

ЕЭС СССР и ЕЭС России

ГОСТ 21027-75: Единая энергосистема (ЕЭС) — совокупность объединенных энергосистем (ОЭС), соединённых межсистемными связями, охватывающая значительную часть территории страны при общем режиме работы и имеющая диспетчерское управление.

ЕЭС России— совокупность производственных и иных имущественных объектов электроэнергетики, связанных единым процессом производства (в том числе производства в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии) и передачи электрической энергии в условиях централизованного оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

На сегодняшний день ЕЭС России охватывает практически всю обжитую территорию страны и является крупнейшим в мире централизованно управляемым энергообъединением.

«Положение о мерах координирования параллельных работ электростанций».

- **17 декабря 1921 года** Управление объединенными государственными электрическими станциями Московского района Главэлектро ВСНХ РСФСР письмами № 8310 и № 8348 на подчиненные им электрические станции: общества «Электропередача», Глуховскую, Павловскую, Шатурскую и Ореховскую разослало документы, определившие особую роль системы оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

Р. С. Ф. С. Р.

Главэлектро В. С. Н. Х.

УПРАВЛЕНИЕ
ОБЪЕДИНЕННЫМИ ГОСУДАРСТ-
ВЕННЫМИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИМИ
СТАНЦИЯМИ
МОСКОВСКОГО РАЙОНА

Отдел

Чл. Ф. В.
№ 11
М. 8310 192 *1*

Москва, Раушская набережная, 8
Тел. ММ 5-12-00 Коммутатор
и 2-35-19 Председатель

*Электропередаче
Глуховской
Павловской
Щатурской
Ореховской*

Управление ОГЭС Московского Района
препроводит при сем календарь распределе-
ния нагрузки на Декабрь месяц с.г. и положе-
ния о мерах координирования параллельных ра-
бот Эл.станций.

Станциям предлагается в точности
придерживаться указанного календаря и руко-
водствоваться инструкцией. Если почему либо
станция заранее предвидит невозможность для
себя исполнения программы, она должна тотчас
же сообщать об этом Районному Правлению
с доложением причин.

От всяких отклонениях от заданий ка-
лендаря во время текущей работы станция
обязана немедленно извещать дежурного по
Объединению инженера, который ведет соответ-
ствующий журнал.

Каждая станция должна принимать все
зависящие от нее меры к тому, что бы выпол-
нить программу задания.

Председатель Управления ОГЭС
Моск. Района:

Вн

Формирование ЕЭС СССР и России

Становление энергосистем и объединение их на параллельную работу проводилось с первых лет существования электроэнергетики. **Государственным планом электрификации (ГОЭЛРО)** России предусматривалось строительство 30-ти электростанций и их объединение на параллельную работу на основе единой электрической сети.

В 1932 году был создан первый диспетчерский центр Объединенной Энергосистемы (ОЭС) Урала. В 1945 г. было организовано объединенное диспетчерское управление (ОДУ) Центра, осуществлявшее руководство параллельной работой энергосистем центральной России.

Строительство каскада ГЭС на Волге во второй половине 50-х годов и промышленное освоение напряжения 500 кВ дали новый толчок формированию объединенных энергосистем Центра, Средней Волги и Урала и их включению на параллельную работу.

В первой половине 60-х годов развернулось массовое строительство новых конденсационных тепловых станций (КЭС) с блоками до 300 МВт, крупных ГЭС в Сибири, линий электропередачи напряжением до 500кВ.

Параллельная работа ОЭС Урала, Средней Волги и Центра потребовала диспетчерской координации их режимов. Функции координатора и вопросы согласованного развития ОЭС были возложены на ОДУ Центра с дальнейшим преобразованием его в ОДУ Европейской части ЕЭС.

В конце 60-х годов создались условия для формирования Единой энергосистемы страны.

Для централизованного управления функционированием ЕЭС СССР в 1969 году впервые в мире было создано было организовано трехуровневое централизованное диспетчерское управление: ЦДУ ЕЭС - ОДУ ОЭС- диспетчерские центры ЭС.

Одной из важнейших задач создания ЕЭС СССР было подключение на параллельную работу энергообъединений, работавших изолированно.

В достаточно короткие сроки на параллельную работу в составе ЕЭС СССР были включены ОЭС Украины, Северного Кавказа и Закавказья.

Были созданы предпосылки для развития связей с энергосистемами стран-членов СЭВ и интенсивного обмена электроэнергией между ними.

В 1978 году был сделан важный шаг к завершению формирования ЕЭС - вслед за подключением ОЭС Казахстана на параллельную работу к ЕЭС СССР присоединилась ОЭС Сибири, а в 1979 году началась параллельная работа ЕЭС СССР и ОЭС стран-членов СЭВ.

В 80-е годы ЕЭС вместе с отдельно работающими ОЭС Средней Азии и ОЭС Востока охватила всю обжитую часть территории СССР.

Производство электроэнергии достигло 1,3 триллиона кВт.ч, а к 1990 г. - 1,6 триллиона кВт.ч.

В Европейской части ЕЭС сформировалась развитая сеть 500 кВ-750 кВ, а в Азиатской части ЕЭС одновременно с развитием сети 500 кВ, осваивалось напряжение 1150кВ.

Были введены крупнейшие энергоблоки 500-800-1200 МВт на тепловых электростанциях и 1000-1500 МВт на АЭС. Завершено сооружение крупнейших ГЭС Сибири.

Управление ЕЭС СССР - гигантским синхронно-работающим объединением, достигавшим с Запада на Восток 7 тыс. км и с Севера на Юг более 3 тыс. км, представляло собой сложнейшую инженерную задачу, не имевшую аналогов в мире.

ЦДУ ЕЭС СССР вместе с научными и проектными институтами разработало концепцию управляемости, живучести и надежности энергосистем и ЕЭС в целом.

В конце 80-х - начале 90-х годов средства диспетчерского и технологического управления получили дальнейшее широкое развитие.

Развернуты большие работы по развитию систем и средств связи, продолжалось создание волоконно-оптических линий связи, общая протяженность которых достигла в 1998 году более 6500 км.

Смена форм собственности в электроэнергетике, переход к рыночным отношениям поставили новые задачи в области диспетчерско-технологического управления.

Введение рыночных отношений в ЕЭС России, имеющую большую протяженность и ограниченные пропускные способности межсистемных связей, предъявляет особо высокие требования к приоритетному обеспечению нормативов надежности и устойчивости ЕЭС и ОЭС.

Нужны не только организационные меры для обеспечения надежности и устойчивости, но и эффективные экономические механизмы оплаты:

- за резервную мощность,**
- за участие в регулировании частоты и перетоков,**
- за привлечение к управляющим воздействиям ПА.**

Структура ЕЭС России после реформирования.



Межсистемные и высоковольтные линии электропередач объединены в Федеральную сетевую компанию (ФСК).

Основные направления деятельности ФСК:

управление Единой национальной (общероссийской) электрической сетью;
предоставление услуг субъектам оптового рынка электрической энергии по передаче электрической энергии и присоединению к электрической сети;
инвестиционная деятельность в сфере развития Единой национальной (общероссийской) электрической сети;
поддержание в надлежащем состоянии электрических сетей;
технический надзор за состоянием сетевых объектов.

Государство берет на себя обязательство гарантировать равный доступ к сетям каждому производителю и потребителю энергии.

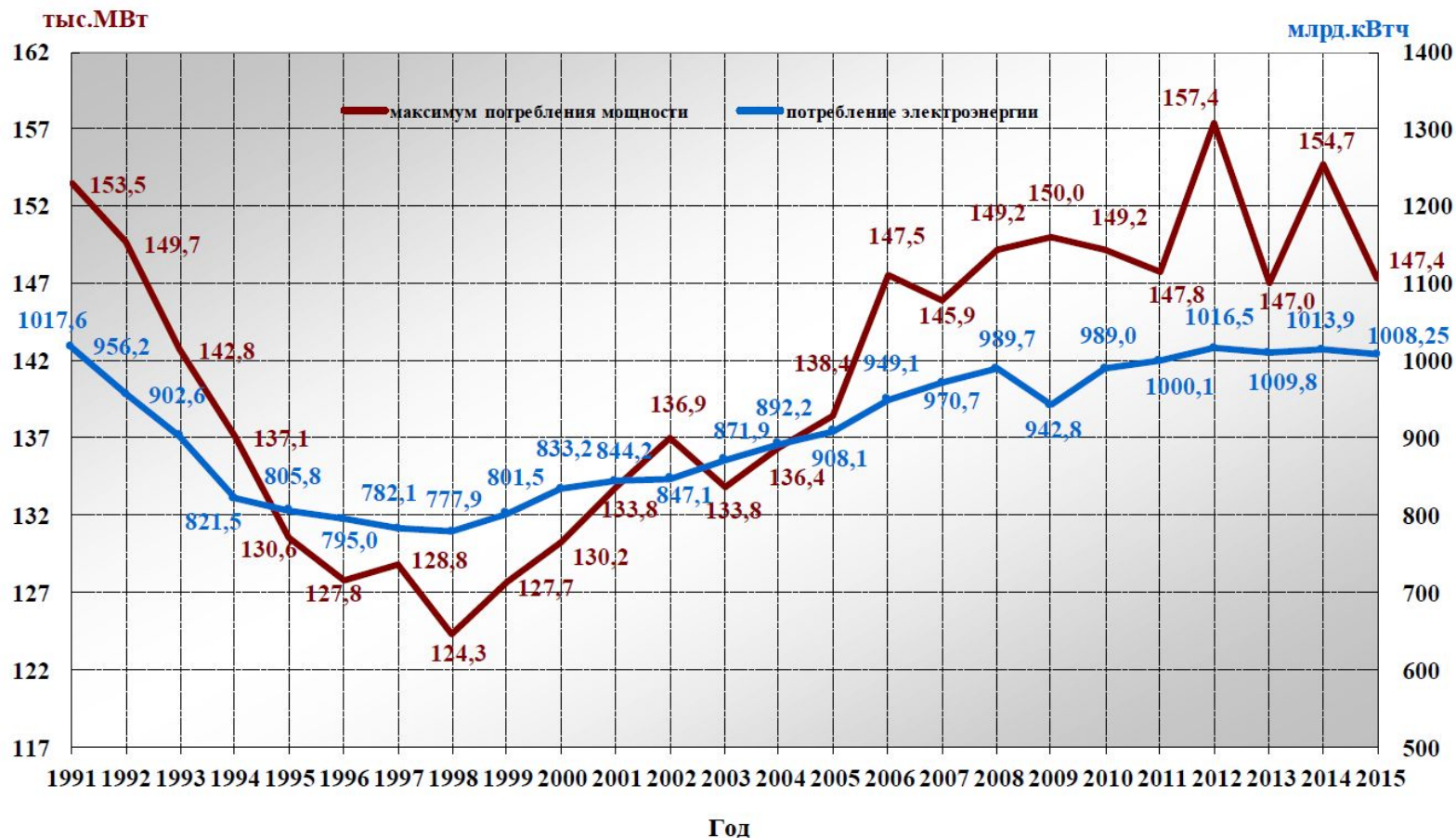
**Диспетчеризацию потоков электроэнергии осуществляет подконтрольная государству компания, системный оператор
ОАО "СО-ЦДУ ЕЭС" (Системный оператор).**

Цены на электроэнергию формируются в результате торгов, которые проводит некоммерческое партнерство "Администратор торговой системы".

Государство устанавливает тарифы на услуги по диспетчеризации и транспорту электроэнергии по межсистемным и распределительным сетям.

Цена на электроэнергию, выработанную на отдельных электростанциях, формируются на основе соотношения спроса и предложения на рынке электроэнергии.

Динамика потребления мощности и энергии по ЕЭС России



Структура технологических потерь электроэнергии при передаче по электрическим сетям

- **Фактические (отчетные) потери** электроэнергии - разность между поступлением (поставкой) электрической энергии в электрическую сеть и отпуском электрической энергии из сети, (объемом электрической энергии, потребленной энергопринимающими устройствами и субъектами).
- **Технологические потери (расход)** электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям включают в себя технические потери в оборудовании электрических сетей, обусловленных физическими процессами, происходящими при передаче электроэнергии) (с учетом расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций и потери, обусловленные допустимыми погрешностями системы учета электроэнергии).
- Технологические потери определяются расчетным путем

$$D W_{\text{технол}} = D W_{\text{тех}} + D W_{\text{сн}} + D W_{\text{уч.}}$$

Утверждению Минэнерго подлежат технологические потери электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям для территориальных сетевых организаций (ТСО), федеральной и межрегиональных сетевых компаний (ФСК и МРСК).

Отчетные потери выше, чем технологические потери.

Коммерческие потери электроэнергии

- **потери из-за погрешностей системы учета электроэнергии; потери при выставлении счетов,**
обусловленные неточностью данных о потребителях электроэнергии, ошибками при выставлении счетов;
- **потери при востребовании оплаты,**
обусловленные оплатой позже установленной даты, долговыми или безнадежными долгами и неоплаченными счетами;
- **потери из-за хищений электроэнергии.**
В российских энергосистемах главными причинами наличия коммерческих потерь традиционно являются недостаточный и недостоверный учет, хищения электроэнергии не только в коммунально-бытовом, но и в промышленном секторе. Кроме того, появилась мотивация к применению все более изощренных методов и средств хищений электроэнергии.

Снижение потерь электроэнергии в электрических сетях – комплексная государственная организационно-техническая проблема, требующая совершенствования нормативно-правовой базы по учету электроэнергии, взаимодействию сетевых и сбытовых организаций.

Приоритетным путем снижения технических потерь электроэнергии являются оптимизация режимов и модернизация электрических сетей.

Стратегическое направление снижения коммерческих потерь электроэнергии – совершенствование систем учета, внедрение АСКУЭ и защита учета от несанкционированного доступа.

•

Установленная мощность электростанций

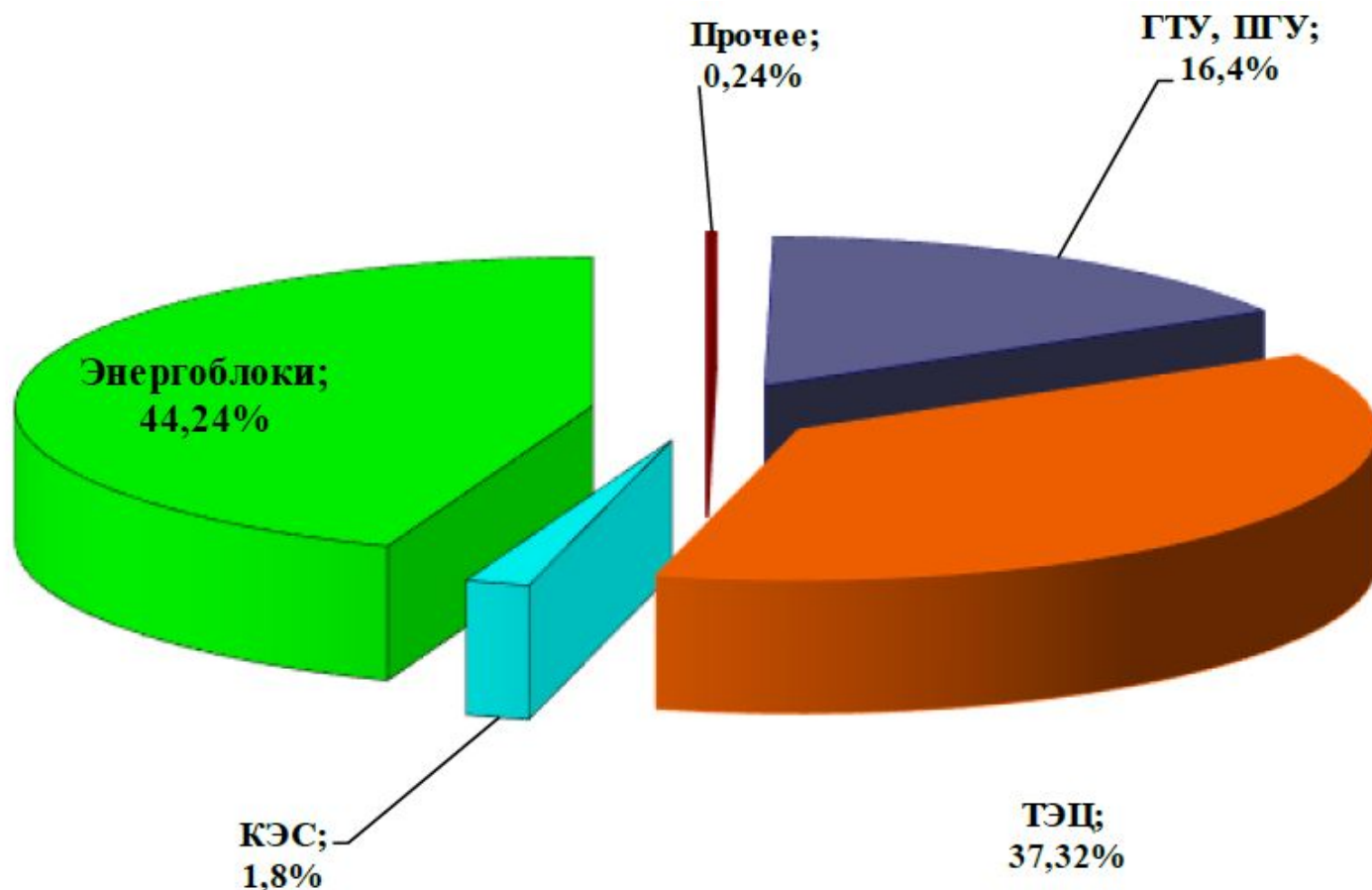
Основные показатели работы ОЭС и ЕЭС России в 2015 году

Показатель	Энергообъединения							
	ЕЭС России	в том числе:						
		ОЭС Центра	ОЭС Средней Волги	ОЭС Урала	ОЭС Северо- Запада	ОЭС Юга	ОЭС Сибири	ОЭС Востока
Установленная мощность на 01.01.2016, МВт	235305,56	53306,92	27040,22	50707,82	23142,97	20116,8	51808,33	9182,50
± к 01.01.2015, %	+1,2	+0,8	+0,4	+3,1	-0,6	-0,3	+1,7	+1,4
Располагаемая мощность эл.станций на годовой максимум потребления 2015 г., МВт	211918	52272	25153	47576	21989	19227	36880	8820
± к 2014 г., %	-0,7	+2,1	+3,7	+3,0	+1,6	+6,6	-5,0	-0,5
Нагрузка эл.станций на годовой максимум потребления 2015 г., МВт	149392	35775	16966	36113	15089	13188	27563	4698
± к 2014 г., %	-4,3	-11,1	-1,1	-3,9	-0,7	+10,4	-5,2	-5,0
Выработка ЭЭ, млрд. кВтч	1026,88	236,97	105,37	257,73	101,28	88,56	201,21	35,76
± к 2014 г., %	+0,2	-0,9	+0,3	-0,8	-1,2	+4,6	+1,5	+1,0
Потребление ЭЭ, млрд. кВтч	1008,25	231,77	104,26	258,29	90,30	87,88	203,53	32,22
± к 2014 г., %	-0,55	-0,5	-2,2	-0,9	-0,6	+1,3	-0,3	+1,3

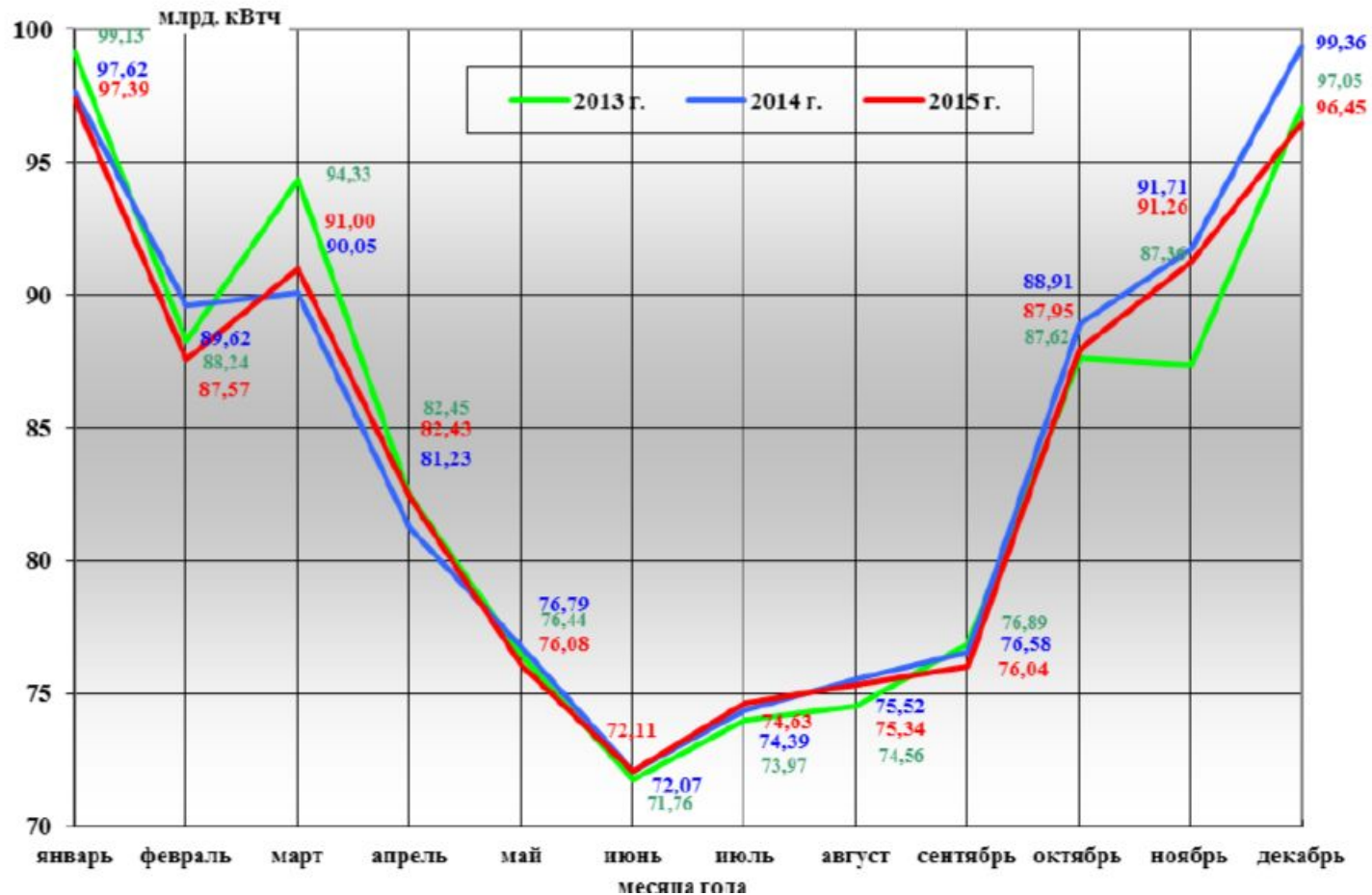
Коэффициенты использования установленной мощности электростанций

	2014 г.					2015 г.				
	ТЭС	ГЭС	АЭС	ВЭС	СЭС	ТЭС	ГЭС	АЭС	ВЭС	СЭС
ЕЭС России	48,59	40,53	81,61	-	-	47,21	38,29	84,65	6,75	8,43
ОЭС Центра	41,94	19,03	84,03	-	-	38,07	18,09	89,10	-	-
ОЭС Средней Волги	39,10	35,41	85,10	-	-	36,30	34,84	93,46	-	-
ОЭС Урала	60,05	36,04	86,07	-	-	58,47	42,67	80,32	1,56	2,14
ОЭС Северо-Запада	41,94	44,64	70,82	-	-	38,84	49,04	73,31	4,31	-
ОЭС Юга	51,01	38,35	88,73	-	-	51,12	37,00	76,70	15,44	-
ОЭС Сибири	47,00	43,55	-	-	-	49,89	39,87	-	-	14,33
ОЭС Востока	45,63	42,70	-	-	-	50,91	34,56	-	-	-

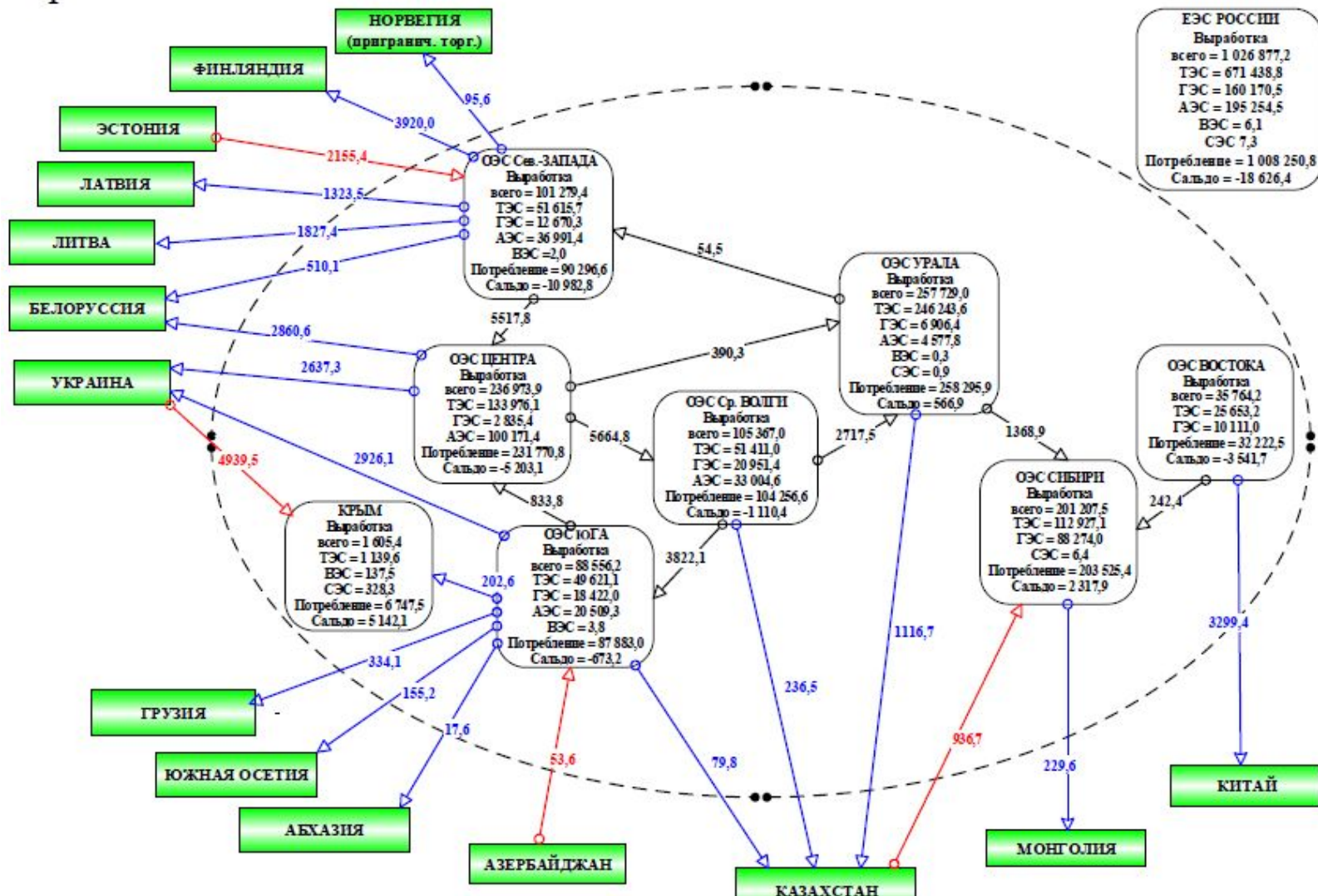
Структура установленной мощности тепловых электростанций ЕЭС России в 2015 году



Динамика потребления электроэнергии в ЕЭС России в 2013 – 2015 гг.



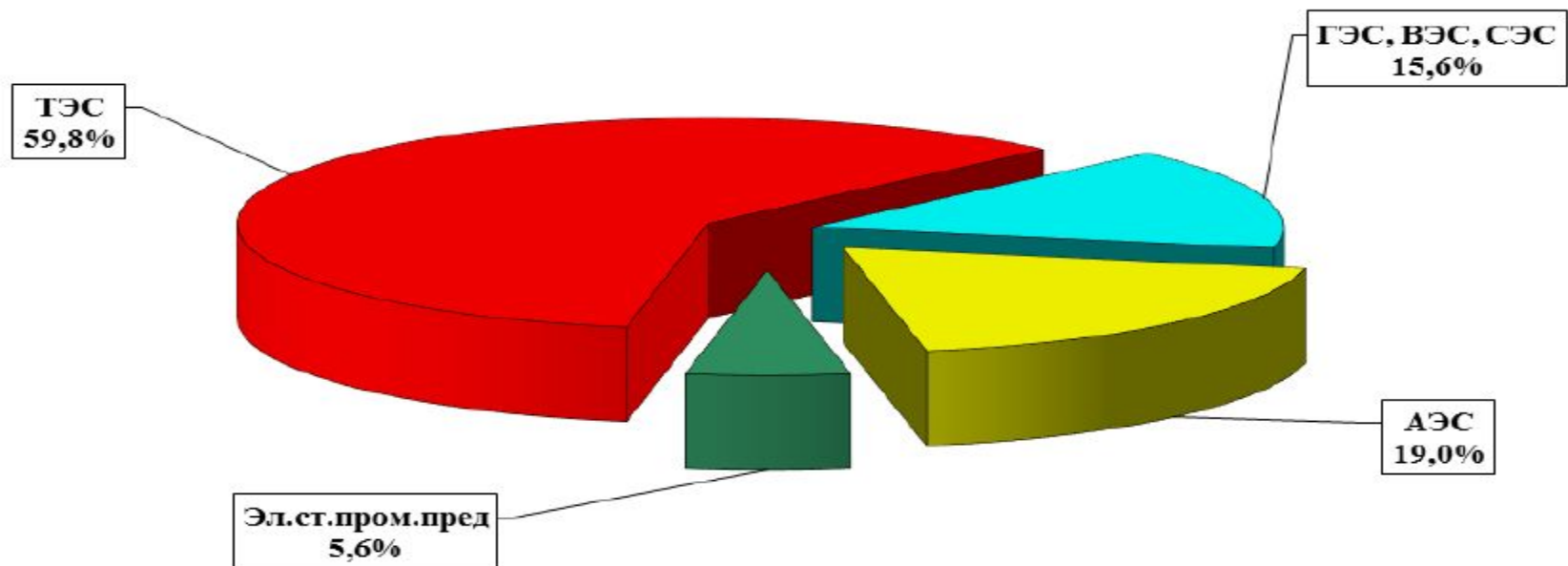
Фактический баланс электроэнергии по ЕЭС России в 2015 году



Структура выработки электроэнергии по типам электростанций в 2015 году

В 2015 году выработка электроэнергии электростанциями ЕЭС России, включая производство электроэнергии на электростанциях промышленных предприятий, составила 1 026 877,2 млн. кВтч (увеличение к объему производства электроэнергии в 2014 году составило 0,2%), в том числе производство электроэнергии на тепловых, гидро- и атомных электростанциях составило:

ТЭС – 671 438,8 млн. кВтч (снижение производства на 0,9%);
ГЭС – 160 170,5 млн. кВтч (снижение производства на 4,1%);
АЭС – 195 254,5 млн. кВтч (увеличение производства на 8,2%).



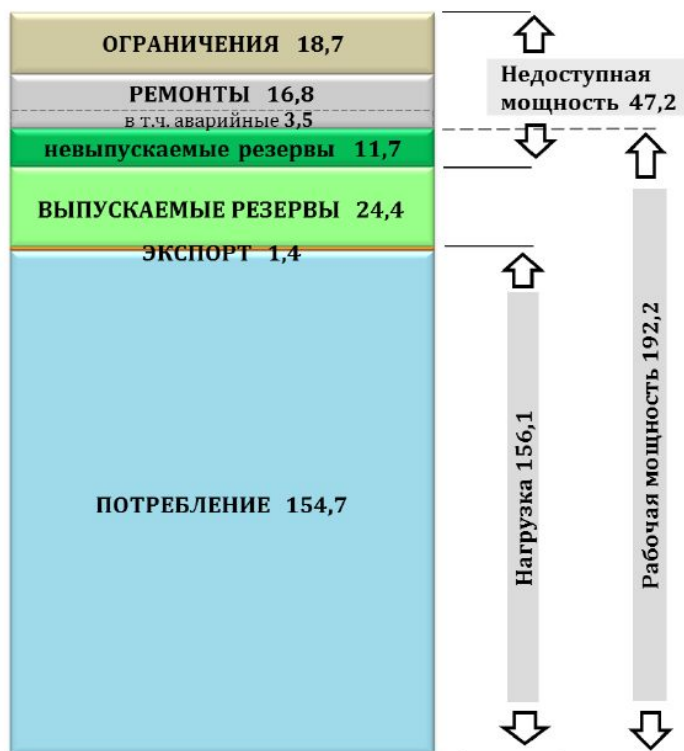
Баланс электрической энергии по ЕЭС России за 2014 и 2015 годы.

Показатель	2014 год, млн. кВтч	2015 год	
		млн. кВтч	2015/2014 г., %
Выработка электроэнергии, всего	1 024 943,4	1 026 877,2	100,19
в т.ч.: ТЭС	621 123,0	614 126,7	98,87
ГЭС	167 063,1	160 170,5	95,87
АЭС	180 255,2	194 997,9	108,18
ВЭС	-	6,1	
СЭС	-	7,3	
Электростанции промышленных предприятий	56 502,1	57 568,7	101,89
в т.ч.: ТЭС	56 212,9	57 312,1	101,96
ГЭС	15,5	0,0	
АЭС	273,7	256,6	93,75
Потребление электроэнергии	1 013 858,2	1 008 250,8	99,45
Сальдо перетоков электроэнергии «+» – прием, «-» – выдача	-11 085,2	-18 626,4	

Баланс мощности в часы зимнего максимума 2 2014 и 2015 гг.

31.01.2014

Руст = 226,5



26.01.2015

Руст = 232,4

