

# ЛЕКЦИЯ 1

## Источники инвестирования развития электроэнергетики

КУРС ЛЕКЦИЙ

Технологии и проектирование САПР ТЭС

# ПЛАН ЛЕКЦИИ

## План лекции

### Введение

### Раздел 1. Инвестиции в энергетику в России

- 1.1. Значение инвестирования электроэнергетики
- 1.2. Особенности инвестиционной политики
- 1.3. Договора о предоставлении мощности
- 1.4. Новая программа ДПМ-2
- 1.5. Современный рынок электроэнергии в России
- 1.6. Электрические сети
- 1.7. Сбытовые компании

### Раздел 2. Перспективы развития энергетики России

- 2.1. Итоги развития энергетики России в период 2010 – 2018 гг.
- 2.2. Перспективы развития энергетики России
- 2.3. Ценовые эффекты программы ДПМ ТЭС

### Раздел 3. Технология проектирования ТЭС

- 3.1. Общие вопросы проектирования
- 3.2. Предпроектные работы

# Введение

## В.1. Структура электроэнергетики России

Электроэнергетика — это базовая инфраструктурная отрасль РФ, обеспечивающая страну электроэнергией и экспортирующая ее за рубеж. Россия занимает четвертое место в мире по объему генерации электроэнергии и четвертое по экспорту электроэнергии за рубеж.

Единая энергетическая система России делится на 70 региональных энергосистем, которые, в свою очередь, образуют 7 объединенных энергетических систем, стабильное взаимодействие которых контролирует Системный оператор Единой энергетической сети.

Все энергосистемы соединены межсистемными высоковольтными линиями электропередачи напряжением 220-500 кВ и выше и работают в синхронном режиме.

Всего в России насчитывается больше 1500 электростанций, из них 51 — особо крупные гидро- и теплоэлектростанции, с установленной мощностью более 1 000 МВт, генерирующих около половины всей электроэнергии страны, и 10 атомных электростанций, на долю которых приходится 19% генерируемой электроэнергии.

# Введение

## В.1. Структура электроэнергетики России

Структура электроэнергетики России приведена на рис. В.1.1.

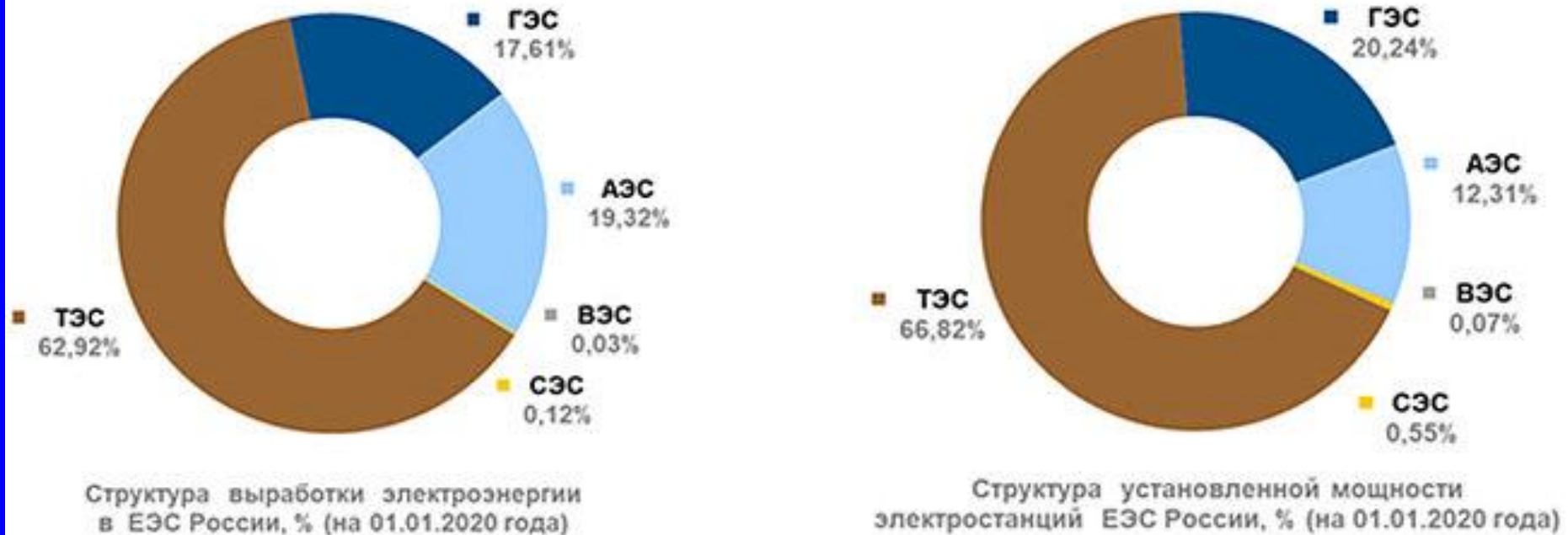


Рис. В.1.1. Структура электроэнергетики России

По состоянию на 2019 г. мощность всех электростанций России составляет 246,3 ГВт. В стране действуют 846 электростанций мощностью свыше 5 МВт и около 700 электростанций мощностью менее 5 МВт. Годовое производство электроэнергии в России составило **1 080,6 млрд. кВт\*ч.**

Годовое потребление электроэнергии в целом по России **1 059,36 млрд кВт\*ч**

# Введение

## В.1. Структура электроэнергетики России

Распределение годового объема производства электроэнергии по типам электростанций в 2019 г. составило:

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

Увеличение установленной мощности электростанций ЕЭС России за счет вводов нового, а также модернизации действующего генерирующего оборудования электростанций составило 3 213,99 МВт.

Ввод новой мощности в 2019 году на электростанциях ЕЭС России с учетом электростанций промышленных предприятий составил 2 969,9 МВт.

Модернизация действующего генерирующего оборудования привела к увеличению установленной мощности электростанций ЕЭС России на 244,09 МВт.

Выведено из эксплуатации 1 746,03 МВт неэффективного и устаревшего генерирующего оборудования.

# Раздел 1. Инвестиции в энергетику в России

## 1.1. Значение инвестирования электроэнергетики

Основой экономики нашего государства всегда была и остаётся ныне энергетическая отрасль. Поскольку её развитие всегда считалось задачей первоочередной, инвестиции в энергетику имеют стратегическое значение. Без притока капиталовложений невозможно развитие любой отрасли, тем более такой важной как электроэнергетика.

Поскольку большая часть энергетического комплекса России не субсидируется государством, инвестирование становится особо значимым.

Развитие промышленности и здоровье экономики полностью зависят от энергетического обеспечения.

Если будет ощущаться недостаток в финансировании энергетических объектов, это может причинить серьёзный вред стране

# Раздел 1. Инвестиции в энергетику в России

## 1.2. Особенности инвестиционной политики

Сегодня инвестиции в энергетику – прерогатива частных инвесторов. Несмотря на то что общее количество их постоянно прирастает, отдача от инвестиций не максимальная.

Особенностью является ориентация инвесторов на максимальные прибыли, которые можно извлечь за малые сроки. Но известно, что энергетическая отрасль не предполагает быстрого оборота средств. Положительная отдача возможна только после очень долгого периода, определяемого десятками лет.

Исходя из этого, инвестирование в энергетический комплекс относится к капиталовложениям, имеющим повышенные риски. Поэтому рассматривать такое вложение средств как источник быстрого дохода не приходится.

Для топливно-энергетического комплекса нашего государства характерно финансирование, имеющее цели долгосрочные.

Доля частных инвесторов составляет до 90% от всего объёма инвестиций, и лишь оставшаяся часть их совершается из государственного бюджета.

# Раздел 1. Инвестиции в энергетику в России

## 1.3. Договора о предоставлении мощности

### 1.3.1. Программа ДПМ-1

Одним из главных инвестиционных проектов являются Договора о предоставлении мощности – ДПМ.

ДПМ (договор о предоставлении мощности) – вид договоров, заключаемых в отношении генерирующих объектов, перечень которых определяется Правительством Российской Федерации и наличие которых в составе ЕЭС России исходя из их месторасположения, технических и иных характеристик необходимо в целях надежного и бесперебойного снабжения потребителей электрической энергией.

Эти договоры заключаются между покупателями, организациями коммерческой и технологической инфраструктуры оптового рынка и генерирующими компаниями оптового рынка, созданными на основании решений Правительства Российской Федерации путем реорганизации дочерних и зависимых акционерных обществ Российского открытого акционерного общества энергетики и электрификации «Единая энергетическая система России» (РАО ЕЭС) и предусматривают условия, касающиеся сроков начала продажи мощности каждого из указанных в таких договорах генерирующих объектов, а также устанавливают технические характеристики (параметры) подлежащего вводу генерирующего оборудования.

Договор о предоставлении мощности определяет механизм оплаты мощности и был введен для привлечения в сектор электроэнергетики инвестиций на постройку новых объектов генерации. Мощность по этим договорам оплачивается по повышенному установленному тарифу в течении определенного времени.



# Раздел 1. Инвестиции в энергетику в России

## 1.3. Договора о предоставлении мощности

### 1.3.1. Программа ДПМ-1

Договоры о предоставлении мощности (ДПМ) энергетики и крупные потребители заключили после реформы РАО «ЕЭС» в конце 2000-х годов.

В рамках этих договоров компании обязались построить 41,2 ГВт новых энергоблоков на тепловых, гидро- и атомных электростанциях, а потребители — оплатить их строительство через повышение платежей за мощность. Эти платежи энергетики получают в течение десяти лет с момента запуска каждого нового энергоблока, причем в последние четыре года из десяти — в повышенном размере. Четырехлетний период уже начался для большинства новых энергоблоков.

Цена за старую мощность (110–130 тыс. руб. за МВт в месяц) примерно в пять раз меньше, чем платежи по ДПМ.

Платежи по ДПМ формируют три четверти EBITDA в отрасли, и в 2018–2020 годах рентабельность по EBITDA выросла до 26% по сравнению с 25% в 2017 году, говорится в обзоре АКРА.

EBITDA – аналитический показатель, равный объёму прибыли до вычета расходов по выплате процентов, налогов и начисленной амортизации.

# Раздел 1. Инвестиции в энергетику в России

## 1.3. Договора о предоставлении мощности

### 1.3.1. Результаты реализации Программы ДПМ-1

К концу 2017 г. генерирующие компании почти закончили свои программы по ДПМ-1: они построили 128 новых энергоблоков, то есть 94% от обещанного запланированного количества.

В 2018–2019 годах энергетики ввели последние 1 300 МВт.

За время действия первой программы ДПМ было обновлено около 15% всей установленной электрической мощности в РФ – около 30 000 МВт. За период 2008-2017 гг. было затрачено около 4 трлн руб. инвестиций.

Прогноз роста спроса на электроэнергию с начала реформы РАО ЕЭС не оправдался. Рецессия и медленное восстановление экономики РФ в 2015-2018 гг. не принесли предполагаемого 4,3%-го среднегодового роста спроса на электроэнергию. В результате на рынке возник профицит мощности. Пиковая нагрузка 151 ГВт против установленной мощности 243 ГВт.

# Раздел 1. Инвестиции в энергетику в России

## 1.4. Новая программа ДПМ-2

### 1.4.1. Оценка перспектив развития электроэнергетики после завершения программы ДПМ-1

Сейчас Минэнерго и компании подготовили новую программу ДПМ – теперь на модернизацию старых ТЭЦ предусмотрены капитальные затраты на 1,3 трлн руб., еще 700 млрд руб. Минэнерго хочет потратить на повышение платы за старую мощность, т.е. увеличить её со 110- 130 тыс. руб за 1 МВт установленной мощности в месяц до 150-180 тыс. руб за 1 МВт.

Правительство решило воспользоваться временным профицитом мощности и обновить парк старых тепловых генерирующих объектов, так как для этого модернизируемые мощности необходимо временно выводить из эксплуатации.

Была специально разработана программа ДПМ-2. В сущности, она является аналогом первой программы ДПМ-1, но направлена на модернизацию самых старых тепловых генерирующих электрических мощностей (старше 45 лет) с целью снижения операционных затрат и повышения топливной эффективности. Ресурс обновленных электростанций должен быть продлен на 15-20 лет.

# Раздел 1. Инвестиции в энергетику в России

## 1.4. Новая программа ДПМ-2

### 1.4.2. Инвестиции и сроки реализации программа ДПМ-2

Новая программа должна привлечь в сектор до 1,5 трлн руб. (в ценах 2020 г.) инвестиций с целью обновления 41 ГВт старой тепловой мощности, включая старые электростанции Русгидро на Дальнем Востоке.

Минэнерго предлагает ограничить капитальные затраты для угольных станций на уровне 54 млрд руб. за ГВт и 33 млрд руб. за ГВт для газовых станций. Для последних потолок может быть поднят в связи с жесткими требованиями локализации. Также могут быть отменены штрафы за просрочку срока ввода объекта, если компания работает с экспериментальными российскими турбинами мощностью выше 65 МВт. Средний срок реализации проекта для каждой ТЭС оценивается в районе 24 месяцев. Действие программы регламентировано до 2035 г.

Инвестиционные контракты будут заключаться на 16 лет (против 10 лет по ДПМ-1), из которых 15 лет компании будут получать повышенные платежи за обновленную мощность с гарантированной ставкой доходности, так называемые «платежи по ДПМ».

# Раздел 1. Инвестиции в энергетику в России

## 1.4. Новая программа ДПМ-2

### 1.4.2. Инвестиции и сроки реализации программа ДПМ-2

#### Доходность

Норма доходности, согласно последней модификации программы, составляет 13%.

#### Отбор проектов

В отличие от ДПМ-1, проекты по модернизации будут отбираться в рамках аукциона, одним из критериев которого будет наиболее низкая себестоимость будущих поставок электроэнергии.

Первый, так называемый «залповый» отбор заявок на модернизацию 11 ГВт пошел 2019 г. Сроки реализации проектов: до 2022-2024 гг.

Далее каждый год будут отбираться проекты на 3-4 ГВт. Первые инвестиции по новой программе могут пойти уже в 2020 г.

Стоит отметить, что по первой программе привлечения инвестиций в отрасль условия были схожи. Эксперты оценивают их как довольно позитивные для компаний с долгосрочной точки зрения. На текущий момент, например, доходность проектов составляла бы около 13%.

При учете даже 4-5%-ой инфляции — это весьма неплохое подспорье для компаний генерирующего сектора.

# Раздел 1. Инвестиции в энергетику в России

## 1.4. Новая программа ДПМ-2

### 1.4.2. Инвестиции и сроки реализации программа ДПМ-2

#### Сложности оценки

Стоит сразу оговориться, что компании только занимаются оценкой будущих проектов. Фактических цифр для каждого конкретного эмитента на сегодняшний день нет. На данный момент не совсем понятно, какой генератор может предложить наиболее эффективный проект и какие из них попадут в первый и последующие аукционные отборы.

Предварительно на модернизацию по ДПМ-2 были заявлены проекты примерно на 58 ГВт, против требуемых 41 ГВт. Это предполагает наличие конкуренции в процессе отбора.

Также следует отметить, что отличием новой программы будет 90%-ый уровень локализации оборудования, который к 2025 г. планируется довести до 100%. Это значит, что оценка затрат может претерпевать изменения по мере увеличения локализации.

Среди критериев отбора проектов к модернизации нужно отметить требование выработки ресурса объекта на менее, чем на 125%.

При этом показатель востребованности ТЭС (коэффициент годовой загрузки электрической мощности станции) должен быть не менее 60% (за последние 2 года).

# Раздел 1. Инвестиции в энергетику в России

## 1.4. Новая программа ДПМ-2

### 1.4.3. Предварительная оценка Программы ДПМ-2

Генерирующие мощности в России одни из самых старых в мире. Около 30% объектов старше 45 лет. На 2017 г. установленной мощности, превышающей возраст 45 лет было порядка 64 ГВт. Часть из нее была выведена в рамках программы ДМП-1 в 2017 -2018 гг. и кроме того часть ТЭС выведена или запланирована к выводу по инициативе самих компаний. Ресурс другой части по предложениям Минэнерго будет продлен путем увеличения тарифа на рынке КОМ. Только 41 ГВт подлежит модернизации.

Несмотря на сложности в оценке, можно попытаться предварительно, очень грубо оценить масштаб предполагаемых затрат в рамках программы ДПМ-2 для ключевых игроков на рынке, а именно Интер РАО, Мосэнерго, ОГК-2, ТГК-1, Энел Россия, Юнипро, Русгидро.

Для упрощения оценки, предположим среднюю цену модернизации 1 ГВт мощности любой станции на уровне 36,6 млрд руб. в ценах 2020 г. или 1 МВт – 36,6 млн. руб. При курсе рубля 75 руб/\$ получаем примерно 500 тыс. \$ за 1 МВт. (Новое строительство примерно 1,5 млн. \$ за 1 МВт )

Минэнерго, кстати, обещает индексировать выплаты по ДПМ-2.

У тех генераторов, кто использует преимущественно уголь, капзатраты могут быть выше (примерно на 20 – 30 %). На модернизацию отдельных электростанций с котлами на газообразном топливе может потребоваться чуть меньше средств.

# Раздел 1. Инвестиции в энергетику в России

## 1.4. Новая программа ДПМ-2

### 1.4.3. Предварительная оценка Программы ДПМ-2

Из заявленных критериев программы и наличия у ключевых генерирующих компаний мощностей старше 45 лет, можно предположить следующее:

**Интер РАО.** У компании представлен самый большой процент старых мощностей. Согласно годовому отчету, компания предлагает 26,7% установленной мощности к модернизации. Это без малого 7,6 ГВт. Итого ваться около 280 млрд руб. инвестиций.

**Мосэнерго.** Около 50% оборудования Мосэнерго по установленной мощности старше 45 лет. На модернизацию могут быть выставлены проекты порядка 6,5 ГВт. В таком случае на это может потребоваться около 240 млрд руб.

**ОГК-2.** Примерно четверть всей установленной мощности могла бы поучаствовать в программе модернизации. На новую инвестпрограмму компания может направить порядка 170 млрд руб.

**ТГК-1.** Эта дочка Газпром энергохолдинга направит на модернизацию меньше всего. На инвестиции в обновление чуть менее 1 ГВт мощности может понадобиться около 35 млрд руб. Значительная часть установленной мощности компании — гидрогенерация.



# Раздел 1. Инвестиции в энергетику в России

## 1.4. Новая программа ДПМ-2

### 1.4.3. Предварительная оценка Программы ДПМ-2

Энел Россия. Компания не так давно уже проводила модернизацию части блоков на Рефтинской ГРЭС. Но пока, без учета вероятной продажи этого актива, на модернизацию порядка 4 ГВт может быть потрачено около 145 млрд руб. Потенциальная продажа Рефтинской ГРЭС, скорее всего, изменит требуемую сумму инвестиции.

Юнипро. Чуть более 1 ГВт компания может представить в качестве проектов на модернизацию. Это может потребовать увеличения капекса (капитальных затрат) примерно на 45 млрд руб. С учетом выполнения ремонта блока Березовской ГРЭС, дополнительные капзатраты на горизонте нескольких лет можно считать весьма небольшими.

Русгидро. Подлежащие модернизации мощности компании не входят в ни I-ю ни во II-ю ценовую зону. Для неценовых зон была согласована отдельная статья — 2 ГВт. Большая часть модернизируемых проектов придется на Дальний Восток.

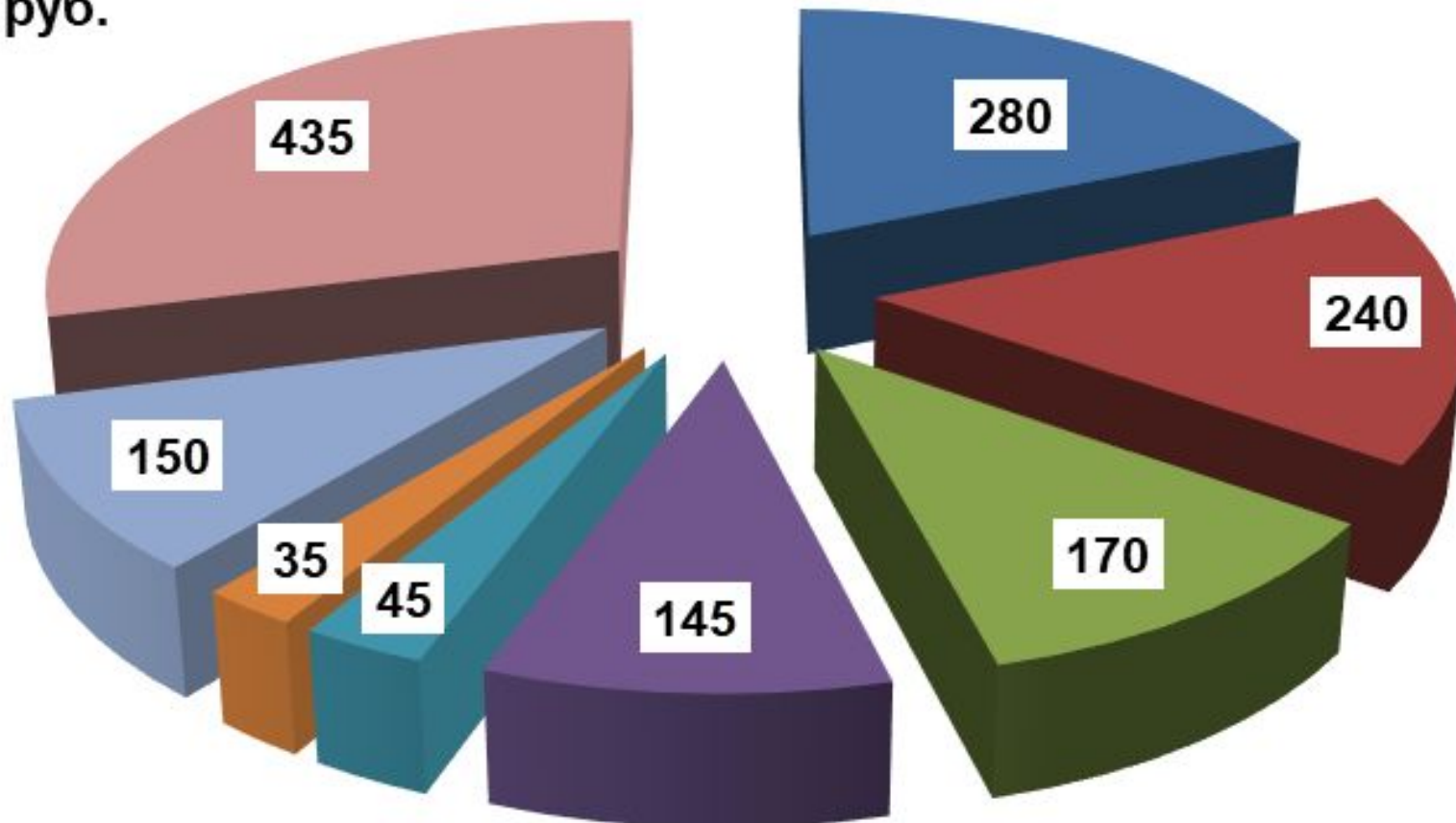
Ранее в Русгидро сообщали что подготовили проекты на 1,3 ГВт с общей суммой инвестиций порядка 150 млрд руб. Хотя, исходя из критериев программы ДПМ-2 по версии Минэнерго компания должна будет затратить около 50 млрд руб. (исходя из средней цены 36,6 млрд руб. за ГВт

# Раздел 1. Инвестиции в энергетику в России

## 1.4. Новая программа ДПМ-2

### 1.4.3. Предварительная оценка Программы ДПМ-2

Млрд. руб.



ИнтерРАО

Мосэнерго

ОГК-2

Энел Россия

Юнипро

ТГК-1

Русгидро

Прочие

# Раздел 1. Инвестиции в энергетику в России

## 1.4. Новая программа ДПМ-2

### 1.4.4. Выводы по анализу программы ДПМ-2

По оценке менеджмента участвующих генерирующих компаний, новая программа ДПМ-2 будет полезной и выгодной в первую очередь самим компаниям.

Наибольший объем инвестиций может прийти на Интер РАО.

Также серьезные вложения запланированы в электростанции Мосэнерго и ОГК-2.

Меньше всего ДПМ-2 может затронуть Юнипро и ТГК-1, что в краткосрочном горизонте окажется, скорее позитивом.

В долгосрочной перспективе ДПМ-2 обеспечивает весьма неплохую доходность проектов, которая в совокупности с увеличением топливной эффективности и рентабельности генераторов положительно скажется и на будущих производственных и финансовых показателях.

# Раздел 1. Инвестиции в энергетику в России

## 1.5. Современный рынок электроэнергии в России

### 1.5.1. Оптовый рынок электрической энергии и мощности

Оптовый рынок электрической энергии и мощности, оптовый рынок электроэнергии – сфера обращения особых товаров – электрической энергии и мощности в рамках Единой энергетической системы России в границах единого экономического пространства Российской Федерации с участием крупных производителей и крупных покупателей электрической энергии и мощности, а также иных лиц, получивших статус субъекта оптового рынка и действующих на основе правил оптового рынка, утверждаемых в соответствии с Федеральным законом «Об электроэнергетике» Правительством РФ.

Критерии отнесения производителей и покупателей электрической энергии к категории крупных производителей и крупных покупателей устанавливаются Правительством Российской Федерации (ст.3 35-ФЗ «Об электроэнергетике»).

# Раздел 1. Инвестиции в энергетику в России

## 1.5. Современный рынок электроэнергии в России

### 1.5.1. Оптовый рынок электрической энергии и мощности

Электроэнергия обладает особенностями, обусловленными её физическими свойствами, которые необходимо учитывать при организации рынка:

- совпадение во времени процессов производства и потребления электроэнергии и равенство объема выработанной и потреблённой электроэнергии в каждый момент времени;
- невозможность запасания электроэнергии в достаточных в масштабе энергосистемы количествах;
- невозможность заранее точно оговорить объемы генерации и потребления электроэнергии;
- невозможность с физической точки зрения определить, кто произвёл электроэнергию, использованную тем или иным потребителем.

# Раздел 1. Инвестиции в энергетику в России

## 1.5. Современный рынок электроэнергии в России

### 1.5.2. Ценовые зоны на территории Российской Федерации

Одной из задач реформы РАО ЕЭС, в рамках которой на рынке появилось множество отдельных экономических субъектов, генерирующих, сетевых и сбытовых компаний, было создание полноценного оптового рынка электрической энергии (ОРЭ).

Поставленная задача была выполнена. Там, где была возможность создать конкурентный рынок, страну разделили на I-ю и II-ю ценовые зоны, с учетом наличия сетевой инфраструктуры и необходимого количества генерирующих компаний. Там, где этого сделать не удалось, зоны остались неценовыми. Тарифы там регулируются преимущественно государством.

В последнее время идет речь о создании дальневосточной III ценовой зоны

# Раздел 1. Инвестиции в энергетику в России

## 1.5. Современный рынок электроэнергии в России

### 1.5.2. Ценовые зоны на территории Российской Федерации



#### География оптового рынка

##### Территория ОРЭ:

- 1 – Европейская часть РФ и Урал
- 2 – Сибирь
- 3 – неценовые зоны



Для неценовых зон действуют особые правила ввиду ограниченности конкуренции

# Раздел 1. Инвестиции в энергетику в России

## 1.5. Современный рынок электроэнергии в России

### 1.5.2. Ценовые зоны на территории Российской Федерации

В рамках этих ценовых зон электроэнергия продается при помощи нескольких механизмов:

1. По регулируемым договорам (РД). В основном это поставки населению. Тарифы устанавливает государство. Общий объем электричества и мощности по таким договорам не должен превышать 35%.

2. В рамках механизма «Рынок на сутки вперед» (РСВ). Это полноценный оптовый рынок с заявками от покупателей и поставщиков и индикацией рыночной цены. Оператор торгов ОАО «АТС». Конкурентный отбор проводится коммерческим оператором (АО «АТС»). На РСВ осуществляется маргинальное ценообразование, т.е. цена определяется на основании баланса спроса и предложения и распространяется на всех участников рынка.

Цена РСВ определяется для каждого из более чем 8 500 узлов обеих ценовых зон.



# Раздел 1. Инвестиции в энергетику в России

## 1.5. Современный рынок электроэнергии в России

### 1.5.2. Ценовые зоны на территории Российской Федерации

В рамках этих ценовых зон **электроэнергия** продается при помощи нескольких механизмов:

3. **Балансирующий рынок (БРЭ) рынок отклонений фактического почасового производства и потребления электроэнергии от планового торгового графика** предназначен для обеспечения баланса производства и потребления электроэнергии в реальном времени.

Основной целью Балансирующего рынка является минимизация стоимости обеспечения прогнозируемого потребления в режиме, близком к реальному времени, на основе конкурентного отбора ценовых заявок продавцов электроэнергии и потребителей с регулируемой нагрузкой

# Раздел 1. Инвестиции в энергетику в России

## 1.5. Современный рынок электроэнергии в России

### 1.5.2. Ценовые зоны на территории Российской Федерации

В рамках этих ценовых зон электроэнергия продается при помощи нескольких механизмов:

**4. Рынок свободных договоров (РСД).** Потребители и поставщики оптового рынка могут заключать договора между собой по нерегулируемым тарифам.

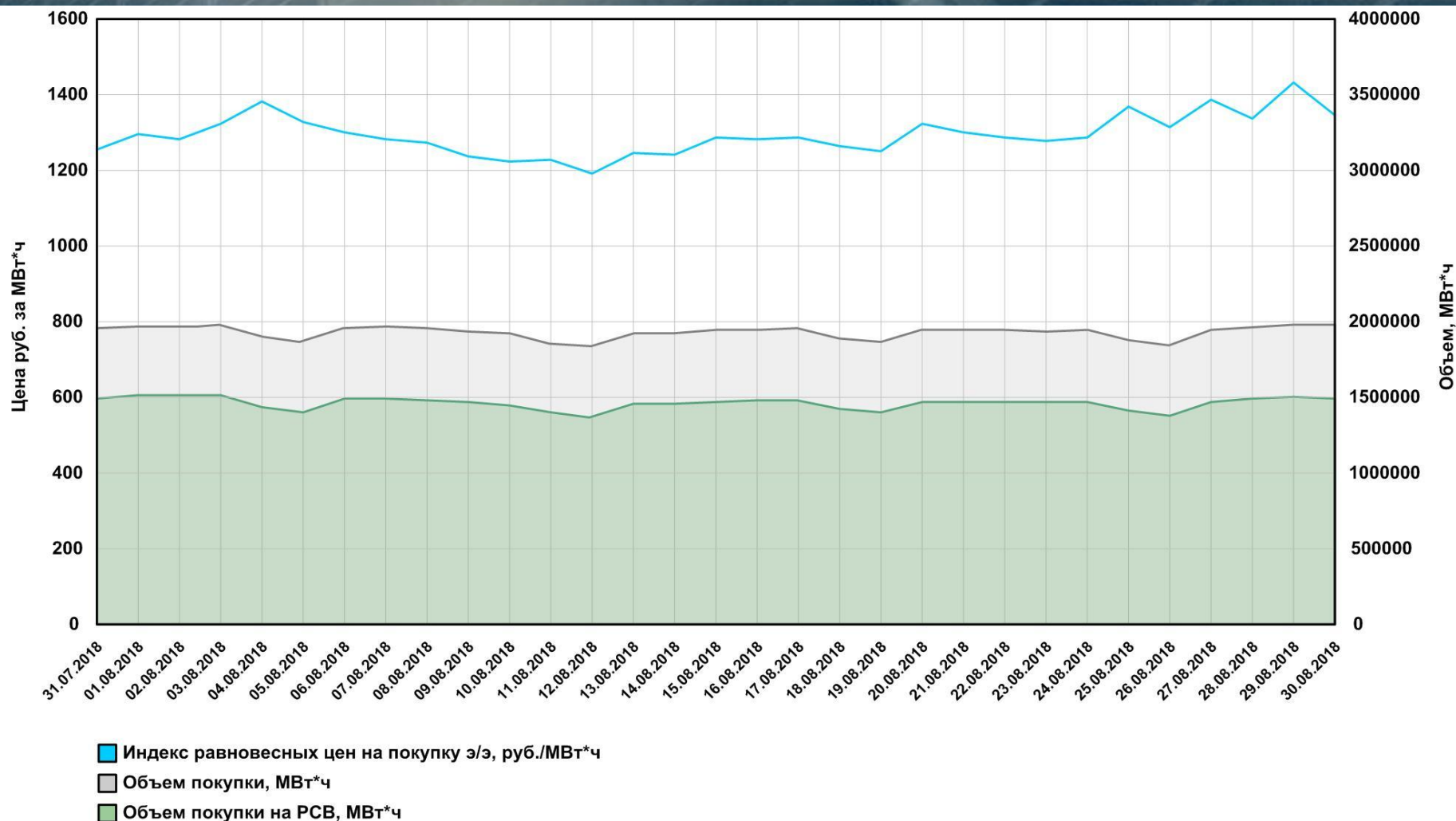
Объемы электроэнергии, не покрываемые регулируемыми договорами, реализуются по нерегулируемым ценам в рамках свободных договоров, рынка на сутки вперед (РСВ) и балансирующего рынка (БР). При заключении свободных договоров участники рынка самостоятельно определяют контрагентов, цены и объемы поставки электрической энергии.

Однако специфика потребления электричества такова, что невозможно заранее просчитать точное его количество, необходимое потребителям. Это справедливо как по отношению к ежесуточному потреблению, так и к более продолжительным промежуткам времени.

# Раздел 1. Инвестиции в энергетику в России

## 1.5. Современный рынок электроэнергии в России

### 1.5.2. Ценовые зоны на территории Российской Федерации



На рис слайда показаны объемы покупки электроэнергии рамках механизма «Рынок на сутки вперед» (РСВ) с 31 июля по 30 августа в 1-й ценовой зоне

# Раздел 1. Инвестиции в энергетику в России

## 1.5. Современный рынок электроэнергии в России

### 1.5.3. ОРЭМ — оптовый рынок электроэнергии и мощности

В рамках надежного предоставления услуг поставки электроэнергии необходим еще и оптовый рынок мощности. Продавцы мощности — генерирующие компании — обязаны обеспечить готовность генерирующего оборудования к выработке электрической энергии.

Покупатели мощности на оптовом рынке обеспечивают покрытие затрат генерирующих компаний на обеспечение готовности оборудования к выработке электрической энергии, в том числе в пиковые моменты. Эти затраты должны быть оплачены даже если фактически поставки электроэнергии не произошло.

Мощность — особый товар, покупка которого предоставляет участнику оптового рынка право требования к продавцу мощности поддержания в готовности генерирующего оборудования для выработки электроэнергии установленного качества в объеме, необходимом для удовлетворения потребности в электрической энергии данного участника.

# Раздел 1. Инвестиции в энергетику в России

## 1.5. Современный рынок электроэнергии в России

### 1.5.3. ОРЭМ — оптовый рынок электроэнергии и мощности

Мощность продается по нескольким основным механизмам:

1. В рамках рынка КОМ (конкурентный отбор мощности). Генерирующие компании предъявляют объем имеющейся мощности, не превышающую установленной. Покупатели ценовой зоны обязаны оплатить отобранную мощность. Но не вся располагаемая мощность в итоге будет отобрана и оплачена. Это шаг к повышению ценовой конкуренции. Каждая компания несет различные затраты на поддержание оборудования в готовности. Соответственно цены на мощность будут разные в процессе отбора. Начиная с 2016 г. на КОМ отбираются мощности на 4 года вперед. Планируется увеличение срока до 6 лет.

2. В рамках свободных договоров купли-продажи мощности (СДМ). Механизм аналогичный продаже электроэнергии на РСД (Рынок свободных договоров).

3. В рамках регулируемых договоров.

Эти договора применяются в основном для населения и приравненных к нему потребителей.

# Раздел 1. Инвестиции в энергетику в России

## 1.5. Современный рынок электроэнергии в России

### 1.5.3. ОРЭМ — оптовый рынок электроэнергии и мощности

Мощность продается по нескольким основным механизмам:

4. Покупка/продажа мощности, отобранной по итогам отборов проектов модернизации генерирующего оборудования тепловых электростанций (КОММод), по договорам купли-продажи (поставки) мощности модернизированных генерирующих объектов. Этот механизм оплаты мощности был введен для привлечения в сектор электроэнергетики инвестиций на постройку новых объектов генерации. Мощность по этим договорам оплачивается по повышенному установленному тарифу в течении определенного времени. Этот механизм оплаты мощности был введен для привлечения в сектор электроэнергетики инвестиций на постройку новых объектов генерации. Мощность по этим договорам оплачивается по повышенному установленному тарифу в течении определенного времени. (500 – 900 тыс. руб. в месяц за 1 МВт установленной мощности)

5. В режиме вынужденного поставщика.

Поставка мощности в вынужденном режиме, осуществляется вынужденными генераторами по цене, установленной уполномоченным федеральным органом (или Правительством РФ) не выше определенной для них цены мощности в предшествующем году при продаже по результатам конкурентного отбора мощности или в вынужденном режиме. Решение об отнесении генератора к вынужденным принимается до проведения КОМ

# Раздел 1. Инвестиции в энергетику в России

## 1.5. Современный рынок электроэнергии в России

### 1.5.4. География рынка электроэнергии и мощности

География рынка электроэнергии  
и мощности



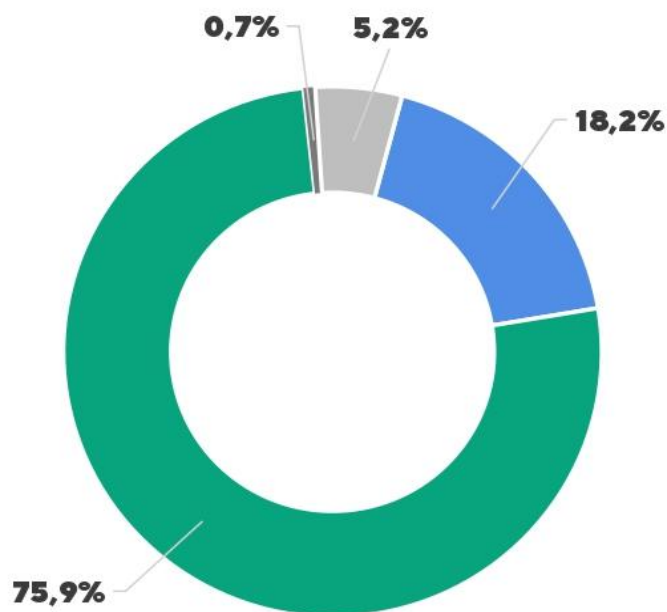
# Раздел 1. Инвестиции в энергетику в России

## 1.5. Современный рынок электроэнергии в России

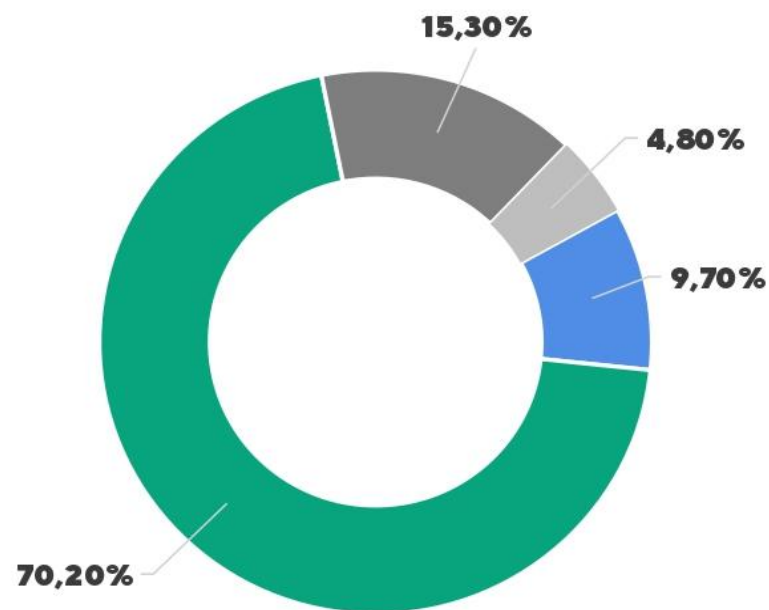
### 1.5.5. Структура торговли электроэнергией в 2019 году

Электричество в пределах ценовых зон оптового рынка электроэнергии и мощности может продаваться по регулируемым ценам (в рамках регулируемых договоров) и по конкурентным (нерегулируемым) ценам (на рынке на сутки вперед, на балансирующем рынке, в рамках свободных договоров).  
Объемная структура торговли электроэнергией в 2019 году приведена на графике РФ

I ценовая зона



II ценовая зона



- регулируемые договоры
- рынок на сутки вперед
- свободные двусторонние договоры
- балансирующий рынок



# Раздел 1. Инвестиции в энергетику в России

## 1.5. Современный рынок электроэнергии в России

### 1.5.6. Конкурентный отбор мощности (КОМ)

Конкурентный отбор мощности (КОМ), проводимый системным оператором, лежит в основе рынка мощности и определяет, какая мощность будет оплачиваться на оптовом рынке.

КОМ проводится ежегодно по ценовым зонам на год поставки, наступающий через 5 лет (на 6 лет вперед). Спрос определяется по ценовым зонам на основании схемы и программы развития ЕЭС России с учетом резерва. Генерирующие компании (поставщики) подают ценовые заявки как по существующим, так и по проектируемым генерирующим объектам, а потребители могут подавать ценопринимающие заявки на ценоза-висимое снижение потребления.

Мощность генерирующих объектов, работа которых необходима для поддержания технологических режимов работы энергосистемы или поставок тепловой энергии (вынужденные генераторы), и мощность, планируемая к поставке в соответствующем году по договорам ДПМ и аналогичным договорам с новыми АЭС и ГЭС, при проведении КОМ учитывается как обязательная к отбору (включается в ценопринимающую часть предложения).

# Раздел 1. Инвестиции в энергетику в России

## 1.5. Современный рынок электроэнергии в России

### 1.5.7. Конкурентный отбор мощности проектов модернизации (КОММод)

Постановлением Правительства РФ от 25.01.2019 №43 «О проведении отборов проектов модернизации генерирующих объектов тепловых электростанций» на оптовом рынке введен новый механизм торговли мощностью, стимулирующий привлечение инвестиций в модернизацию генерирующих объектов тепловых электростанций.

Отбор проектов модернизации действующего оборудования ТЭС проводится на конкурсной основе с учетом территориальных ограничений только в отношении «старого» (большой возраст котла, большая наработка турбин) и востребованного оборудования (>40% дней в году в работе). Обязательно наличие крупных работ по основному оборудованию.

Задача – модернизация (замена) существующего оборудования, а не новые стройки, поэтому существует ограничение на изменение установленной мощности по итогам реализации проекта модернизации (от -50% до +20%).

Итоговый перечень модернизируемых генерирующих объектов утверждается распоряжением Правительством РФ. Период реализации мероприятий по модернизации составляет от 6 до 36 месяцев: в течение указанного периода мощность оборудованием, находящимся в модернизации, не поставляется на рынок мощности.

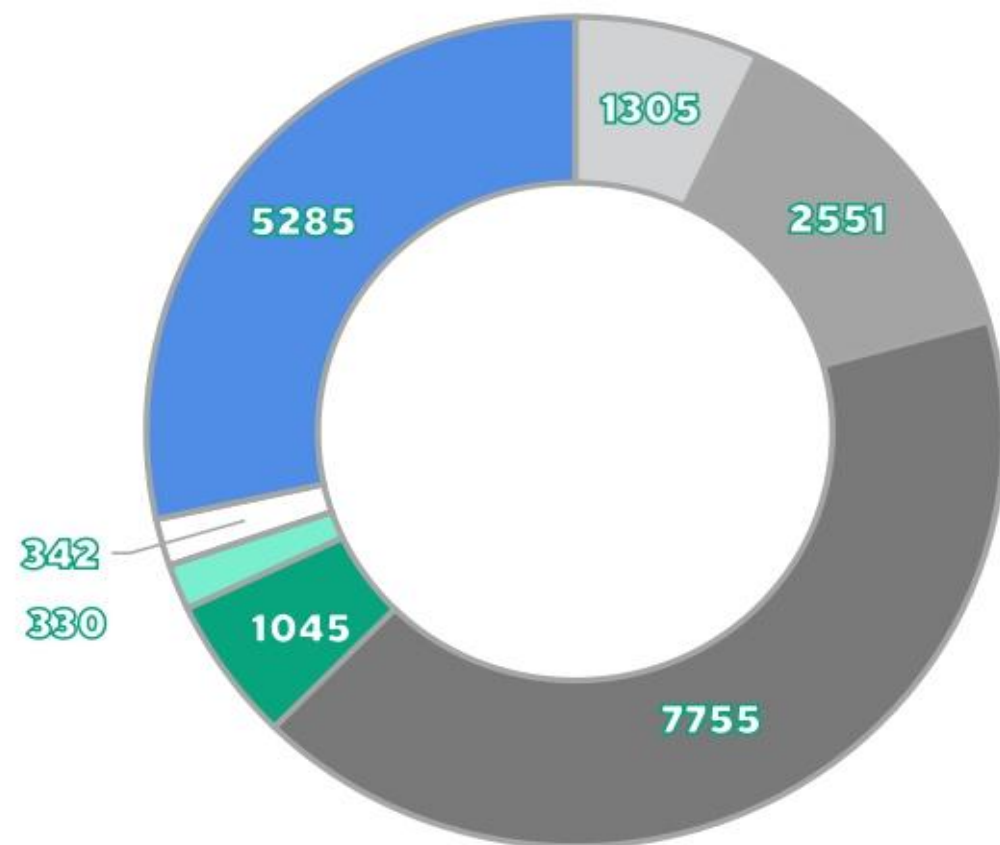
# Раздел 1. Инвестиции в энергетику в России

## 1.5. Современный рынок электроэнергии в России

### 1.5.7. Конкурентный отбор мощности проектов модернизации (КОММод)

Итоги конкурентных отборов мощности на модернизацию оборудования ТЭС на 2022 – 2024 гг.

86 проектов  
17 222 МВт



- частичная модернизация котлоагрегата (газ)
- частичная модернизация котлоагрегата (уголь)
- частичная модернизация турбины
- ПГУ
- комплексная замена котлоагрегата (газ)
- комплексная замена котлоагрегата (уголь)
- комплексная замена турбины

# Раздел 1. Инвестиции в энергетику в России

## 1.5. Современный рынок электроэнергии в России

### 1.5.8. Схема функционирования электроэнергетики России

**В общем случае это схематично это выглядит так:**

Генерирующие компании вырабатывают электроэнергию и поставляют ее на рынок.

Сетевые компании осуществляют передачу электроэнергии от генерирующих объектов до потребителей, а также производит технологическое присоединение новых потребителей.

Сбытовые организации покупают электроэнергию на оптовом рынке и продают ее конечным потребителям. Крупные промышленные потребители могут покупать электроэнергию и мощность напрямую на оптовом рынке.

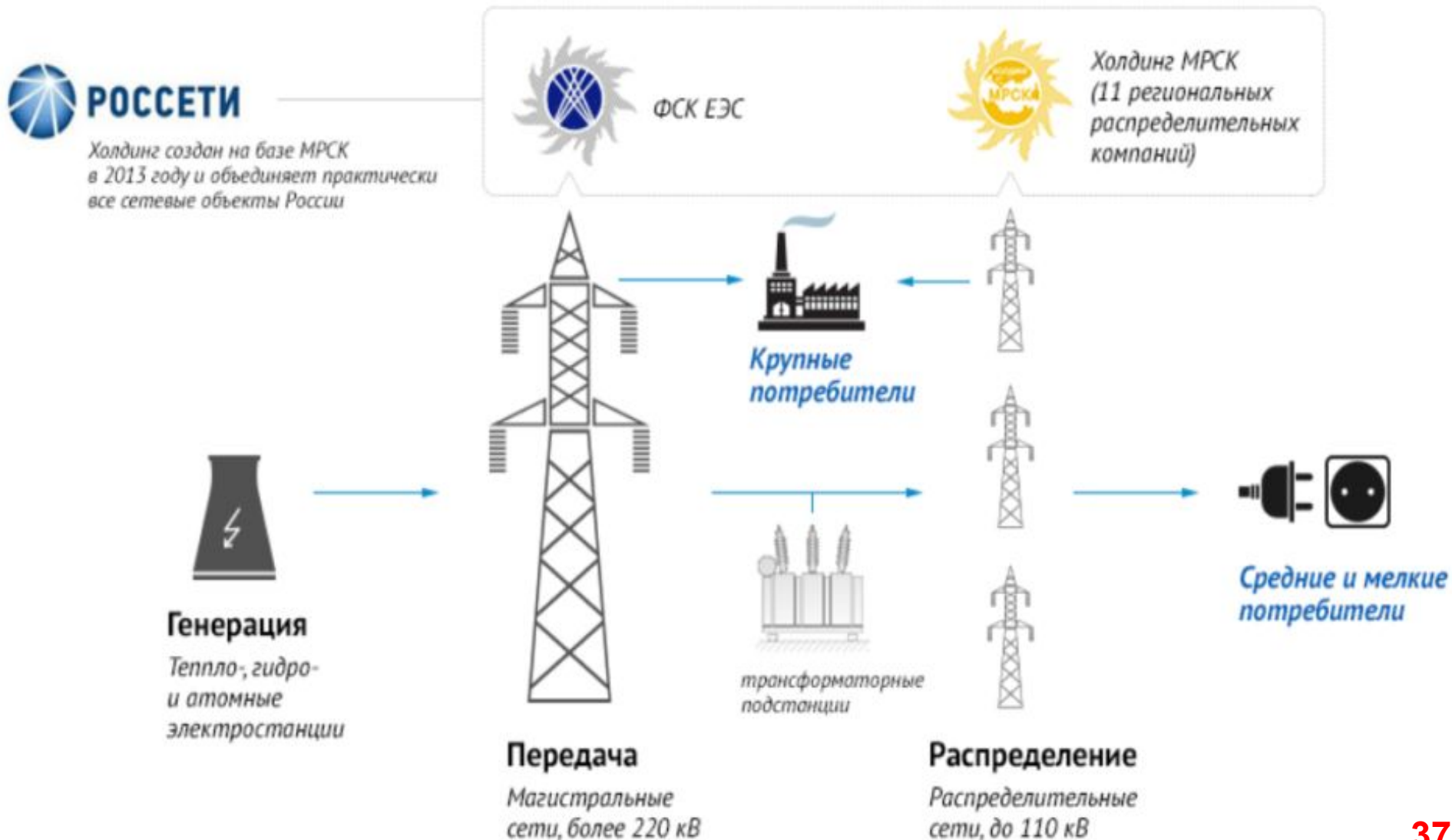
Помимо самой электроэнергии участники рынка покупают и продают еще и мощность по отдельным договорам, как самостоятельный товар. Продавая мощность, поставщик электроэнергии фактически гарантирует покупателю, что под его потребности выделено соответствующее генерирующее оборудование, находящееся в постоянной готовности выдать электроэнергию нужного качества и объема. Наличие такого рынка позволяет покупателям по сути резервировать под себя необходимую мощность и быть уверенным в ее наличии в будущем.

А генерирующим компаниям этот механизм помогает поддерживать оптимальную конфигурацию производственных мощностей. Этот механизм не допускает дефицита мощности при пиковых нагрузках.

# Раздел 1. Инвестиции в энергетику в России

## 1.5. Современный рынок электроэнергии в России

### 1.5.8. Схема функционирования электроэнергетики России



# Раздел 1. Инвестиции в энергетику в России

## 1.5. Современный рынок электроэнергии в России

### 1.5.8. Схема функционирования электроэнергетики России

Конечная цена электроэнергии формируется из стоимости генерации, тарифов электросетей на передачу энергии и сбытовой надбавки. Причем последний элемент имеет наименьший вес (3-5 %).

Тогда как генерация и транспортировка электроэнергии могут составлять по 40-60% конечной цены.

Сам рынок электроэнергии и мощности подразделяется на оптовый рынок электроэнергии и мощности (ОРЭМ) и розничный. На оптовом рынке предложение формируют генерирующие компании.

Все электростанции установленной мощностью более 25 МВт обязаны продавать электроэнергию через ОРЭМ.

Покупать электроэнергию оптом могут крупные промышленные потребители, сбытовые компании и гарантирующие поставщики.

На розничном рынке уже сбытовые компании выступают в роли продавцов, реализуя электроэнергию населению и небольшим предприятиям. Малые электростанции могут по своему выбору работать как через оптовый, так и через розничные рынки.

# Раздел 1. Инвестиции в энергетику в России

## 1.5. Современный рынок электроэнергии в России

### 1.5.9. Генерация электрической энергии

**Электроэнергетика начинается с генерации. Из трех сегментов отрасли генерация является наиболее рыночным и конкурентным.**

По данным Минэнерго наибольший вклад в производство электроэнергии в России, примерно 60 – 64 %, дают тепловые электростанции. Это и неудивительно при таких запасах всех видов топлива в стране. На долю гидроэлектростанций приходится примерно 18-20% всей выработки электроэнергии в стране, на долю АЭС – порядка 17-19% генерируемой электроэнергии.

На 1 января 2020 года общая установленная мощность электростанций ЕЭС России составила 246 342,45 МВт. Фактическое потребление электрической энергии в РФ в 2019 г. составило 1 059,36 млрд кВт\*ч и осталось практически на уровне 2018 г. Производство электроэнергии – 1 080,6 млрд кВт\*ч.

Интересно, что около половины всей электроэнергии страны вырабатывают всего 51 гидро- и теплоэлектростанция. Еще порядка 19% генерируемой электроэнергии дают 10 атомных электростанций. При этом всего в России более 1,5 тыс. электростанций. Следует отметить, что большая часть из них имеет небольшие мощности от 2-3 до 10-15 МВт.

# Раздел 1. Инвестиции в энергетику в России

## 1.5. Современный рынок электроэнергии в России

### 1.5.9. Генерация электрической энергии

В настоящее время 12 крупнейших компаний владеют порядка 90% всех генерирующих мощностей. Их установленная мощность, и генерация электроэнергии по году приведена в табл. и графике.

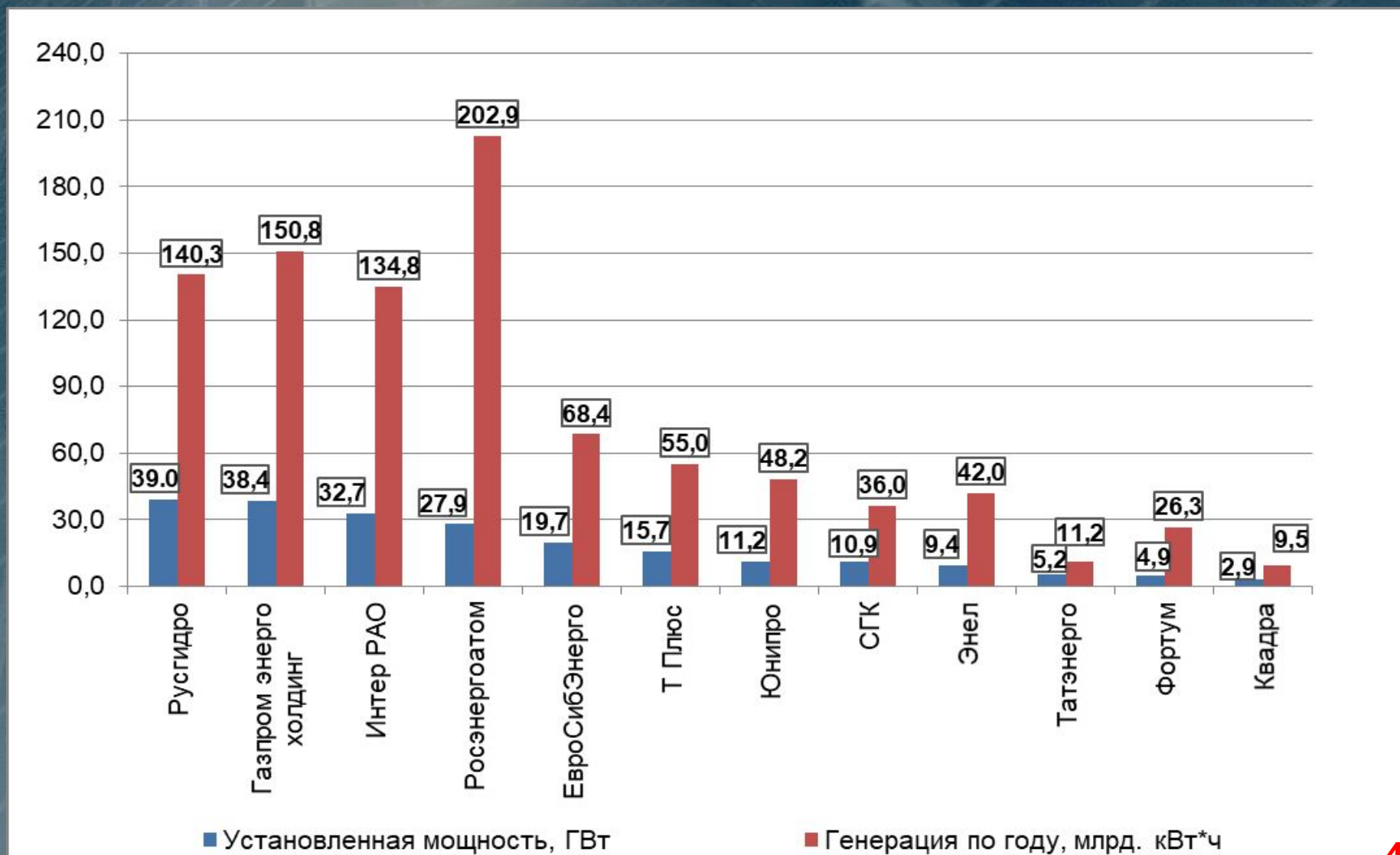
№ п/п	Наименование	Установленная мощность, ГВт	Генерация по году, млрд. кВт*ч	Доля установленной мощности, %	Доля генерации электроэнергии, %
1	Русгидро	39,0	140,3	15,83	12,99
2	Газпром энерго холдинг	38,4	150,8	15,59	13,96
3	Интер РАО	32,7	134,8	13,27	12,48
4	Росэнергоатом	27,9	202,9	11,33	18,79
5	ЕвроСибЭнерго	19,7	68,4	8,00	6,33
6	Т Плюс	15,7	55,0	6,37	5,09
7	Юнипро	11,2	48,2	4,55	4,46
8	СГК (Сибирская генерирующая компания)	10,9	36,0	4,42	3,33
9	Энел	9,4	42,0	3,82	3,89
10	Татэнерго	5,2	11,2	2,11	1,04
11	Фортум	4,9	26,3	1,99	2,44
12	Квадра	2,9	9,5	1,18	0,88
	Итого	217,9	925,4	88,45	85,69
	Другие генерирующие мощности	28,44	154,6	11,55	14,31
	<b>Итого по России</b>	<b>246,34</b>	<b>1 080,6</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>



# Раздел 1. Инвестиции в энергетику в России

## 1.5. Современный рынок электроэнергии в России

### 1.5.9. Генерация электрической энергии

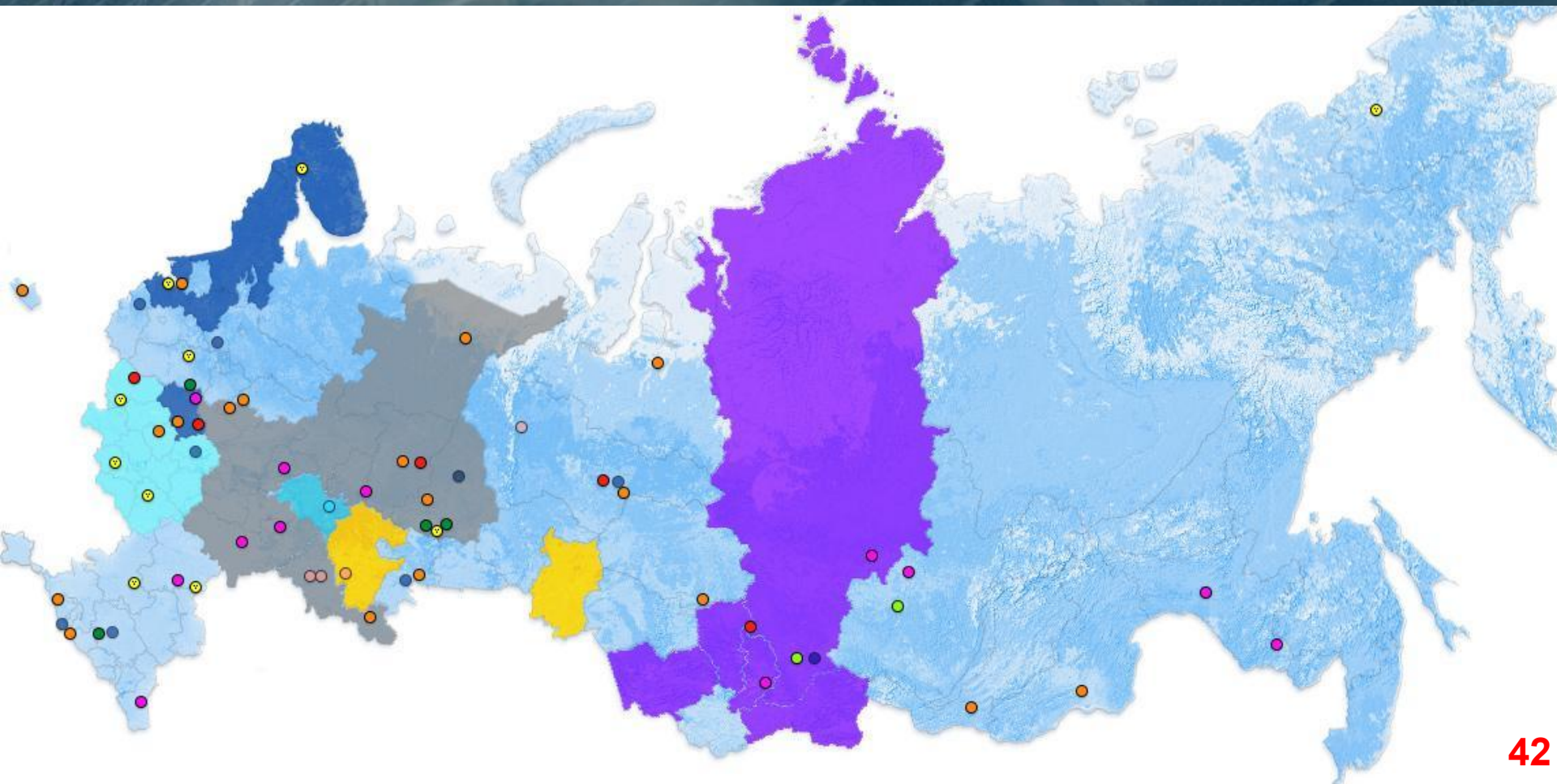


# Раздел 1. Инвестиции в энергетику в России

## 1.5. Современный рынок электроэнергии в России

### 1.5.9. Генерация электрической энергии

Месторасположение электростанций 12 крупнейших генерирующих компаний



# Раздел 1. Инвестиции в энергетику в России

## 1.6. Электрические сети

### 1.6.1. Сетевые компании

Передача электрической энергии от электростанций до потребителей осуществляется по электросетям, которые связаны между собой трансформаторными подстанциями. Подавляющим большинством объектов электропередачи страны владеет ПАО «Россети». Незначительная их часть принадлежит частным компаниям.

Все электросети подразделяются на магистральные и распределительные. После реформы ПАО «ЕЭС» распределительные сети напряжением 110 и менее кВ перешли под управление Холдинга МРСК (Межрегиональная распределительная сетевая компания), а магистральные (высоковольтные) напряжением от 220 кВ и выше вошли в Федеральную сетевую компанию (ФСК ЕЭС). В 2012 году, по решению Правительства РФ начался процесс консолидации ФСК ЕЭС и Холдинга МРСК в форме открытого акционерного общества «Российские сети». 23 марта 2013 года Холдинг МРСК был официально переименован в ОАО «Российские сети». С 30 июня 2015 года в уставе содержится новое фирменное наименование в части организационно-правовой формы – Публичное акционерное общество «Российские сети» (ПАО «Россети»). 43

# Раздел 1. Инвестиции в энергетику в России

## 1.6. Электрические сети

### 1.6.1. Сетевые компании

Имущественный комплекс ПАО «Российские сети» включает в себя 43 дочерних и зависимых общества, в том числе 14 межрегиональных и магистральную сетевую компанию.

Контролирующим акционером является государство в лице Федерального агентства по управлению государственным имуществом РФ, владеющее 88,04 % долей в уставном капитале.

Компания управляет 2,35 млн. км линий электропередач, 507 тыс. электрических подстанциями суммарной трансформаторной мощностью более 792 тыс. МВа.

Объём электрической энергии, отпущенной из электрических сетей потребителям и смежным территориальным сетевым организациям в 2018 году, составил 761,5 млрд кВт\*ч

# Раздел 1. Инвестиции в энергетику в России

## 1.6. Электрические сети

### 1.6.2. Сетевая компания ПАО «ФСК ЕЭС» и «МРСК»

Магистральные сети входят в состав компании ПАО «ФСК ЕЭС» — Федеральная Сетевая Компания Единой Энергетической Системы России. ПАО «ФСК ЕЭС» управляет всеми электрическими сетями напряжением 220 кВ, 330 кВ, 500 кВ, 750 кВ. ПАО «ФСК ЕЭС» – электросетевая компания, занимающая одну из лидирующих позиций в мире по трансформаторной мощности и по протяжённости линий электросетей. Контролирует 947 подстанций общей мощностью около 347 тыс. МВА, а также высоковольтные магистральные линии электропередачи общей протяжённостью около 143 тыс. км.

Распределительные сети предназначены для доставки электроэнергии потребителю или до других подстанций. Также они служат для сбора мощности с относительно небольших электростанций (до сотни мегаватт). Поскольку сетевые компании являются естественными монополиями, то их тарифы устанавливаются государством. Основными сетевые компании – Межрегиональными распределительными сетевыми компаниями (МРСК) являются:

1. МРСК Центра и Приволжья	5. МРСК Северо-Запада	10. АО «Тюменьэнерго»
2. МРСК Центра	6. МРСК Юга	11. ПАО «Ленэнерго»
3. МРСК Волги	7. МРСК Урала	12. ПАО «ТРК» («Россети Томск»)
4. МРСК Сибири	8. МРСК Северного Кавказа	13. ПАО «Кубаньэнерго»
14. Московская объединённая электросетевая компания - ПАО «МОЭСК»		

# Раздел 1. Инвестиции в энергетику в России

## 1.6. Электрические сети

### 1.6.3. Зоны действия основных сетевых компаний



# Раздел 1. Инвестиции в энергетику в России

## 1.7. Сбытовые компании

### 1.7.1. Принципиальная схема функционирования рынка электроэнергии в РФ

Сбыт электроэнергии крупным конечным потребителям могут осуществлять и сами генерирующие компании напрямую через оптовый рынок.

Но все же в основном этим занимаются сбытовые компании и гарантирующие поставщики. Многие из них являются публичными компаниями и представлены на фондовом рынке.

