



**СИСТЕМНЫЙ ОПЕРАТОР
ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ**

АО «СО ЕЭС»

**«АНАЛИЗ ПОКАЗАТЕЛЕЙ БАЛАНСОВ
ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ И МОЩНОСТИ
ЕЭС РОССИИ»**

за IV квартал 2019 года

Москва 2020



Оглавление

1.	ОСНОВНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ НА КОНЕЦ ОТЧЕТНОГО ПЕРИОДА.....	3
2.	АНАЛИЗ ПОКАЗАТЕЛЕЙ БАЛАНСА МОЩНОСТИ.....	4
2.1.	Баланс мощности на час прохождения максимума	4
2.2.	Анализ динамики показателей баланса мощности	8
2.2.1.	Установленная мощность	8
2.2.2.	Ограничения установленной мощности.....	16
2.2.3.	Ремонты основного энергетического оборудования	19
2.2.4.	Недоступная мощность	23
2.2.5.	Максимум потребления мощности	25
3.	АНАЛИЗ ПОКАЗАТЕЛЕЙ БАЛАНСА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ... ..	28
3.1.	Выработка электроэнергии.....	30
3.2.	Сальдо перетоков электроэнергии.....	32
3.3.	Потребление электроэнергии	34



1. ОСНОВНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ НА КОНЕЦ ОТЧЕТНОГО ПЕРИОДА

В IV квартале 2019 года в составе ЕЭС России работали семь Объединенных энергосистем (ОЭС). Параллельно работают ОЭС Центра, Средней Волги, Урала, Северо-Запада, Юга и Сибири. Параллельно работающие в составе ОЭС Востока энергосистемы образуют отдельную синхронную зону, точки раздела которой с ОЭС Сибири по транзитам 220 кВ устанавливаются оперативно в зависимости от складывающегося баланса энергосистем.

В IV квартале 2019 года параллельно с ЕЭС России работали энергосистемы Беларуси, Эстонии, Латвии, Литвы, Грузии, Азербайджана, Казахстана, Украины и Монголии. Через энергосистему Казахстана параллельно с ЕЭС России работали энергосистемы Центральной Азии – Узбекистана и Киргизии. Через энергосистему Украины – энергосистема Молдавии. По линиям электропередачи переменного тока осуществлялся обмен электроэнергией с энергосистемой Абхазии и передача электроэнергии в энергосистему Южной Осетии.

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 электрической энергии в Китай в островном режиме.

В электроэнергетический комплекс ЕЭС России по состоянию на 01.01.2020 входят 843 электростанций мощностью более 5 МВт. Суммарная установленная мощность всех электростанций ЕЭС России на 01.01.2020 составила 246,3 тыс. МВт.

Производство электроэнергии электростанциями ЕЭС России в IV квартале 2019 года составило 292 260,1 млн кВт·ч, нарастающим итогом с начала 2019 года – 1080 555,4 млн кВт·ч. Потребление электроэнергии ЕЭС России в IV квартале 2019 года составило 286 160,1 млн кВт·ч, нарастающим итогом с начала 2019 года – 1059 361,6 млн кВт·ч.

Превышение производства электроэнергии над ее потреблением в IV квартале 2019 года обеспечило выдачу электроэнергии из ЕЭС России в объеме 6 099,9 млн кВт·ч.



2. АНАЛИЗ ПОКАЗАТЕЛЕЙ БАЛАНСА МОЩНОСТИ

2.1. Баланс мощности на час прохождения максимума

В IV квартале 2019 года максимум потребления мощности ЕЭС России зафиксирован 26.11.2019 в 17:00 (мск) при среднесуточной температуре наружного воздуха $-8,8^{\circ}\text{C}$ (на $2,1^{\circ}\text{C}$ ниже климатической нормы и на $6,7^{\circ}\text{C}$ выше среднесуточной температуры в день прохождения максимума IV квартала 2018 года) и составил 148,1 ГВт, что на 3,8 ГВт ниже максимума IV квартала прошлого года, зафиксированного 24.12.2018.

Величины собственных максимумов потребления мощности ОЭС и ЕЭС России в IV квартале 2019 года представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1

Собственные максимумы потребления мощности ОЭС и ЕЭС России в IV квартале 2019 года

Энергосистема	Максимум IV квартала 2019 года, МВт	Максимум IV квартала 2018 года, МВт	$\Delta P_{\text{МАКС}}$ (2019-2018), МВт	$\Delta t_{\text{НВ}}$ (2019-2018), $^{\circ}\text{C}$	Годовой максимум потребления мощности в 2019 году, МВт
ЕЭС РОССИИ	148 078	151 877	-3 799	+6,7	151 661 (январь)
ОЭС ЦЕНТРА	35 773	37 396	-1 622	+4,7	37 189 (январь)
ОЭС СЕВЕРО-ЗАПАДА	13 369	14 377	-1 008	+7,4	14 833 (январь)
ОЭС ЮГА	15 184	15 813	-628	+0,7	15 511 (январь)
ОЭС СРЕДНЕЙ ВОЛГИ	16 090	16 388	-298	+4,4	16 760 (январь)
ОЭС УРАЛА	34 945	36 166	-1 221	+9,3	36 569 (февраль)
ОЭС СИБИРИ	30 022	30 611	-589	0,0	31 015 (февраль)
ОЭС ВОСТОКА	6 709	5585*	+1 124	-9,1	6 709 (декабрь)

* - Максимум 2018 года без учета Центрального и Западного энергорайонов энергосистемы Республики Саха (Якутия)

На рисунке 2.1 представлена структура балансов мощности в часы прохождения максимумов IV квартала 2018 и 2019 годов.

Нагрузка электростанций ЕЭС России на час прохождения максимума потребления мощности IV квартала 2019 года составила 149,8 ГВт. В суммарной величине нагрузки электростанций ЕЭС России нагрузка:



- ТЭС составила 90,0 ГВт (60,1% от нагрузки ЕЭС России), в том числе 61,2 ГВт – нагрузка энергоблочного оборудования;
- ГЭС – 26,0 ГВт (17,3%);
- АЭС – 26,0 ГВт (17,4%);
- ВЭС и СЭС – 0,1 ГВт (0,0%);
- электростанций промышленных предприятий – 7,7 ГВт (5,2%).

Выпускаемые резервы мощности на 17:00 (мск) 26.11.2019 на электростанциях ЕЭС России составили 42,2 ГВт, в том числе:

- на энергоблочном оборудовании – 27,8 ГВт (19% от максимума потребления мощности),
- на ГЭС – 5,0 ГВт (3% от максимума потребления мощности),
- на оборудовании ТЭС с поперечными связями – 9,4 ГВт (6% от максимума потребления мощности).

В суммарных объемах резервов мощности ЕЭС России невыпускаемый резерв, по состоянию на 26.11.2019, оценивается на уровне 13,1 ГВт. Указанная величина включает (рисунок 2.2):

- 7,6 ГВт ОЭС Сибири (на электростанциях восточной части – 4,0 ГВт, западной части – 3,6 ГВт);
- 2,2 ГВт ОЭС Северо-Запада (в энергосистеме Республики Коми – 0,8 ГВт, в энергосистеме Архангельской области – 0,2 ГВт, в центральной части ОЭС Северо-Запада – 1,2 ГВт);
- 3,3 ГВт ОЭС Востока (величина принята из условия, что резервы ОЭС Востока не могут быть использованы для покрытия максимума потребления мощности в остальной части ЕЭС России).



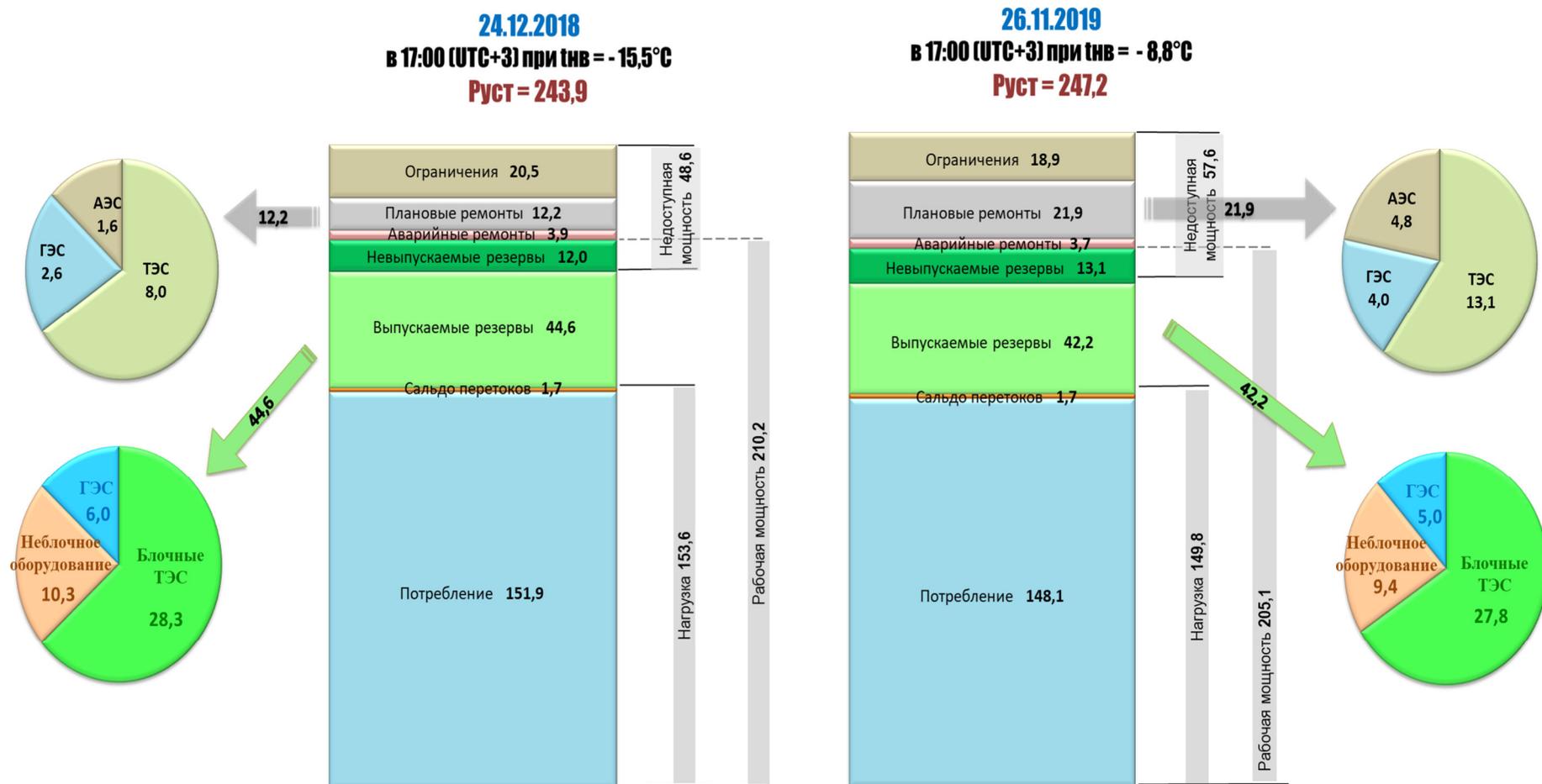


Рисунок 2.1. Структура баланса мощности в часы прохождения максимумов потребления мощности ЕЭС России в IV квартале 2018 и 2019 годов, ГВт





Рисунок 2.2. Невыпускаемые резервы ЕЭС России на час прохождения максимума потребления мощности IV квартала 2019 года

Суммарные объемы ремонтной мощности электростанций ЕЭС России в час прохождения максимума потребления мощности отчетного периода составили 25,6 ГВт. Основные объемы приходятся на долю ТЭС (14,1 ГВт) и АЭС (4,9 ГВт). Доля аварийных ремонтов (3,7 ГВт) составляет порядка 14% от суммарных объемов ремонтов генерирующего оборудования электростанций на час прохождения квартального максимума.

Ограничения установленной мощности электростанций ЕЭС России в 17:00 (мск) 26.11.2019 составили 18,9 ГВт. Основные объемы приходятся на долю ГЭС (11,2 ГВт – порядка 60% суммарных объемов ограничений ЕЭС России на час квартального максимума). В сравнении с аналогичными показателями прошлого года ограничения ГЭС ЕЭС России снизились на 1,7 ГВт.



2.2. Анализ динамики показателей баланса мощности

2.2.1. Установленная мощность

СТРУКТУРА УСТАНОВЛЕННОЙ МОЩНОСТИ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Установленная мощность электростанций ЕЭС России на конец отчетного периода (01.01.2020) составила 246 342,45 МВт.

Значения установленной мощности электростанций ЕЭС России по видам генерации по состоянию на 01.01.2020 приведены в таблице 2.2 и на рисунке 2.3.

Таблица 2.2

Структура установленной мощности электростанций ЕЭС России

Электростанции	Установленная мощность, МВт
ЕЭС России, всего	246342,45
Тепловые электростанции	164612,14
Гидроэлектростанции	49870,29
Ветровые электростанции	184,12
Солнечные электростанции	1362,72
Атомные электростанции	30313,18

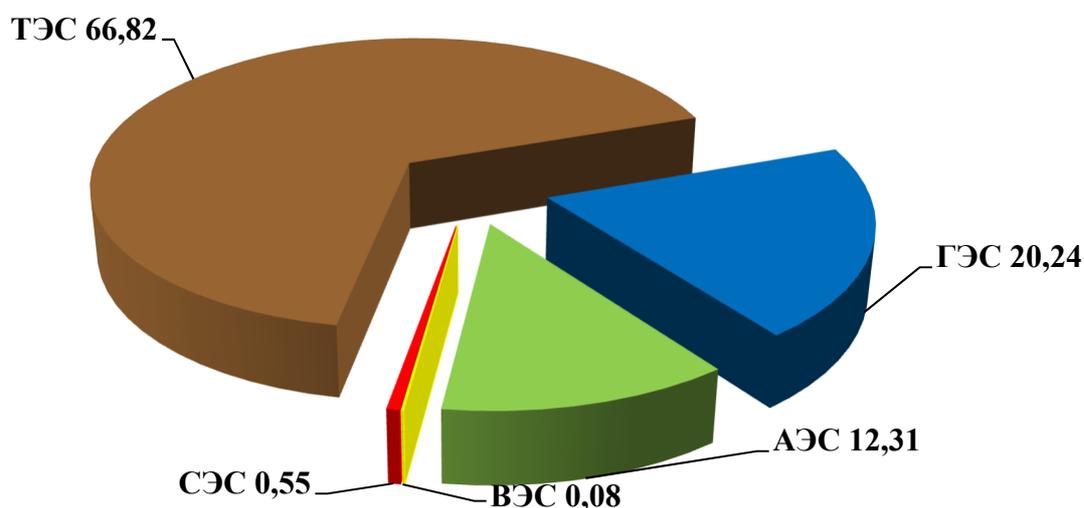


Рисунок 2.3. Установленная мощность электростанций ЕЭС России по видам генерации в IV квартале 2019 года



Информация об изменении установленной мощности электростанций ЕЭС России в 2019 году с разбивкой по ОЭС представлена в таблице 2.3.

Таблица 2.3

**Изменение установленной мощности электростанций
ЕЭС России в 2019 году**

Энергосистема	На 31.12.2018, МВт	Изменение мощности, МВт					На 01.01.2020, МВт
		Вводы	Вывод из эксплуа- тации	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

**ДИНАМИКА ИЗМЕНЕНИЯ УСТАНОВЛЕННОЙ МОЩНОСТИ
ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ**

В 2019 году изменение установленной мощности электростанций ЕЭС России произошло в основном за счет:

- ввода нового генерирующего оборудования в объеме 2 969,9 МВт;
- вывода из эксплуатации в объеме 1 746,03 МВт.

Фактические данные по увеличению объемов генерирующих мощностей на электростанциях ЕЭС России за счет вводов нового и модернизации действующего оборудования по состоянию на 01.01.2020 приведены в таблицах 2.4 и 2.5.



**Перечень новых вводов генерирующих мощностей
в 2019 году**

Наименование 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
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
Самарская СЭС-2	3 очередь	ФЭСМ	25,00
ГТУ-ТЭС в г. Елабуга	№№ 1-4	TAURUS 60	20,474
ОЭС ЮГА			1323,763
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
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			2969,899

Таблица 2.5

**Перечень генерирующего оборудования электростанций ЕЭС России,
на котором произошла перемаркировка с увеличением установленной
мощности в 2019 году**

Наименование электростанции	Станционный номер	Оборудование	Изменение мощности, МВт
ОЭС ЦЕНТР			33,937
ТЭЦ-20	Бл. 11	ПГУ	27,0
Дягилевская ТЭЦ	Бл. 1	ПГУ	4,448
Алексинская ТЭЦ	Бл. 1	ПГУ	2,489
ОЭС СРЕДНЕЙ ВОЛГИ			30,50
Казанская ТЭЦ-1	Бл. 6	ПТ-43,5-130/13/1,2	8,0
Жигулевская ГЭС	№ 20	ПЛ30/877-В-930	10,50
Саратовская ГЭС	№ 6	ТКV00	6,00
Саратовская ГЭС	№ 9	ТКV00	6,00
ОЭС УРАЛА			67,543
Челябинская ТЭЦ-4	№ 3	ПГУ	15,50
Сургутская ГРЭС-2	№ 8	ПГУ	10,043
Воткинская ГЭС	№ 5	ПЛ30/5059-В-930	15,0
Воткинская ГЭС	№ 7	ПЛ30/5059-В-930	15,0
Кармановская ГРЭС	№ 1	К-315-240-3М	12,0
ОЭС СЕВЕРО-ЗАПАДА			4,75
Маяковская ТЭС	№ 2	ГТЭ80/PG6111(FA)	2,65
Талаховская ТЭС	№ 2	ГТЭ80/PG6111(FA)	2,10
ОЭС ЮГА			8,148
Белореченская ГЭС	№ 1	РО-45-В-265	8,0
Сакская ПГУ	№ 5	ГТА-25	0,113
Сакская ПГУ	№ 7	ГТА-25	0,035
ОЭС СИБИРИ			61,469
Назаровская ГРЭС	№ 3	КТ-140/150-130	4,96
Назаровская ГРЭС	№ 5	КТ-149-130	11,0
Новосибирская ГЭС	№ 7	ПЛ30-В-800	5,0
Барнаульская ТЭЦ-2	№ 7	Р-50-130-1	25,509
Новосибирская ГЭС	№ 2	ПЛ30-В-800	5,0
Бийская ТЭЦ	№ 4	ПТ-60/65-12,8/1,27	10,00
ОЭС ВОСТОКА			37,744
Партизанская ГРЭС	№ 1	Т-97-90	18,68
Партизанская ГРЭС	№ 2	К-100-90	19,064
ИТОГО ЕЭС:			244,091

Перечень генерирующего оборудования электростанций, выведенного из эксплуатации за 2019 год представлен в таблице 2.6.

**Перечень генерирующего оборудования электростанций ЕЭС России,
выведенного из эксплуатации в 2019 году**

Наименование электростанции	Станционный Номер	Оборудование	Изменение мощности, МВт
ОЭС ЦЕНТРА			1080,0
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
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. з-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			91,73
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

Наименование электростанции	Станционный Номер	Оборудование	Изменение мощности, МВт
ТЭС Газпром Трансгаз Санкт-Петербург	№№ 1-3	GTK-410	1,23
ОЭС ВОСТОКА			168,0
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
ИТОГО ЕЭС:			1746,03

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ УСТАНОВЛЕННОЙ МОЩНОСТИ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Коэффициент использования установленной мощности электростанций ЕЭС России в IV квартале 2019 года составил 56,25% календарного времени.

Данные о коэффициентах использования установленной мощности в IV квартале 2018 и 2019 годов по видам генерации представлены в таблице 2.7.

Таблица 2.7

Коэффициент использования установленной мощности электростанций ЕЭС России в IV квартале 2018 и 2019 годов (%)

Период	ТЭС	ГЭС	ВЭС	СЭС	АЭС
IV квартал 2018 года	52,29	40,11	21,70	7,58	83,66
IV квартал 2019 года	49,37	47,14	22,64	8,06	82,14

В IV квартале 2019 года коэффициент использования установленной мощности солнечных, ветровых и гидроэлектростанций ЕЭС России по сравнению с прошлым годом увеличился на 0,48; 0,94; и 7,03 процентных пункта соответственно.

Значительный рост коэффициента использования установленной мощности ГЭС связан с благоприятными гидрологическими условиями в IV квартале 2019 года.

Коэффициент использования установленной мощности тепловых и атомных электростанций ЕЭС России в отчетном периоде снизился на 2,92 и 1,52 процентных пункта соответственно.

Снижение коэффициента использования установленной мощности АЭС в IV квартале 2019 года ЕЭС России обусловлено:



- переносом сроков проведения капитального ремонта энергоблока №4 Белоярской АЭС на 30.10.19-23.12.19 вместо предусмотренного годовым графиком ремонта 17.09.19-05.11.19 и перепростоем энергоблока электростанции в капитальном ремонте на 7 дней относительно плановых сроков;
- проведением непланового текущего ремонта и аварийными остановками энергоблока №7 Нововоронежской АЭС.

Коэффициенты использования установленной мощности ТЭС, ГЭС, АЭС, ВЭС и СЭС в IV квартале 2019 года в сравнении с аналогичными показателями прошлого года в разрезе ОЭС представлены в таблице 2.8.

Таблица 2.8

Коэффициент использования установленной мощности электростанций в разрезе ОЭС в IV квартале 2018 и 2019 годов (%)

ОЭС	Годы	ТЭС	ГЭС	ВЭС	СЭС	АЭС
Центра	2018	46,42	20,47	-	-	86,56
	2019	42,58	28,00	-	-	85,70
Средней Волги	2018	46,42	31,72	30,28	6,05	82,91
	2019	44,06	46,41	33,37	6,50	79,01
Урала	2018	59,47	29,34	8,22	5,26	88,84
	2019	57,66	51,02	7,12	5,54	59,39
Северо-Запада	2018	50,77	42,22	16,31	-	71,81
	2019	49,40	44,74	26,58	-	73,27
Юга	2018	51,59	32,07	19,09	8,87	92,41
	2019	45,27	35,63	12,77	10,12	93,72
Сибири	2018	51,45	46,76	-	7,42	-
	2019	47,99	51,63	-	5,72	-
Востока	2018	56,04	36,66	-	-	-
	2019	53,64	46,45	-	-	-

Данные о коэффициентах использования установленной мощности за 2018-2019 годы по видам генерации представлены в таблице 2.9

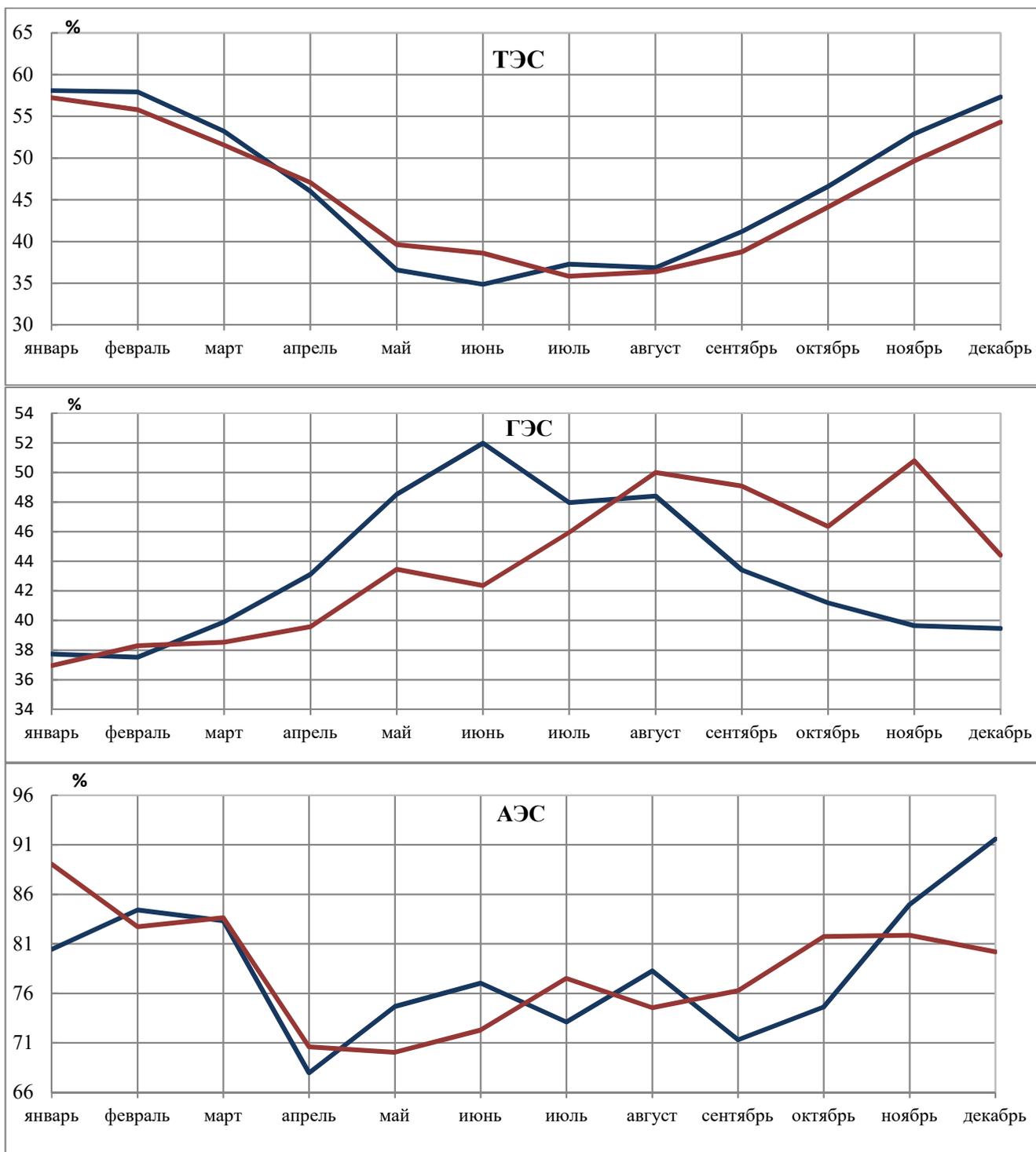
Таблица 2.9

Коэффициент использования установленной мощности электростанций ЕЭС России за 2018 и 2019 годы (%)

Период	ТЭС	ГЭС	АЭС	ВЭС	СЭС
2018	46,51	43,27	78,41	18,29	14,65

Период	ТЭС	ГЭС	АЭС	ВЭС	СЭС
2019	45,68	43,85	79,82	19,91	14,14

Динамика изменения коэффициентов использования установленной мощности ТЭС, ГЭС, АЭС, ВЭС, СЭС ЕЭС России по месяцам 2018 и 2019 годов представлена на рисунке 2.4.



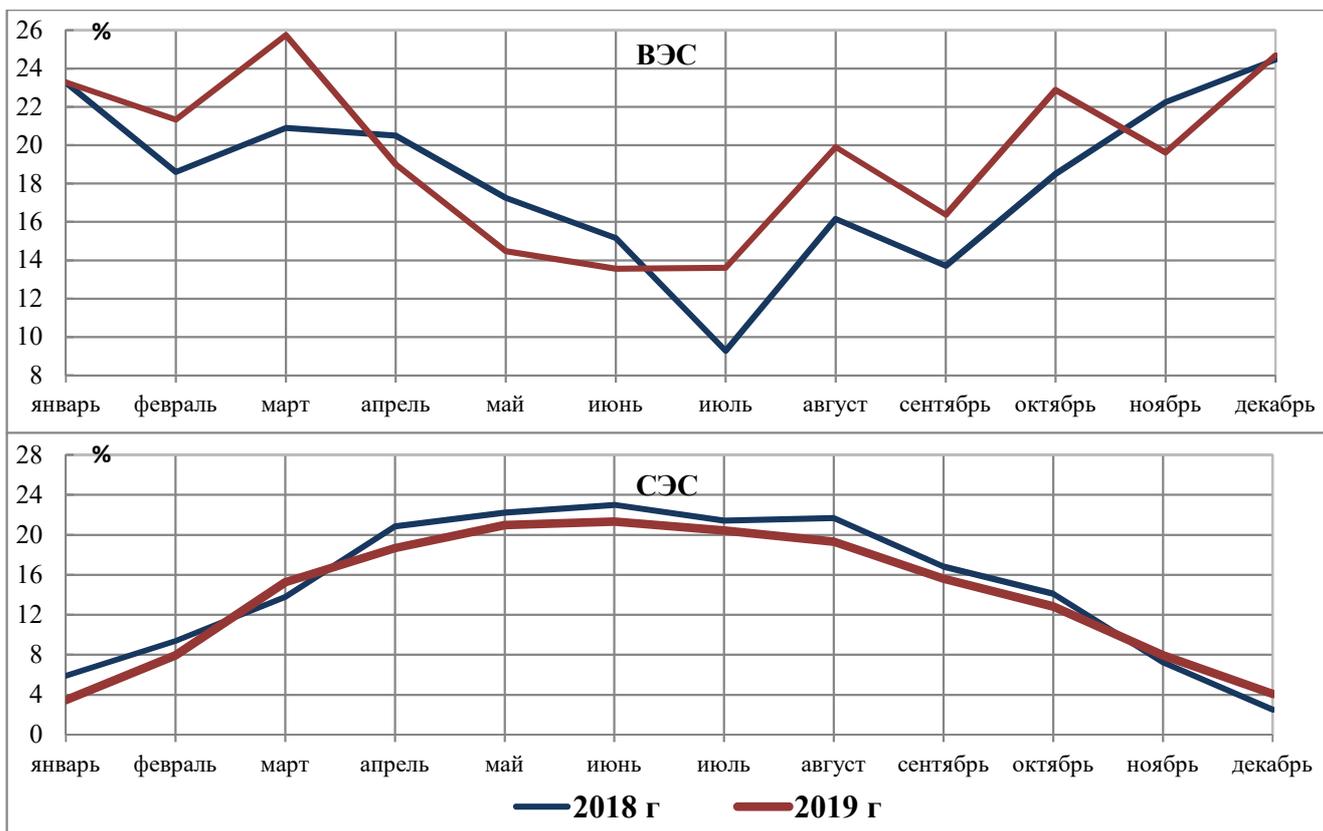


Рисунок 2.4. Динамика изменения коэффициентов использования установленной мощности ТЭС, ГЭС, АЭС, ВЭС, СЭС ЕЭС России за 2018 и 2019 годы

2.2.2. Ограничения установленной мощности

На протяжении года ограничения установленной мощности электростанций ЕЭС России в основном обусловлены необеспеченностью ГЭС гидроресурсами и режимом отпуска тепловой энергии на ТЭС. В течение года отмечается сезонный прирост ограничений установленной мощности при повышении температуры наружного воздуха по причинам неудовлетворительной работы систем технического водоснабжения ТЭС и АЭС, а также снижения располагаемой мощности ГТУ при повышении температуры наружного воздуха выше расчетной для нормальных условий (+15°C). Максимального значения ограничения мощности ТЭС и АЭС достигают в июле-августе.

В IV квартале 2019 года на долю ГЭС в среднем приходится 77%, а доля ТЭС составляет 23% от суммарных объемов ограничений установленной мощности электростанций ЕЭС России. В IV квартале 2019 года ограничения установленной мощности электростанций ЕЭС России снизились относительно аналогичного периода прошлого года в среднем на 1,5 ГВт, что главным



образом произошло за счет уменьшения объемов ограничений ГЭС. Ограничения ТЭС относительно показателей прошлого года снизились на 0,2 ГВт.

На рисунке 2.5 приведена динамика усредненных по календарным дням месяца объемов ограничений установленной мощности ТЭС, ГЭС и АЭС ЕЭС России в 2019 году.

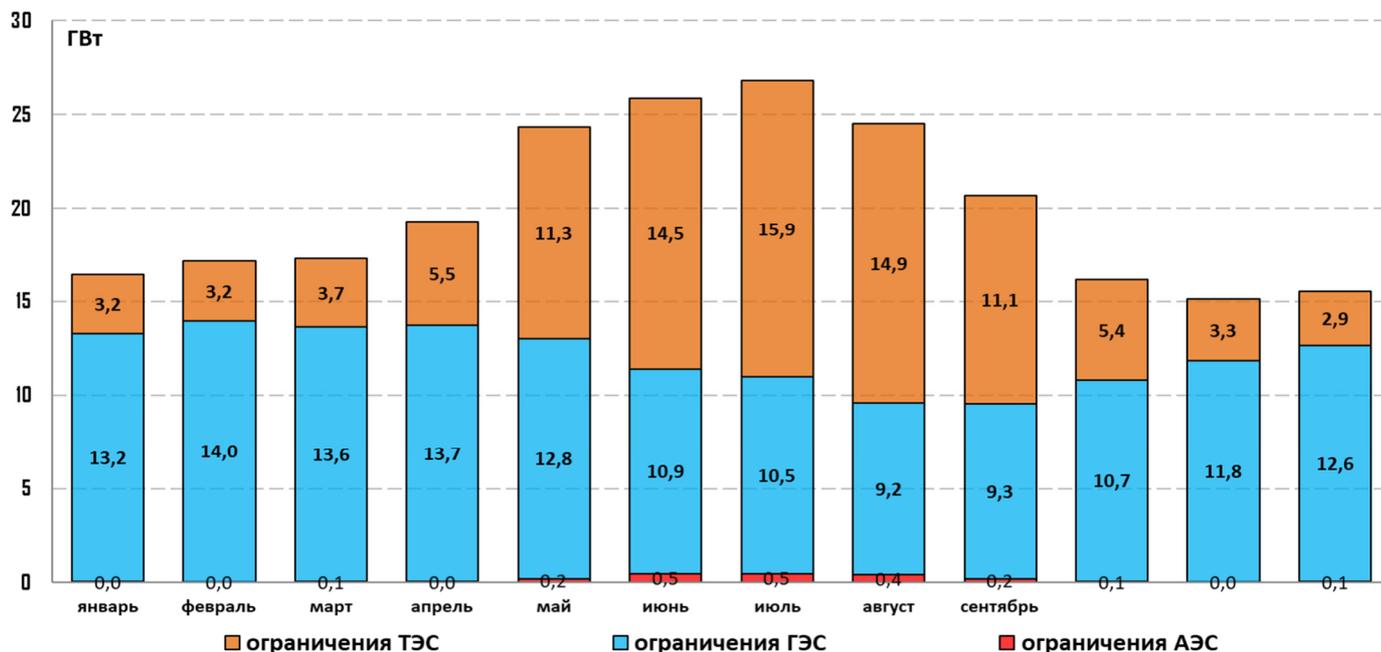


Рисунок 2.5. Динамика ограничений ТЭС, ГЭС и АЭС ЕЭС России в 2019 году

В таблице 2.10 приведены данные по усредненным по календарным дням месяца объемам ограничений установленной мощности электростанций (ТЭС, ГЭС, АЭС, СЭС, ВЭС) ЕЭС России в 2018 и 2019 годах.

**Среднемесячные объемы ограничений установленной мощности
электростанций ЭЭС России в 2018-2019 годах, МВт**

I квартал	январь			февраль			март		
	2018	2019	Δ(19-18)	2018	2019	Δ(19-18)	2018	2019	Δ(19-18)
Ограничения всего	18 477	17 408	-1 068	18 532	18 052	-480	18 770	18 108	-662
ТЭС	2 909	3 160	251	2 759	3 162	404	3 077	3 661	583
ГЭС	14 761	13 226	-1 535	15 164	13 963	-1 201	15 202	13 569	-1 632
АЭС	207	48	-159	78	16	-62	33	54	21
в т.ч. неплановые ограничения	12 466	11 563	-903	12 212	11 919	-292	11 847	11 278	-569
ТЭС	1 355	1 609	254	1 206	1 505	299	1 291	1 809	518
ГЭС	10 318	8 969	-1 348	10 475	9 496	-979	10 098	8 631	-1 467
АЭС	194	11	-183	0	8	8	0	13	13
СЭС	499	831	332	419	769	351	352	691	339
ВЭС	99	142	43	113	141	29	106	134	28
II квартал	апрель			май			июнь		
	2018	2019	Δ(19-18)	2018	2019	Δ(19-18)	2018	2019	Δ(19-18)
Ограничения всего	20 081	20 013	-67	24 292	25 053	761	24 840	26 484	1 644
ТЭС	4 989	5 543	554	10 805	11 316	510	13 502	14 481	979
ГЭС	14 673	13 687	-986	12 969	12 794	-175	10 718	10 910	192
АЭС	10	47	37	178	207	29	269	480	211
в т.ч. неплановые ограничения	10 441	11 156	715	10 066	11 462	1 396	9 312	11 172	1 859
ТЭС	1 503	1 927	424	1 805	2 704	899	1 985	3 174	1 189
ГЭС	8 529	8 470	-59	7 889	7 995	106	6 936	7 218	282
АЭС	0	23	23	32	26	-6	41	167	126
СЭС	294	591	297	230	585	355	243	464	221
ВЭС	116	146	30	110	152	41	107	149	41
III квартал	июль			август			сентябрь		
	2018	2019	Δ(19-18)	2018	2019	Δ(19-18)	2018	2019	Δ(19-18)
Ограничения всего	26 559	27 489	931	25 289	25 174	-115	24 792	21 584	-3 208
ТЭС	15 371	15 855	484	14 626	14 940	314	11 668	11 146	-522
ГЭС	10 433	10 500	67	9 809	9 151	-658	12 259	9 328	-2 931
АЭС	358	460	102	471	427	-44	232	191	-41
в т.ч. неплановые ограничения	9 682	10 907	1 225	8 979	9 318	339	12 101	9 424	-2 677
ТЭС	2 377	3 198	821	2 338	2 954	616	2 587	2 366	-221
ГЭС	6 866	6 975	109	6 179	5 667	-513	8 800	6 111	-2 689
АЭС	43	60	17	79	42	-37	81	28	-53
СЭС	274	525	251	271	528	257	512	781	269
ВЭС	122	149	27	112	128	16	121	138	17
IV квартал	октябрь			ноябрь			декабрь		
	2018	2019	Δ(19-18)	2018	2019	Δ(19-18)	2018	2019	Δ(19-18)
Ограничения всего	20 377	17 391	-2 986	18 216	16 346	-1 869	16 645	16 984	339
ТЭС	5 708	5 387	-321	3 516	3 289	-227	3 088	2 897	-191
ГЭС	13 894	10 733	-3 161	13 966	11 820	-2 146	12 677	12 575	-102
АЭС	56	56	0	14	16	2	8	58	50
в т.ч. неплановые ограничения	13 240	10 637	-2 603	12 857	10 889	-1 968	11 111	11 650	540
ТЭС	1 972	1 831	-141	1 769	1 510	-259	1 608	1 400	-208
ГЭС	10 496	7 538	-2 958	10 358	8 156	-2 203	8 626	8 752	126
АЭС	53	53	0	10	3	-7	4	44	40
СЭС	608	1 076	468	619	1 078	459	750	1 312	562
ВЭС	112	139	28	101	143	42	122	142	20



2.2.3. Ремонты основного энергетического оборудования

В 2019 году фактический объем мощности выведенных в капитальный и средний ремонт турбо- и гидроагрегатов ТЭС, ГЭС и АЭС ЕЭС России составил 65,6 ГВт, что ниже запланированного сводным годовым графиком ремонтов на 1,2 ГВт. Выполнен капитальный и средний ремонт генерирующего оборудования ТЭС, ГЭС и АЭС ЕЭС России суммарной мощностью 62,1 ГВт, что ниже запланированного сводным годовым графиком ремонтов на 1,7 ГВт.

Объемы выведенного в ремонт и отремонтированного генерирующего оборудования электростанций в 2019 году, приведены в таблице 2.10.

Таблица 2.10

Объем выведенного в ремонт и отремонтированного генерирующего оборудования электростанций ЕЭС России в 2019 году, ГВт

Вид ремонта	Вывод в ремонт			Окончание ремонта		
	План		факт	план		факт
	годовой график	месячный график		годовой график	месячный график	
Капитальный и средний ремонт генерирующего оборудования, всего	66,8	66,6	65,6	63,8	67,8	62,1
в том числе: капитальный и средний ремонт энергоблоков АЭС	20,4	20,4	20,4	18,4	18,4	17,5

Динамика изменения суммарной ремонтной мощности энергетического оборудования на электростанциях ТЭС, ГЭС и АЭС ЕЭС России (без учета электростанций промышленных предприятий) по месяцам 2019 года приведена в таблице 2.11. Указанные в таблице данные ремонтной мощности являются среднеарифметической величиной ремонтных снижений за календарные дни соответствующего периода (месяц, квартал).

**Динамика изменения фактической ремонтной мощности ТЭС, ГЭС и АЭС ЕЭС
России по месяцам 2019 года***

	Среднее значение установленной мощности	Все виды ремонтов		Капитальный (КР)		Средний (СР)		Текущий (ТР)		Суммарные значения ремонтов (КР, СР, ТР)		Аварийные ремонты	
		тыс. МВт	МВт	%	МВт	%	МВт	%	МВт	%	МВт	%	МВт
Январь	232,3	14770	6,4	2772	1,2	2489	1,1	6396	2,8	11657	5,0	3113	1,3
Февраль	232,5	17995	7,7	3275	1,4	2993	1,3	9285	4,0	15553	6,7	2442	1,1
Март	232,8	26829	11,5	5439	2,3	4842	2,1	13474	5,8	23755	10,2	3074	1,3
Апрель	232,9	35920	15,4	8244	3,5	5315	2,3	19327	8,3	32886	14,1	3034	1,3
Май	234,0	37179	15,9	9493	4,1	5067	2,2	19942	8,5	34502	14,7	2677	1,1
Июнь	234,0	37966	16,2	10339	4,4	5272	2,3	18497	7,9	34108	14,6	3858	1,6
Июль	233,9	33902	14,5	10593	4,5	5026	2,1	16214	6,9	31833	13,6	2069	0,9
Август	233,8	37552	16,1	10900	4,7	6722	2,9	17863	7,6	35485	15,2	2067	0,9
Сентябрь	233,7	38706	16,6	8870	3,8	8696	3,7	19412	8,3	36978	15,8	1728	0,7
Октябрь	233,8	34972	15,0	6198	2,7	8304	3,6	18016	7,7	32518	13,9	2454	1,0
Ноябрь	234,1	24716	10,6	6297	2,7	5776	2,5	10102	4,3	22175	9,5	2541	1,1
Декабрь	234,1	18167	7,8	6110	2,6	2936	1,3	6515	2,8	15561	6,6	2606	1,1
2019 г.	233,5	29939	12,8	7400	3,2	5295	2,3	14606	6,3	27300	11,7	2639	1,1
2018 г.	230,4	27942	12,1	8217	3,6	3999	1,7	12790	5,6	25005	10,9	2937	1,3

* без учета ремонтной мощности электростанций промышленных предприятий.

Среднегодовое значение суммарной ремонтной мощности составило 12,8% от 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 ремонтов и аварийных уменьшился с 3,6% до 3,2% и с 1,3% до 1,1% соответственно.

Динамика изменения ремонтной мощности в капитальных, средних и текущих ремонтах (КР, СР, ТР) на электростанциях ЕЭС России с разделением по видам генерации по месяцам 2019 года в % от установленной мощности представлена на рисунке 2.6.

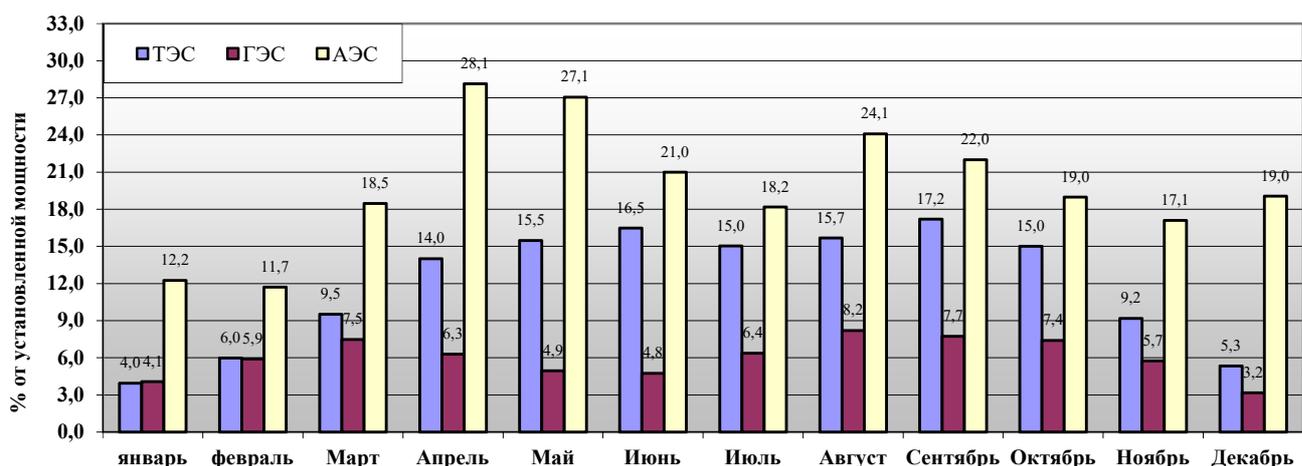


Рисунок 2.6. Динамика изменения ремонтной мощности (КР, СР, ТР) на электростанциях ЕЭС России по месяцам 2019 года в % от установленной мощности

Ход выполнения ремонтной кампании энергетического оборудования электростанций ЕЭС России по месяцам 2019 года представлен на рисунке 2.7. При расчете фактического ремонтного снижения учтены:

- мощность оборудования электростанций, находящаяся в реконструкции;
- мощность оборудования электростанций, находящегося в вынужденном простое;
- снижение мощности электростанций в связи с ремонтом вспомогательного оборудования.

Отмечается тенденция роста плановых месячных объемов ремонтной мощности, учтенной в месячных графиках ремонтов (МГР) по отношению к запланированным соответствующим объемам в годовом графике ремонтов (ГГР). Так, в декабре месяце такое увеличение составило 11,0 ГВт.



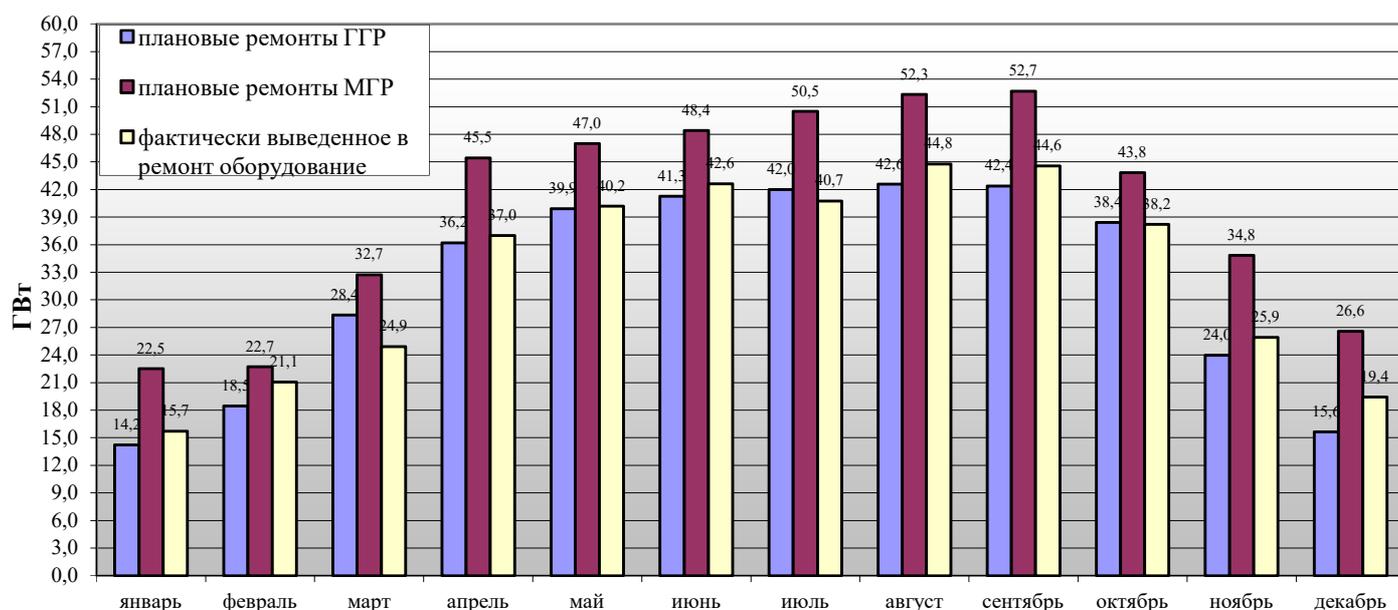


Рисунок 2.7. Ход выполнения ремонтной кампании генерирующего оборудования электростанций ЕЭС России по месяцам 2019 года, ГВт

Динамика изменения среднемесячных объемов аварийных ремонтов энергетического оборудования электростанций ЕЭС России (усреднение по календарным дням месяца) с разделением по видам генерации по месяцам 2019 года в сравнении с показателями аналогичного периода 2018 года представлена в таблице 2.12.

Таблица 2.12.

Динамика изменения среднемесячных объемов аварийных ремонтов генерирующего оборудования электростанций ЕЭС России с разделением по видам генерации по месяцам 2019 года в сравнении с аналогичными показателями 2018 года (в % от установленной мощности)

	ТЭС		ГЭС		АЭС	
	2019 год	2018 год	2019 год	2018 год	2019 год	2018 год
Январь	1,90	1,72	0,03	0,12	0,61	6,25
Февраль	1,43	1,58	0,09	0,07	0,67	1,79
Март	1,75	1,63	0,28	0,04	0,79	2,14
Апрель	1,76	1,65	0,36	0,08	0,46	0,59
Май	1,68	1,17	0,05	0,07	0,21	1,71
Июнь	2,40	1,46	0,14	0,06	0,30	3,09
Июль	1,13	1,47	0,05	0,18	1,01	0,20
Август	1,11	1,30	0,08	0,13	1,03	0,80
Сентябрь	1,11	1,60	0,02	0,18	0,00	1,23
Октябрь	1,39	1,57	0,06	0,09	0,96	4,28
Ноябрь	1,62	1,59	0,08	0,18	0,00	4,10
Декабрь	1,44	1,67	0,06	0,03	1,19	4,65
2019 г.	1,24	1,47	0,11	0,14	0,61	2,15

Объем аварийных ремонтов энергетического оборудования электростанций ЕЭС России в 2019 году уменьшился по сравнению с уровнем прошлого года за счет снижения аварийности на ТЭС с 1,47% до 1,24% на ГЭС с 0,14% до 0,11% и на АЭС с 2,15% до 0,61% соответственно.

Максимальное значение ремонтной мощности в 2019 году из-за аварийных остановов энергетического оборудования на электростанциях ЕЭС России было зафиксировано 26 мая и составило 7,4 ГВт или 3,2% от среднегодового значения установленной мощности оборудования электростанций.

Наиболее продолжительные аварийные остановки на энергоблочном оборудовании ТЭС и АЭС мощностью 150 МВт и выше, а также на гидроагрегатах ГЭС в 2019 году зафиксированы на следующих электростанциях:

ОЭС Центра:

- Ивановские ПГУ – 27 суток.

ОЭС Средней Волги:

- Жигулевская ГЭС – 40 суток;

- Чебоксарская ГЭС – 19 суток.

ОЭС Урала:

- Среднеуральская ГРЭС – 29 суток;

- Нижневартовская ГРЭС – 34 и 21 суток соответственно;

- Тюменская ТЭЦ-1 – 18, 14 и 39 суток соответственно;

- Верхнетагильская ГРЭС – 21 суток;

- Сургутская ГРЭС-2 – 38 суток;

- Рефтинская ГРЭС – 22 суток.

ОЭС Северо-Запада:

- Северо-Западная ТЭЦ – 16 и 47 суток соответственно;

- Калининградская ТЭЦ-2 – 47 суток;

ОЭС Юга:

- Таврическая ТЭС – 56 суток;

- Новочеркасская ГРЭС – 17, 16 и 20 суток соответственно;

- Краснодарская ТЭЦ – 46 суток.

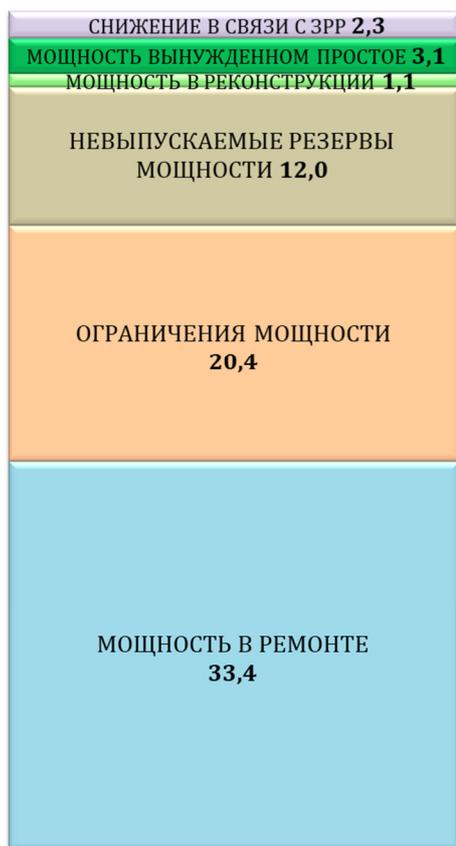
2.2.4. Недоступная мощность

Максимум недоступной мощности IV квартала 2019 года зафиксирован в октябре и составил 74,9 ГВт, что выше аналогичных показателей прошлого года на 2,6 ГВт. На рисунке 2.8 представлена структура недоступной мощности ЕЭС России в октябре 2018 и 2019 годов. Основными составляющими недоступной мощности в IV квартале 2019 года являются:

- ремонты энергетического оборудования - в среднем 26,5 ГВт (42%),
- ограничения установленной мощности - в среднем 16,9 ГВт (27%),
- невыпускаемые резервы мощности - в среднем 14,5 ГВт (23%).



ОКТАБРЬ 2018 72,3 ГВт



ОКТАБРЬ 2019 74,9 ГВт

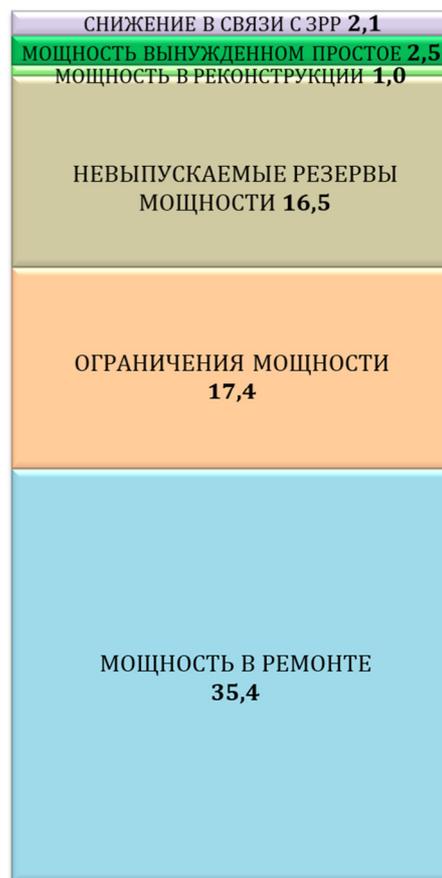


Рисунок 2.8. Структура недоступной мощности электростанций ЕЭС России в октябре 2018 и 2019 годов, ГВт

На рисунке 2.9 представлена динамика изменения недоступной мощности на электростанциях ЕЭС России в 2019 году.

В I и IV кварталах величина недоступной мощности минимальна, поскольку основные её составляющие – ограничения установленной мощности и мощность оборудования, находящаяся в ремонте – минимальны именно в зимний период. Пик ремонтной кампании, приходящийся на конец II квартала и III квартал, приводит к увеличению недоступной мощности, которая достигает своих максимальных значений в указанном периоде. Ограничения установленной мощности электростанций также достигают максимальных значений.

Максимум недоступной мощности электростанций ЕЭС России в 2019 году зафиксирован в июне и составил 87,6 ГВт (порядка 36% от установленной мощности электростанций ЕЭС России на конец июня 2019 года (245,3 ГВт)), что на 4,0 ГВт выше максимального объема недоступной мощности прошлого года,



отмеченного в июле. Минимальное значение недоступной мощности зафиксировано в январе 2019 года и составило 47,2 ГВт.

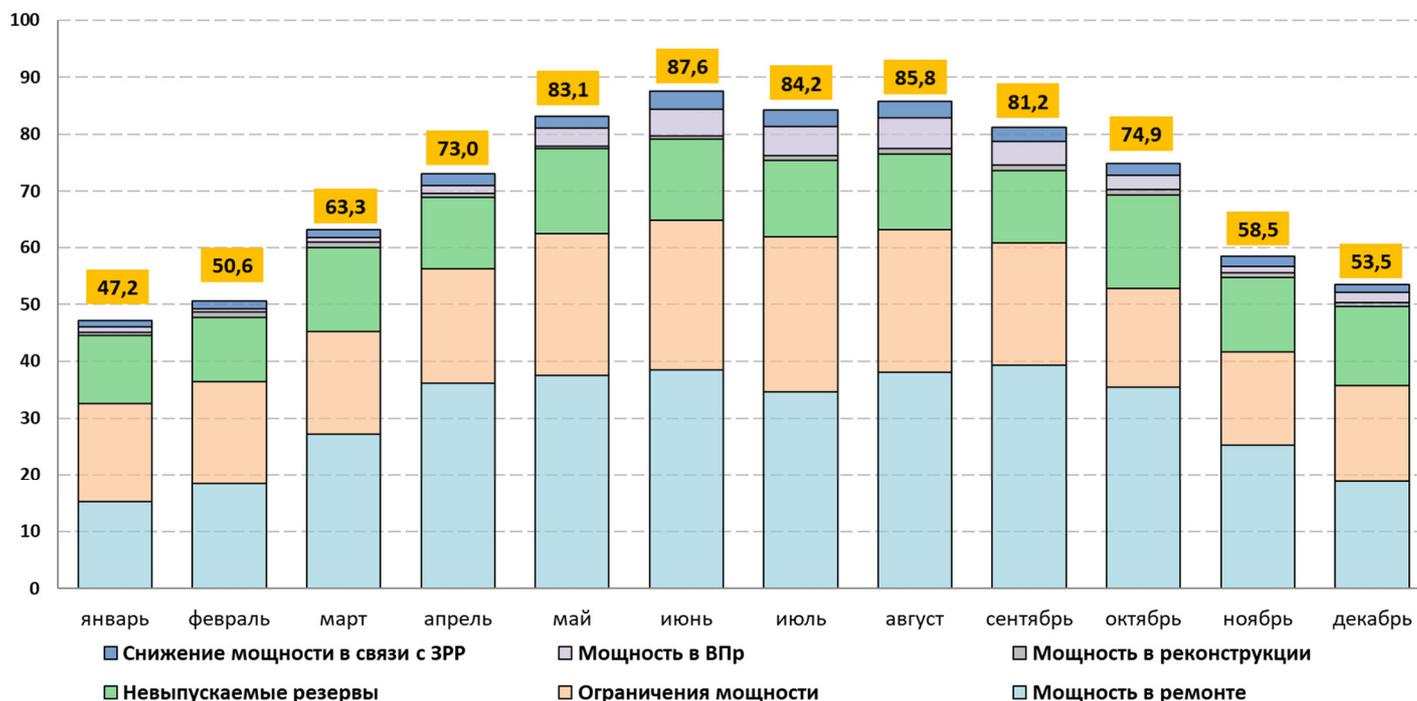


Рисунок 2.9. Динамика недоступной мощности ЕЭС России в 2019 году, ГВт

Снижение мощности в связи с ЗРР – величина снижения мощности, обусловленная: ремонтами общестанционного и вспомогательного оборудования, а также не носящего сезонный характер изменением технологического режима работы генерирующего оборудования общестанционного и вспомогательного оборудования;

Мощность в ВПр – величина снижения мощности находящегося в вынужденном простое генерирующего оборудования.

2.2.5. Максимум потребления мощности

В IV квартале 2019 года рост максимума потребления мощности ЕЭС России с октября по ноябрь составил 11,3 ГВт, что на 5,8 ГВт ниже квартального прироста прошлого года (рост с октября по декабрь в 2018 году составил 17,1 ГВт). Максимум декабря 2019 года снизился относительно ноября 2019 года на 0,3 ГВт, что обусловлено повышенным относительно климатической нормы температурным фоном на территории ЕЭС России, фиксировавшимся на протяжении всего декабря, за исключением выходных дней 28.12.2019 и 29.12.2019.

Усредненное значение среднесуточной температуры наружного воздуха ЕЭС России в IV квартале 2019 года превысило среднее значение климатической нормы за указанный период на 2,2°C: в октябре отклонение составило +2,3°C, в ноябре –



+0,2°C, в декабре – +4,1°C На рисунке 2.10 представлена динамика среднесуточной температуры наружного воздуха в ЕЭС России в IV квартале 2018 и 2019 годов.

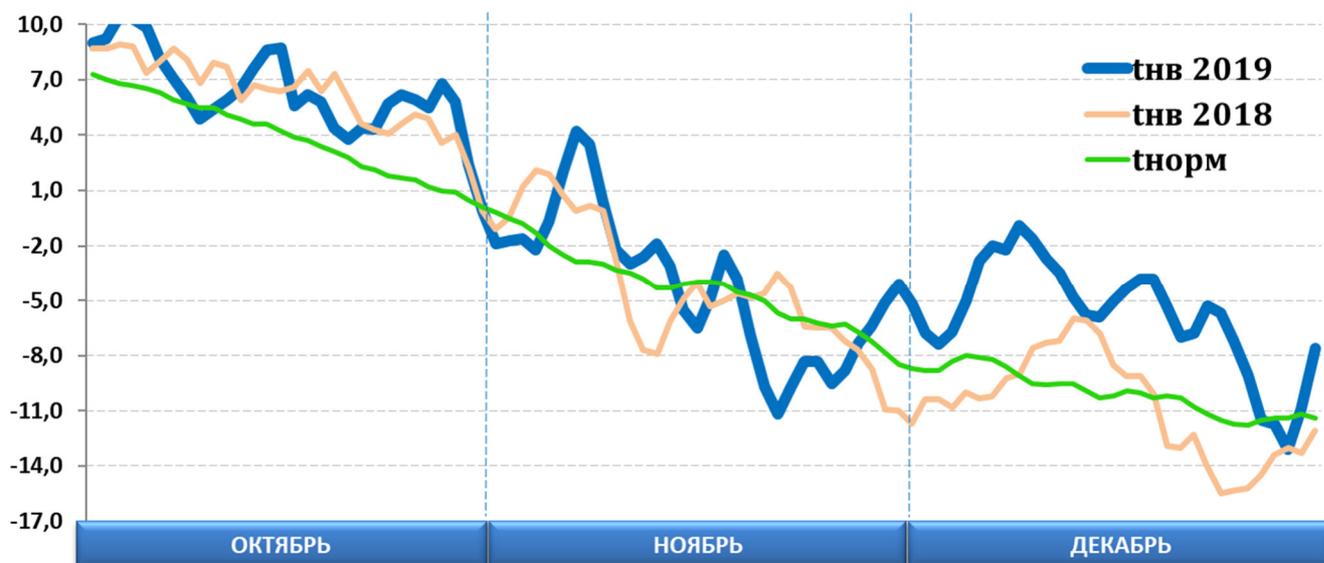


Рисунок 2.10. Динамика среднесуточной температуры наружного воздуха в ЕЭС России в IV квартале 2018 и 2019 годов, °C

Среднее значение максимума потребления мощности ЕЭС России в IV квартале 2019 года по рабочим дням составило: в октябре – 129,1 ГВт, в ноябре – 141,6 ГВт, в декабре – 144,8 ГВт.

Динамика изменения максимумов потребления мощности ЕЭС России имеет сезонный характер. Сезонное снижение максимума потребления мощности в 2019 году зафиксировано выше величины снижения прошлого года на 1,3 ГВт и составило 35,2 ГВт (со 151,7 ГВт в январе до 116,5 ГВт в июле), в 2018 году – 33,9 ГВт (со 151,6 ГВт в январе до 117,7 ГВт в мае). Сезонный рост потребления в ЕЭС России наблюдался в период с июля по ноябрь. Максимум потребления мощности в энергосистеме в указанный период увеличился на 31,6 ГВт, достигнув к ноябрю 2019 года значения 148,1 ГВт, при этом с августа по декабрь 2018 года прирост максимума потребления мощности составил 34,2 ГВт.

Зависимость изменения максимума потребления мощности ЕЭС России от среднесуточной температуры наружного воздуха в дни прохождения максимумов потребления мощности по месяцам 2018 и 2019 годов представлена на рисунке 2.11.



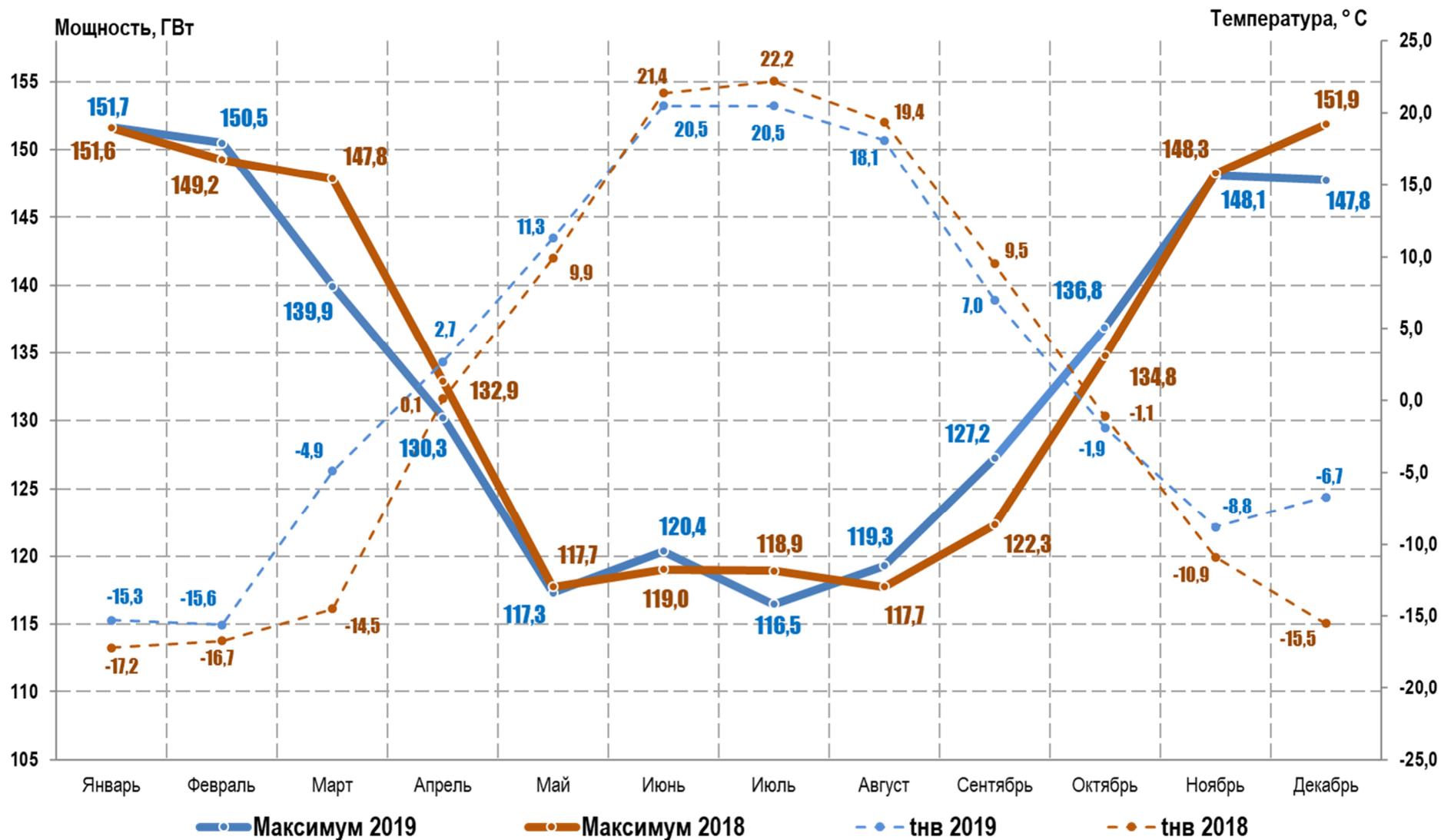


Рисунок 2.11. Максимумы потребления мощности ЭЭС России по месяцам 2018 и 2019 годов и среднесуточная температура наружного воздуха в дни прохождения месячных максимумов потребления мощности.

3. АНАЛИЗ ПОКАЗАТЕЛЕЙ БАЛАНСА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Показатели фактического баланса электроэнергии ЕЭС России в IV квартале 2019 года в сравнении с аналогичным периодом прошлого года представлены в таблице 3.1. С 2019 года показатели потребления и выработки по ЕЭС России и ОЭС Востока формируются с учетом Западного и Центрального энергорайонов энергосистемы Республики Саха (Якутия).

Схема баланса электроэнергии ЕЭС России в IV квартале 2019 с основными балансовыми показателями и направлениями межгосударственных и межсистемных перетоков представлена на рисунке 3.1.

Таблица 3.1

Показатели фактического баланса электроэнергии ЕЭС России
в IV квартале 2019 года

Показатели	IV кв. 2019 года, млн кВт·ч	% к пр. году	Нарастающим итогом с начала года, млн кВт·ч	% к пр. году
Выработка электроэнергии, всего:	292 260,1	100,2	1 080 555,4	100,9
в т.ч. ТЭС	167 915,3	95,0	616 778,7	99,5
ГЭС	51 763,9	120,5	190 295,4	103,6
ВЭС	91,9	141,5	320,8	147,3
СЭС	207,8	186,5	1 284,9	169,4
АЭС	54 793,1	99,5	208 570,4	102,2
Электростанции промпредприятий	17 488,0	105,2	63 305,2	102,1
Потребление электроэнергии	286 160,1	100,0	1 059 361,6	100,4
Сальдо перетоков электроэнергии	-6 099,9	109,6	-21 193,8	137,9

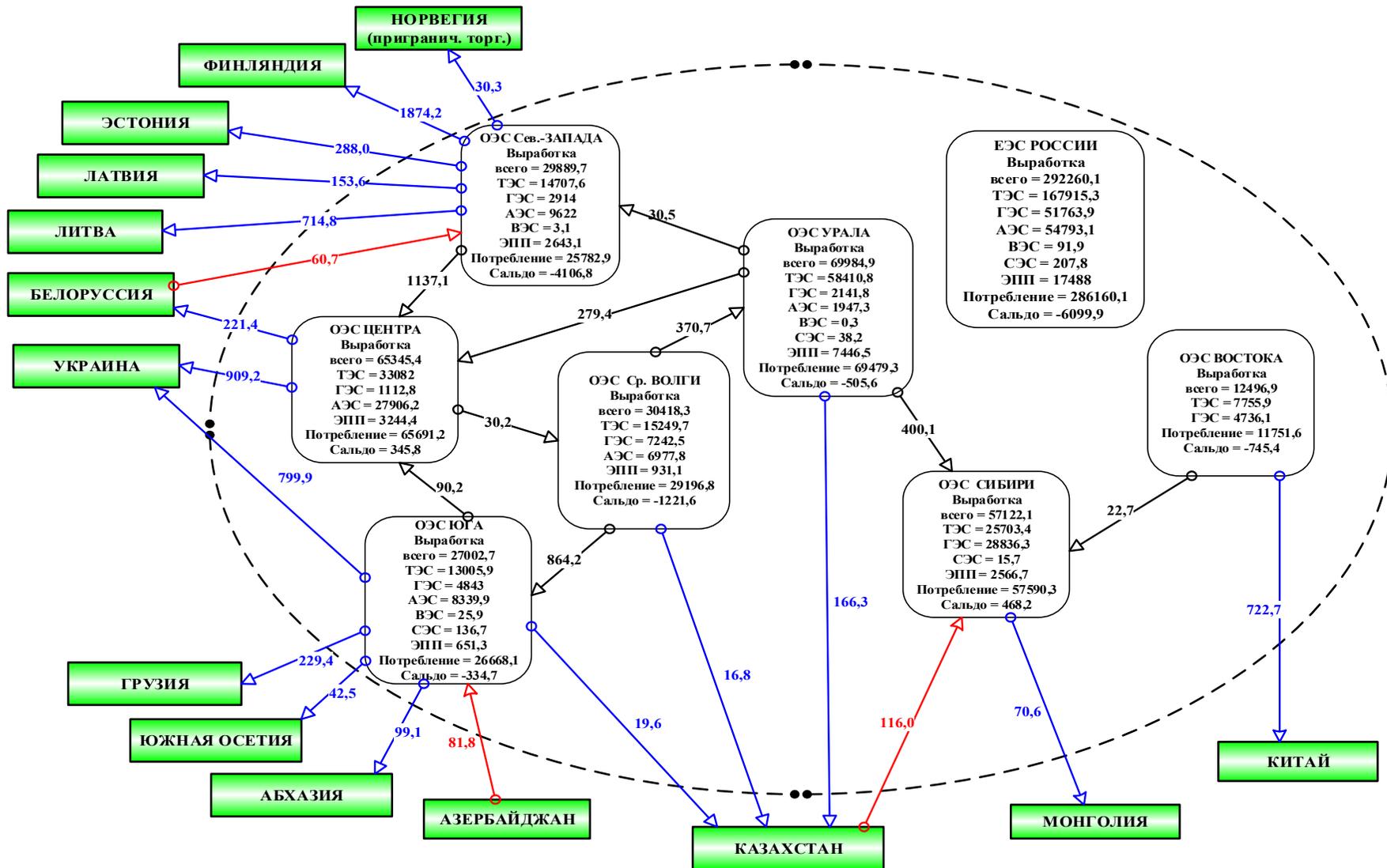


Рисунок 3.1: Схема баланса электроэнергии ЕЭС России в IV квартале 2019 года (млн кВт·ч)



3.1. Выработка электроэнергии

Выработка электроэнергии в ЕЭС России в IV квартале 2019 года составила 292 260,1 млн кВт·ч, что на 0,2 % выше аналогичного периода прошлого года.

Рост объемов производства электроэнергии в IV квартале 2019 года обусловлен тем, что с 2019 года показатели баланса электроэнергии по ЕЭС России формируются с учетом Западного и Центрального энергорайонов энергосистемы Республики Саха (Якутия). Без учета выработки электростанциями данных энергорайонов выработка электроэнергии в ЕЭС России в IV квартале 2019 года на 0,4 % ниже аналогичного периода прошлого года. На снижение объемов производства электроэнергии повлияло снижение на 0,6% (оценка без Западного и Центрального энергорайонов энергосистемы Республики Саха (Якутия)) спроса на электроэнергию в ЕЭС России.

Основную нагрузку по обеспечению спроса на электроэнергию несли тепловые электростанции, выработка которых составила 167 915,3 млн кВт·ч. Выработка ГЭС составила 51 763,9 млн кВт·ч, выработка АЭС – 54 793,1 млн кВт·ч, электростанции промышленных предприятий выработали 17 488,0 млн кВт·ч.

Структура выработки электроэнергии электростанциями ЕЭС России в 2019 году представлена на рисунке 3.2.

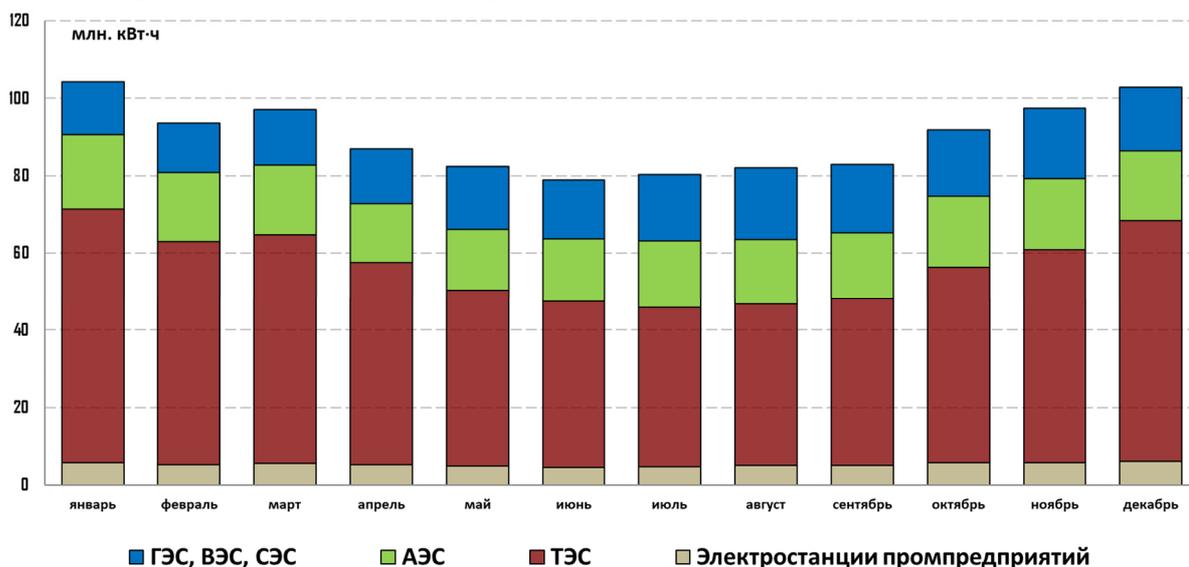


Рисунок 3.2 Структура выработки электроэнергии электростанциями ЕЭС России в 2019 году

В IV квартале 2019 года по сравнению с аналогичным периодом прошлого года выработка электроэнергии на ТЭС и АЭС снизилась, на ГЭС – возросла.

На рост производства электроэнергии на гидроэлектростанциях ЕЭС России в IV квартале 2019 года на 8 815,8 млн кВт·ч (+20,5%) относительно аналогичного периода прошлого года повлияло включение в состав ОЭС Востока ГЭС Западного энергорайона энергосистемы Республики Саха (Якутия) и благоприятная в сравнении с 2018 годом гидрологическая обстановка, сложившаяся в водохранилищах ЕЭС России.

Выработка электроэнергии ГЭС ОЭС Сибири в IV квартале 2019 года составила 28 836,3 млн кВт·ч, что выше выработки IV квартала 2018 года на 2 721,5 млн кВт·ч (+10,4%). Данное увеличение обусловлено ростом выработки ГЭС Ангарского каскада (Иркутской, Братской, Усть-Илимской и Богучанской ГЭС). При этом по Енисейскому каскаду (Красноярской ГЭС и Саяно-Шушенской ГЭС) отмечено уменьшение выработки.

Величина выработки электроэнергии ГЭС Ангарского каскада в IV квартале 2019 года сложилась выше уровня аналогичного периода 2018 года на 30,4%. Увеличению расходов в нижний бьеф ангарских ГЭС способствовала более благоприятная гидрологическая обстановка, по сравнению с IV кварталом 2018 года: величина запасов гидроресурсов в ангарских водохранилищах по состоянию на 01.10.2019 была выше на +27,7%.

На уменьшение выработки ГЭС Енисейского каскада в IV квартале 2019 года на 9,1% по сравнению с предыдущим годом повлияла сниженная на 6,7% по сравнению с фактом 2018 года величина запасов гидроресурсов в водохранилищах.

В IV квартале 2019 года из-за повышенной приточности произошел рост выработки ГЭС в ОЭС Урала на 76,7%, ОЭС Средней Волги на 46,9%, ОЭС Центра на 36,8%, ОЭС Юга на 15,1% и в ОЭС Северо-Запада на 5,9%.

Производство электроэнергии на АЭС ЕЭС России в IV квартале 2019 года снизилось относительно аналогичного периода прошлого года на 289,9 млн кВт·ч (-0,5%).

В IV квартале 2019 года зафиксирован рост ремонтного снижения мощности на Белоярской АЭС, Калининской АЭС, Курской АЭС, Балаковской АЭС в результате чего отмечено снижение производства электроэнергии на данных электростанциях на -33,2%, -23,5%, -9,6%, -4,7% соответственно.

Снижение выработки электрической энергии Ленинградской АЭС на 14,7 % обусловлено выводом из эксплуатации энергоблока № 1.



В то же время благодаря снижению по сравнению с аналогичным периодом прошлого года объемов ремонтной мощности производство электроэнергии возросло на Нововоронежской АЭС – на 58,7%, Смоленской АЭС – 48,0%, Кольской АЭС – 3,3%, Ростовской АЭС – на 1,4%.

В целом за 2019 год выработка электроэнергии по ЕЭС России составила 1 080 555,4 млн. кВт·ч, что на 0,9% выше выработки прошлого года. Без учета вновь присоединенных энергорайонов прирост выработки составил 0,4%. Увеличение объема производства электроэнергии в 2019 году, произошло на фоне роста сальдо перетоков электроэнергии по межгосударственным линиям электропередачи на 36,5%.

В течение 2019 года основную нагрузку по обеспечению спроса на электроэнергию несли тепловые электростанции, выработка которых составила 616 778,7 млн. кВт·ч (-0,5% к прошлому году), годовой объем выработки ГЭС составил 190 295,4 млн. кВт·ч (+3,6% к прошлому году), выработка АЭС – 208 570,4 млн. кВт·ч (+2,2 % к прошлому году), электростанции промышленных предприятий выработали 63 305,2 млн. кВт·ч (+2,1 % к прошлому году).

3.2. Сальдо перетоков электроэнергии

Величина сальдо перетоков электроэнергии по межгосударственным линиям электропередачи в IV квартале 2019 года составила 6 099,9 млн кВт·ч на выдачу из ЕЭС России, что на 9,2% больше, чем в аналогичный период прошлого года. Данные по межгосударственным перетокам электроэнергии ЕЭС России за IV квартал 2019 представлены в таблице 3.2 (с положительным знаком указан прием в ЕЭС России, с отрицательным – выдача).

В IV квартале 2019 года объем межгосударственного перетока из ЕЭС России в ЭС Казахстана составил 86,7 млн кВт·ч, в аналогичном периоде прошлого года суммарный переток электроэнергии был в направлении из ЕЭС России в ЭС Казахстана и составлял 42,4 млн кВт·ч.

Величина межгосударственного перетока электроэнергии из ОЭС Востока в Китай в IV квартале 2019 года составила 722,7 млн кВт·ч, объем переданной электроэнергии вырос на 67,1 млн кВт·ч относительно факта IV квартала 2018 года.

По сравнению с IV кварталом 2018 года величины межгосударственных перетоков между ЕЭС России и энергосистемами стран Балтии изменились следующим образом:



- ✓ из ЕЭС России в ЭС Латвии – передано 153,6 млн кВт·ч электроэнергии, снижение на 221,6 млн кВт·ч (-59,1%);
- ✓ из ЕЭС России в ЭС Литвы – передано 714,8 млн кВт·ч электроэнергии, снижение на 72,6 млн кВт·ч (-9,2%);
- ✓ из ЕЭС России в ЭС Эстонии – передано 288,0 млн кВт·ч электроэнергии, в аналогичном периоде прошлого года суммарный переток электроэнергии был в направлении из ЭС Эстонии в ЕЭС Россию и составлял 89,5 млн кВт·ч.

Величина межгосударственного перетока из ЕЭС России в Финляндию составила 1 874,2 млн кВт·ч, что ниже уровня аналогичного периода прошлого года на 532,5 млн кВт·ч (-22,1%). В отчетном периоде величина межгосударственного перетока электроэнергии из ЕЭС России в энергосистему Украины составила 1709,2 млн кВт·ч.

По итогам 2019 года величина межгосударственного перетока составила 21 193,8 млн кВт·ч, что больше на 5 667,7 млн. кВт·ч (+36,5%), чем в 2018 году. Основное влияние на это оказало изменение объема и направления перетока в сечении Россия – Казахстан. В 2019 году величина межгосударственного из ЕЭС России в Казахстан составила 240,6 млн кВт·ч, в аналогичном периоде прошлого года суммарный переток электроэнергии из Казахстана в ЕЭС Россию составлял 3 484,4 млн кВт·ч.

Таблица 3.2

**Межгосударственные перетоки электроэнергии ЕЭС России в IV квартале 2019 года
(млн кВт·ч)**

Переток	IV квартал				Нарастающим итогом с начала года			
	2019 год, млн кВт·ч	2018 год, млн кВт·ч	Δ, млн кВт·ч	%	2019 год, млн кВт·ч	2018 год, млн кВт·ч	Δ, млн кВт·ч	%
Россия – Латвия	-153,6	-375,2	221,6	40,9	-1066,8	-1199,9	133,1	88,9
Россия – Литва	-714,8	-787,4	72,6	90,8	-2647,4	-2944,9	297,4	89,9
Россия – Эстония	-288,0	89,5	-377,6	-321,7	-1232,7	178,4	-1411,1	-691,0
Россия – Беларусь	-160,7	-191,5	30,8	83,9	-2,9	-568,6	565,6	0,5
Россия – Украина	-1709,2	-1101,7	-607,4	155,1	-4373,6	-2863,9	-1509,7	152,7
Россия – Республика Южная Осетия	-42,5	-42,6	0,1	99,8	-146,2	-145,3	-0,9	100,6
Россия – Грузия	-229,4	-0,1	-229,4	441167,3	-239,9	-85,5	-154,4	280,5
Россия – Республика Абхазия	-99,1	-6,2	-92,9	1609,1	-230,7	-28,2	-202,6	818,9
Россия – Азербайджан	81,8	28,6	53,2	286,4	133,5	45,2	88,2	295,2
Россия – Казахстан	-86,7	-42,4	-44,3	204,5	-240,6	3484,4	-3725,0	-6,9
Россия – Финляндия	-1874,2	-2406,7	532,5	77,9	-7609,1	-7880,9	271,8	96,6
Россия – Монголия	-70,6	-87,7	17,1	80,5	-345,6	-388,0	42,4	89,1
Россия – Китай	-722,7	-655,7	-67,1	110,2	-3099,1	-3108,9	9,8	99,7



Россия – Норвегия	-30,3	-7,4	-22,9	410,1	-92,6	-20,1	-72,4	459,6
Итого межгосударственные перетоки	-6099,9	-5586,3	-513,6	109,2	-21193,8	-15526,2	-5667,7	136,5

3.3. Потребление электроэнергии

В IV квартале 2019 года потребление электроэнергии в ЕЭС России составило 286 160,1 млн кВт·ч, что незначительно превышает уровень потребления электроэнергии в аналогичном периоде прошлого года, прирост составляет 75,9 млн кВт·ч, 0,03%.

Нарастающим итогом с начала 2019 года объем потребления электроэнергии составил 1 059 361,6 млн кВт·ч, что на 3 802,9 млн кВт·ч, или 0,4% выше годового объема потребления электроэнергии в 2018 году.

Изменение динамики электропотребления по ОЭС в IV квартале 2019 года в сравнении с аналогичным периодом прошлого года и общим изменением потребления электроэнергии в ЕЭС России (красная линия на графике) представлено на рисунке 3.3.

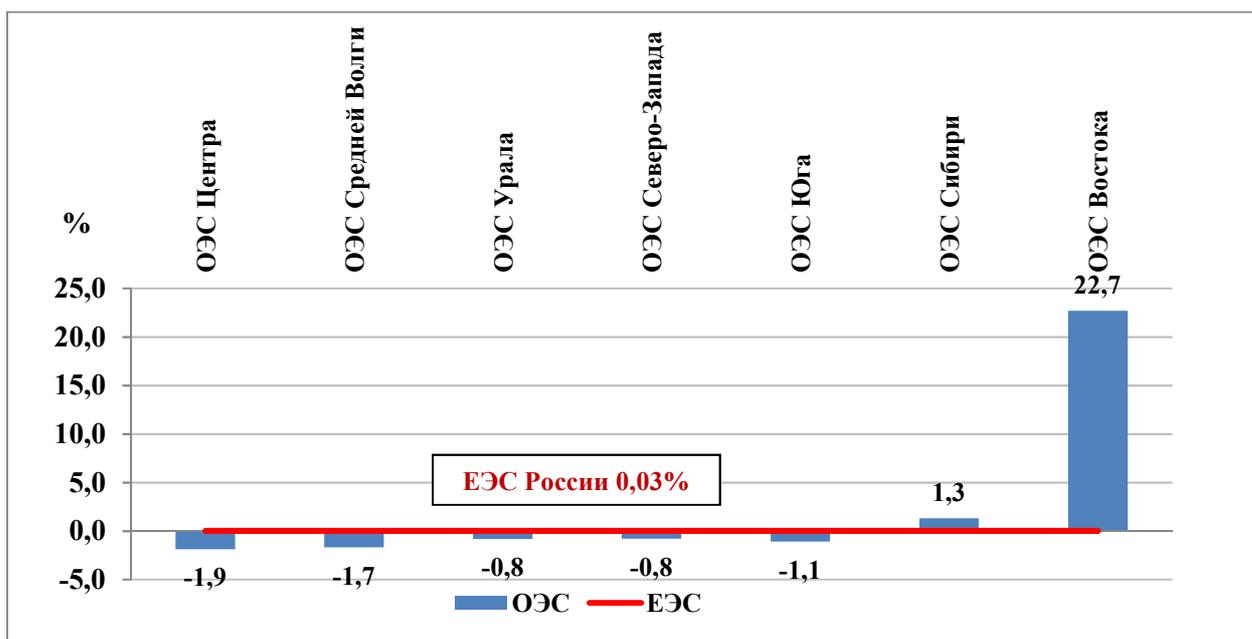


Рисунок 3.3. Изменения объемов электропотребления ОЭС в IV квартале 2019 года в сравнении с аналогичным периодом прошлого года

Значительный прирост потребления электроэнергии в ОЭС Востока 22,7% обусловлен присоединением к энергосистеме с января 2019 года, работавших ранее изолированно, Западного и Центрального энергорайонов энергосистемы Республики Саха (Якутия), в IV квартале объемы потребления электроэнергии в указанных энергорайонах составили соответственно 1 139,9



и 527,5 млн кВт·ч. Без учета вновь присоединенных энергорайонов прирост потребления в ОЭС Востока в IV квартале 2019 года составил 5,3%.

На рисунке 3.4, отражающем качественное влияние температурного фактора на потребление электрической энергии, представлены относительные изменения электропотребления и абсолютные значения отклонений среднедекадной температуры наружного воздуха по декадам отчетного периода относительно аналогичных показателей прошлого года.

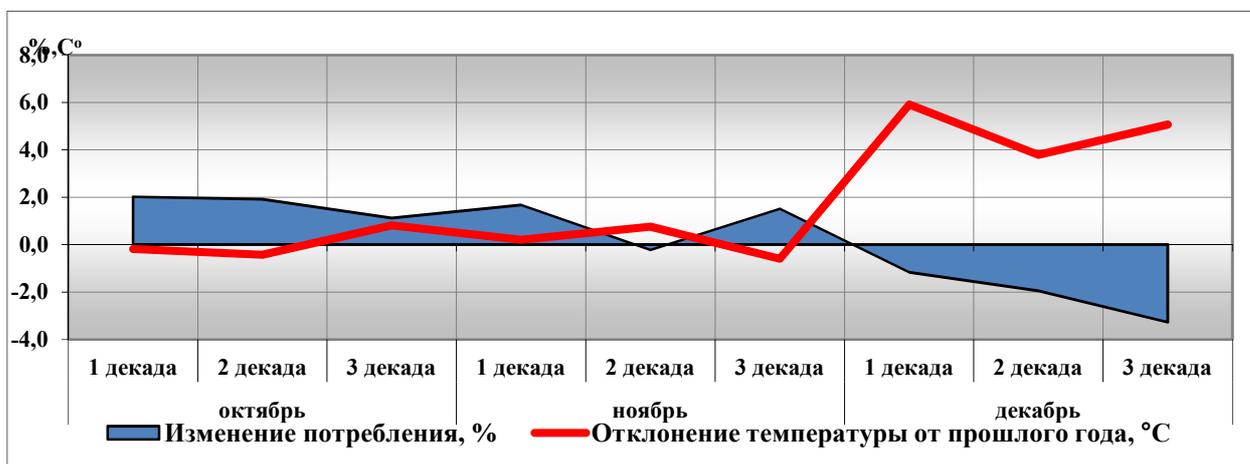


Рисунок 3.4 Изменение потребления электроэнергии и отклонение среднедекадной температуры наружного воздуха в ЕЭС России в IV квартале 2019 года

Оценочное влияние температурного фактора на изменение уровня электропотребления по объединенным энергосистемам и ЕЭС России в целом в IV квартале и в целом за 2019 год, представлено в таблице 3.5.

В IV квартале снижение квартального объема электропотребления в ЕЭС России из-за влияния температурного фактора (на фоне повышения среднеквартальной температуры в энергосистеме на 1,7°C) оценивается величиной около 2,5 млрд кВт·ч, или -0,9%. Повышение среднегодовой температуры в ЕЭС России составило 0,9°C при этом влияние температурного фактора на снижение годового объема потребления электроэнергии в энергосистеме оценивается на уровне 6,8 млрд кВт·ч или -0,6%.

**Оценочное влияние температурного фактора на изменение уровня
электропотребления в IV квартале и всего за 2019 год**

Энергосистема	Октябрь			Ноябрь			Декабрь			IV квартал			2019 год		
	ΔТ (°С)	Δ Потр. От прив. к Т (°С) прошл. года (млн кВт·ч)	%	ΔТ (°С)	Δ Потр. От прив. к Т (°С) прошл. года (млн кВт·ч)	%	ΔТ (°С)	Δ Потр. От прив. к Т (°С) прошл. года (млн кВт·ч)	%	ΔТ (°С)	Δ Потр. От прив. к Т (°С) прошл. года (млн кВт·ч)	%	ΔТ (°С)	Δ Потр. От прив. к Т (°С) прошл. года (млн кВт·ч)	%
ЕЭС России	0,1	-79	-0,1	0,1	-236	-0,2	4,9	-2 247	-2,2	1,7	-2 561	-0,9	0,9	-6 849	-0,6
ОЭС Центра	1,2	-145	-0,7	2,4	-314	-1,4	6,3	-849	-3,5	3,3	-1 309	-2,0	1,2	-2 440	-1,0
ОЭС Средней Волги	1,5	-98	-1,1	1,1	-61	-0,6	4,1	-207	-2,0	2,2	-367	-1,2	1,0	-900	-0,8
ОЭС Урала	0,4	-47	-0,2	-0,1	19	0,1	4,0	-351	-1,4	1,4	-379	-0,5	1,3	-1 264	-0,5
ОЭС Северо-Запада	-1,1	49	0,6	-1,5	58	0,7	4,2	-176	-1,9	0,5	-69	-0,3	-0,1	-151	-0,2
ОЭС Юга	-0,2	12	0,1	2,0	-163	-1,8	2,1	-179	-1,8	1,3	-331	-1,2	0,2	-785	-0,8
ОЭС Сибири	-1,2	111	0,6	-1,8	156	0,8	7,8	-539	-2,6	1,6	-271	-0,5	1,4	-1 176	-0,6
ОЭС Востока	-2,4	40	1,2	-4,6	69	1,8	-4,0	55	1,2	-3,7	164	1,4	-0,9	-133	-0,3

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

Увеличение расхода электроэнергии на собственные, производственные и хозяйственные нужды на атомных электростанциях ЕЭС России в IV квартале 2019 года не наблюдалось, в тоже время с учетом ввода в эксплуатацию в мае 2019 года энергоблока №7 на Нововоронежской АЭС расход электроэнергии на собственные нужды электростанции в отчетном периоде составил 495,9 млн кВт·ч, что на 167,8 млн кВт·ч или 51,1% выше аналогичного показателя в IV квартале 2018 года.

Снижение объемов потребления электроэнергии наблюдалось на крупных предприятиях машиностроения, металлургической, добывающей и деревообрабатывающей промышленности.

В IV квартале 2019 года увеличение объемов потребления электроэнергии наблюдалось на промышленном предприятии ЗАО «Богучанский алюминиевый завод» в границах энергосистемы Красноярского края и Республики Тыва и 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: ООО «Лукойл-Нижегороднефтеоргсинтез» в энергосистеме Нижегородской области, АО «ТАНЕКО» в энергосистеме Республики Татарстан, ПАО «Уфаоргсинтез» в энергосистеме Республики Башкортостан, ООО «Нижевартовский ГПЗ» в энергосистеме Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого АО и ПАО «Акрон» в энергосистеме Новгородской области.

Увеличение потребления электроэнергии на предприятиях нефтепроводного транспорта наблюдалось на ООО «Транснефть – Балтика» на территории энергосистемы Ярославской области, АО «Транснефть-Прикамье», АО «Транснефть Приволга» в границах энергосистемы Республики Татарстан, АО «Транснефть-Прикамье» на территории энергосистемы Пермского края, ОАО «Сибнефтепровод» в энергосистеме Свердловской области, ООО «Балттранснефтепродукт» на территории энергосистемы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, АО «Транснефть-Приволга» в энергосистеме Волгоградской области, АО «КТК-Р» в энергосистемах Республики Калмыкия, Республики Адыгея и Краснодарского края и в энергосистеме Ставропольского края, ООО «Транснефть - Дальний Восток» в границах энергосистем Амурской области и Южно-Якутского энергорайона энергосистемы Республики Саха (Якутия).

В IV квартале 2019 года отмечен рост объемов потребления электроэнергии на предприятиях газопроводного транспорта: ООО «Газпром трансгаз Москва» на территориях энергосистем Липецкой и Тамбовской областей, ООО «Газпром трансгаз Ухта» в границах энергосистемы Ярославской области, ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород» в энергосистеме Республики Марий Эл, ООО «Газпром трансгаз Самара» в энергосистеме Самарской области, ООО «Газпром трансгаз Сургут» в границах энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого АО, ООО «Газпром трансгаз Томск» в энергосистеме Томской области.

При этом следует отметить снижение объемов потребления электроэнергии на предприятиях добывающей промышленности: АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз», ООО «РН – Юганскнефтегаз», ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь», ПАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» в границах энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого АО.



В IV квартале 2019 года на Metallургических предприятиях значительное снижение объемов потребления электроэнергии наблюдалось на ООО «НЛМК-Калуга» в энергосистеме Калужской области, ПАО «НЛМК» и АО «Уральская Сталь» в энергосистемах Липецкой и Оренбургской областей, АО «Челябинский электрометаллургический комбинат» в энергосистеме Челябинской области, ООО «ТФЗ» (Тихвинский ферросплавный завод) в энергосистеме г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, ПАО «Таганрогский металлургический комбинат» в границах энергосистемы Ростовской области а также на металлургическом предприятии ПАО «Электроцинк» в энергосистеме Республики Северная Осетия-Алания.

В отчетном периоде наблюдалось снижение потребления электроэнергии на крупных машиностроительных предприятиях ООО "Автокомпоненты-группа ГАЗ" и АО «АвтоВАЗ» в энергосистемах Нижегородской и Самарской областей.

На предприятиях деревообрабатывающей промышленности в отчетном периоде отмечено снижение электропотребления. Значительно снизили потребление АО «Соликамскбумпром» в энергосистеме Пермского края, АО «Кондопожский ЦБК» в энергосистеме Республики Карелия и АО «Монди СЛПК» в границах энергосистемы Республики Коми.

Потребление электроэнергии в ЕЭС России железнодорожным транспортом на 2,6% ниже уровня IV квартала прошлого года. При этом отмечен рост потребления электроэнергии предприятиями железнодорожного транспорта во всех энергосистемах ОЭС Востока, наиболее значительное увеличение электропотребления ОАО «РЖД» наблюдалось в энергосистеме Приморского края.

Потребление электроэнергии в границах территориальных энергосистем, по объединенным энергосистемам и ЕЭС России в целом по месяцам IV квартала 2019 года, суммарно за квартал и нарастающим итогом с начала года в сравнении с аналогичными периодами 2018 года представлено в таблице 3.6.



Потребление электроэнергии в ЕЭС России в IV квартале 2019 года

Энергосистема	Отчетный период									
	Октябрь млн кВт·ч	% к пр. году	Ноябрь млн кВт·ч	% к пр. году	Декабрь млн кВт·ч	% к пр. году	IV кв 2019 года, млн кВт·ч	% к пр. году	Нараст. итог с начала года	% к пр. году
ЕЭС России	89 820,6	101,6	95 217,4	100,9	101 122,2	97,8	286 160,1	100,0	1 059 361,6	100,4
ОЭС Центра	20 799,7	100,2	21 785,5	98,7	23 106,0	95,8	65 691,2	98,1	241 945,9	99,7
Белгородской области	1 356,3	98,7	1 385,4	98,7	1 447,0	99,5	4 188,6	98,9	15 940,0	100,2
Брянской области	372,8	97,5	382,6	94,5	402,6	89,9	1 157,9	93,8	4 294,5	97,5
Владимирской области	601,8	98,6	622,7	97,0	647,1	92,2	1 871,5	95,8	6 990,9	98,8
Вологодской области	1 155,4	99,4	1 172,0	98,3	1 257,2	95,0	3 584,6	97,5	13 969,3	99,7
Воронежской области	987,3	102,7	1 082,1	106,3	1 143,7	102,6	3 213,2	103,8	11 715,8	103,8
Ивановской области	307,8	99,3	315,9	96,5	337,5	94,9	961,1	96,8	3 482,7	99,2
Калужской области	613,1	101,6	637,9	99,1	656,4	94,7	1 907,4	98,3	6 820,5	98,5
Костромской области	308,8	97,8	307,6	93,6	323,9	91,5	940,3	94,2	3 620,0	100,6
Курской области	747,1	99,1	762,9	97,1	808,1	97,0	2 318,1	97,7	8 501,7	99,0
Липецкой области	1 081,1	99,1	1 177,9	100,3	1 292,6	100,8	3 551,6	100,1	12 884,4	99,0
г. Москвы и Московской области	9 249,2	100,2	9 767,4	97,9	10 451,0	95,0	29 467,6	97,5	107 694,2	99,5
Орловской области	247,0	101,5	256,9	98,8	264,4	94,7	768,3	98,2	2 802,9	98,7
Рязанской области	574,5	103,1	589,0	101,7	607,2	95,2	1 770,7	99,8	6 531,8	100,4
Смоленской области	574,1	107,4	591,0	106,0	616,5	102,5	1 781,6	105,2	6 256,5	99,3
Тамбовской области	317,8	101,6	332,1	100,5	349,6	99,6	999,5	100,5	3 622,5	102,4
Тверской области	685,6	93,6	717,2	93,7	729,6	86,3	2 132,4	91,0	8 245,4	96,2
Тульской области	887,3	101,3	921,2	100,2	971,1	97,0	2 779,6	99,4	10 289,9	102,7



Энергосистема	Отчетный период									
	Октябрь млн кВт·ч	% к пр. году	Ноябрь млн кВт·ч	% к пр. году	Декабрь млн кВт·ч	% к пр. году	IV кв 2019 года, млн кВт·ч	% к пр. году	Нараст. итог с начала года	% к пр. году
Ярославской области	732,8	103,0	763,8	100,9	800,7	96,2	2 297,3	99,9	8 283,0	100,3
ОЭС Средней Волги	9 199,8	99,5	9 701,3	98,9	10 295,7	96,7	29 196,8	98,3	109 085,2	99,0
Республики Марий Эл	235,5	97,5	244,3	110,3	267,5	104,7	747,4	104,0	2 660,9	101,8
Республики Мордовия	295,9	102,3	301,8	101,7	326,6	102,0	924,2	102,0	3 335,1	100,5
Нижегородской области	1 793,8	101,0	1 844,2	97,0	1 936,2	92,4	5 574,2	96,6	20 897,6	100,4
Пензенской области	427,1	96,3	446,2	94,9	472,8	96,5	1 346,1	95,9	4 943,6	97,4
Самарской области	1 939,2	98,5	2 083,4	99,0	2 225,7	97,8	6 248,3	98,4	23 262,7	97,5
Саратовской области	1 011,5	94,6	1 080,7	97,3	1 170,6	94,2	3 262,9	95,3	12 675,8	94,8
Республики Татарстан	2 559,8	101,4	2 719,6	100,3	2 873,1	99,3	8 152,5	100,3	30 590,2	101,3
Ульяновской области	490,1	100,0	514,9	98,4	536,8	94,7	1 541,9	97,6	5 611,6	96,0
Чувашской Республики	446,7	101,1	466,1	99,3	486,4	95,6	1 399,2	98,6	5 107,7	100,2
ОЭС Урала	22 210,6	100,0	23 112,4	100,1	24 156,3	97,6	69 479,3	99,2	260 357,0	99,7
Республики Башкортостан	2 356,5	103,3	2 465,7	98,4	2 625,3	97,1	7 447,4	99,4	27 430,0	99,4
Кировской области	616,4	97,4	635,7	98,5	670,8	95,9	1 922,9	97,2	7 153,9	98,0
Курганской области	386,6	99,7	411,1	99,4	437,2	95,7	1 235,0	98,2	4 442,3	98,1
Оренбургской области	1 263,3	95,9	1 355,2	97,9	1 438,0	96,0	4 056,6	96,6	15 457,6	96,6
Пермского края	2 019,0	97,4	2 112,0	97,7	2 204,6	95,7	6 335,6	96,9	23 912,8	97,8
Свердловской области	3 678,0	99,3	3 820,7	98,5	3 967,9	95,2	11 466,6	97,6	43 078,8	99,1
Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого АО	8 036,6	101,3	8 317,1	101,9	8 604,8	99,7	24 958,5	100,9	93 595,6	101,3
Удмуртской Республики	838,0	99,8	861,4	98,8	912,2	97,5	2 611,7	98,7	9 702,4	99,0
Челябинской области	3 016,2	99,4	3 133,4	102,1	3 295,5	98,1	9 445,1	99,8	35 583,5	100,0



Энергосистема	Отчетный период									
	Октябрь млн кВт·ч	% к пр. году	Ноябрь млн кВт·ч	% к пр. году	Декабрь млн кВт·ч	% к пр. году	IV кв 2019 года, млн кВт·ч	% к пр. году	Нараст. итог с начала года	% к пр. году
ОЭС Северо-Запада	8 248,5	101,9	8 544,1	100,7	8 990,3	95,5	25 782,9	99,2	94 959,1	99,9
Архангельской области и Ненецкого АО	629,9	102,4	668,5	102,1	695,5	95,1	1 993,9	99,6	7 317,8	99,1
Калининградской области	379,7	102,2	403,4	101,3	437,3	97,4	1 220,4	100,1	4 451,9	100,3
Республики Карелия	683,0	101,6	711,0	104,4	746,2	100,2	2 140,3	102,0	7 846,5	98,9
Республики Коми	776,9	100,0	812,6	99,7	844,5	98,4	2 434,0	99,3	9 029,8	99,1
Мурманской области	1 110,5	104,1	1 157,7	106,7	1 186,1	99,0	3 454,3	103,1	12 721,4	101,5
Новгородской области	388,0	103,3	386,7	98,1	418,2	95,1	1 192,9	98,6	4 462,7	101,8
Псковской области	187,6	97,0	196,1	96,2	208,8	92,1	592,5	94,9	2 211,4	98,5
г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	4 092,9	101,7	4 207,9	99,0	4 453,8	93,5	12 754,6	97,8	46 917,5	99,8
ОЭС Юга	7 994,8	100,9	8 967,0	99,1	9 706,3	97,1	26 668,1	98,9	101 282,7	99,0
Астраханской области	329,5	99,9	388,6	98,9	419,2	95,0	1 137,2	97,7	4 285,9	96,9
Волгоградской области	1 314,1	100,5	1 461,3	104,3	1 554,3	98,5	4 329,7	101,0	16 223,9	98,3
Республики Дагестан	489,0	103,0	635,7	102,9	721,4	101,6	1 846,1	102,4	6 652,0	102,5
Республики Ингушетия	64,8	103,6	74,5	105,3	81,8	100,2	221,1	102,9	807,1	105,0
Кабардино-Балкарской Республики	134,4	98,6	150,1	99,5	163,9	96,8	448,4	98,2	1 676,9	100,1
Республики Калмыкия	66,0	123,1	73,4	104,5	78,0	102,5	217,4	108,7	782,0	102,4
Карачаево-Черкесской Республики	108,1	92,2	137,4	102,7	146,8	101,5	392,4	99,1	1 382,3	102,1
Республики Адыгея и Краснодарского края	2 160,4	101,4	2 347,8	98,2	2 558,3	98,1	7 066,5	99,1	27 628,0	99,7



Энергосистема	Отчетный период									
	Октябрь млн кВт·ч	% к пр. году	Ноябрь млн кВт·ч	% к пр. году	Декабрь млн кВт·ч	% к пр. году	IV кв 2019 года, млн кВт·ч	% к пр. году	Нараст. итог с начала года	% к пр. году
Ростовской области	1 520,5	99,8	1 643,8	94,6	1 713,6	91,0	4 877,9	94,8	18 881,9	97,5
Республики Северная Осетия – Алания	142,4	88,1	165,1	103,2	177,1	97,4	484,6	96,3	1 720,6	83,9
Ставропольского края	818,1	98,3	934,5	98,3	1 002,7	98,0	2 755,3	98,2	10 354,8	97,7
Чеченской Республики	255,6	111,3	292,1	109,7	319,3	112,7	867,0	111,3	3 044,5	106,3
Республики Крым и г. Севастополя	591,9	105,2	662,8	94,3	769,7	94,3	2 024,4	97,3	7 842,8	101,4
ОЭС Сибири	18 005,6	103,3	19 207,1	102,8	20 377,6	98,3	57 590,3	101,3	211 423,3	100,6
Республики Алтай и Алтайского края	897,2	100,1	977,9	99,8	1 030,7	95,1	2 905,8	98,2	10 608,0	98,3
Республики Бурятия	471,7	102,7	513,0	99,9	574,1	97,7	1 558,9	99,9	5 549,7	100,3
Забайкальского края	701,7	105,8	747,1	103,7	827,7	100,1	2 276,5	103,0	8 145,6	102,3
Иркутской области	4 732,9	104,2	5 099,1	103,1	5 519,0	99,3	15 350,9	102,0	55 480,6	100,8
Кемеровской области	2 706,7	102,1	2 810,7	102,4	2 905,9	97,2	8 423,3	100,5	31 754,5	99,2
Красноярского края и Республики Тыва	4 081,2	107,2	4 261,2	105,5	4 496,0	101,5	12 838,4	104,6	47 816,1	103,8
Новосибирской области	1 406,4	102,5	1 598,2	102,5	1 669,4	94,9	4 674,0	99,7	16 381,1	99,1
Омской области	880,9	96,8	1 000,8	99,7	1 055,3	93,7	2 937,0	96,6	10 681,2	97,0
Томской области	707,8	100,7	777,7	101,2	807,3	96,0	2 292,8	99,1	8 322,4	99,7
Республики Хакасия	1 419,1	99,5	1 421,3	100,3	1 492,3	98,1	4 332,7	99,3	16 684,1	99,1
ОЭС Востока	3 361,6	123,1	3 900,0	124,3	4 489,9	121,1	11 751,6	122,7	40 308,4	117,9
Амурской области	770,0	109,9	855,4	108,0	958,3	105,2	2 583,7	107,5	8 862,8	105,1
Приморского края	1 022,0	101,2	1 248,3	105,0	1 495,1	101,8	3 765,4	102,7	13 345,5	99,6
Хабаровского края и Еврейской АО	868,4	106,1	1 008,1	107,0	1 142,6	103,3	3 019,1	105,3	10 487,1	103,0



Энергосистема	Отчетный период									
	Октябрь млн кВт·ч	% к пр. году	Ноябрь млн кВт·ч	% к пр. году	Декабрь млн кВт·ч	% к пр. году	IV кв 2019 года, млн кВт·ч	% к пр. году	Нараст. итог с начала года	% к пр. году
Республики Саха (Якутия)	701,2	114,3	788,3	107,1	893,9	109,1	2 383,4	109,9	7 613,0	107,0



В таблице 3.7 представлен перечень энергосистем со значительным отклонением динамики электропотребления в IV квартале 2019 года от общесистемной.

Таблица 3.7

Относительные изменения объемов потребления электроэнергии в энергосистемах, значительно отличающиеся от общей динамики потребления в ОЭС в IV квартале 2019 года

Энергосистема	% к пр. году	Основные влияющие факторы
ОЭС Центра	-1,9	
Брянской области	-6,2	Снижение электропотребления: – Мелкомоторная нагрузка, население и приравненные к нему группы потребителей; – АО «Транснефть - Дружба»; – ОАО «РЖД»; – Потери в сетях ЕНЭС.
Владимирской области	-4,2	Снижение электропотребления: – Мелкомоторная нагрузка, население и приравненные к нему группы потребителей; – ОАО «РЖД»; – Потери в сетях ЕНЭС
Воронежской области	+3,8	Рост электропотребления: – АО «Воронежсинтезкаучук»; – СН Нововоронежской АЭС; – ОАО «РЖД».
Костромской области	-5,8	Снижение электропотребления: – Мелкомоторная нагрузка, население и приравненные к нему группы потребителей; – ООО «СВИСС КРОНО»; – СН электростанций; – ОАО «РЖД».
Смоленской области	+5,2	Рост электропотребления: – СН Смоленской АЭС; – Потери в сетях ЕНЭС.
Тамбовской области	+0,5	Рост электропотребления: – ОАО «МН Дружба»; – ОАО «Юго-Запад транснефтепродукт»; – ООО «Газпром трансгаз Москва»; – ОАО «РЖД»; – СН электростанций.
Тверской области	-9,0	Снижение электропотребления: – Мелкомоторная нагрузка, население и приравненные к нему группы потребителей; – ОАО «МН Дружба»; – ООО «Балтнефтепровод»; – ОАО «РЖД»; – СН Калининской АЭС; – Потери в сетях ЕНЭС.



Энергосистема	% к пр. году	Основные влияющие факторы
ОЭС Средней Волги	-1,7	
Республики Марий Эл	+4,0	Рост электропотребления: – ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород».
Республики Мордовия	+2,0	Рост электропотребления: – Мелкомоторная нагрузка, население и приравненные к нему группы потребителей; – Потери в сетях ЕНЭС.
Пензенской области	-4,1	Снижение электропотребления: – Мелкомоторная нагрузка, население и приравненные к нему группы потребителей; – АО «Транснефть – Дружба»; – ОАО «МН "Дружба»; – ОАО «РЖД»; – СН электростанций; – Потери в сетях ЕНЭС.
Саратовской области	-4,7	Снижение электропотребления: – Мелкомоторная нагрузка, население и приравненные к нему группы потребителей; – ООО «Газпром трансгаз Саратов»; – ООО «Саратоворгсинтез»; – ОАО «Саратовнефтегаз»; – ПАО «Саратовский нефтеперерабатывающий завод»; – СН ТЭС и Балаковской АЭС; – Потери в сетях ЕНЭС. Рост электропотребления: – АО «Транснефть-Приволга»; – ОАО «РЖД»; – АО «Северсталь – Сортовой завод Балаково».
ОЭС Урала	-0,8	
Оренбургской области	-3,4	Снижение электропотребления: – ООО «Газпром добыча Оренбург»; – ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург»; – АО «Уральская Сталь»; – АО «Оренбургнефть»; – ОАО «РЖД»; – СН электростанций; – Потери в сетях ЕНЭС. Рост электропотребления: – ПАО «Орскнефтеоргсинтез»; – Мелкомоторная нагрузка, население и приравненные к нему группы потребителей.
Пермского края	-3,1	Снижение электропотребления: – Мелкомоторная нагрузка, население и приравненные к нему группы потребителей; – АВИСМА филиал ПАО «Корпорация ВСМПО-АВИСМА» – ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь»; – АО «Соликамскбумпром»; – ООО «Газпром трансгаз Чайковский»;



Энергосистема	% к пр. году	Основные влияющие факторы
		<ul style="list-style-type: none"> – СН электростанций; – Потери в сетях ЕНЭС. <p>Рост электропотребления:</p> <ul style="list-style-type: none"> – ООО «ЕвроХим-Усольский калийный комбинат»; – АО «Транснефть-Прикамье».
ОЭС Северо-Запада	-0,8	
Республики Карелия	+2,0	<p>Рост электропотребления:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Мелкомоторная нагрузка, население и приравненные к нему группы потребителей; – АО «РУСАЛ УРАЛ» филиал «РУСАЛ НАДВОИЦЫ» (СУАЛ Надвоицкий АЗ); – АО «Карельский окатыш»; – Потери в сетях ЕНЭС. <p>Снижение электропотребления:</p> <ul style="list-style-type: none"> – АО «Сегежский ЦБК»; – ОАО «Кондопожский ЦБК»; – ОАО «РЖД».
Мурманской области	+3,1	<p>Рост электропотребления:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Мелкомоторная нагрузка, население и приравненные к нему группы потребителей; – Комбинат «Североникель» АО «Кольская ГМК»; – АО «РУСАЛ УРАЛ» филиал «РУСАЛ КАНДАЛАКША» (СУАЛ Кандалакшский АЗ); – АО «Олкон» (Оленегорский ГОК); – АО «Ковдорский ГОК»; – АО «Апатит»; – СН Кольской АЭС; – Потери в сетях ЕНЭС. <p>Снижение электропотребления:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Комбинат «Печенганикель» АО «Кольская ГМК»; – ОАО «РЖД».
Псковской области	-5,1	<p>Снижение электропотребления:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Мелкомоторная нагрузка, население и приравненные к нему группы потребителей; – ООО «Балтнефтепровод»; – СН электростанций; – Потери в сетях ЕНЭС.
ОЭС Юга	-1,1	
Волгоградской области	+1,0	<p>Рост электропотребления:</p> <ul style="list-style-type: none"> – АО «Волжский Трубный завод»; – АО «СУАЛ» филиал «Волгоградский алюминиевый завод»; – АО «Транснефть-Приволга»; – ОАО «РЖД»; – АО «ВМК «Красный Октябрь»»; – АО «Себряковцемент»; – АО «Волжский азотно-кислородный завод»;



Энергосистема	% к пр. году	Основные влияющие факторы
		– СН электростанций. Снижение электропотребления: – Мелкомоторная нагрузка, население и приравненные к нему группы потребителей; – ООО «ЕвроХим-ВолгаКалий»; – ОАО «Волжский абразивный завод»; – Потери в сетях ЕНЭС.
Республики Дагестан	+2,4	Рост электропотребления: – Мелкомоторная нагрузка, население и приравненные к нему группы потребителей; – АО "Черномортранснефть"; – ОАО «РЖД». – Потери в сетях ЕНЭС.
Республики Ингушетия	+2,9	Рост электропотребления: – Мелкомоторная нагрузка, население и приравненные к нему группы потребителей.
Республики Калмыкия	+8,7	Рост электропотребления: – АО «КТК-Р»; – Потери в сетях ЕНЭС.
Ростовской области	-5,2	Снижение электропотребления: – Мелкомоторная нагрузка, население и приравненные к нему группы потребителей; – ПАО «Таганрогский металлургический комбинат»; – ОАО «Приволжскнефтепровод»; – АО «Черномортранснефть»; – ОАО «РЖД»; – ООО «Ростовский электрометаллургический завод»; – ОАО «Энергопром-Новочеркасский электродный завод»; – СН ТЭС, Ростовской АЭС – Потери в сетях ЕНЭС.
Республики Северная Осетия – Алания	-3,7	Снижение электропотребления: – Мелкомоторная нагрузка, население и приравненные к нему группы потребителей; – ПАО «Электроцинк». Рост электропотребления: – ОАО «Победит»; – ОАО «РЖД».
Чеченской Республики	+11,3	Рост электропотребления: – Мелкомоторная нагрузка, население и приравненные к нему группы потребителей; – ООО «Тепличный комплекс ЮгАгроХолдинг»; – СН электростанций (ввод в эксплуатацию в феврале 2019 года бл.2 Грозненской ТЭС)
ОЭС Сибири	+1,3	
Республики Алтай и Алтайского края	-1,8	Снижение электропотребления: – Мелкомоторная нагрузка, население и приравненные к нему группы потребителей; – ОАО «Алтай-Кокс»;



Энергосистема	% к пр. году	Основные влияющие факторы
		– ОАО «РЖД». Рост электропотребления: – СН электростанций.
Красноярского края и Республики Тыва	+6,4	Рост электропотребления: – ЗАО «Богучанский Алюминиевый Завод»; – Потребители Ванкорского энергорайона; – АО «РУСАЛ Красноярск»; – Золотодобыча (ПАО «Полюс»); – ОАО «РЖД»; – Потери в сетях ЕНЭС. Снижение электропотребления: – Мелкомоторная нагрузка, население и приравненные к нему группы потребителей; – СН электростанций.
Омской области	-3,4	Снижение электропотребления: – Мелкомоторная нагрузка, население и приравненные к нему группы потребителей; – АО «Газпромнефть-ОНПЗ»; – ОАО «РЖД»; – СН электростанций.
Томской области	-0,9	Снижение электропотребления: – АО «Томскнефть» ВНК; – СН электростанций; Рост электропотребления: – АО «Транснефть - Центральная Сибирь»; – ООО «Газпром трансгаз Томск»; – АО «СХК»; – Потери в сетях ЕНЭС.
Республики Хакасия	-0,7	Снижение электропотребления: – АО «РУСАЛ Саяногорск»; – ОАО «РЖД»; – СН электростанций; – Потери в сетях ЕНЭС.
ОЭС Востока	+22,7 (+5,3)*	
Амурской области	+7,5	Рост электропотребления: – Мелкомоторная нагрузка, население и приравненные к нему группы потребителей; – ПАО «Транснефть» (НПС); – ОАО «РЖД»; <u>Золотодобыча:</u> – ОАО «Покровский рудник»; – ООО «Маломырский рудник»; – ООО «Березитовый рудник»; – АО «Прииск Соловьевский»; – СН электростанций; – Потери в сетях ЕНЭС. Снижение электропотребления: – Предприятия угольной промышленности.
Приморского края	+2,7	Рост электропотребления: – Мелкомоторная нагрузка, население и приравненные к нему группы потребителей; – ПАО «Транснефть» (НПС);



Энергосистема	% к пр. году	Основные влияющие факторы
		<ul style="list-style-type: none"> – ОАО «РЖД»; – СН электростанций; Снижение электропотребления: – ЗАО «Система» (завод «Спасскцемент»); – ООО «Дальнегорский ГОК»; – Потери в сетях ЕНЭС.
<p>Южно-Якутский энергорайон энергосистемы Республики Саха (Якутия)</p>	<p>+11,8</p>	<ul style="list-style-type: none"> Рост электропотребления: – ПАО «Транснефть» (НПС); <u>Предприятия угольной промышленности:</u> – АО УК «Нерюнгриуголь»; – ООО «Эльгауголь»; – АО «ГОК «Инаглинский». <u>Золотодобыча:</u> – ОАО «Золото Селигдара»; – АО «Полюс Алдан»; – Потери в сетях ЕНЭС. Снижение электропотребления: – Мелкомоторная нагрузка, население и приравненные к нему группы потребителей; – АО ХК «Якутуголь»; – СН электростанций.

* – Относительная величина изменения квартального объема потребления ОЭС Востока без учета потребления электроэнергии Центрального и Западного энергорайонов энергосистемы Республики Саха (Якутия).

