ч (увеличение производства на 69,4%).

Структура производства электроэнергии в ЕЭС России в 2019 году по типам электростанций приведена на рисунке 4.1.2.

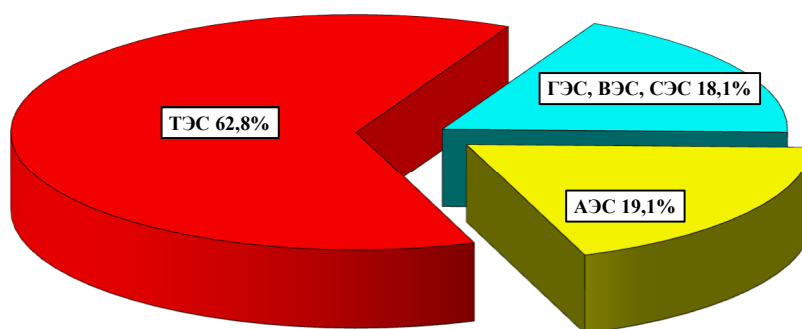


Рисунок 4.1.2. Структура выработки электроэнергии по типам электростанций ЕЭС России.

Структура выработки электроэнергии в ОЭС в 2019 году по типам электростанций представлена на рисунке 4.1.3.

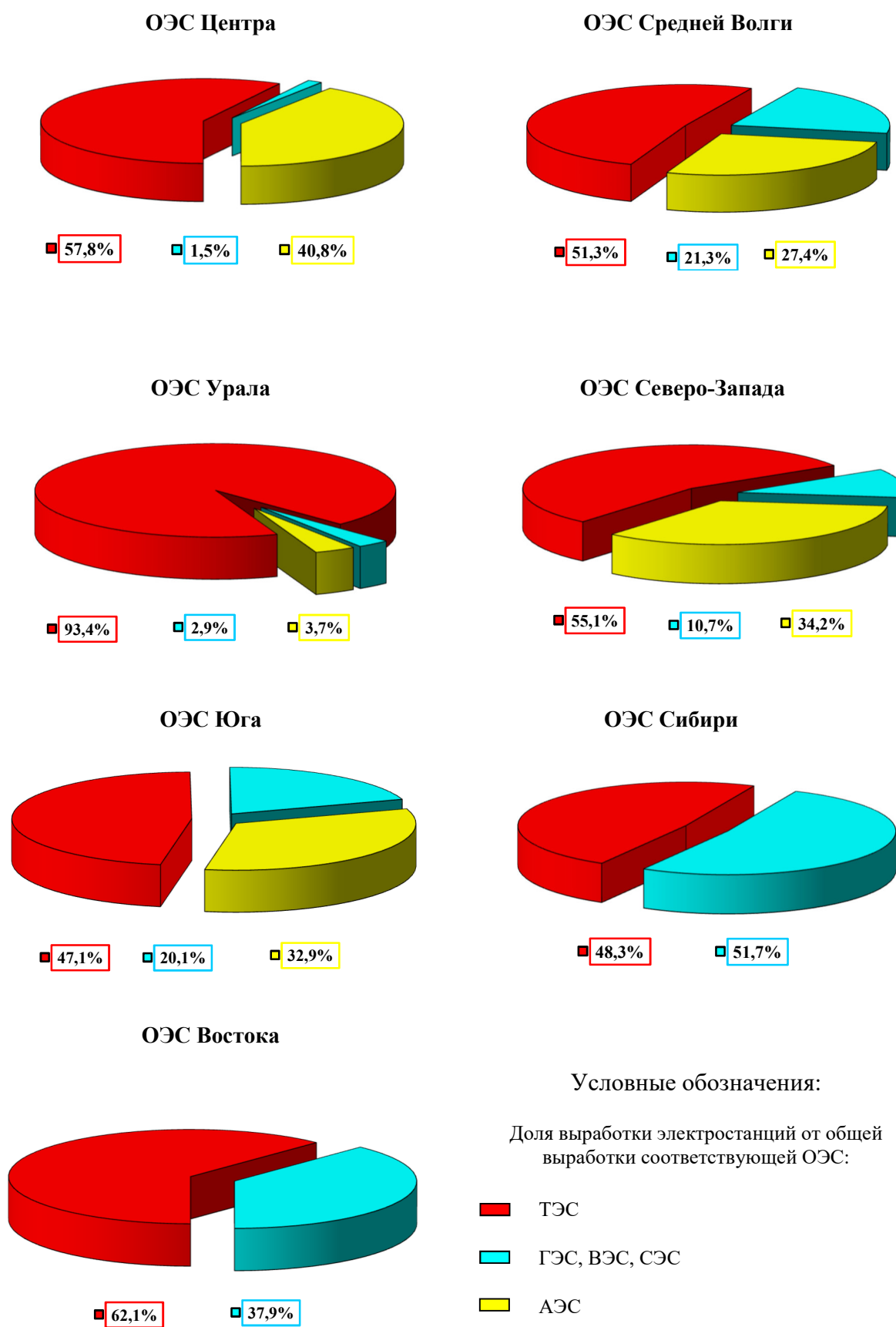


Рисунок 4.1.3. Структура выработки электроэнергии в ОЭС в 2019 году по типам электростанций.

4.2. Баланс электрической мощности

Годовой максимум потребления мощности ЕЭС России зафиксирован 24.01.2019 в 10:00 (мск) при среднесуточной температуре наружного воздуха $-15,3^{\circ}\text{C}$ (на $2,8^{\circ}\text{C}$ ниже климатической нормы и на $0,2^{\circ}\text{C}$ выше среднесуточной температуры при прохождении годового максимума 2018 года) и составил 151,7 ГВт, что на 0,2 ГВт ниже годового максимума 2018 года.

Максимальная нагрузка электростанций ЕЭС России на час прохождения максимума потребления мощности составила 153,5 ГВт, что соответствует нагрузке в час прохождения годового максимума 2018 года. Величина сальдо перетоков мощности ЕЭС России составила 1,8 ГВт и незначительно увеличилась относительно прошлогоднего показателя на 0,1 ГВт.

Балансы мощности в часы прохождения годовых максимумов потребления мощности в 2018 и 2019 годах представлены на рисунке 4.2.1.

Объемы плановых ремонтов электростанций ЕЭС России в сравнении с объемами аналогичного периода прошлого года выросли на 5,0 ГВт и составили 17,2 ГВт. Аварийные ремонты снизились на 0,6 ГВт.

Выпускаемые резервы мощности на час прохождения годового максимума потребления мощности ЕЭС России составили 40,0 ГВт, снизившись относительно показателей 2018 года на 4,6 ГВт, что главным образом обусловлено большим объемом ремонтной мощности электростанций ЕЭС России при прохождении максимума потребления мощности в 2019 году.

Величина невыпускаемого резерва, обусловленного ограничениями пропускной способности электрических сетей ОЭС Востока, ОЭС Северо-Запада и ОЭС Сибири, сохранилась на уровне показателей 2018 года и составила 12,0 ГВт.

Фактическая среднесуточная температура наружного воздуха и отклонение температуры от климатической нормы по ЕЭС России и ОЭС в день прохождения годового максимума потребления мощности ЕЭС России в 2019 году представлены в таблице 4.2.1.

Таблица 4.2.1

Среднесуточная температура наружного воздуха по ОЭС и ЕЭС России в день прохождения годового максимума потребления мощности в 2019 году

Энергосистема	Среднесуточная температура ($^{\circ}\text{C}$)	
	24 января 2019 года	
	Факт	Отклонение от климатической нормы
ЕЭС России	-15,3	-2,8
ОЭС Центра	-13,8	-6,1
ОЭС Средней Волги	-18,6	-8,1
ОЭС Урала	-22,4	-6,2
ОЭС Северо-Запада	-14,0	-4,7
ОЭС Юга	+1,5	+4,0
ОЭС Сибири	-14,0	+4,1
ОЭС Востока	-16,5	+5,6

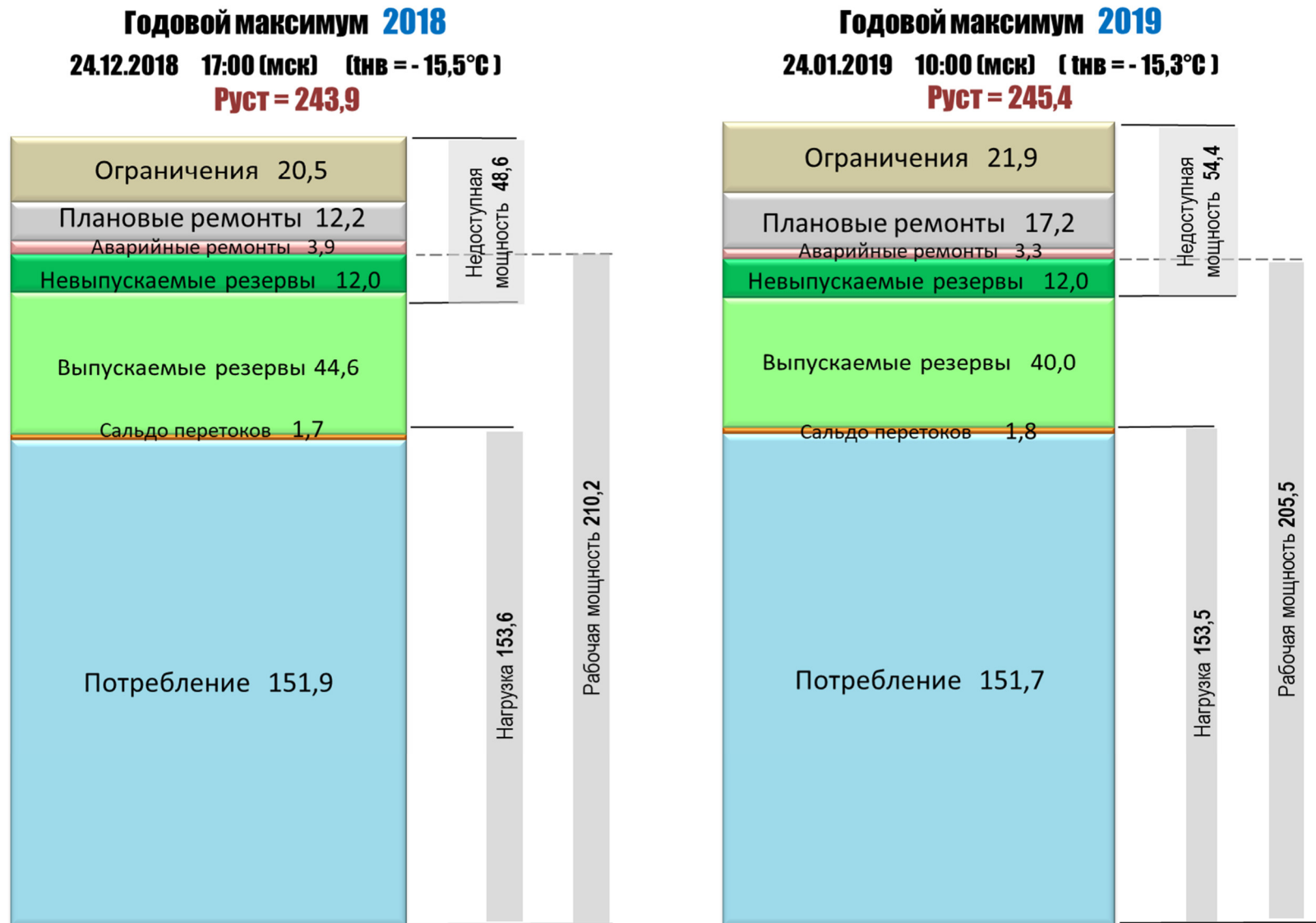


Рисунок 4.2.1. Балансы мощности в часы прохождения годовых максимумов потребления в 2018 и 2019 годах

Показатели баланса мощности по ОЭС на час годового максимума потребления мощности ЕЭС России в 2019 году представлены в таблице 4.2.2.

Таблица 4.2.2

Показатели баланса мощности ЕЭС России на 10:00 24.01.2019, МВт

Энергосистема	Установленная мощность	Располагаемая мощность	Ремонтная мощность	Резерв	Нагрузка	Совмещенный максимум потребления	Сальдо перетоков + прием -выдача
ЕЭС России	245 353	225 971	20 508	51 955	153 508	151 661	-1 847
ОЭС Центра	52 561	51 936	4 456	11 294	36 186	36 958	
ОЭС Северо-Запада	24 552	23 317	3 817	3 815	15 684	14 227	
ОЭС Юга	23 908	22 287	1 572	5 423	15 292	14 923	
ОЭС Средней Волги	27 592	26 070	1 767	8 116	16 188	16 760	
ОЭС Урала	53 614	52 433	4 979	11 426	36 028	35 230	
ОЭС Сибири	51 861	39 302	3 056	8 214	28 031	27 788	
ОЭС Востока	11 265	10 626	861	3 667	6 098	5 775	

Информация о собственных годовых максимумах потребления мощности энергосистем в 2019 году представлена в таблице 4.2.3.

Таблица 4.2.3

Собственные максимумы потребления мощности, МВт

Наименование энергосистемы	Собственные максимумы потребления мощности			
	2019 год	2018 год	Отклонение (+,-) к 2018 г.	% к 2018 году
ЕЭС РОССИИ	151 661	151 877	-216	-0,1
ОЭС Центра	37 189	37 396	-207	-0,6
Белгородской области	2 214	2244	-30	-1,3
Брянской области	751	763	-12	-1,6
Владимирской области	1 211	1183	28	2,4
Вологодской области	2 014	2031	-17	-0,8
Воронежской области	1 843	1788	55	3,1
Ивановской области	603	611	-8	-1,3
Калужской области	1 146	1160	-14	-1,2
Костромской области	600	611	-11	-1,8
Курской области	1 184	1228	-44	-3,6
Липецкой области	1 925	1928	-3	-0,2
г. Москвы и Московской области	17 353	17505	-152	-0,9
Орловской области	464	479	-15	-3,1
Рязанской области	1 016	1023	-7	-0,7
Смоленской области	988	1019	-31	-3,0
Тамбовской области	612	587	25	4,3
Тверской области	1 295	1350	-55	-4,1
Тульской области	1 548	1552	-4	-0,3
Ярославской области	1 362	1373	-11	-0,8

Наименование энергосистемы	Собственные максимумы потребления мощности			
	2019 год	2018 год	Отклонение (+,-) к 2018 г.	% к 2018 году
ОЭС Средней Волги	16 760	16388	372	2,3
Республики Марий Эл	470	454	16	3,5
Республики Мордовия	530	529	1	0,2
Нижегородской области	3 331	3326	5	0,2
Пензенской области	827	843	-16	-1,9
Самарской области	3 631	3551	80	2,3
Саратовской области	2 002	1991	11	0,6
Республики Татарстан	4 388	4390	-2	0,0
Ульяновской области	962	986	-24	-2,4
Чувашской Республики	851	841	10	1,2
ОЭС Урала	36 569	36166	403	1,1
Республики Башкортостан	3 992	4049	-57	-1,4
Кировской области	1 152	1159	-7	-0,6
Курганской области	723	748	-25	-3,3
Оренбургской области	2 254	2294	-40	-1,7
Пермского края	3 454	3526	-72	-2,0
Свердловской области	6 456	6349	107	1,7
Удмуртской Республики	1516	1525	-9	-0,6
Челябинской области	5130	5189	-59	-1,1
Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого АО	12291	12328	-37	-0,3
ОЭС Северо-Запада	14 833	14404	429	3,0
Архангельской области и Ненецкого АО	1 142	1146	-4	-0,3
Калининградской области	755	785	-30	-3,8
Республики Карелия	1 204	1174	30	2,6
Республики Коми	1296	1287	9	0,7
Мурманской области	1874	1904	-30	-1,6
Новгородской области	701	682	19	2,8
г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	7719	7622	97	1,3
Псковской области	413	400	13	3,3
ОЭС Юга	15 511	15869	-358	-2,3
Астраханской области	691	748	-57	-7,6
Волгоградской области	2 560	2520	40	1,6
Республики Дагестан	1 196	1229	-33	-2,7
Республики Ингушетия	141	141	0	0,0
Кабардино-Балкарской Республики	297	303	-6	-2,0
Республики Калмыкия	124	126	-2	-1,6
Карачаево-Черкесской Республики	207	218	-11	-5,0

Наименование энергосистемы	Собственные максимумы потребления мощности			
	2019 год	2018 год	Отклонение (+,-) к 2018 г.	% к 2018 году
Республики Адыгея и Краснодарского края	4 559	4918	-359	-7,3
Ростовской области	2 980	3034	-54	-1,8
Республики Северная Осетия - Алания	309	380	-71	-18,7
Ставропольского края	1 592	1646	-54	-3,3
Чеченской Республики	531	486	45	9,3
Республики Крым и г. Севастополя	1 357	1398	-41	-2,9
ОЭС Сибири	31 015	31199	-184	-0,6
Республики Алтай и Алтайского края	1 810	1911	-101	-5,3
Республики Бурятия	942	949	-7	-0,7
Забайкальского края	1 266	1296	-30	-2,3
Иркутской области	8 196	8211	-15	-0,2
Красноярского края и Республики Тыва	6699	6678	21	0,3
Кемеровской области	4495	4554	-59	-1,3
Новосибирской области	2 902	2851	51	1,8
Омской области	1 776	1791	-15	-0,8
Томской области	1 327	1293	34	2,6
Республики Хакасия	2 182	2206	-24	-1,1
ОЭС Востока	6 709	5623	1 086	19,3
Амурской области	1 467	1391	76	5,5
Приморского края	2 314	2443	-129	-5,3
Хабаровского края	1 759	1702	57	3,3
Республики Саха (Якутия)	1 327	-	-	-

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

В течение 2019 года введены в работу 65 линий электропередачи (ЛЭП) напряжением 220 кВ и выше (включая заходы и отпайки), в том числе:

ЛЭП 500 кВ – 4;

ЛЭП 330 кВ – 4;

ЛЭП 220 кВ – 57.

Перечень ЛЭП 220 кВ и выше, введенных в работу в 2019 году, представлен в таблице 5.1.

Таблица 5.1.

Наименование ЛЭП	Энергосистема	Дата ввода в работу
1 квартал 2019 г.		
ОЭС Востока		
ВЛ 220 кВ Комсомольская – Селихино №1 (Л-255)	Хабаровского края и Еврейской АО	26.03.2019
ВЛ 220 кВ Свободненская ТЭС – Ледяная	Амурской области	27.03.2019
ВЛ 220 кВ Свободненская ТЭС – Амурская №1	Амурской области	28.03.2019
ОЭС Урала		
ВЛ 220 кВ Демьянская – Пихтовая I цепь	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого АО	20.02.2019
ВЛ 220 кВ Демьянская – Пихтовая II цепь	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого АО	20.02.2019
2 квартал 2019 г.		
ОЭС Востока		
ВЛ 220 кВ Хабаровская – НПС-32	Хабаровского края и Еврейской АО	26.05.2019
ВЛ 220 кВ Биробиджан – НПС-32 с отпайкой на ПС Икура/т	Хабаровского края и Еврейской АО	26.05.2019
ВЛ 220 кВ Амурская – НПС-26	Амурской области	27.05.2019
ВЛ 220 кВ Короли/т – НПС-26 с отпайкой на ПС Белогорск	Амурской области	27.05.2019
ВЛ 220 кВ Ключевая – НПС-23	Амурской области	30.05.2019
ВЛ 220 кВ НПС-23 – Сиваки	Амурской области	30.05.2019
ОЭС Урала		
ВЛ 220 кВ Лянтинская – Пихтовая	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого АО	26.04.2019
ВЛ 220 кВ Пихтовая – Протозановская	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого АО	26.04.2019
ВЛ 220 кВ Лянтинская – Протозановская	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого АО	27.04.2019
ВЛ 220 кВ Преображенская – Бузулукская	Оренбургской области	15.06.2019

Наименование ЛЭП	Энергосистема	Дата ввода в работу
ВЛ 220 кВ Преображенская – Сорочинская	Оренбургской области	15.06.2019
ОЭС Юга		
ВЛ 220 кВ Тамань – Бужора	Республики Адыгея и Краснодарского края	02.04.2019
ВЛ 220 кВ Тамань – Вышестеблиевская №2	Республики Адыгея и Краснодарского края	02.04.2019
ОЭС Центра		
ВЛ 500 кВ Донская – Старый Оскол №2		16.04.2019
ВЛ 220 кВ Донская – Бутурлиновка	Воронежской области	27.04.2019
ОЭС Северо-Запада		
ВЛ 330 кВ Выходной – Мурманская	Мурманской области	09.06.2019
ВЛ 330 кВ Серебрянская ГЭС-15 – Мурманская	Мурманской области	09.06.2019
3 квартал 2019 г.		
ОЭС Востока		
ВЛ 220 кВ Зея – Ледяная	Амурской области	17.08.2019
ВЛ 220 кВ Свободненская ТЭС – Зея	Амурской области	17.08.2019
ОЭС Урала		
ВЛ 500 кВ Красноармейская – Преображенская		01.07.2019
ВЛ 500 кВ Газовая – Преображенская	Оренбургской области	01.07.2019
КВЛ 220 кВ Ермак – Славянская №1	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого АО	25.09.2019
КВЛ 220 кВ Ермак – Славянская №2	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого АО	25.09.2019
ОЭС Юга		
ВЛ 220 кВ Восточная промзона – Кругликовская I цепь	Республики Адыгея и Краснодарского края	20.09.2019
ОЭС Центра		
КВЛ 220 кВ Чоботы – Говорово I цепь	г. Москвы и Московской области	18.08.2019
КВЛ 220 кВ Молжаниновка – Омега I цепь	г. Москвы и Московской области	31.08.2019
КВЛ 220 кВ Молжаниновка – Старбеево I цепь	г. Москвы и Московской области	31.08.2019
КЛ 220 кВ Лесная – Хованская №1	г. Москвы и Московской области	03.09.2019
КЛ 220 кВ Лесная – Хованская №2	г. Москвы и Московской области	03.09.2019
КВЛ 220 кВ Молжаниновка – Старбеево II цепь	г. Москвы и Московской области	23.09.2019
КВЛ 220 кВ Молжаниновка – Омега II цепь	г. Москвы и Московской области	24.09.2019
ОЭС Северо-Запада		
ВЛ 220 кВ Белый порог – Костомукша №2	Республики Карелия	04.09.2019
ВЛ 220 кВ Кривопорожская ГЭС – Белый порог №2	Республики Карелия	04.09.2019

Наименование ЛЭП	Энергосистема	Дата ввода в работу
4 квартал 2019 г.		
ОЭС Востока		
ВЛ 220 кВ Февральская – Рудная	Амурской области	19.10.2019
ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – Амга с отпайкой на ПС НПС-16	Республики Саха (Якутия)	15.11.2019
ВЛ 220 кВ НПС-15 – Амга	Республики Саха (Якутия)	15.11.2019
ОЭС Сибири		
ВЛ 220 кВ НПС-3 – НПС-2 №1	Иркутской области	19.10.2019
ВЛ 220 кВ НПС-3 – НПС-2 №2	Иркутской области	19.10.2019
ВЛ 220 кВ Коршуниха – НПС-5 I цепь	Иркутской области	22.10.2019
ВЛ 220 кВ Коршуниха – НПС-5 II цепь	Иркутской области	22.10.2019
ВЛ 220 кВ Мамакан – Сухой Лог I цепь	Иркутской области	27.10.2019
ВЛ 220 кВ Мамакан – Сухой Лог II цепь	Иркутской области	27.10.2019
ВЛ 220 кВ Пеледуй – Сухой Лог №1	Иркутской области	27.10.2019
ВЛ 220 кВ Пеледуй – Сухой Лог №2	Иркутской области	27.10.2019
ВЛ 220 кВ Усть-Илимская ГЭС – Усть-Кут №2	Иркутской области	06.12.2019
ВЛ 220 кВ Чара – Удоканский ГМК №1	Забайкальского края	30.12.2019
ОЭС Урала		
КВЛ 220 кВ Первоуральская – Метиз II цепь с отпайками	Свердловской области	27.12.2019
ОЭС Юга		
ВЛ 220 кВ Трубная – Норби	Волгоградской области	12.10.2019
ВЛ 220 кВ Волжская – Норби	Волгоградской области	12.10.2019
ВЛ 330 кВ Зарамагская ГЭС-1 – Нальчик	Республики Северная Осетия - Алания	19.12.2019
ВЛ 330 кВ Зарамагская ГЭС-1 – Владикавказ-2	Республики Северная Осетия - Алания	19.12.2019
ВЛ 220 кВ Арчеда – Иловля-2	Волгоградской области	31.10.2019
ВЛ 220 кВ Волга – Иловля-2	Волгоградской области	31.10.2019
ВЛ 220 кВ Армавир – Ветропарк	Республики Адыгея и Краснодарского края	06.12.2019
ВЛ 220 кВ Центральная – Ветропарк	Республики Адыгея и Краснодарского края	06.12.2019
ВЛ 220 кВ Восточная промзона – Кругликовская II цепь	Республики Адыгея и Краснодарского края	10.12.2019
ВЛ 500 кВ Невинномысск – Алания		25.12.2019
КВЛ 220 кВ Афипская – Афипский НПЗ	Республики Адыгея и Краснодарского края	29.12.2019
ОЭС Северо-Запада		
ВЛ 220 кВ Белый порог – Костомукша №1	Республики Карелия	19.10.2019
ВЛ 220 кВ Кривопорожская ГЭС – Белый порог №1	Республики Карелия	19.10.2019

6. ПЛАНИРОВАНИЕ И ВЫПОЛНЕНИЕ РЕМОНТОВ

6.1. Планирование и выполнение ремонтов генерирующего оборудования

В соответствии с Правилами вывода объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 26.07.2007 № 484 (далее – Правила), АО «СО ЕЭС» разработан и утвержден сводный годовой график ремонтов основного энергетического оборудования электростанций (ТЭС, ГЭС, АЭС) ЕЭС России на 2019 год (далее – сводный годовой график ремонтов).

При реализации сводного годового графика ремонтов в 2019 году в соответствии с Правилами на этапе месячного планирования вносились изменения в сроки проведения плановых ремонтов по инициативе генерирующих компаний (электростанций).

Фактические показатели выполнения капитальных и средних ремонтов турбо- и гидроагрегатов ТЭС, ГЭС и АЭС в разрезе ОЭС и ЕЭС России в 2019 году представлены в таблице 6.1.1.

Таблица 6.1.1

Выполнение капитальных и средних ремонтов турбо- и гидроагрегатов электростанций в 2019 году

Наименование энергосистемы	Вывод в ремонт			Окончание ремонта		
	Сводный годовой график (ГТР)	Факт	Отклонение (факт-ГТР)	Сводный годовой график	Факт	Отклонение (факт-ГТР)
	МВт					
ОЭС Центра	18 828	18 765	-63	17 828	18 705	877
ОЭС Средней Волги	5 682	5 500	-182	5 880	4 824	-1 056
ОЭС Урала	14 064	13 340	-724	13 715	12 666	-1 049
ОЭС Северо-Запада	8 263	8 103	-160	8 201	8 037	-164
ОЭС Юга	7 634	7 097	-537	6 627	6 134	-493
ОЭС Сибири	10 131	10 595	464	9 314	9 467	153
ОЭС Востока	2 224	2 224	0	2 316	2 316	0
ЕЭС России	66 826	65 624	-1 202	63 881	62 149	-1 732

В 2019 году фактический объем мощности выведенных в капитальный и средний ремонт турбо- и гидроагрегатов ТЭС, ГЭС и АЭС ЕЭС России составил 65 624 МВт, что ниже запланированного сводным годовым графиком ремонтов на 1 202 МВт (1,8%).

Выполнен капитальный и средний ремонт энергетического оборудования ТЭС, ГЭС и АЭС ЕЭС России суммарной мощностью 62 149 МВт, что ниже запланированного сводным годовым графиком ремонтов на 1 732 МВт (2,7%).

Ход выполнения капитальных и средних ремонтов турбо- и гидроагрегатов электростанций ЕЭС России по месяцам 2019 года в сравнении с плановыми показателями представлен на рисунках 6.1.1 - 6.1.2.

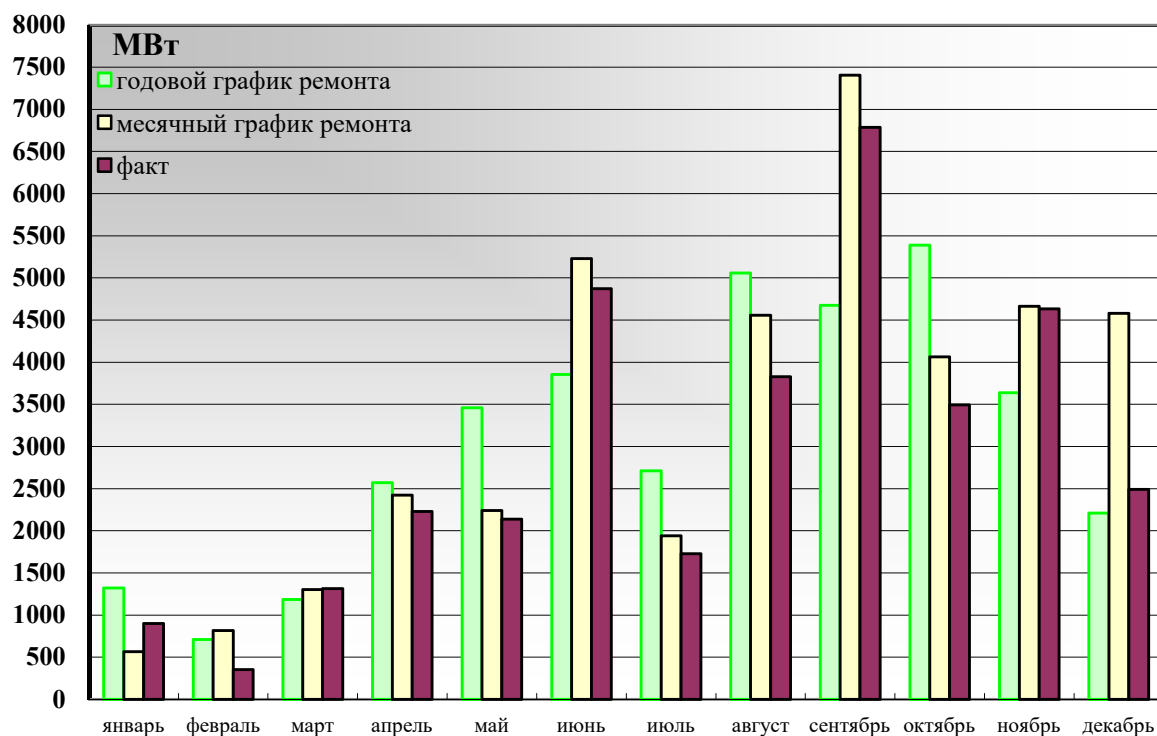


Рисунок 6.1.1. Объем завершенных капитальных ремонтов турбо-и гидроагрегатов электростанций ЕЭС России по месяцам 2019 года

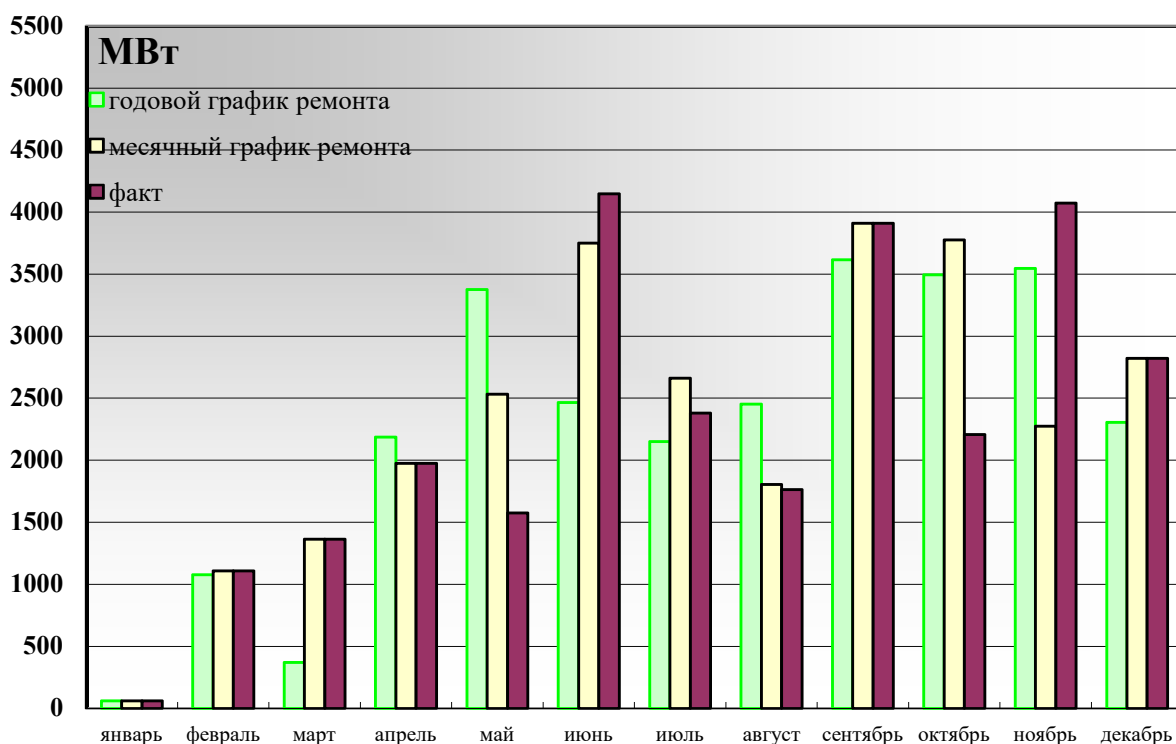


Рисунок 6.1.2. Объем завершенных средних ремонтов турбоагрегатов электростанций ЕЭС России по месяцам 2019 года

Динамика изменения суммарной ремонтной мощности энергетического оборудования на электростанциях ТЭС, ГЭС и АЭС ЕЭС России (без учета электростанций промышленных предприятий) по месяцам 2019 года (в МВт и в % от установленной мощности) и в целом за год в сравнении с аналогичными

периодами за 2018 год приведена в таблице 6.1.2. Указанные значения ремонтной мощности являются среднеарифметическими величинами за календарные дни каждого месяца.

Данные, приведенные в таблице 6.1.2, показывают, что в 2019 году:

- максимальное значение ремонтной мощности энергетического оборудования, находящегося в капитальном, среднем, текущем и аварийном ремонтах составило 16,6% (сентябрь месяц) от среднего за месяц значения установленной мощности;
- среднегодовое значение суммарной ремонтной мощности составило 12,8% от среднегодовой установленной мощности, что выше уровня прошлого года на 0,7%. Данное увеличение произошло за счет роста объемов средних ремонтов с 1,7% до 2,3% и текущих ремонтов с 5,6% до 6,3%. При этом объем капитальных и аварийных ремонтов уменьшился с 3,6% до 3,2% и с 1,3% до 1,1% соответственно.

Таблица 6.1.2.

Динамика изменения ремонтной мощности ТЭС, ГЭС и АЭС ЕЭС России в 2019 году (в МВт и в % от установленной мощности)*
(средние арифметические значения за календарные дни месяца)

Месяц, год	Мощность ТЭС, ГЭС и АЭС, находившаяся в ремонте												
	Среднее значение установ- ленной мощности,	Все виды ремонтов		Виды ремонтов									
				капитальный (КР)		средний (СР)		текущий (ТР)		Суммарные значения ремонтов (КР, СР, ТР)		аварийный	
				тыс. МВт	МВт	%	МВт	%	МВт	%	МВт	%	МВт
Январь	232,3	14 770	6,4	2 772	1,2	2 489	1,1	6 396	2,8	11 657	5,0	3 113	1,3
Февраль	232,5	17 995	7,7	3 275	1,4	2 993	1,3	9 285	4,0	15 553	6,7	2 442	1,1
Март	232,8	26 829	11,5	5 439	2,3	4 842	2,1	13 474	5,8	23 755	10,2	3 074	1,3
Апрель	232,9	35 920	15,4	8 244	3,5	5 315	2,3	19 327	8,3	32 886	14,1	3 034	1,3
Май	234,0	37 179	15,9	9 493	4,1	5 067	2,2	19 942	8,5	34 502	14,7	2 677	1,1
Июнь	234,0	37 966	16,2	10 339	4,4	5 272	2,3	18 497	7,9	34 108	14,6	3 858	1,6
Июль	233,9	33 902	14,5	10 593	4,5	5 026	2,1	16 214	6,9	31 833	13,6	2 069	0,9
Август	233,8	37 552	16,1	10 900	4,7	6 722	2,9	17 863	7,6	35 485	15,2	2 067	0,9
Сентябрь	233,7	38 706	16,6	8 870	3,8	8 696	3,7	19 412	8,3	36 978	15,8	1 728	0,7
Октябрь	233,8	34 972	15,0	6 198	2,7	8 304	3,6	18 016	7,7	32 518	13,9	2 454	1,0
Ноябрь	234,1	24 716	10,6	6 297	2,7	5 776	2,5	10 102	4,3	22 175	9,5	2 541	1,1
Декабрь	234,1	18 167	7,8	6 110	2,6	2 936	1,3	6 515	2,8	15 561	6,6	2 606	1,1
2019	233,5	29 939	12,8	7 400	3,2	5 295	2,3	14 606	6,3	27 300	11,7	2 639	1,1
2018	230,4	27 942	12,1	8 217	3,6	3 999	1,7	12 790	5,6	25 005	10,9	2 937	1,3

* без учета электростанций промышленных предприятий

6.2. Планирование и выполнение ремонтов ЛЭП 220 кВ и выше

В таблице 6.2.1. представлены результаты выполнения плановых ремонтов на ЛЭП 220-750 кВ Единой национальной электрической сети (ЕНЭС)

Таблица 6.2.1.

	Годовой план	Месячный план	М / Г	Кол-во поданных заявок				П / М	Кол-во реализованных заявок				Р / Г	Р / М	Р / П
				ПЛ	НПЛ	НО	АВ		ПЛ	НПЛ	НО	АВ			
	ЛЭП/дни	ЛЭП/дни	%	ЛЭП/дни	ЛЭП/дни	ЛЭП/дни	ЛЭП/дни	%	ЛЭП/дни	ЛЭП/дни	ЛЭП/дни	ЛЭП/дни	%	%	%
Г	М		П					Р							
январь	421	697	166	1276				183	962				229	138	75
				479	688	92	17		394	477	79	18			
февраль	921	1319	143	2081				158	1584				172	120	76
				947	1056	55	23		802	708	52	22			
март	1685	2425	144	3224				133	2649				157	109	82
				1557	1610	27	37		1397	1200	28	31			
апрель	3006	3360	112	4864				145	3782				126	113	78
				2638	2193	65	33		2236	1516	52	30			
май	2946	3333	113	4532				136	3550				121	107	78
				2378	2078	24	52		2087	1341	70	52			
июнь	3216	3877	121	5309				137	4190				130	108	79
				2853	2312	65	79		2498	1562	59	71			
июль	2913	3683	126	5525				150	4176				143	113	76
				2728	2613	79	105		2360	1670	72	74			
август	3195	3790	119	5578				147	4404				138	116	79
				2660	2753	62	104		2387	1865	53	99			
сентябрь	2711	4016	148	5500				137	4016				148	100	73
				2566	2804	74	56		2118	1790	52	56			
октябрь	2019	3092	153	4487				145	3231				160	104	72
				1653	2752	61	21		1401	1747	49	34			
ноябрь	735	1902	259	3542				186	2578				351	136	73
				1027	2402	47	66		879	1597	37	65			
декабрь	153	996	651	2656				267	1489				973	149	56
				418	2109	57	72		327	1062	38	62			
12 месяцев 2019 года	23921	32490	136	48574				150	36611				153	113	75
				21904	25370	708	665		18886	16535	641	614			

ПЛ – плановые заявки;

НПЛ – внеплановые заявки;

НО – неотложные заявки;

АВ – аварийные заявки;

Г – сводный годовой график ремонтов;

М – сводный месячный график ремонтов;

П – поданные заявки;

Р – реализованные заявки;

М/Г – соотношение количества дней ремонтов сводного месячного графика ремонтов к количеству дней ремонтов данного месяца в сводном годовом графике, %;

П/М – соотношение количества дней ремонтов в поданных за месяц заявках к количеству дней ремонтов сводного месячного графика ремонтов, %;

Р/Г – соотношение количества дней ремонтов в реализованных в данном месяце заявках к количеству дней ремонтов этого месяца в сводном годовом графике, %;

Р/М – соотношение количества дней ремонтов в реализованных в данном месяце заявках к количеству дней ремонтов в сводном месячном графике ремонтов, %;

Р/П – соотношение количества дней ремонтов в реализованных в данном месяце заявках к количеству дней ремонтов в поданных за месяц заявках, %.

7. ГОТОВНОСТЬ ГЕНЕРИРУЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ ОРЭ К ВЫРАБОТКЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ЗА 2019 ГОД.

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

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

Мощность генерирующего оборудования, готового к участию в ОПРЧ, составила 208 094 МВт, не готового к участию в ОПРЧ в среднем по году – 9 633 МВт.

7.2. Предоставление диапазона регулирования реактивной мощности.

На объекты управления системным оператором отданы 9 685 диспетчерских команд на регулирование реактивной мощности, из них признано невыполненными 240 (2,5 % от общего количества), при этом в отношении 77 ГТП 29 электростанций зарегистрированы факты снижения диапазона регулирования реактивной мощности, заявленные участниками оптового рынка в установленном порядке.

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

На ГЭС, участвующие в оперативном вторичном регулировании частоты и перетоков мощности, системным оператором отданы 9 868 диспетчерских команд, из них 25 команд (0,3 % от общего количества) признаны невыполненными. Не подтверждена возможность участия в автоматическом вторичном регулировании частоты и перетоков активной мощности для одной ГЭС и в отношении 21 ГЭС зарегистрированы случаи некорректного участия в автоматическом вторичном регулировании.

8. ПАРАМЕТРЫ РАСЧЕТНОЙ МОДЕЛИ ОПТОВОГО РЫНКА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ.

По состоянию на 01.01.2020 расчетная модель оптового рынка электроэнергии включает в себя количество:

- узлов – 10 007;
- ветвей – 15 696;
- сечений – 1 246;
- агрегатов (режимных генерирующих единиц) – 1 797;
- электростанций – 817;
- энергоблоков – 2 617.

9. ФУНКЦИОНИРОВАНИЕ БАЛАНСИРУЮЩЕГО РЫНКА ЗА 2019 ГОД.

В таблице 9.1. представлены ценовые показатели балансирующего рынка

Таблица 9.1.

Ценовые показатели за 2019 год	руб./МВт·ч	% к 2018 году
Европейская зона:		
— средний индикатор БР	1244	2,8
Сибирская зона:		
— средний индикатор БР	832	7,8

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

Таблица 9.2.

Предварительные объемы отклонений по внешней инициативе за 2019 г., тыс. МВт·ч	АЭС	ГЭС	ТЭС	Итого
-1ая ценовая зона:				
— ИВ1-	-851,1	-1190,6	-12266,1	-14307,8
— ИВ1+	1599,0	1931,5	10393,1	13923,6
— ИВ01-	-89,0	-1746,7	-3389,2	-5224,9
— ИВ01+	90,4	1745,7	3390,7	5226,8
— ИВ0-	-9,8	-2212,1	-4114,6	-6336,5
— ИВ0+	0,0	1619,9	3196,6	4816,5
— ИВА-	0	0	-49,7	-49,7
— ИВА+	0	0,1	125,4	125,5
2-ая ценовая зона:				
— ИВ1-	0,0	-3543,8	-2898,5	-6442,3
— ИВ1+	0,0	3523,2	4801,0	8324,2
— ИВ01-	0,0	-845,4	-519,1	-1364,5
— ИВ01+	0,0	844,8	519,9	1364,7
— ИВ0-	0,0	-3154,0	-248,2	-3402,2
— ИВ0+	0,0	2968,9	111,9	3080,8
— ИВА-	0	-0,7	-0,5	-1,2
— ИВА+	0	0,4	0,5	0,9
Неценовые зоны Европейской части:				
— ИВ0-	0,0	0,0	-40,0	-40,0
— ИВ0+	0,0	0,0	25,2	25,2
ОЭС Востока:				
— ИВ0-	0,0	-986,2	-150,5	-1136,7
— ИВ0+	0,0	898,4	208,6	1107,0

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

* показатели ТЭС приведены без учета электростанций промышленных предприятий.