

Проблема энергодефицита в регионах России и возможные пути ее решения

«Уютнейшая вещь керосиновая лампа,
но я за электричество!»

Михаил Булгаков

ЭКОПСИ
бизнес делают люди

Вступительное слово



Сергей Минин

Партнер, руководитель
практики «Стратегический
консалтинг»

minin@ecopsy.ru

www.ecopsy.ru

+7 495 645-00-40

До 2021 года российская энергетика стабильно справлялась с задачей энергоснабжения. В период с 2005 по 2017 год не было зафиксировано крупных сбоев, а отдельные случаи отключения потребителей были связаны с неблагоприятными погодными условиями или авариями на отдельных станциях.

В 2010-х годах потребители критиковали генерирующие компании за необходимость оплачивать избыточные мощности. Основное внимание отрасли было сосредоточено на замене изношенных мощностей и решении региональных задач — энергообеспечении Крыма и Калининградской области, а также на развитии сектора возобновляемых источников энергии.

В последние 3 года ситуация в отрасли начала меняться: произошли сбои в электросетях и генерации отдельных регионов, включая крупную аварию на юге страны летом 2024 года. Все чаще потребители отмечают дефицит мощности и приостановку инвестиционных проектов по этой причине. Ситуация осложняется беспрецедентным внешним давлением на экономику страны, ограничивающим доступ к финансированию, оборудованию и технологиям.

«Системный оператор Единой энергетической системы», ответственный за перспективное планирование в электроэнергетике, прогнозирует* значительный рост потребления электроэнергии и возможное возникновение дефицитов. Эти изменения ставят новые вызовы перед отраслью: как функционировать в условиях дефицита и как его преодолеть.

В настоящем обзоре мы рассматриваем механизмы решения проблемы дефицита электроэнергии, анализируем их преимущества и ограничения. Важно отметить, что наши выводы были верифицированы участниками рынка – как потребителями электроэнергии, так и генерирующими и сетевыми компаниями.

Надеюсь, что этот документ будет полезен для Вас.



Ключевые выводы по итогам исследования

1

Начиная с 2024 года и вплоть до 2030 года, прогнозируется двукратное увеличение темпов роста потребления электроэнергии по сравнению с периодом 2014-2023 годов. В результате прогнозируется также дефицит электроэнергии и мощности

Основные меры по преодолению дефицита применяемые сейчас — строительство генерации по КОМ НГО, запрет майнинга, локальное развитие сетевой инфраструктуры — обладают некоторыми недостатками как для потребителей, так и для других участников энергорынка

2

3

В условиях дефицита и при сохранении текущего набора мер по его преодолению вероятны рост цен, замедление реализации инвестиционных проектов, также снижение доходов в отрасли

1. С 2020 года ежегодно растет объем дефицита мощности (с 1,6 ГВт до 14,2 ГВт) и количество территорий с прогнозируемым локальным дефицитом: с 1-3 до 4 в ЕЭС России, +4 территории в ТИТЭС
2. После 2022 года российская энергетика столкнулась с беспрецедентными вызовами: уход поставщиков, снижение доходности проектов, рост цен
3. Темпы строительства генерации и сетевых объектов не успевают за ростом потребления. Несмотря на планы по строительству генерации на Юго-Востоке Сибири дефицит в регионе продолжает увеличиваться
4. Фактический дефицит может превышать прогнозный, так как потребители часто получают отказы в технологическом присоединении по формальным основаниям или отказываются от заявок из-за высокой стоимости необходимых мероприятий (стоимость подключения 0,2 МВт может достигать до 300 млн руб.), ранее одобренные заявки не исполняются (количество просроченных договоров технологического присоединения выросло в 2024 году на 15 тыс. — с 33 до 48 тыс.)

1. КОМ НГО решает проблему, но медленно и дорого: от выявления дефицита до ввода станций проходит 8-10 лет, одноставочная цена электроэнергии по КОМ НГО превышает 15 руб./кВт·ч
2. В рамках КОМ НГО в настоящий момент строятся только тепловые станции (два конкурса в Сибири на 1,3 ГВт; несостоявшийся конкурс в ОЭС Юга на 1,4 ГВт)
3. Объемы дифференциации тарифов для населения недостаточны для стимулирования снижения потребления и борьбы с серым майнингом: лимиты первого диапазона потребления часто превышают 7 000 кВт·ч, второго — 15 000 кВт·ч
4. Запрет майнинга формально ограничивает белый майнинг, не затрагивая серый, доля которого оценивается от 40 до 70%
5. Сетевое строительство используется преимущественно для увеличения перетоков между энергосистемами и/или энергорайонами. Практически отсутствуют проекты с напряжением выше 500 кВ и линий постоянного тока (в СиПР запланированы лишь две линии: ВЛ ППТ в Сибири — 1420 км; ВЛ 750 кВ в Московской энергосистеме — 135 км)

1. Опережающий рост цен на электроэнергию: по прогнозам, к 2035 году конечная цена окажется на 25-30% выше уровня инфляции
2. Нехватка энергетических мощностей для реализации инвестиционных проектов: только в Забайкалье дефицит составляет 1 ГВт мощности для шести проектов с объемом инвестиций около 1 трлн руб.
3. Снижение доходов сетевых и сбытовых компаний из-за ухода потребителей на собственную генерацию (срок окупаемости проектов собственной генерации составляет 5-10 лет); снижение доходов генерации из-за невыгодных условий КОМ НГО (по оценке генераторов, ценовые параметры конкурса занижены на 25-30%; решение о строительстве принято директивно Правительственной комиссией по вопросам развития электроэнергетики)

Ключевые выводы по итогам исследования

4

Существует ряд дополнительных инструментов для купирования дефицита, направленных на снижение спроса, увеличение предложения и повышение эффективности

- 1. Строить больше, быстрее и проще:** увеличить долю распределенной генерации с текущих 9% — до 20–30% (уровень развитых стран); обеспечить опережающее строительство АЭС и ГЭС
- 2. Оптимизировать потребление:** довести долю Demand response (управления спросом) до показателей 2-6% (типичные мировые показатели крупных энергосистем); сократить потребление со стороны серого майнинга
- 3. Дифференцировать тарифы:** установить экономически обоснованные тарифы для населения на потребление сверх базового объема — 8–10 руб./кВт·ч; перенести экономическую нагрузку по оплате электроэнергии и мощности новой генерации (с одноставочной ценой 15–20 руб./кВт·ч) на новых потребителей
- 4. Повышать эффективность и маневренность системы:** снижение аварийности позволит сократить дефицит мощности на 5,5 ГВт из 14,1 ГВт

5

Перечисленные инструменты обладают потенциальными положительными экономическими эффектами

- 1. Сдерживание темпов роста цен на электроэнергию:** стоимость 1 кВт·ч генерации по ДПМ ВИЭ в 2–4 раза ниже, чем по КОМ НГО
- 2. Гибкое распределение затрат на устранение дефицита между разными группами потребителей:** сейчас разница в стоимости 1 кВт·ч между новой и старой генерацией может отличаться в 2–5 раз
- 3. Улучшение экономических показателей энергосистемы в целом:** снижение объема перекрестного субсидирования населения (с текущих 340 млрд руб.), сокращение аварийности (в 2024 году объем аварийных ремонтов и ограничений мощности ОЭС Юга превысил 2 ГВт) и т.д

6

Дополнительные эффекты от внедрения предложенных инструментов

- 1. Повышение эффективности энергосистемы:** снижение неравномерности загрузки оборудования, повышение КИУМ ТЭС
- 2. Сокращение сроков преодоления дефицита** (от появления дефицита до прогнозного ввода новых мощностей в настоящее время проходит до 8 лет)
- 3. Снижение объемов серого майнинга** (сейчас ежегодные убытки для экономики России оцениваются в ≈10 млрд руб.)
- 4. Повышение доли низкоуглеродной генерации** (в настоящее время доля СЭС и ВЭС в установленной мощности в ЕЭС России составляет ≈2%)



Мы опросили представителей генерирующих и сетевых компаний, крупных потребителей. Результаты подтвердили остроту проблемы дефицита и актуальность вопроса об инструментах его преодоления

«Из-за роста потребления у нас уже возникают серьезные проблемы с режимами и возможностью вывода блоков в ремонт. А что происходит на Юге и Дальнем Востоке — вообще трудно представить. В таких режимах даже мы долго работать не сможем. Оборудование стареет и вскоре не сможет обеспечивать даже текущее потребление. КОМ НГО — это работающий инструмент, без него ситуация была бы еще хуже. Но перекладывать всю процентную нагрузку на потребителя нельзя. Необходимы альтернативные механизмы финансирования. В идеале должна быть сбалансированная корзина генерации: строить нужно все, а особенно важны механизмы обновления старого. КОМ модернизации уже не справляется. Все забыли про ЦОД и электромобили как драйверы спроса. Между тем, 70% прироста потребления в США и Китае планируется именно под ЦОД для ИИ. Если мы не хотим отставать, необходимо развивать генерацию. Для ЦОД в первую очередь подходят АЭС».

Директор по развитию теплогенерирующей компании в первой ценовой зоне

«Все предложенные инструменты необходимо тщательно рассматривать и просчитывать. Если ничего не предпринимать и просто собрать с потребителей 42 трлн руб. на новую Генсхему, то нам действительно проще отрезать провода и построить собственную генерацию».

Главный энергетик металлургического холдинга

«Пришло время принимать серьезные решения. Все меры необходимо реализовывать одновременно. Механизм КОМ НГО следует отменить. Ненормально, когда генераторы получают доход от строительства, а не от эксплуатации станций. Следует внедрять другие механизмы — прямые инвестиционные договоры, контракты на разницу в цене.

Собственных мощностей по производству турбин у нас недостаточно, генераторам строительство невыгодно – дайте возможность строить потребителям. Пусть не локализованно, зато дешево. Как ни увеличивай штрафы — станции стареют. Поэтому нужно строить и платить за это. Генерация уже физически не способна обеспечить необходимый уровень надежности».

Директор по энергетике химического холдинга

«Если продолжать строить так долго и так дорого, то через 15 лет все потребители разбегутся, а ЕЭС распадется на части — платить за содержание сетей и мощностей будет некому».

Директор по энергетике горнодобывающей компании

«Механизмы необходимо менять. Чем мешает легальный майнинг в ночные часы? Напротив, в сочетании с управлением спросом это — эффективный инструмент выравнивания графика потребления. По ДПМ уже построена невостребованная генерация с КИУМ 15%. Возможно, не все проблемы стоит решать КОМ НГО?»

Отраслевой эксперт

«Необходимо делать все: строить АЭС, ГЭС/ГАЭС, развивать возобновляемые источники энергии. Заниматься энергосбережением и расширять управление спросом. Иначе через пять лет мы столкнемся с серьезными проблемами, и времени на их решение уже не останется».

Руководитель по стратегии генерирующей компании

«Существует проблема ухода потребителей на собственную генерацию. Серый майнинг — тоже проблема, а запрещают белый. В московском регионе с решениями запоздали — строить нужно было раньше. Линии высокого напряжения, постоянного тока, конечно, нужно развивать».

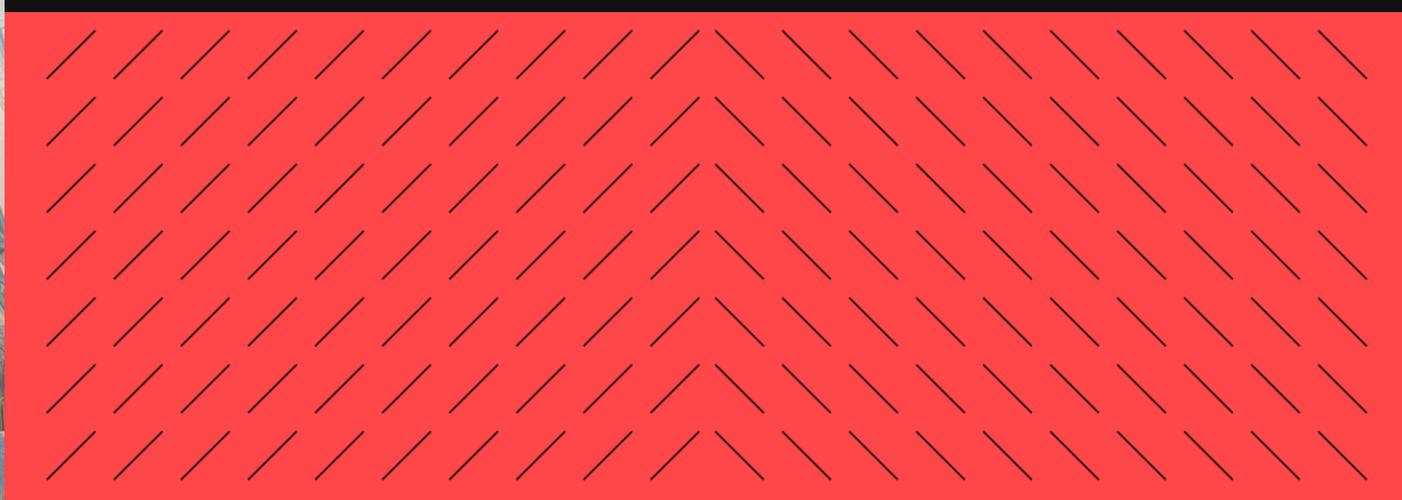
Главный инженер региональной сетевой компании



ЭКОПСИ



Текущее и прогнозное потребление электроэнергии и мощности



В 2014-2023 годах в ЕЭС России наблюдались **невысокие темпы роста потребления электроэнергии** и мощности (в среднем около 1% в год). Основной прирост пришелся на ОЭС Юга, Сибири и Центра

В 2014-2023 гг. среднегодовой темп роста потребления электроэнергии в ЕЭС России составил всего **1,1%**. Рост обеспечивался преимущественно существующими потребителями, включая население.

В результате максимум потребляемой мощности не рос и определялся в основном температурными факторами. Рост на уровне **1,0%** обеспечен исключительно периодом **2021-2023 гг.**, когда совпали несколько факторов: низкие температуры зимой, рост потребления со стороны майнинга и ввод крупных инвестиционных проектов (Восточный полигон РЖД, новые заводы РУСАЛ и др.).

Низкие темпы роста наблюдались практически во всех ОЭС. Существенный рост зафиксирован лишь в ОЭС Юга (3%) и ОЭС Востока. Без учета присоединения к ЕЭС двух энергорайонов Республики Саха (Якутия), прирост составил бы **≈2,9%**.

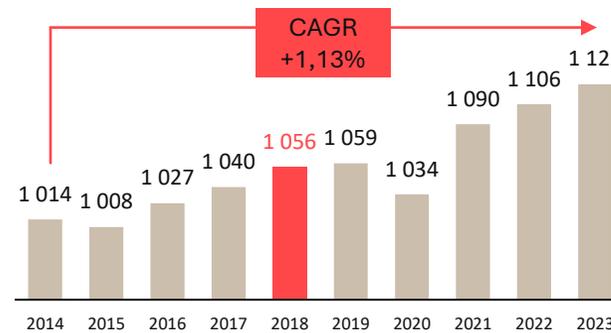
В натуральном выражении **73% роста потребления** пришлось на три энергосистемы:

- ОЭС Центра (+27 млрд кВт·ч),
- ОЭС Юга (+27 млрд кВт·ч),
- ОЭС Сибири (+26 млрд кВт·ч).

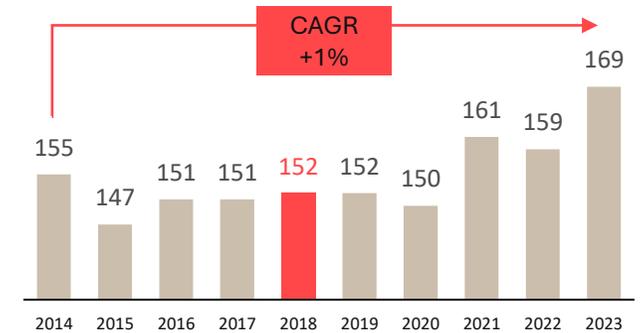
* Без учета влияния энергопотребления новых регионов
Источник: Системный оператор, анализ ЭКОПСИ



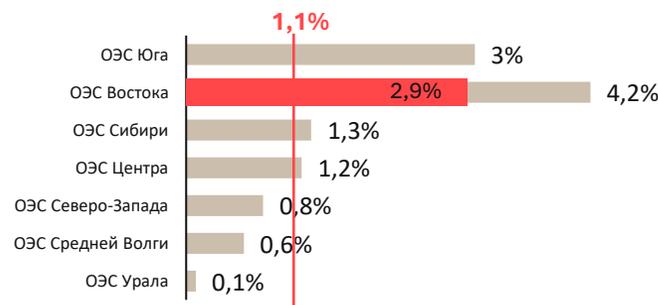
Потребление электроэнергии в ЕЭС России, млрд кВт·ч



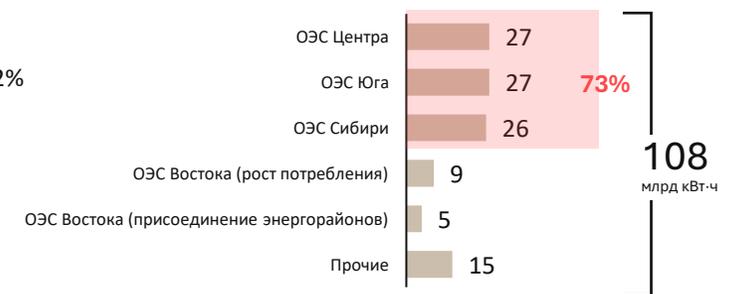
Максимум потребления мощности, ГВт



CAGR роста потребления электроэнергии в 2014-2023 гг. по ОЭС %



Рост потребления электроэнергии в 2014-2023 гг. по ОЭС, млрд кВт·ч



С 2019 года к ЕЭС России присоединены ЦЭР и ЗЭР Республики Саха (Якутия) +≈5 млрд кВт·ч
В среднем по ЕЭС России

В 2023-2030 гг. ожидается удвоение темпов роста потребления электроэнергии по сравнению с предыдущим десятилетием за счет реализации масштабных инвестиционных проектов, а также увеличения нагрузки со стороны ЦОД и майнинга на фоне беспрецедентных вызовов для отрасли в целом

Согласно последнему прогнозу СО ЕЭС, среднегодовые темпы роста потребления электроэнергии в 2023-2030 гг. вырастут и достигнут **1,9%** (**2,1%** без учета новых регионов). Это подтверждается данными: в 2024 году рост электропотребления составил **3,1%** (**2,8%** без учета высокосного года). Дополнительным фактором роста энергопотребления и серьезным вызовом для отрасли стало активное импортозамещение в промышленности и переориентация транспортных потоков после 2022 года.

Кроме того, отрасль столкнулась с **беспрецедентными внешними вызовами**:

- отказ зарубежных производителей от поставок газовых турбин и от обслуживания уже установленного оборудования;
- уход западных производителей ВИЭ, локализовавших производство;
- снижение окупаемости инвестпроектов (КОМ модернизации, ДПМ ВИЭ) из-за инфляции и высокой ключевой ставки.

Рост потребления будет происходить в основном за счет трех ОЭС: Востока (**+4,9%**), Сибири (**+2,7%**) и Северо-Запада (**+2,5%**).

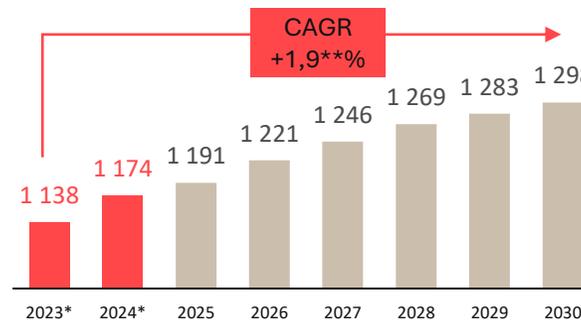
Драйверы роста будут различаться по регионам:

- майнинг (ОЭС Сибири, ОЭС Северо-Запада);
- развитие инфраструктуры и рост объемов перевозок по БАМу и Транссибу (ОЭС Сибири и ОЭС Востока);
- новые энергоемкие промышленные производства (ОЭС Сибири, ОЭС Северо-Запада и ОЭС Востока)

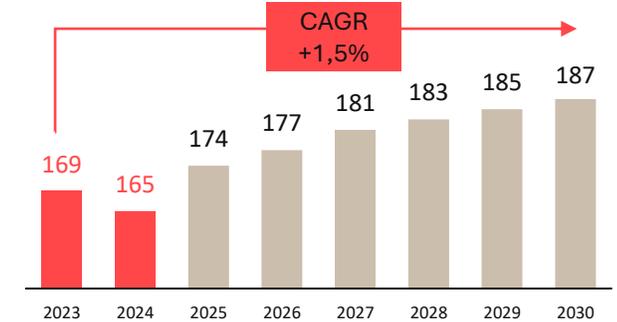
* С учетом влияния энергопотребления новых регионов ≈16 млрд кВт·ч;

Источник: Системный оператор, анализ ЭКОПСИ

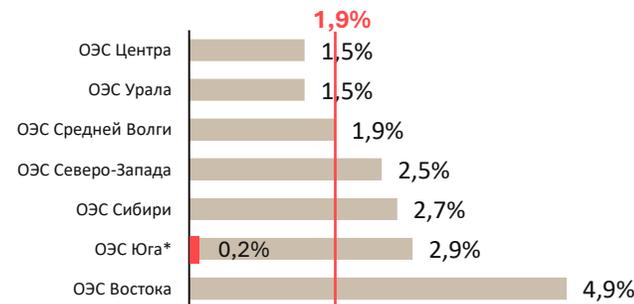
Прогноз потребления электроэнергии в ЕЭС России, млрд кВт·ч



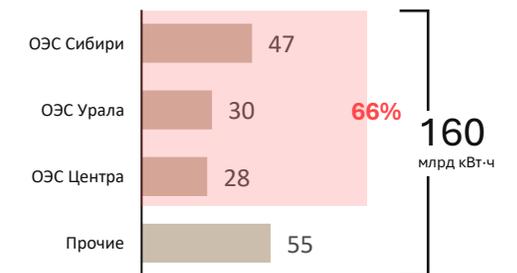
Прогноз максимума потребления мощности, ГВт



CAGR прогноза роста потребления электроэнергии в 2023-2030 гг. по ОЭС, %



Прогноз роста потребления электроэнергии в 2023-2030 гг. по ОЭС, млрд кВт·ч

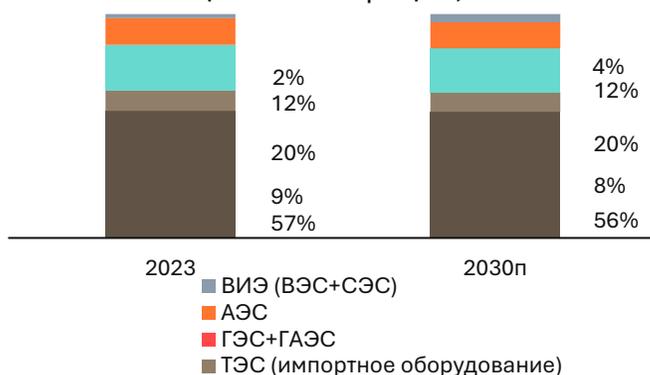


С 2023 года к ЕЭС России присоединены новые регионы +≈16 млрд кВт·ч

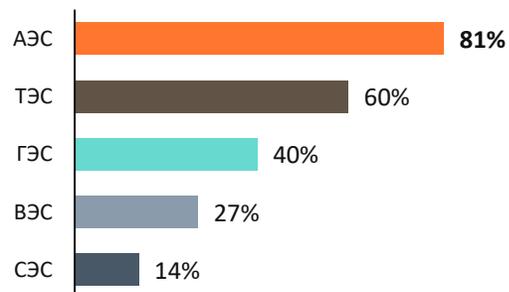
В среднем по ЕЭС России

Планы по вводу и выводу генерации, а также текущий состав генерирующих мощностей не позволяют обеспечить прогнозное энергопотребление, в том числе из-за опережающего ввода ВИЭ

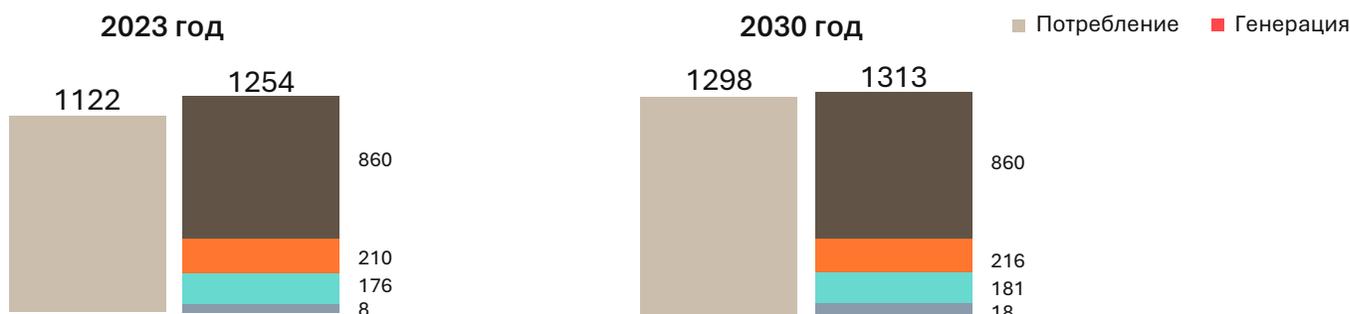
Динамика структуры установленной мощности генерации, ГВт



Максимальный* КИУМ по видам генерации, %



Обеспеченность потребления генерацией*, млрд кВт·ч



* Максимальная загрузка определена с учетом исторических данных, климатических ограничений для ВИЭ и необходимости регулирования суточных и годовых колебаний графиков нагрузки, а также требований по ремонту оборудования

** Без учета сальдо экспорта/импорта электроэнергии

*** Без учета генерации и потребления в новых регионах

Источник: Системный оператор, анализ ЭКОПСИ

Установленная мощность электростанций в **2023-2030** гг. растет всего на **0,8%** в год, в то время как максимум потребления мощности — на **1,5%**.

Доля ВИЭ генерации (с негарантированной мощностью и низким уровнем загрузки) в установленной мощности увеличивается с **2%** в **2023** году до **4%** в **2030** году за счет сокращения доли ТЭС, обеспечивающих основную гарантированную выработку.

Даже при достижении максимального уровня загрузки* (КИУМ) структура генерации к **2030** году не позволяет обеспечить прогнозное потребление** из-за сетевых и прочих ограничений.

В энергосистеме работают **23 ГВт** ТЭС на импортных газовых турбинах, что повышает риск остановов из-за ограничений сервисного обслуживания. В **2022-2024** гг. для поддержания надежности энергосистемы вводился механизм экономии ресурса на таких объектах. **В случае вывода таких объектов из эксплуатации или снижения их загрузки риски необеспечения прогнозного потребления возрастают.**

Для обеспечения ввода новых генерирующих мощностей и сетевой инфраструктуры в рамках Генеральной схемы размещения объектов энергетики до 2042 года потребуется **42 трлн руб.** Реализация этих мероприятий приведет к росту тарифов в **≈2** раза (в ценах 2025 года).

После изменения подходов к формированию балансов мощности наблюдается **взрывной** рост дефицита и количества дефицитных территорий

Если в 2020-2023 гг. прогнозировались 1-3 дефицитных территории, то в 2025 году прогнозируется уже 4 таких территории в ЕЭС России и еще 4 — в ТИТЭС.

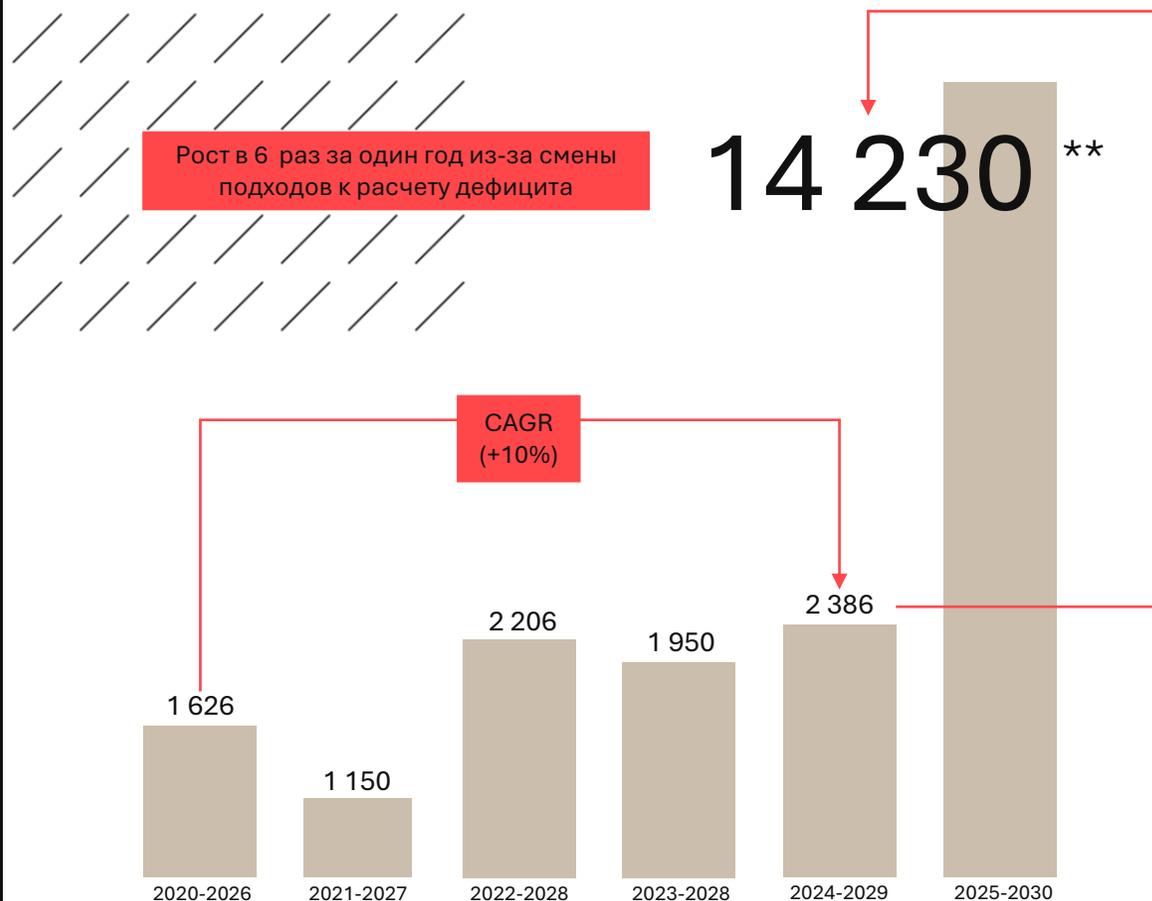
Объем прогнозного дефицита (с учетом дополнительной генерации) резко вырос — с **1,6 ГВт до 14,2 ГВт**. Основная причина роста (**на 5,5 ГВт**) – учет фактора аварийности в балансах мощности после инцидента в ОЭС Юга в 2024 году (среднегодовой прирост в 10% был превышен в 60 раз).

Ранее принятых решений по строительству генерации становится недостаточно для покрытия дефицита, и требуется проведение новых конкурсов и решений Правительственной комиссии по устранению дефицита на тех же территориях:

- Так, в 2024 году в ОЭС Сибири было проведено два конкурсных отбора по КОМ НГО на **1,3 ГВт**. Однако в новом прогнозе дополнительно требуется еще **2,9 ГВт** для покрытия дефицита. При этом в балансе мощности уже заложена максимальная аварийность в том же объеме — **2,9 ГВт**.
- В ОЭС Юга первый конкурс КОМ НГО прошел в 2017 году — по его итогам построена ТЭС «Ударная» мощностью **0,5 ГВт**. В 2024 году конкурс по ОЭС Юга на 1,4 ГВт мощности был признан несостоявшимся, а объем дефицита вырос с **0,4 до 2,8 ГВт**, в основном из-за учета аварийности.

Фактический дефицит может превышать прогнозный: потребители часто получают отказы в технологическом присоединении по формальным основаниям или отказываются от заявок из-за высокой стоимости необходимых мероприятий (в том числе инвестиционной составляющей).

Объем разрыва между текущей доступной инфраструктурой и потребностью в мощности в СиПР соответствующие годы, МВт*



* Сумма прогнозного дефицита и ранее принятых решений по строительству генерации

** Из которых 1 700 МВт составляет мощность ВИЭ вместо 519 МВт гарантированной мощности

Основные **причины возникновения дефицита** – учет аварийности в балансах мощности, рост нагрузки со стороны промышленных потребителей, инфраструктурных компаний и майнинга

ОЭС Сибири

4 190 МВт

- Нагрузки РЖД (Восточный полигон)
- Metallургия
- Майнинг
- Учет аварийности в балансах мощности
- Нефтегаз
- Горнодобыча

ОЭС Центра

3 079 МВт

- Нагрузки РЖД (ВСМ, МЦД)
- Центры обработки данных
- Жилая застройка
- Учет аварийности в балансах мощности

ОЭС Востока

3 638 МВт

- Нагрузки РЖД (Восточный полигон)
- Metallургия
- Территории опережающего развития
- Учет аварийности в балансах мощности

ОЭС Юга

2 863 МВт

- Майнинг
- Учет аварийности в балансах мощности

Сахалинская ЭС

363 МВт

- Учет возможного отключения двух блоков генерации
- Возможный останов импортных газовых турбин

Чаун-Билибинский энергоузел

58 МВт

Анадырский энергоузел

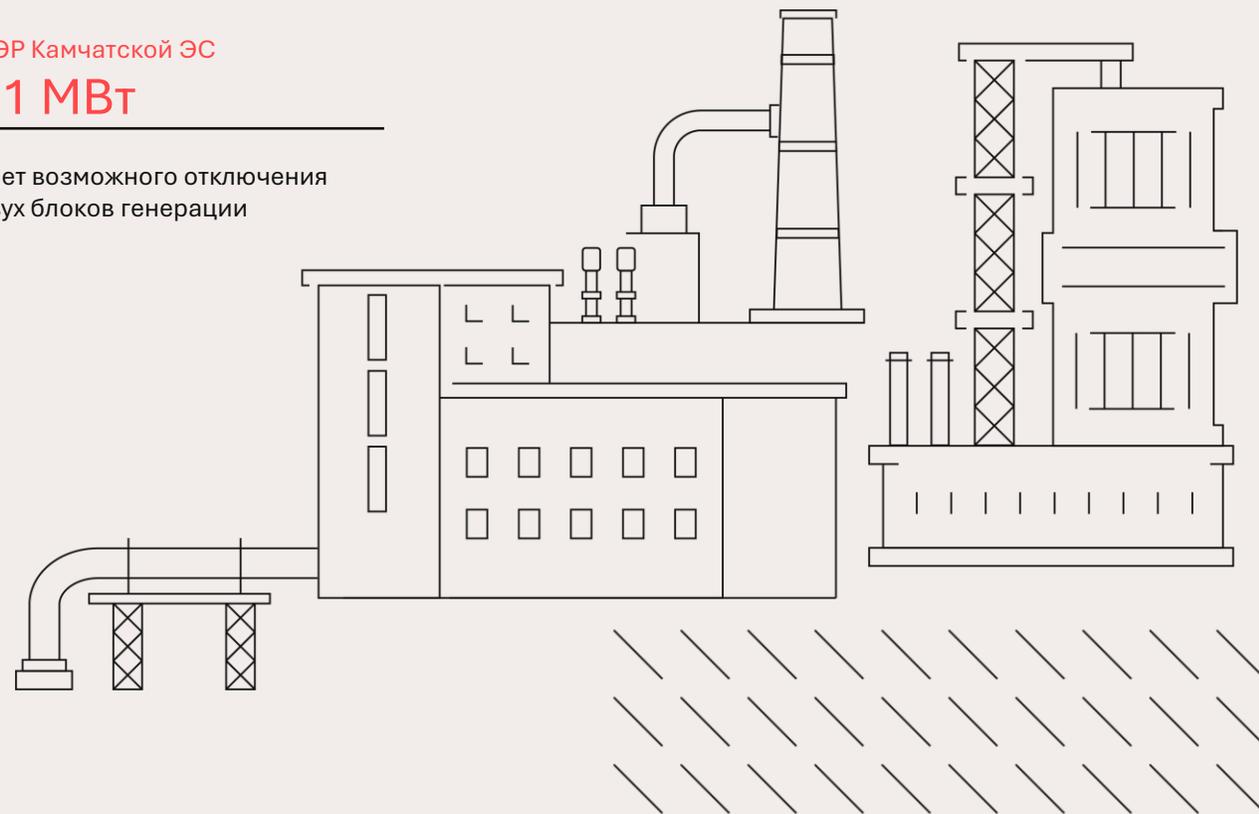
8 МВт Чукотского автономного округа

- Учет возможного отключения двух блоков генерации

ЦЭР Камчатской ЭС

31 МВт

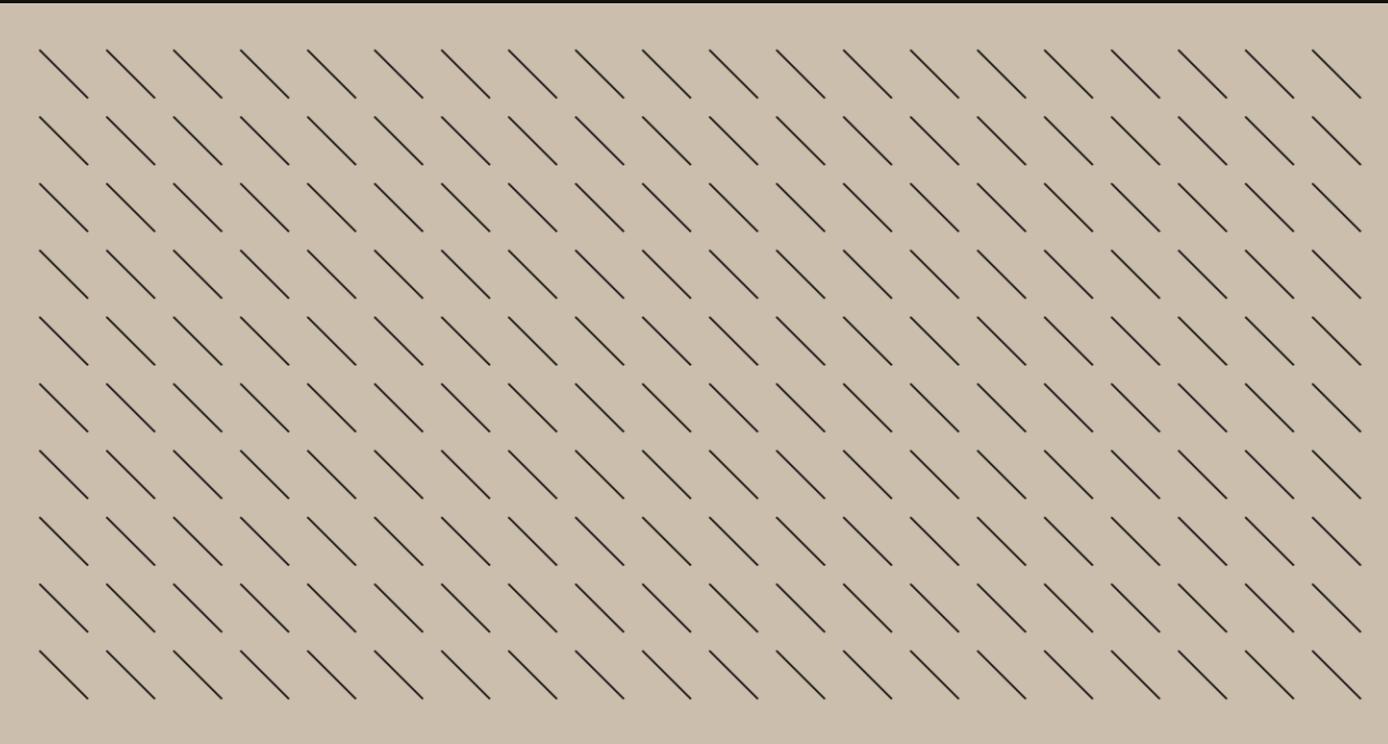
- Учет возможного отключения двух блоков генерации



14 230 МВт

величина разрыва между текущими доступными и необходимыми на 2030 год мощностями

Инструменты покрытия дефицита



Для устранения дефицита используются расширение мощностей (КОМ НГО), локальное строительство сетей и ограничение майнинга, но эти **инструменты не являются оптимальными и исчерпывающими**



КОМ НГО

Базовый механизм покрытия дефицита — КОМ НГО — решает основную задачу по ликвидации дефицита и по своей природе является рыночным механизмом (конкурсная основа).

Вопрос оптимальности механизма КОМ НГО регулярно поднимается потребителями, которые считают его слишком дорогим и медленным.

В то же время ценовые параметры КОМ НГО, завышенные, по мнению потребителей, не обеспечивают необходимую доходность генерирующих компаний.

В результате решения о ликвидации дефицита в ОЭС Юга и ОЭС Центра были приняты Правительственной комиссией по развитию электроэнергетики вне рамок конкурсной процедуры, что создает риски снижения доходности проектов для генерирующих компаний.



Сетевое строительство

Такой инструмент, как строительство сетевой инфраструктуры, не в полной мере раскрывает свой потенциал в борьбе с дефицитом из-за отсутствия системных проектов строительства ВЛ.

Запланированные в СиПР проекты сетевого строительства покрывают или снижают дефицит мощности на **3,5 ГВт**, при этом наибольший эффект дает строительство линий **750 кВ (1,2 ГВт)** и линий постоянного тока (**1,5 ГВт**).

Практически все текущие проекты сетевого строительства направлены на развитие сети внутри ОЭС. При этом отсутствуют крупные проекты по увеличению перетоков и или объединению ОЭС (например, Сибири и Урала, Сибири и Востока), которые могли бы существенно изменить балансы мощности и объемы дефицита в ЕЭС в целом.



Ограничение майнинга

Из-за взрывного роста дефицита и рисков энергоснабжения на ключевых дефицитных территориях **до 2030** года введен запрет на майнинг (антикризисная мера). Но это не решает коренных причин дефицита и снижает доходы отрасли:

- Запрет ограничивает только легальный майнинг: серый формально и ранее был запрещен. Легальный майнинг вытесняется в теневой сектор, а масштабного сокращения потребления мощности не происходит (в текущем осенне-зимнем периоде в Сибири – **300 МВт**).
- Потребление майнинга критично в период высокой аварийности и пиковых нагрузок (осенне-зимний или летний период на юге). Вместо ограничений в эти периоды майнинг запрещен постоянно, что снизило доходы энергокомпаний

Кроме того, существующие величины дифференцированных тарифов не позволяют эффективно бороться с серым майнингом, так как часто ниже цен для юридических лиц даже на третьем диапазоне потребления



Основной механизм покрытия дефицита — КОМ НГО — критикуется потребителями (долго и дорого строят) и невыгоден генерации. Рост стоимости электроэнергии из-за КОМ НГО может стимулировать дальнейший уход потребителей на собственную генерацию

Дорого и долго

- Одноставочная цена по КОМ НГО (**1520 руб./кВт·ч**) в **4–5** раз превышает текущую и в **1,5–2 раза** выше цен по ДПМ ВИЭ
- Конкурсы проходят спустя **1–3 года** после выявления дефицита. Если конкурс признается несостоявшимся, сроки увеличиваются еще примерно на **6 месяцев** до проведения нового
- Срыв сроков поставок паровых турбин и отсутствие локализованного производства газовых турбин дополнительно увеличивают сроки реализации проектов

Не учитывается тренд на декарбонизацию

- Сейчас на конкурсах выигрывают проекты только угольных и газовых ТЭС
- Дефицит прогнозируется в СиПР на ближайшие **7 лет**, сроки проведения конкурсов (**13 года**) делают невозможным покрытие дефицита за счет строительства АЭС и/или ГЭС (срок строительства около **10 лет**)
- СЭС и ВЭС* не могут участвовать в конкурсах, так как в условиях конкурса практически всегда прописываются условия гарантированной мощности

Относительно невыгодно (для генераторов и сетей)

- В 2024 году один конкурс признан несостоявшимся, на другом не удалось отобрать необходимый объем — потребовалось проводить повторные конкурсы с повышением цены и сдвигом сроков строительства. Показатели КИУМ для угольных ТЭС завышены, а CAPEX занижен и по угольной, и по газовой генерации
- Рост цен на электроэнергию стимулирует потребителей переходить на собственную генерацию, что снижает доходы генерации и сетевых компаний
- Расчет нового строительства ведется на максимум в ремонтной схеме с учетом повышенной аварийности. Это приводит к росту неостребованной генерации в системе (работа в периоды максимума нагрузок при авариях), что в итоге снижает загрузку и доходы генерации

Платят все

- Дефицит мощности часто возникает из-за потребностей отдельных инвестиционных проектов, а рост цен на новую генерацию распределяется на всех потребителей

* Для ОЭС Востока, где прогнозируется дефицит не только мощности, но и электроэнергии, запланированы отборы СЭС и ВЭС





При сохранении существующих тенденций текущий арсенал инструментов для борьбы с дефицитом несет риски как для потребителей, так и для энергокомпаний



Снижение доходов участников рынка и рост затрат потребителей

- Уже сейчас прогнозируется значительный рост конечной цены на электроэнергию — с превышением уровня инфляции на **25–30%** к **2035** году
- Снижение доходов генерации из-за реализации экономически невыгодных проектов по КОМ НГО или по Правительственным решениям (по оценкам участников рынка, условия конкурсов занижены на **25–30%**)
- Уход потребителей на собственную генерацию из-за высоких цен (срок окупаемости **5–10 лет**) приводит к снижению доходов сетевых и сбытовых компаний, ухудшает параметры работы системной генерации
- Сокращение объемов легального майнинга и налоговых поступлений от него

Повышение аварийности, отключений и ограничений электроэнергии

- Уже сейчас в некоторых регионах действует запрет на майнинг до **2030** года. Обсуждается возможность расширения перечня регионов с ограничением (например, Республика Хакасия)
- В отопительном сезоне **2023-2024** годов в ОЭС Востока одновременно в аварийный ремонт было выведено **1700 МВт** генерации — **25,6%** от общей установленной мощности ТЭС
- В 2023 году в Дагестане объем отключений потребителей во время аварий составил **50 МВт**, в 2024 году — **70 МВт**. Общий объем отключений в ОЭС Юга достиг **1,3 ГВт**

Отказ или перенос реализации инвестиционных и инфраструктурных проектов

- Только в Забайкальском крае дефицит составляет **1 ГВт**, что тормозит реализацию шести проектов с объемом инвестиций около **1 трлн руб.**
- Сбербанк и Т-банк не могут найти площадки для размещения ЦОД мощностью **200–400** и **50–100 МВт** соответственно
- Из-за неблагоприятного финансового положения дочерние компании «Россетей» откладывают реализацию инвестиционной программы, включая проекты технологического присоединения новых потребителей

В мировом опыте используется порядка **5 основных инструментов** для покрытия перспективного спроса и/или развития энергосистем

Задачи электроэнергетики отличаются в зависимости от темпов роста потребления. Страны с растущим энергопотреблением в первую очередь ориентированы на удовлетворение спроса. Страны с низкими или отрицательными темпами роста преимущественно оптимизируют затраты на энергообеспечение и повышают долю низкоуглеродной генерации. Тем не менее, набор инструментов для решения задач отрасли во многом схож в обеих группах стран.

	Страны с растущим потреблением (Китай, Индия и пр.)	Страны с низкими (США, Австралия, Бразилия) и отрицательными темпами роста энергопотребления (страны ЕС, Япония)	Россия	Сравнение России с мировым опытом
1. Строительство генерации:				
// Угольные ТЭС	●	●	○	Строятся при отсутствии доступа к газу в регионах дефицита (КОМ НГО)
// Газовые ТЭС	●	○	○	Базовое строительство по КОМ НГО
// АЭС	●	○	●	Прогнозируется рост доли АЭС в энергобалансе
// ГЭС	●	○	●	Практически не строятся из-за отсутствия механизмов окупаемости
// ГАЭС	●	○	●	Практически не строятся (доля ГАЭС в установленной мощности – 0,5% против 2–9% в других странах)
// ВЭС/СЭС	●	●	●	Опережающее строительство в рамках ДПМ ВИЭ, но с отставанием от доли ВИЭ в других странах (2% против >20%)
2. Управление спросом	●	●	●	Ограниченно используется (0,8% от объема потребления против 2–6% в других странах)
3. Дифференциация цен	●	●	●	Слабая дифференциация цен из-за перекрестного субсидирования и двухставочного рынка
4. Стимулирование распределенной генерации	●	●	●	Существуют нормативные ограничения на развитие распределенной генерации при отсутствии мер поддержки
5. Накопители	○	○	●	Нет модели окупаемости и нормативной возможности замены технологического присоединения накопителями



Активное использование инструмента



Инструмент используется ограниченно или локально



Инструмент практически/совсем не используется

Мировой и российский опыт решения проблемы дефицита и развития энергосистем можно обобщить в 4 направления, для каждого из которых существуют отдельные инструменты, актуальные с учетом российской специфики

Причины возникновения дефицита существенно различаются от региона к региону. С учетом мирового и российского опыта целесообразно сформировать комплексный набор инструментов, который позволит решить проблему дефицита в более короткие сроки, обеспечив дополнительные экономические и качественные эффекты. Выбор конкретных инструментов из этого набора может быть сделан на основе экономических расчетов, стратегических планов развития региона и энергосистем, а также с учетом анализа причин дефицита в каждом конкретном случае. Мировой опыт решения проблемы дефицита и развития энергосистем можно обобщить в 4 основных направления, для каждого из которых существуют отдельные инструменты, адаптированные для России.



Основные направления решения проблемы дефицита и развития энергосистем

- 01 Строить больше, быстрее и проще
- 02 Оптимизировать энергопотребление
- 03 Дифференцировать цены
- 04 Повысить эффективность и маневренность системы

Строить больше, быстрее и проще

Строительство разных видов генерации и сетевой инфраструктуры, а также внедрение новых механизмов финансирования позволит решить проблему дефицита быстрее и/или дешевле

01

Для стран с высокими темпами роста электропотребления характерен опережающий рост энергетической инфраструктуры — генерации, сетей и накопителей — еще до момента появления прогнозного дефицита. Опережающее строительство не только ТЭС, но и АЭС, ГЭС, ВИЭ — в зависимости от значения LCOE и стратегических приоритетов развития территорий — позволяет снизить стоимость кВт·ч (АЭС/ГЭС/ВИЭ), ускорить решение проблемы дефицита (ВИЭ) и уменьшить углеродный след (АЭС/ГЭС/ВИЭ).

При этом, если АЭС и ВИЭ активно строятся и вводятся в эксплуатацию, то в сегменте ГЭС за последние годы была построена только 1 крупная станция — Нижне-Бурейская ГЭС. Остальные проекты, включенные в предыдущие Генсхемы, регулярно переносятся. Аналогичная ситуация происходит и в текущей Генсхеме: проекты Нижне-Зейской и Мотыгинской ГЭС могут быть не реализованы в плановые сроки (**2032-2033 гг.**), так как фактическое строительство по ним не стартовало.

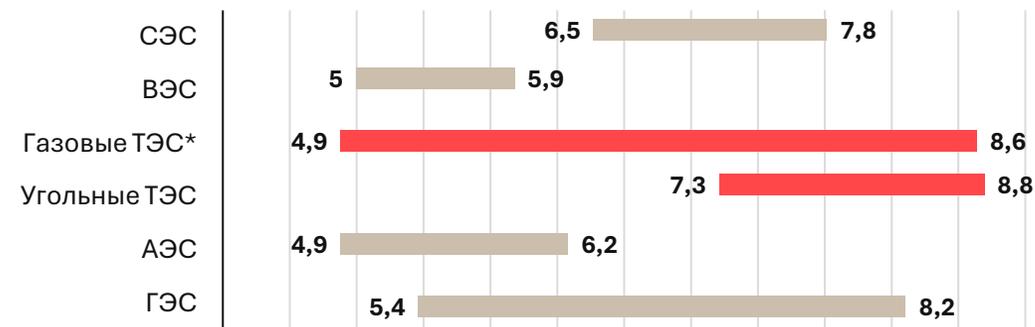
Опережающее сетевое строительство (например, объединение **1-й и 2-й** синхронных зон или увеличение перетоков между **1-й и 2-й** ценовыми зонами) также поможет сократить дефицит мощности и улучшить загрузку тепловой генерации

Сейчас в России отсутствует поддержка строительства распределенной генерации, несмотря на ее отдельные преимущества: быстрее строится, нет требований по локализации – дешевле, снижаются затраты на сетевое строительство. Для сравнения: в европейских странах на объекты распределённой генерации приходится **≈30%** всей выработки электроэнергии.

Логичное дополнение к распределенной генерации – снятие ограничений на собственную генерацию потребителей. Сейчас действует ограничение на уровне **25 МВт** для розничных станций, а также сложные критерии отнесения к блок-станциям. При смягчении этих ограничений потребители смогут построить станции в центрах нагрузки (без существенного сетевого строительства) и с меньшими затратами, в том числе за счет использования нелокализованного оборудования.

Текущие механизмы финансирования (КОМ НГО, ДПМ) предполагают существенную нагрузку как на потребителей (после ввода объектов в эксплуатацию), так и на генераторов (на этапе строительства, в условиях высокой ключевой ставки и роста стоимости материалов и оборудования). Внедрение новых механизмов финансирования (контракты на поставку мощности, эскроу-счета) может снизить кредитную нагрузку на строительство и на конечные цены для потребителей. В настоящее время генераторы привлекают кредиты под ставку свыше **20%**, а возврат инвестиций предполагается с доходностью **14%** в условиях возврата к нейтральной ключевой ставке

LCOE разных видов генерации (Россия), руб./кВт·ч



* В зависимости от технологии



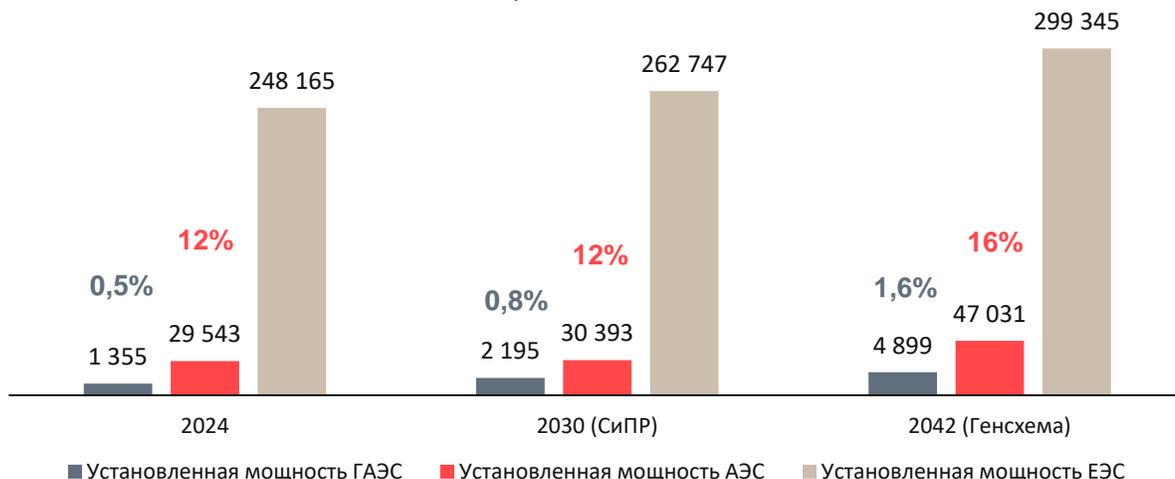
Фактически по КОМ НГО реализуются самые дорогие решения — газовые и угольные ТЭС

- LCOE газовых и угольных ТЭС — одни из самых высоких в мире, особенно в сравнении с СЭС и ВЭС. При этом мировые цены на 1 кВт мощности ВИЭ (СЭС и ВЭС) продолжают снижаться — аналогичная тенденция наблюдалась и в России до ухода западных поставщиков.
- Кроме того, ситуация с локализацией основного оборудования для ВИЭ (солнечные панели, башни, лопасти), АЭС, ГЭС существенно лучше, чем с газовыми турбинами для газовых ТЭС.

Оптимизировать энергопотребление

Снижение дефицита возможно не только за счет строительства новой генерации, но и за счет оптимизации потребления

Установленная мощность разных типов электростанций, МВт*



// В России существует недостаток ГАЭС, особенно в регионах установки АЭС

В крупных энергосистемах — таких как Китай, США, страны Европы и Республика Корея — доля ГАЭС в установленной мощности составляет 2–9%. Особенно важны ГАЭС в условиях роста доли АЭС в энергосистеме: они обеспечивают равномерность загрузки при суточной волатильности потребления. Именно поэтому в Генсхемах проекты ГАЭС размещаются вблизи АЭС (Ленинградской, Приморской и т.п.). Но в настоящий момент отсутствуют механизмы, обеспечивающие окупаемость строительства ГАЭС.

Управление спросом и накопители (включая ГАЭС)

В 2024 году начала действовать целевая модель управления спросом. Предельный объем спроса по конкурсным отборам на 2025 год составляет всего 1,3 ГВт по ЕЭС России. В КОМ на 2027 год заложено 1,1 ГВт (с учетом исполнения обязательств).

Мировой опыт показывает, что внедрение механизмов управления спросом позволяет централизованно управлять потреблением в объеме 2–6% от пикового спроса. Потенциал Российского рынка управления спросом можно оценить не менее чем в 3 ГВт, что позволило бы сократить объемы строительства пиковой генерации для покрытия дефицитов мощности.

Ужесточение условий участия в целевой модели привело к сокращению числа агрегаторов спроса с 35 (в пилотной модели) до 7, что оказывает негативное влияние на объем управления спросом.

Также возможно внедрение механизмов платного отключения различных групп потребителей в период ОЗП или летних максимумов нагрузки — например, за счет переноса ремонтов оборудования на предприятиях.

Энергосбережение

Внедрение энергосберегающих технологий позволяет снизить нагрузку от существующих потребителей и, тем самым, высвободить дополнительную мощность для новых инвестиционных проектов. Текущие экономические и тарифные стимулы зачастую недостаточны для масштабного внедрения энергосберегающих проектов.

* Без учета новых регионов
Источник: Системный оператор, анализ ЭКОПСИ

Дифференцировать цены

Ценовые инструменты позволяют более справедливо распределить нагрузку между различными группами потребителей

03

Более жесткая дифференциация тарифов для населения

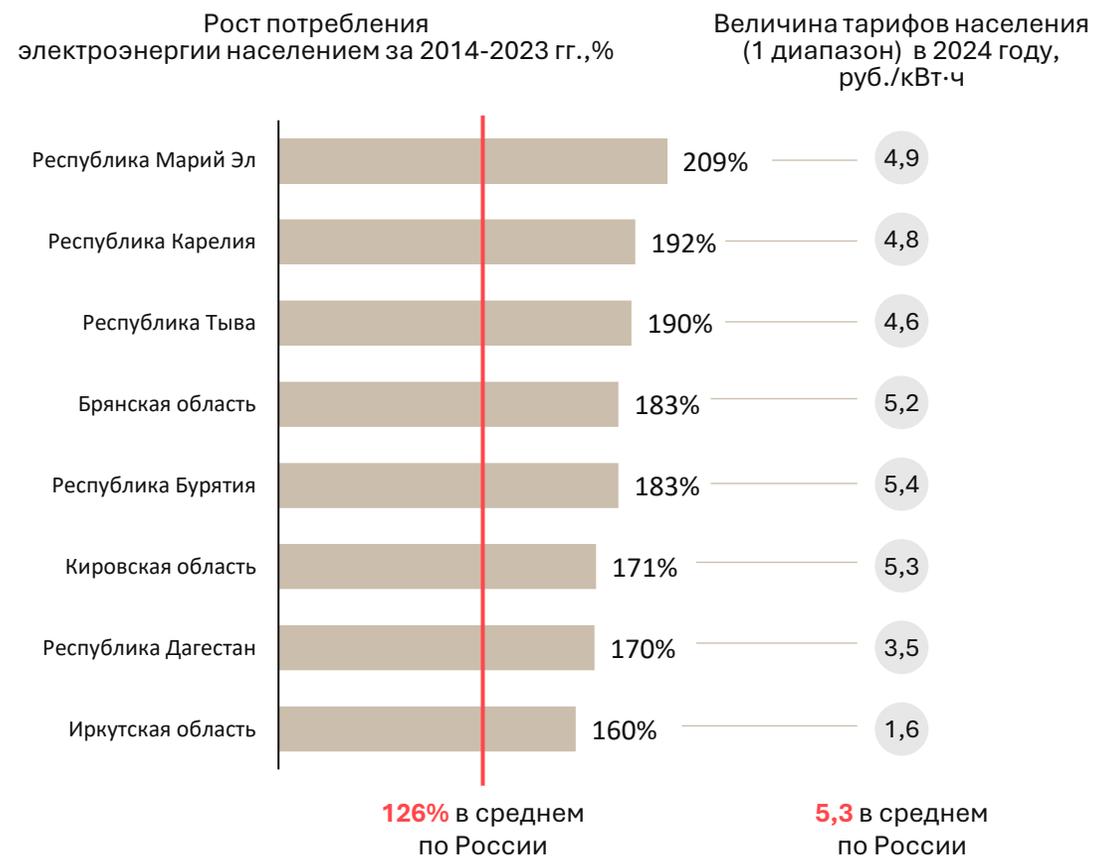
В большинстве регионов первый тарифный диапазон раньше превышал **7 000 кВт·ч** в месяц, что сопоставимо с месячным зимним потреблением дома площадью **100 м²** с электроотоплением в Иркутской области. Снижение порога потребления для населения (за исключением потребителей с электроотоплением) позволяет сократить объем потребления серого майнинга, простимулировать энергосбережение среди населения и снизить объем перекрестного субсидирования. В ряде регионов с низкими тарифами для населения за последние **10 лет** произошел рост потребления, существенно превышающий среднероссийский уровень. Один из примеров — Иркутская область, где тариф по третьему диапазону — **4,9 руб./кВт·ч**, что меньше тарифов по первому диапазону во многих других регионах и существенно ниже стоимости новой генерации (**12–14 руб./кВт·ч в ценах 2024 года**).

Частичная оплата генерации новыми потребителями

Для снижения финансовой нагрузки на существующих потребителей может быть внедрен механизм распределения стоимости новой генерации (КОМ НГО) на новых потребителей. В противном случае прогнозируется рост цен на электроэнергию существенно выше инфляции — на **30-50%** за **10 лет** для существующих потребителей. Аналогичные принципы распределения стоимости генерации на часть потребителей уже применяются в рамках вынужденной генерации и прочих надбавок (Калининград, Дальний Восток и пр.)

Внедрение механизма take or pay

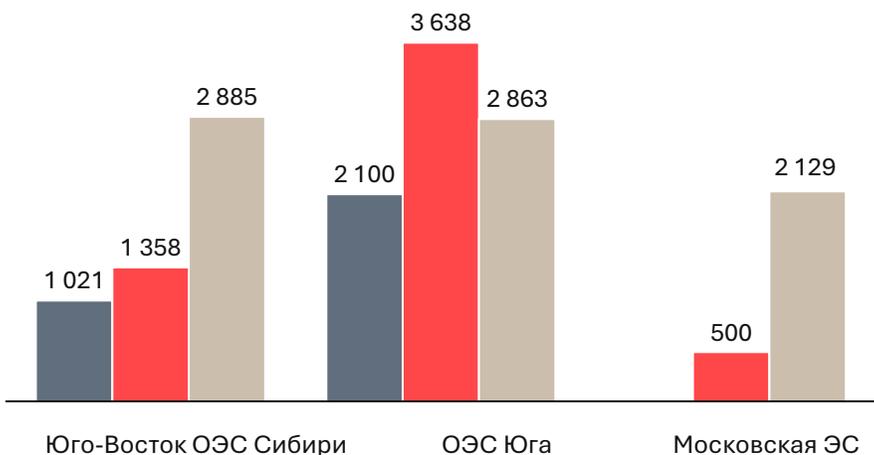
В настоящее время в России нет системы ответственности за поданные заявки на потребление электроэнергии и мощности. Единственный сдерживающий фактор — плата за технологическое присоединение. В случае отказа инвестора от реализации проекта или резкого сокращения потребления через несколько лет после старта проекта произойдет недозагрузка построенных по КОМ НГО мощностей, что приведет к росту затрат для остальных потребителей и снижению доходов генераторов



Повысить эффективность и маневренность системы

Снижение дефицита возможно за счет изменений в нормативной базе и принципах расчета дефицита

Сопоставление аварийности с дефицитом мощности, МВт



- Средняя аварийность в балансе мощности
- Максимальная аварийность в балансе мощности
- Дефицит (с учетом проведенных КОМ НГО)

Внедрение четвертой категории надежности

Создание новой категории потребителей (четвертой) с предсказуемыми принципами отключения позволит им реализовывать инвестиционные проекты в срок и с четким пониманием рисков отключения. Сейчас они лишены возможности получить какое-либо энергоснабжение без реализации всех дорогостоящих и длительных мероприятий по технологическому присоединению.

Снижение аварийности существующих станций

Рост дефицита мощности из-за учета аварийности существующих станций составил **5,5 ГВт**. При этом действующие штрафы за непоставку мощности (**25%** от цены КОМ только в период нарушения) недостаточны для стимулирования генераторов к надлежащему техническому содержанию оборудования. В результате, чтобы компенсировать аварийность блоков, оплачиваемых по КОМ по цене **350–600 тыс. руб./МВт/мес.**, строится новая генерация стоимостью в **10-15 раз** выше.

Создание мобильного резерва

Мобильные ГТЭС уже использовались в качестве резерва во время краткосрочных пиков спроса или в ситуациях с повышенными требованиями к надежности (Саммит АТЭС во Владивостоке, Олимпийские игры в Сочи, энергообеспечение Крыма). Возможность оперативного покрытия внезапно возникшего дефицита за счет такой генерации уже рассматривается. В частности, предполагается размещение **500 МВт** ГТЭС в ОЭС Юга в 2025-2026 году для снижения рисков дефицита из-за повышенной аварийности. Однако данный инструмент пока не используется в качестве системной меры, в том числе из-за отсутствия необходимой нормативно-правовой базы.

Снижение объемов экспорта

Несмотря на дефицит в ОЭС Востока, юго-восточной части ОЭС Сибири, в ОЭС Юга сохраняются планы по экспорту электроэнергии в Китай, Монголию*, Абхазию и Южную Осетию. Отказ от экспорта или строительство экспортно-ориентированной генерации со своими правилами ценообразования позволит существенно сократить затраты российских промышленных потребителей.

Изменение подходов к расчету дефицита: максимум нагрузки в ремонтной схеме с учетом аварийности и без учета ВИЭ

После аварийных отключений на Юге России была изменена методика расчета балансов мощности с учетом повышенной аварийности энергоблоков. Текущий подход рассчитывает потребность в мощности в час максимума в ремонтной схеме — то есть в момент максимального потребления с внеплановым отключением в аварийный ремонт крупного энергоблока или важной ВЛ, с учетом максимальной аварийности. Это означает, что число часов в году, в течение которых востребована мощность по КОМ НГО, заведомо ограничивается несколькими сутками (фактически речь идет о пиковых нагрузках). При этом требования КОМ НГО предусматривают загрузку новых станций на уровне не ниже **70%**, что приведет к разгрузке существующих менее эффективных мощностей и, как следствие, — к сокращению доходов генераторов. В то же время ВИЭ как негарантированная мощность не используется в расчетах баланса мощности. В настоящее время обсуждается внедрение вероятностного подхода к учету ВИЭ в балансах мощности; аналогичный подход может быть применен и к оценке аварийности оборудования.

Источник: Системный оператор, анализ ЭКОПСИ

* Экспорт электроэнергии в Монголию считается частью неформальной договоренности об отмене строительства ГЭС на реке Селенга для сохранения экосистемы озера Байкал.

Применение **широкого набора инструментов** позволит решить проблему дефицита быстрее и дешевле, а также получить дополнительные положительные эффекты для энергосистемы

Эффекты для всех
(дешевле, быстрее, надежнее)

Основными положительными эффектами от внедрения механизмов станут снижение цен (или более умеренный рост по сравнению с прогнозами), более быстрое решение проблемы дефицита (по сравнению с текущим горизонтом в **5–8 лет**), а также повышение надежности энергоснабжения. Именно то, что является приоритетным для потребителей.

Эффекты не для всех
(дешевле или выгоднее)

За счет гибкого подхода к ценообразованию и тарифной политике возможно перераспределить нагрузку между различными категориями потребителей: снизить объем перекрестного субсидирования населения, повысить тарифную нагрузку на серый майнинг, снизить затраты текущих потребителей за счет финансирования новыми потребителями необходимых мероприятий.

Улучшение оптимальности загрузки энергосистемы и прекращение тенденции перехода потребителей на собственную генерацию положительно скажутся на экономических показателях как генераторов, так и сетевых компаний.

Кроме того, расширение практики управления спросом поможет заработать гибким потребителям, одновременно снизив общие затраты в энергосистеме.

Прочие возможные эффекты



Основной косвенный эффект от реализации предложенных мер — повышение эффективности работы энергосистемы за счет снижения пиковых нагрузок, перегрузок в сетях и аварийности.

Также сократятся объемы серого майнинга, ежегодные потери от которого оцениваются в **≈10 млрд руб.** Увеличится доля низкоуглеродной генерации: с текущих **2%**, через плановые **4%**, к среднемировым значениям в **20%.***

Опережающее строительство генерации и сетей также устраним потенциальные дефициты, будет способствовать росту экономики, благодаря расширению доступа к электроэнергии для энергоемких инвестпроектов. Уже сейчас прогнозируется, что основной прирост мирового потребления электроэнергии придется на ЦОД, в том числе за счет развития искусственного интеллекта. Без доступной электроэнергии и энергетических мощностей Россия рискует отстать в этом прорывном направлении развития.

* Все показатели без учета ГЭС

ЭКОПСИ

☆ Входит в ТОП-5

по динамике роста выручки
в стратегическом консалтинге
(RAEX, 2023-2024 гг)

☆ 1 МЕСТО

в области управления
персоналом
(RAEX, 2015-2024 гг)

Стратегия и операционные модели

- HR-системы
- Производственные системы
- Производственная безопасность
- Системы работы с клиентами

Управленческий консалтинг

20+

отраслей

85%

компаний из топ-списков РБК и Forbes

250+

консультантов

90%

лояльных клиентов

Работаем на стыке

ЭКОНОМИКИ И ПСИХОЛОГИИ

Авторы исследования



Сергей Минин

Партнер, руководитель
практики «Стратегический
консалтинг»

✉ minin@ecopsy.ru

🌐 www.ecopsy.ru

☎ +7 495 645-00-40



Андрей Максимов

Старший менеджер
практики «Стратегический
консалтинг»

✉ maximov@ecopsy.ru

🌐 www.ecopsy.ru

☎ +7 495 645-00-40

Глоссарий

- ЕЭС – Единая энергосистема России
- КИУМ – Коэффициент использования установленной мощности
- КОМ – Конкурентный отбор мощности
- НГО – Новые генерирующие объекты
- ОЗП – Осенне-зимний период
- ОЭС – Объединенная энергосистема
- ППТ – Передача постоянного тока
- ТИТЭС - Технологически изолированные территориальные электроэнергетические системы
- СиПР – Схема и программа развития электроэнергетических систем
- СО ЕЭС – Системный оператор Единой энергетической системы
- ТТНГ – территории технологически необходимой генерации
- LCOE - Levelised Cost of Energy (нормированная стоимость электроэнергии)

Методика исследования

Исследование включало в себя следующие этапы:

1. Анализ статистических данных, отраслевых документов планирования и результатов конкурсных отборов КОМ НГО (Системный оператор, Росстат и пр.).
2. Анализ материалов профильных конференций, информации с сайтов и телеграм-каналов по вопросам дефицита мощности и инструментам его преодоления.
3. Анализ международного опыта развития энергетики и подходов к решению проблем дефицита.
4. Разработка предложений по инструментам покрытия дефицита на основании проведенного анализа.
5. Верификация предложенных инструментов в ходе интервью с потребителями, представителями генерирующих и сетевых компаний, а также отраслевыми экспертами.

ЭКОПСИ
бизнес делают люди



info@ecopsy.ru

+7 495 645-00-40

