

DEMAND RESPONSE НА РОССИЙСКОМ РЫНКЕ: БАРЬЕРЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ

Ценозависимое снижение потребления в РФ работает с 2017 г., но значимых результатов пока нет: случаи его применения единичны, а экономический эффект от разгрузки «дорогой» пиковой генерации практически не заметен. Российский рынок повторяет опыт зарубежных конкурентных энергосистем: новый для потребителей и генераторов механизм на фоне поиска эффективного стоимостного баланса требует адаптации и тонкой настройки параметров вознаграждения.

ПРЕДИСЛОВИЕ

В последние годы управление потреблением электроэнергии стало востребованным и значимым инструментом регулирования баланса спроса и предложения на рынках электроэнергии. Объем управляемого потребления по всему миру достиг 39 ГВт в 2016 г. и продолжает быстро расти, все больше стран, в первую очередь государства Евросоюза, Австралия, Китай и Япония, внедряют механизмы управления спросом в конструкции энергорынков. С 2017 г. механизм управления спросом покупателей оптового рынка, получивший название «ценозависимое снижение потребления», функционирует и в России.

Управление спросом может значительно влиять на цены на электроэнергию, снижать потребность в строительстве генерирующих и сетевых мощностей, способствовать интеграции ВИЭ и электро-транспорта, обеспечивать максимизацию эффекта от внедрения на стороне потребителя таких инновационных цифровых технологий, как интернет вещей, умный дом, системы энергоменеджмента зданий. Однако для получения подобных выгод управление спросом на электроэнергию должно стать по-настоящему массовым за



счет участия широкого круга промышленных, коммерческих, сельскохозяйственных и бытовых потребителей. А это невозможно без формирования заинтересованного экспертного сообщества, обеспечивающего генерацию новых идей, обсуждение инициатив в области управления спросом, оценку принятых регуляторных решений, подготовку и распространение аналитических материалов. Такое экспертное сообщество сейчас только формируется, тогда как количества доступных материалов на русском языке, посвященных управлению спросом как в России, так и за рубежом, явно недостаточно для полноценной дискуссии.

Выход отчета, который вы держите в руках, — событие важное и, с учетом инициатив по вовлечению в управление спросом потребителей розничного рынка, очень своевременное. Как представитель инфраструктурной организации, стоявшей у истоков запуска механизма управления спросом в России, я не готов безоговорочно согласиться со всеми выводами авторов, но поднимаемые ими вопросы и проблемы, безусловно, актуальны и требуют широкого обсуждения. Надеюсь, что данный отчет привлечет внимание читателей и станет отправной точкой для такого обсуждения.


Федор Опадчий
Заместитель Председателя Правления АО «СО ЕЭС»

АВТОРЫ



Алексей ЖИХАРЕВ

Партнер, практика электроэнергетики, к.э.н.

A.Zhikharev@vygon.consulting



Николай ПОСЫПАНКО

Старший консультант

N.Posypanko@vygon.consulting



Анастасия КИМ

Младший аналитик

A.Kim@vygon.consulting

СОДЕРЖАНИЕ

РЕЗЮМЕ.....	3
ВВЕДЕНИЕ.....	5
ЭВОЛЮЦИЯ DR НА МИРОВЫХ РЫНКАХ.....	8
PJM – СЕВЕРО-ВОСТОК США.....	8
IESO – ОНТАРИО, КАНАДА.....	15
ЮЖНАЯ КОРЕЯ.....	21
ВЕЛИКОБРИТАНИЯ.....	25
DEMAND RESPONSE В РОССИИ.....	31
ОТЕЧЕСТВЕННЫЙ DR: ЦЗСП НА ОРЭМ.....	31
БАРЬЕРЫ ДЛЯ РАЗВИТИЯ DR.....	40
ВОЗМОЖНОСТИ ДЛЯ ОПТИМИЗАЦИИ DR В РОССИИ.....	45

РЕЗЮМЕ

В рассмотренных зарубежных энергосистемах (PJM, IESO, Южная Корея, Великобритания) внедрение механизма DR позволило организовать централизованное управление ресурсами потребителей в объеме 2–6% от пикового спроса, или 0,7–14 ГВт.

Участие в DR на зарубежных энергорынках, как конкурентных, так и монопольных, позволяет потребителям уменьшать платежи за энергию в среднем на 0,6–1,7%, что в 2–5 раз превышает текущие эффекты от ценозависимого снижения потребления (ЦЗСП) – аналогичного DR механизма в РФ.

Несмотря на то, что каждый ГВт участия потребителей в ЦЗСП в перспективе позволит избежать строительства как минимум 1 ГВт пиковой генерации, что стоит до 18–24 млн руб./МВт ежегодно, максимальное вознаграждение в российском ЦЗСП складывается в размере 1,4–2,3 млн руб./МВт в год.

Старт ЦЗСП в России пришелся на 2017 г. – период 20-гигаваттного профицита мощностей в энергосистеме. Механизм, позволяющий избежать загрузки дорогих пиковых ТЭС, оказался слабо востребован: количество срабатываний за 2017 г. и 1-е полугодие 2018 г. составило 19, из них 13 – обязательные тесты.

Низкий показатель эффективных включений ЦЗСП стал результатом неточной настройки параметров срабатывания¹, прежде всего диапазона минимальной загрузки тепловой генерации для включения механизма (коэффициент востребованности предложения от 0,7 до 0,9).

На сегодня в ЦЗСП участвуют только активы ОК «РУСАЛ». Успешная разгрузка на 42 МВт, что составляет менее 0,1% от пикового спроса 2-й ценовой зоны оптового рынка (Сибирь), снижала цены в сегменте РСВ 2-й ценовой зоны в среднем на 0,5%. Максимальное падение цены в конкретный час составило 5,37%.

Из-за малого числа эффективных срабатываний суммарные затраты энергосистемы на оплату ресурсов ЦЗСП не компенсируются совокупными системными эффектами. Активы РУСАЛ получают вознаграждение около 50 млн руб. в год, и только 20% от этого платежа потребителей компенсируется снижением цены РСВ в Сибири.

1

Постановление Правительства РФ от 20.07.2016 № 699.

Для повышения экономической эффективности действующего механизма ЦЗСП в России необходимо:

- пересмотреть вознаграждение потребителей исходя из средневзвешенной цены мощности, приобретаемой на ОРЭМ, а не по цене КОМ;
- обеспечить благоприятную среду для функционирования компаний, агрегирующих мощности малых оптовых и розничных потребителей для участия в ЦЗСП;
- довести ожидаемое число срабатываний ЦЗСП до 4 раз в месяц за счет снижения минимально требуемого для включения программы коэффициента востребованности предложения тепловой генерации с текущих 0,7 до 0,5;
- снизить базовую продолжительность исполнения команды ЦЗСП с текущих 8 до 4 часов с учетом продолжительности периодов пиковых цен;
- внедрить альтернативные методики подтверждения факта участия в ЦЗСП, как расчетные на основе статистических методов, так и объективные с использованием технических средств мониторинга и контроля.

Важную роль в дальнейшем развитии электроэнергетического рынка может сыграть принятие решения о разделении отбора КОМ на два этапа: основной и обязательный корректировочный – «КОМ новых технологий».

На основном этапе отбор мощности должен осуществляться исходя из частичного (95–97%) обеспечения прогнозного потребления.

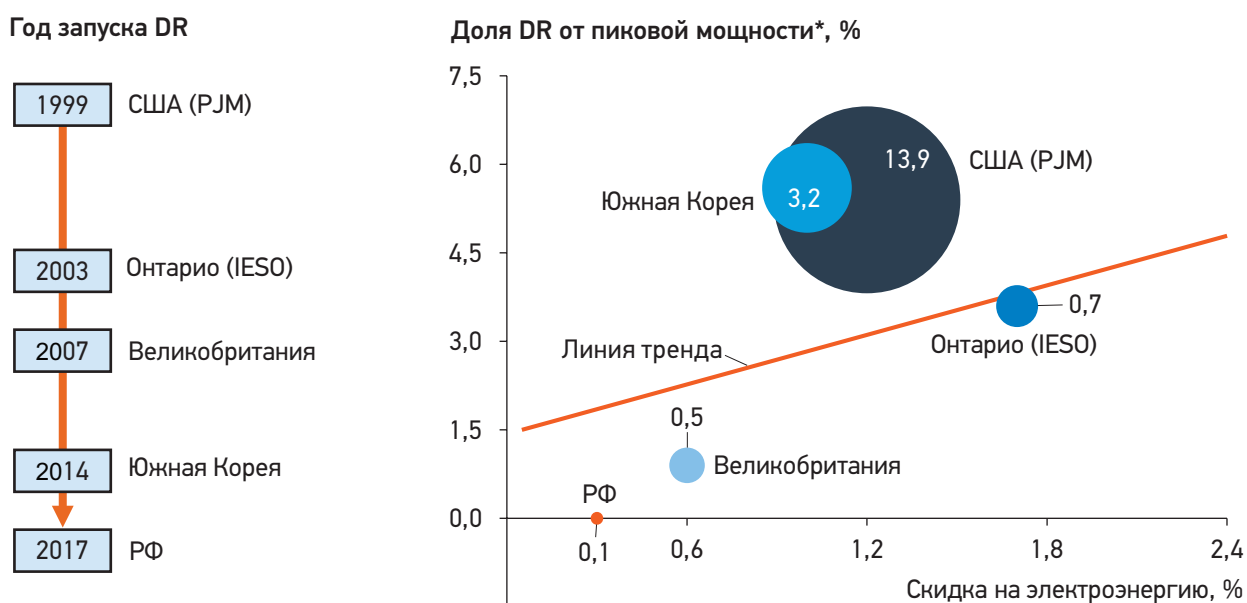
Корректировочный отбор для удовлетворения оставшегося спроса на мощность целесообразно проводить за 14–15 месяцев до года поставки мощности, то есть за период времени, соответствующий инвестиционному циклу современных технологий: накопителей, распределенной генерации, проектов энергоэффективности и DR.

ВВЕДЕНИЕ

Проводимые на развитых электроэнергетических рынках маркетинговые исследования подтверждают, что управление потреблением в рамках программ demand response интересно широкому кругу клиентов различных групп – промышленности, операторам торговых помещений и административных зданий и населению.

Доля декларирующей готовность снижать нагрузку потребителей зависит от размера вознаграждения за такую услугу и соотносится с величиной экономии затрат на электрическую энергию.

Рис. 1. Зависимость фактической доли участия в DR от вознаграждения



* Диаметр круга – объем мощности DR, ГВт

Источник: PJM, IESO, KEPCO, MTIE, National Grid UK, Ofgem, VYGON Consulting

Расчеты фактического участия потребителей на развитых рынках DR (Рисунок 1) подтверждают, что привлекательность программы для потребителей² зависит от уровня вознаграждения.

² Для целей дальнейшего анализа эффективности функционирования механизма DR на разных региональных рынках в расчет принимается вознаграждение или скидка на электроэнергию, эквивалентная эффекту от участия в DR для среднего модельного потребителя. Для расчета принят режим потребления, характеризующийся числом часов использования фактической мощности 5500 в год при условии готовности к 10%-ому снижению нагрузки в рамках DR.

Важно, что число участников программ DR при установлении такого размера вознаграждения, который обеспечивает снижение совокупных затрат на оплату электроэнергии (экономия) в диапазоне 1–2%, увеличивается и становится значимым для энергосистемы: мощности DR могут достигать 6% от пикового спроса на мощность.

Регуляторы многих национальных или региональных энергорынков в данный момент решают задачу поиска оптимальных характеристик программ DR. Ключевыми параметрами их интеграции в конкретный конкурентный или регулируемый сегмент рынка являются:

- справедливая и мотивирующая величина вознаграждения для потребителей;
- порядок подтверждения использования ресурса DR в заданный момент времени.

Анализ мирового опыта реализации и настройки механизмов demand response позволяет сформулировать концептуальные вопросы в части их применения на конкурентных электроэнергетических рынках:

1. На каком горизонте планирования и управления энергосистемой ресурс DR может стать полноценным субститутом располагаемой мощности электростанций?
2. Какова оптимальная доля DR для отдельной диспетчируемой энергосистемы?

Принятые решения, очевидно, индивидуальны для каждого рынка и заслуживают обсуждения. Многие из интегрированных в мире механизмов DR воспринимаются как пилотные проекты и подвергаются настройкам на протяжении нескольких лет работы до перехода на полноценный коммерческий режим.

Для эффективного задействования механизмов DR на электроэнергетическом рынке необходимо определить критерии долгосрочной надежности энергосистемы и точно рассчитать оптимальный баланс интересов субъектов рынка. Размер вознаграждения за ресурс DR служит одним из параметров достижения такого баланса.

Чтобы максимально мотивировать потребителей участвовать в работе DR, необходимо обеспечить не только адекватную оплату такой вовлеченности, но и минимальные технические

требования, удобство и относительную предсказуемость функционирования механизма. В числе принимаемых в этом направлении мер выделяются:

- возможность уступки, выкупа (отмены) и продажи прав и обязательств по участию в DR;
- возможность консолидации ресурсов нескольких потребителей, готовых предоставить незначительные по объему мощности, чтобы привлечь в DR профессиональных участников рынка – агрегаторов.

Регулирование коммерческой инфраструктуры абсолютно всех национальных и региональных энергорынков находится на этапе постоянного совершенствования, поэтому еще только предстоит определить оптимальную роль ресурсов DR при диспетчеризации энергосистем. Однако потребители с управляемой нагрузкой, доказав свою эффективность при управлении энергосистемами, уже не воспринимаются как диковинная новинка. Они стали полноценным энергоресурсом, который займет прочные позиции в новой архитектуре распределенной энергетики, обеспечивая ее эффективность.

С 2017 г. в России действует механизм demand response, получивший название «ценозависимое снижение потребления». Новый сегмент предназначен для оптовых потребителей, готовых управлять своей электрической нагрузкой в ответ на изменение цен на энергетическом рынке.

Пока в работе механизма участвует только один крупный потребитель, тем не менее необходимо проанализировать предварительные результаты работы ЦЗСП, оценить его эффективность и сформулировать предложения по его дальнейшему развитию.

Запуск ЦЗСП сопряжен с объективными сложностями, прежде всего обусловленными профицитом мощностей в отечественной электроэнергетике. Избыток мощностей приводит к снижению равновесной цены и, как следствие, низкому стоимостному эффекту от разгрузки конкретных потребителей.

В данном исследовании мы попытались разобраться в том, как создать условия для эффективного использования ресурсов ценозависимого снижения потребления на оптовом рынке и дальнейшего развития данного механизма в конкурентном поле.

ЭВОЛЮЦИЯ DR НА МИРОВЫХ РЫНКАХ

РJM – СЕВЕРО-ВОСТОК США

Принципы работы DR

Наибольшей популярностью DR пользуется на рынках с простой и предсказуемой системой мониторинга эффективности ресурсов DR и прозрачным подходом к расчету вознаграждения, например на рынке мощности PJM в США.

Таблица 1.
Принципы работы DR: зона PJM, США

Мощности потребителей в DR	13,9 ГВт (до 6% от пикового потребления) на 2018 г.
Механизм вознаграждения	Продажа мощности на аукционах X-3 и X-1 наравне с генераторами
Подтверждение факта исполнения	Потребление в заданные часы должно быть ниже установленного абсолютного значения с учетом снижения нагрузки (FSL)
Объем обязательств участника	Разница между статистическим вкладом потребителя в совмещенный пик системы (PLC) и уровнем снижения нагрузки (FSL)
Снижение годовой платы за энергию для модельного потребителя	1,2%
Максимальная длительность ограничения нагрузки	10 часов
Предельное количество случаев за год	Не ограничено

Источник: PJM, VYGON Consulting

Бизнес-процессы и правила функционирования PJM, одного из крупнейших рынков электрической энергии и мощности в США, де-факто послужили прообразом российского ОРЭМ.

На PJM, имеющем более чем 20-летнюю историю конкурентного ценообразования, активное управление спросом в пиковые часы развивается с 2000 г. За этот период объем ресурсов DR под управлением оператора увеличился с 2 ГВт до 12–14 ГВт, что составляет до 6% от пикового спроса на электрическую мощность.

В процессе эволюции DR механизмы добровольного ограничения нагрузки³, предусматривающие максимум 10 срабатываний в год, сменились рыночными аукционами мощности потребителей.

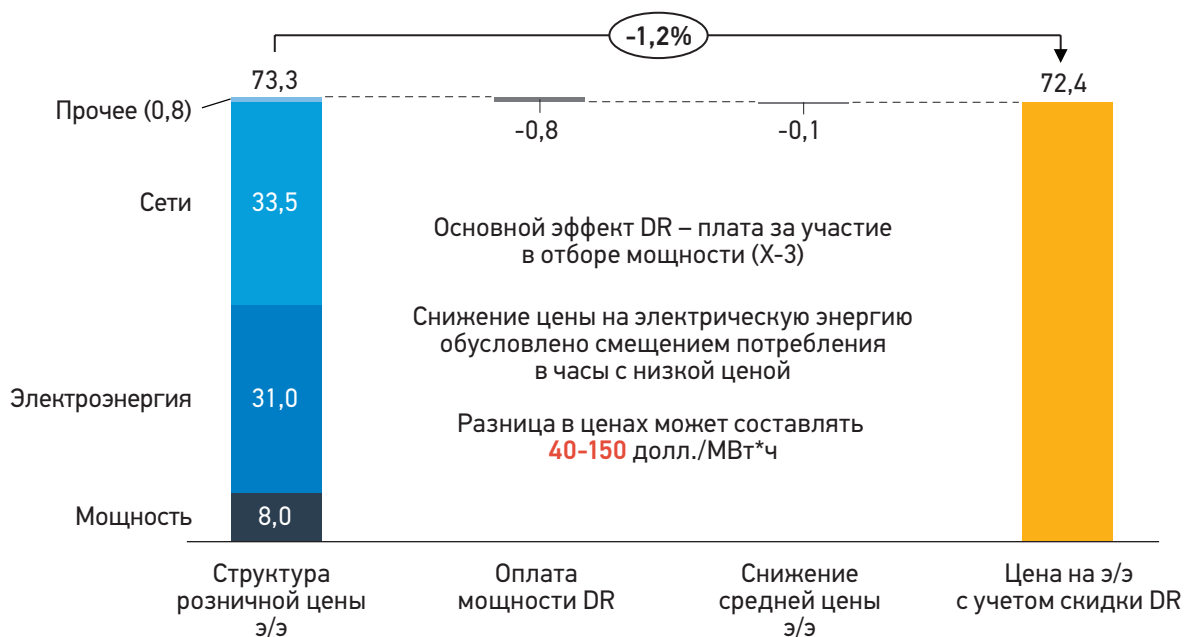
3

«Annual Load Management» и «Interruptible Load for Reliability».

Управляемая нагрузка потребителей продается наравне с генерирующими мощностями на основном⁴ и корректировочных⁵ аукционах вплоть до года, предшествующего году поставки. В результате участник оптового рынка – потребитель с управляемой нагрузкой или агрегатор ценозависимого снижения нагрузки активных потребителей, получают полную цену мощности, сложившуюся на таком аукционе для генераторов. Иными словами, потенциальная возможность (готовность) снижать нагрузку по требованию рыночного оператора по своей ценности приравнена к генерирующей мощности.

Совокупный эффект от участия в DR для модельного потребителя составляет около 1,2% в конечной цене на электрическую энергию (совокупном платеже). Эффект формируется в основном за счет платы за мощность в рамках программы DR в объеме предлагаемого на аукционе гарантированного снижения нагрузки (Рисунок 2).

Рис. 2. Ценовые эффекты от участия в DR модельного потребителя, долл./МВт*ч



Источник: PJM, EIA, YGON Consulting

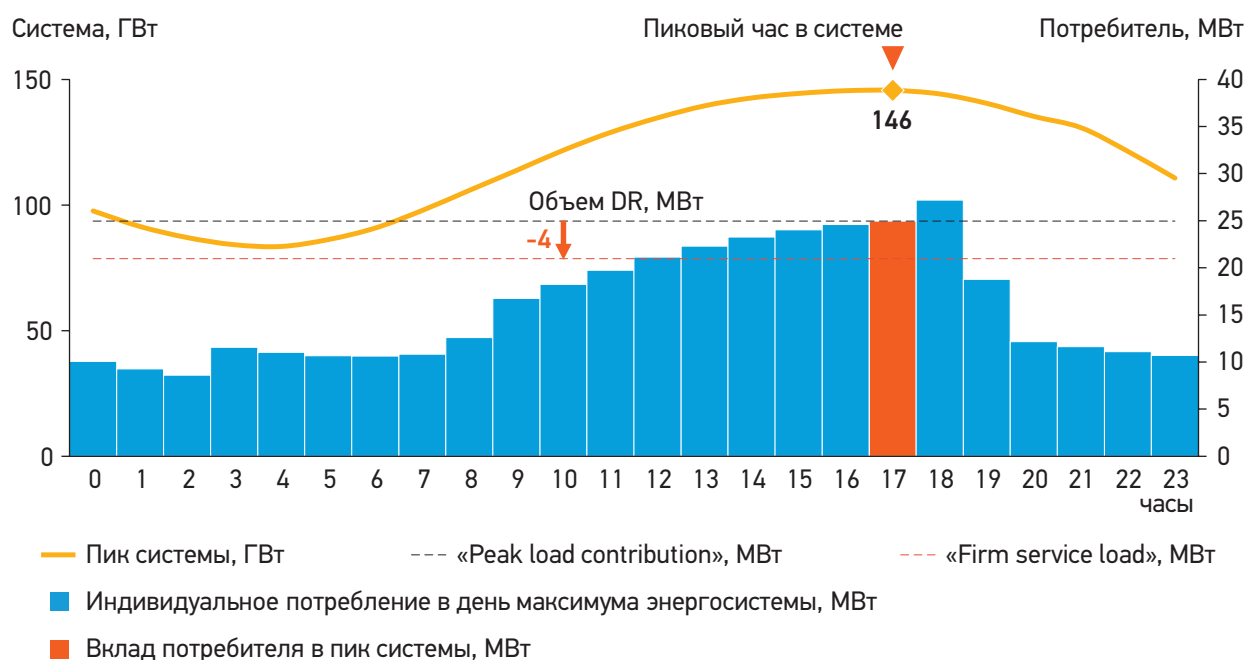
⁴ Base Residual Auction – отбор мощности, проводимый в году (X-3) по отношению к году поставки.

⁵ Incremental Auction – корректировочные отборы мощности, проводимые трижды: за 20, за 10 и за 3 месяца до года поставки.

Расчет объема снижения мощности в рамках DR и, соответственно, подтверждение успешного факта исполнения команды оператора прозрачны для участников:

1. На основе фактического почасового потребления электроэнергии участником до присоединения к программе DR определяется мощность вклада (peak load contribution – PLC) в совмещенный максимум нагрузки системы (Рисунок 3).

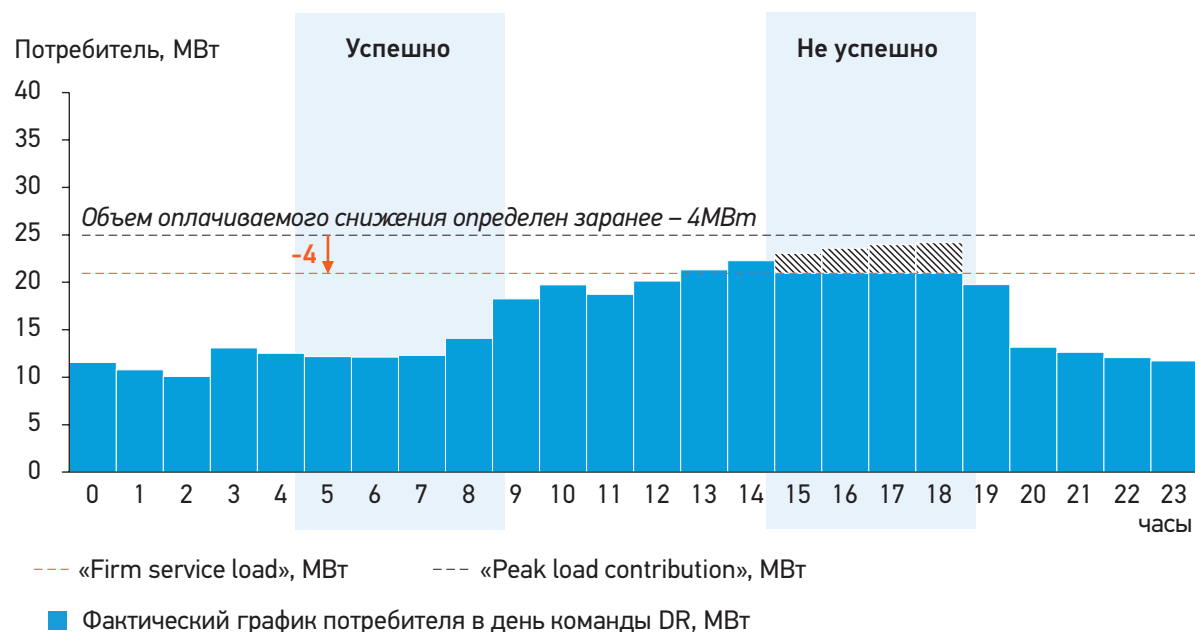
Рис. 3. Определение объема мощности DR



Источник: PJM, VYGON Consulting

2. В случае участия в механизме DR нагрузка потребителя по команде системного оператора должна быть ограничена значением ниже заранее установленного уровня (firm service load – FSL). FSL рассчитывается исходя из заявленной потребителем готовности к такому снижению (Рисунок 4).

Рис. 4. Проверка успешности исполнения DR



Источник: PJM, VYGON Consulting

3. Размер снижения DR определяется как разница PLC и FSL.

PJM внедрил также другие возможности расчета объема оплачиваемого снижения мощности DR: прямое управление нагрузкой (direct load control – DLC) и гарантированный сброс нагрузки (guaranteed load drop – GLD).

Прямое управление применяется прежде всего для обеспечения участия в DR бытовых потребителей. Отключаемые нагрузки в данном случае – это водонагреватели и климатические установки. Объем оплачиваемого снижения определяется исходя из единичной мощности энергоприемника и количества таких устройств под управлением агрегатора.

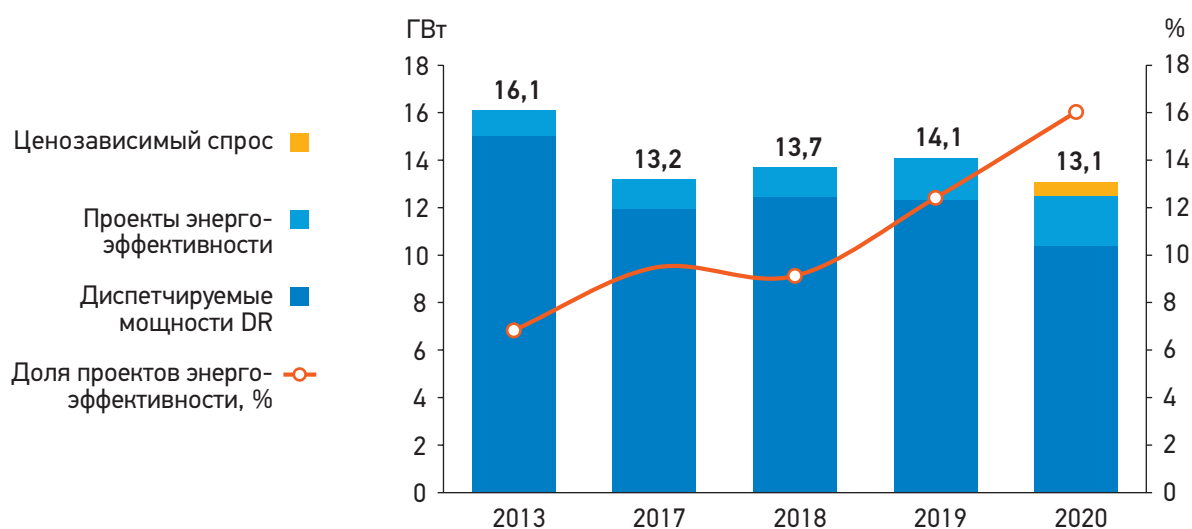
Гарантированный сброс нагрузки (GLD) применяется для аварийного DR, включаемого в последнюю очередь при крайней необходимости и поэтому оплачиваемого по сниженной ставке.

Развитие системы управления спросом на американском рынке идет по модели посредников (curtailment service providers), агрегирующих мощности и возможности управления режимами потребления множества клиентов для выполнения требований рынка.

Энергоэффективность как ресурс на рынке мощности

Важной составляющей участия потребителей на аукционах мощности PJM является стимулирование проектов энергосбережения и энергоэффективности. На 2020–2021 гг. поставки 2,1 ГВт мощности из 13,1 ГВт, заявленных потребителями, – это реализованные проекты, гарантированно снижающие пик потребления мощности в предстоящем году поставки. Доля таких проектов на рынке мощности PJM растет (Рисунок 5).

Рис. 5. Структура ресурсов DR, заявленных для участия в отборах мощности



Источник: PJM, VYGON Consulting

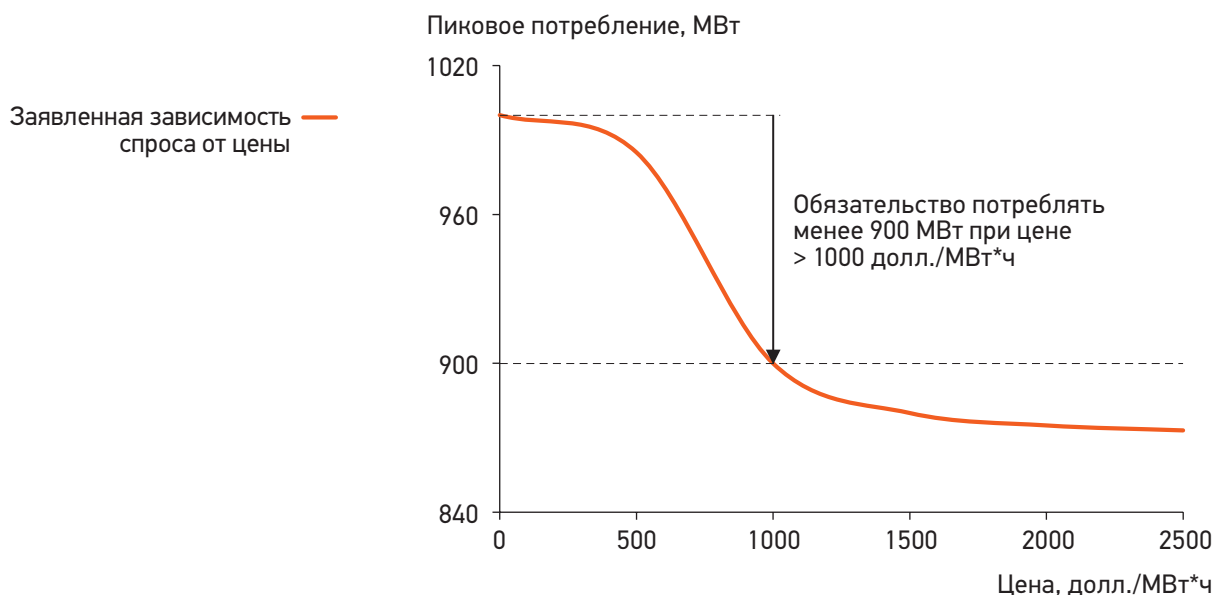
Для участия в отборе мощности допускаются проекты повышения энергоэффективности, которые уже были реализованы на стороне потребителя в предшествующем году. Так как потребление указанных субъектов было учтено рыночным оператором при прогнозировании пикового спроса без учета эффекта энергосбережения, такие проекты рассматриваются аналогично ресурсу DR и могут получать плату за мощность в течение четырех лет с момента реализации проекта. Это дополнительно стимулирует потребителей к реализации проектов энергосбережения и снижения энергоемкости своих производств.

Рыночный DR: ресурс на стороне предложения или спроса?

Распространение интеллектуального учета потребления электрической энергии и трансляция волатильности оптовых цен в розничных ставках на энергоснабжение позволяют PJM наблюдать «естественный» эффект ценозависимого снижения потребления при ценовых всплесках. Это происходит за рамками механизма DR, реализованного на рынке мощности.

Учитывая такое поведение субъектов рынка, PJM предпринимает шаги в направлении популяризации введенного в 2012 г. и слабо востребованного механизма ценозависимого спроса Price Responsive Demand (PRD). Такая схема участия позволяет потребителю или его агрегатору (субъекту оптового рынка) декларировать снижение потребления энергии в конкретные часы резкого увеличения узловой цены на электрическую энергию.

Рис. 6. Заявленное снижение потребления в рамках PRD



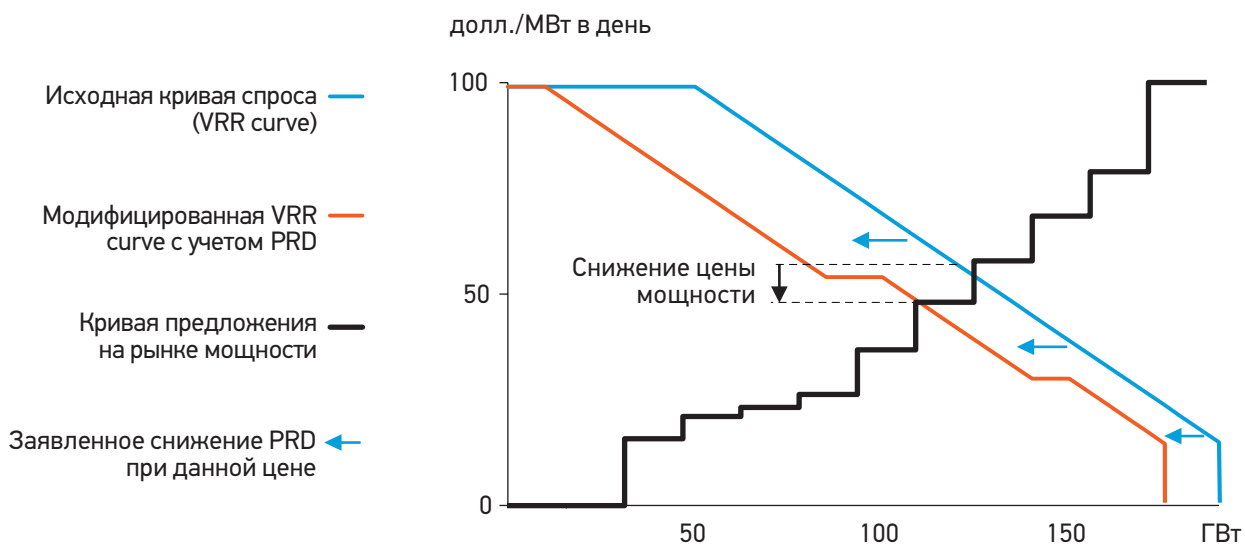
Источник: PJM, VYGON Consulting

Таким образом, готовность снижать нагрузку (в рамках PRD) может быть учтена в узлах модели электроэнергетического рынка при планировании на сутки вперед.

Заявленные в PRD мощности не получают платы за каждый непокрытый мегаватт-час, но оплачиваются согласно результатам аукционов мощности. Отличие двух механизмов заключается

в том, что участник PRD самостоятельно определяет уровень узловой цены на электроэнергию, при которой он снизит свое потребление, в иных условиях рыночный оператор не имеет права на управление его нагрузкой.

Рис. 7. Модификация кривой спроса на рынке мощности с учетом механизма PRD



Источник: PJM, VYGON Consulting

Итак, объемы DR в механизме PRD учитываются на рынке мощности, но уже не как предложение, а как характеристика спроса.

Для участника программы PRD ежедневно рассчитывается стоимость услуг (PRD credit), на которую может быть уменьшена плата за мощность (daily reliability charges). Скидка участника PRD определяется по сложившейся на аукционе мощности (Т-3) цене.

Независимый оператор PJM в последние 2 года стремится найти баланс портфеля мощности DR по характеру применения и надежности этого ресурса. Трансформация требований, по всей видимости, стабилизирует объемы мощности ценозависимого снижения на рынке PJM.

IESO – ОНТАРИО, КАНАДА

Первые программы управления спросом на электрическую энергию в Онтарио (зоне управления оператора IESO) появились в 2002–2003 гг. Инициативы оператора не получили широкого распространения из-за слабого информирования потребителей и низкого уровня их вознаграждения за участие.

Таблица 2.
Принципы работы DR: Онтарио, Канада

Мощности потребителей в DR	0,7 ГВт (3,6% от пикового потребления) в 2018 г.
Механизм вознаграждения	Продажа мощности на отдельных аукционах DR в год X-1 Ценовые заявки на рынке электрической энергии
Подтверждение факта исполнения	Historical baseline – по отклонению от скользящего 20-дневного среднего профиля Randomized control trial – по отклонению от профиля случайной выборки аналогичных потребителей (применяется для населения)
Объем обязательств участника	Разница между фактическим профилем и статистическим профилем
Снижение годовой платы за энергию для модельного потребителя	1,7%
Максимальная длительность ограничения нагрузки	4 часа
Предельное количество случаев за год	Не ограничено (де-факто не более 4 раз в год)

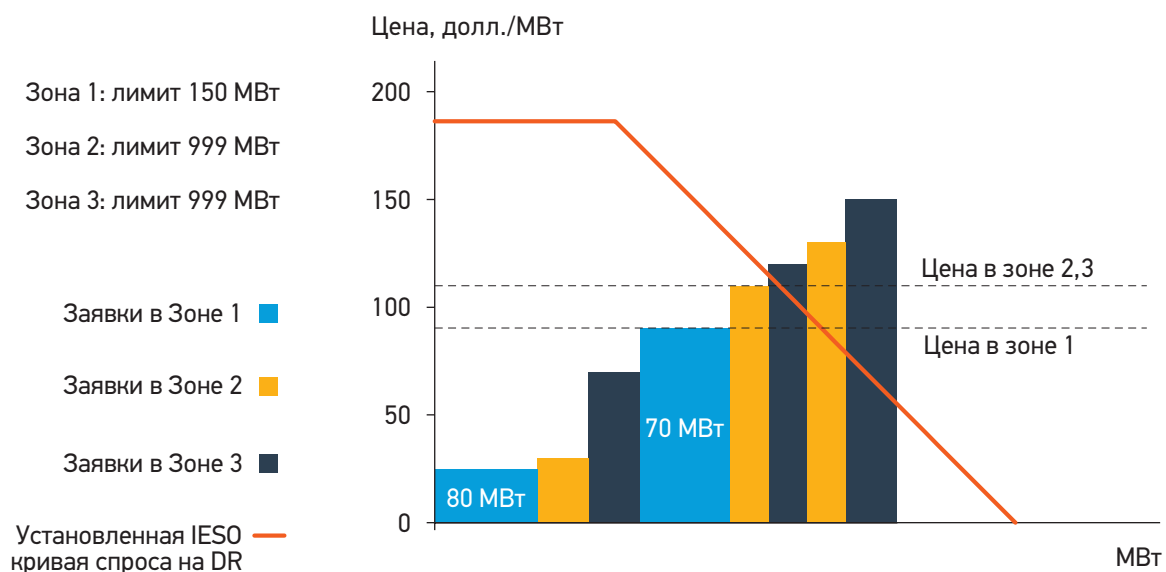
Источник: IESO, VYGON Consulting

В дальнейшем рост популярности DR был связан с успешным внедрением механизма для управления запертым сечением электросетей в одном из пригородов Торонто в 2006 г. Локальная цель – избежать загрузки ключевой подстанции до момента реализации проекта по расширению пропускной способности сети – была достигнута, после чего несколько распределительных сетевых компаний в Онтарио запустили индивидуальные программы управления нагрузкой потребителей.

В 2007 г. началась реализация программы отборов DR, предусматривающей как платежи за готовность к снижению своей нагрузки, так и дополнительную оплату за каждый случай срабатывания механизма. Программа оказалась достаточно успешной: возможность работы малых потребителей (50 кВт) через агрегаторов позволила вовлечь значительные объемы разнообразных «гибких» ресурсов, технологически готовых к участию в управлении нагрузкой.

Отбор мощности DR проводится отдельно по зонам энергосистемы. В отношении каждой из зон с учетом сетевых ограничений устанавливаются предельные максимальные величины отбора (Рисунок 8). Кроме того, максимальный объем ресурса DR определен для всей территории IESO отдельно на летний и зимний периоды аукциона.

Рис. 8. Аукцион мощности DR на рынке Канады в зоне IESO



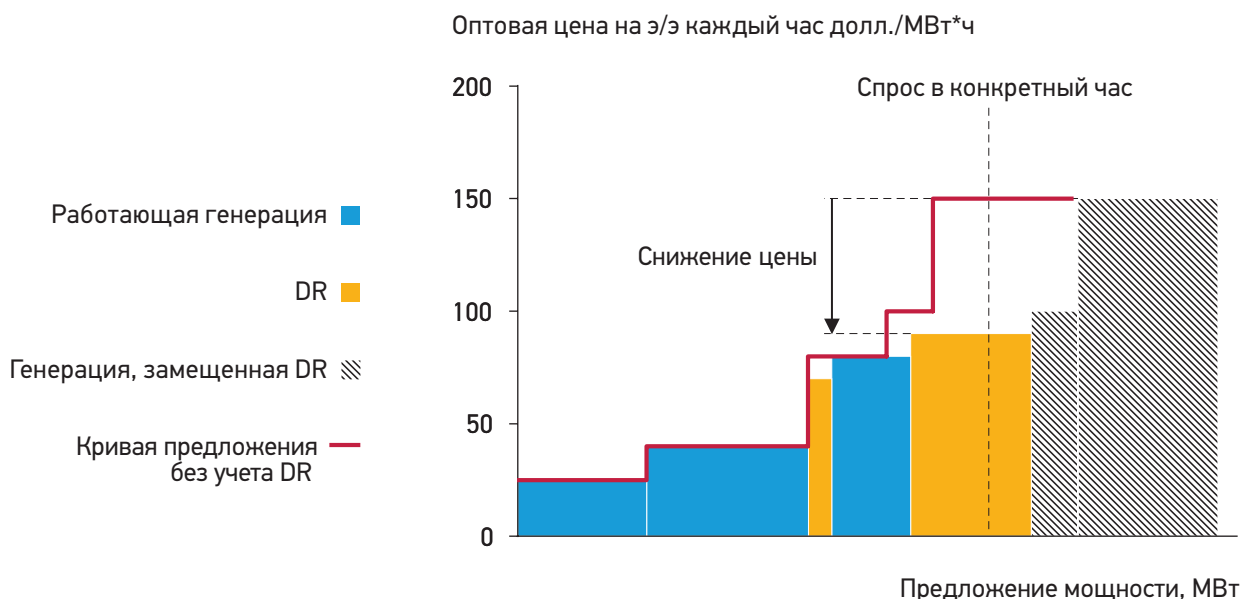
Источник: IESO, VYGON Consulting

Мощности DR конкурируют в рамках наклонной кривой спроса, устанавливаемой IESO с учетом целевого объема ресурсов DR. Цена выбирается таким образом, чтобы стимулировать участие достаточного числа потребителей.

В отношении каждой зоны с учетом установленных лимитов формируется своя замыкающая цена в рамках общей кривой спроса.

На сегодняшний день в аукционе мощностей DR в зоне IESO разыгрывается не только право получения платы за мощность, но и право участия в работе рынка электрической энергии. Отобранные в конкурентной процедуре участники DR должны подавать почасовые ценовые заявки на рынке на сутки вперед (day ahead) и балансирующем рынке (real-time).

Рис. 9. Принципы участия DR на рынке электроэнергии в Онтарио (IESO)



Источник: IESO, VYGON Consulting

Таким образом, у потребителей есть дополнительная возможность, управляя частотой срабатывания DR, влиять на равновесную цену электрической энергии.

Для контроля эффективности использования ресурсов DR канадский системный оператор IESO применяет статистические методы:

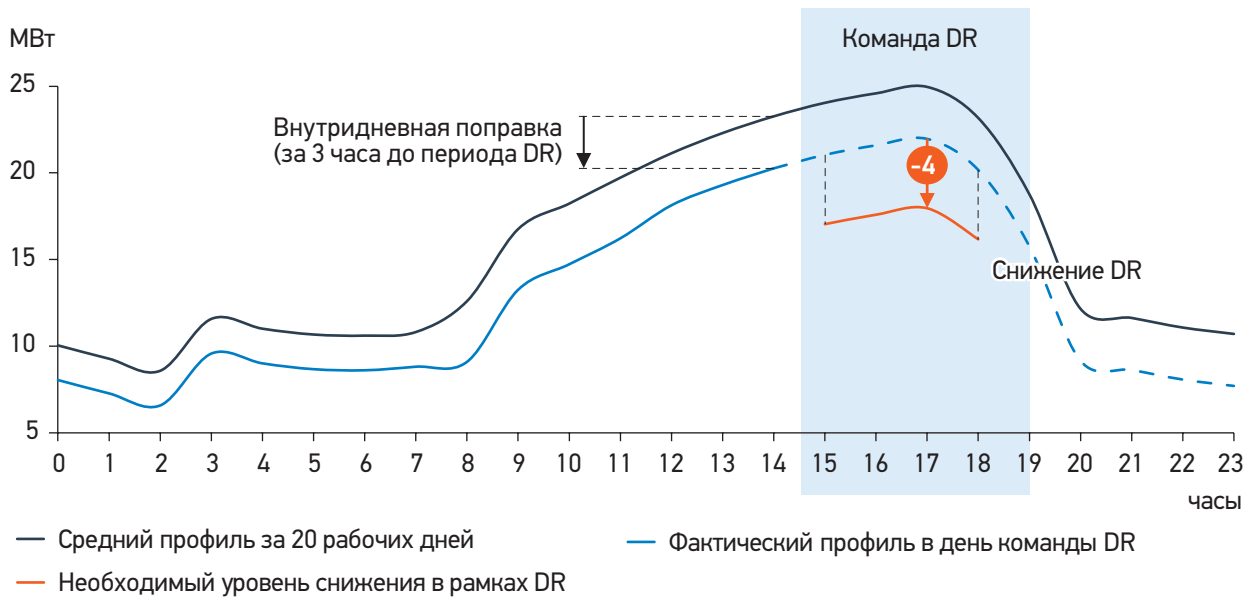
- анализа исторического графика потребления (historical baseline) – для коммерческих потребителей и промышленности;
- случайной контрольной выборки (randomized control trial) – для населения.

В случае historical baseline базовый профиль нагрузки, от которого рассчитывается снижение DR, определяется как среднее из 20 последних рабочих дней⁶ с поправкой на фактический режим потребления в часы, предшествующие команде на включение DR.

⁶

При этом 5 дней с самым низким потреблением в конкретный час отбрасываются.

Рис. 10. Уровень снижения DR по методу 20-дневной скользящей средней (IESO)

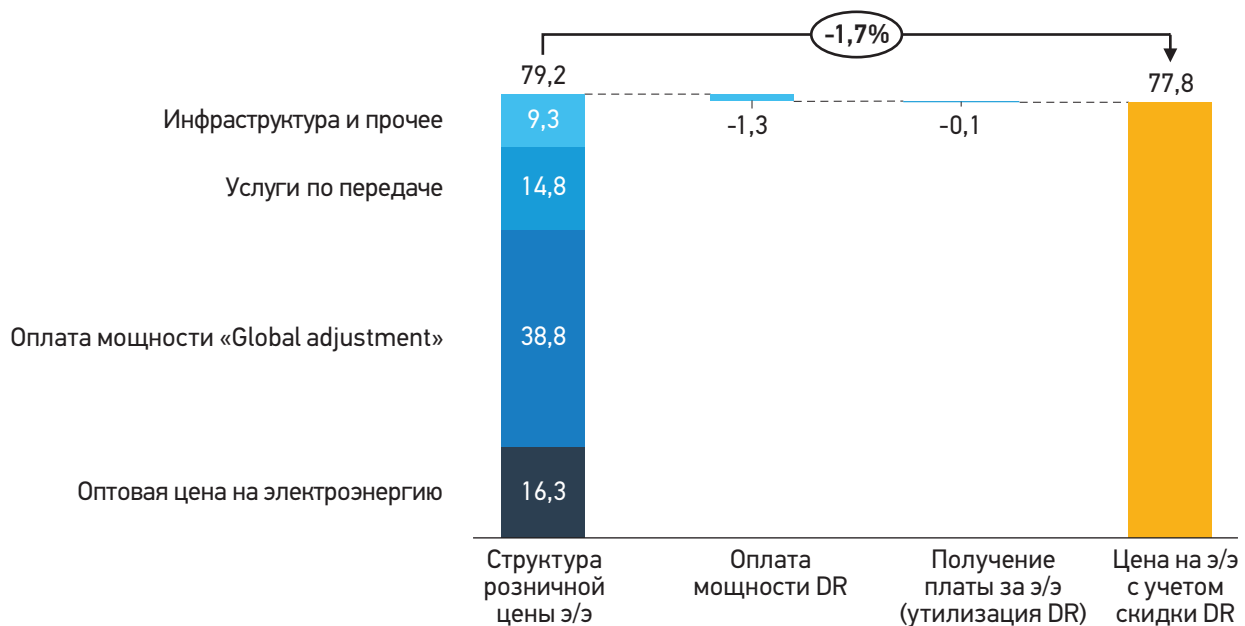


Источник: IESO, VYGON Consulting

При применении метода случайной выборки объем DR определяется как разница следующих величин:

- почасовой фактический профиль потребления контрольной группы аналогичных клиентов;
- почасовой фактический профиль потребления клиента, участвующего в DR.

Рис. 11. Снижение платежа за электроэнергию при участии модельного потребителя в DR, долл./МВтч



Источник: VYGON Consulting

Объемы участия мощностей потребителей в DR в зоне IESO ограничены лимитами для каждой зоны свободного перетока, но на сегодняшний день отобранные ресурсы складываются на уровнях значительно ниже таких лимитов из-за наличия альтернативного DR сценария управления нагрузкой крупных потребителей.

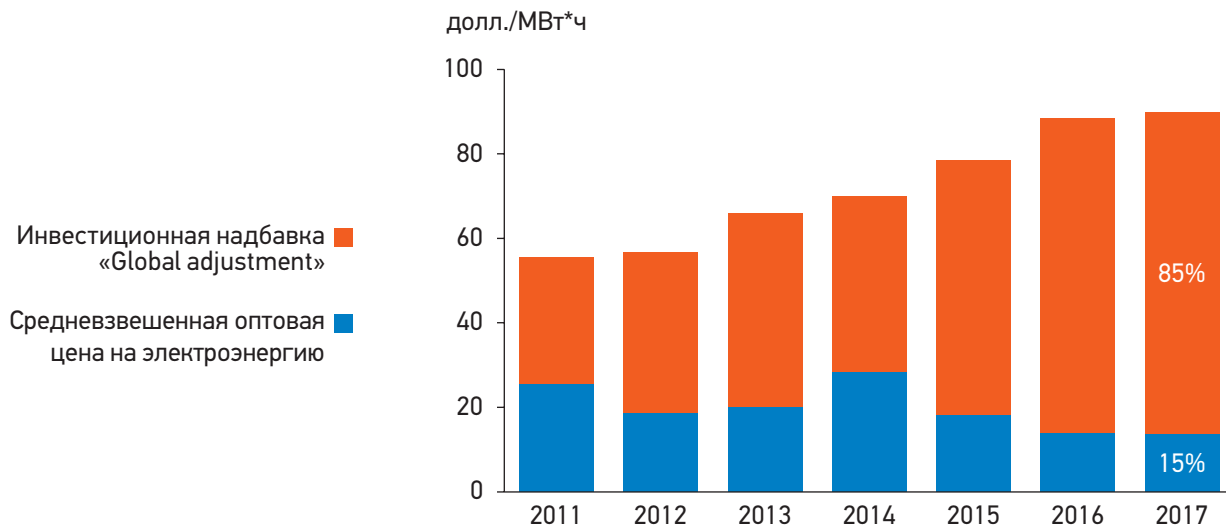
Global adjustment, или ДПМ по-канадски

Потребители Онтарио могли бы участвовать в программе demand response более активно, но IESO стимулирует их снижать нагрузку в системные пики за счет платы за мощность вне этого механизма.

С 2005 г. к конечной цене применяется инвестиционная надбавка (global adjustment), за счет которой финансируются программы гидро- и атомных электростанций, возобновляемой энергетики, а также новое строительство, модернизация и консервация объектов генерации.

Global adjustment составляет 70–85% от цены на электрическую энергию и оплачивается всеми потребителями энергии. Потребители с мощностью свыше 0,5 МВт несут бремя этой «нерыночной» нагрузки пропорционально индивидуальному вкладу в пиковый спрос на мощность. Индивидуальный вклад определяется только в часы фактической максимальной нагрузки системы (5 часов за год).

Рис. 12. Вклад инвестиционной надбавки в конечную цену на энергию в зоне IESO



Источник: IESO, VYGON Consulting

Отказ от потребления мощности в пиковые часы и соответствующее снижение индивидуального вклада в системный пик позволяют конкретному потребителю сократить плату за инвестиционную составляющую и уменьшить совокупный платеж за энергию.

Работающие в зоне IESO агрегаторы DR оказывают потребителям консультационные услуги по энергосбережению путем прогнозирования пиковых часов и ограничения нагрузки в периоды предполагаемых пиков.

ЮЖНАЯ КОРЕЯ

Южная Корея – один из лидеров среди развитых стран по росту электропотребления. За 2000–2018 гг. спрос на электрическую мощность удвоился с 40,1 ГВт до 85 ГВт. Национальный план развития электроэнергетики (8th Basic Plan for Long-Term Electricity Supply and Demand) содержит прогноз пикового спроса в 100,3 ГВт в 2030 г.

Таблица 3.
Принципы работы DR: Южная Корея

Мощности потребителей в DR	4% от пика (3,2 ГВт) в 2018 г.
Механизм вознаграждения	Продажа электричества на РСВ Продажа мощности на аукционе DR (X-1)
Подтверждение факта исполнения	Customer baseline load – по отклонению от среднего потребления за 6 дней из последних 10 (исключаются по 2 дня с самым высоким и низким потреблением)
Объем обязательств участника	Разница между фактическим профилем и прогнозируемым CBL
Снижение годовой платы за энергию для модельного потребителя	1,1% конечной цены
Максимальная длительность ограничения нагрузки	4 часа
Предельное количество случаев за год	Не более 30 раз в год

Источник: KEPCO, VYGON Consulting

В связи с этим ресурсы DR играют важную роль в управлении режимами работы энергосистемы страны. К 2030 г. планируется довести объем программ управления спросом с текущих 3,2 ГВт до 5,7 ГВт, что составит 5,6% пикового спроса.

Первые программы управления спросом появились еще в 1970-х, когда были введены прогрессивная шкала ставок на электроэнергию и дифференциация цен по сезонам года. В 2000-е гг. ряд программ по управлению нагрузкой потребителей проводила крупнейшая национальная энергетическая компания Korea Electric Power Corporation (KEPCO), контролирующая 80% генерации и 100% передачи электроэнергии в стране.

DR-программы KEPCO были направлены на управление спросом в определенные часы летнего пикового спроса, снижение пика, прогнозируемого на неделю вперед (a-week-ahead-notice of load reduction), а также на аварийное ограничение (urgent-load reduction).

Современный рынок управления нагрузкой потребителей сформировался в 2014 г. и представлен двумя программами корейской биржи электроэнергии Korean Power Exchange (KPX):

1. Программа по снижению пиковой нагрузки (Peak Shaving DR), в рамках которой системный оператор выдает команды на разгрузку заранее квалифицированным потребителям электрической энергии;
2. Экономический demand response (Cost Reduction DR), участники которого (потребители) подают заявки на оптовом рынке электрической энергии наравне с генераторами.

Потребители предоставляют свои мощности на оптовый рынок через агрегаторов нагрузки (load aggregators), которые собирают отдельные заявки в слоты DR мощностью от 100 кВт до 3 МВт.

Вознаграждение DR выплачивается из средств Фонда электроэнергетической промышленности (Electrical Industry Foundation Fund). Фонд формируется за счет взносов всех потребителей электрической энергии, основное направление его использования – инвестиции в развитие возобновляемой энергетики, электрификацию удаленных районов, научные исследования и разработки.

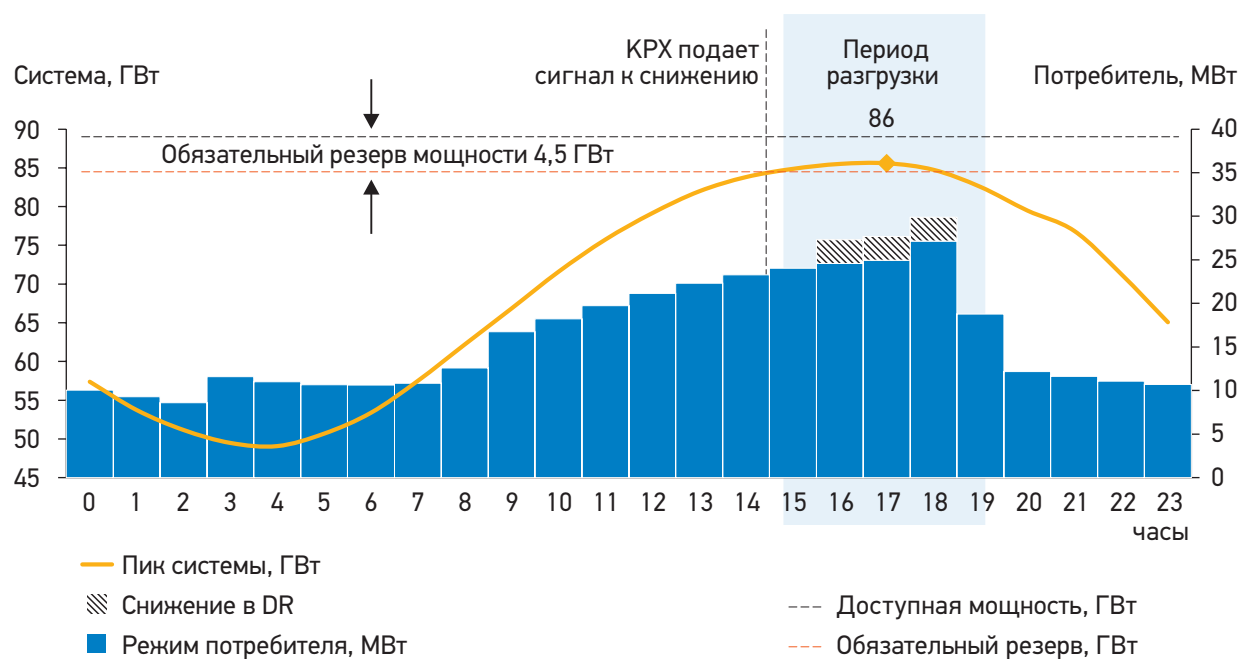
Участие в биржевых механизмах DR предполагает обязательное наличие у потребителей автоматизированного коммерческого учета электроэнергии. Условием для ежегодной квалификации участника является предсказуемость режима его потребления по статистическим показателям (Electricity Consumption Deviation).

Системный DR

Сигналом к реализации DR-заявок в программе Peak Shaving DR служит падение операционного резерва энергосистемы до уровня 4,5 ГВт (3,8% генерирующих мощностей).

КРХ вправе подключать DR-ресурсы на 2-3 часа до 30 раз в год. Потребителей информируют за час до фактического снижения нагрузки. Компенсация состоит из базовой ставки (base rate), равной плате за мощность для генераторов, и платы за непотребленную энергию (performance fee), равную оптовой цене на электроэнергию (system marginal price, или SMP).

Рис. 13. Принцип работы программы Peak Shaving DR КРХ

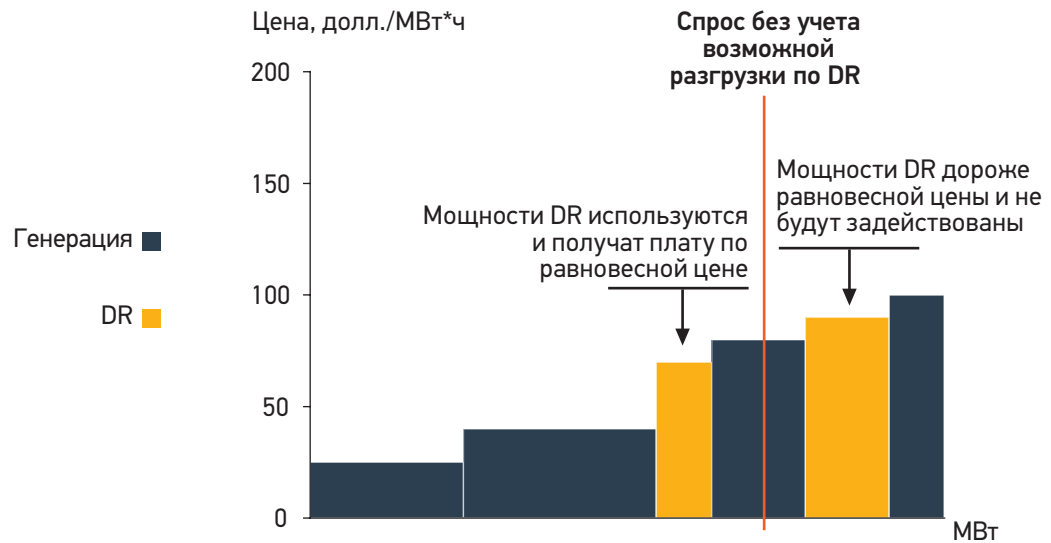


Источник: VYGON Consulting

Экономический DR

Участники механизма Cost Reduction DR наравне с генераторами подают заявки на рынке на сутки вперед вне зависимости от формирования пикового спроса в энергосистеме. Если удельная цена заявки DR оказывается ниже, чем цена выработки, потребители получают выгоду, снижая маржинальную цену и одновременно получая вознаграждение в виде платы за непотребленную электроэнергию.

Рис. 14. DR ресурсы на рынке электроэнергии Южной Кореи

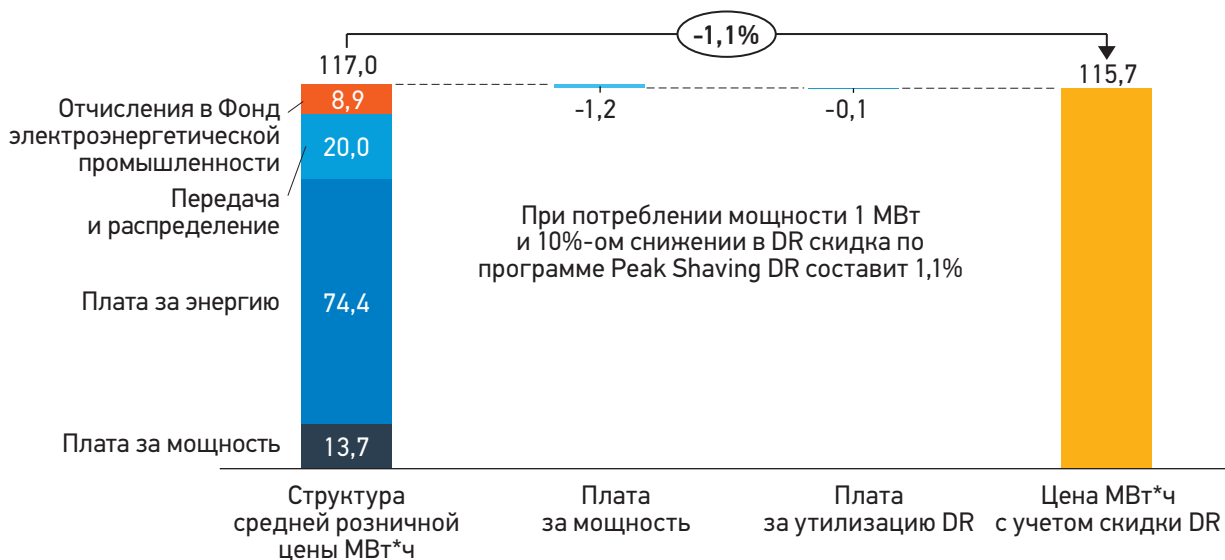


Источник: VYGON Consulting

Министерство объявило о ряде корректировок в программе DR, которые вступили в силу летом 2018 г. Главные изменения касаются вознаграждения участников за непотребленную энергию, размер которого будет равен не предельной оптовой цене на электроэнергию, а потолку цен в периоды ограниченного предложения электроэнергии. Более того, энергокомпании смогут уведомлять потребителей за сутки до снижения. Участники, которые могут снижать потребление только на 2 часа, тоже получили возможность присоединиться к программе, раньше ограничение составляло не менее 4 часов. А для тех потребителей, которые эффективно снижали нагрузку в предыдущие периоды, упрощена процедура ежеквартальных проверок.

Так, в 2017 г. для модельного потребителя с мощностью 1 МВт, участвующего в программе Peak Shaving DR, при 10%-м снижении вознаграждение составило 1,3 долл. США/МВт*ч (Рисунок 15).

Рис. 15. Снижение конечной цены модельного потребителя – участника DR, долл./МВт*ч



Источник: VYGON Consulting

ВЕЛИКОБРИТАНИЯ

Системы управления спросом на электропотребление в Великобритании тесно интегрированы с рынком системных услуг (Balancing services). Во всех программах DR одновременно участвуют заявки потребителей на готовность снижения нагрузки и на выдачу в сеть мощности за счет собственной генерации (распределенная генерация).

Около 2% объемов отклонений графика генерации и потребления продается и покупается в сегменте балансирующего рынка. Ресурсы DR потребителей являются неотъемлемой частью этого процесса.

Таблица 3.
Принципы работы DR: Великобритания

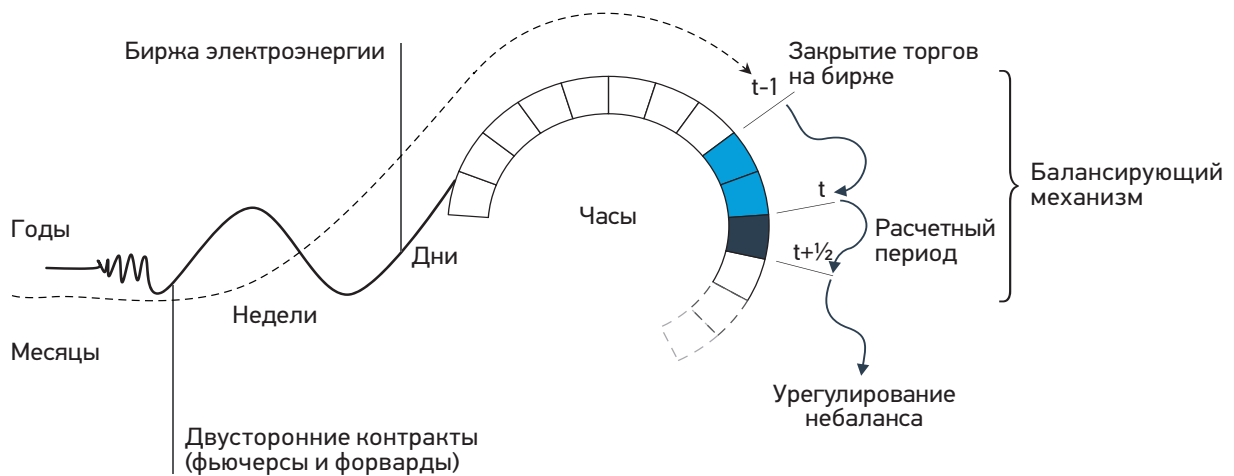
Мощности потребителей в DR	1,2 ГВт (2% от пикового спроса)
Механизм вознаграждения	Плата за мощность и утилизацию (непотребленную энергию) в рамках рынка системных услуг
Подтверждение факта исполнения	Отклонения от почасового плана (субъекты оптового рынка) Средства технического контроля (розница)
Объем обязательств участника	Разница между фактическим и плановым профилем потребления
Снижение годовой платы за энергию для модельного потребителя	0,6%
Максимальная длительность ограничения нагрузки	2 часа (STOR) 30 минут (FCDM)
Предельное количество случаев за год	Не ограничено

Источник: National Grid, VYGON Consulting

Программы DR National Grid

На сегодняшний день ресурсы потребителей, готовых активно управлять нагрузкой, закупаются системным оператором прежде всего как услуги частотного (Frequency Response) и резервного (Reserve Response) регулирования.

Рис. 16. Временная шкала балансирования рынка электроэнергии



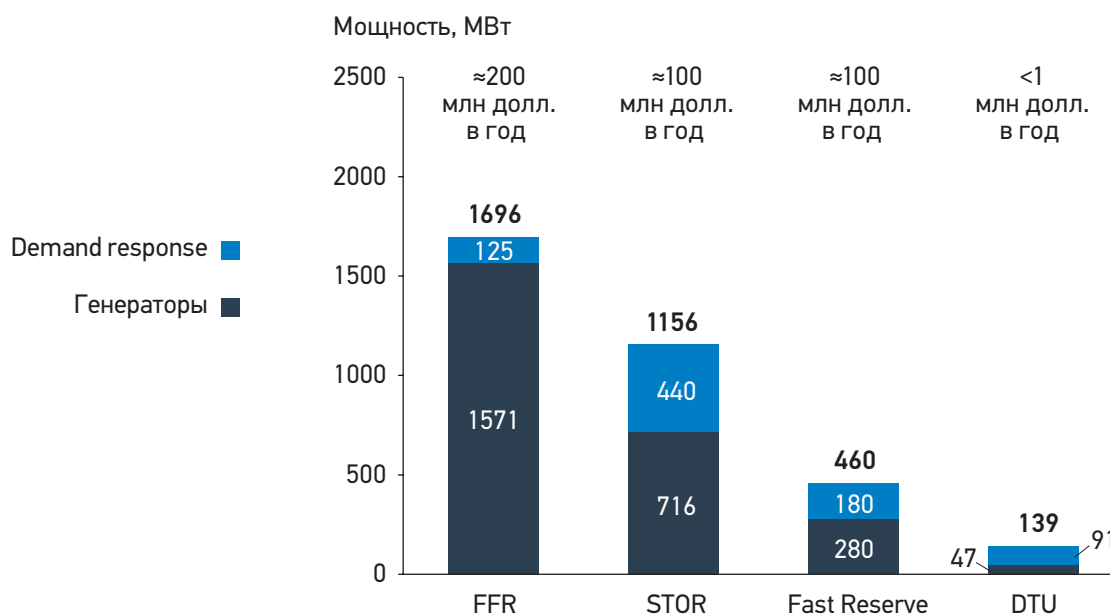
Источник: National Grid, VYGON Consulting

За час до 30-минутного расчетного периода на электронной площадке прекращается прием заявок от генераторов и потребителей. Системный оператор, функцию которого выполняет электросетевая компания National Grid, анализирует ресурсы и формирует эффективный набор мер для балансирования энергосистемы (Рисунок 16). Отбор технологически нейтрален: на рынке системных услуг активно проявляют себя генераторы, накопители энергии и «гибкая» нагрузка потребителей (Рисунок 17).

Управление снижением нагрузки осуществляется через стандартные уведомления (торговые графики) для участников оптового рынка, а также с использованием специального оборудования контроля для генерации и потребителей на розничных рынках.

Потребители и генераторы могут участвовать сразу в нескольких программах, если заявленные «окна готовности» не пересекаются друг с другом. Субъекты DR на балансирующем рынке получают две основные компенсации: за доступность ресурса (availability fee) и за фактическую разгрузку (utilization fee).

Рис. 17. Балансирующие объемы по программам и их стоимость



Источник: National Grid, VYGON Consulting

Значимым механизмом для DR-программ считается обеспечение краткосрочного операционного резерва мощности в периоды высокого спроса (Short Term Operational Reserve, или STOR). STOR проводится на 3 последующих года, каждый год делится

на 6 разных по продолжительности сезонов с учетом погодных условий и уровня потребления.

Для балансирования рынка в период высокой выработки ВИЭ или общего низкого уровня потребления существует программа повышения спроса (Demand Turn Up, или DTU).

В рамках рынка частотного регулирования сосуществуют две программы – Firm Frequency Response (FFR) и Enhanced Frequency Response (EFR), которые отличаются установленным максимальным временем снижения.

Кроме того, есть программа быстрого резерва (Fast Reserve), также направленная на обеспечение стабильности частоты системы в случае непредвиденного роста спроса или снижения предложения и недостаточности частотного регулирования (Таблица 4).

Таблица 4.
Технические требования DR-программ National Grid

Программа	FFR	Fast Reserve	STOR	DTU
Мин. мощность, МВт	1	50	3	1
Время реакции	1-30 сек	2 мин	240 мин	По заявке
Мин. прод-ть снижения	15 мин	15 мин	2 часа	По заявке
Количество конкурсов	1 в месяц	1 в месяц	3 в год	1 в год
Стоимость в год, млн долл.	≈ 200	≈ 100	≈ 100	<1

Источник: VYGON Consulting

Рынок мощности

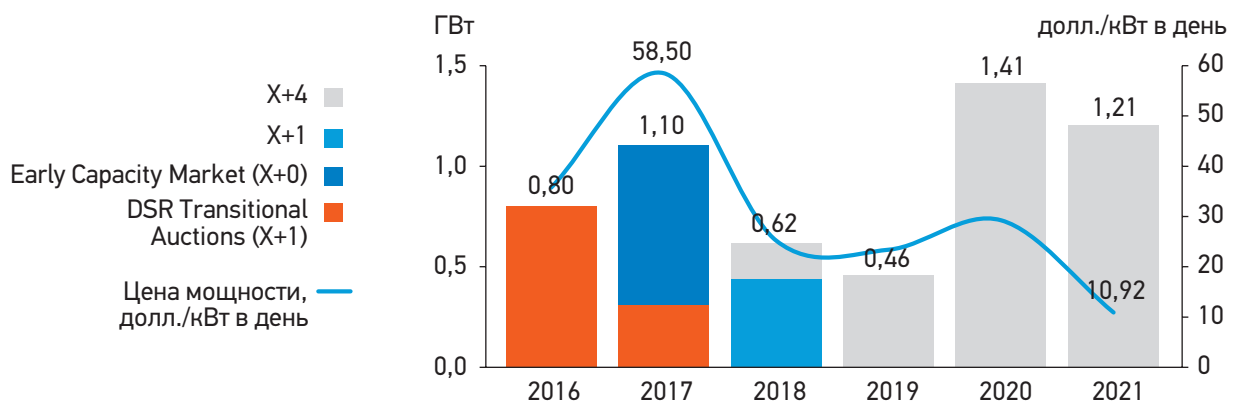
На рынке мощности ресурсы DR представлены наравне с новой и старой генерацией. Проводится два регулярных тендера – на 4 года (Т-4) и корректировочный на год вперед (Т-1).

Объем отбираемой мощности на аукционе Т-1 рекомендуется утвержденной правительством группой технических экспертов

(Panel of technical experts). В 2016–2017 гг. ввиду запуска сегмента рынка мощности проводились дополнительные аукционы для вовлечения ресурсов DR.

На сегодняшний день объемы отобранных мощностей DR на рынке мощности составили 1,2–1,4 ГВт (Рисунок 18). Дополнительные объемы DR могут быть квалифицированы в рамках корректировочных отборов (T-1).

Рис. 18. Результаты отбора мощности DR в Великобритании



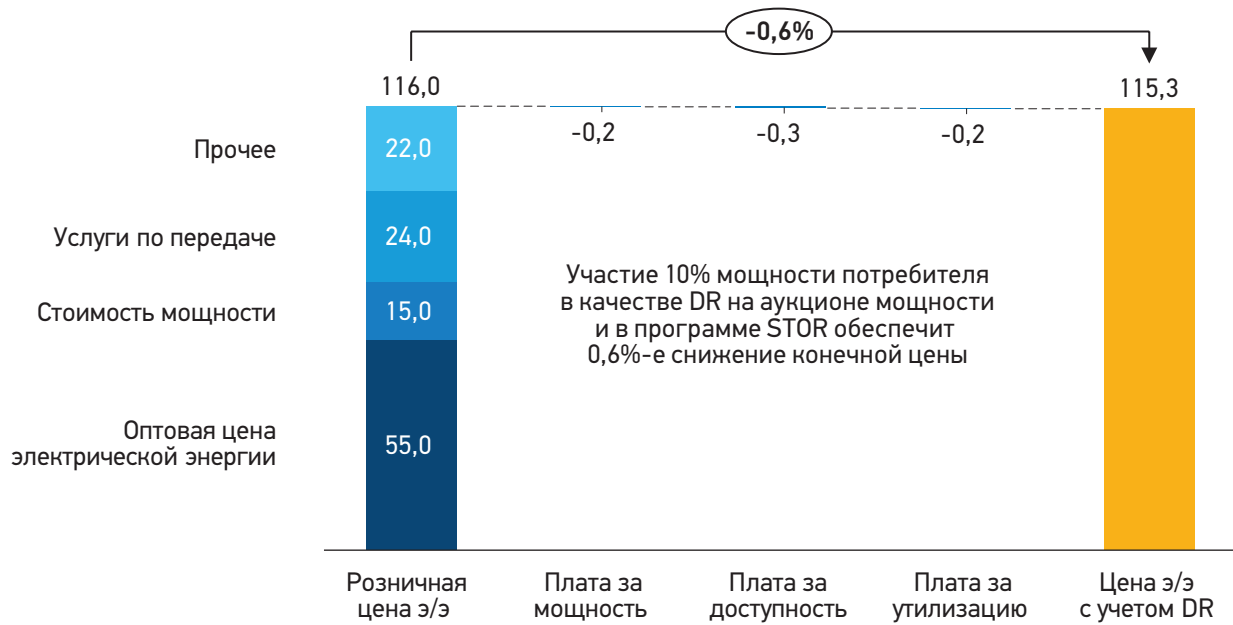
Источник: Ofgem, VYGON Consulting

В настоящее время происходят значительные изменения в структуре электроэнергетической отрасли Великобритании. До апреля 2019 г. должен завершиться процесс выделения системного оператора в отдельную, независимую от National Grid организацию.

Объявлена программа оптимизации текущего пакета услуг по балансированию рынка, существенную часть которой занимает DR. В то же время постоянно происходит стандартизация и упрощение процедур по прочим услугам с учетом мнений непосредственных участников рынка.

Для модельного потребителя с мощностью 1 МВт 10%-е сокращение в оговоренные часы снижает цену электроэнергии на 0,6%. (Рисунок 19).

Рис. 19. Цена за электричество с учетом участия в STOR и рынке мощности DR, долл./МВт*ч



Источник: National Grid, Ofgem, VYGON Consulting

DEMAND RESPONSE В РОССИИ

ОТЕЧЕСТВЕННЫЙ DR: ЦЗСП НА ОРЭМ

Участники ЦЗСП

Механизм ценозависимого снижения потребления, или ЦЗСП, действует в России с 2017 г. На сегодняшний день возможность экономить на цене электроэнергии за счет готовности снизить нагрузку доступна только потребителям оптового рынка – в основном это крупная промышленность.

К участию в ЦЗСП допускаются потребители с фактической мощностью более 5 МВт. Минимальный объем снижения нагрузки, который учитывается в рамках механизма, установлен на уровне 2 МВт. Правилами предусмотрена возможность выбора любого из трех временных интервалов фактического снижения: 2, 4 или 8 часов подряд.

Заявленная потребителями мощность ЦЗСП учитывается в конкурентных сегментах ОРЭМ:

- РСВ (рынок электрической энергии на сутки вперед);
- КОМ (конкурентный отбор мощности).

Присоединившись к отечественной программе DR, потребитель вправе рассчитывать на ежемесячную плату за каждый МВт, от потребления которого он готов отказаться в конкретные часы при разгрузке его на РСВ.

Таким образом, электроэнергетический рынок, с одной стороны, несет затраты на оплату услуг потребителей за готовность разгрузить торговый график, а с другой – получает эффект снижения цен на РСВ и КОМ.

Значительным потенциалом мощности для ЦЗСП располагают малые и средние предприятия, а также население. Поэтому в целях адекватного развития практики применения ЦЗСП в России крайне важно распространить использование данного механизма на розничные рынки.

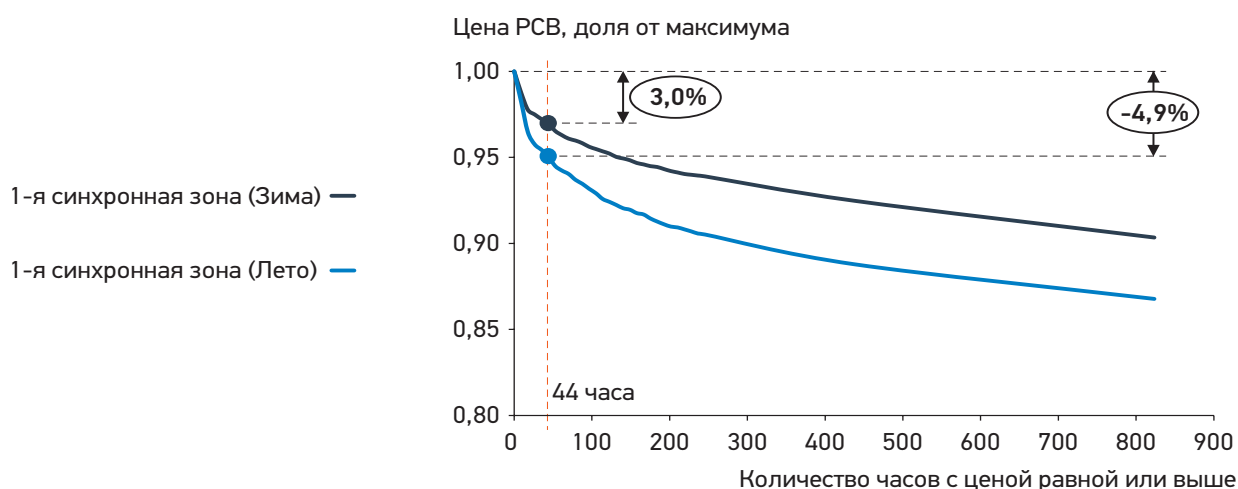
В 2018 г. начата работа по его распространению на потребителей розничного рынка электрической энергии посредством специальных агрегаторов мощности.

Частота и длительность снижения нагрузки

Участие в ЦЗСП предусматривает полное вознаграждение при условии готовности снизить нагрузку на 8 часов подряд.

При этом суммарная продолжительность периодов пиковых цен на РСВ составляет около 50 часов в год (цены в диапазоне от 0,95 до 1 от максимальной). Продолжительность отдельных периодов пиковых цен статистически редко превышает 4 часа. Это означает, что продолжительная (более 4 часов) разгрузка потребителей экономически нецелесообразна (Рисунок 20).

Рис. 20. Доля электроэнергии в эксплуатационных затратах, %



Источник: VYGON Consulting

Нормативно установлено предельное количество случаев срабатывания ЦЗСП в течение месяца – 10. Потребитель получает информацию о введении режима ценозависимого снижения потребления в день, предшествующий дню исполнения ЦЗСП. Но обязательства по разгрузке формируются при условии, что в границах соответствующей ценовой зоны:

- тепловая генерация в расчетный час максимальной цены РСВ предстоящих суток загружена более чем на 70% (летний период) или 75% (зимний период) от суммарного диапазона своего регулирования;
- задействование ресурсов ЦЗСП позволит снизить средневзвешенную цену в час расчетного (прогнозируемого) максимума.

Даже если условные события для активации механизма не произойдут, по результатам РСВ участник ЦЗСП должен снизить свое потребление как минимум раз в течение месяца. Такая тестовая разгрузка будет запланирована в случайный рабочий день в период с 25-го числа календарного месяца.

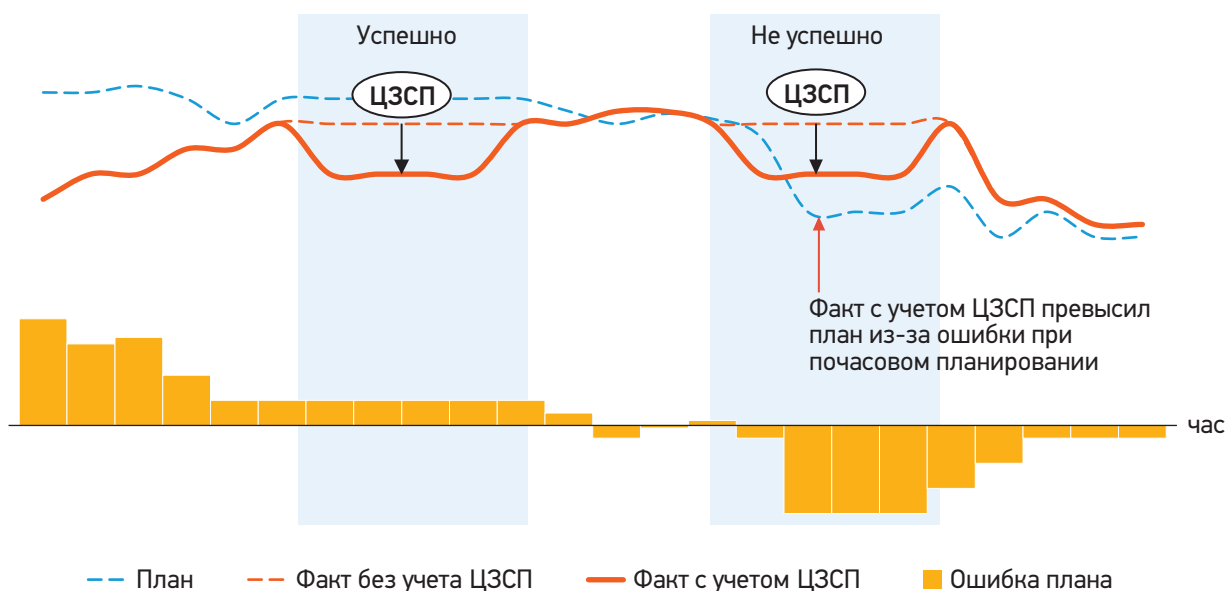
Количество срабатываний ЦЗСП очень важно для сбалансированности применения механизма:

- Большое количество разгрузок может быть неудобно потребителям, если в ЦЗСП заявлены мощности производств, технологические процессы которых высокочувствительны к режиму энергопотребления.
- Малое количество разгрузок может не обеспечить экономического эффекта на рынке электрической энергии РСВ.

Контроль исполнения обязательств

Участники ЦЗСП не обязаны устанавливать дополнительные средства автоматизации и технического контроля снижения своего потребления. Проверка успешного исполнения DR осуществляется по показателю фактического отклонения почасового потребления от заявленного планового (Рисунок 21) с использованием существующей в рамках оптового рынка системы коммерческого учета.

Рис. 21. Контроль исполнения ЦЗСП на ОРЭМ в России, МВт



Источник: VYGON Consulting

Действия потребителя по снижению нагрузки будут зачтены как успешное ЦЗСП, только если фактическое потребление не превысит скорректированный плановый почасовой торговый график, сформированный с учетом объема требуемого снижения.

Если в любой из часов действия команды ЦЗСП фактическая нагрузка окажется выше плана⁷ с учетом снижения, обязательство потребителя в этот день будет признано неисполненным. Итоговая оплата будет скорректирована исходя из соотношения числа успешных снижений и нарушений нового графика.

Таким образом, если ошибка – занижение почасового плана – будет выше объема фактического снижения ЦЗСП, участие становится экономически невыгодным. По этой причине потребитель с неточным почасовым планированием имеет меньше возможностей для участия в механизме.

Точнее говоря, ошибка почасового планирования (МВт каждый час) должна быть меньше, чем величина мощности (МВт), заявленной для участия в механизме ЦЗСП.

Рынок мощности

На рынке мощности потребители могут заявить в ходе аукциона X-4 о готовности снизить потребление энергии. Таким образом, выбор ресурсов DR осуществляется за 4 календарных года до поставки.

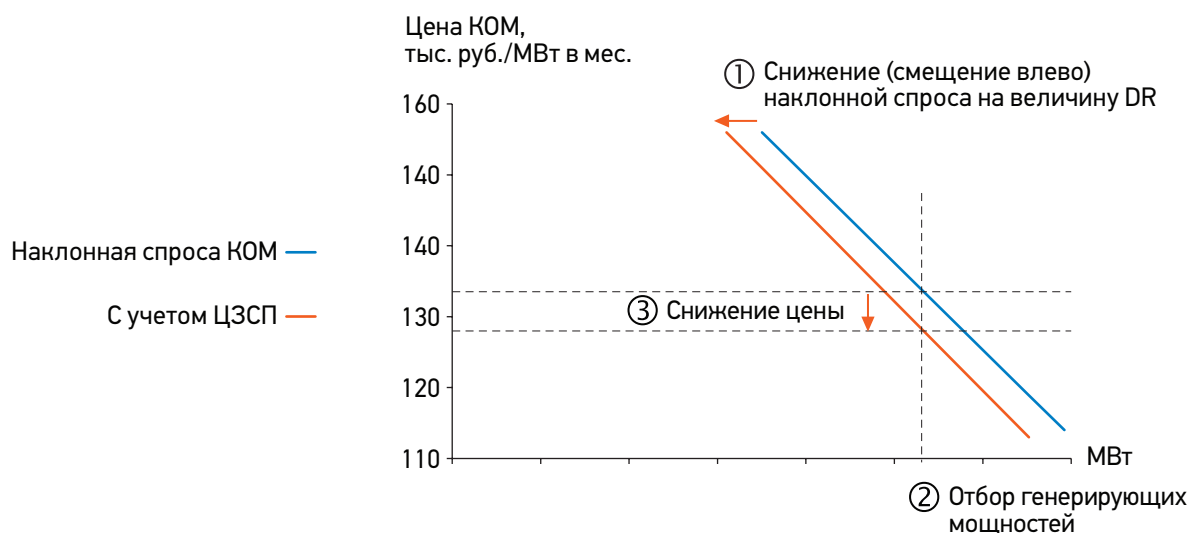
Наклонная, характеризующая спрос на мощность (в рамках КОМ), предварительно установленная отдельным распоряжением правительства, корректируется в ходе процедуры отбора на величину готовности снижения нагрузки (Рисунок 22).

Иными словами, предлагаемые в рамках DR мощности потребителей снижают объем спроса и, соответственно, равновесную цену на отборе (КОМ).

⁷

Допускается превышение факта над планом в объеме не более 5% заявленной в ЦЗСП мощности.

Рис. 22. Механизм DR на рынке мощности КОМ



Источник: VYGON Consulting

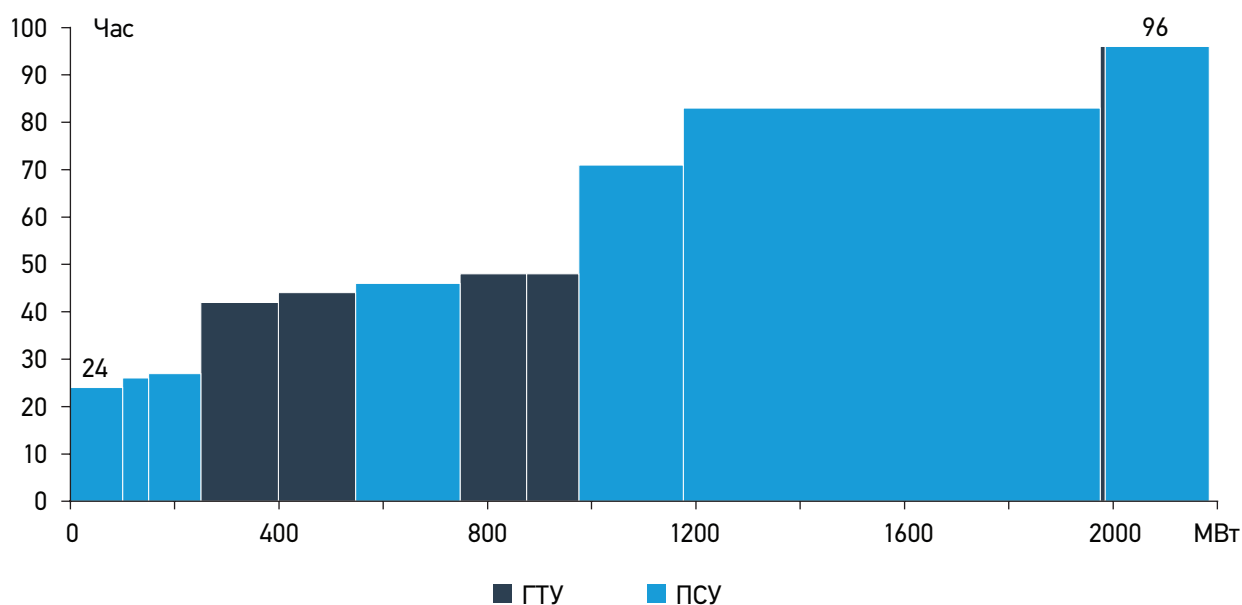
Данный эффект имеет разные значения для 1-й (Европа и Урал) и 2-й (Сибирь) ценовых зон оптового рынка. В Сибири ежегодно устанавливаемый правительством наклон кривой спроса больше, чем в Европейской части России, а значит, каждый мегаватт сильнее влияет на уровень равновесных цен.

Это объясняется тем, что 2-я ценовая зона примерно в 4 раза меньше 1-й, и каждый мегаватт как генерации, так и снижения нагрузки в Сибири более значим для поддержания баланса спроса и предложения.

Хотя участие ресурсов ЦЗСП в функционировании рынка мощности КОМ снижает спрос и влияет на предложение оптовой генерации как с точки зрения объема, так и цены, технически ресурсы demand response конкурируют только с пиковыми мощностями в системе.

Рост спроса на электрическую энергию требует от Системного оператора задействовать резервы, то есть загрузить мощности наименее эффективной генерации из готовой к несению нагрузки.

Рис. 23. Мощности РГЕ теплоэлектростанций с числом часов работы в 2017 г. менее 100



Источник: ATC, VYGON Consulting

2,2 ГВт электростанций пиковой системной генерации необходимы системе только 20–100 часов в течение календарного года, и именно такие объекты, часто работающие в вынужденном режиме, в перспективе могут быть полностью замещены менее дорогой альтернативой – ЦЗСП.

Рынок электрической энергии

Участники механизма ЦЗСП – потребители, квалифицированные коммерческим оператором и заявившие на КОМ⁸ объемы возможного снижения нагрузки, – также функционируют в сегменте рынка электрической энергии РСВ.

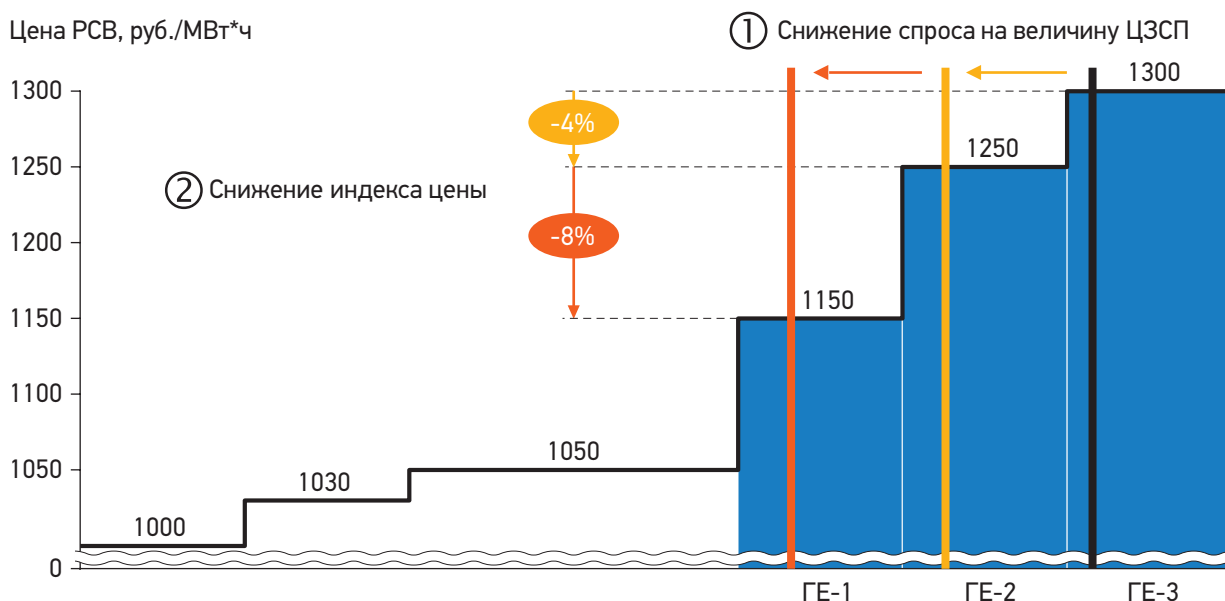
Коммерческий оператор, осуществляющий администрирование торгов РСВ, в каждой ценовой зоне расчет узловых цен и торговых графиков выполняет дважды: с учетом объемов ЦЗСП и без них.

8

В переходный период в 2017–2019 гг. потребители могут участвовать в ЦЗСП только в сегменте РСВ, поскольку отборы КОМ на эти годы уже завершены.

Если средневзвешенная цена РСВ в час максимума при включении ЦЗСП будет снижаться более чем на 1%⁹, коммерческий оператор проводит расчеты с учетом задействования ресурсов ЦЗСП (Рисунок 24).

Рис. 24. Принципы учета DR в сегменте рынка электрической энергии РСВ



Источник: VYGON Consulting

Объем ЦЗСП позволяет исключить из расчета цен РСВ наиболее дорогую заявку генератора, замыкающего плановый спрос, и снизить тем самым равновесную цену.

К особенностям применения ЦЗСП на ОРЭМ относится то, что предшествующая торгам РСВ процедура выбора состава включенного генерирующего оборудования (ВСВГО) проводится без учета ЦЗСП. В ходе проводимого Системным оператором отбора ВСВГО на каждые сутки определяется состав включенных генераторов и рассчитывается оплачиваемая потребителями плата за их пуски.

Таким образом, эффекты от задействования механизма ЦЗСП могут быть не в полной мере учтены при оптимизации общесистемных затрат.

⁹ В случае, если зарегистрированный для участия в ЦЗСП объем мощности составляет менее 0,2% совокупного спроса в ценовой зоне, к данному условию задействования ЦЗСП применяется понижающий коэффициент. Это обеспечивает адекватную периодичность срабатывания команд в период становления механизма.

ВСВГО с учетом ЦЗСП может быть эффективнее при условии, если он позволит не задействовать пиковую системную генерацию. В то же время целесообразность остановки уже включенного оборудования по причине готовности потребителей к ЦЗСП должна оцениваться с учетом вероятности перепусков и, соответственно, возникновения дополнительных системных затрат.

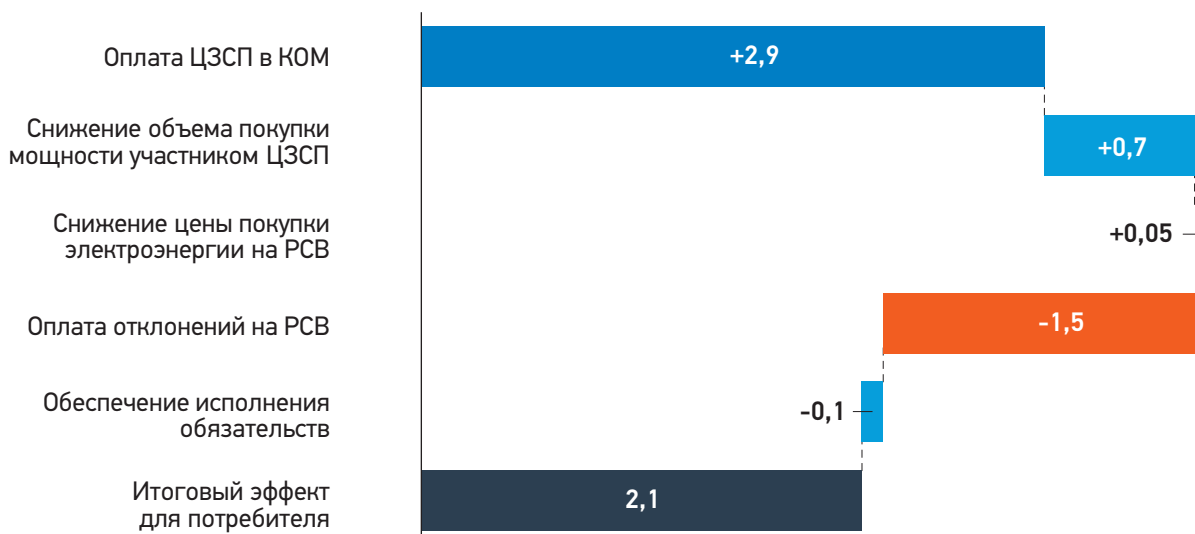
Возможность проведения ВСВГО с учетом ЦЗСП можно рассмотреть по факту накопления значительного объема статистических данных о функционировании механизма, в том числе об успешных и неуспешных срабатываниях.

Вознаграждение

Вознаграждение за участие в механизме ценозависимого снижения потребления определяется как произведение установившейся на определенный год цены КОМ и заявленного потребителем объема снижения мощности (при условии выполнения всех заданий на разгрузку, включая тестовые). Если участник гарантирует снижение только на 4 или 2 часа вместо максимальных 8, к размеру оплаты применяется понижающий коэффициент 0,5 и 0,25 соответственно.

Функционирование механизма ценозависимого снижения потребления формирует несколько основных эффектов (Рисунок 25).

Рис. 25. Основные эффекты участия в механизме ЦЗСП для потребителя (30 МВт), млн руб. в год



Источник: VYGON Consulting

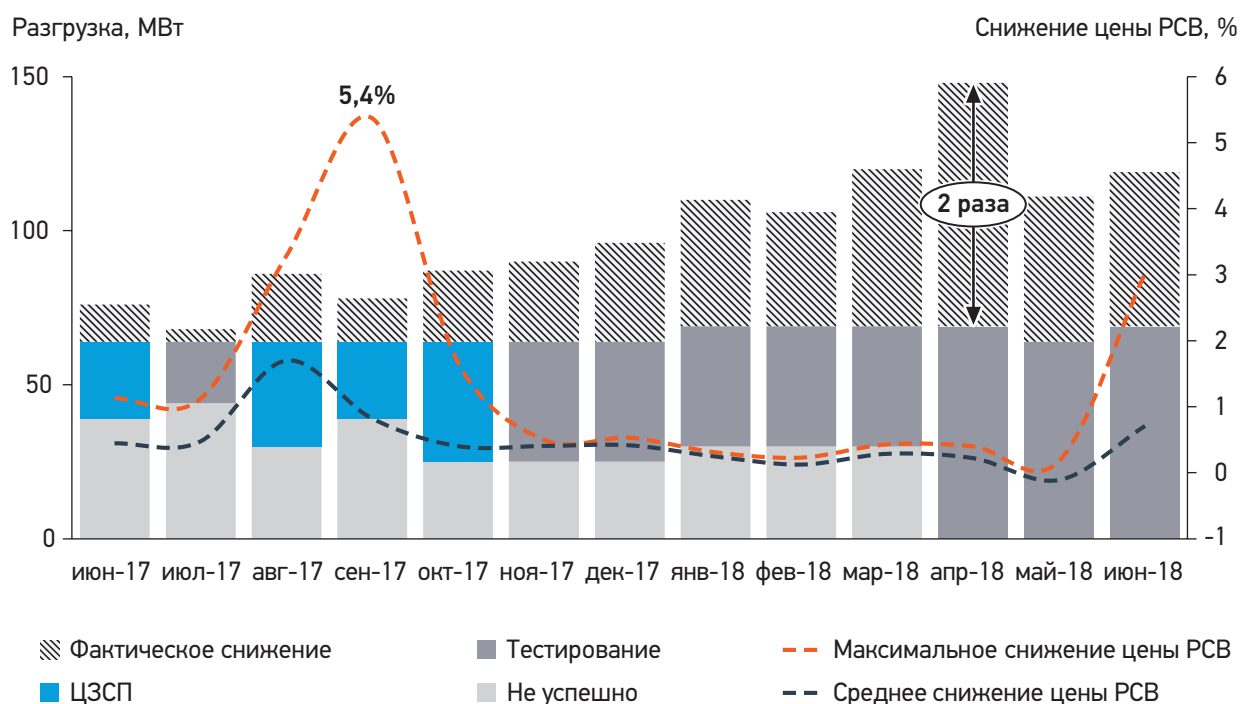
Расчеты показывают, что около половины вознаграждения для потребителя с мощностью 25-50 МВт, заявившего к снижению в ЦЗСП 2 МВт длительностью 8 часов, может быть потрачено на оплату отклонений в секторе БР. Дополнительная оплата отклонений связана с необходимостью завышения объемов планового торгового графика для того, чтобы с достаточной степенью вероятности избегать штрафов за невыполнение команды Системного оператора на снижение нагрузки.

Утилизация мощностей ЦЗСП в 2017–2018 гг.

На сегодняшний день к отечественному механизму ценозависимого снижения потребления присоединились предприятия только одной промышленной группы – алюминиевые заводы ОК «РУСАЛ». В совокупности в ЦЗСП участвуют 64 МВт их мощностей, что составляет 1% от потребления заводов и только 0,1% от пикового спроса 2-й ценовой зоны оптового рынка (Сибирь).

При разработке программы ЦЗСП предполагалось ограничение потребления 3–5 раз в месяц. В действительности же ЦЗСП сработал по экономическим критериям только 6 раз за 2017 г., а в 2018 г. – ни одного раза (Рисунок 26).

Рис. 26. Срабатывание ЦЗСП во 2-ой ценовой зоне в 2017-2018 гг.



Источник: СО ЕЭС, VYGON Consulting

Недостаточное количество срабатываний снижает общую экономическую эффективность ЦЗСП.

Совокупный расчетный эффект снижения цен на РСВ из-за ЦЗСП составил за этот период 8 млн руб. Среднее снижение цены РСВ в часы разгрузки потребителей равно 0,5%.

Причиной низкого уровня задействования ресурса DR стал нормативно установленный¹⁰ диапазон коэффициента востребованности предложения тепловой генерации (от 0,7 до 0,9). Исходя из модельных расчетов Системного оператора, снижение коэффициента востребованности предложения до 0,5 увеличит число срабатываний механизма ЦЗСП до 3–4 разгрузок в месяц и обеспечит положительный эффект для оптового рынка.

БАРЬЕРЫ ДЛЯ РАЗВИТИЯ DR

Вознаграждение не учитывает системные эффекты

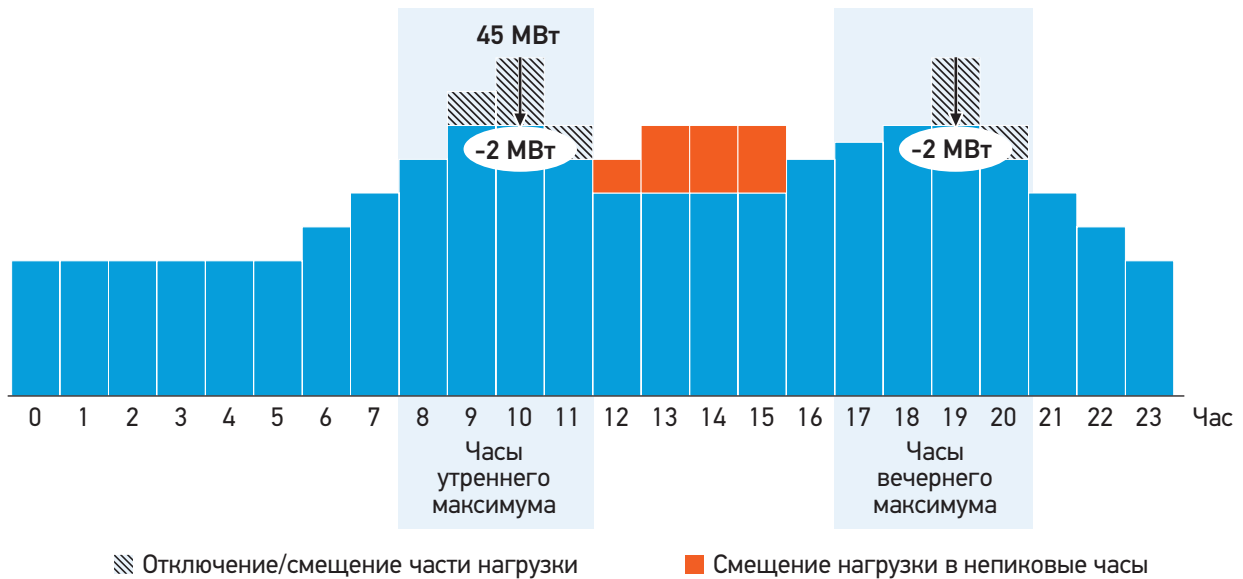
В текущей модели ЦЗСП активный участник механизма получает экономический эффект, который приблизительно равен снижению конечной цены на электроэнергию на 1 коп./кВт*ч.

При этом нельзя игнорировать индивидуальную возможность каждого потребителя осуществлять управление нагрузкой (оптимизировать режим потребления) вне программы ЦЗСП, ориентируясь на прогнозные часы максимального спроса на электроэнергию в регионе (Рисунок 27).

10

Постановление Правительства РФ от 20.07.2016 № 699.

Рис. 27. Принцип управление пиками нагрузки вне программы ЦЗСП



Источник: VYGON Consulting

Объем потребления мощности определяется исходя из индивидуального вклада в системный пик нагрузки.

Таблица 5.
Сравнение опций оптимизации затрат при управлении режимом потребления

	Управление пиковой нагрузкой в целях снижения объема покупки электрической мощности в отчетные часы	Управление нагрузкой в рамках программы ЦЗСП
Объем снижения мощности	Мощность любого оборудования, время включения которого может быть изменено внутри суток	Не может быть меньше 2 МВт Участие неэффективно, если заявленное снижение меньше вероятной ошибки в почасовом планировании
Периодичность	Эффект тем больше, чем чаще осуществляется снижение в рабочие дни	От 1 до 10 раз в месяц по рабочим дням
Момент снижения	В прогнозный час максимальной нагрузки энергосистемы региона	На следующий день после получения команды
Длительность снижения	Необходимо обеспечить снижение в заранее неизвестные часы	Для получения полного размера вознаграждения необходимо обеспечить снижение в течение 8 часов
Системный эффект	Снижение пиков нагрузки Снижение прогнозного спроса при разработке СИПР и расчете дефицита мощности	Снижение цен в сегментах РСВ и КОМ

Источник: VYGON Consulting

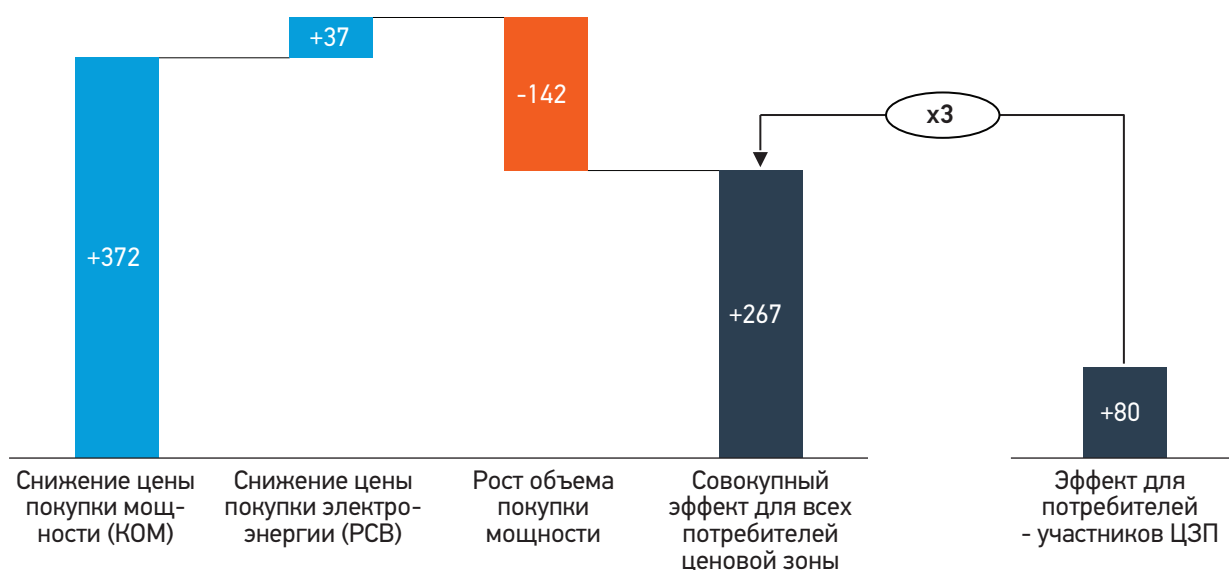
Успешно управляя нагрузкой каждый рабочий день, потребитель экономит на оплате мощности по средневзвешенной оптовой цене, а также во многих случаях на плате за передачу. Такое же снижение нагрузки в рамках программы ЦЗСП вознаграждается по цене КОМ. Поскольку средневзвешенная оптовая цена мощности выше цены КОМ примерно в 4 раза для 1-й зоны (Европа и Урал) и в 2 раза для 2-й зоны (Сибирь), эффект от регулярной самостоятельной оптимизации графика нагрузки (снижения в пиковые часы) превосходит объем вознаграждения ЦЗСП.

Очевидно, что вознаграждение участников механизма ЦЗСП не является привлекательным, поскольку оно:

- в 10–12 раз ниже оплаты новой мощности в рамках КОМ НГО;
- в 5–6 раз ниже экономического эффекта от успешного переноса нагрузки из часов максимума региона;
- в 2–4 раза ниже платы за потребление мощности на ОРЭМ по средневзвешенной системной цене;
- в 3 раза ниже общесистемного эффекта от сокращения совокупного платежа всех потребителей ценовых зон за счет снижения пиковых равновесных цен РСВ и цены КОМ.

В то же время использование мощности потребителей в качестве ресурса в механизме ЦЗСП позволяет экономить на плате за энергию в ценовых зонах ОРЭМ за счет снижения равновесной цены РСВ и цены КОМ. Такой эффект для всех потребителей в 3 раза превышает вознаграждение участников ЦЗСП (Рисунок 28).

Рис. 28. Системные эффекты ЦЗСП (100 МВт в 1-й ценовой зоне), млн руб. в год



Источник: VYGON Consulting

Контроль исполнения обязательств ЦЗСП по отклонениям ограничивает круг участников

Для эффективного участия в ЦЗСП максимальная ошибка почасового планирования нагрузки должна быть меньше мощности, заявленной к снижению в рамках программы. Крупнейшие покупатели на ОРЭМ обычно показывают высокое качество планирования с отклонениями фактического профиля менее 1–2%, но для абсолютного большинства потребителей электрической энергии в отдельные часы данный показатель превышает 30%. Учитывая величину минимального снижения в рамках ЦЗСП (2 МВт), можно сделать следующие выводы:

1. Действующий механизм ЦЗСП по критерию экономического эффекта относительно предсказуем (но необязательно привлекателен) для крупнейших потребителей (>100 МВт) с устойчивым к изменению нагрузки технологическим процессом. Снижение нагрузки в рамках ЦЗСП в размере менее 5% от общей мощности может достигаться управлением вспомогательным технологическим оборудованием.
2. Средние потребители с мощностью <50 МВт способны относительно верно спрогнозировать эффекты от участия в ЦЗСП, только если обладают высокой точностью почасового планирования и возможностью отказаться в день

ЦЗСП от не менее чем 5% своей мощности. Для производственных предприятий снижение потребления более чем на 5% чаще всего достижимо только при вмешательстве в основные технологические процессы или за счет использования резервного генератора.

3. Для малых потребителей качество планирования становится критическим барьером. При общей нагрузке 5–20 МВт для участия в ЦЗСП они должны иметь возможность управлять мощностью в пределах 10–50% от нагрузки, что зачастую достижимо только при использовании резервного генератора.

Снижение или отмена минимальных значений потребляемой и заявленной к снижению мощности частично устраняет проблему стоимости отклонений. Фактически такой барьер становится естественным фильтром механизма: у потребителей со слабо прогнозируемым режимом, а значит и фактическим вкладом в нагрузку, нет экономического стимула участвовать в ЦЗП.

При переходе на шестилетний КОМ доступ к ЦЗСП для новых участников закроется до 2025 г.

Поскольку вознаграждение для участия в ЦЗСП оказалось установлено на низком уровне, в отборах мощности на 2020–2021 гг. был заявлен лишь незначительный объем ЦЗСП. Причем весь он представлен заводами ОК «РУСАЛ», обладающими технологической возможностью гибко управлять нагрузкой основного производственного оборудования.

В 2017–2019 гг. действует упрощенный порядок доступа потребителей к механизму ЦЗСП. Заявку можно подать в ноябре предшествующего года, но такой ресурс DR будет учитываться только в процессе определения равновесной цены в сегменте торгов электрической энергией РСВ. Конкурентный отбор мощности на эти периоды уже окончен, и снижение потребления в рамках ЦЗСП в отдельные годы не отразится на цене КОМ. Иными словами, участники ЦЗСП получают в качестве вознаграждения полную равновесную цену КОМ, не оказывая влияния на ее снижение.

В отсутствие активных потребителей, готовых заявить мощности ЦЗСП в отборах КОМ на 2022–2024 гг., развитие ЦЗСП в текущей конфигурации застынет по меньшей мере до 2025 г.

Даже в случае продления периода упрощенного порядка доступа потребителей к ЦЗСП (без участия в отборе КОМ) участие в ЦЗСП

не в полной мере отразится на энергосистеме, а потребители не получают гипотетически возможную экономию в цене мощности.

ВОЗМОЖНОСТИ ДЛЯ ОПТИМИЗАЦИИ DR В РОССИИ

Переходный период

Становление механизма ЦЗСП в России происходит не в самый лучший момент с точки зрения конъюнктуры электроэнергетического рынка, характеризующейся профицитом генерирующей мощности. Цены на мощность в КОМ ограничены как объективным избытком предложения, так и решениями регулятора. Цена на электроэнергию в сегменте РСВ также находится под давлением факторов роста ценопринимающего предложения новых блоков АЭС.

На этом фоне текущий размер вознаграждения за мощность, заявленную потребителями в ЦЗСП, незначителен и не дает достаточных сигналов потенциальным участникам процесса. Компенсация за ресурсы ЦЗСП в разы ниже средневзвешенной цены на мощность ОРЭМ, фактически уплачиваемой конечными потребителями.

В текущем году пройдет отбор генерирующих мощностей на 2022 г. (а учитывая предложение Минэнерго, вероятно, на 2022–2024 гг.). Слабая популяризация ЦЗСП мешает потребителям в полной мере участвовать в отборах, что, по сути, отложит дальнейшее эффективное развитие DR в России на вторую половину 2020-х гг.

В этой связи можно принять решение о переходном «адаптационном» периоде. Упрощенный доступ ресурсов ЦЗСП в сегмент РСВ необходимо продлить по меньшей мере до 2025 г.

Для сохранения стоимостного баланса рынка необходимо усилить эффект снижения цен РСВ за счет роста количества срабатываний ЦЗСП.

Снижение технических требований для участия в ЦЗСП

Минимальная мощность потребителя для участия в ЦЗСП на оптовом рынке, согласно актуальным НПА, должна быть не ниже 5 МВт, а величина номинального снижения – 2 МВт.

Такие требования делают невозможным участие в ЦЗСП значительной части мощностей средних и малых потребителей в РФ.

Другой важный ограничивающий фактор – базовая продолжительность разгрузки в ЦЗСП. Сегодня она нормативно установлена на избыточном уровне 8 часов, в то время как длительность пикового периода цены редко превышает 4 часа подряд.

Чтобы максимально полно задействовать имеющиеся ресурсы потребителей в механизме DR, необходимо скорректировать требования минимальной мощности для входа на рынок.

Следует рассмотреть возможность изменить продолжительность разгрузки и сохранить программы с 2 и 4 часами разгрузки подряд, а также снизить предельное число разгрузок в месяц с 10 до 5.

Это позволит сделать возможным участие в ЦЗСП:

- средних и малых производственных и торговых предприятий;
- административных зданий, в том числе бюджетных учреждений;
- предприятий с резервными дизельными генераторами;
- владельцев резервных аккумуляторных источников электропитания.

Такие меры повысят привлекательность ЦЗСП для потребителей и одновременно обеспечат экономическую эффективность использования механизма.

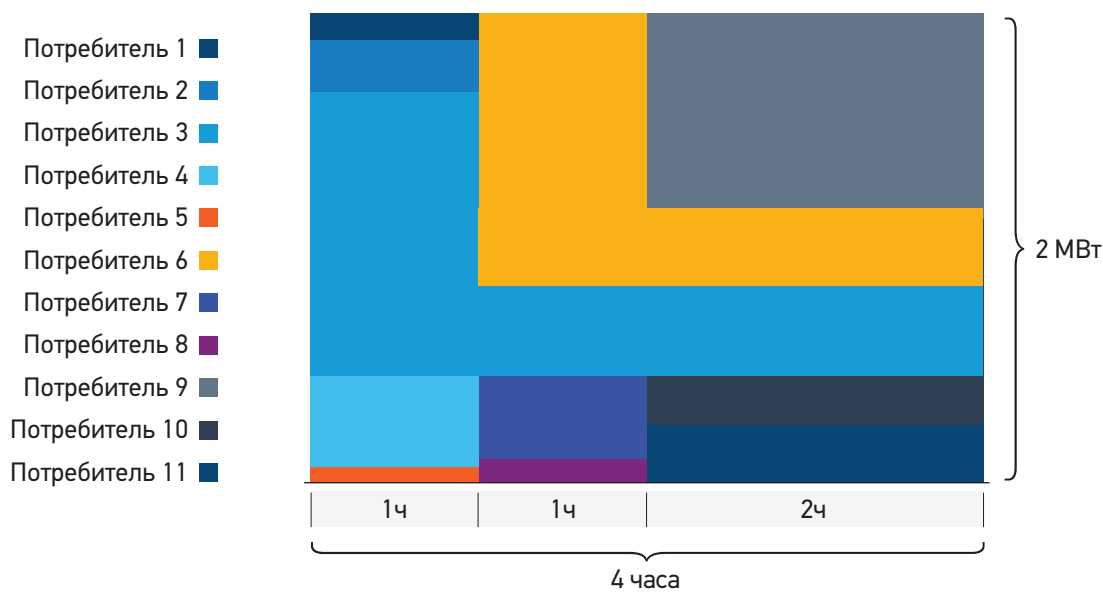
Агрегаторы ресурсов DR на розничных рынках

Ресурсы ЦЗСП множества средних и малых потребителей, приобретающих энергию на розничных рынках, могут быть с экономической точки зрения эффективно интегрированы в оптовый рынок через агрегаторов – квалифицированных посредников. Это позволит:

- объединять ограниченные объемы мощности отдельных потребителей в единые «слоты», допущенные к участию в механизме demand response в соответствии с требованиями ОРЭМ (Рисунок 29).

- трансформировать сложный расчет вознаграждения за участие в механизме ЦЗСП в понятную потребителю систему фиксированных платежей или даже скидок к конечной цене на электроэнергию.

Рис. 29. Консолидация мощностей потребителей в единый «слот» для заявки ЦЗСП



Источник: VYGON Consulting

Создание возможности консолидации мощностей нескольких потребителей в общей заявке дополнительно позволит снять ограничения на допуск к механизму ЦЗСП потребителей малой мощности.

Агрегаторы могут успешно управлять распределенными ресурсами розничных потребителей, приобретающих энергию как у энергосбытовых компаний, так и у гарантирующих поставщиков.

Оптимизация системы контроля исполнения обязательств ресурсами ЦЗСП

На сегодняшний день фактический объем ценозависимого снижения определяется как разница между фактом потребления и почасовым планом, заявленным до получения команды на снижение нагрузки в рамках механизма ЦЗСП.

На практике потребитель за сутки вперед узнает абсолютный уровень мощности (план, скорректированный на заявленную величину ЦЗСП), в рамках которого необходимо будет ограничить фактическое потребление.

Метод в целом соответствует международной практике (firm service load на рынках PJM). Однако у него есть и недостатки: например, невозможно учесть рост электропотребления, вызванный резким скачком температуры окружающего воздуха в день исполнения команды.

Для расширения круга участников в механизме ЦЗСП необходимо внедрить альтернативные способы контроля исполнения обязательств участников. Это могут быть методики, основанные на модифицированной базовой нагрузке (customer baseline), учитывающей статистику потребления, а также факторы погоды и календаря.

В случае возможности отключения потребителем (участником ЦЗСП) конкретного технологического оборудования или, например, использования резервного генератора в качестве ресурса DR целесообразно применять метод прямого измерения почасового объема потребления (генерации) энергии на каждой контролируемой единице оборудования.

Технический контроль фактических показателей позволит успешно фиксировать участие в механизме DR потребителей с волатильным графиком потребления и низким качеством планирования (Рисунок 30).

Рис. 30. Пример разных методов контроля одного события ЦЗСП, МВт



Источник: VYGON Consulting

Стоит отметить, что участие в ЦЗСП потребителей с техническими средствами контроля (измерения) индивидуального вклада в снижение системного пика позволяет в перспективе интегрировать рынок DR в сегмент балансирующего рынка.

По сравнению с проверкой срабатывания ЦЗСП счетным математическим алгоритмом, технический контроль фактического ценозависимого снижения позволяет с большей уверенностью учитывать ресурсы DR:

при экономической оптимизации загрузки генерирующего оборудования (планировании пусков электростанций в рамках ВСВГО) – на суточном горизонте;

при расчете балансов мощности в рамках схемы и программы развития Единой энергетической системы России – в долгосрочном прогнозе.

Агрегаторы вместо избыточного регулирования ЦЗСП

Необязательно устанавливать в нормативных документах требования к устройствам технологической инфраструктуры учета и контроля ресурсов, участвующих в ЦЗСП.

Достаточно допустить к механизму посредников-агрегаторов и не устанавливать запреты и ограничения на их взаимодействие с потребителями.

Обязательства на оптовом рынке в такой модели будут по-прежнему исполняться по статистической математической модели, согласованной агрегаторами и оператором рынка в рамках договора о присоединении к торговой системе или договора на оказание системных услуг.

Посредники-агрегаторы, в свою очередь, будут взаимодействовать с потребителями, используя все доступные способы и современные технологии, включая автоматизированные средства контроля и учета.

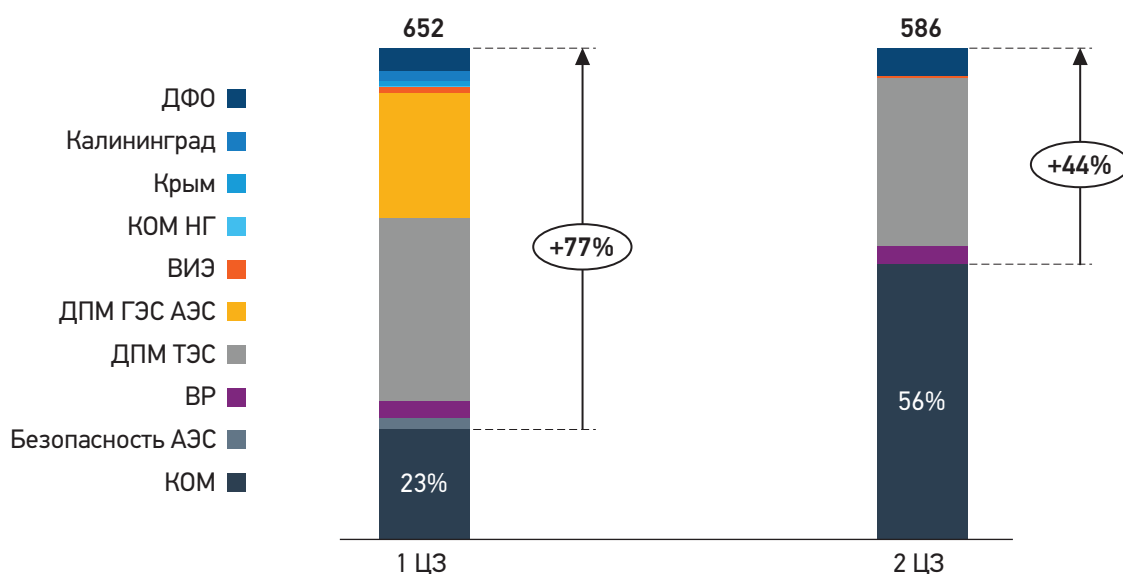
Вознаграждение за участие в DR

Фактическая мощность, оплачиваемая покупателями на оптовом рынке, рассчитывается как среднее значение потребления (нагрузки) в часы максимума по рабочим дням. Цена мощности для потребителя определяется как средневзвешенная стоимость мощности на КОМ с учетом стоимости надбавок и объемов мощности, приобретаемых в рамках отдельных сегментов ОРЭМ, таких как:

- договоры о предоставлении мощности ДПМ ТЭС, ДПМ ВИЭ;
- тарифы для вынужденных генераторов;
- спецнадбавки для возврата инвестиций в Крыму, Калининградской области;
- субсидии на выравнивание тарифов в дальневосточных регионах;
- надбавка за безопасную эксплуатацию АЭС.

Таким образом, итоговая цена мощности, которую оплачивает потребитель, значительно превышает цену КОМ, исходя из которой сегодня оплачиваются ресурсы ЦЗСП (Рисунок 31).

Рис. 31. Структура конечной цены мощности в разрезе ценовых зон, тыс. руб./МВт в месяц

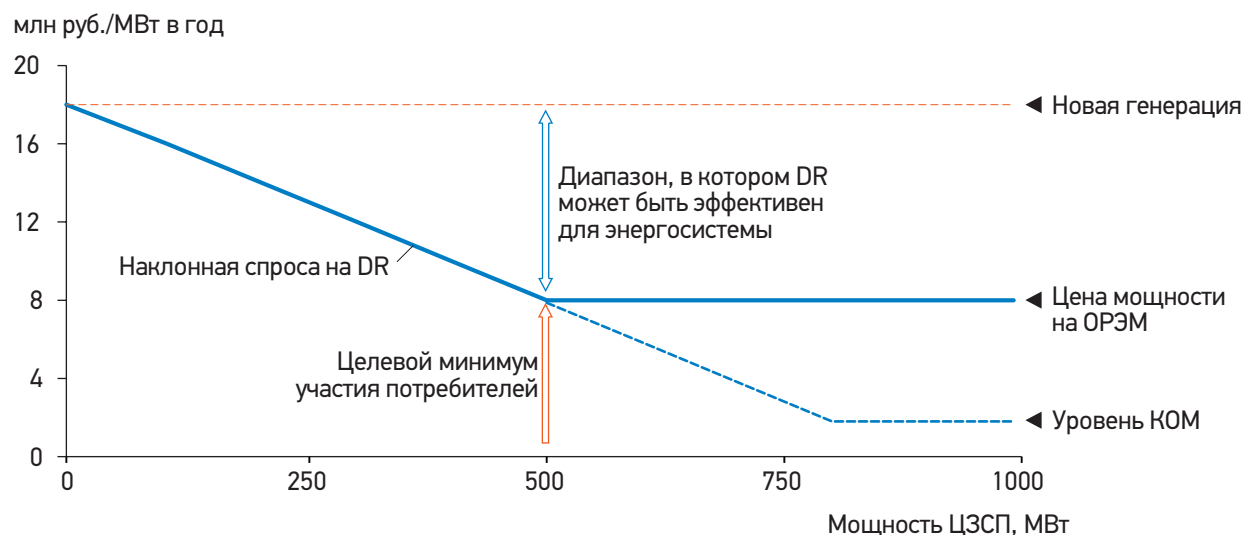


Источник: VYGON Consulting

Готовность потребителей ограничить нагрузку сетей в среднесрочной и долгосрочной перспективе выступает альтернативой использованию системных «пиковых» генераторов, но только в исключительных случаях позволит отказаться от строительства новых мощностей при возникновении локального дефицита.

Цена 1 МВт новой генерации, позволяющая окупить инвестиции по контрактам КОМ НГО, доходит до 1,5–2 млн руб./МВт в месяц, что в 10–12 раз превышает плату в КОМ.

Рис. 32. Пример наклонной спроса на ресурсы DR



Источник: VYGON Consulting

В это же время после получения стабильной статистики работы DR возможно предусмотреть учет объемов мощности (потребителей), заявленных в ЦЗСП при прогнозе дефицита мощности и планировании нового строительства.

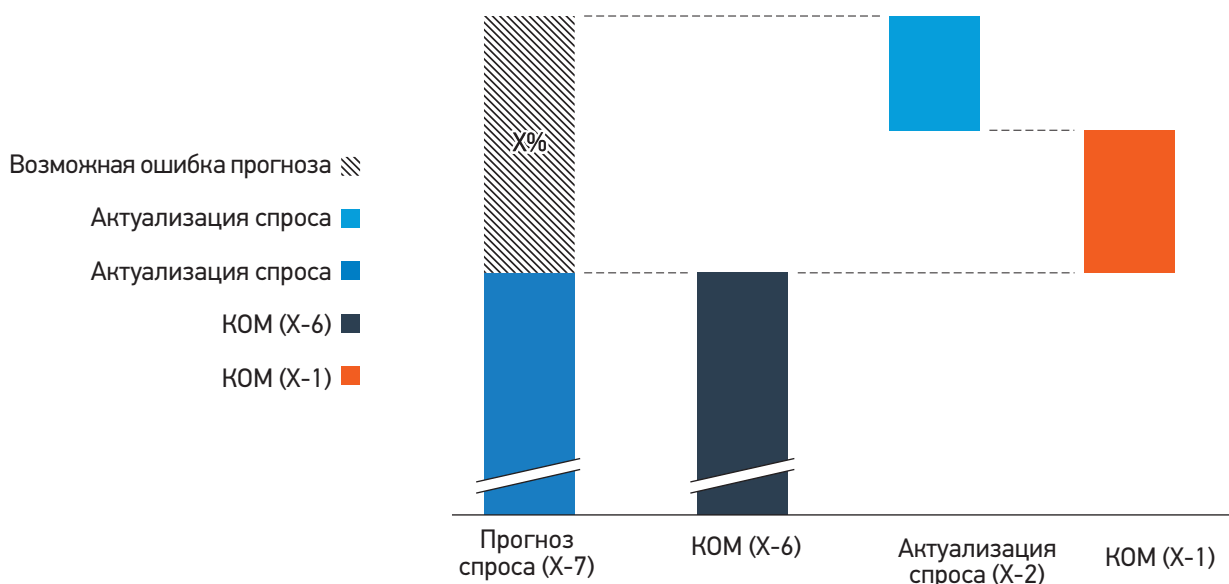
Действия активных участников (потребителей) механизма ЦЗСП формируют устойчивый эффект снижения платежей в секторе РСВ и КОМ для всех потребителей в совокупности, поэтому их активность целесообразно дополнительно стимулировать путем распределения между ними всего или части возникающего эффекта. При привязке размера вознаграждения к средневзвешенной цене мощности принцип равномерного распределения эффекта в основном будет соблюдаться.

КОМ новых технологий

Для того чтобы обеспечить возможность экономически эффективного участия мощностей потребителей DR в функционировании оптового рынка, они должны влиять на цены конкурентного отбора мощности. В противном случае при малом числе срабатываний ЦЗСП величина вознаграждения может превысить расчетные эффекты для энергосистемы.

Запланированный на 2018 г. переход на 6-летний КОМ снизит вероятность роста ресурсов DR до 2024 г. включительно.

Рис. 33. Принцип дополнительного КОМ (X-1)



Источник: VYGON Consulting

Более того, новый горизонт планирования в системе неминуемо создает барьер для новых технологий. Строительство традиционной электростанции требует от 2 (ТЭС) до 5 лет (для АЭС). В то же время строительство СЭС с промышленным накопителем потребует полгода, а подготовка потребителя к участию в ЦЗСП может занять менее 1 месяца.

Решением должно стать разделение отбора КОМ на основной и обязательный корректировочный. Отбор от 3 до 5% спроса на мощность должен пройти за 14–15 месяцев до года поставки.

Корректировочный отбор на удовлетворение оставшегося спроса на мощность, целесообразно проводить за 15 месяцев до года поставки мощности. Это позволит решить сразу несколько задач:

- повысить гибкость рыночных механизмов купли-продажи мощности и снизить транзакционные издержки потребителей в сегменте КОМ;
- снизить возможное негативное влияние ошибок прогнозирования спроса на мощность;
- создать возможность для поступательного развития и роста сегмента ЦЗСП в России уже с 2022 г. (при проведении корректировочного КОМ в конце 2020 г.);
- обеспечить доступ к рынку мощности современных технологий (накопители энергии, распределенная генерация, новые ресурсы ЦЗСП и проекты повышения энергоэффективности).

ГЛОССАРИЙ

Demand Response, DR – механизм ценозависимого снижения потребления

(X-n) – конкурсный отбор за n лет до года поставки

ВИЭ – возобновляемые источники энергии

ВСВГО – выбор состава включенного генерирующего оборудования

ДПМ – договор о предоставлении мощности

КОМ – конкурентный отбор мощности

ОРЭМ – оптовый рынок электроэнергии и мощности

РСВ – рынок на сутки вперед (спотовый рынок электрической энергии на российском оптовом рынке)

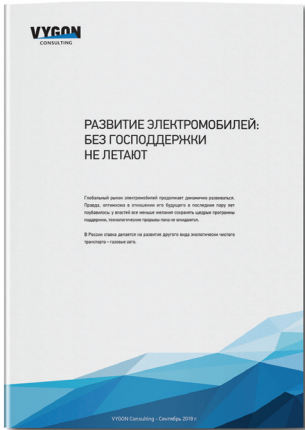
Системный оператор – специализированная организация, единолично осуществляющая централизованное оперативно-диспетчерское управление в Единой энергетической системе России

СЭС – солнечная электростанция

ТЭС – тепловые электростанции, функционирующие с использованием теплоты сгорания ископаемого топлива (уголь, газ)

ЦЗСП – ценозависимое снижение потребления

ИССЛЕДОВАНИЯ VYGON CONSULTING

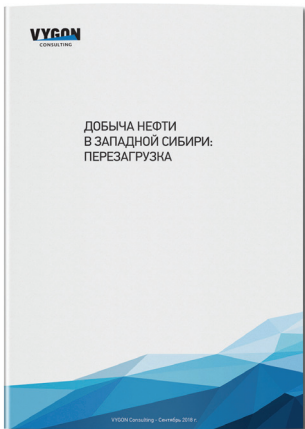


РАЗВИТИЕ ЭЛЕКТРОМОБИЛЕЙ: БЕЗ ГОСПОДДЕРЖКИ НЕ ЛЕТАЮТ

Сентябрь 2018 г.

Глобальный рынок электромобилей продолжает динамично развиваться. Правда, оптимизма в отношении его будущего в последние пару лет поубавилось: у властей все меньше желания сохранять щедрые программы поддержки, технологические прорывы пока не ожидаются.

<https://vygon.consulting/products/issue-1411/>

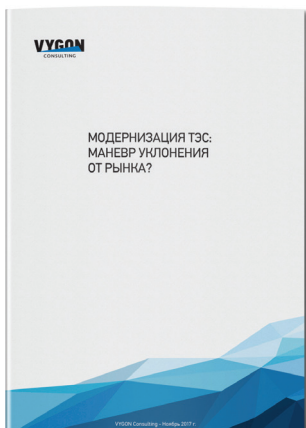


ДОБЫЧА НЕФТИ В ЗАПАДНОЙ СИБИРИ: ПЕРЕЗАГРУЗКА

Сентябрь 2018 г.

Западная Сибирь – ключевой добывающий регион нашей страны. Его текущие извлекаемые запасы составляют почти 18 млрд т. Однако за последние 10 лет добыча здесь сократилась на 10% из-за ухудшающейся сырьевой базы.

<https://vygon.consulting/products/issue-1400/>

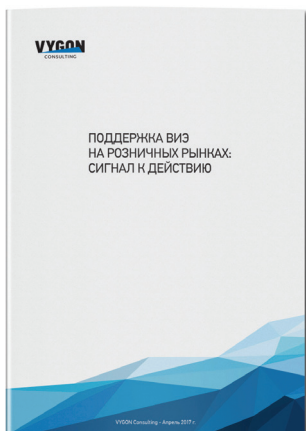


МОДЕРНИЗАЦИЯ ТЭС: МАНЕВР УКЛОНЕНИЯ ОТ РЫНКА?

Ноябрь 2017 г.

В исследовании проведен анализ эффективности функционирования сегмента тепловой генерации на оптовом рынке, смоделированы сценарии модернизации генерирующих мощностей и финансирования инвестиций, спрогнозирован рост цен ОРЭМ и предложены условия для конкурентного отбора проектов, отвечающего балансу интересов генераторов и покупателей.

<https://vygon.consulting/products/issue-1084/>



ПОДДЕРЖКА ВИЭ НА РОЗНИЧНЫХ РЫНКАХ: СИГНАЛ К ДЕЙСТВИЮ

Апрель 2017 г.

В этом исследовании эксперты VYGON Consulting проанализировали утвержденный в 2015 г. механизм поддержки ВИЭ на розничных рынках и причины его текущей неработоспособности. Были выявлены меры, необходимые для того чтобы система заработала и оценены эффекты на экономику и тарифообразование на уровне отдельно взятого региона в ценовой зоне оптового рынка.

<https://vygon.consulting/products/issue-879/>

Все материалы, представленные в настоящем документе, носят исключительно информационный характер, являются исключительно частным суждением авторов и не могут рассматриваться как призыв или рекомендация к совершению каких-либо действий.

ООО «ВЫГОН Консалтинг» и его сотрудники не несут ответственности за использование информации, содержащейся в настоящем документе, за прямой или косвенный ущерб, наступивший вследствие использования данной информации, а также за достоверность информации, полученной из внешних источников.

Любое использование материалов документа допускается только со ссылкой на источник – ООО «ВЫГОН Консалтинг».

VYGON Consulting

123610, Россия, Москва, Краснопресненская наб., 12, 6-й подъезд, офис 1446-1447

тел.: +7 495 543 76 43

e-mail: info@vygon.consulting

web: <http://vygon.consulting>

