

РАСПРЕДЕЛЕННАЯ ЭНЕРГЕТИКА В РОССИИ: потенциал развития



АВТОРЫ



Алексей Хохлов

*Руководитель направления «Электроэнергетика»,
Энергетический центр Московской школы управления
СКОЛКОВО*



Юрий Мельников

*Старший аналитик по электроэнергетике,
Энергетический центр Московской школы управления
СКОЛКОВО*



Федор Веселов

*Заведующий отделом научных основ развития систем
энергетики,
Институт энергетических исследований Российской
академии наук (ИНЭИ РАН)*



Дмитрий Холкин

*Директор Проектного центра развития инноваций,
Центр стратегических разработок*



Ксения Дацко

*Кофаундер, директор по распределенной энергетике,
АО «НТЦ ЕЭС (Московское отделение)»*

Авторы благодарят за ценную помощь в сборе и анализе данных, за верификацию логики исследования и рецензирование текста, за консультативную поддержку следующих коллег:

- Сергея Бухарова, *независимого эксперта*,
- Егора Гринкевича (*ВетроОГК*),
- Валерия Дзюбенко (*Ассоциация «Сообщество потребителей энергии»*),
- Татьяну Митрову (*Энергетический центр Московской школы управления СКОЛКОВО*),
- Ольгу Новоселову (*НП «Распределенная энергетика»*),
- Алексея Преснова (*Агентство энергетического анализа*),
- Алексея Синельникова (*НТЦ ЕЭС (Московское отделение)*),
- Александра Старченко (*First Imagine! Ventures*),
- Анну Труфанову (*McKinsey & Company*).

СОДЕРЖАНИЕ

РЕЗЮМЕ.....	6
РАСПРЕДЕЛЕННАЯ ЭНЕРГЕТИКА: ОПРЕДЕЛЕНИЯ И СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ..	9
Определение и структура распределенной энергетики.....	9
Роль распределенной энергетики в глобальной трансформации энергосистем.....	12
Текущее состояние распределенной энергетики в России.....	19
ОЦЕНКА ПОТРЕБНОСТИ В ГЕНЕРИРУЮЩИХ МОЩНОСТЯХ В РОССИИ до 2035 г.	23
Сценарии изменения спроса на электроэнергию	23
Интервалы изменения генерирующей мощности централизованной энергетики	25
Потребность в генерирующих мощностях	31
ОЦЕНКА ПОТЕНЦИАЛА РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ЭНЕРГЕТИКИ ДЛЯ ПОКРЫТИЯ ПОТРЕБНОСТИ В ГЕНЕРИРУЮЩИХ МОЩНОСТЯХ до 2035 г.	34
Потенциал распределенной когенерации	35
Потенциал микрогенерации на ВИЭ.....	36
Потенциал собственной генерации	38
Потенциал управления спросом	39
Потенциал энергосбережения.....	40
Сценарий развития распределенной энергетики при условии частичного использования ее потенциала	41
ИЗМЕНЕНИЯ В АРХИТЕКТУРЕ И НОРМАТИВНОМ РЕГУЛИРОВАНИИ РОССИЙСКОЙ ЭНЕРГЕТИКИ, НЕОБХОДИМЫЕ ДЛЯ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПОТЕНЦИАЛА РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ЭНЕРГЕТИКИ	43
Архитектура энергосистемы – текущий статус.....	43
Статус распределенной энергетики в архитектуре и нормативном регулировании.....	45
Архитектура энергосистемы – необходимые изменения.....	46
Необходимые изменения нормативно-правовой базы	50
КАЧЕСТВЕННЫЙ АНАЛИЗ ПРЕИМУЩЕСТВ И НЕДОСТАТКОВ ОТ ШИРОКОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ЭНЕРГЕТИКИ.....	55
Последствия для потребителей энергии	55
Последствия для производителей энергии	57
Последствия для электросетевых компаний	58
Последствия для рынка электроэнергетики.....	58
Последствия для российской экономики.....	60
ПЕРВООЧЕРЕДНЫЕ ДЕЙСТВИЯ	62
Приложение 1. Классификатор объектов распределенной генерации, работающих в составе энергосистемы.....	64

Приложение 2. Краткое описание выборочных кейсов распределенной энергетики, проанализированных в исследовании	65
Приложение 3. Сравнение прогнозов по спросу и предложению мощности ИНЭИ РАН с результатами КОМ	77
Приложение 4. Ключевые первоочередные изменения нормативно-правовой базы.....	79
Приложение 5. Рекомендации круглого стола, проведенного Комитетом по энергетике Государственной Думы, в отношении мер законодательного стимулирования развития распределенной энергетики в России.	82
Список литературы.....	84

РЕЗЮМЕ

Распределенная энергетика – катализатор и ключевой элемент «энергетического перехода» от традиционной организации энергосистем XX века к новым технологиям и практикам XXI века. «Энергетический переход» осуществляется на базе децентрализации, цифровизации, интеллектуализации систем энергоснабжения, с активным вовлечением самих потребителей и всех видов энергетических ресурсов и характеризуется повышением энергетической эффективности и снижением выбросов парниковых газов (прежде всего за счет возобновляемых источников энергии).

Глобальный рынок технологий распределенных энергоресурсов (малой распределенной генерации, управления спросом, накопителей, энергоэффективности и др.) растет темпами около 6-9% в год. Ожидается, что к 2025 году объем ввода мощностей распределенной генерации превысит объемы ввода централизованной генерации в три раза. По оценке Международного энергетического агентства, распределенная энергетика обеспечит до 75% новых подключений в ходе глобальной электрификации до 2030 г.

Российская энергосистема пока остается в стороне как от «энергетического перехода», так и от широкомасштабного развития распределенной энергетике. В официальных документах отсутствует соответствующее целеполагание, приоритеты и механизмы достижения целей. Распределенная энергетика фактически игнорируется в существующей практике перспективного планирования развития российской энергосистемы, за исключением удаленных и изолированных территорий.

Несмотря на это, соответствующие изменения происходят и в нашей стране, пусть и значительно медленнее. Проникновение распределенной энергетике в российскую энергосистему стало ощутимым в 2000-х годах, но за прошедшие 17 лет, по сути, ограничилось только распределенной генерацией. Развитие этого процесса в России определяется не климатической повесткой или стремлением к независимости от импорта энергоресурсов (как во многих других странах), а соображениями экономической целесообразности у потребителей энергии.

Бездумное копирование технологий и подходов, сложившихся в отличных условиях в других странах, безусловно, было бы ошибкой. Но, с другой стороны, важно оценить объективные преимущества и потенциал распределенной энергетике, а также возможности ее использования для решения проблем в российской электроэнергетике.

В рамках настоящего исследования сделана попытка оценить потенциал распределенной энергетике для ответа на основной вызов российской электроэнергетике ближайших лет – необходимость масштабных инвестиционных решений в отношении десятков тепловых электростанций (ТЭС), введенных 40-50 лет назад и подходящих к исчерпанию своего ресурса. В 2025-2035 гг. потребуются вывести из эксплуатации, реконструировать или заменить новыми мощностями не менее 70 ГВт наиболее изношенных ТЭС. При этом прогноз изменения спроса на электрическую энергию (выполненный на основе

моделирования прогнозов социально-экономического развития России) показывает, что до 2035 г. возможный рост спроса с CAGR около 0,9-1,2% в год, приведет к увеличению потребности в мощности на 35-47 ГВт. Частично восполнение мощностей будет происходить за счет новых вводов АЭС, ГЭС и ВИЭ – согласно консервативному сценарию Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики это обеспечит 14,4 ГВт. Ввод в эксплуатацию уже строящихся ТЭС к 2020 г. обеспечит еще 6,1 ГВт дополнительной мощности. Таким образом, с учетом «срабатывания» имеющегося сейчас избытка мощностей (около 32 ГВт в 2016 г.) остающаяся потребность в генерирующих мощностях в ЕЭС России к 2035 г. может составить 54-66 ГВт.

Среди регуляторов и основных игроков отрасли доминирует представление о том, что безальтернативным вариантом для компенсации этой потребности в мощностях является реконструкция большинства существующих крупных электростанций. Настоящее исследование показало, что распределенная энергетика в России обладает значительным потенциалом, при оценке которого авторы отталкивались от потребности страны в генерирующих мощностях, а также потенциала повышения энергоэффективности, управления спросом, развития распределенной когенерации, собственной генерации потребителей и распределенных ВИЭ. Даже в сценарии частичного использования этого потенциала с помощью различных технологий распределенной энергетики возможно закрыть более половины потребности в генерирующих мощностях (около 36 ГВт к 2035 году). При этом наибольшей перспективой в России обладает распределенная когенерация (технология, показывающей высокую эффективность и в северных странах Европы) – по самым скромным оценкам ее потенциал составляет около 17 ГВт. Собственная генерация потребителей может обеспечить дополнительно около 13 ГВт, управление спросом – до 4 ГВт, энергоэффективность – 1,5 ГВт и микрогенерация на ВИЭ – 0,6 ГВт. Сценарий полного использования потенциала распределенной энергетики показывает возможность закрыть с ее помощью всю прогнозную потребность в генерирующих мощностях. Таким образом, развитие распределенной энергетики может стать альтернативным сценарием развития российской энергосистемы¹.

Для реализации сценария с максимальным потенциалом распределенной энергетики необходимо осуществить системные и масштабные изменения в архитектуре российской электроэнергетики и в её нормативно-правовом регулировании, «узаконив» появление субъектов нового типа (таких как просьюмеры, агрегаторы спроса), и, главное, сбалансировав их интересы в рамках обновленной рыночной модели. Новая архитектура энергетики должна строиться на принципах децентрализации управления и обеспечения свободного обмена энергией между всеми субъектами рынка на основе технологий Интернета энергии.

¹ Фактическая реализация потенциала распределенной энергетики зависит от экономической конкурентоспособности конкретных проектов в конкретных регионах и даже отдельных локациях по сравнению с альтернативами (модернизация или строительство централизованных мощностей генерации или сетевой инфраструктуры), оценка которой находится за рамками данного исследования.

Однако, с учетом неготовности основных субъектов рынка электроэнергетики и регуляторов к серьезным изменениям сложившейся модели отношений, наиболее реалистичной представляется модель последовательной разумной комбинации крупной генерации и распределенной энергетике, которая позволит обеспечить постепенную адаптацию единой энергосистемы (ЕЭС) страны к «энергетическому переходу». Для того, чтобы осуществить такую комбинацию, нужно выработать принципы и рыночные механизмы интеграции централизованной и децентрализованной частей и обеспечения надежности их совместного функционирования (и распределения как выгоды и прибыли, так и ответственности за отказы и нарушения).

Такой сбалансированный подход может устранить негативные экономические стимулы, создающие предпосылки для «ухода» потребителей из ЕЭС и, в то же время, создать новые стимулы для большинства субъектов отрасли - не только потребителей, но и сетевых, сбытовых и генерирующих компаний, а также регуляторов - к развитию распределенной энергетике.

Оптимальный сценарий развития распределенной энергетике в России позволит не только существенно снизить затраты на развитие сетевого комплекса и крупной генерации, способствуя сдерживанию роста цен на электроэнергию и расширению потребительского выбора, но и повысить энергоэффективность, снизить выбросы парниковых газов, повысить инвестиционную привлекательность энергетике, создать новые производства, рабочие места, центры спроса на инновации и условия для появления российских компаний – экспортеров новых технологий.

В противном случае, выбор стратегии «business as usual», «пусть все пока останется как есть» точно создаст – и уже сейчас создает - долгосрочные проблемы для большинства «пассивных» потребителей, традиционных энергокомпаний и регуляторов. Векторы экономических стимулов уже складываются так, что потребителям становится выгодно уходить из энергосистемы: экономия на неэффективности электроснабжения позволяет окупать инвестиции в собственные источники генерации. Однако уходящие потребители увеличивают финансовую нагрузку по содержанию активов энергосистемы на остающихся потребителей, а те, в свою очередь, получают еще больше стимулов к уходу. Такая стратегия, очевидно, в конечном счете нанесет большой ущерб российской энергосистеме.

РАСПРЕДЕЛЕННАЯ ЭНЕРГЕТИКА: ОПРЕДЕЛЕНИЯ И СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ

Определение и структура распределенной энергетики

К технологиям распределенной энергетики (распределенных энергоресурсов, Distributed Energy Resources, DER) в мировой практике² относят широкий спектр технологий, включая:

- распределенную генерацию (Distributed Generation);
- управление спросом (Demand Response³);
- управление энергоэффективностью;
- микрогриды;
- распределенные системы хранения электроэнергии;
- электромобили.

Базовое свойство всех этих технологий – близость к потребителю энергии.

Распределенная генерация (далее РГ) – это совокупность электростанций, расположенных близко к месту потребления энергии и подключенных либо непосредственно к потребителю, либо к распределительной электрической сети (в случае, когда потребителей несколько). Тип используемого станцией источника первичной энергии (например, органическое топливо или возобновляемая энергия), как и принадлежность станции к потребителю, генерирующей или сетевой компании, или третьему лицу не имеют значения.

В зарубежной практике есть тенденция ограничивать мощность электростанций РГ верхней планкой в зависимости от применяемой технологии. Например, Navigant Research использует границу в 500 кВт для ветряных, 1 МВт – солнечных, 250 кВт – газотурбинных, 6 МВт – газопоршневых и дизельных электростанций. Европейский проект партнерства в распределенной энергетике EU-DEEP использовал⁴ похожие границы: тепловые электростанции (паровые, газовые турбины, поршневые двигатели) – до 10 МВт, микротурбины – до 500 кВт, ветряные станции – 6 МВт и солнечные – 5 МВт.

В российской практике единого мнения по этому поводу нет, как нет и ограничений в нормативных документах.

С 2011 г. в России действует Технологическая платформа «Малая распределенная энергетика», которая была запущена Правкомиссией по высоким технологиям и инновациям как инновационная площадка, консолидирующая усилия государства, бизнеса, науки и гражданского общества в целях развития малой распределенной

² См., например: Navigant Research. Global DER Deployment Forecast Database, 4Q 2017.

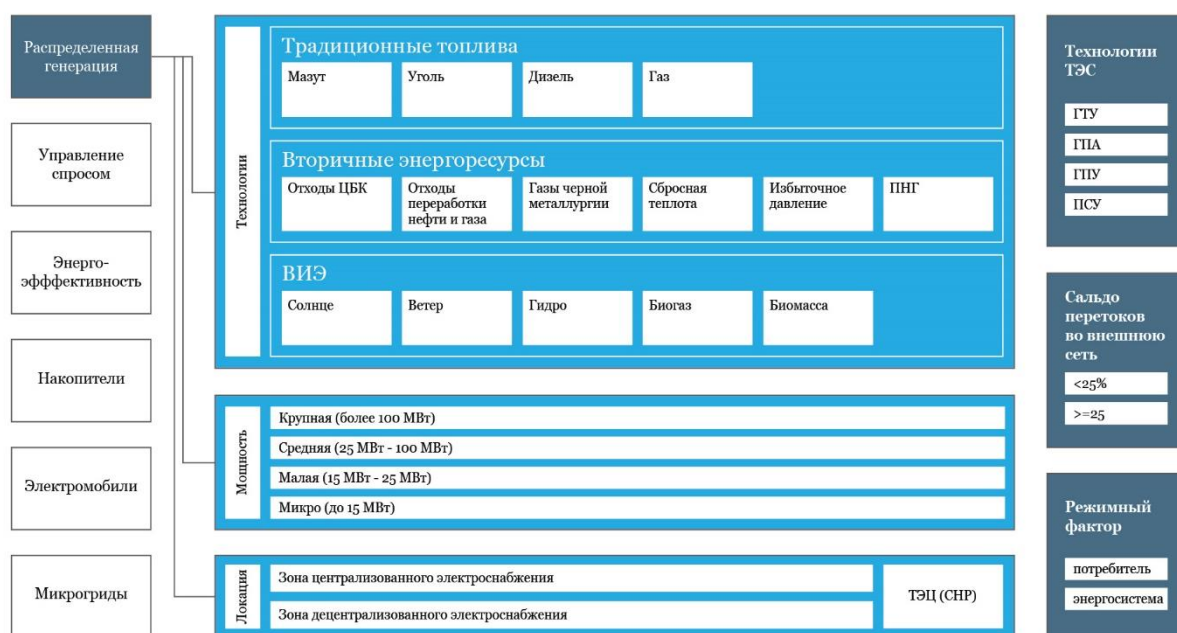
³ Общепринятого устоявшегося перевода термина Demand Response на русский язык нет. Одно из определений (FERC): Demand Response – изменение потребления электроэнергии конечными потребителями по сравнению с обычным профилем потребления в ответ на изменение цен на электроэнергию или стимулирующие платежи, направленные на снижение потребления электроэнергии в периоды высоких оптовых цен или при угрозе надежности энергосистемы».

⁴ EU-DEEP (EUropean Distributed EnErgy Partnership) – европейский проект, объединивший 42 партнера из 6 стран, целью которого была широкомасштабная интеграция распределенных энергоресурсов в Европе.

энергетики. Одним из направлений деятельности Платформы является совершенствование терминологической и нормативно-законодательной базы⁵. По рекомендациям соответствующей рабочей группы при Комитете по энергетике Госдумы, к распределенной генерации относят генерирующие объекты, вырабатывающие электрическую и (или) тепловую энергию в непосредственной близости от места ее конечного потребления (не требующие сооружения дополнительных повышающих трансформаторных подстанций), подключенные к распределительной сети, либо находящиеся непосредственно у потребителя. При этом данной рабочей группой рекомендуется относить к малой генерации ТЭЦ мощностью менее 50 МВт⁶.

С другой стороны, иногда используется общая для всех технологий граница в 25 МВт (которая «отделяет» электростанции розничного и оптового рынков электроэнергии и мощности). Некоторые эксперты настаивают на том, что распределенная генерация не может иметь ограничений по мощности, - в этой логике к РГ следует относить все электростанции, которыми владеют потребители, включая крупные промышленные ТЭЦ мощностью более 200 МВт (расположенные вблизи крупных заводов и комбинатов). Нет единого мнения и по поводу отнесения к распределенной генерации отопительных ТЭЦ мощностью более 25 МВт, расположенных в городах и поселках (мощность отдельных из них превышает 1000 МВт).

Рисунок 1. Виды распределенной энергетики и матрица критериев распределенной генерации в России



Источник: Энергетический центр бизнес-школы СКОЛКОВО

Среди критериев классификации видов распределенной генерации выделяют также вид топлива (от газа до вторичных энергоресурсов,

⁵ Источник: <http://ds-energy.ru/platforma/dokumenty/>

⁶ Рекомендации круглого стола, проведенного Комитетом по энергетике Госдумы, касающиеся мер законодательного стимулирования развития распределенной энергетики, приведены для информации в Приложении 5.

например, доменный, попутный нефтяной и коксовый газы), технологию генерации (от паросиловых установок до ветрогенераторов), месторасположение, долю потребления энергии основным («якорным») потребителем станции, режимный фактор, уровень напряжения подключения к сетям и многие другие⁷.

Матрица критериев классификации, разработанная в рамках настоящего исследования, приведена на рисунке 1.

В настоящем исследовании к РГ отнесены электростанции, расположенные вблизи от потребителя, подключенные к распределительной электрической сети (110 кВ и ниже), либо напрямую поставляющие электроэнергию потребителю. Ограничение по мощности и технологии не учитывается (если это не оговаривается отдельно). Зоны автономного электроснабжения и изолированные энергосистемы не являются фокусом настоящего исследования.

Управление спросом – изменение потребления электроэнергии и мощности конечными потребителями относительно их нормального профиля нагрузки в связи с изменением цен на электроэнергию для сокращения общесистемных затрат в обмен на стимулирующие выплаты от энергорынка. Для настоящего исследования имеет значение, что управление спросом позволяет уменьшить величины пиковых нагрузок в энергосистеме и, соответственно, потребности системы в установленной мощности электростанций как в краткосрочной (сутки, неделя), так и среднесрочной (1 год) и долгосрочной (например, при проведении долгосрочного отбора мощности на 4 года вперед) перспективе.

Энергоэффективность и энергосбережение в настоящем исследовании рассматриваются как совокупность действий на стороне потребителя электроэнергии, которые приводят к долгосрочному уменьшению его потребности в энергии. Фокус в исследовании сделан на энергосберегающих мероприятиях, которые уменьшают потребность в энергии в моменты пиковых нагрузок энергосистемы и, соответственно, снижают потребности системы в установленной мощности электростанций.

Микрогрид – объединенная энергосистема, состоящая из распределенных энергоресурсов и нескольких электрических нагрузок (потребителей), работающая как единый управляемый объект в параллель с существующей электрической сетью или в островном режиме⁸.

Распределенные системы хранения электроэнергии (накопители) – это совокупность систем хранения, установленных у конечных потребителей и на объектах распределительной сети и обеспечивающих, в том числе, возможности по резервированию и управлению спросом. Накопители промышленного масштаба (например,

⁷ Расширенный перечень критериев классификации объектов распределенной генерации, работающих в составе энергосистемы, разработанный для проекта соответствующего ГОСТа, приведен в Приложении 1.

⁸ Определение U.S. Department of Energy.

гидроаккумулирующие электростанции) не относятся к распределенным системам хранения.

Электромобили рассматриваются в качестве одного из видов распределенных энергоресурсов, поскольку играют роль не только потребителей энергии, но и распределенных накопителей (технология vehicle-to-grid).

Роль распределенной энергетика в глобальной трансформации энергосистем

Энергосистемы России и зарубежных стран со второй половины XX века исторически развивались в похожей логике. Крупные электростанции сооружали обычно вблизи мест добычи топлива (в России – торфа и угля, позже – газа и мазута), либо недалеко от транспортных коридоров, по которым это топливо перевозилось, а также вблизи крупных водоемов или рек. Строительство электростанции было тем дешевле (в расчете на 1 кВт мощности), чем она мощнее (эффект масштаба), – поэтому средняя единичная мощность станций постоянно росла, увеличившись с 1920-х до 1980-х гг. в 500 и более раз.

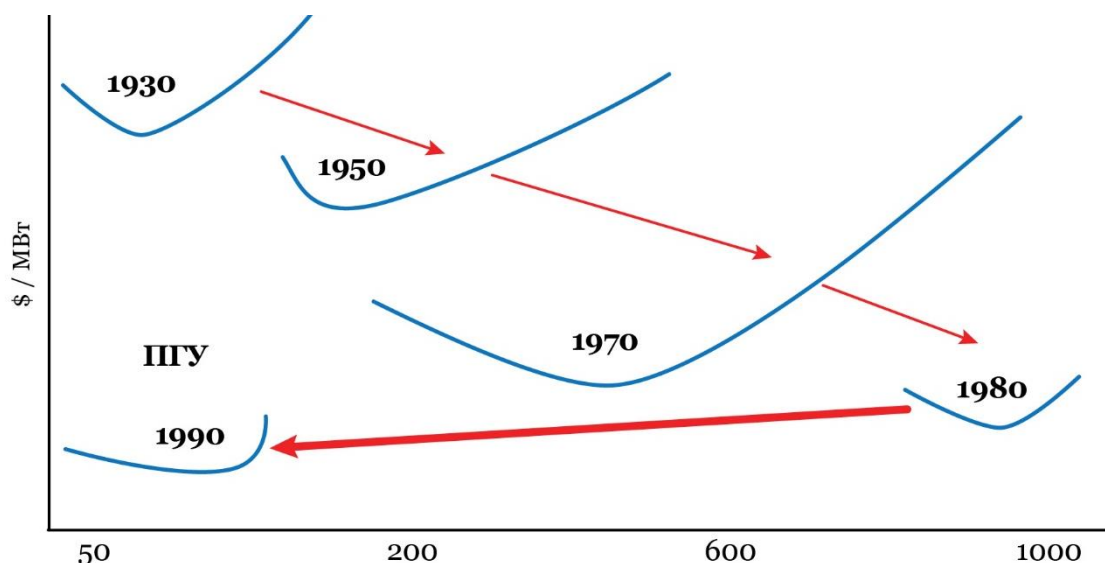
Станции часто располагались на значительном удалении от крупных городов, в том числе по соображениям экологии. В России исключением из этой практики стали теплоэлектроцентрали (ТЭЦ), которые сооружались в непосредственной близости от потребителя тепловой энергии (город, завод и др.) и электрической энергии (промышленные ТЭЦ).

Передача электрической энергии от станций потребителям осуществлялась за счет сооружения магистральных (напряжение 220–500 кВ и выше для снижения потерь при передаче) и распределительных электрических сетей общей протяженностью в сотни тысяч километров. При этом на уровне распределительных сетей среднего и низкого напряжения (35 кВ и ниже) потребитель, как правило, находился в конце цепочки и, в отличие от более крупных потребителей магистральных сетей, не всегда имел резервный источник питания от энергосистемы.

Несколько десятилетий такая архитектура энергосистем оставалась в целом неизменной. Централизованные энергосистемы успешно, надежно, по разумной цене обеспечивали потребителей электроэнергией. Но к концу XX века эффект масштаба перестал работать так хорошо, как это было еще в 1950х, а нефтяной кризис 1970х резко повысил интерес в странах-импортерах энергоресурсов к новым энергоэффективным технологиям производства электроэнергии.

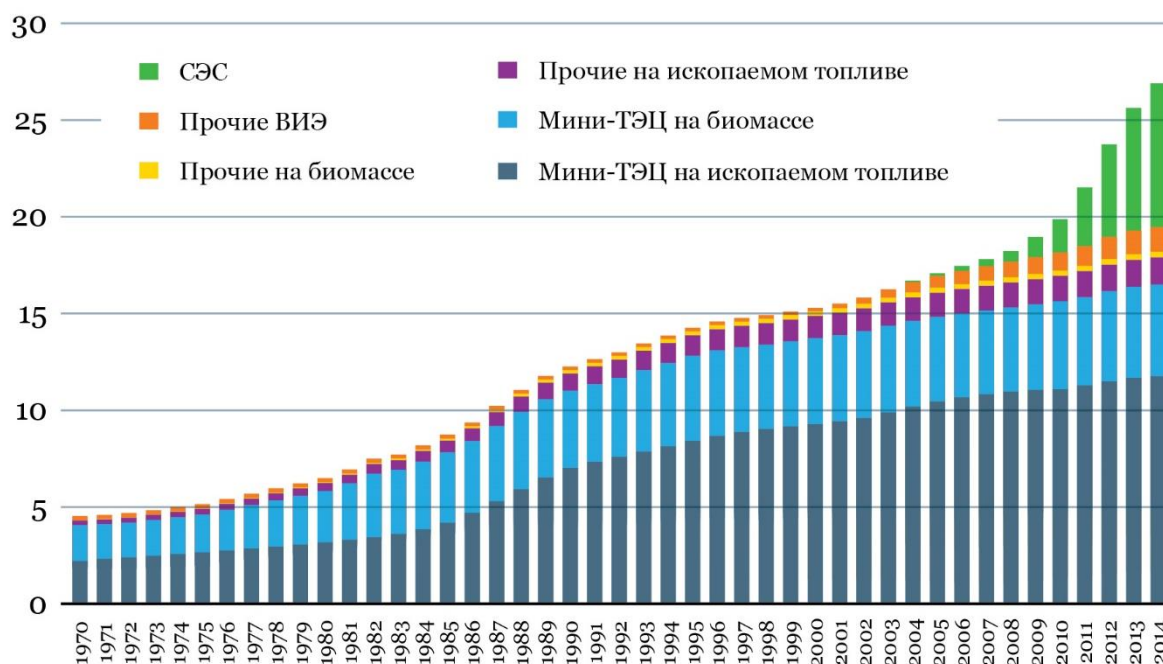
Катализатором изменений стала распределенная генерация – а именно, появление в 1970–1980х в США и Европе новых технологий производства электроэнергии, – газотурбинных, газопоршневых и парогазовых – которые позволили создавать недорогие и эффективные электростанции небольшой мощности – от десятков кВт до десятков МВт (см. рисунок 2). Это сразу привело к росту вводов распределенной генерации (рисунок 3).

Рисунок 2. Иллюстрация действия эффекта масштаба (и его исчерпания) в стоимости сооружения газовых ТЭС в 1930-1990 гг. в зависимости от их мощности (МВт)



Источник: Hunt, Sally and Shuttleworth, Graham. *Competition and Choice in Electricity*. England, John Wiley & Sons, 1996

Рисунок 3. Динамика развития распределенной генерации в США (ГВт)



Источник: Rhodium Group. *The State of the Art in Valuing Distributed Energy Resources*. January 2017

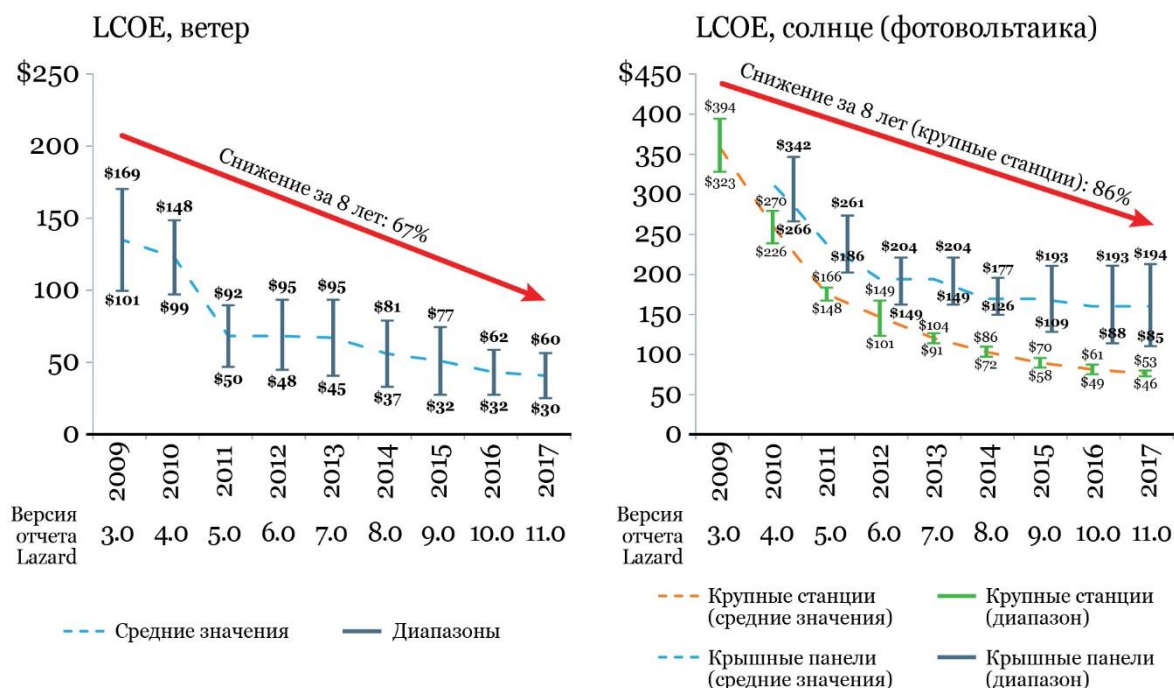
Помимо распределенной генерации, в электроэнергетике открылись новые возможности технологий энергосбережения и управления спросом. Классическим примером является начатая в 1970-х в США «Программа по рационализации спроса» (Demand Management), направленная на сбережение электроэнергии за счет стимулирова-

ния потребителей к сокращению объема энергопотребления в пиковые периоды спроса или смещения времени энергопотребления на внепиковые периоды спроса.

В первом десятилетии XXI века началось бурное развитие возобновляемых источников энергии. Правительства стран Европы, США и других государств, стремясь к безуглеродной энергетике и уменьшению зависимости от экспорта энергоресурсов, приняли масштабные и долгосрочные программы поддержки возобновляемой энергетики, после чего стоимость решений в области солнечной и ветряной энергетики упала в разы при существенном росте их технологической эффективности. Так, приведенная стоимость электроэнергии от солнечных и ветряных электростанций в 2009-2017 гг. сократилась на 67-86% (рисунок 4).

В результате всего за 20-30 лет потребитель от ситуации детерминированного электроснабжения только от централизованной энергетики пришел к возможности выбора из широкого спектра альтернативных решений, которые позволяют использовать их в оптимальной пропорции, исходя из индивидуальных приоритетов стоимости, надежности и качества энергоснабжения.

Рисунок 4. Динамика приведенной стоимости электроэнергии (LCOE) от солнечных и ветряных электростанций в 2009-2017 гг., USD / МВт·ч



Источник: Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis, version 11.0 – 2017

Navigant Research прогнозирует в 2018 году ввод большего объема распределенной генерирующей мощности, чем централизованной генерации – а к 2026 году в мире ожидается трехкратный разрыв между новыми вводами этих видов генерации (рисунок 5). По оценкам компании BCC Research, размер глобального рынка технологий распределенной генерации в 2015 году составил 65,8 млрд. долларов. Ожидается, что в период с 2016 по 2021 год он вырастет с 69,7 до 109,5 млрд. долларов при среднегодовом темпе роста в 9,5%.

Рисунок 5. Прогноз ввода новых мощностей централизованной и распределенной генерации электроэнергии в мире, МВт



Источник: Navigant Research

Опыт северных стран Европы показывает, что распределенную генерацию лучше развивать в совокупности с распределенным теплоснабжением, используя когенерацию – технологию совместного производства тепловой и электрической энергии в едином цикле. Распределенная когенерация в этих странах стала первым шагом на пути эффективной децентрализации энергосистем и, среди прочего, позволила снизить затраты на содержание магистральных сетей и устранить нерациональные потери энергии. Так, в Дании система мер поддержки мини-ТЭЦ привела к появлению за 10-20 лет сотен небольших энергоцентров на природном газе и биомассе (рисунок 6). Кроме того, увеличилось количество ветряных электростанций.

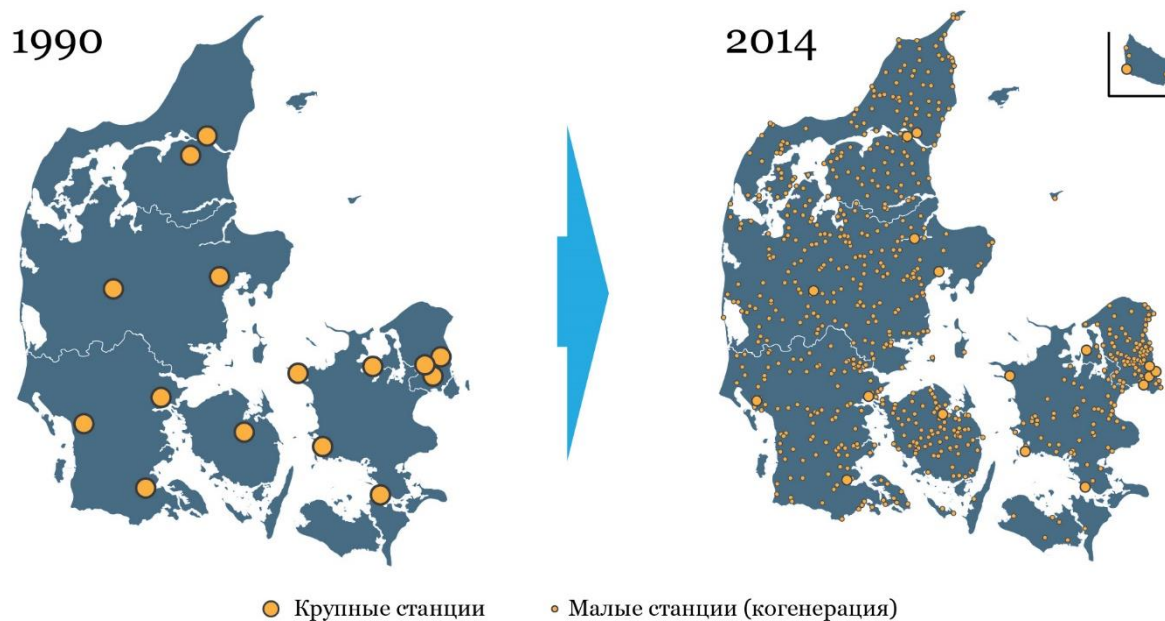
По данным Danish Energy Agency, развитие распределенной когенерации снизило годовое потребление первичной энергии в Дании на 11% и уменьшило эмиссию CO₂ на 4,5 млн. тонн в год.⁹

Появление множества новых небольших генераторов усложнило процессы их интеграции в единую энергосистему, процессы управления и регулирования. Потребовались новые технологии гибкого построения сетей и интеллектуального управления ими, которые позже получили общее название Smart Grid. Потребитель электроэнергии начинает играть всё большую роль в энергосистеме, осваивая новые роли – генератора и накопителя электроэнергии. Резко увеличивается свобода потребительского выбора. В то же время, от-

⁹ Когенерация не является для России новой технологией - теплофикация в СССР всегда развивалась по пути развития когенерации, и наша страна находится в мировых лидерах по доле мощности ТЭЦ в общей мощности тепловых электростанций. Российские ТЭЦ – крупнейшие в мире по установленной мощности. В то же время, разукрупнение этих мощностей, приближение их к потребителю позволили бы повысить эффективность их использования, поднять долю выработки электроэнергии в режиме когенерации.

крываются широкие возможности для управления спросом, энергоэффективностью как на уровне конкретного домохозяйства, так и на уровне экономики в целом.

Рисунок 6. Иллюстрация децентрализации энергетики в Дании на основе распределенной когенерации



Источник: *Danish Energy Agency*

Для реализации этих возможностей государства меняют модели рынков электрической энергии и мощности в сторону их либерализации. Можно без преувеличения сказать, что с развитием распределенной энергетики формируется необходимая основа для выстраивания подлинно конкурентной среды на розничном уровне.

Рисунок 7. Прогноз включения мощности потребителей в программы управления спросом, МВт



Источник: *Navigant Research*

Уже сейчас ресурсы управления спросом активно соперничают на конкурентных рынках с предложением новой генерирующей мощности. По данным Navigant Research, величина мощности, включенной в программы управления спросом, вырастет с 39 ГВт (2016) до 144 ГВт (2025) (рисунок 7).

Процесс перехода к «новой энергетике» получил названия *Energiewende*, *Energy Transition*, «энергетического перехода». При этом такая глобальная трансформация энергосистем сопровождается драматическими изменениями в бизнесе электроэнергетических гигантов.

Концерн E.ON в 2016 г. выделил тепловые электростанции и международную торговлю энергоресурсами в отдельную компанию Uniper, сосредоточившись на возобновляемой энергетике, электросетевом бизнесе и новых потребительских сервисах – распределенной энергетике, энергоэффективности, технологиях хранения энергии.

Компания EDF в том же году приняла стратегию CAP-2030, ключевыми аспектами которой стали: близость к потребителям (помощь им в управлении потреблением энергии – через «умные» цифровые технологии), удвоение мощностей ВИЭ с продлением ресурса существующих АЭС; усиление активностей на международных рынках в «безуглеродной»¹⁰ генерации, потребительских сервисах и инжиниринге.

Enel в 2016 г. объявила стратегию Open Power, которая подразумевает, в том числе, открытие миру новых энергетических технологий (в частности, ВИЭ и интеллектуальных сетей), открытие новых путей управления энергоэффективностью (через интеллектуальный учет, цифровизацию), а также открытие новых способов использования электроэнергии – прежде всего, в электротранспорте.

Аналогичные изменения происходят и в смежных отраслях - машиностроении и инжиниринге. Так, Siemens в ноябре 2017 г. объявил о намерении сократить до 7000 рабочих мест в производстве крупных турбин, спрос на которые падает на фоне растущей децентрализации и роста рынков солнечной и ветряной энергетики. General Electric в декабре 2017 г. объявил о сокращении 15 000 рабочих мест.

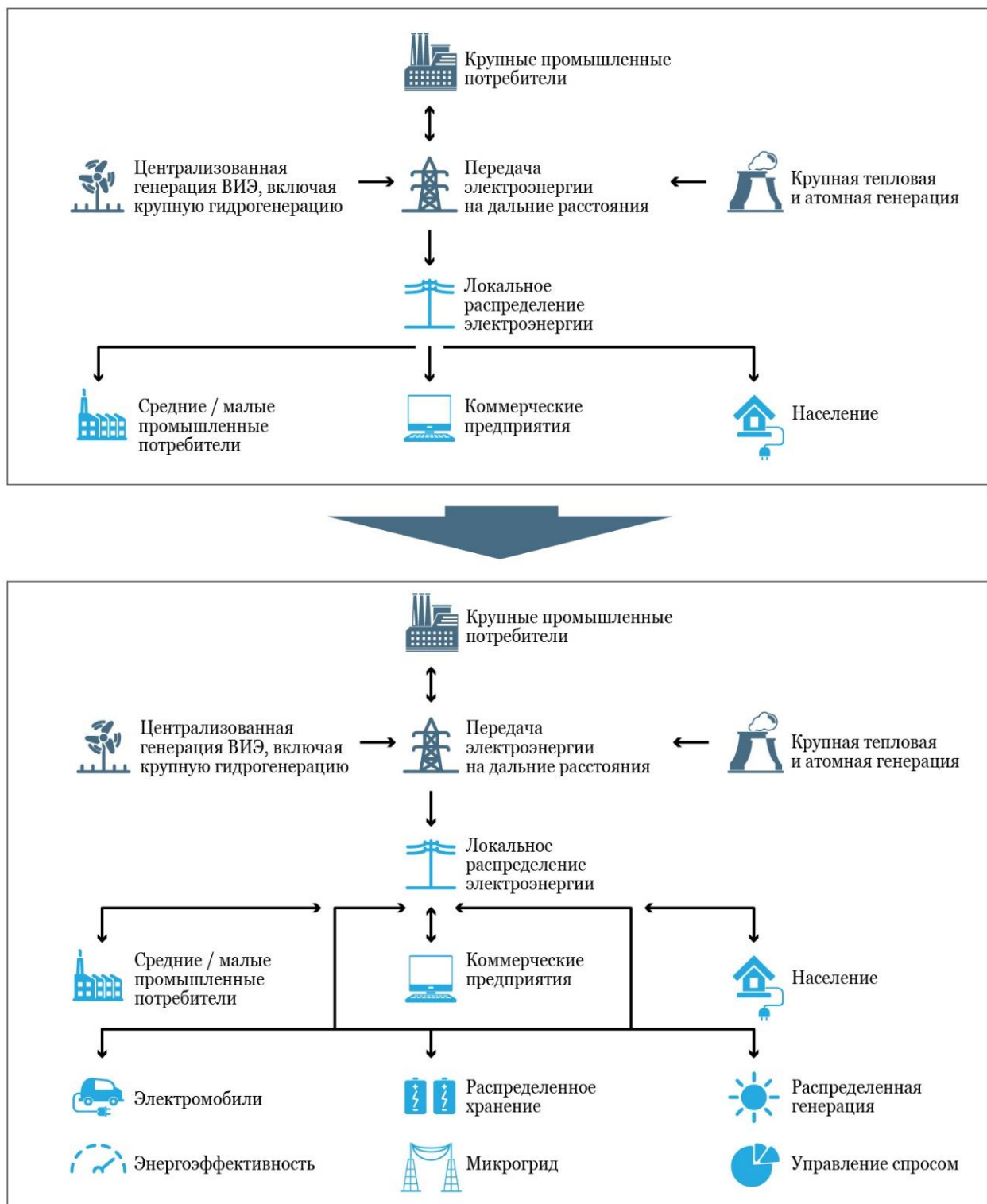
Таким образом, распределенная энергетика уже стала важнейшим элементом глобальной трансформации энергосистем по всему миру (рисунок 8), и эти процессы только усиливаются.

В России, имевшей к концу XX века крупнейшую централизованную энергосистему в мире, процесс ее децентрализации тоже стихийно запустился, хотя и был существенно менее интенсивным. Так, уже в 1990х годах Газпром инвестировал в создание малых электростанций для своих уральских компаний и в производство оборудования для них на российских предприятиях. К началу 2010х, когда стоимость электроэнергии и стоимость подключения к электросетям возросли, строить собственные энергоцентры начали уже практически

¹⁰ Свободной от выбросов CO₂ – солнечной, ветровой, атомной и др.

все: от домохозяйств до крупных промышленных компаний (включая добычу и переработку нефти и газа).

Рисунок 8. Трансформация энергосистемы: от централизованной модели (сверху) к децентрализованной (снизу)



Основные драйверы развития распределенной энергетики в России в последние годы – это дороговизна и сложность подключения новых объектов к электрическим сетям, недостаточная надежность существующих схем энергоснабжения, а также стремление средних и

крупных промышленных потребителей сократить долгосрочные затраты на электроэнергию и повысить эффективность использования вторичных энергоресурсов. Важный стимул – отсутствие четкой связи между конечной ценой на электроэнергию и величиной потребительского спроса, что создает риски неопределенности и существенно снижает возможности потребителей управлять своими затратами.

Если среди населения распределенная энергетика пока остается уделом энтузиастов и серьезного развития еще не получила, то среди потребителей из отраслей промышленности, сельского хозяйства, логистики примеры исчисляются сотнями.

Так, например, Сургутнефтегаз в 2017 г. завершил проект сооружения электростанции 8 МВт на попутном газе Южно-Нюрымского месторождения в Тюменской области (23-я по счету станция в компании). Тепличный комбинат «Липецкагро» в Липецкой области последовательно сооружает энергоцентр на базе газопоршневых установок для своих теплиц (пуск первой очереди состоялся в 2014 г., общая мощность до 30 МВт). Птицефабрика в Якутии в 2014 г. запустила собственный автономный энергоцентр на основе микротурбин мощностью 650 кВт, среди аналогичных объектов – рестораны, офисные центры, складские комплексы в Московской области. Девелопер промышленных парков DEGA оснащает собственными энергоцентрами до 30 МВт парки в Московской области, Тамбове и Ульяновске. Жилой микрорайон в центре Южно-Сахалинска с 2009 г. получает тепловую и электрическую энергию от газопоршневых установок автономного энергоцентра мощностью 7,5 МВт; аналогичные примеры есть в Новосибирске и других городах.

Текущее состояние распределенной энергетике в России

Распределенная генерация на текущий момент – наиболее развитая в России составляющая распределенной энергетике.

Точная оценка доли распределенной генерации, а также динамики ее изменения в российской энергетике практически невозможна, поскольку основные регуляторы отрасли (Минэнерго¹¹, Системный оператор¹², Совет рынка¹³) не выделяют распределенную генерацию в своих публичных отчетах. Кроме того, в «серой зоне» остаются электростанции, работающие в островном режиме на одного потребителя (либо не выдающие энергию в энергосистему). Известны случаи, когда в статистику региональных и федеральных органов власти не попадали электростанции мощностью до 300 МВт, построенные крупными потребителями для производственных нужд. В то же время, в России не развит рынок отраслевых информационных агентств - независимого сбора и анализа информации в электроэнергетике.

¹¹ Министерство энергетики Российской Федерации.

¹² АО «Системный оператор Единой энергетической системы»

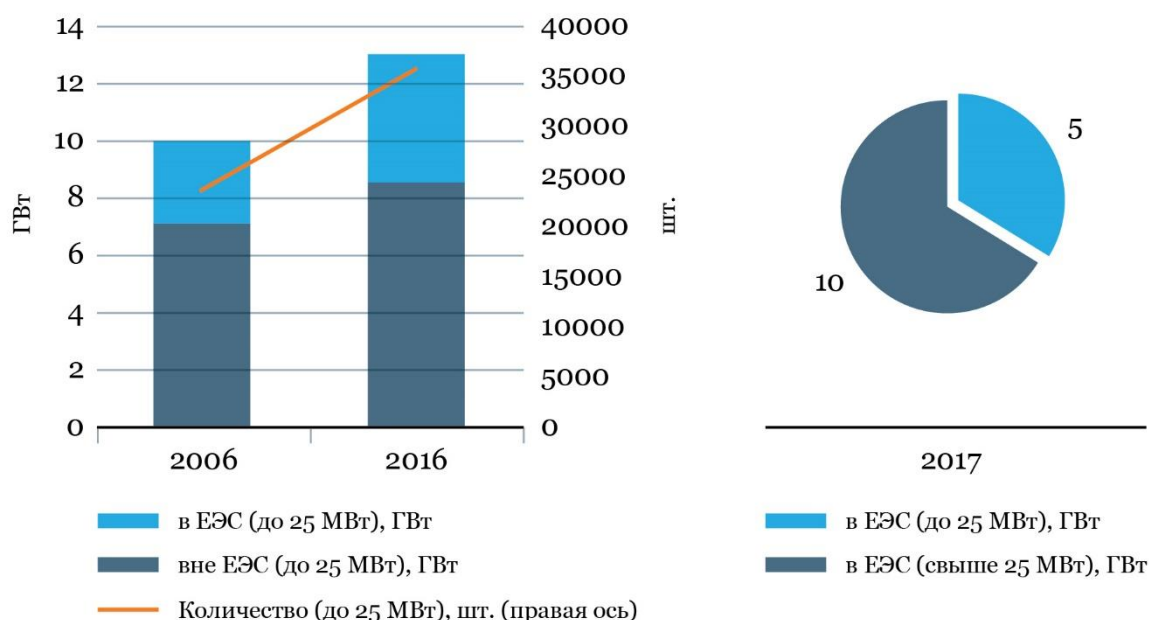
¹³ Ассоциация «Некоммерческое партнерство Совет рынка по организации эффективной системы оптовой и розничной торговли электрической энергией и мощностью».

Авторы настоящего исследования использовали следующие источники информации:

- база данных Росстата в отношении электростанций мощностью менее 25 МВт, в том числе работающих в зоне децентрализованного энергоснабжения (эта статистика не учитывает электростанции мощностью более 25 МВт);
- база данных McKinsey & Company по мощности электростанций в динамике 2009-2016 гг. в России;
- ежегодные публичные отчеты Системного оператора с информацией о введенных за отчетный год электростанциях (эта статистика, как правило, не учитывает электростанции мощностью менее 5 МВт и электростанции любой мощности, не подключенные к энергосистеме).

По данным Росстата, в России в 2016 г. работало 36 тысяч электростанций мощностью не более 25 МВт, а их суммарная мощность составила 13,0 ГВт (рисунок 9). Примерно 8,5 ГВт (т.е. около 2/3 всей мощности РГ) эксплуатируется в зоне децентрализованного энергоснабжения. Только 1 тысяча объектов имеет мощность более 500 кВт, а средняя мощность еще почти 35 тысяч децентрализованных ЭС составляет в среднем около 30 кВт. По сравнению с 2006 г. увеличение мощности составило около 3 ГВт. Основная часть упомянутых объектов – это ТЭС, на которые приходится 92 % общей мощности (оставшиеся 8% приходятся на солнечные, гидравлические и др. станции).

Рисунок 9. Мощность и количество станций распределенной генерации в России



Источник: данные за 2006 и 2016 - расчеты ИНЭИ РАН по данным Росстата; данные за 2017 – McKinsey & Company

По данным McKinsey & Company, в ЕЭС России на 2017 г. около 5 ГВт распределенной генерации мощностью менее 25 МВт (это число примерно соответствует данным Росстата по централизованным электростанциям в 2016 г.) и еще как минимум 10 ГВт – мощностью более 25 МВт (рисунок 9)¹⁴.

Таким образом, совокупную мощность объектов распределенной генерации в России по состоянию на 2017 г. можно оценить величиной около 23-24 ГВт¹⁵. По данным Росстата, совокупная установленная мощность электростанций в России в 2016 г. составляла около 255 ГВт. Таким образом, долю мощности распределенной генерации в энергосистеме страны можно оценить в 9-9,5%.

В рамках настоящего исследования рассмотрено около 800 российских и международных кейсов распределенной генерации, из которых подробно проанализировано 37 (см. приложение 2). Анализ позволил выделить четыре типовых кейса распределенной генерации, приоритетные для российских условий:

1. Крупная ТЭЦ вблизи промышленного потребителя.
2. Энергоцентр (когенерация) для небольшого потребителя (средний, малый бизнес).
3. Энергоцентр (когенерация) в населенном пункте.
4. Микрогенерация на ВИЭ (см. таблицу 1).

Таблица 1. Типовые кейсы распределенной генерации в России

Кейс	Мощность, технология	Примеры	Основные владельцы в России	Примечание
Крупная ТЭЦ вблизи промышленного потребителя	Мощность 25-600 МВт Технология – паросиловая (для станций, введенных в XX в.) и газотурбинная или газопоршневая (XXI в). Чаще всего – когенерация .	ТЭЦ ММК (пуск в 1954 г.), ТЭЦ НГХК (2018), ТЭЦ ПНОС (2015)	Металлургия (Норильский Никель, ММК, Евраз, РУСАЛ, НЛМК, Северсталь, Металлоинвест) Нефтегаз (Роснефть, Газпром, Газпром-нефть, Сургутнефтегаз, Лукойл, Сахалин Энерджи, Ямал СПГ...) Химия (Сибур, Щёкиноазот) Машиностроение (УВЗ) Генкомпании (Т Плюс, компании Лукойла)	Тесная связь с заводом-потребителем по энергии, топливу, инфраструктуре
Энергоцентр для небольшого потребителя (средний, малый бизнес)	Мощность - обычно от 500 кВт до 10 МВт. Технология – чаще всего газопоршневая, реже микротурбинная. Чаще всего – когенерация .	энергоцентры тепличных комплексов, отелей, сборочных цехов и т.д.	Собственники бизнесов (Магнит, Лента, Мосавтостекло...) Операторы распределенной энергетики (схемы лизинга, ВОТ, ВОО и т.д. – например, Штарк, E.ON SE)	
Энергоцентр в населенном	Мощность - обычно до от 500 кВт до 30-50 МВт. Технология –	энергоцентры в микрорайонах Ю.-Сахалинска,	Девелоперы на рынке жилой недвижимости (ТЭН, СУ-155, Сибирь, Сфера)	Основной продукт- тепловая

¹⁴ В число станций более 25 МВт здесь включены, в том числе, блок-станции крупных промышленных потребителей без верхнего ограничения их мощности. Как было указано выше, в отрасли существуют и другие подходы к определению распределенной генерации

¹⁵ 8,5 ГВт станций до 25 МВт, работающих вне ЕЭС (по данным Росстата), плюс 15 ГВт более мощных станций в ЕЭС (по данным McKinsey).

пункте (город, поселок, микро-район)	чаще всего газопоршневая, реже газотурбинная. Чаще всего – когенерация .	Новосибирска, Подмоскovie и т.д.	Генкомпании с большой долей ТЭЦ (Т Плюс, СГК, ГЭХ и др.) ¹⁶ Теплоснабжающие организации (напр. тепловые сети в Богдановиче, Альметьевске)	энергия для теплоснабжения жилого фонда
Микрогенерация на ВИЭ	Мощность – до 15-20 кВт. PV, ветрогенераторы, реже накопители.	Энергоцентры частных домов в Калининграде и Краснодаре	Физические лица – домовладельцы.	

Источник: аналитика Энергетического центра бизнес-школы Сколково

Первые три кейса, преимущественно, относятся к распределенной когенерации, то есть описывают электростанции, приближенные к потребителям и вырабатывающие тепловую и электрическую энергию (в первую очередь - для нужд этих потребителей) в едином цикле. Актуальность и распространенность таких кейсов в России обусловлены климатическими особенностями страны и наличием устойчивого спроса на тепловую энергию практически во всех регионах.

Управление спросом начало развиваться в России в 2016 г. и по состоянию на 2017 г. касается только крайне незначительных в масштабах энергосистемы объемов потребляемой мощности. По результатам конкурентного отбора мощности (КОМ) на 2021 г., проведенного Системным оператором, учтены заявки по снижению мощности на 54 МВт по второй ценовой зоне оптового рынка (все заявки поданы алюминиевыми заводами компании РУСАЛ в Братске, Саяногорске и Новокузнецке). Эта величина составляет около 0,1% от совокупной мощности генерации второй ценовой зоны, отобранной на КОМ.

Энергоэффективность в России остается значимым ресурсом сокращения потребности в генерирующих мощностях. По данным ЦЭНЭФ¹⁷, Россия находится на 108-ом месте из 132 стран по уровню эффективности использования энергии в промышленности¹⁸. Целевой показатель снижения энергоёмкости ВВП – 40% к 2020 г. от уровня 2007 г.¹⁹, фактически достигнутый показатель – 13%²⁰.

¹⁶ Отнесение крупных отопительных ТЭЦ к распределенной генерации спорно, см. раздел «Определение и структура распределенной энергетике». Тем не менее, у генкомпаний – субъектов оптового рынка имеются в собственности ТЭЦ мощностью до 25-50 МВт, отнесение которых к распределенной генерации не вызывает сомнений у большинства экспертов.

¹⁷ Общество с ограниченной ответственностью "Центр по эффективному использованию энергии"

¹⁸ CENEFF. Driving industrial energy efficiency in Russia. Moscow, 2013

¹⁹ Указ Президента Российской Федерации от 4 июня 2008 г. N 889 "О некоторых мерах по повышению энергетической и экологической эффективности российской экономики"

²⁰ Доклад Министра А.В. Новака на заседании Правительства РФ о развитии энергоэффективности и энергосбережения [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://minenergo.gov.ru/node/9590>, свободный – (26.11.2017).

ОЦЕНКА ПОТРЕБНОСТИ В ГЕНЕРИРУЮЩИХ МОЩНОСТЯХ В РОССИИ до 2035 г.

Сценарии изменения спроса на электроэнергию

Оценка изменения спроса на электроэнергию в настоящем исследовании выполнена ИНЭИ РАН на основании базового и консервативного вариантов долгосрочного прогноза социально-экономического развития российской экономики на период до 2035 года, который был представлен МЭР²¹ в федеральные органы исполнительной власти в мае 2017 года.

Базовый вариант основан на предпосылке о постепенном замедлении мирового экономического роста с 3,2 % в 2016 году до 2,8 % к 2020 году, и последующем нахождении темпов мирового экономического роста в узком диапазоне 2,5-2,9 процента. Это обусловлено ожидаемым замедлением экономической динамики как в развитых, так и в развивающихся странах.

В консервативный вариант прогноза заложена предпосылка о более существенном замедлении мирового экономического роста, что в первую очередь будет связано с «жесткой посадкой» экономики Китая, спровоцированной «схлопыванием пузырей» на рынках финансовых и нефинансовых активов. Темпы роста в 2025 г. составят 1,8%, а к 2035 возрастут до 2,6%.

Оба варианта социально-экономического развития России основаны на среднем сценарии демографического прогноза, разработанного Росстатом, при котором прогнозируется сохранение численности населения России на уровне около 147 млн. человек до 2035 года.

Для формирования перспективных оценок внутреннего спроса на электроэнергию в стране перечня подготовленных МЭР РФ прогнозных макроэкономических параметров недостаточно, т.к. в нём отсутствует необходимая информация о перспективах развития экономики России в отраслевом и региональном разрезе.

В этой связи на разработанном в ИНЭИ РАН модельном комплексе по исследованию взаимосвязей экономики и энергетики SCANER²² консервативный сценарий развития экономики страны был доработан путем уточнения и детализации базового варианта МЭР в следующих основных направлениях:

- детализация макроэкономических показателей МЭР в отраслевом разрезе с определением прогнозных динамик производства и инвестиций основных видов экономической деятельности;

²¹ Министерство экономического развития Российской Федерации

²² SCANER - Модельно-информационный комплекс. Под ред. Макарова А.А. М.: ИНЭИ РАН, 2011, 72 с. http://www.eriras.ru/files/skaner_light.pdf

- разработка прогнозов развития экономики каждого субъекта РФ в разрезе основных видов деятельности, которые необходимы для прогноза спроса на электроэнергию по регионам и направлениям использования.

Результаты прогнозирования по базовому и консервативному сценариям показаны на рисунке 10.

Рисунок 10. Изменение ВВП России, его отраслевой структуры и спроса на электроэнергию в 2016-2035 гг. по базовому (слева) и консервативному (справа) сценариям



Источник: расчеты ИНЭИ РАН по данным МЭР (май 2017)

В обоих вариантах в структуре ВВП за прогнозный период снижается доля добычных отраслей и энергетики при возрастании доли обрабатывающих отраслей промышленности. Причем в базовом сценарии доля обрабатывающих производств возрастает чуть сильнее. Следует отметить, что в обоих вариантах увеличивается доля чистых налогов в ВВП.

В консервативном сценарии снижаются доли сельского хозяйства и строительства при росте доли сферы услуг. В отличие от консервативного варианта, в базовом варианте снижается доля услуг в экономике, а доля сельского хозяйства ведет себя стабильно на всем горизонте прогнозирования. В базовом сценарии доля строительства падает в первом десятилетии прогноза, потом она увеличивается и к концу рассматриваемого периода достигает уровня 2015 г. в силу относительно более высоких темпов роста инвестиций в экономике в этом сценарии.

В базовом сценарии к 2035 г. ожидается кумулятивный рост ВВП на 35% (CAGR 1,6%) и рост спроса на электроэнергию на 25% (CAGR 1,2%) - по отношению к 2016 г. В консервативном сценарии - 26% (CAGR 1,2%) и 18% (CAGR 0,9%) соответственно.

Различия в темпах роста спроса определяются не только общей разницей в темпах роста экономики (ВВП) в целом, но и различной скоростью ее структурных изменений, разницей в темпах роста отдельных видов экономической деятельности, а также различной скоростью повышения их энергоэффективности (снижения электроемкости).

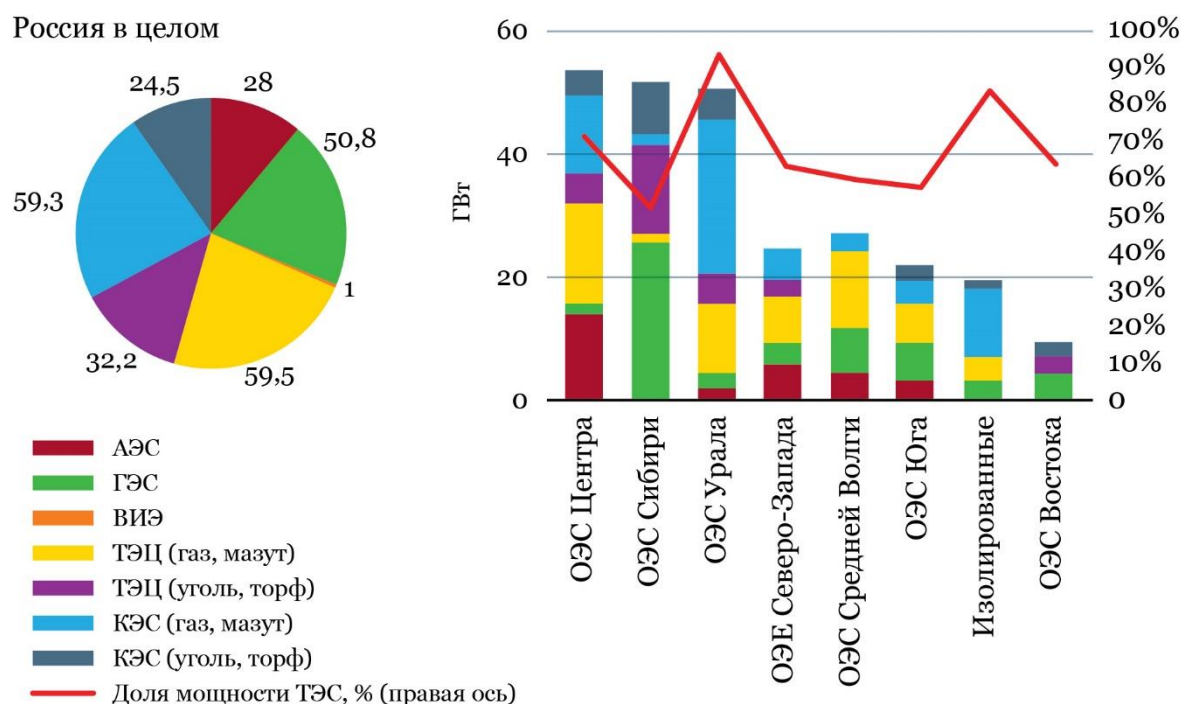
Сравнение прогноза ИНЭИ РАН и показателя спроса на мощность в ценовых зонах рынка с результатами КОМ приведено в приложении 3.

Интервалы изменения генерирующей мощности централизованной энергетики

Совокупная установленная мощность электростанций России, регистрируемая органами государственной статистики, в 2016 г. составила около 255 ГВт, из которых около 237 ГВт приходится на зоны централизованного энергоснабжения (рисунок 11). В структуре генерации представлены тепловые электростанции (ТЭС), гидравлические электростанции (ГЭС), атомные электростанции (АЭС) и возобновляемые источники энергии (ВИЭ).

Более 60% установленной мощности приходится на объединенные энергосистемы (ОЭС) Центра, Сибири и Урала. Доля ТЭС в структуре мощностей составляет не менее 50% (в среднем 69%, максимум 93%).

Рисунок 11. Установленные мощности электростанций в России в целом (слева) и по объединенным энергосистемам (справа) и доля ТЭС в энергобалансе в 2016 г.



Источник: отчеты СО ЕЭС, Росстат

Большинство действующих мощностей тепловых электростанций были введены достаточно давно. По данным ИНЭИ РАН, средний возраст турбинного оборудования в последние годы оставался стабильным - около 32 лет в среднем по ТЭС, чуть более высоким (33 года) – для КЭС и более низким (31 год) – для ТЭЦ.

Стабильность возрастного показателя связана с резким увеличением в рассмотренные отчетные годы инвестиционной активности и интенсивными вводами мощности на ТЭС за счет реализации договоров о предоставлении мощности (ДПМ) – в основном, касавшихся КЭС и ТЭЦ на газе (особенно в первой ценовой зоне оптового рынка). В то же время, теплофикационные блоки на угле в отсутствие столь же интенсивных действий по замещению старого оборудования продолжают наращивать свой средний возраст (с 35 лет в 2010 г. до 38 в 2016 г.).

Если средний возраст действующих ТЭС в настоящее время составляет немногим больше 30 лет, то после завершения проектов ДПМ в ближайшие 2-3 года и без запуска новой инвестиционной волны по обновлению действующих мощностей, он снова начнет последовательно расти и к 2025 г. перешагнет 40 лет, а для угольных электростанций приблизится к 45 годам.

Вместе с тем, показатель среднего возраста является лишь индикативным для принятия инвестиционных решений, так как не учитывает фактическое состояние оборудования, интенсивность его использования в течение каждого года (число часов работы, количество пусков и остановов и проч.), а также ранее проведенные мероприятия по модернизации и частичной реконструкции генерирующей мощности. Интегральными показателями, учитывающим вышеперечисленные факторы, является технически допустимый ресурс эксплуатации и суммарная наработка оборудования. Разность между этими показателями, отнесенная к среднему отчетному (или ожидаемому) годовому числу часов использования установленной мощности конкретного энергоблока, позволяет оценить остающийся срок его эксплуатации.

В настоящем исследовании использованы три ресурсных показателя: парковый, дополнительный и назначенный²³:

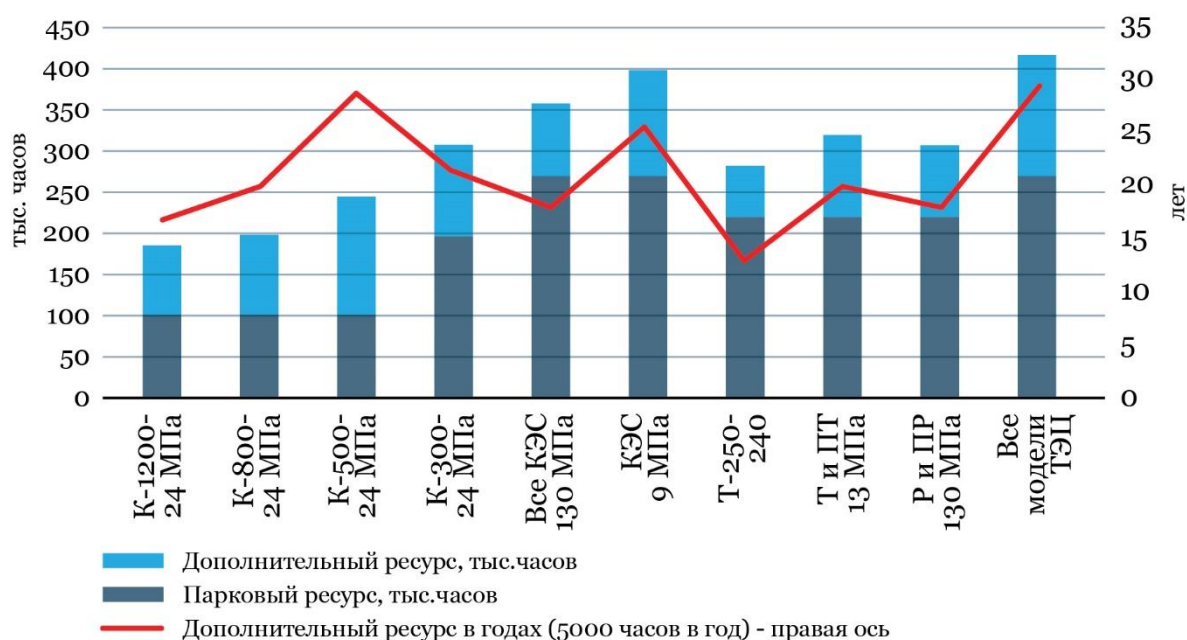
- парковый ресурс - наработка однотипных по конструкции, маркам стали и условиям эксплуатации элементов теплоэнергетического оборудования, в пределах которой обеспечивается их безаварийная работа,
- дополнительный ресурс – величина наработки, дополнительной к парковому ресурсу, в пределах которой обеспечивается безаварийная работа теплоэнергетического оборудования (назначается индивидуально по каждому блоку, исходя из оценки его состояния);

²³ Стандарт организации 17230282.27.100.005-2008. Основные элементы котлов, турбин и трубопроводов ТЭС. Контроль состояния металла. Нормы и требования. Утв. приказом ОАО РАО «ЕЭС России» № 329 от 30.06.2008

- назначенный ресурс - суммарная наработка, при достижении которой эксплуатация объекта должна быть прекращена независимо от его технического состояния (назначается индивидуально по каждому блоку, исходя из оценки его состояния). **До оценки состояния блока его назначенный ресурс принимается равным парковому.** После оценки состояния может быть назначен дополнительный ресурс.

Назначение дополнительного ресурса может продлевать допустимый срок жизни оборудования на 15-30 лет (рисунок 12).

Рисунок 12. Парковый и дополнительный ресурс паросилового оборудования ТЭС



Источник: оценка ИНЭИ РАН

После исчерпания назначенного ресурса перед собственником ТЭС встает вопрос о принятии инвестиционного решения. Обычно рассматриваются следующие варианты:

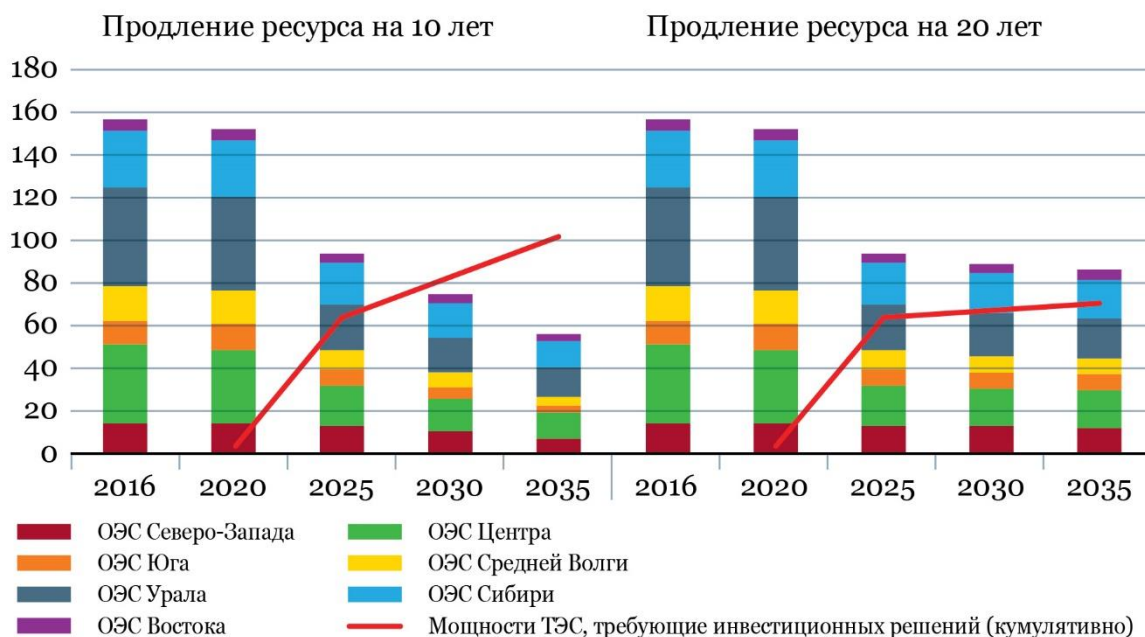
- продление ресурса ТЭС без масштабной реконструкции (если допустимо по результатам оценки состояния) – например, на пониженных параметрах пара;
- продление ресурса ТЭС с масштабной реконструкцией, в том числе заменой паросилового оборудования на новое, сооружением нового корпуса и др.;
- модернизация ТЭС (реконструкция с существенным повышением технологической эффективности – применение газотурбинных, парогазовых технологий, повышение параметров пара на угольных ТЭС и т.д.);
- консервация ТЭС;

- вывод ТЭС из эксплуатации.

Выбор конкретного варианта делает собственник на основании технико-экономического сравнения доступных опций с учетом позиции регуляторов. Практика показывает, что пока к выводу из эксплуатации прибегают редко – так, за 7 лет с 2010-2016 гг. было суммарно выведено всего 12 ГВт мощностей ТЭС. Это соображение частично подтверждается результатами проведенного конкурентного отбора мощности (КОМ) на 2021 г.²⁴

Для учета неопределенности в величине назначенного ресурса (в том числе с учетом растущей неравномерности режимов использования энергоблоков) в исследовании была сделана интервальная оценка снижения мощности действующих ТЭС, не требующих инвестиционных решений, исходя из достижения ими паркового ресурса и последующим согласованием дополнительного ресурса и продолжением эксплуатации в течение 10 лет или 20 лет (рисунок 13). Данные до 2020 года приняты по согласованным решениям, отраженным в Схеме и программе развития ЕЭС на 2017-2023 гг.²⁵

Рисунок 13. Уменьшение установленной мощности ТЭС в ЕЭС России, не требующих принятия инвестиционных решений, с учетом продления их эксплуатации на 10 и 20 лет после исчерпания паркового ресурса, ГВт



Источник: оценка ИНЭИ РАН

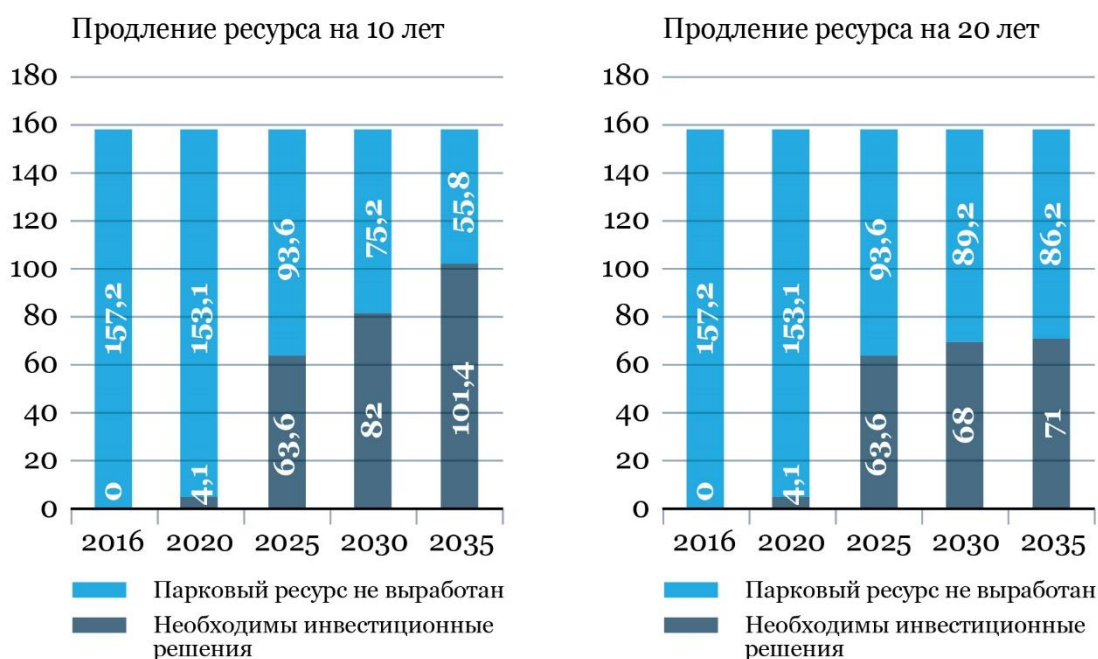
²⁴ По результатам КОМ, на 2021 г. отобрано генерирующей мощности на 14 ГВт больше, чем по прогнозу ИНЭИ РАН. Основная причина в том, что с учетом существующей конструкции КОМ генерирующими компаниями по-прежнему заявлены избыточные по балансу мощности, которые в прогнозе ИНЭИ РАН приняты как потенциальные кандидаты на вывод из эксплуатации. Подробнее см. приложение 3.

²⁵ Утверждена приказом Минэнерго России от 1 марта 2017 года № 143 «Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2017-2023 гг.»

В период до 2025 года потребуются решения по действующим мощностям (порядка 60 ГВт), давно достигшим паркового ресурса и работающим в рамках своего назначенного ресурса. Допущение о длительности назначенного ресурса (дополнительные 10 или 20 лет) влияет только на объемы мощности, достигающие паркового ресурса и требующие инвестиционных решений или вывода после 2025 года. Темпы нарастания мощностей, требующих инвестиционных решений, в течение периода до 2035 г. неравномерны и определяются неравномерными темпами их ввода в 1950-1980 гг., а также эффектом накопления нереализованных решений по реконструкции и модернизации в течение 1990х годов.

Исходя из прогнозов о достижении назначенного ресурса эксплуатации, значительное возможное снижение действующей мощности ТЭС, не требующих инвестиционных решений, по расчетам ИНЭИ РАН, ожидается у угольных конденсационных блоков: для газомазутных КЭС к 2035 году оно составит 31 – 35,5 ГВт или 64 – 74 % от 2015 года, для угольных КЭС – 12,5 - 16,8 ГВт или 51 – 69 %. В региональном разрезе наиболее критическая ситуация возможна в ОЭС Урала, где уже к 2025 году потребуют инвестиционных решений более 26 ГВт (56 %) действующих мощностей ТЭС, а к 2035 году эта величина достигнет 28 – 34 ГВт (59 – 71 % от 2015 года). Похожая ситуация возможна в ОЭС Центра и Средней Волги.

Рисунок 14. Доля установленной мощности действующих ТЭС в ЕЭС России, требующих принятия инвестиционных решений, с учетом продления их эксплуатации на 10 и 20 лет после исчерпания паркового ресурса, ГВт



Источник: оценка ИНЭИ РАН

В целом по ЕЭС в 2016-2035 гг., возможно, возникнет необходимость принятия инвестиционных решений в отношении ТЭС общей мощностью примерно 70-100 ГВт (рисунок 14). Эта оценка является модельной, основанной на ряде допущений в условиях неопределенностей, описанных выше. В дальнейших рассуждениях будет использована минимальная оценка как более консервативная.

Изменение мощности других электростанций (АЭС, ГЭС и ВИЭ) в настоящем исследовании принято в соответствии с консервативным сценарием из актуальной версии Генсхемы размещения объектов электроэнергетики²⁶ (рисунок 15).

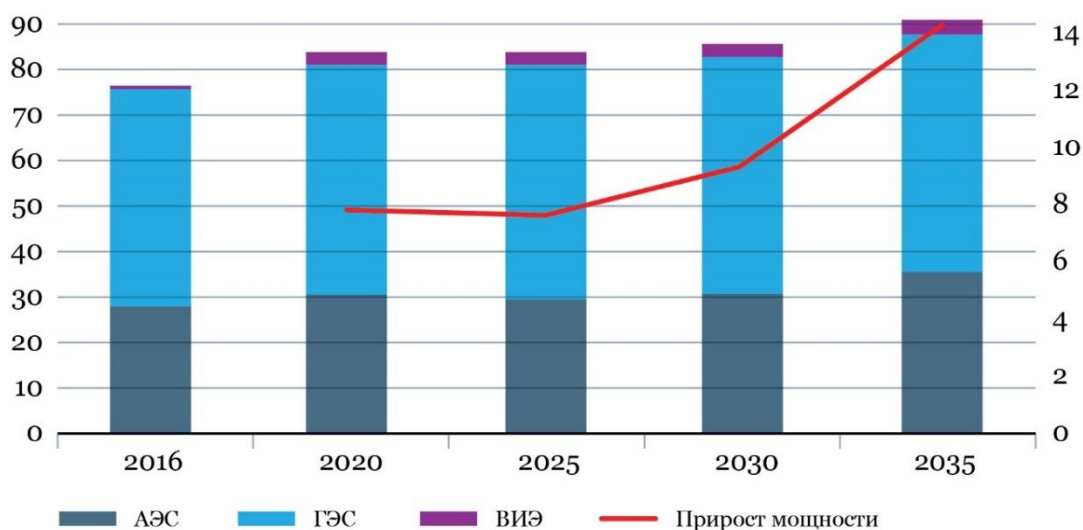
Рост атомной генерации в ЕЭС возможен на 7,3 ГВт (на 26% к уровню 2016, CAGR 1,2%). Развитие АЭС в основном будет сосредоточено в районах существующих атомных электростанций, новые площадки рассматриваются только в ОЭС Средней Волги (Нижегородская АЭС).

Рост гидрогенерации в ЕЭС за тот же период ожидается на еще меньшем уровне – около 4,3 ГВт (9%, CAGR 0,5%), преимущественно в Сибири и на Дальнем Востоке.

Рост мощности крупных станций на ВИЭ возможен на 2,8 ГВт преимущественно в европейской части страны (Юг, Волга, Северо-Запад) – по данным Генсхемы-2035. С большой долей вероятности, этот показатель будет значительно превышен, но для целей настоящего исследования был взят именно прогноз Генсхемы-2035.

Совокупный рост мощности АЭС, ГЭС и ВИЭ оценивается в 14,4 ГВт (19%, CAGR 0,9%).

Рисунок 15. Прогноз увеличения мощности АЭС, ГЭС и ВИЭ до 2035 г., ГВт



Источник: Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики России до 2035 года.

²⁶ Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики России до 2035 года. Утв. Распоряжением Правительства Российской Федерации от 9 июня 2017 г. 1209-р.

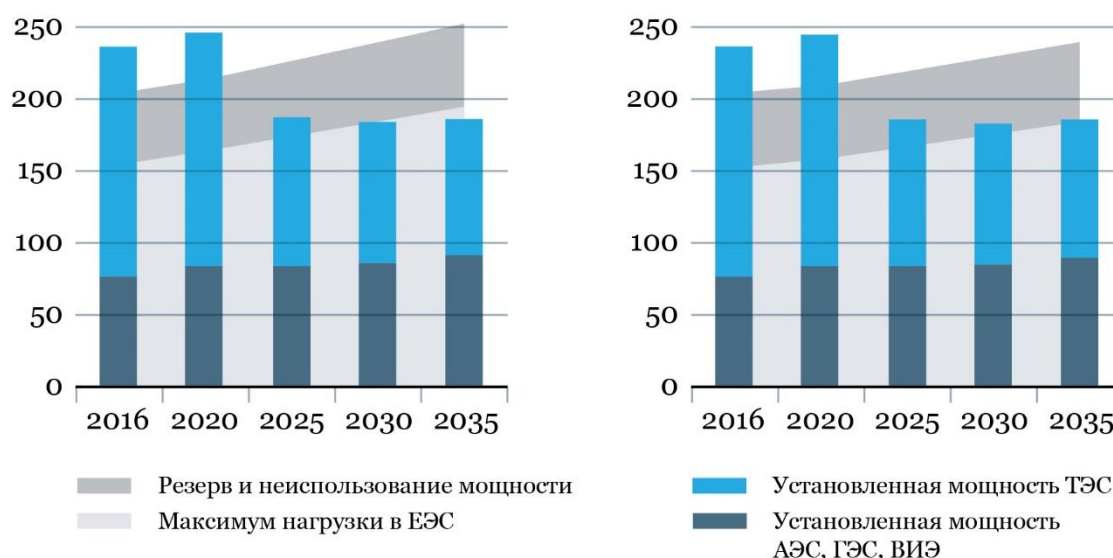
Потребность в генерирующих мощностях

Совместный анализ сценариев изменения спроса на электроэнергию и мощность, интервалов изменения мощности ТЭС, не требующих инвестиционных решений, и станций других видов позволяет оценить величину возможной потребности в дополнительных мощностях на горизонте до 2035 г. (рисунок 16). Для целей исследования - оценки предельных объемов роста распределенной энергетики в балансе ЕЭС России, - была принята гипотеза о том, что вся мощность ТЭС, достигающая назначенного ресурса, выводится из эксплуатации, формируя конкурентное поле для инвестиционных возможностей по вводу новых крупных или распределенных энерго мощностей.

За основу приняты следующие предпосылки:

- прогноз спроса на мощность – в соответствии с базовым и консервативным сценариями прогноза ИНЭИ РАН²⁷;
- величина резерва мощности – по экспертной оценке ИНЭИ РАН, исходя из нормативной величины резерва²⁸;
- интервальный прогноз снижения мощности действующих ТЭС – для варианта «продление ресурса на 20 лет» (рисунок 14);
- изменение мощности прочих электростанций – в соответствии прогнозом, представленным на рисунке 15.

Рисунок 16. Характеристика прогнозной балансовой ситуации в ЕЭС России с учетом интервального прогноза снижения мощности действующих ТЭС, не требующих инвестиционных решений – для базового прогноза спроса (слева) и консервативного (справа), ГВт



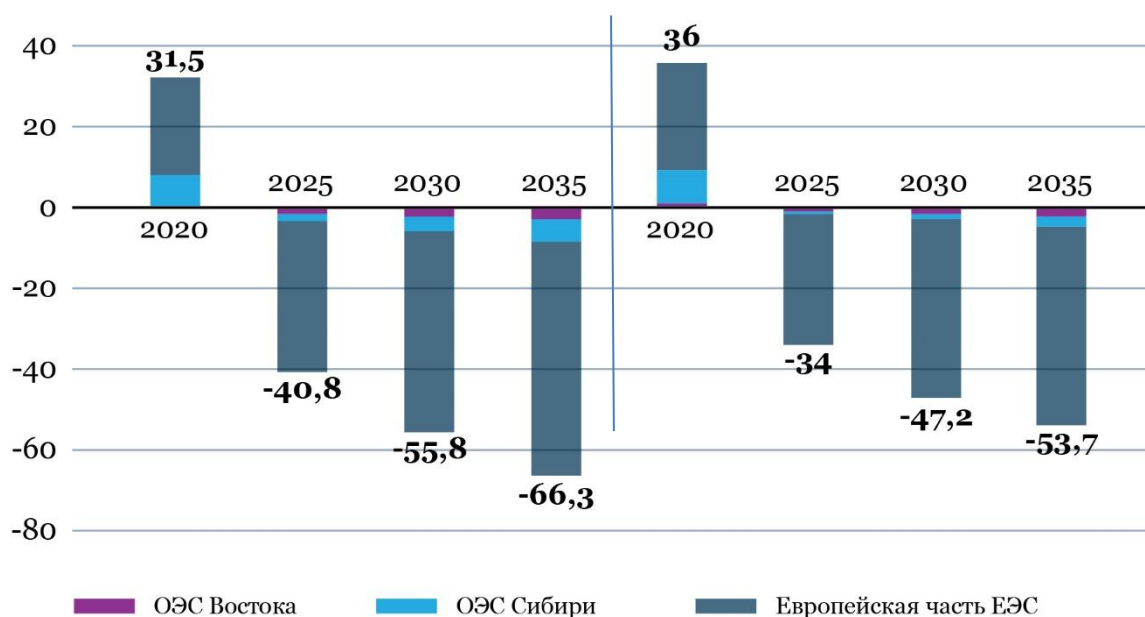
Источник: ИНЭИ РАН

²⁷ В целом, прогнозируемый ИНЭИ РАН показатель спроса на установленную мощность в ценовых зонах рынка сопоставим с показателями требуемой располагаемой мощности на КОМ – соответствующее сравнение приведено в приложении 3.

²⁸ В 2018 году ожидается пересмотр нормативных подходов к резервированию, в результате чего резервы могут быть пересмотрены в сторону уменьшения - с соответствующим снижением потребности в генерирующей мощности. Тема избыточности резервов мощности в ЕЭС России активно обсуждается в экспертном сообществе, но не является фокусом настоящего исследования.

Полученные в указанных допущениях ИНЭИ РАН результаты показывают, что в целом по ЕЭС России потребность в мощности, которую необходимо будет обеспечить за счет реконструкции крупных ТЭС или продления их ресурса либо их замены новыми мощностями, включая распределенные источники, может достигнуть 34-41 ГВт уже к 2025 году, а к 2035 году увеличиться до 54-66 ГВт (рисунок 17). Основная часть этой потребности приходится на европейскую часть страны, где сосредоточен основной объем тепловой генерации и потребления электроэнергии.

Рисунок 17. Избытки генерирующей мощности по частям ЕЭС и потребность в дополнительных мощностях – для базового прогноза спроса (слева) и консервативного (справа), ГВт



Источник: ИНЭИ РАН

Таким образом, предельную потребность во вводимых мощностях можно оценить величиной в 54-66 ГВт к 2035 г., прежде всего в европейской части ЕЭС. **Основная причина образования этой потребности – возможное исчерпание назначенного ресурса и необходимость принятия инвестиционных решений в отношении ТЭС совокупной установленной мощностью от 70 ГВт к 2035 г.**

Скомпенсировать эту потребность (или сдвинуть «вправо» момент ее образования) возможно следующими способами:

- развитие традиционных крупных электростанций: реконструкция, модернизация ТЭС; вывод их из эксплуатации с параллельным сооружением новых крупных мощностей и т.д.;
- развитие распределенных энергоресурсов.

Среди регуляторов и основных игроков отрасли доминирует представление о том, что описанную выше проблему старения ТЭС необходимо решать именно по первому пути. Потенциал распределенной

энергетики и его вовлечение в эффективную конкуренцию с крупными объектами пока не рассматривается всерьез. Представляется, что перед принятием стратегических решений о долгосрочном развитии отрасли полезно оценить величину этого потенциала в российских условиях. Этому посвящен следующий раздел исследования.

ОЦЕНКА ПОТЕНЦИАЛА РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ЭНЕРГЕТИКИ ДЛЯ ПОКРЫТИЯ ПОТРЕБНОСТИ В ГЕНЕРИРУЮЩИХ МОЩНОСТЯХ до 2035 г.

В настоящей главе исследования выполнена оценка потенциала отдельных видов распределенных энергоресурсов (в соответствии с главой 1) как источника компенсации возможной потребности в дополнительных мощностях, описанного в главе 2.

В российских условиях некоторые виды распределенных энергоресурсов (распределенные накопители, микрогриды, электромобили) пока не получили заметного распространения. Оценить их потенциал на перспективу до 2035 г. в настоящее время затруднительно, поэтому в общей оценке он не учтен.

В качестве основных составляющих потенциала распределенной энергетики в России в данном исследовании приняты когенерация, собственная и малая генерация, микрогенерация на ВИЭ, энергоэффективность и управление спросом (рисунок 18).

Рисунок 18. Основные источники потенциала распределенных энергоресурсов в России



Источник: Коллектив авторов исследования

В настоящей главе рассмотрен потенциал каждого из них, после чего был выполнен обобщенный анализ, учитывающий пересечение потенциалов отдельных технологий (например, таких, как когенерация и собственная генерация, или энергоэффективность и управление спросом), а также имеющиеся в России барьеры для развития распределенной энергетики. Результат описан в заключительной части данного раздела в виде комбинированного сценария развития распределенной энергетики при условии частичного использования ее потенциала.

Потенциал распределенной когенерации

Анализ существующих российских кейсов распределенной генерации (см. таблицу 1) показал, что подавляющее их число реализуется с использованием технологии когенерации.

В рамках настоящего исследования общий потенциал распределенной когенерации (РКГ) разделен на три группы:

- увеличение мощности объектов РКГ соразмерно уменьшению отпуска тепловой энергии от крупных ТЭЦ, выводимых из эксплуатации (малые распределенные ТЭЦ замещают крупные ТЭЦ как генераторов тепловой энергии);
- увеличение мощности объектов РКГ, которое обеспечивает прирост спроса на тепловую энергию;
- увеличение мощности объектов РКГ за счет замещения части котельных (например, путем реконструкции последних).

Увеличение мощности объектов РКГ для замещения крупных ТЭЦ на рынке тепловой энергии может быть обеспечено в случае частичного вывода последних из эксплуатации. Как было показано выше, общий объем ТЭС, достигающих назначенного ресурса к 2035 г., составляет около 70 ГВт к 2035 году, в том числе ТЭЦ - около 30 ГВт (базовый сценарий «парковый ресурс + 20 лет»).

В случае, если эти мощности будут выводиться из эксплуатации без обновления, отпуск тепловой энергии от действующих ТЭЦ снизится относительно 2016 года на 26% к 2025 году и 30 % к 2035 г. При замещении старых мощностей ТЭЦ новыми объектами РКГ с полной загрузкой в тепловом графике их мощность может составить около 20 ГВт на горизонте уже 2025-2030 гг. (рисунок 18).

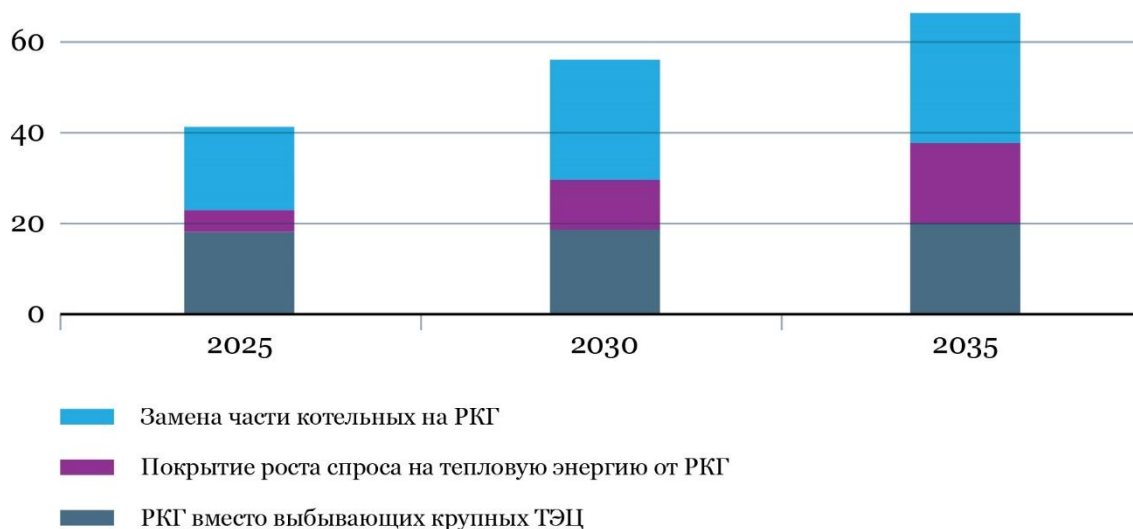
В случае, если из эксплуатации будут выводиться не 30 ГВт ТЭЦ, а меньше, то потенциал РКГ в этом секторе пропорционально уменьшится. Эта неопределенность будет учтена в конце настоящего раздела в ходе оценки совокупного потенциала распределенных энергоресурсов.

Прирост потребности в тепловой энергии от централизованных источников в целом по стране относительно 2016 года оценивается ИНЭИ РАН величиной всего 6 % к 2035 году (CAGR 0,3%). При этом ожидается, что при поддержке теплофикации, как более энергоэффективного способа энергоснабжения, отпуск тепловой энергии от ТЭЦ будет расти быстрее, и увеличится на 7 % к 2025 г. и 26 % к 2035 г. (CAGR 1,2%). В случае, если весь прирост спроса новых потребителей на тепловую энергию от ТЭЦ будет обеспечиваться только объектами РКГ, то их электрическая мощность может составить около 18 ГВт к 2035 г.

Дополнительно вводимые объекты РКГ вместо существующих котельных, по оценке ИНЭИ РАН, могут, как минимум, полностью закрыть оставшуюся прогнозную потребность в дополнительных генерирующих мощностях. При этом годовая выработка тепловой энергии на котельных сократится с 590 млн. Гкал в 2016 г. до 220 млн. Гкал в 2035 г. Электрическая мощность новых объектов РКГ при этом составит около 30 ГВт к 2035 году.

Результатом ускоренного развития распределенной когенерации в этом случае станет структурная перестройка системы теплоснабжения. Доля производства тепловой энергии на объектах когенерации (крупных и малых ТЭЦ) при таком сценарии может достигнуть 70% к 2035 с соответствующими эффектами по направлениям энергосбережения и сокращения вредных выбросов.

Рисунок 19. Потенциал распределенной когенерации в России, ГВт



Источник: ИНЭИ РАН

По оценке ИНЭИ РАН, в этом сценарии может возникнуть и еще один важный системный эффект. Из-за того, что вновь вводимые объекты РКГ будут работать по тепловому графику, их КИУМ по электроэнергии может оказаться ниже среднего КИУМ крупных ТЭС. Это приведет к повышению среднегодовой загрузки мощностей крупных ТЭС с 48% в 2016 г. до 62% в 2035 г.

Таким образом, потенциал только распределенной когенерации, по оценке ИНЭИ РАН, может полностью закрыть возможную потребность в дополнительных генерирующих мощностях. Остальные виды источников распределенной энергетике рассмотрены ниже, и они только увеличат совокупный потенциал.

Потенциал микрогенерации на ВИЭ

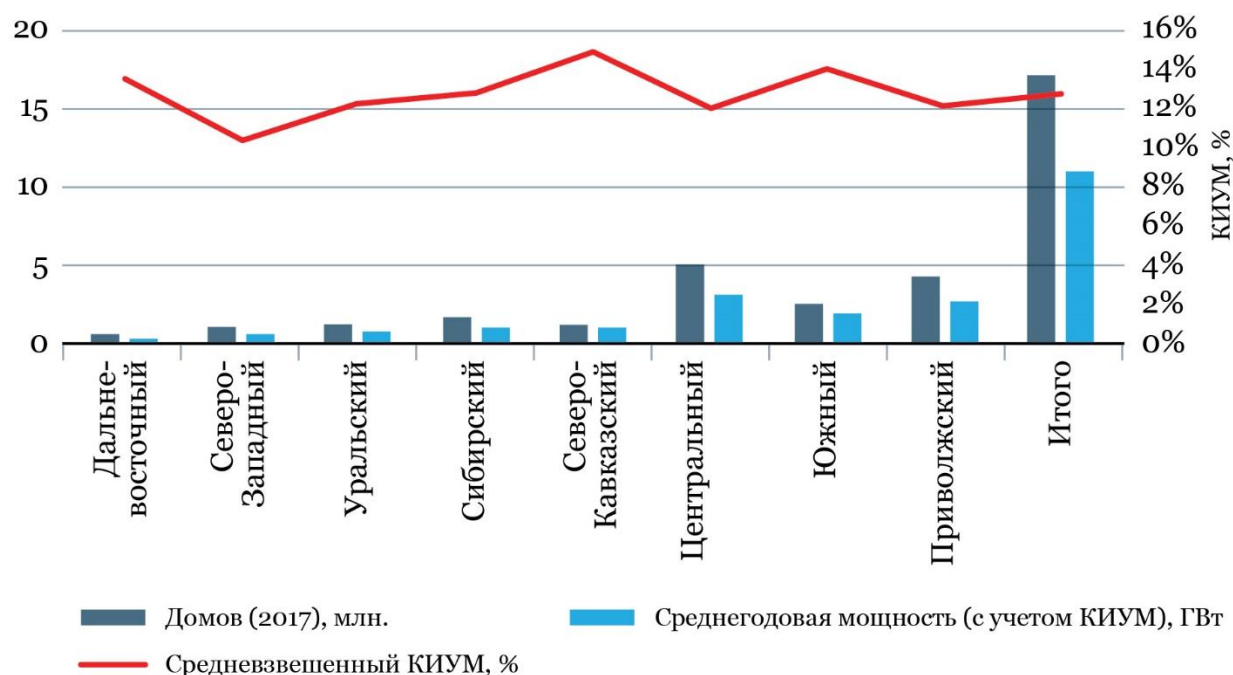
Микрогенерация на ВИЭ в России пока остается уделом энтузиастов – известны единичные случаи развития таких систем в Калининграде, Краснодаре и некоторых других регионах. Вместе с тем, этот вид распределенной генерации – в лидерах по темпам роста в мире среди остальных технологий. Например, в США

установленная мощность в микрогенерации на солнечных панелях составляет 16 ГВт (по данным ЕИА на май 2017 г.).

Оценка потенциала микрогенерации на ВИЭ в России в настоящем исследовании проведена на основе следующих допущений:

- рассматриваются только частные домовладения и только технологии rooftop solar PV (крышные солнечные панели) без накопителей;
- установленная мощность установки на один дом – 5 кВт;
- КПД солнечных панелей - 14% (не учтен вероятный рост КПД до 20-25% к 2035²⁹);
- число частных домовладений - на уровне июля 2017 года (около 17 млн., по данным Росреестра);
- КИУМ варьируется в пределах 9-15,5% в зависимости от инсоляции каждого конкретного региона;
- оценка потенциала покрывает 100% домохозяйств.

Рисунок 20. Количество индивидуальных домов (млн. штук) и среднегодовая мощность крышных панелей с учетом инсоляции (ГВт)



Источник: Росреестр, аналитика Энергетического центра бизнес-школы СКОЛКОВО

Суммарный потенциал микрогенерации на ВИЭ в этом сегменте (см. рисунок 20) – около 11 ГВт (среднегодовая мощность с учетом

²⁹ См. IEA, Solar photovoltaic energy roadmap [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.iea.org/roadmaps>, свободный – (05.12.2017).

КИУМ) или 86,5 ГВт (установленная мощность). Максимальный потенциал сосредоточен в Центральном, Южном и Приволжском федеральных округах (совокупно 67% от общего потенциала) – при том, что по средневзвешенному КИУМ³⁰ лидируют Северо-Кавказский, Южный и Дальневосточный федеральный округ.

Потенциал собственной генерации

В России под собственной генерацией обычно понимаются электростанции любой мощности, которые сооружаются промышленными потребителями преимущественно для удовлетворения собственных нужд в электрической и тепловой энергии.

В состав собственной генерации в данном исследовании также включаются блоки малой мощности (до 25 МВт), которые сооружаются не только потребителями, но и сторонними инвесторами для получения прибыли на рынках электрической и тепловой энергии. В исследовании из этого объема исключены объекты, которые построены в рамках программы ДПМ.

Точное количество введенных объектов собственной генерации и темпы их ввода определить затруднительно, поскольку значительная доля этого рынка находится в «серой зоне» и не анализируется ни государственными органами статистики, ни независимыми агентствами. Кроме того, часть зарегистрированных вводов мощности осуществлено крупными энергоблоками в сотни МВт, отнесение которых к распределенной энергетике спорно.

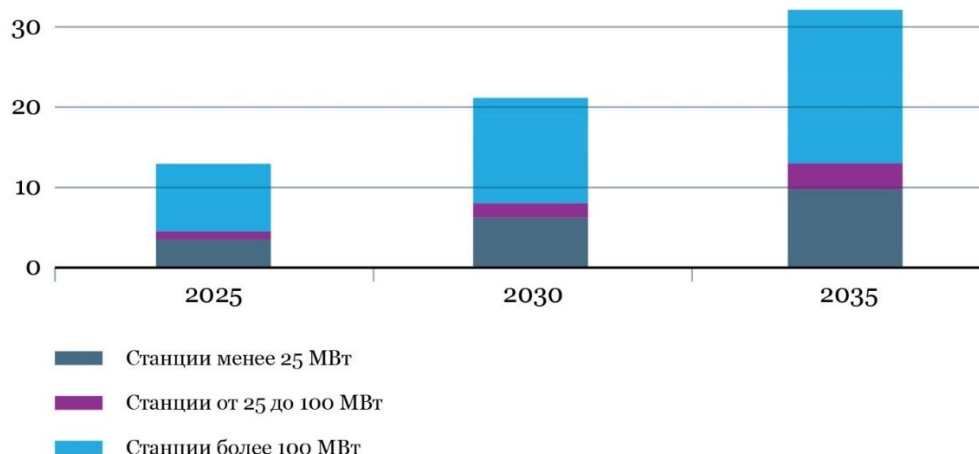
С учетом перечисленных ограничений, в исследовании принят следующий подход:

- низкий сценарий: сохранение сложившихся в 2006-2016 гг. темпов прироста мощности малых и средних электростанций, относящихся к собственной генерации (не более 100 МВт);
- высокий сценарий: сохранение сложившихся в 2006-2016 гг. темпов прироста мощности любых станций, относящихся к собственной генерации (без ограничения по мощности);
- темпы прироста мощности оцениваются и перепроверяются по данным Росстата, СО ЕЭС и McKinsey & Company, что позволяет свести к минимуму проблему отсутствия надежных данных (такой подход не учитывает часть «неизвестных» станций, особенно вводимых потребителями в «островном режиме», но позволяет получить минимальную оценку).

На основании исторических данных 2006-2016 гг. Росстата, СО ЕЭС и McKinsey & Company о вводах новой мощности установлено, что средний темп прироста (CAGR) по каждому из сегментов генерации составил около 6%. Результаты оценки приведены на рисунке 21.

³⁰ Средневзвешенный КИУМ рассчитан с учетом количества домов в регионе.

Рисунок 21. Динамика мощности собственной генерации в 2025-2035, ГВт



Источник: аналитика Энергетического центра бизнес-школы Сколково на основании данных Росстата, СО ЕЭС и McKinsey & Company

Таким образом, экстраполяция сложившихся за последние 10 лет в этом сегменте трендов позволяет сделать предположение о вводе дополнительно как минимум 12 ГВт к 2035 г. (малая и средняя генерация), а в высоком сценарии – до 32 ГВт (малая, средняя и крупная генерация).

Потенциал управления спросом

Как отмечалось в первой главе исследования, пока технологии управления спросом занимают крайне незначительную долю на российском рынке и касаются только алюминиевых заводов.

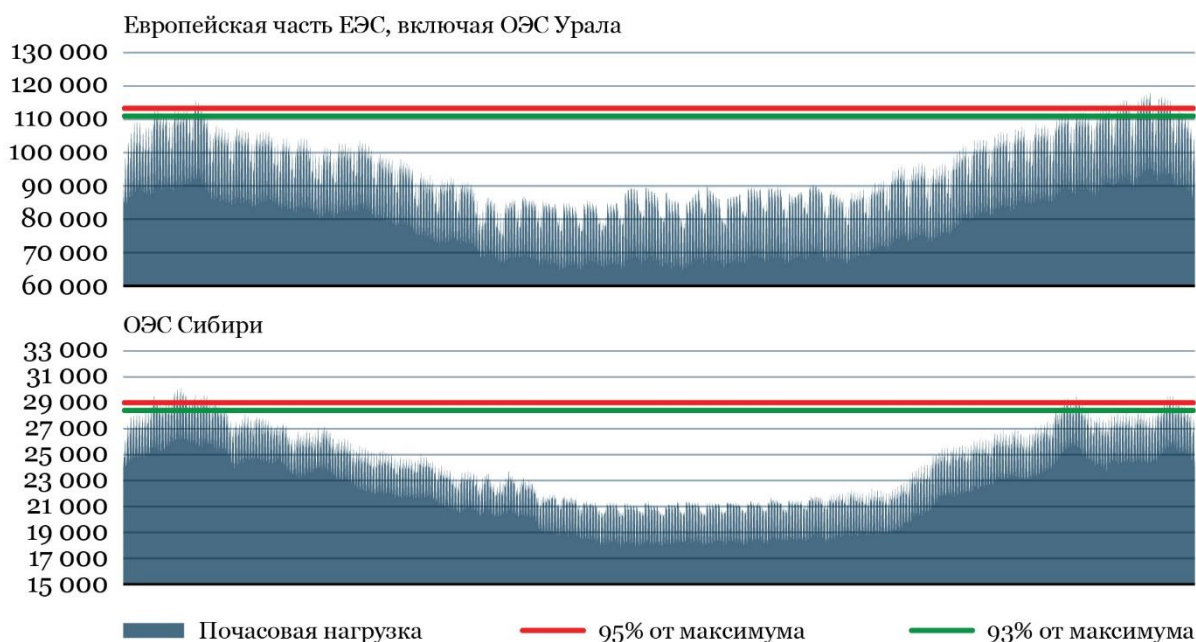
Между тем, уже реализованный потенциал этого направления в некоторых странах измеряется в гигаваттах и касается отнюдь не только энергоёмкой промышленности. Примером может служить один из операторов оптового рынка в США – PJM, управляющий магистральными электросетями на территории 13 штатов США и округа Колумбии. По ряду показателей (установленная мощность электростанций, годовой объём выработки, пиковая нагрузка) энергосистема PJM сопоставима с ЕЭС России. Программы управления спросом в том или ином виде применяются PJM более 40 лет, и в период 2015/16 в системе в рамках программ управления спросом было доступно 11 ГВт мощности (из которых 50% не относились к промышленности, и до трети – относились к бытовым процессам отопления, вентиляции, кондиционирования, холодильной технике и освещению). Эту величину можно принять в качестве ориентира для ЕЭС России.

Расчет по отчетным данным Системного оператора дает похожие значения. Так, в ОЭС Европейской части РФ и Урала в 2016 году пиковая нагрузка в диапазоне 95-100% от максимального значения по году наблюдалась всего в течение 196 часов (2-3% времени), а в диапазоне 93-100% - 385 часов (4% времени) (см. рисунок 22). Объемы мощности для удовлетворения этого пикового спроса составили примерно 6 и 8,3 ГВт соответственно. При индивидуальном расчете для каждой из этих пяти ОЭС примерно

11 ГВт мощности в совокупности были задействованы только 5% времени в течение года. По ОЭС Сибири наблюдалась аналогичная динамика.

Таким образом, потенциал технологий управления спросом для ЕЭС (в ценовых зонах) составит 6-10 ГВт для первой ценовой зоны и 2-3 ГВт для второй ценовой зоны, суммарно до 13 ГВт (что сопоставимо с фактическими данными по РМ).

Рисунок 22. Почасовая нагрузка в течение 2016 г. в ОЭС европейской части, ОЭС Урала и Сибири с указанием пиковых нагрузок на 5 и 7% ниже максимального значения



Источник: СО ЕЭС

Потенциал энергосбережения

По оценке ЦЭНЭФ, потенциал снижения потребления электроэнергии в 2011 году составлял 379 млрд. кВт·ч в год (около 36% от годового потребления электроэнергии). Основные драйверы этого снижения - сбережение электроэнергии в промышленности и в зданиях. Реализации этого потенциала препятствуют следующие основные барьеры:

- недостаточное стимулирование программ и мероприятий по энергосбережению со стороны регуляторов;
- инвестиционные риски;
- отсутствие форм стратегического партнерства между государством и бизнесом, направленных на энергосбережение.

По данным ИНЭИ РАН, в прогнозе спроса на электроэнергию до 2035 г. уже учтен эффект энергосбережения в объеме примерно 108 млрд. кВт·ч. Реализация оставшейся части потенциала может

быть затруднена низкой инвестиционной активностью в экономике в целом в этот период.

В настоящем исследовании принято, что потенциал уменьшения спроса на электроэнергию за счет усиления энергосбережения и повышения энергоэффективности в России (сверх уже заложенного в прогноз спроса на электроэнергию) составляет 5-10% от фактического объема потребления электроэнергии в 2016 г., т.е. около 51-103 млрд кВт·ч³¹.

В зависимости от принимаемого числа часов использования «сберегаемой» генерирующей мощности (8760 при равномерном снижении потребления или 6798³² при снижении пикового потребления), это эквивалентно от 6-12 до 8-15 ГВт генерирующей мощности. Для дальнейшего рассмотрения принят первый диапазон.

Сценарий развития распределенной энергетики при условии частичного использования ее потенциала

В настоящем разделе приведена оценка совокупного потенциала распределенных энергоресурсов в России по консервативному сценарию.

Для этого потенциалы отдельных видов распределенных энергоресурсов, определенные выше, суммируются с учетом понижающих коэффициентов, которые призваны компенсировать «пересечение» потенциалов, низкую инвестиционную активность и другие барьеры:

- 25% от потенциала распределенной когенерации;
- 50% от минимальной оценки потенциала управления спросом;
- 5% от потенциала микрогенерации на ВИЭ.
- 25% от минимальной оценки потенциала энергосбережения;
- 100% от низкого сценария потенциала собственной генерации.

Результаты наложения потенциалов приведены на рисунке 23.

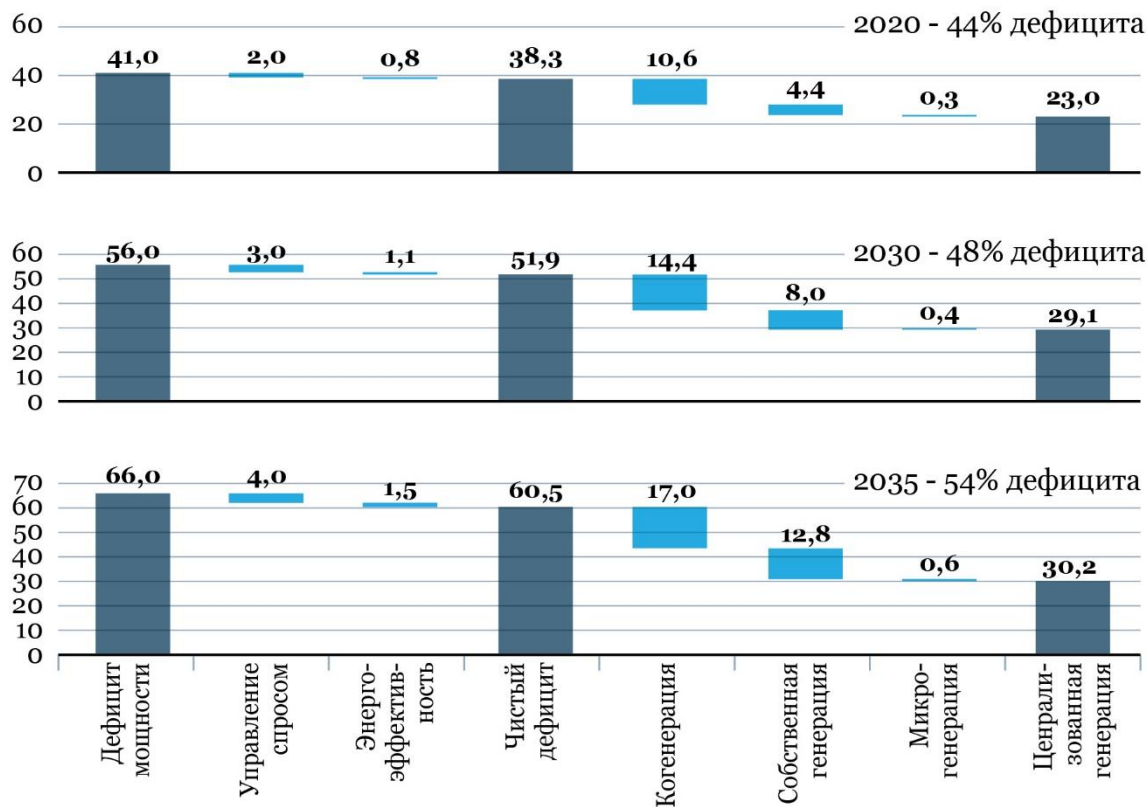
Анализ показывает, что даже в сценарии частичного использования потенциала распределенные энергоресурсы могут обеспечить до половины прогнозируемого дефицита генерирующей мощности в ЕЭС на протяжении периода 2025-2035 (около 36 ГВт к 2035 г.). При этом максимальный потенциал получается у распределенной когенерации -- в размере около 17 ГВт. Собственная

³¹ По данным СО ЕЭС, потребление электроэнергии в ЕЭС России в 2016 г. составило 1026,9 млрд. кВт·ч.

³² По данным СО ЕЭС, число часов использования максимума электрической нагрузки в ЕЭС России в 2016 г. составило 6798.

генерация может обеспечить дополнительно около 13 ГВт, управление спросом – до 4 ГВт, энергоэффективность – 1,5 ГВт и микрогенерация на ВИЭ – 0,6 ГВт.

Рисунок 23. Потенциал распределенных энергоресурсов на фоне прогнозируемой потребности в дополнительных генерирующих мощностях в ЕЭС в 2020-2035 гг., ГВт



Источник: оценка Энергетического центра бизнес-школы Сколково

В сценарии полного использования потенциала распределенной энергетики дефицит мощностей возможно закрыть полностью.

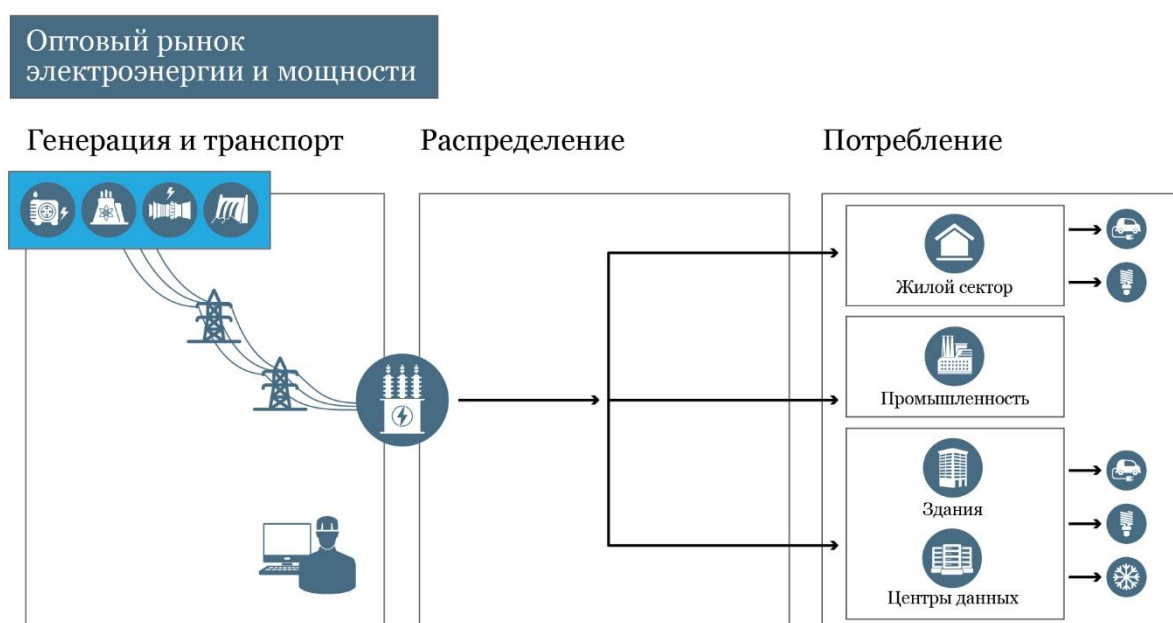
Для реализации потенциала распределенной энергетики потребуются изменение сложившейся практики и нормативного регулирования в отрасли. Изучению этого аспекта посвящена следующая глава исследования.

ИЗМЕНЕНИЯ В АРХИТЕКТУРЕ И НОРМАТИВНОМ РЕГУЛИРОВАНИИ РОССИЙСКОЙ ЭНЕРГЕТИКИ, НЕОБХОДИМЫЕ ДЛЯ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПОТЕНЦИАЛА РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

Архитектура энергосистемы - текущий статус

Современная технологическая архитектура российской энергетики сложилась в целом к середине XX века, с тех пор не претерпев качественных изменений, и в основном построена на принципах и технологиях тех лет (рисунок 24).

Рисунок 24. Архитектура российской электроэнергетики (текущий статус)



Источник: Центр стратегических разработок

Генерация электроэнергии представлена (практически полностью) крупными электростанциями (в основном тепловыми) с энергоблоками большой единичной мощности (100 - 1000 МВт), сосредоточенными в основном вблизи природных источников энергии, а также крупными когенерационными электростанциями (ТЭЦ), сосредоточенными вблизи крупных потребителей тепла (предприятий и/или городов).

Транспорт электроэнергии (передача) от центров генерации до центров распределения происходит по магистральным электрическим сетям высокого напряжения (150-500 кВ, иногда выше). Магистральные сети построены по иерархическому принципу с кольцевой и радиальной топологией.

Распределение электроэнергии до конечных её потребителей происходит по распределительным сетям среднего и низкого напряжения (10 - 110 кВ и ниже). Распределительные сети построены по иерархическому принципу с радиальной топологией.

Оперативное управление режимом передачи энергии обеспечивается за счет автоматизированного централизованного диспетчерского управления.

Технологическая архитектура современной электроэнергетики построена на следующих принципах:

- жесткое разделение ролей и функций в энергосистеме между производителями и потребителями энергии, транспортом энергии и оперативным управлением системой в целом;
- стандартизация требований (единых для всех) к качеству электроэнергии и надежности электроснабжения;
- централизация и укрупнение генерирующих мощностей;
- однонаправленная передача энергии от генераторов к потребителям;
- радиальное построение сетей распределения электроэнергии и доставки до конечного потребителя, находящегося на конце линий;
- централизованное автоматизированное оперативное диспетчерское управление;
- синхронизация графиков генерации и потребления электроэнергии;
- пассивность потребителей (нерегулируемость нагрузки).

Экономическая основа российской электроэнергетики – система отношений, связанная с производством и оборотом двух товаров - электрической энергии и мощности - **на оптовом и розничных рынках**. Рыночная модель в России сформирована и запущена в целом к концу 2000-х годов и балансирует интересы крупных субъектов - генерирующих, сетевых, сбытовых компаний, потребителей и регуляторов.

В сложившейся архитектуре элементы распределенной энергетики функционируют как на уровне розничного рынка (малая генерация), так и на уровне оптового рынка (крупная собственная генерация, управление спросом). В то же время, модель российского рынка создавалась во многом на основании мировых теоретических разработок в области либерализации электроэнергетики конца 1980х годов, когда успешная интеграция распределенных энергоресурсов не была главной задачей. С этим связаны барьеры российской модели, связанные с недостаточной конкуренцией в рознице и мешающие интеграции распределенных энергоресурсов в систему.

Таким образом, сложившаяся архитектура электроэнергетики в России построена на принципах укрупнения мощностей, централизации и иерархии. Для масштабного развития распределенной

энергетики в эту архитектуру потребуются вносить существенные изменения.

Статус распределенной энергетики в архитектуре и нормативном регулировании

В целом, применение новых технологий распределенной энергетики в России происходит в большинстве случаев в режиме «вынужденной необходимости» при неприемлемых параметрах электроснабжения из единой энергосистемы (цена/надежность/качество) или из-за принципиальной невозможности обеспечить электроснабжение объектов (удалённость/сроки или другие причины). Другая практика связана с субсидированием развития возобновляемой энергетики за счёт других участников рынка. В обоих случаях такое развитие происходит в остром конфликте с общими интересами участников рынка, действующих в рамках ЕЭС.

Исследование кейсов в рамках настоящего исследования показало, что в России сформировалось значительное количество энергетических комплексов, объединяющих под единым управлением локализованные источники генерации, распределительное и энергопринимающее оборудование. Эти объекты способны самостоятельно обеспечивать большую часть своей потребности в электроэнергии (территориальные производственные комплексы, университетские кампусы, технопарки, бизнес-центры, жилые комплексы).

Условия действующей системы регулирования в рамках ЕЭС либо создают для таких объектов экономически невыгодные условия (для крупных объектов на оптовом рынке в связи с необходимостью несения бремени перекрестного субсидирования), либо обеспечивают их функционирование в рамках ЕЭС за счёт других участников рынка (на розничном рынке в составе узаконенных исключений), либо вынуждают к полностью автономной («островной») работе (что также является неоптимальным решением). Важным фактором, толкающим потребителей к «уходу» на собственные энергоисточники, является отсутствие четкой связи между ценой на электроэнергию и потребительским спросом и, соответственно, отсутствие действенных механизмов для потребителей по влиянию на цены.

В иных условиях, при сохранении присоединения к ЕЭС и корректной оплате общесистемных услуг владельцы таких комплексов могли бы оптимизировать режим использования своего оборудования, значительно снизить стоимость владения им, а также оказывать различные услуги для энергосистемы на взаимовыгодной основе (например, управление спросом, участие в регулировании частоты, напряжения и др.).

Развитие распределенной генерации в качестве самостоятельного вида бизнеса сдерживается отсутствием открытого и конкурентного розничного рынка. Кроме этого, выбор потребителями

прямых поставщиков электроэнергии на розничном рынке ограничен высокими сетевыми тарифами на передачу (в том числе обременёнными перекрестным субсидированием³³), которые делают поставку от розничной генерации до потребителя экономически невыгодной, несмотря на их территориальную близость.

С точки зрения дальнейшего развития такая ситуация заводит отрасль в «инвестиционный тупик»: система сдерживает инвестиции субъектов в развитие собственного энергохозяйства, при этом в условиях монопольного положения централизованная инфраструктура не имеет собственных стимулов к технологическому обновлению для повышения эффективности, а субъекты, в силу низкого уровня доверия и практики перекрестного субсидирования, не готовы оплачивать инвестиции в общую энергосистему.

Проникновение технологий распределенной энергетике на российский рынок – объективный и саморазвивающийся процесс. Исследование показало, что даже в условиях полного отсутствия поддержки таких проектов и существенных нормативных барьеров потенциал этого рынка слишком велик для того, чтобы его игнорировать, и ввод новых мощностей исчисляется сотнями мегаватт ежегодно. Представляется, что дальнейшие усилия по сдерживанию этого процесса будут лишены смысла и, более того, могут нанести вред – сумма нарастающих конфликтов интересов приводит к «бегству» потребителей, повышению затрат и снижению рентабельности деятельности для остальных участников рынка, потерям стратегических возможностей для экономики.

Таким образом, текущий статус распределенной энергетике в архитектуре энергосистемы и энергорынка серьезно затрудняет реализацию потенциала и получение системных эффектов. Следующие разделы этой главы посвящены изучению возможных изменений.

Архитектура энергосистемы - необходимые изменения

Полезно использовать потенциал распределенных энергоресурсов в России будет возможно, если архитектура российской энергосистемы претерпит изменения в формате «энергетического перехода» - с учетом ряда территориальных, климатических и энергоресурсных особенностей, присущих России.

Признаками «энергетического перехода» для России могут стать:

- переход к более гибкой архитектуре энергосистемы за счет увеличения доли распределенной генерации (в том числе на ВИЭ) в энергобалансе, развития «умных» сетей во взаимосвязи с развитием хранения энергии, а также за счет появления «активных» потребителей;
- переход к базовым технологиям нового энергетического уклада: малая распределенная генерация (в т.ч. на базе ВИЭ),

³³ Например, котловые тарифы на передачу электроэнергии включают в себя плату за пользование магистральными сетями, которыми распределенные энергоресурсы, как правило, не пользуются.

силовая электроника, хранение энергии, интеллектуальное управление, цифровые платформы и «большие данные», интернет вещей, высокие финансовые технологии;

- переход к новой бизнес-модели электроэнергетики: от традиционной жесткой цепочки формирования добавленной стоимости «генерация – трейдинг – передача – сбыт – потребитель» - в сторону «демократизации» электроэнергетики, появления новых участников рынка, гибкой организации энергообмена;
- трансформация системы регулирования рынка электроэнергетики: переход от поддержки производителей энергии (в т.ч. ВИЭ) и конкуренции на рынке электроэнергии к стимулированию активных потребителей, интеграции распределенной энергетики в общую энергосистему, переход к «гибкому рынку».

Базовыми новыми понятиями перехода являются:

- активный потребитель – новый субъект энергетики, который, кроме традиционной функции потребления энергии от сторонних источников, выполняет также функцию накопления и генерации энергии (сочетание потребления с технологиями распределенной генерации, распределенного накопления, управления спросом и т.д.);
- Интернет энергии (Internet of Energy) – это понятие имеет несколько отличающихся определений:
 - совокупность электрических и цифровых каналов коммуникации и протоколов, позволяющих организовать автоматическое взаимодействие между субъектами электроэнергетического рынка³⁴;
 - интегрированная динамическая сетевая инфраструктура, основанная на стандартных и совместимых протоколах связи, которая соединяет электрическую сеть с Интернетом и позволяет энергоресурсам (произведенным локально, накопленным и отправленным) быть использованными там и тогда, где и когда это нужно³⁵;
 - кибер-физическая электроэнергетическая система, объединяющая пользователей – активных потребителей – и обеспечивающая свободный обмен энергией между ними и позволяющая им предоставлять энергетические мощности во временное использование (осуществлять sharing)³⁶.

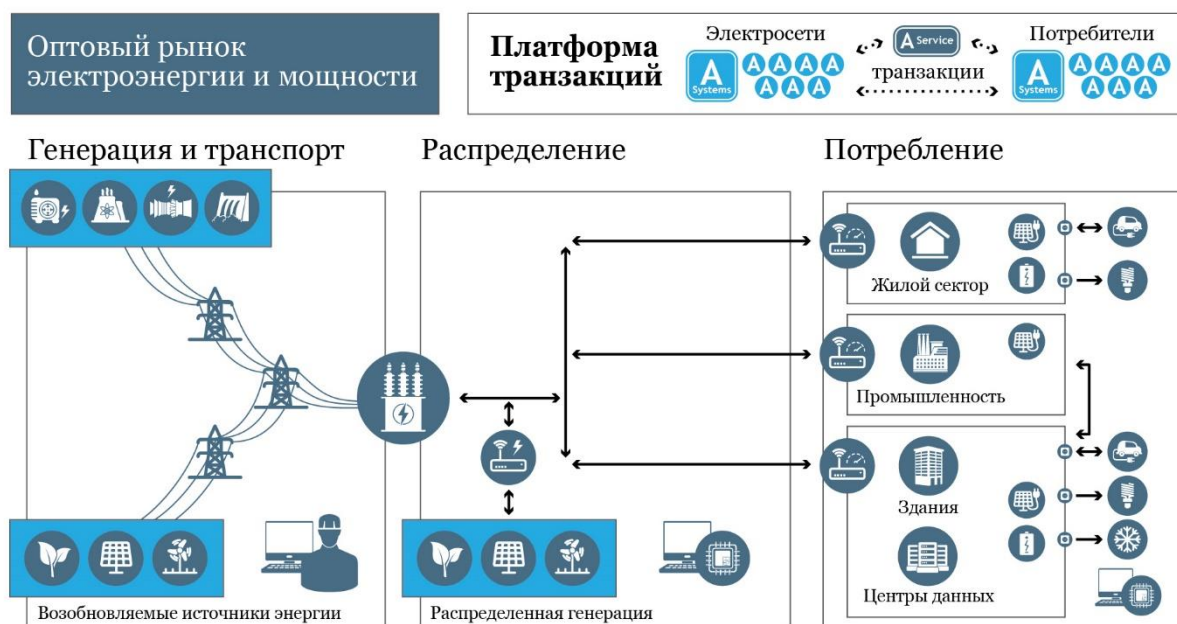
³⁴ Определение Энергетического центра бизнес-школы СКОЛКОВО.

³⁵ Определение ARTEMIS Joint Undertaking, проект “Internet of Energy” (консорциум, объединяющий 38 компаний из 10 стран Европы).

³⁶ Определение Центра стратегических разработок.

Таким образом, на маршруте «энергетического перехода» российской энергосистеме предстоит перевести всех желающих потребителей в разряд «активных», используя для этого технологии Интернета энергии (рисунок 25).

Рисунок 25. Архитектура российской электроэнергетики (целевое видение)



Источник: Центр стратегических разработок

Основой новой технологической парадигмы в электроэнергетике являются конечные устройства потребителей с управляемым спросом, а также распределенная генерация и системы хранения энергии, находящиеся на стороне потребителей и/или в распределительных сетях низкого и среднего напряжения в непосредственной близости от потребителей.

Новыми элементами архитектуры станут:

- управляемые интерфейсы, обеспечивающие интеграцию активных устройств распределенной энергетике в систему;
- «маршрутизаторы/роутеры энергии», устанавливаемые на «границах» энергосистем различного масштаба – для интеллектуального управления режимом энергообмена между системами;
- платформы управления и сервисов, обеспечивающие унифицированный доступ ко всем распределенным энергоресурсам и «маршрутизаторам энергии», гибкую организацию энергообмена и других сервисов, гармонизацию экономических отношений между старыми и новыми субъектами электроэнергетики.

В логике, разрабатываемой Центром стратегических разработок «Северо-Запад»³⁷, изменения в сложившейся архитектуре энергетики можно проводить в пределах уровня распределительных электрических сетей, постепенно трансформируя их в **кластеры новой энергетики** – сочетающие распределенные энергоресурсы и интегрированные в общее информационное пространство. В такой логике генерирующие мощности, магистральные и региональные распределительные сети, крупные потребители остаются в традиционной парадигме функционирования, - на некоторый переходный период.

Этот переходный период будет длиться до тех пор, пока кумулятивный вес новых кластеров в общей большой энергосистеме не потребует организовать свободный обмен энергией между ними.

Основными принципами новой архитектуры станут:

- двунаправленный обмен энергии в распределительной сети, техническое присоединение объектов распределенной энергетики, сложнозамкнутая топология сети среднего и низкого напряжения, использование управляемых интерфейсов и средств управления потоками мощности;
- децентрализованный мультиагентный подход к управлению энергосистемами разного масштаба, обеспечивающий устойчивое энергоснабжение потребителей с учетом динамически изменяющихся технических и экономических условий энергообмена;
- платформенная организация рынков распределенной энергетики, энергетических сервисов для потребителей и инфраструктурных организаций, использование возможностей современных информационных и финансовых технологий.

Кластеры новой архитектуры разворачиваются и развиваются одновременно с развитием ЕЭС России. Кластеры имеют электрические связи с ЕЭС (одно- и в перспективе двунаправленные), частично используют сетевую инфраструктуру ЕЭС для перетоков мощности между географически разнесенными потребителями и их объединениями. Новая архитектура начинает выстраиваться «снизу», со стороны малой распределенной генерации и конечных потребителей существующих энергосистем, и начинает на первом этапе «захватывать» объекты энергетики относительно малых мощностей (10-10 000 кВт), работающие на низком и среднем напряжении (0,4- 10 кВ). На последующих этапах проникновение технологий новой энергетики и Интернета энергии затронет все уровни ЕЭС России, полностью изменив архитектуру.

³⁷ Проект «Архитектура Internet of Energy» был одобрен 7 декабря 2017 г. Межведомственной рабочей группой по разработке и реализации Национальной технологической инициативы при президиуме Совета при Президенте РФ по модернизации экономики и инновационному развитию России.

Необходимые изменения нормативно-правовой базы

Для реализации «энергетического перехода», серьезной перестройки архитектуры электроэнергетики потребуются осуществить масштабные изменения в нормативно-правовой базе российской электроэнергетики.

Нормативное регулирование рынка после изменений должно обеспечивать формирование регуляторных условий для обеспечения развития электроэнергетики в данном направлении. Основные ограничения состоят в том, что новая нормативная база должна:

- создать новые возможности для потребителей;
- обеспечить повышение системной эффективности (создать условия для реализации преимуществ для других субъектов и для системы в целом);
- «узаконить» появление новых субъектов (активных потребителей и просьюмеров, операторов микроэнергосистем и агрегаторов распределенных энергетических объектов, различных сервисных организаций), дерегулировать отношения между ними, стандартизировать интерфейсы взаимодействия с ЕЭС, трансформировать энергетические рынки.

Есть и важное временное ограничение: новая нормативная база должна быть разработана, согласована с основными регуляторами рынка и запущена в виде введенных в действие нормативных актов (уровня постановлений правительства, изменений в федеральные законы и ниже) уже к 2020-2025 гг. (период возможного возникновения дефицита в энергосистеме).

Основное препятствие этой реформе состоит в том, что в сложившихся институциональных условиях основные субъекты рынка и инфраструктурные организации не заинтересованы в переходе к новой архитектуре, а розничные потребители и субъекты распределенной энергетики остаются вне поля конкурентных механизмов и сталкиваются с регуляторными барьерами для реализации новых подходов к энергоснабжению.

Помимо данного ключевого препятствия, также можно выделить следующие проблемы:

- Неготовность государственных регуляторов и инфраструктурных организаций электроэнергетики к либерализации энергетических рынков и массовому появлению новых типов «активных потребителей».
- Технологическая неготовность энергосистемы России к массовому появлению подключенных к сети «активных потребителей», распространению двунаправленных и многосторонних потоков электроэнергии и мощности.

- Устаревание норм технического регулирования и норм проектирования в сфере электроэнергетики, их ориентация на устаревшие технологии, отсутствие практики своевременного обновления норм технического регулирования.
- Традиционная ориентация российской электроэнергетики на обеспечение высокой гарантированной надежности и резервирования мощностей, а не на эффективность работы системы и удовлетворение потребностей клиентов.
- Длительный и затратный порядок выхода на оптовый рынок новых субъектов, ограничения по использованию альтернативных энергетических технологий и форм организации отношений;
- Обширная практика перекрёстного субсидирования (несмотря на декларированные принципы необходимости его ликвидации, фактические объёмы продолжают нарастать);
- Позиционирование электроэнергии как особого товара со специфическим регулированием, при этом многие значимые для участников рынка параметры электроэнергии и связанные с ней услуги недостаточным образом структурированы и не имеют рыночной оценки;
- Сложность, перегруженность и нестабильность нормативной правовой базы, регулирующей электроэнергетику (что приводит к непрозрачности функционирования рынка, ещё более осложняет выход на рынок и повышает риски участников).

Наиболее осуществимым на практике в России представляется определение сбалансированной модели энергосистемы, которая обеспечит оптимальное сочетание элементов «новой» энергетики и централизованной, «большой» электроэнергетики. Для этого необходимо реализовать ряд принципиальных мер³⁸:

- Сформировать регуляторные условия для появления новых субъектов электроэнергетики и реализации гибких форм их участия в энергообмене. Внести соответствующие изменения в законодательство об электроэнергетике в т.ч. в части:
 - введения в законодательство нового типа участника рынка («активного потребителя», «активного энергетического комплекса»), выполняющего стандарт управляемого интеллектуального соединения с электроэнергетической системой, полно-

³⁸ Экспертно-аналитический доклад «Цифровой переход в электроэнергетике России», подготовленный Центром стратегических разработок при участии экспертов рабочей группы «Энерджинет» Национальной технологической инициативы

стью отвечающего за управление своим энергообеспечением и при этом имеющего минимальные регуляторные ограничения по организационной модели своей работы;

- совершенствования правил функционирования торговых систем для создания рынков распределенной энергетики, обеспечивающих эффективный обмен товарами и услугами между традиционными участниками рынков и участниками нового типа;
 - обеспечения возможности для использования в торговых системах, а также в других системах, поддерживающих реализацию различных сервисов, интеллектуальных программных агентов и систем, уполномоченных своими собственниками самостоятельно осуществлять трансакции в соответствии с заданными целями и эвристиками;
 - введения возможности применения технологий скоординированного управления распределенными источниками и потребителями энергии, системами хранения энергии, средствами регулирования нагрузки («агрегаторов») с целью повышения эффективности их использования и участия в рынках электроэнергии и мощности, включая оказание системных услуг и выполнения иных функций на этих рынках;
 - повышения технологической и экономической гибкости условий по надежности и качеству энергоснабжения, создания возможности выбора потребителем необходимых ему условий энергоснабжения и учёта их в стоимости;
 - развития учёта возможностей, предоставляемых «новыми» решениями, при оценке, формировании и реализации инвестиционных программ регулируемых компаний (в т.ч. внедрение методики оценки инвестиционных проектов по стоимости владения на всем жизненном цикле решения).
- Пересмотреть практику перекрестного субсидирования в электроэнергетике с целью получения более точных и стимулирующих экономических сигналов для технологического обновления и повышения энергоэффективности в тех областях электроэнергетики, где это может принести наибольший результат, в т.ч.:
 - уход от практики льготного технологического присоединения к электрическим сетям безотносительно реальной экономической стоимости соот-

ветствующих технических решений (т.к. это стимулирует развитие альтернативных, более эффективных технологий энергоснабжения);

- изменение структуры оплаты сетевых услуг с выделением составляющей за резервирование сетевой мощности присоединения (с условием не увеличения нагрузки на потребителей на момент изменения системы оплаты, что в дальнейшем обеспечит оптимизацию распределения и использования сетевых мощностей и нагрузки со стороны потребителей);
 - изменение структуры оплаты электроснабжения с исключением или минимизацией составляющих, связанных с перекрестным субсидированием, с одновременным включением составляющих, отражающих уровень надежности и качества электроснабжения с возможностью их последующей дифференциации (в момент перехода необходимая валовая выручка (НВВ) сети и платеж потребителя изменятся незначительно);
 - замена перекрестного субсидирования населения промышленными потребителями на механизмы адресной социальной поддержки нуждающихся слоев населения или на систему ограничения объемов потребления по льготным тарифам (соц-норма);
 - отказ от дальнейшего разворачивания системы субсидирования энергоснабжения одних регионов Российской Федерации за счет потребителей других регионов (т.к. это приводит к росту неэффективного энергопотребления в субсидируемых регионах, не обеспеченного доступной генерацией и инфраструктурой);
 - минимизация перекрестного субсидирования в теплоснабжении с целью повышения эффективности и востребованности источников с комбинированной выработкой электроэнергии и тепла.
- Разработать меры для стимулирования применения современных инновационных решений в электроэнергетике, в т.ч. в части:
 - разработки модельных реализаций новых архитектур энергетических систем различного масштаба (дом/здание, микрорайон, промышленная площадка, поселок, город);
 - изменения норм технического регулирования, норм проектирования на основе новых технологий;

изменения программ развития инфраструктурных организаций электроэнергетики;

- перехода к практике организации тарифно-регуляторных экспериментов в тепло- и электроэнергетике в отдельных территориальных образованиях;
- обеспечения реализации при поддержке инфраструктурных организаций пилотных внедрений инновационных решений в электроэнергетике;
- стимулирования реализации региональных программ («пилотных» и «штатных»), направленных на комплексное развитие энергетики на основе новых подходов, технологий и практик, а также обеспечивающих развитие высокотехнологичных компаний малого и среднего бизнеса.

Детальные предложения по корректировке нормативно-правовых актов сведены в приложение №4.

КАЧЕСТВЕННЫЙ АНАЛИЗ ПРЕИМУЩЕСТВ И НЕДОСТАТКОВ ОТ ШИРОКОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

Повышение роли распределенной энергетики создает совокупность преимуществ и недостатков для всех игроков энергетического рынка и для экономики в целом. В настоящем исследовании не изучались количественные показатели, но сделана попытка качественно охватить все значимые эффекты.

Анализ проведен для сценария активного развития распределенной энергетики, при котором устраняются большинство имеющихся барьеров, описанных в предыдущей главе, и открываются возможности получения системных эффектов для всех заинтересованных сторон.

Последствия для потребителей энергии

Типовые **положительные эффекты** для потребителей энергии, которые могут быть достигнуты в случае их вовлечения в развитие распределенной энергетики в качестве инвесторов или владельцев объектов распределенной энергетики (**активных потребителей**), можно разделить на две группы:

1. Выгоды для энергообеспечения основной деятельности.
2. Прибыль от распределенной энергетики как от бизнеса.

К выгодам для энергообеспечения основной деятельности относятся:

- расширенная возможность долгосрочного управления надежностью и стоимостью поставок энергии для своих нужд – с уменьшением неопределенностей;
- снижение прямых затрат на электроэнергию и мощность (стоимости счета) по сравнению с покупкой их из общей сети (с учетом всей структуры цены, включающей оптовую цену, сетевой тариф для соответствующего класса напряжения и бытовую надбавку и с учетом дифференциации среднеотпускного тарифа по группам потребителей);
- снижение прямых затрат на тепловую энергию по сравнению с покупкой ее от внешнего поставщика;
- снижение входных затрат (платы за подключение) – в случае обеспечения нужд нового или растущего потребителя (также может действовать в проектах управления спросом или энергоэффективностью, когда снижение растущим потребителем пиковой нагрузки по существующим производственным процессам избавляет его от необходимости заявлять и оплачивать подключение новой мощности);
- возможность контролировать надежность и качество поставляемой электроэнергии и тепловой энергии, изменять его под

свои индивидуальные потребности – при соответствующем изменении стоимости;

- гибкость, расширение возможностей для потребительского выбора (между способами энергообеспечения, поставщиками, ценами и т.д.).

К возможностям для нового бизнеса относятся:

- выход на рынок электрической и тепловой энергии в качестве независимого поставщика энергии и сопутствующих услуг;
- получение дохода от программ управления спросом;
- участие в агрегированных объединениях распределенных энергетических ресурсов (виртуальных электростанциях).

Положительные эффекты для потребителей, не вовлеченных непосредственно в развитие распределенной энергетики – **пассивных потребителей**:

- снижение стоимости электроэнергии за счет уменьшения ее инвестиционной составляющей – в случае, если распределенная энергетика сможет сократить долю дорогих и крупных проектов в энергосистеме, не нужных потребителям;
- снижение стоимости электроэнергии за счет усиления конкуренции – появления независимых поставщиков энергии и сопутствующих услуг;
- гибкость, расширение возможностей для потребительского выбора (между поставщиками, ценами и т.д.).

Риски и дополнительные затраты, которые могут проявиться для потребителей, инвестирующих в распределенную энергетику (генерация, управление спросом, энергоэффективность и т.д.) – **активных потребителей**:

- снижение надежности и повышение стоимости энергообеспечения по сравнению с традиционной моделью энергообеспечения от энергосистемы – в случае ошибок при планировании, реализации проектов собственной генерации, включая фазу эксплуатации (ошибки вполне вероятны, учитывая, что энергетика является непрофильным видом бизнеса для подавляющего большинства потребителей);
- необходимость организационных изменений – развитие и поддержание соответствующих компетенций для нового вида деятельности;
- отвлечение инвестиционного капитала от основной деятельности – на создание и поддержание собственной энергетической инфраструктуры – собственной генерации, сетей, оборудования для программ управления спросом, соответствующих систем управления и т.д.;

- высокие инвестиционные риски проектов распределенной энергетики (большой срок окупаемости и т.д.), чувствительность к наличию/отсутствию специальных компетенций;
- малые эффекты - в случае малой доли энергозатрат в себестоимости;
- дополнительные затраты по резервированию – в случае, когда резервирование от централизованной энергетики не осуществляется (например, в «острове»).

Риски и дополнительные затраты, которые могут проявиться для потребителей, не вовлеченных непосредственно в развитие распределенной энергетики – **пассивных потребителей**:

- рост сетевой составляющей стоимости электроэнергии – в случае сохранения существующей практики «ухода» потребителей на собственную генерацию с перекладыванием части затрат на содержание электрических сетей на оставшихся потребителей;
- снижение надежности энергоснабжения – в случае ошибок в технической интеграции распределенных источников в централизованную энергосистему.

Последствия для производителей энергии

Децентрализация энергетики может дать производителям энергии (при условии их вовлечения в этот процесс) следующие преимущества:

- оптимизация капиталовложений и инвестиционных ресурсов, диверсификация деятельности на разных рынках в разных режимах ценообразования;
- рост рентабельности за счет проектов в распределенной генерации, в особенности когенерации с гарантированным рынком сбыта;
- сильная конкурентная позиция по сравнению с новыми инвесторами (в т.ч. потребителями) – максимальный отраслевой опыт по сравнению с другими игроками;
- открытие стратегических перспектив экспорта моделей и практик на растущем глобальном рынке распределенной энергетики.

Недостатки и риски:

- риски для основного бизнеса – сокращение объемов оптового рынка, снижение востребованности мощностей крупных станций, снижение КИУМ, сокращение количества перспективных крупных инвестиционных проектов, объемов инвестиционных программ, снижение выручки на оптовом рынке;

- усиление конкуренции с другими производителями (включая новых игроков);
- необходимость корректировки бизнес-моделей, проведения организационных изменений.

Последствия для электросетевых компаний

Преимущества и положительные эффекты:

- увеличение активности в распределительных сетях, рост количества подключений (особенно в случаях, если новые объекты распределенной энергетики работают не в «острове» и если резервирование «активного» потребителя осуществляется от энергосистемы) – рост числа платежей за присоединение, платы за резервирование;
- возможности развивать новые виды бизнеса с использованием своих активов (например, услуги по управлению распределенными источниками энергии), качественного их улучшения в направлении Smart Grid, развития функций, свойственных Distribution System Operators (DSO);
- открытие стратегических перспектив экспорта моделей и практик на растущем глобальном рынке распределенной энергетике.

Недостатки и риски:

- снижение полезного отпуска и объемов передачи электроэнергии по существующим сетям, особенно магистральным, уменьшение выручки; сокращение инвестпрограмм в традиционных направлениях;
- технологические трудности интеграции малых генераторов в систему (включая их влияние на надежность), необходимость капитальных затрат на модернизацию распределительных сетей, защит, автоматики и т.д.
- необходимость приобретения и развития новых компетенций.

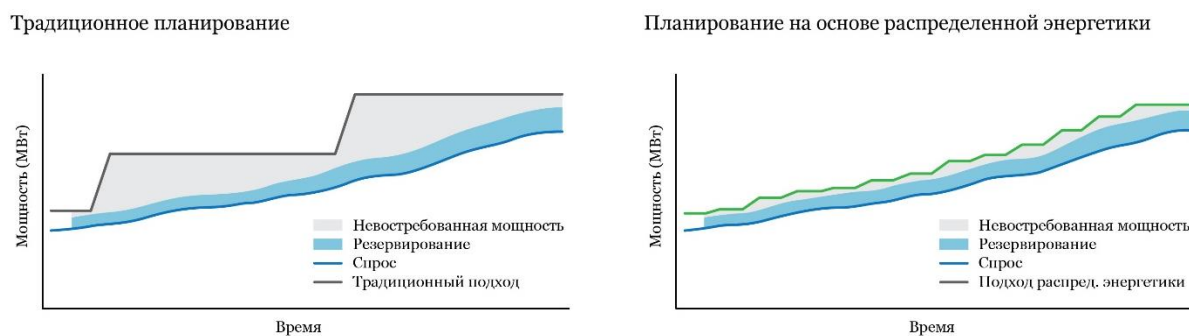
Последствия для рынка электроэнергетики

Преимущества и положительные эффекты от развития распределенной энергетике:

- снижение затрат на развитие сетевого комплекса и крупной генерации, в том числе:
 - путем добавления новых мощностей более мелкими приращениями в зависимости от реальной динамики и расположения спроса (что снижает риски омертвления инвестиций в связи с лучшей адаптивностью распределенной энергетике реальному спросу и снижением последствий от ошибок прогнозирования) – как показано на рисунке 26, распределенная энергетика позволяет

принимать инвестиционные решения малыми приращениями, наилучшим образом приближаясь к динамике спроса;

Рисунок 26. Различие в подходах к развитию генерирующих мощностей при традиционном планировании (путем сооружения крупных станций) и на основе распределенной энергетики



Источник: *SolarCity Grid Engineering*

- посредством отказа от необходимости либо сдвига вправо проектов по сооружению новых мощностей и/или сетевой инфраструктуры и замещением возрастающей потребности решениями по управлению спросом иди энергоэффективностью.
- повышение эффективности загрузки генерирующих мощностей за счет их непосредственной связи с конечными потребителями (например, коэффициент использования установленной мощности электростанций промышленных предприятий в 2013-2014 гг. в России составил³⁹ 60,4% на фоне среднего по ЕЭС показателя для ТЭС на уровне 49-50%);
- выравнивание графиков нагрузки с помощью технологий управления спросом, облегчение управления режимами энергосистемы и оборудования;
- сокращение потерь при передаче энергии (особенно в магистральных сетях);
- увеличение надежности - более быстрое восстановление электроснабжения после природных катаклизмов или кибератак; снижение пиковой нагрузки в энергосистеме;
- снижение общесистемных затрат за счет локальной ценности распределенных энергоресурсов и снижения объемов генерирующих и сетевых резервов, роста конкуренции в источниках, расширения возможностей для потребительского выбора и соответствующего снижения цен за счет этого;

³⁹ Отчет о функционировании ЕЭС России в 2014 году. / СО ЕЭС. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://so-ups.ru/fileadmin/files/company/reports/disclosure/2015/ups_rep2014.pdf, свободный – (27.12.2017).

- устранение диспропорций и искаженных экономических сигналов для участников рынка – в случае корректировки сложившейся модели рынка.

Недостатки и риски от децентрализации:

- усложнение энергосистемы и рыночного пространства с точки зрения диспетчеризации, управления, регулирования и контроля из-за появления тысяч малых генераторов, накопителей, новых сервисов и контрагентов
- изменение традиционного принципа централизованного планирования и перспективного развития в электроэнергетике
- распределенность ответственности за надежность электроснабжения потребителей в случае отказов в распределительных сетях;
- ускорение ухода потребителей на собственную генерацию с перекладыванием их доли затрат на оставшихся потребителей (в случае отсутствия комплексного подхода и разбалансировки интересов в сторону сохранения/усиления соответствующих стимулов для потребителей);
- необходимость серьезной корректировки устоявшейся модели рынка с внесением изменений в нормативно-правовую базу.

Последствия для российской экономики

Преимущества и положительные эффекты от децентрализации:

- рост конкурентоспособности промышленных, коммерческих потребителей и снижение финансовой нагрузки на бытовых потребителей при изменении условий энергоснабжения по цене, надежности и качеству поставляемой электроэнергии – и, как следствие, поддержка экономического роста;
- сдерживание роста тарифов и цен, на электроэнергию и мощность, оптимизация стоимости;
- снижение энергоемкости ВВП, уменьшение выбросов – в случае замещения традиционных технологий генерации, развития когенерации, повышения эффективности работы сетей;
- создание центров спроса на инновации, мультипликативные эффекты инвестиций в новый технологический сектор электроэнергетики, включая импульс для инновационной активности в отраслях обрабатывающей промышленности (машиностроение, производство новых материалов), связи и коммуникаций, информационной индустрии (IT);

- повышение привлекательности российского сектора электроэнергетики для инвесторов.
- появление российских компаний, способных развить новые компетенции и выйти на масштабный глобальный рынок оборудования и технологий.

Недостатки и риски от децентрализации энергетики:

- усложнение энергетической отрасли как объекта государственного регулирования – кратное увеличение количества субъектов, отсутствие «единого центра ответственности».
- социальная напряженность в случае роста цен на электроэнергию, увеличения числа отключений и аварий;
- проблема экономики моногородов при крупных тепловых электростанциях, которые могут выводиться из эксплуатации, а также при угольных предприятиях, технологически «завязанных» на конкретные электростанции.

Проведенный выше качественный анализ рисков и преимуществ показывает, что распределенная энергетика обладает существенным числом плюсов для всех участников рынка и для российской экономики в целом. Преимущества могут проявляться в разной степени в конкретных проектах, поэтому важно анализировать их в каждом конкретном кейсе.

В следующей главе рассмотрены первоочередные действия, которые помогут минимизировать риски распределенной энергетики.

ПЕРВООЧЕРЕДНЫЕ ДЕЙСТВИЯ

Настоящее исследование показало, что для получения системных эффектов от развития распределенной энергетики для всех участников рынка и экономики в целом требуются существенные изменения сложившихся в отрасли норм и практик.

Есть важное временное ограничение: эти изменения должны быть запущены в виде введенных в действие нормативных актов уже к 2020-2025 гг., - в таком случае распределенная энергетика действительно сможет не только стать драйвером развития отрасли, но и помочь решить конкретную практическую задачу замещения устаревающих генерирующих мощностей. Это означает, что нужно уже сейчас приступать к первоочередным действиям.

В самом начале этого процесса необходимо признать распределенную энергетiku важным элементом развития российской электроэнергетики. Несмотря на кажущуюся банальность этого тезиса, пока значительная часть экспертного сообщества и регуляторов рынка в России рассматривают децентрализацию как специфическое локальное решение, а чаще, скорее - как источник проблем для отрасли, чем как катализатор ее развития.

Новый технологический уклад уже делает системы автономного и распределенного энергоснабжения все более привлекательными для потребителей по всему миру – вне зависимости от того, как к этому факту относятся регуляторы, традиционные энергокомпании или потребители, остающиеся в энергосистеме. Например, авторитетная американская исследовательская организация Rocky Mountain Institute (RMI), анализируя складывающиеся в энергосистемах США аналогичные тренды, называет этот процесс буквально «спиралью смерти традиционных энергокомпаний». RMI призывает этих последних занимать проактивную позицию и искать, пока не поздно, новые формы для своего бизнеса в быстро меняющемся мире. В этом мире централизованные и распределенные энергоресурсы будут сосуществовать, связанные динамично эволюционирующими электрическими сетями.

Снятие барьеров для развития распределенной энергетики связано с существенной переработкой существующей в России архитектуры рынка и действующей нормативно-правовой базы. Требуется «узаконить» появление новых субъектов рынка, характерных для распределенной энергетики (активных потребителей и просьюмеров, операторов микроэнергосистем и агрегаторов распределенных энергетических объектов и агрегаторов спроса, различных сервисных организаций), дерегулировать отношения между ними, стандартизировать интерфейсы взаимодействия с ЭЭС, трансформировать энергетические рынки. Помимо конкретных предложений в части изменения действующей нормативно-правовой базы, подробно описанных в главе 4, по итогам данного исследования рекомендуется:

Для развития когенерации:

- изучить мировую практику в области развития распределенной когенерации, разработать стратегию развития этого сектора в России;
- установить ключевые показатели эффективности для региональных руководителей (губернаторы, мэры) за качество и надежность обеспечения населения не только теплом, а теплом и электричеством в режиме когенерации;
- установить приоритет развития ТЭЦ (в том числе распределенной когенерации) в схемах теплоснабжения городов и поселков (с обязательной проработкой соответствующих вариантов в рамках разработки схем теплоснабжения).

Для развития собственной генерации:

- обеспечить возможность реализации системных эффектов для нескольких пилотных проектов в сфере собственной генерации (с учетом изменений в НПА, описанных в главе 4);
- оказать поддержку пилотным проектам в области собственной генерации, создающим системные эффекты и использующим технологию когенерации;

Для развития микрогенерации на ВИЭ:

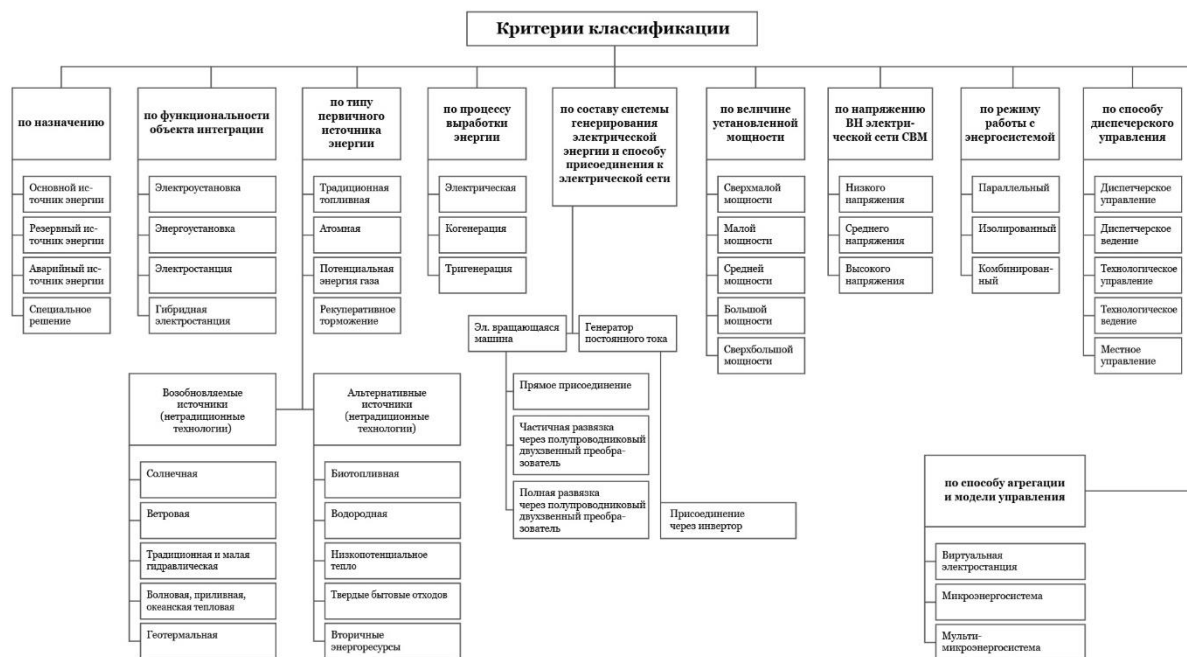
- максимально либерализовать рынок микрогенерации;
- снять ограничения на формат, цены и способы расчетов между участниками этого рынка;

Для развития управления спросом и энергоэффективности, стимулирования появления и развития распределенных систем хранения электроэнергии:

- апробировать в пилотном режиме технологии и практики управления спросом (в том числе для розничных потребителей с участием агрегаторов спроса), использования систем хранения электроэнергии;
- повысить информированность и усилить мотивацию потребителей на участие в программах управления спросом и энергоэффективности, обеспечив соответствующую поддержку новым участникам в правилах оптового и розничного рынков

Кроме того, рекомендуется обеспечить равное участие проектов по развитию распределенной энергетики, расширению сетевой инфраструктуры, модернизации и сооружению крупной генерации в конкурсах по устранению локальных дефицитов мощности (в том числе, включить все такие проекты в контур механизмов рынка мощности).

Приложение 1. Классификатор объектов распределенной генерации, работающих в составе энергосистемы



Источник: проект ГОСТ «Распределенная генерация. Классификация»

Приложение 2. Краткое описание выборочных кейсов распределенной энергетики, проанализированных в исследовании

Легенда

DG - распределенная генерация;

DS - распределенные системы хранения электроэнергии

DR - управление спросом

EE - энергоэффективность

MG - микрогриды

А. Частные домохозяйства / многоквартирные дома

Кейс 1. Установка солнечных панелей в частном доме в Калининграде с подключением к сети.	DG	DS	DR	EE	MG
Интерес собственника дома Сергея Рыжкова к теме фотоэлектрических СЭС для автономного электрообеспечения дома и экономии на счетах за э/э. В августе 2014 г. было установлено основное оборудования в течение месяца. В 2015 г. ушло пять месяцев на выработку тех. условий подключения и установку оборудования для подключения к городской сети. В настоящий момент установка мощностью 5,4 кВт обеспечивает потребителя электроэнергией более, чем на 100% в марте-октябре и на 30-70% в ноябре-феврале. Потребление балансируется за счет городской электросети (net metering).					
Кейс 2. Установка солнечных панелей на крыше жилого многоэтажного дома в Москве.	DG	DS	DR	EE	MG
В 2012 г. на крыше 16-этажного дома в Москве были установлены 4 солнечных модуля, 4 аккумулятора и гибридный преобразователь. Модули были установлены компанией-подрядчиком по инициативе жителей дома и жилищной управляющей компании ДЕЗ (деньги выделены компанией), установка согласована с управой района. С помощью установки обеспечивается освещение подвалов, чердака, предлифтового и входного холла, а также работа 16 камер видеонаблюдения. Дополнительно были установлены энергосберегающие светодиодные лампы (чтобы мощности солнечной установки хватало на освещение всего подъезда).					
Кейс 3. Автономное энергообеспечение частного домохозяйства в Краснодарском крае (кейс 1/2).	DG	DS	DR	EE	MG
По словам владельца дома, он начал проект из-за желания построить свой энергоэффективный дом на большом участке земли с собственными источниками энергии. Дом полностью автономен по всем жилищным коммуникациям, включая электроэнергию и теплоснабжение. Установленное оборудование включает: два вертикальных ветрогенератора по 1,5 кВт, шесть солнечных панелей по 150 Вт и еще четыре - по 230 Вт, контроллеры для ветрогенераторов и солнечных панелей, инвертор мощностью 6 кВт, восемь тяговых аккумуляторов Trojan. Кроме того, в автономную энергоустановку входит котел на древесных топливных пеллетах номинальной мощностью 30 кВт. По словам собственника дома, этого достаточно для комфортной					

жизни семьи, подачи воды из скважины и отопления помещений площадью около 200 кв. метров. При строительстве дома использованы конструкторские приемы, улучшающие теплоизоляцию, для уменьшения электропотребления используются светодиодные лампы и бытовое оборудование класса "А++".

Кейс 4. Автономное энергообеспечение частного домохозяйства в Краснодарском крае (кейс 2/2).

DG

DS

DR

EE

MG

Дом расположен в "экопоселении", был необходим автономный источник энергии. Дом автономен по электроэнергии и теплу (для отопления используются дрова, для приготовления пищи и нагрева воды - баллонный газ). Оборудование электроустановки включает микроморфные панели производства Хэвел мощностью 2,5 кВт (20 шт. по 125 ватт), инвертор и контроллер, панцирные тяговые свинцово-кислотные аккумуляторы, бензиновый генератор мощностью 3,1 кВт. В зимнее время (пасмурные дни) используется генератор. С апреля по октябрь электричества в избытке, используется в том числе электроплита и электрочайник. Везде установлены светодиодные лампы. Система энергоснабжения полностью автономна с 2012 года. В 2018 г. владелец дома рассматривает возможность подключения к сети по условиям разрабатываемой сейчас в Правительстве программы поддержки микрогенерации.

Кейс 5. Мини-ТЭЦ в многоквартирном комплексе в Чехии.

DG

DS

DR

EE

MG

Мини-ТЭЦ установлена на парковочной площадке жилого комплекса на 650 квартир. Основное оборудование включает два когенерационных модуля на основе газового ДВС TEDOM (мощность - 300 кВтэ, 450 кВтт). Среднегодовая выработка - 1,5 ГВтэ-ч, 7,5 ТДж. ТЭЦ обеспечивает более 80% потребления электроэнергии и более 50% потребления тепла (используется для ГВС). Разница закупается из сетей центрального электро- и теплоснабжения. Электроэнергия, вырабатываемая ТЭЦ, передается потребителям непосредственно через городскую распределительную сеть. Модули ТЭЦ способны работать как в режиме параллельной генерации, так и в резервном режиме. Себестоимость электроэнергии равна тарифу городского поставщика. Себестоимость тепла на 25% меньше тарифа городского поставщика.

Б. Жилые кварталы

Кейс 6. Энергокомплекс в микрорайоне «Березовое» в г. Новосибирск.

DG

DS

DR

EE

MG

Установка локальной электростанции с комбинированной выработкой тепла и электроэнергии для энергоснабжения нового микрорайона было признано более дешевым вариантом, чем выполнение технических условий теплоснабжающей и электросетевой компаний на присоединение к инженерным сетям. Установленное оборудование включает 5 ГПУ САТ (2,02 МВт э/э и 2,5 МВт т/э мощность каждой), 2 резервные ДГУ САТ по 1,6 МВт э/э мощности. Пиковая котельная: 2 котла Buderus по 5,2 МВт, 2 котла Buderus по 11,2 МВт, 1 котел Buderus 16,5 МВт. В настоящее время энергокомплекс работает в изолированном режиме по электрике, по теплу присоединены дополнительные потребители в зоне эффективного теплоснабжения (с закрытием городских угольных котельных). Для повышения надежности энергоснабжения потребителей и повышения экономической эффективности работы энергокомплекса требуется вывод энергосистемы из островного режима через подключение к централизованным электрическим сетям.

Кейс 7. Пилотный проект микрогрида в Уфе	DG	DS	DR	EE	MG
<p>Проект модернизации городских электросетей в Уфе призван решить системные проблем, типичных для электрических сетей городов СНГ: низкой надежностью (затруднено определение места повреждения, повреждения распространяются на большие участки сети; снижение надежности за счет использования поперечных связей), низкой управляемостью (отсутствие дистанционного управления; невозможность его стандартизации), высокими потерями электроэнергии на фоне устаревания оборудования. В ходе проекта были проведены: оптимизация структуры сетей с использованием современного коммутационного оборудования; автоматизация управления сетями и диспетчерского управления, построение системы интеллектуального коммерческого учета электроэнергии (smart metering) и др. Среди результатов проекта – сокращение коммерческих потерь с 27% до 1%, сокращение в 50 раз перерывов в электроснабжении потребителей во время аварий, снижение затрат на обслуживание и ремонт на 20%.</p>					

Кейс 8. Система управления спросом и повышения энергоэффективности в Нью-Йорке, США (Brooklyn-Queens Demand Management, BQDM)	DG	DS	DR	EE	MG
<p>На момент начала программы в 2013 году ожидался дефицит мощностей в размере 69 МВт к 2018 г. Инвестиции в инфраструктуру для покрытия дефицита оценивались в 1 млрд долл. Вместо этого компания ConEd разработала программу снижения пиковой нагрузки на 69 МВт за счет мер по управлению спросом и энергоэффективности, которые позволят избежать большей части инвестиций в инфраструктуру: снижение пика на 41 МВт за счет нетрадиционных решений у потребителя (demand response, energy efficiency, etc.), еще 11 МВт - нетрадиционные решения у энергокомпании (инфраструктура), еще 17 МВт - традиционные решения (инвестиции в электроэнергетическую инфраструктуру). Стоимость решений оценивается в \$200 млн.</p>					

Кейс 9. Тригенерация для медицинского центра (комплекс зданий) в Техасе	DG	DS	DR	EE	MG
<p>В связи с расширением мед. комплекса в 2006 г был необходим ввод новой мощности электро- и теплогенерации. Был выбран вариант сооружения собственного энергоцентра. Энергоцентр на основе газовых турбин мощностью 48 МВт снабжает охлажденной водой и паром 45 зданий общей площадью 19,3 млн кв.м (85% всей территории медцентра) через подземную трассу трубопроводов протяженностью 56,33 км (технология district heating and cooling, крупнейший подобный проект в США). Энергоцентр подключен к энергосистеме, излишки электроэнергии могут продаваться в сеть, но может работать и в островном режиме.</p>					

Кейс 10. Пилотный проект по оценке потенциала DR в Японии	DG	DS	DR	EE	MG
<p>Цель проекта - оценить потенциал DR в Японии через 3 показателя глубины управления спросом: степень сокращения спроса со стороны потребителей в ответ на рыночные сигналы, скорость реакции потребителей на сигналы и продолжительность реакции. Пилотный проект стартовал с привлечением одной электроэнергетической компании (TEPCO PG), 5 компаний-агрегаторов управления спросом, 500 потребителей. На втором этапе привлечены три э/э компании, 21 агрегатор спроса, 2 100 потребителей. Чтобы добиться масштабируемости тестовой платформы (минимального количества новых каналов передачи данных, которые необходимо создать при добавлении в систему новой э/э компании или агрегатора), было произведено взаимное подключение всех имеющихся в системе э/э компаний и агрегаторов (каждого с каждым) через систему диспетчерских узлов. Т.о., подключившийся к экосистеме через</p>					

единственный узел новый агрегатор начинал получать сигналы от всех э/э компаний сразу. Сигналы посылались в пиковые часы, которые были определены индивидуально для сезонов отопления и кондиционирования. На стороне 120 потребителей были установлены счетчики и проведена предварительная оценка специфики энергопотребления различными конфигурациями оборудования. В результате фактическое сокращение потребления в опр. часы могло превышать 24%.

В. Населенные пункты

Кейс 11. Энергоцентр для района г. Новороссийск	DG	DS	DR	EE	MG
<p>Проект был реализован в середине 2000х гг. на фоне серьезных проблем с техприсоединением к городским электросетям и надежностью электроснабжения. Энергоцентр мощностью 8,1 МВт (э.) и 8,4 МВт (т.) разместили в районе существующей котельной, в центре тепловых нагрузок. Фактическая загрузка на 2016 около 30% (электроэнергия потребляется котельной) - конструкция розничного рынка не позволяет энергоцентру зарабатывать на поставках электроэнергии на рынке, а продажа электроэнергии гарантирующему поставщику невыгодна.</p>					

Кейс 12. Гибридная система из солнечных батарей и дизельных установок, Колвилл-Лейк, Канада	DG	DS	DR	EE	MG
<p>Город находится на значительном удалении от инфраструктуры. Растущий спрос на электроэнергию в городе на фоне необходимости замены старой ДЭС (2 x 70 кВт и 1 x 90 кВт, 1991г., рост количества отключений в год до 60 случаев в 2012 г.) и оптимизации затрат на электроэнергию привел к инициации проекта гибридной электростанции из монокристаллических панелей 136,5 кВт (54 кВт + 82,5 кВт), дизель-генераторов мощностью 350 кВт (2 x 100 кВт + 1 x 150 кВт) и накопителей емкостью 200 кВт-ч (4 литий-ионных батареи по 58 кВт-ч каждая). В результате потребление дизельного топлива сократилось на 25%, количество отказов сократилось в 15 раз.</p>					

Кейс 13. Умная сеть электроснабжения на Оркнейских островах, Шотландия	DG	DS	DR	EE	MG
<p>Островная территория с большим количеством распределенной генерации (ВЭС, приливная и газовая электростанция) подключена к централизованной энергосистеме Шотландии через 2 подводных кабеля мощностью 40 МВт. Рост потребления потребовал бы подключения еще одного подводного кабеля стоимостью 30 млн фунтов. Вместо этого станции были подключены в микросеть с автоматической системой активного управления сетью. В результате в 2013 г. 100% потребляемой электроэнергии вырабатывалась на ВЭС, подключение кабеля не потребовалось.</p>					

Кейс 14. Demand Response в PJM	DG	DS	DR	EE	MG
<p>PJM – региональный коммерческий системный оператор оптового рынка электроэнергии, мощности и системных услуг (RTO, TSO), части или всей территории 13 штатов США и округа Колумбии. Характеристики энергосистемы и рынка PJM (2017): конечных потребителей – 65 млн, энергоблоков (различные виды топлива) – 1373, установленная мощность – 177 ГВт, пиковая нагрузка – 166 ГВт. КИУМ – 51%, протяженность ЛЭП – 51 тыс. км.</p>					

CSP – Curtailment Service Provider, термин PJM для агрегатора спроса. Электроснабжающая, энергосервисная или профильная компания по предоставлению услуг DR, работающая непосредственно с конечными потребителями, объединенными в пулы. Поставщики услуг по снижению спроса работают с потребителями, которые приняли решение об участии в DR, объединяют нагрузку отдельных потребителей на розничном рынке и регистрируют совокупную нагрузку в системном операторе (PJM) на оптовом рынке, затем подтверждают факт уменьшения нагрузки для получения выплат от системного оператора. Вопрос о распределении выплат агенты и их клиенты регулируют самостоятельно на основе подписанного контракта на оказание услуг.

Так как зоны сервиса разных CSP могут пересекаться, важным пунктом при оценке планов по вводу DR, предоставляемых CSP, является исключение дублирующихся ресурсов (когда один потребитель учтен несколько раз), для чего привлекаются исторические данные, оценки FERC и данные самих CSP.

Программы DR в том или ином виде применяются PJM более 40 лет. В PJM существует 2 вида DR:

1) противоаварийный

снижение уровня энергопотребления потребителями в период дефицита в энергосистеме. Ресурс получает оплату за свою готовность снизить нагрузку в период предполагаемых аварийных условий работы энергосистемы на месячной основе за обязательство, взятое минимум на год поставки (в МВт) + плату за фактическое снижение потребления (в МВт-ч). В случае невыполнения обязательств, участники программы должны оплатить штраф (в 2017 - $\max\{\$20/\text{МВт}; 1,2 \cdot (\text{суточная выручка CSP})\}$). Обязательства являются предметом купли-продажи между CSP.

2) экономический

При выборе этой опции поставщики услуг по снижению спроса по получении уведомления PJM об аварийном событии на рынке принимают решение о том, участвовать в нем или нет, и оплачиваются на основе объема фактического снижения энергопотребления при аварийной ситуации. В зависимости от ситуации, им может быть предложено снизить потребление за сутки вперед, либо в реальном времени, компенсация рассчитывается из соответствующих цен. Эти ресурсы не получают доход от участия в рынке мощности.

Потребители могут участвовать в экономической или противоаварийной программе DR или обеих программах одновременно. 20% CSP, зарегистрированных как противоаварийный ресурс, также зарегистрированы в экономической программе. По состоянию на 2017 г на рынке э/э зарегистрировано 12866 МВт противоаварийного DR, 3495 МВт экономического DR. Диспропорция объясняется разницей в выручке: в условиях стабильных цен на э/э экономический DR не приносит CSP значительного дохода – основной доход выплачивается за предоставление обязательств по мощности. Компенсация рассчитывается на основе соответствующей цены на рынке (2017 – около \$50/МВт-день) и объема обязательства участника рынка по снижению нагрузки. Обязательства берутся за 3 года вперед до вступления в силу.

Услуги DR могут быть предоставлены на 3 рынках: рынок мощности, рынок электроэнергии, рынок системных услуг.

Противоаварийный DR предоставляется на рынке мощности и э/э, экономический – только на рынке э/э. Хотя для рынка э/э противоаварийный DR, по сути, также является обязательством по предоставлению мощности, в отличие от рынка мощности, участники рынка э/э получают вдобавок к плате за мощность плату за сокращение потребления в ответ на соответствующий сигнал. Сигналы и типичный размер компенсации для задействования экономического (добровольного) DR и противоаварийного DR на рынке э/э различны. Из-за повышенных требований к надежности, на кривой предложения сокращения потребления противоаварийный ресурс находится выше, чем экономический (стоит дороже - 10,5 тыс. из 11 тыс. МВт противоаварийного ресурса, сданного в 2015/2016 г, при задействовании оплачиваются по

цене выше \$1000/ МВт-ч). То есть, если у PJM возникает необходимость прибегнуть к противоаварийному ресурсу – значит экономический ресурс уже был задействован и его не хватило.

В 2016 г 99% прибыли CSP от участия в программе DR пришлось на противоаварийный DR, а именно на рынок мощности – т.к. реальные предаварийные ситуации не происходили с 2013/2014 г и противоаварийный DR на рынке э/э задействовался PJM только в рамках тестирования готовности 1 раз в год. При этом из зарегистрированных на тот момент 8342 МВт PDR пиковая нагрузка была снижена на 12723 МВт/год план перевыполнен на 153% (PJM Load Management Performance Report 2016/2017, стр. 11)

В настоящий момент PJM переводит противоаварийные мощности DR на стандарт Capacity Performance, в соответствии с которым ресурс мощности, предоставляемый CSP, должен быть доступен в течение всего года с неограниченным кол-вом обращений (events). Стандарт CP приближает ресурс мощности DR к традиционной генерации по надежности, однако ведет к сокращению объема выставяемой на аукцион мощности (тот же график стр. 10). Пока что, большая часть ресурса мощности на аукционах предоставляется с ограничениями (например, только в летние месяцы или с ограниченным числом обращений).

Г. Сельскохозяйственные предприятия

Кейс 15. Мини-ТЭЦ для тепличного комплекса с утилизацией CO2	DG	DS	DR	EE	MG
<p>Для тепличного комплекса создан энергоцентр, состоящий из котла на биомассе (4,9 МВт тепловой мощности) и газопоршневых установок Rolls Royce на 8,6 МВт электрической мощности. Вместе обе энергоустановки обеспечивают потребности комплекса в теплоснабжении. Выхлоп ТЭЦ очищается, высвободившийся CO2 поступает в теплицы. Целью установки ТЭЦ была реализация потребности в тепловой энергии, и снижение общих издержек на теплоснабжение, поэтому большая часть электроэнергии от когенерации продается в сеть.</p> <p>В ТЭЦ инвестировано 5,5 млн евро, форма - долговое финансирование.</p>					

Д. Коммерческие и малые промышленные потребители

Кейс 16. Собственная генерация в ЗАО «СГ Кавминстекло»	DG	DS	DR	EE	MG
<p>ЗАО «Сен-Гобен Кавминстекло» - завод по выпуску узкогорлой тары. Площадь производства 15 Га. Действуют 3 печи, их совокупный объем производства - 840 тонн стекла в сутки. Для расширения производства ЗАО «СГ Кавминстекло» потребовались новые мощности. Не было возможности получить такую мощность от внешних сетей в полном объеме. Принято решение о переходе на собственную генерацию. Энергоцентр включает в себя 4 газопоршневых установки GE Jenbacher мощностью по 1,8 МВт. Персонал станции - 10 чел (2 дневных, 8 сменные).</p> <p>За год предприятие приобретает порядка 14% от потребленной э/э. Продажа электроэнергии в энергосистему невыгодна – ниже себестоимости. Разница между стоимостью покупной и вырабатываемой электроэнергией 1,41 р., с учетом всех затрат. Структура себестоимости э/э: 44,6% - газ / 27,97% - ремонт и содержание оборудования / 23,8% - амортизация. Тепловая энергия от энергоцентра полностью обеспечивает потребности предприятия в зимний период.</p>					

Кейс 17. Мини-ТЭС на ОАО «Тверьстеклопластик»	DG	DS	DR	EE	MG
<p>ОАО «Тверьстеклопластик» приняло решение о создании собственного энергоцентра для резервирования энергообеспечения для объектов предприятия с непрерывным циклом производства. Энергоцентр состоит из 2-х газопоршневых энергоблоков FG Wilson PG единичной электрической мощностью по 1МВт с системами утилизации тепла, работает в автономном</p>					

режиме. Энергоцентр в 2006-2011 наработал более 32000 моточасов. Годовые эксплуатационные расходы около 17,5 млн.руб./год, в т.ч. 62% затраты на топливо, 22% - на запчасти и ремонты, 8% - масло, 5% - электроэнергия для собственных нужд. Себестоимость около 1,44 руб./кВт-ч.

Кейс 18. Энергоцентр для фармацевтической компании «ПОЛИСАН», СПб

DG

DS

DR

EE

MG

Для расширения номенклатуры и увеличения объемов выпуска лекарственных средств в 2012 году была введена в эксплуатацию вторая очередь завода Полисан, состоящая из комплекса производственных и складских помещений, энергоцентра, общей площадью свыше 7 000 кв. метров. Необходимость строительства собственного энергоцентра была обусловлена невозможностью быстрого подключения к централизованным сетям, а также потребностью в обеспечении надежности и непрерывности энергообеспечения (включая обогрев) производственных линий непрерывного технологического цикла. Цена присоединения к центральным сетям была сопоставима с капиталовложениями в мини-ТЭЦ.

Энергетический комплекс завода выполнен на базе шести газопоршневых установок MWM типа и двух водогрейных котлов. Суммарная электрическая установленная мощность комплекса составляет 6 420 кВт, а общая тепловая мощность – не менее 12 МВт. Электрический резерв энергоцентра «Полисан» обеспечивают дизель-генераторы суммарной мощностью 2 000 МВА на базе ДГУ FG Wilson.

Кейс 19. Энергоцентр из микротурбин в административно-складском помещении (Москва)

DG

DS

DR

EE

MG

Собственник административно-складского здания (склад 10 тыс. кв.м, офисное помещение 5 тыс. кв.м) принял решение установить собственный энергоцентр – для обеспечения независимости от электрических сетей, исключения высоких платежей за подключение, значительного снижения себестоимости энергии и надежности. Проект был реализован примерно за 1 год в 2008 году. Энергоцентр включает в себя микротурбины Calnetix Energy, работает в режиме тригенерации, что повышает общий КПД и решает задачи кондиционирования и располагается в простом здании из сэндвич-панелей. Мощность – 200 кВт на склады и еще 200 кВт на офисы.

Кейс 20. Энергоцентр для горно-туристического центра "Красная Поляна"

DG

DS

DR

EE

MG

Строительство гостевых и спортивных объектов в преддверии Олимпиады-2014 потребовало увеличения электрической мощности и надежности электроснабжения. В ходе предпроектных работ были рассмотрены три варианта решения проблемы: строительство новой линии электропередачи от Адлера (расстояние - около 50 км), реконструкция имеющейся электростанции и строительство собственной газотурбинной электростанции. Был выбран третий вариант. Энергоцентр включает 6 газотурбинных установок OPRA по 1,8 МВт, 4 микротурбины Capstone C60, 6 теплоутилизаторов. Итоговая мощность энергоцентра: 10,8 МВт. Около 2/3 вырабатываемой энергии потребляют горнолыжные подъемники, 1/3 - гостиница, включая жилые корпуса, коттеджи и правительственный дом приемов официальных делегаций. В холодное время года вырабатываемое энергоцентром тепло подается на отопление поселка.

Кейс 21. Микротурбинный энергоцентр Центрального таможенного управления	DG	DS	DR	EE	MG
<p>Проект строительства тригенерационной мини-ТЭЦ был реализован в 2014 г. в рамках модернизации системы энергоснабжения имущественного комплекса Центрального таможенного управления, расположенного в центре города Москвы на Комсомольской площади, с целью повышения надежности энергоснабжения объекта и снижения издержек.</p> <p>Основное технологическое оборудование: микротурбинная установка Capstone C1000, теплоутилизатор, абсорбционная холодильная машина. Общая мощность - 1000 кВт (э), 1200 кВт(т). Мини-ТЭС обеспечивает комплексное энергоснабжение офисных и складских помещений комплекса, а также вычислительного центра. Расчетная чсссебестоимость электроэнергии для таможенного комплекса более чем в 2 раза ниже по сравнению с «сетевым» тарифом. Все генерирующее оборудование благодаря компактным размерам и небольшому весу расположено на втором этаже котельной вместе с теплоутилизатором. В летнее время за счет использования АБХМ энергоцентр будет работать в режиме тригенерации, обеспечивая кондиционирование помещений Центрального таможенного управления. Расчетная доля покрытия нагрузок управления – 60%, остальные 40% потребляются от энергосистемы.</p>					

Кейс 22. Распределенная генерация сети «Магнит»	DG	DS	DR	EE	MG
<p>«Магнит» использует газопоршневые энергоцентры для своих объектов – складов и производственных помещений. Среди наиболее значимых объектов: Челябинский распределительный центр, 2,5 МВт; Тамбовский распределительный центр, 0,8 МВт; Лермонтовский распределительный центр, 2,5 МВт; Тепличный комплекс «Юг-Агро» 5,9 МВт (10 МВт т.), тепличный комплекс «Зеленая Линия» (Кубань) 17,2 МВт. , ООО «Новые технологии», Республика Адыгея, аул Тахтамукай / 810+3000+ 8000 кВт.</p> <p>"Магнит" использует собственную генерацию исключительно для покрытия собственных нужд и в параллельном с сетью режиме работы.</p>					

Кейс 23. Солнечная генерация завода по производству пластика в Эссене, ФРГ	DG	DS	DR	EE	MG
<p>Анализ нагрузки и стоимости электроэнергии для завода показал, что крышные солнечные панели смогут практически полностью удовлетворять спрос предприятия на электроэнергию. С 2013 года станция запущена в работу. 87% произведенной солнечной электроэнергии потребляется напрямую для производства. остаток отдается в сеть.</p>					

Кейс 24. Энергоцентр университета Нью-Йорка	DG	DS	DR	EE	MG
<p>Проект создания энергоцентра был реализован университетом в 2008-2010 г. как один из главных компонентов "плана противодействия изменению климата" (Climate Action Plan") с целью уменьшения выбросов CO₂ и экологического следа. Дополнительными стимулами стало повышение энергобезопасности и сокращение издержек. ТЭЦ была спроектирована, чтобы обеспечивать бесперебойное энергоснабжение подключенных объектов в случае аварийного отключения сетевого электроснабжения. Когда из-за урагана Сэнди в 2012 г район нижнего Манхэтэна был обесточен на несколько дней из-за взрыва трансформаторов на основной подстанции, энергоцентр обеспечивал энергоснабжение кампуса. Это позволило использовать кампус как командный пункт и разместить в нем людей, временно лишившихся жилья из-за урагана.</p>					

Энергоцентр состоит из: - 2 газовых турбин, 2 парогенераторов, 1 паровой турбины. Общая мощность установки 12,8 МВт-ч + 40,5 куб.м/ч (пара). Установка покрывает 100% потребности всех 37 подключенных зданий в тепловой энергии (отопление, кондиционирование, ГВС) и потребности 22 подключенных зданий в э/э. В случае если собственный спрос на э/э низок, излишки продаются электроснабжающей компании Con Edison.

Кейс 25. Энергоцентр офиса PwC в Лондоне	DG	DS	DR	EE	MG
Тригенерационная энергоустановка состоит из 2 поршневых установки по 400 кВт, 2 абсорбционных охладителя. Общая мощность - 0,8 МВт(э), 0,83 МВт(т). Среднегодовая выработка - 2,5 МВт-ч, 9,323 ГДж, что составляет 60% и 20% от потребностей соответственно. Использование энергоустановки позволило сократить (среднегодовые) выбросы CO ₂ на 74%. Помимо тригенерационной энергоустановки, здание также оборудовано солнечными бойлерами, а в самом здании использованы конструкторские приемы и материалы, увеличивающие теплоизоляцию.					

Е. Крупные промышленные потребители

Кейс 26. Управление спросом на заводах РУСАЛ	DG	DS	DR	EE	MG
Предприятия Аллюминиевого дивизиона ОК РУСАЛ - КрАЗ, БрАЗ, ИркаЗ и НкАЗ по требованию Системного оператора выполняют команду на ценозависимое снижение потребления мощности - результаты отражаются на изменении торгового графика (плановый график потребления, как результат снижения цены) рынка на сутки вперед. Ценозависимое снижение потребления мощности является инструментом оптимизации функционирования энергосистемы путем снижения потребления в часы пиковой и дорогостоящей нагрузки. В 2016 году Правительством РФ и профильными ведомствами внесены изменения в нормативные документы оптового рынка электроэнергии и мощности. Предприятия Аллюминиевого Дивизиона ОК РУСАЛ подали заявки, в отношении своих групп точек поставки, как покупатели с ценозависимым снижением потребления для целей учета объемов ЦЗП в КОМ, тем самым для ценовой зоны дополнительно снизили объем мощности и цену отбора мощности.					

Кейс 27. Электростанция НЛМК на вторичных энергоресурсах	DG	DS	DR	EE	MG
В 2012 году на производственной площадке НЛМК в Липецке введена в эксплуатацию утилизационная ТЭЦ, использующая в качестве топлива смесь природного и доменного газа. Перед подачей доменного газа для сжигания в котле УТЭЦ необходимо снизить его давление. Для решения этой задачи были дополнительно установлены две газовые утилизационные бескомпрессорные турбины (ГУБТ) с генераторами. Установленная мощность двух ГУБТ - 40 МВт. Выработка УТЭЦ и ГУБТ полностью потребляется предприятием, выдача электроэнергии (мощности) во внешнюю сеть не производится. ГТРС состоит из двух ГУБТ QFR-20-2 производства Nanjing Turbine & Electric Machinery с генератором установленной мощностью 20 МВт, напряжение 6,3 кВ. Давление газа на входе - 2,2 кгс/кв. см, на выходе - 0,15 кгс/кв. см. Выдача мощности электростанции осуществляется по блочной схеме на напряжении 110 кВ в сеть комбината.					

Кейс 28. Электростанция на вторичных энергоресурсах Среднеуральской ГРЭС	DG	DS	DR	EE	MG
<p>В 2002 году на производственной площадке Среднеуральской ГРЭС (г. Среднеуральск, Свердловской обл. расположен в 25 км от г. Екатеринбург) состоялся пуск газотурбинной расширительной станции (ГТРС) мощностью 11,5 МВт производства Уральского турбинного завода, предназначенной для использования (утилизации) энергии избыточного давления топливного газа. Полный расход газа через ГТРС составляет 210×10^3 м³/ч, остальная часть газа подается к котлам через встроенный в здание ГТРС газораспределительный пункт. ГТРС вырабатывает около 70-80 тыс МВт-ч в год, мощность 11,5 МВт. Потребитель оплачивает мощность ГТРС (11,5 МВт) в полном объеме по цене КОМ. У поставщика мощности (Среднеуральская ГРЭС) экономия затрат достигается за счет отсутствия расходов на строительство и эксплуатацию котельного оборудования, а также сокращение затрат на оперативный (дежурный) персонал. Регулирование поставки энергии и мощности осуществляется в автоматическом режиме. Данная технология практически не подразумевает сжигания топлива.</p>					

Кейс 29. Электростанция на вторичных энергоресурсах Среднеуральской ГРЭС	DG	DS	DR	EE	MG
<p>В 2002 году на производственной площадке Среднеуральской ГРЭС (г. Среднеуральск, Свердловской обл. расположен в 25 км от г. Екатеринбург) состоялся пуск газотурбинной расширительной станции (ГТРС) мощностью 11,5 МВт производства Уральского турбинного завода, предназначенной для использования (утилизации) энергии избыточного давления топливного газа. Полный расход газа через ГТРС составляет 210×10^3 м³/ч, остальная часть газа подается к котлам через встроенный в здание ГТРС газораспределительный пункт. ГТРС вырабатывает около 70-80 тыс МВт-ч в год, мощность 11,5 МВт. Потребитель оплачивает мощность ГТРС (11,5 МВт) в полном объеме по цене КОМ. У поставщика мощности (Среднеуральская ГРЭС) экономия затрат достигается за счет отсутствия расходов на строительство и эксплуатацию котельного оборудования, а также сокращение затрат на оперативный (дежурный) персонал. Регулирование поставки энергии и мощности осуществляется в автоматическом режиме. Данная технология практически не подразумевает сжигания топлива.</p>					

Кейс 30. Анализ эффективности реализации проекта энергоцентра для промышленного предприятия Метафракс в Пермском крае	DG	DS	DR	EE	MG
<p>Компания Метафракс (Губаха, Пермский край) заинтересована в сокращении затрат на энергоснабжение действующего производства. НТИЦ ЕЭС в 2016 г. проанализировал возможность реализации проекта создания энергоцентра на этой площадке. Выполнено экономическое сравнение вариантов энергоснабжения предприятия методом дисконтированных денежных потоков, определены три наиболее перспективных варианта состава генерирующего оборудования, разработана и согласована схема выдачи мощности. Расчетная экономия за 20 лет эксплуатации по сравнению с вариантом электроснабжения из внешних сетей составляет около 25% от суммарных дисконтированных затрат. Проект приостановлен.</p>					

Кейс 31. Энергоцентр Тихвинского вагоноремонтного завода в Ленинградской области	DG	DS	DR	EE	MG
<p>Группа ИСТ инвестировала более 1 млрд. долларов в модернизацию Тихвинского вагоностроительного завода. Высокотехнологичное машиностроительное производство весьма чувствительно к нарушениям электроснабжения, поэтому для обеспечения требуемого уровня надежности и качества электроснабжения Группа «ИСТ» приняла решение провести модернизацию</p>					

существующей на производственной площадке котельной с сооружением ТЭС мощностью 220 МВт на базе нескольких газопоршневых установок (ГПУ) марки 18V50SG (электрическая мощность 18,32 МВт и тепловая – 18 МВт) производства Wärtsilä.

Планируется, что энергоцентр полностью обеспечит потребности Тихвинского вагоностроительного завода и промышленных предприятий Тихвинской промплощадки. Первая очередь мощностью 110 МВт сдана в 2016 г. Актуальный вопрос для собственника станции – как обеспечить рентабельность работы станции на внешнем рынке электроэнергетики и мощности.

Кейс 32. Энергоцентр 22 МВт Среднеуральского медеплавильного завода	DG	DS	DR	EE	MG
<p>В 2014 г. запущен энергоцентр Среднеуральского медеплавильного завода. Установлено 5 газопоршневых агрегатов MWM TCG 2032V16 с генераторами итальянской фирмы Marelli по 4,3 МВт каждый. Совокупная э/э мощность 21,50 МВт, тепловой мощность 17,89 Гкал/ч. Для осуществления схемы выдачи мощности от мини-ТЭЦ для электроснабжения объектов ОАО «СУМЗ» также была выполнена реконструкция существующих сетей завода. Благодаря автоматизации, она осуществляет контроль и мониторинг всех функций и параметров агрегата, что обеспечивает эффективную загрузку, эксплуатационную надежность, простоту и удобство в работе. Численность персонала - 32 чел. Строительство ТЭЦ профинансировано подрядчиком ГК "Штарк" по схеме build-operate-transfer: СУМЗ арендует ТЭЦ в течение 9 лет и выкупает э/э, с последующим переходом ТЭЦ в собственность.</p>					

Кейс 33. Электростанция 150 МВт НЛМК на вторичных энергоресурсах («металлургические» газы)	DG	DS	DR	EE	MG
<p>С 2011 г. на НЛМК работает электростанция мощностью 150 МВт, сжигающая отходы металлургического производства - доменный газ. Станция работает по паросиловому циклу, вырабатывает электрическую и тепловую энергию. Основное оборудование – российского производства. Станция выдает мощность на напряжении 110 кВ в сеть комбината, имеется связь с энергосистемой.</p>					

Кейс 34. Солнечная электростанция 5 МВт на заводе Bentley в Великобритании	DG	DS	DR	EE	MG
<p>С 2013 г. на заводе Bentley работает солнечная электростанция мощностью 5 МВт, состоящая из 20 000 панелей на крыше. Станция обеспечивает 40% потребностей завода в электроэнергии.</p>					

Кейс 35. Энергоцентр 95 МВт на заводе по производству кокса в США	DG	DS	DR	EE	MG
<p>С 1998 г. на заводе Cokenergy в Индиане работает электростанция мощностью 95 МВт на вторичных энергоресурсах – тепловой энергии газов, отходящих от коксового завода. Станция работает по паросиловому циклу, обеспечивает 50% потребности завода в тепловой энергии и 25% в электрической. Охлажденные газы проходят сероочистку.</p>					

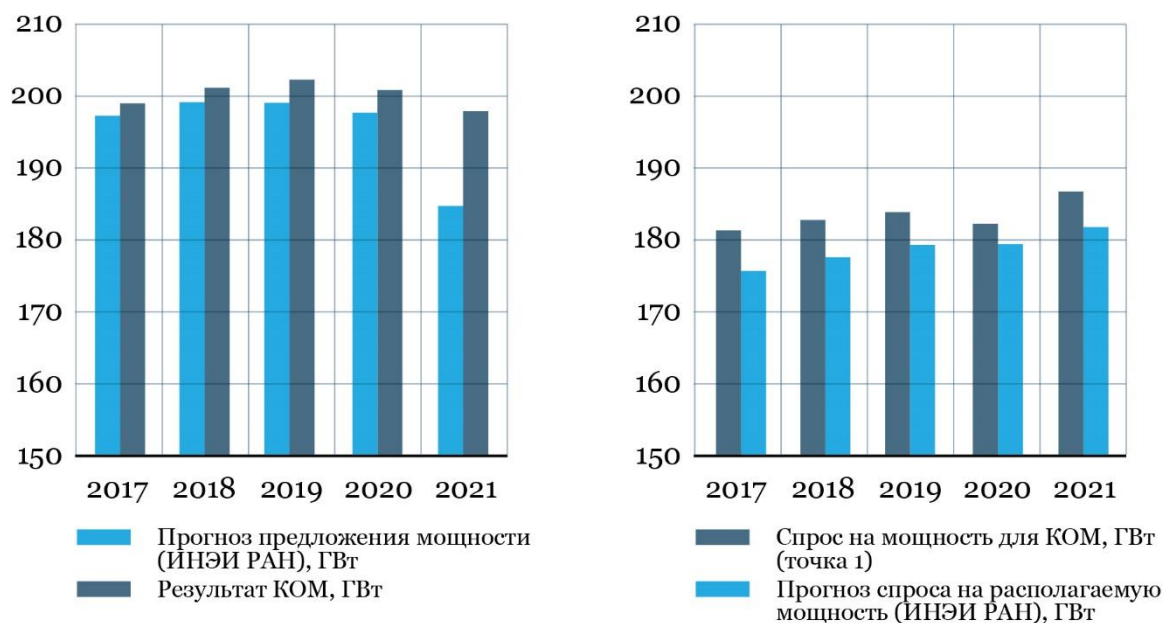
Кейс 36. Электростанция 29 МВт мусоросжигательного завода в Германии	DG	DS	DR	EE	MG
С 1999 г. на мусоросжигательном заводе в Гамбурге работает энергоцентр с паровой турбиной, вырабатывающий пар (100% потребностей завода) и электроэнергию для технологических процессов. Дополнительно вырабатывается тепловая энергия для теплоснабжения города, а излишки вырабатываемой электроэнергии отпускаются в энергосистему.					

Кейс 37. Электростанция 29 МВт целлюлозно-бумажного предприятия в Финляндии	DG	DS	DR	EE	MG
С 2008 г. на целлюлозно-бумажном предприятии UPM Pulp в Финляндии (Kuusankoski) работает электростанция мощностью 110 МВт, использующая в качестве топлива упаренный черный (сульфатный) щелок - побочный продукт производства, который в процессе сжигания частично восстанавливается до исходного хим. сырья, пригодного для повторного использования. После ввода ТЭЦ % покрытия собств. нужд в э/э вырос с 60% до 80%, доля биотоплива в структуре энергобаланса выросла до 90%. На момент введения ТЭЦ в эксплуатацию завод был мировым лидером в своем классе с точки зрения энергоэффективности и снижения выбросов CO ₂ .					

Приложение 3. Сравнение прогнозов по спросу и предложению мощности ИНЭИ РАН с результатами КОМ

Сопоставление результатов конкурсного отбора мощности (КОМ) с прогнозом предложения мощности в ценовых зонах рынка, составленного ИНЭИ РАН, показывает практическое их совпадение на горизонте 2017-2020 гг. (рисунок 27).

Рисунок 27. Прогноз предложения мощности (слева) и спроса на мощность (справа) в ценовых зонах рынка в сравнении с результатами КОМ 2017-2021



Источник: отчетность СО ЕЭС, прогноз ИНЭИ РАН

Прогноз спроса на мощность в целом соответствует результатам КОМ. Прогноз ИНЭИ РАН спроса на мощность по первой и второй ценовым зонам на 2017-2021 составляет около 175-181 ГВт, а величины точек 1 спроса для КОМ 2017-2021 больше примерно на 3-5 ГВт. Причина такого отклонения – различие в применяемых подходах к резервированию (на КОМе применяются повышенные коэффициенты резервирования по сравнению с нормативными коэффициентами резервирования при расчете балансов установленной мощности, используемыми в практике перспективного планирования и применяемых ИНЭИ РАН).

Прогноз ИНЭИ РАН по располагаемой мощности по ЦЗ-1,2 на 2017-2020 составляет около 198 ГВт, а результаты КОМ 2017-2020 почти совпадают с этим прогнозом (среднее отклонение 2,5 ГВт).

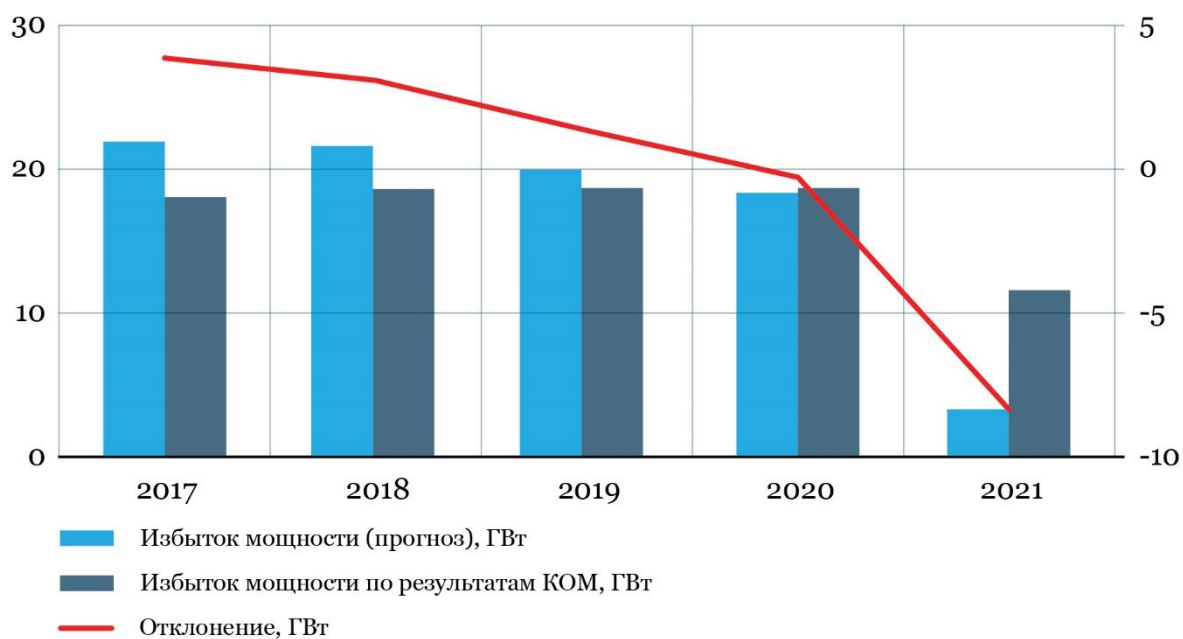
В то же время, отклонение этих величин в 2021 году составляет почти 14 ГВт (7%). Основная причина – генерирующими компаниями заявлены на КОМ избыточные мощности, оплата которых обеспечивается существующей конструкцией формирования

спроса и цены на мощность, тогда как в прогнозе ИНЭИ эти избыточные мощности рассматриваются как потенциальные кандидаты на вывод.

Отклонения показателей спроса и предложения, показанные на рисунке 11, определяют отклонения в показателях избытка мощности (рисунок 28). По прогнозу ИНЭИ РАН, избыток располагаемой мощности по первой и второй ценовым зонам в 2017-2021 должен снизиться с 22 до 3 ГВт. По результатам КОМ, избыток располагаемой мощности снизился с 18 до 12 ГВт за тот же период. В результате, по результатам КОМ 2021 избыток мощности превысил прогноз ИНЭИ РАН почти в 4 раза.

Проведенное сравнение показывает, что энергокомпании по различным причинам пока что нечасто прибегают к выводу из эксплуатации даже наиболее устаревших и неэффективных мощностей. Важно учитывать это обстоятельство, оценивая перспективные диапазоны изменения потребности в генерирующих мощностях.

Рисунок 28. Прогноз избытков мощности в ценовых зонах рынка в сравнении с результатами КОМ 2017-2021



Источник: отчетность СО ЕЭС, прогноз ИНЭИ РАН

Приложение 4. Ключевые первоочередные изменения нормативно-правовой базы⁴⁰

№	Назначение	Содержание изменений
1	Формирование условий для реализации пилотных проектов по развитию активных энергетических комплексов (далее - АЭК)	<ul style="list-style-type: none"> • Создание возможности функционирования активных энергетических комплексов в составе ЕЭС (в рамках пилотного проекта на площадках/объектах, поименованных в нормативном правовом акте) и отработка технических и экономических условий их участия на рынках электрической энергии, мощности и сопутствующих услуг, а также взаимодействия с коммерческой и технологической инфраструктурой. • Выработка критериев и порядка отнесения совокупности энергетических объектов к активному энергетическому комплексу. • Разработка механизма компенсации выпадающих доходов сетевых организаций. • Разработка механизма введения платы за сетевой резерв для активного энергетического комплекса. <hr/> <ul style="list-style-type: none"> • Утверждение основных технических требований к управляемому интеллектуальному соединению (УИС) (в том числе уточнение требований к коммерческому учету электрической энергии и информационному обмену) активного энергетического комплекса, обеспечивающего унифицированное взаимодействие с Единой энергетической системой России (на время реализации пилотного проекта)
2	Формирование условий для реализации пилотных проектов по созданию организаций-агрегаторов спроса и предложения, обеспечивающих информационное объединение потребителей с управляемой нагрузкой, объектов распределенной генерации (в т.ч. микрогенерации) и распределенных накопителей электроэнергии для их совместного участия в розничном рынке электроэнергии (далее – Агрегаторов)	<ul style="list-style-type: none"> • Создание возможности функционирования агрегаторов в электроэнергетике России (в рамках пилотного проекта на площадках/объектах, поименованных в нормативном правовом акте) и отработка технических и экономических условий их участия в обороте электрической энергии (мощности) на рынках электрической энергии (мощности) и сопутствующих услуг.

⁴⁰ Подготовлено на основе проекта плана мероприятий («дорожной карты») по совершенствованию законодательства и устранению административных барьеров в целях обеспечения Национальной технологической инициативы «Энерджинет».

3	Устранение правовой неопределенности для применения систем накопления электроэнергии	<p>Определение условий и порядка технологического присоединения к электрическим сетям систем хранения электрической энергии путем внесения изменений в Правила технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам.</p> <p>Определение порядка применения систем хранения электрической энергии в качестве отдельных энергетических объектов, в том числе определение порядка оплаты услуг по передаче электрической энергии, запаасаемой в системе хранения электрической энергии, владельцами систем хранения электрической энергии, являющихся отдельными энергетическими объектами (не являющихся составной частью энергоустановок субъектов рынков электрической энергии).</p> <p>Создание возможности для субъектов, владеющих системами хранения электрической энергии, участвовать в обращении электрической энергии и мощности в различных секторах оптового и розничных рынков электрической энергии (мощности), в том числе, введение понятия системы хранения энергии, определение порядка аттестации системным оператором систем хранения электрической энергии, определение порядка покупки и продажи электрической энергии и мощности в различных секторах рынка</p> <p>Создание возможности для субъектов, владеющих системами хранения электрической энергии, оказывать услуги по обеспечению системной надежности</p> <p>Внесение изменений в Постановление Правительства РФ от 17.06.2015 № 600 «Об утверждении перечня объектов и технологий, которые относятся к объектам и технологиям высокой энергетической эффективности», предусматривающих включение накопителей электрической энергии в Перечень объектов и технологий, которые относятся к объектам и технологиям высокой энергетической эффективности</p> <p>Установление приоритета инструкции завода-изготовителя и (или) проектной документации к системам хранения энергии над общими требованиями и правилами.</p>
4	Уточнение особенностей регулирования отношений, возникающих в связи с подготовкой, заключением, исполнением, изменением и прекращением концессионных соглашений в отношении объектов электроснабжения	<p>Внесение изменений в Федеральный закон от 21.06.2005 г. № 115-ФЗ, предусматривающих:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. распространение положений Главы IV Закона на отношения, возникающие в связи с подготовкой, заключением, исполнением, изменением и прекращением концессионных соглашений в отношении объектов электроснабжения; 2. объединение пунктов 10 и 11 части 1 статьи 4 Закона; 3. возможность передачи в залог имущества (созданного и (или) реконструированного концессионером на объекте концессионного соглашения) в целях обеспечения заемных средств концессионера, привлекаемых исключительно для исполнения обязательств по концессионному соглашению в отношении объектов регулируемых видов деятельности.
5	Снятие ограничений на аффилированность для сетевых организаций в	<p>Внесение поправок в ФЗ № 36-ФЗ, предполагающих право юридических лиц, индивидуальных предпринимателей или аффилированных с ними лиц совмещать деятельность по передаче электрической энергии с деятельностью по производ-</p>

	части владения АЭК	ству и (или) купле-продаже электрической энергии, если таковая деятельность осуществляется в зоне АЭК, владеть на праве собственности или ином предусмотренном федеральными законами основании имуществом, непосредственно используемое при осуществлении деятельности по передаче электрической энергии, и любым имуществом, непосредственно используемым при осуществлении деятельности в зоне АЭК, при условии юридического обособления соответствующей деятельности и соблюдения такими хозяйствующими субъектами установленных Правительством Российской Федерации особенностей функционирования хозяйствующих субъектов в АЭК.
6	Предоставление возможности применения технологий децентрализованного ведения реестров для учета и расчетов в энергетике	<p>Определение особенностей применения технологий децентрализованного ведения реестров в нормативно-правовом поле в области энергетики с учетом разработанных НПА в рамках Программы «Цифровая экономика», определяющих общие правовые условия для внедрения и использования технологий децентрализованного ведения реестров и удостоверения прав. Уточнение особенности применения отдельных положений нормативно-правовых актов, регулирующих отношения по обороту электрической энергии (мощности) на розничных рынках и сопутствующих услуг, в т.ч.:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. порядка реализации договорных отношений между субъектами энергорынка при применении технологий децентрализованного ведения реестров и смарт-контрактов (контрактов на данных децентрализованного реестра); 2. порядка подтверждения достоверности данных по объему потребления (производства) электрической энергии (мощности): комплекс требований к цифровой подписи устройств, автоматизированная верификация учетных данных за счет ведения баланса в онлайн режиме, арбитраж при наличии разногласий сторон; 3. порядка цифровой идентификации устройств и их владельцев при присоединении к сети с использованием технологий децентрализованного ведения реестров для учета и расчетов в энергетике.

Приложение 5. Рекомендации круглого стола, проведенного Комитетом по энергетике Государственной Думы, в отношении мер законодательного стимулирования развития распределенной энергетики в России.

Настоящие рекомендации разработаны участниками круглого стола, проведенного Комитетом по энергетике Государственной Думы в феврале 2017 года, и опубликованы в решении этого Комитета №325-5/18 от 23.03.2017. Приводятся в настоящем исследовании в редакции оригинала.

Участники круглого стола рекомендуют:

Правительству Российской Федерации:

- обеспечить единство целевого видения развития энергетики в направлении создания распределенной сетевой интеллектуальной энергетики не только в дорожной карте Energy Net, но и во всех документах перспективного развития энергетики, принимаемых Правительством Российской Федерации;
- рассмотреть вопросы снятия избыточных запретов и ограничений, мешающих развитию распределенной энергетики и когенерации, в частности, снятия ограничения на совмещение деятельности по передаче электрической энергии по сетям и деятельности по производству электроэнергии на объектах малой генерации мощностью до 25 МВт; снятия ограничения обязательной работы на оптовом рынке электроэнергии (мощности) генерирующих объектов установленной мощностью более 25 МВт и предоставление возможности самостоятельного выбора работы на оптовом и/или розничном рынках для генерирующих объектов, подключенных исключительно к сетям территориальных сетевых организаций независимо от их мощности;
- обеспечить принятие мер по стимулированию развития когенерации и строительства ТЭЦ малой и средней мощности, и в частности, установление целевых показателей доли когенерации в производстве электрической энергии и в производстве тепловой энергии по стране в целом, по субъектам Российской Федерации, контроль за целевыми показателями увеличения объемов когенерации в принимаемых на федеральном и региональном уровнях схемах и программах развития электроэнергетики, муниципальных схемах теплоснабжения; введение налоговых льгот, субсидирования процентной ставки по кредитам и прямого финансирования инвестиций за счет средств фонда содействия реформированию ЖКХ при строительстве ТЭЦ малой и средней мощности; запрет на использование подобных механизмов экономического стимулирования при строительстве котельных; введение административных ограничений на строительство котельных без предварительной проработки альтернативных вариантов строительства объектов когенерации;

- проработать меры по технической регламентации и экономическому стимулированию выдачи в сеть и продажи излишков электрической энергии, производимой потребителями на принадлежащих им объектах распределенной генерации, в том числе на основе возобновляемых источников энергии, вторичных энергетических ресурсов, или с использованием ископаемого топлива в режиме когенерации;
- разработать предложения по мониторингу балансовых пропорций в электроэнергетике и теплоэнергетике и повышению эффективности вывода из эксплуатации избыточных неэффективных генерирующих мощностей;
- учесть в стратегии развития электросетевого комплекса приоритетность развития локальной электросетевой инфраструктуры, создающей условия для развития нового энергетического уклада, основанного на распределенных энергетических ресурсах.
- рассмотреть возможность расширения полномочий Технологической платформы "Малая распределенная энергетика» как инновационной площадки, консолидирующей усилия государства, бизнеса, науки, общества в направлении развития малой распределенной энергетики в стране.

Органам государственной власти субъектов Российской Федерации:

- предусмотреть возможности развития малой, распределенной энергетики с использованием местных энергоресурсов и энергетики на возобновляемых источниках энергии при формировании перспективных региональных топливно-энергетических балансов;
- разработать региональные программы по развитию малой, распределенной энергетики и энергетики на возобновляемых источниках энергии.

Государственной Думе Федерального Собрания Российской Федерации, Комитету Государственной Думы по энергетике:

- в рамках работы секции по законодательному регулированию распределенной энергетики, включая возобновляемые источники энергии Экспертного совета при Комитете Государственной Думы по энергетике подготовить предложения по разработке проекта федерального закона «О малой распределенной энергетике», направленного на развитие малой распределенной энергетики, либо по внесению необходимых дополнений в Федеральный закон от 26.03.2003 № 35-ФЗ "Об электроэнергетике" и Федеральный закон от 27.07.2010 № 190-ФЗ "О теплоснабжении".

Список литературы

1. Integration of Distributed Energy Resources in Power Systems: Implementation, Operation, and Control. / Edited by Toshihisa Funabashi. - Elsevier Inc., 2016. – 313 p.
2. Бухгольц Б.М. Smart Grids – основы и технологии энергосистем будущего / Б.М. Бухгольц, З.А. Стычински; пер. с англ. – М.: Издательский дом МЭИ, 2017. – 461 с.
3. Концепция национального проекта «Интеллектуальная энергетическая система России». Минэнерго России.
4. Navigant Research. Global DER Deployment Forecast Database, 4Q 2017.
5. CENEF. Driving industrial energy efficiency in Russia. Moscow, 2013
6. Указ Президента Российской Федерации от 4 июня 2008 г. N 889 "О некоторых мерах по повышению энергетической и экологической эффективности российской экономики".
7. Доклад Министра А.В. Новака на заседании Правительства РФ о развитии энергоэффективности и энергосбережения [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://minenergo.gov.ru/node/9590>, свободный – (26.11.2017).
8. SCANNER - Модельно-информационный комплекс. Под ред. Макарова А.А. М.: ИНЭИ РАН, 2011, 72 с. http://www.eriras.ru/files/skaner_light.pdf
9. Стандарт организации 17230282.27.100.005-2008. Основные элементы котлов, турбин и трубопроводов ТЭС. Контроль состояния металла. Нормы и требования. Утв. приказом ОАО РАО «ЕЭС России» № 329 от 30.06.2008.
10. Приказ Минэнерго России от 1 марта 2017 года № 143 «Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2017-2023 гг.»
11. Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики России до 2035 года. Утв. Распоряжением Правительства РФ от 9 июня 2017 г. 1209-р.
12. IEA, Solar photovoltaic energy roadmap [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.iea.org/roadmaps>, свободный – (05.12.2017).
13. Th. Ackermann, G. Andersson, L. Soder. Distributed generation: a definition / Department of Electric Power Engineering, Royal Institute of Technology, Electric Power Systems, Teknikringen, Stockholm, Sweden / Electric Power Systems Research, №57 (2001) p. 195–204.
14. SolarCity Grid Engineering. A Pathway to the Distributed Grid. White paper.
15. Новоселова О.А. Инновационный аспект распределенной генерации. / Региональная энергетика и энергосбережение, 2016. -№3.
16. Новоселова О.А. Инноватика, низкоуглеродная экономика - вектор будущего. / Региональная энергетика и энергосбережение, 2016. -№1.
17. Малахов В.А. Подходы к прогнозированию спроса на электроэнергию в России. // Проблемы прогнозирования. 2009. Т. 113. № 2. С. 57-62.

18. Малахов В.А., Шапот Д.В., Федорова Г.В. Макроэкономические характеристики энергопотребления. // Энергетическая политика. 2010. № 1. С. 68-77.
19. Филиппов С.П. Прогнозирование энергопотребления с использованием комплекса адаптивных имитационных моделей. // Известия Российской академии наук. Энергетика. 2010. № 4. С. 41-55.
20. Макаров А.А., Филиппов С.П., Веселов Ф.В., Малахов В.А. Предложения по развитию методики формирования среднесрочного прогноза спроса на электроэнергию с учетом динамики развития экономики страны и регионов России. // Энергорынок. 2013. №5. С. 33-39.
21. Малахов В.А., Дубынина Т.Г. Сценарий социально-экономического развития регионов страны на период до 2030 года с учетом реализации крупных инвестиционных проектов в субъектах РФ. // Проблемы прогнозирования. 2016. № 4 (157). С. 95-108.
22. Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем. СО 153-34.20.118-2003, Утверждены приказом Минэнерго России от 30.06.03 №281.
23. Филиппов С.П., Дильман М.Д. Перспективы использования когенерационных установок при реконструкции котельных. // Промышленная энергетика. 2014. № 4. С. 7-11.
24. Веселов Ф.В., Макарова А.С., Новикова Т.В., Толстоухов Д.А., Атюкова П.В. Конкурентные перспективы АЭС в формировании низкоуглеродного профиля российской электроэнергетики. // Энергетическая политика. 2017. №3.
25. Макаров А.А., Веселов Ф.В., Макарова А.С., Новикова Т.В., Панкрушина Т.Г. Стратегические перспективы электроэнергетики России. // Теплоэнергетика. 2017. № 11. С. 40-52.
26. Веселов Ф.В., Федосова А.В. Экономическая оценка эффектов развития интеллектуальной энергетики в единой электроэнергетической системе России // Известия Академии наук. Энергетика. №2, 2014. С. 50-60.
27. 10 Year Network Development Plan. ENTSO-E. 2014.
28. Rosenkrans, S., Kirsher, D., Marnay, C. Issues in electricity planning with computer models: illustrations with Elfin and WASP. Utilities Policy, 7, 201 – 219. 1999. doi: 10.1016/S0957-1787(99)00002-8.
29. Comparative assessment of energy options and strategies in Mexico until 2025. IAEA-TECDOC-1469. IAEA, Vienna. 2005.
30. Planning for the Renewable Future: Long-term modelling and tools to expand variable renewable power in emerging economies, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. 2017.
31. Resource Planning Model: An Integrated Resource Planning and Dispatch Tool for Regional Electric Systems. Technical Report NREL/TP-6A20- 56723. National Renewable Energy Laboratory. 2013.
32. The Electricity Market Module of the National Energy Modeling System: Model Documentation. EIA, Washington. 2014. [http://www.eia.gov/outlooks/aeo/nems/documentation/electricity/pdf/m068\(2014\).pdf](http://www.eia.gov/outlooks/aeo/nems/documentation/electricity/pdf/m068(2014).pdf)

33. Energy Technology Systems Analysis Programme. Documentation for the TIMES Model. Part I. 2016. <http://iea-etsap.org/index.php/documentation>
34. Веселов Ф.В., Макаров А.А., Макарова А.С. Методы и результаты оценки эффективности ускоренной модернизации электроэнергетики России // Теплоэнергетика. 2013. № 1. С. 6–17.
35. Цифровой переход в электроэнергетике России: экспертно-аналитический доклад. / под общ. ред. В.Н. Княгинина и Д.В. Холкина. М., ЦСР, 2017.
36. Rethinking Energy / IRENA, 2017.
37. Renewable Global Status Report / REN21, 2017.
38. Energy Technology Perspectives / IEA, 2017.
39. Status of Power System Transformation/ IEA, - 2017.
40. Barton, J., Emmanuel-Yusuf, D., Hall, S., Johnson, V., Longhurst, N., O'Grady, A., Robertson, E., Robinson, E. and Sherry-Brennan, F. (2015) Distributing Power. A transition to a civic energy future. Working Paper. - University of Bath Online Publication Store, 2015
41. Distributed Energy Resources Impacts / Navigant, 2016.
42. Europe Energy Transition / Navigant, 2016.
43. State and Future of the Power Industry / Navigant, 2017.
44. The Energy Cloud White Paper / Navigant, 2016.
45. Distributed Energy Resources Technologies Drivers / Navigant, 2016.
46. Distributed Generation Integration Cost Study / Navigant, 2014.
47. Self-Generation Incentive Program Handbook - 2017.
48. The Benefits of Micro-CHP / Delta-ee , COGEN Europe, 2015.
49. Time and Locational Value of DER / Electric power research institute (EPRI), California, 2016.
50. Comparison of Distributed Generation Technology Options / EPRI, 2006.
51. Micro-Turbine Case Study / EPRI, 2006.
52. Case Studies and Methodologies for Using Distributed Energy Resources / EPRI, 2005.
53. Primer on Distributed Energy Resources for Distribution Planning / EPRI, 2002.
54. Best Practices Guidebook for Integration of Distributed Energy Resources Into Utility System Planning / EPRI, 2006.
55. Benefits Quantification and Strategic Implications of Distributed Energy Resources – EPRI, 2004.
56. Combined Heat and Power A Clean Energy Solution / US Department of Energy, 2012.

57. Business Models for Distributed Energy Resources / Massachusetts Institute of Technology, 2016.
58. Grid Defection / Rocky Mountain Institute, 2014.
59. Valuation of DER Energy and Capacity / Lawrence Berkeley National Laboratory, 2015.
60. Estimating the Benefits and Costs of Distributed Energy Technologies / US Department of Energy, 2014.
61. Changing Utility Cost Pathways amid Rising Deployment of Distributed Energy Resources / EPRI, 2016.
62. Methods for Analyzing the Benefits and Costs of Distributed Photovoltaic Generation - National Renewable Energy Laboratory, 2014.
63. Distributed Power Generation in Europe - technical issues for further integration / European Commission, Joint Research Centre, Institute for Energy, 2007.
64. The State of the Art in Valuing Distributed Energy Resources / Rhodium Group, 2017.
65. Historical and Current U.S. Strategies for Boosting Distributed Generation / National Renewable Energy Laboratory, 2015.