

Концепция функционирования
агрегаторов распределенных
энергетических ресурсов в составе
Единой энергетической системы России.
Агрегаторы управления спросом на электроэнергию

Разработано АО «СО ЕЭС»:

Максим Кулешов kuleshov-ma@so-ups.ru

Сергей Рычков rychkov-si@so-ups.ru

Версия для 1.3 для рабочей группы EnergyNet сформирована 18 мая 2018 г.

О замечаниях и предложениях просьба сообщать авторам по указанным адресам электронной почты.

История изменений:

Версия	Основные изменения
1.3 от 18.05.2018	Учтены замечания по результатам рассмотрения концепции рабочей группой EnergyNet
1.2 от 08.05.2018	Незначительные редакционные правки по всему тексту, устранение опечаток.
1.1 от 27.04.2018	Доработано приложение 1 «Экономическая модель при проведении пилотных проектов», незначительные исправления по всему тексту
1.0 от 13.04.2018	Добавлен список литературы, сноски с указаниями источника информации заменены ссылками на список литературы; учтены замечания совещания от 11.04.2018
0.4 от 09.04.2018	Доработан раздел «Терминология»; доработано приложение 1 «Экономическая модель при проведении пилотных проектов»
0.3 от 06.04.2018	Добавлено приложение 2 с классификацией программ, практик и ресурсов управления спросом
0.2 от 02.04.2018	Добавлено резюме
0.1 от 26.03.2018	Изменено название, Раздел 2.4 «Экономическая модель» дополнен подразделом «Измерение и верификация (Определение объема разгрузки потребителей)», посвященным методам контроля исполнения обязательств по разгрузке потребителями, Добавлено приложение 3, в котором планируется изложить конкретные методики формирования графиков базовой нагрузки, Незначительные редакционные правки по всему тексту, устранение опечаток.

Оглавление

Резюме	4
Термины и определения	6
Концепция функционирования агрегаторов распределенных энергетических ресурсов в составе Единой энергетической системы России. Агрегаторы управления спросом на электроэнергию	8
1. Актуальность формирования новой практики.....	8
1.1. Мировые тренды.....	8
Управление спросом на электроэнергию	8
Потенциал управления спросом	9
Роль агрегаторов нагрузки	10
1.2. Актуальность для России	12
1.3. Ожидаемые эффекты	13
2. Предложения по формированию новой практики	13
2.1. Терминология	13
2.2. Основные принципы работы (модель функционирования)	14
2.3. Критерии и технические требования отнесения к соответствующим объектам.....	16
2.4. Экономическая модель.....	16
2.4.1. Рынок мощности.....	17
2.4.2. Рынок электроэнергии	19
2.4.3. Услуги по обеспечению системной надежности	20
2.4.4. Оплата услуг розничных потребителей.....	20
2.4.5. Измерение и верификация (Определение объема разгрузки потребителей)	21
2.5. Регуляторные и иные барьеры/ограничения или неопределенности.....	28
3. Порядок перехода к новой практике.....	29
3.1. Логика перехода к новой практике	29
3.2. Ключевые изменения нормативной правовой базы	30
3.3. План перехода к новой практике.....	31
3.4. Оценка социально-экономических последствий	31
Список литературы	34
Приложение 1 Экономическая модель при проведении пилотных проектов.....	36
Приложение 2 Виды программ и ресурсов управления спросом	37
Классификация NERC.....	37
Взаимосвязь управления спросом и энергоэффективности.....	40
Классификация по администратору программы управления спросом.....	41
Классификация по видам потребителей и ресурсов.....	42
По способу предоставления ресурса	42
Приложение 3 Обзор методик построения графиков базовой нагрузки.....	44

Резюме

За последнее десятилетие управление спросом стало полноценным инструментом обеспечения баланса спроса и предложения в энергосистемах. Внедрение этого механизма, как правило, начинается с потребителей оптового рынка. При этом ресурс управления спросом оптовых потребителей ограничен в силу относительно небольшого количества таких потребителей, которые, являясь профессиональными участниками оптового рынка, используют все доступные инструменты оптимизации затрат на электроэнергию даже до появления механизмов явного управления спросом. **Значительный потенциал управления спросом сосредоточен у потребителей розничного рынка** – средних и малых потребителей, а также в бытовом секторе. Однако ресурс управления спросом отдельного розничного потребителя слишком мал, чтобы удовлетворять требованиям, предъявляемым на оптовом рынке, а издержки на взаимодействие с системным оператором и/или оператором оптового рынка слишком высоки. Механизмы трансляции экономического эффекта от снижения нагрузки на оптовом рынке розничному потребителю также отсутствуют. Поэтому использование этого потенциала требует специальных нормативных, организационных и технических решений. В мировой практике **решением, обеспечивающим участие в управлении спросом розничных потребителей, стало создание специализированных организаций – агрегаторов нагрузки**.

Агрегаторы нагрузки – это участники оптового рынка электроэнергии, которые управляют изменением нагрузки группы потребителей, чтобы продавать совокупность регулировочных способностей этих потребителей как единый объект в качестве товара/услуги на оптовом рынке и/или на рынке системных услуг. Агрегаторы нагрузки могут быть независимыми компаниями или поставщиками электроэнергии (сбытовыми компаниями). Агрегатор занимается поиском потребителей, потенциально способных без ущерба для технологического цикла изменять потребление, проводит оценку имеющихся у потребителей возможностей разгрузки, разрабатывает оптимальные алгоритмы участия в программах управления спросом, оснащает потребителей необходимыми средствами автоматизации, приборами и устройствами. **Агрегатор нагрузки заключает с потребителями розничного рынка договоры оказания услуг** по изменению нагрузки их оборудования на заданную величину, определенное договором количество раз по выдаваемому заранее уведомлению. Агрегатор осуществляет прием сигналов на изменение потребления (в виде графиков нагрузки, диспетчерских команд и т.д.) от инфраструктурных организаций в соответствии со всеми предъявляемыми на оптовом рынке требованиями, распределяет необходимый объем разгрузки между потребителями и информирует их в удобном формате – электронное письмо, sms, телефонный звонок или дистанционный сигнал непосредственно в систему управления оборудованием. Нагрузка потребителя изменяется на заданную величину на протяжении заданного интервала времени. Агрегатор получает на рынке электроэнергии и мощности (или системных услуг) оплату за снижение потребления электроэнергии. Потребитель получает оплату услуг по изменению потребления от агрегатора.

Создание агрегаторов нагрузки на оптовом рынке электроэнергии и мощности в России **предлагается проводить в два этапа. На первом этапе проводятся пилотные проекты.** Координация и оплата действий агрегаторов в пилотных проектах

осуществляется в рамках оказания услуг по обеспечению системной надежности, заказчиком которых является системный оператор. Учет экономического эффекта от разгрузки участвующих в пилотных проектах потребителей в оптовом рынке обеспечивается информационным взаимодействием системного и коммерческого операторов. Запуск пилотных проектов в форме оказания агрегаторами услуг по обеспечению системной надежности позволяет минимизировать объем необходимых изменений в нормативную документацию. Пилотные проекты предполагается проводить в течение 2019-2020 г. **На втором этапе предполагается непосредственное участие агрегаторов нагрузки (в том числе независимых) в работе оптового рынка.** Для этого за время проведения пилотных проектов должны быть проработаны вопросы и разработана нормативная документация, обеспечивающая участие агрегаторов нагрузки в работе на ОРЭМ начиная с 2021 года.

Для полноценного участия агрегаторов нагрузки в работе ОРЭМ должны быть решены следующие задачи:

- подтверждение ожидаемых эффектов и постановка целей управления спросом в ЕЭС России,
- формирование программ управления спросом, соответствующих поставленным целям, адаптация модели рынка для функционирования этих программ,
- преодоление существующих барьеров и неопределенностей,
- создание системы контроля исполнения обязательств агрегаторов на оптовом рынке.

Возможные варианты решений указанных задач представлены в настоящей концепции. Окончательные решения должны быть приняты на этапе реализации пилотных проектов.

Термины и определения

В этом разделе приведены термины и устоявшиеся понятия, используемые в настоящем документе и зарубежных публикациях на тему управления спросом. Определения адаптированы в основном из [1], а также из документов FERC (Федеральная комиссия по регулированию электроэнергетики, США), NAESB (Североамериканский комитет по энергетическим стандартам) и других организаций. Термины, предлагаемые для использования при разработке нормативно-правовой базы функционирования агрегаторов нагрузки, приведены в разделе 2.1.

Агрегированный ресурс управления спросом (Aggregated Demand Resource) – группа независимых потребителей, предоставляющих товары и услуги управления спросом в качестве единого ресурса управления спросом;

Неявное управление спросом (Implicit Demand Response, Non-Dispatchable Demand Response) – управление спросом, основанное на использовании дифференцированных по времени тарифов на электроэнергию;

Объем снижения нагрузки (demand reduction value) – это оцененный (рассчитанный) объем снижения потребления ресурсом управления спросом во время события управления спросом;

Оценка показателей участия (performance evaluation, также измерение и верификация, Measurement & Verification, M&V, также Evaluation, Measurement, and Verification, EM&V) – процедуры, алгоритмы и практики определения объема снижения нагрузки;

Программа управления спросом (Demand Response Program) – это товар/услуга/программа/тариф, обеспечивающие участие потребителей в управлении спросом;

Прямое управление нагрузкой (Direct Load Control) – это деятельность по управлению спросом (программы управления спросом), предусматривающая осуществление администратором программы дистанционное управление (в том числе отключение) оборудованием потребителя. Применяется, в основном, для бытовых и небольших коммерческих потребителей с воздействием на системы вентиляции и кондиционирования, водонагреватели и т.п.;

Рационализация спроса (Demand-Side Management) – это технологии и программы, направленные на изменение использования электроэнергии потребителями, включая время использования и объем потребления. Рационализация спроса состоит из двух компонентов – энергоэффективности и управления спросом¹;

Ресурс управления спросом (Demand-Side Resource, Demand Resource, Demand Response Resource) – это потребитель электроэнергии, который способен снижать свое потребление в ответ на ценовой сигнал или команду системного оператора;

¹ Подробнее о неопределенности в переводе и определении термина demand-side management см. в Приложении 3

События управления спросом (Demand Response Events) – это периоды времени, сроки и этапы, во время которых используются ресурсы управления спросом;

Явное управление спросом (Explicit Demand Response, Dispatchable Demand Response) – это управление спросом, основанное на изменении нагрузки потребителем по уведомлению из управляющего центра администратора программы или агрегатора.

Концепция функционирования агрегаторов распределенных энергетических ресурсов в составе Единой энергетической системы России. Агрегаторы управления спросом на электроэнергию

1. Актуальность формирования новой практики

1.1. Мировые тренды

Управление спросом на электроэнергию

Одним из фундаментальных ограничений традиционных рынков электроэнергии является неэластичность спроса – потребление электроэнергии практически не зависит от цен на рынке. В этих условиях активной стороной, определяющей конечную стоимость продукции, являются производители электроэнергии. При этом потребители, в том числе имеющие собственные генерирующие объекты, обладают значительным потенциалом изменения потребления в ответ на изменение условий на рынке, использование которого могло бы влиять на цены на электроэнергию, повысить конкуренцию на рынке, снизить необходимость строительства избыточных генерирующих и сетевых мощностей.

Развитие телекоммуникаций, широкое распространение систем автоматизации и автоматики, а также эволюция развитых рынков электроэнергии привели к появлению концепции управления спросом (demand response), предполагающей повышение эластичности спроса путем целенаправленного воздействия на оборудование потребителей при возникновении соответствующих экономических или технологических условий. Основные цели управления спросом на электроэнергию – уменьшение пиковой нагрузки в энергосистеме, необходимое как для снижения цен на рынке электроэнергии, так и для предотвращения избыточного капиталоемкого строительства электростанций и электрических сетей, оптимизация управления энергосистемой и интеграция возобновляемых источников энергии.

В управлении спросом могут принимать участие различные виды оборудования промышленных, сельскохозяйственных, коммерческих и бытовых потребителей. Основные возможности участия в управлении спросом для потребителей связаны со смещением графика потребления на периоды более низких цен, остановом или снижением интенсивности производственного процесса, полным или частичным отключением систем освещения, вентиляции и кондиционирования, а также с использованием собственных источников, включая запуск резервных источников питания или отключение от сети на изолированную работу с покрытием собственного потребления от резервного источника питания. В общем случае потребители, участвующие в программах управления спросом, не снижают интегральные значения потребления, смещая его с пиковых периодов на внепиковые. Соответственно, участие потребителя в управлении спросом не должно приводить к снижению отпуска товарной продукции, уменьшению количества или снижению качества оказанных услуг и т.п.

Потенциал снижения пиковой нагрузки в энергосистеме за счет использования программ управления спросом составляет, по различным оценкам, 10-15% от величины пиковой нагрузки [2, 3].

Потенциал управления спросом

Согласно прогнозам Navigant Research регулировочные возможности потребителей, участвующих в управлении спросом, вырастут с примерно 39 ГВт в 2016 г. до 144 ГВт в 2025 г. по всему миру [4]. Начиная с 2010 года управление спросом можно считать зрелым рыночным механизмом, обеспечивающим возможность прямой конкуренции регулировочной способности потребителей с генераторами, что формирует перспективы дальнейшего роста. В течение ближайшего десятилетия прогнозируется дальнейшее развитие концепции управления спросом, обусловленное появлением новых бизнес-моделей, технологий и программного обеспечения, таких как «bring your own device» («принеси свое устройство», позволяет потребителям использовать самостоятельно приобретенное оборудование (в первую очередь – «умные» термостаты) для участия в программах автоматизированного дистанционного управления нагрузкой, вместо технических решений, предоставленных агрегатором или администратором программы), «поведенческое» (вовлечение потребителей в управление спросом методами поведенческой экономики с помощью средств коммуникации, например, электронной почты или мобильных приложений) и «аналитическое» управление спросом (использование расширенных данных о функционировании оборудования и потреблении электроэнергии для выявления возможностей оптимизации).

Принятие Еврокомиссией Пакета по чистой энергии (Clean Energy Package) в ноябре 2016 г. отмечает начало широкомасштабного раскрытия потенциала управления спросом в Европе. В настоящее время в Европе задействовано около 20 ГВт управляемого спроса, при этом Еврокомиссия оценивает текущий потенциал в 100 ГВт с перспективой роста до 160 ГВт в 2030 году [5].

По оценкам Международного энергетического агентства (МЭА) около 3 900 ТВт×ч потребляемой электроэнергии на сегодняшний день потенциально доступно для управления нагрузкой, с ожидаемым к 2040 г. ростом до 6 900 ТВт×ч или около 20% мирового потребления электроэнергии. Потенциал управления спросом отличается для различных регионов и секторов экономики, но во всех регионах большая часть этого потенциала и в настоящее время, и в будущем лежит в эксплуатации зданий, особенно в части обогрева и кондиционирования. Потребление электроэнергии на обогрев и охлаждение может быть смещено во времени на несколько часов, в зависимости от тепловой инерции здания. Оставшийся потенциал управления нагрузкой в зданиях связан с мощными электроприборами, такими как стиральные и сушильные машины, холодильники, посудомоечные машины. Электротранспорт в будущем также может принимать участие в управлении спросом.

В базовом сценарии МЭА использование полного потенциала управления спросом (6 900 ТВт×ч) в мире приведет к появлению 185 ГВт дополнительной регулировочной способности к 2040 г., что примерно равно совокупной установленной мощности Италии и Австралии. Использование этого ресурса позволяет избежать инвестиций в размере 270 млрд долларов США (в ценах 2016 года) в развитие инфраструктуры (строительство электростанций и сетей). Поскольку основная часть потенциала управления спросом сосредоточена в зданиях, в соответствии с базовым сценарием почти 1 млрд домохозяйств и 11 миллиардов устройств и будут участвовать в программах управления спросом к 2040 г. Крупные коммерческие здания, такие как супермаркеты, отели и офисы,

а также промышленные предприятия и электротранспорт также будут играть значительную роль [6].

Роль агрегаторов нагрузки

Участие крупных потребителей оптового рынка в управлении спросом достигается открытием различных сегментов рынка для их участия – т.е. созданием условий, обеспечивающих возможность их конкуренции с генерирующими объектами, и соответствующих экономических стимулов. Внедрение программ управления спросом обычно начинается с вовлечения таких потребителей, однако потенциал их участия обычно ограничен: таких потребителей относительно немного и, являясь квалифицированными участниками рынка электроэнергии, они в значительной степени уже используют потенциал гибкости своего потребления для оптимизации затрат и до внедрения механизмов явного управления спросом. При этом значительный потенциал управления спросом находится на стороне небольших, в том числе, розничных потребителей электроэнергии.

На организованных рынках электроэнергии обычно предъявляются минимальные количественные требования к мощности оборудования участников. Потребители розничного (а иногда и оптового) рынка на индивидуальном уровне не удовлетворяют таким требованиям. Непосредственное взаимодействие малых и средних потребителей и заинтересованных инфраструктурных организаций (таких как системный оператор) остается нецелесообразным, поскольку затраты на такое взаимодействие слишком высоки относительно малого объема разгрузки, предоставляемого этими потребителями. Поэтому распространение механизмов управления спросом на розничных потребителей требует решения, позволяющего избежать полноценного участия розничного потребителя в работе оптового рынка и непосредственного взаимодействия с инфраструктурными организациями. Вариантом такого решения может быть создание специализированных организаций – агрегаторов нагрузки. Агрегаторы нагрузки – это поставщики товаров и услуг на оптовом рынке электроэнергии, которые управляют (непосредственно или опосредованно) оборудованием группы потребителей, чтобы продавать совокупность регулировочных способностей потребителей как единый объект на рынке. Агрегаторы выполняют коммерческую функцию объединения распределенных ресурсов управления спросом для продажи товаров и услуг на рынке электроэнергии, выступая в качестве посредников между потребителями, предоставляющими свои возможности по изменению потребления, и покупателями продуктов управления спросом. Агрегаторы приобретают у промышленных, коммерческих и бытовых потребителей услуги по снижению нагрузки по уведомлению. Они выявляют и получают ресурс управления спросом потребителей и обеспечивают их совместное участие на рынке [7].

Агрегаторы объединяют многих потребителей с различными характеристиками, обеспечивая соответствие требованиям рынка и резервирование отдельного взятого потребителя как части агрегированного объекта, что повышает общую надежность и снижает риск для отдельных потребителей [5, 8]. Например, если потребитель может обеспечить разгрузку только 8 раз за период действия программы управления спросом, в то время как требования этой программы предусматривают 20 разгрузок, то в отсутствие агрегатора ресурс управления спросом этого потребителя останется неиспользованным. Если агрегатор может объединить этот ресурс с ресурсами других потребителей, он может

предоставить их мощность в соответствии с требованиями рынка, обеспечивая учет потребностей потребителя [9]. Агрегирование может достигать уровня эффективности, достаточного для удовлетворения требований, предъявляемых в различных сегментах рынка, и может обеспечить характеристики, соответствующие генерации и даже превосходящие их. Одно из ключевых преимуществ агрегации – это распределенный характер агрегированной нагрузки, что обеспечивает поставку агрегатором заявленного объема разгрузки даже если отдельные потребители не исполнили своих обязательств (агрегатор никогда не заявляет на рынке полный объем разгрузки агрегированной нагрузки, например, при наличии совокупности потребителей, готовых разгрузиться на 100 МВт, он заявит на рынке 70-80 МВт, что гарантирует надежное исполнение обязательств) [5].

Агрегатор может быть поставщиком электроэнергии или независимой компанией. Практика показывает, что важным элементом нормативной конструкции является допуск к работе на рынке независимых агрегаторов: например, на некоторых рынках в США свыше 80% объема управления спросом предоставляется именно независимыми агрегаторами (82% в PJM по данным за 2015 год), несмотря на то, что поставщики также могут выполнять роль агрегаторов. Допуск агрегаторов к непосредственному участию в работе на рынке в отсутствие требований к их совместному участию с поставщиками или сбытовыми компаниями рассматривается как один из важнейших факторов успешного внедрения управления спросом в PJM [10]. Аналогичные тренды наблюдаются везде, где разрешена деятельность независимых агрегаторов, включая Ирландию и Западную Австралию [11]. Успех работы независимых агрегаторов полностью зависит от эффективности участия агрегированных нагрузок в программах управления спросом т.к. это основной бизнес агрегатора. Независимые агрегаторы нагрузки имеют большой финансовый стимул для вовлечения в управление спросом максимального количества потребителей. Поставщики электроэнергии могут надежно предоставлять услуги по управлению спросом, но они часто получают разнонаправленные финансовые стимулы [12].

Работа агрегаторов требует ряда очень специфических компетенций, уникальных для этого вида деятельности. Например, агрегатор должен обладать значительным знанием промышленных технологий и опытом, позволяющими выявить источники гибкости в различных отраслях, видах оборудования и процессах, а также ограничения этой гибкости с целью обеспечения соответствия выявленной гибкости конкретным потребностям рынка. Потребители часто не знают реального потенциала гибкости их потребления и поэтому нуждаются в экспертной поддержке. Кроме того, агрегаторы обладают технической возможностью обеспечить физическое соединение потребителей и объединить их нагрузку в единый кластер. Эта деятельность предполагает наличие сложной коммуникационной инфраструктуры и централизованной ИТ-системы, способной обеспечить управление большим набором нагрузок с различными свойствами [5]. Поставщики электроэнергии могут не обладать такими компетенциями и средствами вовлечения потребителей. При этом для потребителей, оплачивающих электроэнергию по тарифу, включающему в себя стоимость услуг поставщика, нецелесообразно оплачивать развитие у поставщика соответствующей экспертизы [9].

Создание агрегаторов как новой функции на рынке электроэнергии – это ключевой импульс, обеспечивающий рост объема управляемого спроса, привлечение частных инвестиций и рост конкуренции [13].

1.2. Актуальность для России

Управление спросом наряду с энергоэффективностью рассматриваются в качестве компонентов концепции рационализации спроса (англ. Demand Side Management), которая, в свою очередь, является частью более широкой тенденции развития распределенной энергетики. Распределенная энергетика – важный элемент «энергетического перехода» – устойчивого долгосрочного структурного преобразования энергетики. Основные цели энергетического перехода – обеспечение энергетической безопасности и снижение стоимости энергоснабжения в стремительно меняющемся мире: в условиях нестабильных цен на энергоносители, роста потребления и изменения климата. Энергетический переход в электроэнергетике осуществляется на базе децентрализации, цифровизации, интеллектуализации систем энергоснабжения с активным вовлечением потребителей и всех видов энергетических ресурсов и характеризуется повышением энергетической эффективности и снижением выбросов парниковых газов (прежде всего за счет возобновляемых источников энергии).

В настоящее время наряду с постепенным формированием государственной политики и соответствующих нормативно-правовых актов в области цифровой экономики, интеллектуального учета, развития возобновляемой и распределенной энергетики в России наблюдается стихийное проникновение отдельных элементов новых моделей отношений между потребителями и энергосистемой.

Например, складывающиеся в электроэнергетике экономические стимулы делают выгодным для многих потребителей частичный или полный отказ от централизованного электроснабжения за счет инвестиций в собственные генерирующие объекты. При этом уходящие из энергосистемы потребители увеличивают финансовую нагрузку, связанную с содержанием активов энергосистемы, на остающихся потребителях, а те, в свою очередь, получают еще больше стимулов к уходу. Этот процесс подвергает угрозе экономические показатели функционирования ЕЭС России.

Другим примером является развитие деятельности потребителей по управлению спросом в отсутствие явно очерченных программ управления спросом. Уже сейчас большое количество участников рынка (как оптового, так и розничного), имеющих возможность изменять потребление внутри суток, ежедневно оптимизирует график потребления для снижения платежа за мощность. Фактический объем потребления мощности потребителя определяется как среднее арифметическое значение почасовых объемов потребления электрической энергии потребителем в определенные коммерческим оператором часы фактического пикового потребления региона. Прогнозируя часы пикового потребления региона, потребитель перераспределяет часть своего потребления на другие часы суток или отказывается от части потребления и делает это каждый рабочий день месяца. Фактический объем потребления мощности такого потребителя фиксируется за вычетом объема, переносимого в другие часы суток, чем снижается полный платеж за мощность. При этом пик региона в общем случае не совпадает с пиком ЕЭС России, поэтому экономический эффект от таких действий для

системы в целом незначителен. Для снижения платежа за мощность разгрузка должна проводиться каждый рабочий день. Длительность разгрузки выбирается «с запасом» – исходя из осуществимой точности прогнозирования часа пикового потребления. Эти ограничения могут снижать эффективность основной деятельности потребителя.

Кроме того, вне зависимости от государственного регулирования электроэнергетики в России продолжается внедрение технологий, являющихся опорными для распределенной электроэнергетики, таких как «умный дом», интернет вещей, развитие бытовой и промышленной автоматизации.

Эти примеры демонстрируют важность работы по изменению сложившейся в российской электроэнергетике модели отношений, путем постепенного внедрения элементов распределенной энергетики, включая управление спросом, в ЕЭС России, обеспечивая интеграцию централизованной и децентрализованной частей энергосистемы и надежность их совместного функционирования.

По предварительным оценкам потенциал управления спросом для ЕЭС (в ценовых зонах) может составить 6-10 ГВт для первой ценовой зоны и 2-3 ГВт для второй ценовой зоны, суммарно до 13 ГВт [14].

Начиная с 2017 года в России уже функционирует механизм явного управления спросом потребителей оптового рынка, получивший название ценозависимого снижения потребления. Развитие ценозависимого потребления на оптовом рынке будет продолжено, однако опыт развития подобных механизмов в мире показывает, что количество потребителей оптового рынка электроэнергии, участвующих в программах управления спросом, ограничено в силу того, что для профессиональных игроков на оптовых рынках уже имеются инструменты, позволяющие оптимизировать затраты на покупку электроэнергии. В то же время на розничном рынке имеются технологические возможности, но недостаточно инструментов, а также компетенций у потребителя. Создание профессиональных организаций, которые агрегируют технологические возможности потребителей по изменению баланса спроса и предложения и конвертируют их в товары и услуги на оптовом рынке, позволяет значительно расширить состав участников и дать потребителям розничного рынка реальный механизм экономии и влияния на формирование рыночной цены на электроэнергию.

1.3. Ожидаемые эффекты

Вовлечение потребителей розничного рынка в управление спросом повысит эффективность управления спросом в целом. Ожидаемые социально-экономические последствия от внедрения механизма управления спросом для потребителей розничного рынка рассмотрены в разделе 3.4.

2. Предложения по формированию новой практики

2.1. Терминология

Термины, предлагаемые для использования в нормативной документации:

Агрегирование управления спросом (Агрегирование нагрузки) – осуществление агрегатором нагрузки деятельности по управлению совместным изменением потребления электрической энергии одного или группы потребителей розничного рынка (путем приобретения у потребителей услуг по управлению спросом) в целях предоставления такого изменения потребления в качестве товаров на оптовом рынке электроэнергии и мощности и (или) услуг по обеспечению системной надежности;

Агрегатор управления спросом (Агрегатор нагрузки) – юридическое лицо, выполняющее деятельность по агрегированию нагрузки, являющееся субъектом оптового рынка электроэнергии и мощности и (или) стороной договора оказания услуг по обеспечению системной надежности;

Агрегированная нагрузка – объем совместного изменения потребления одного или группы потребителей под управлением агрегатора нагрузки;

График базовой нагрузки – сформированный математическими методами с использованием статистических данных по потреблению электроэнергии потребителем, ожидаемый график потребления потребителя относительно которого рассчитывается объем изменения спроса.

Услуги по управлению спросом – оплачиваемый комплекс действий, направленных на изменение потребления в определенный момент времени на договорную величину.

2.2. Основные принципы работы (модель функционирования)

В основу концепции Demand Response положен следующий принцип: с точки зрения поддержания необходимого для нормального функционирования энергосистемы баланса между производством и потреблением электроэнергии снижение нагрузки полностью эквивалентно увеличению генерации. При последовательном соблюдении этого принципа не существует препятствий для участия ресурсов потребителей в работе на рынках электроэнергии, мощности или системных услуг.

Поэтому вовлечение оптовых потребителей в управление спросом заключается, в основном, в допуске таких потребителей к участию во всех сегментах рынка с формированием необходимых экономических стимулов. Однако этих мер недостаточно для вовлечения в управление спросом розничных потребителей в связи с тем, что:

- правила работы оптовых рынков слишком сложны для розничного потребителя,
- отсутствует интерфейс между инфраструктурой оптового рынка и потребителем розничного рынка,
- потребители часто не знают о имеющихся у них возможностях изменения потребления и о современных технологиях, позволяющих сформировать (или увеличить) регулировочную способность,
- отсутствуют механизмы трансляции экономического эффекта, полученного от изменения потребления, обратно потребителю.

Преодолеть ограничения, препятствующие участию розничных потребителей в управлении спросом, возможно путем создания специализированных организаций –

агрегаторов нагрузки. Агрегатор нагрузки заключает с потребителями розничного рынка договоры оказания услуг по изменению нагрузки их оборудования. При возникновении соответствующих экономических условий агрегатор получает от инфраструктурных организаций оптового рынка сигнал на снижение нагрузки в определенном объеме, распределяет этот объем между участвующими потребителями и выдает им сигнал на изменение нагрузки. Нагрузка потребителя изменяется на заданную величину на протяжении заданного интервала времени. Агрегатор получает на рынке электроэнергии и мощности (или системных услуг) оплату за снижение потребления электроэнергии или увеличение генерации. Потребитель получает оплату услуг по изменению потребления от агрегатора в соответствии с заключаемым между ними договором оказания услуг. Таким образом, агрегатор нагрузки

- занимается поиском потребителей, потенциально способных без ущерба для технологического цикла изменять потребление, проводит оценку имеющихся у потребителей возможностей разгрузки, разрабатывает оптимальные алгоритмы участия в программах управления спросом, оснащает потребителей средствами автоматизации, приборами и устройствами,
- заключает с потребителями договоры оказания последних услуг по изменению потребления на нерегулируемой коммерческой основе,
- выступает в роли агента на оптовом рынке (или при оказании услуг по обеспечению системной надежности) – потребителю не нужно разбираться в сложных правилах,
- предоставляет на оптовом рынке ресурс совместного изменения нагрузки группы потребителей в виде единого элемента, несет ответственность за исполнение обязательств на оптовом рынке,
- агрегатор нагрузки осуществляет прием сигналов на изменение потребления (в виде графиков нагрузки, диспетчерских команд и т.д.) от инфраструктурных организаций в соответствии со всеми предъявляемыми требованиями и передаёт их потребителю в удобном формате – электронное письмо, SMS, телефонный звонок или дистанционный сигнал непосредственно в систему управления оборудованием,
- агрегатор нагрузки, являясь полноценным участником оптового рынка, получает доход от работы на рынке (или от оказания услуг по обеспечению системной надежности) и выплачивает его часть розничным потребителям.

Обязательства на оптовом рынке или при оказании услуг по обеспечению системной надежности имеет исключительно агрегатор (не потребитель), потребитель несет ответственность за разгрузку перед агрегатором в соответствии с условиями договора оказания услуг, заключенного между ними.

Благодаря агрегатору нагрузки розничный потребитель получает возможность влиять на баланс спроса и предложения на оптовом рынке, не становясь при этом субъектом оптового рынка, не разбираясь в его правилах, не осуществляя сложно-регламентированного оперативного взаимодействия с коммерческим и системным операторами. Иными словами, агрегатор конвертирует способность потребителя

изменять потребление в определенный момент времени в товары и услуги на рынках электроэнергии, мощности и системных услуг.

2.3. Критерии и технические требования отнесения к соответствующим объектам

В общем случае агрегатор нагрузки – независимая компания (в том числе агрегаторы нагрузки могут быть сформированы на базе энергосервисных компаний), допускается возможность совмещения функций агрегатора и энергосбытовой компании (гарантирующего поставщика).

В общем случае во владении у потребителя (агрегатора) могут находиться также и генерирующие объекты и накопители.

Точки учета потребителя должны быть оборудованы интервальными приборами учета, позволяющими фиксировать приращения потребления электроэнергии с заданной дискретностью, и имеющими возможность дистанционного получения данных. Конкретные требования к приборам учета будут зависеть от программ управления спросом, в которых запланирует участие потребитель, и будут прописаны в Правилах оптового рынка электроэнергии и мощности. Места установки, схемы подключения и метрологические характеристики приборов учета должны соответствовать требованиям, установленным законодательством Российской Федерации об обеспечении единства измерений и о техническом регулировании. Установленные приборы учета должны быть допущены в эксплуатацию в порядке, установленном Правилами розничного рынка электроэнергии (раздел X «Правила организации коммерческого учета на розничных рынках э/э»).

В качестве инфраструктуры, обеспечивающей формирование, сбор и передачу данных учета электроэнергии могут выступать сетевые компании.

Потребители, участвующие в регулировании частоты, должны иметь характеристики, в целом соответствующие требованиям, предъявляемым к объектам генерации. Для контроля участия таких потребителей в регулировании частоты и определения объема оказанных услуг могут быть предъявлены дополнительные требования к измерению и регистрации электрических величин.

Детальные критерии отнесения организаций к агрегаторам нагрузки, технические требования к агрегированным нагрузкам, объему и границам агрегирования должны быть проработаны на этапе реализации пилотных проектов (о проведении пилотных проектов см. раздел 3).

2.4. Экономическая модель

В настоящем разделе приведены возможные варианты функционирования целевой экономической модели агрегаторов нагрузки. Поэтапный порядок перехода к целевой экономической модели с организацией на первом этапе пилотных проектов приведен в разделе 3 настоящей концепции. В рамках пилотных проектов предлагается осуществлять оплату деятельности агрегаторов нагрузки в качестве вида услуг по обеспечению

системной надежности системным оператором. Экономическая модель при проведении пилотных проектов описана в приложении 1.

В целевой экономической модели управления спросом потребители электроэнергии оптового рынка и агрегаторы нагрузки розничных потребителей получают доступ к работе во всех сегментах рынка: рынке мощности, рынке на сутки вперед, балансирующем рынке, а также к оказанию услуг по обеспечению системной надежности. Допускается участие агрегаторов в одном или нескольких сегментах рынка одновременно.

Агрегаторы нагрузки получают оплату своей деятельности на оптовом рынке и/или за оказание услуг по обеспечению системной надежности и оплачивают услуги потребителей.

2.4.1. Рынок мощности

Предпосылки

В мировой практике в модели рынка, предусматривающей наличие рынка мощности, платеж за мощность обычно является очень важным (или основным) источником выручки для ресурсов управления спросом (участие в работе рынка электроэнергии является в этих условиях дополнительным элементом) и, соответственно, важным элементом интеграции управления спросом в работу оптового рынка. Например, в 2017 году в PJM платежи на рынке мощности составили 98,5% выручки от участия в управлении спросом [15].

Опыт интеграции ресурсов управления спросом в рынок мощности PJM демонстрирует эволюцию подходов этого системного оператора, добившегося наиболее заметного, успешного и быстрого развития управления спросом среди всех рынков в США. Одним из важнейших факторов успешного внедрения управления спросом в PJM стало то, что на рынке мощности ресурсы управления спросом изначально рассматривались как эквивалентные генерирующим объектам. Принцип рассмотрения ресурсов управления спросом в качестве эквивалентных генерации представляется разумной отправной точкой при внедрении этого механизма. При этом технические характеристики генераторов и ресурсов управления спросом различаются. Генератор обычно доступен для производства электроэнергии круглый год, за исключением периодов плановых ремонтов и незапланированных отключений. Способность изменять нагрузку, лежащая в основе предоставляемого на рынке мощности продукта, может быть доступной не постоянно, соответственно и мощность, предоставляемая потребителем или агрегатором, может быть доступна только в определенные моменты времени. Пока доступность мощности, предоставляемой ресурсами управления спросом, коррелирует с пиковой нагрузкой на рынке, эти ресурсы имеют возможность предоставлять мощность в то время, когда системе нужна эта мощность. Когда доля управления спросом на рынке мощности PJM достигла заметных значений (15 ГВт или 8,5% от спроса на мощность для 2015/2016 года поставки), системный оператор начал ужесточать требования к участию таких ресурсов: ресурсы управления спросом разделены на две категории, доступные в ограниченные периоды времени во время летнего сезона и одну категорию, доступную круглогодично. Для 2017/2018 года поставки объем ограниченно-доступного ресурса управления спросом был ограничен 4% от спроса на мощности. Эти изменения внедрены недавно, поэтому такой подход имеет ограниченный опыт использования. Тем не менее, эти изменения,

видимо, привели к уменьшению объема мощности, предоставляемого ресурсами управления спросом [10].

Предложения по реализации

Основное отличие потребителя, участвующего в типичной программе экономического (т.е. связанного с ценами на электроэнергию) управления спросом, от генератора как ресурса на рынке мощности – отсутствие возможности длительной разгрузки. При этом потребители и агрегаторы конкурируют на рынке с пиковыми электростанциями, которые также не производят электроэнергию длительно, а лишь периодически включаются в сеть для покрытия пикового потребления. Поэтому оплата услуг потребителей и агрегаторов на рынке мощности будет производиться аналогично потребителям с ценозависимым потреблением на оптовом рынке. В настоящее время для потребителей с ценозависимым потреблением установлены следующие параметры частоты и длительности разгрузок:

- потребитель (агрегатор), имеющий возможность разгрузки 10 раз в месяц на период до 8 часов, признается полностью эквивалентным пиковой генерации и получает 100% оплату мощности,
- потребитель (агрегатор), имеющий возможность разгрузки 10 раз в месяц на период до 4 часов, получает 50% оплату мощности,
- потребитель (агрегатор), имеющий возможность разгрузки 10 раз в месяц на период до 2 часов, получает 25% оплату мощности.

Конкретные численные параметры частоты и длительности разгрузок в таком подходе, как для потребителей оптового рынка, так и для агрегаторов нагрузки должны формироваться исходя из частоты возникновения и длительности пиков нагрузки и с учетом технологических возможностей потребителей. По мере развития рынка управления спросом с появлением большого количества участников требования могут меняться (ужесточаться). При проведении пилотных проектов (см. п. 3.1) по агрегированию нагрузки параметры могут быть подобраны исходя из количества и возможностей потребителей, участвующих в пилотных проектах.

В настоящее время вознаграждение за действия потребителей с ЦЗСП осуществляется путем снижения составляющей объема покупки мощности таких потребителей по цене КОМ. В целях повышения эффективности использования ресурсов управления спросом потребителей целесообразно *плату за участие в ЦЗСП, как для существующего механизма на оптовом рынке, так и для агрегаторов нагрузки приравнять к полной стоимости покупки мощности, включающей в себя в себя оплату договоров на поставку мощности (ДПМ), вынужденной генерации, ВИЭ, надбавку на развитие электроэнергетики Дальнего Востока.*

Недостаточная эффективность использования технологических возможностей изменения потребителями собственного потребления обусловлена, в том числе, наличием существующей практики снижения потребителем платежа за мощность:

- фактический объем потребления мощности потребителя определяется как среднее арифметическое значение почасовых объемов потребления

электрической энергии потребителем (покупателем) в определенные коммерческим оператором часы фактического пикового потребления региона;

- прогнозируя часы пикового потребления региона, потребитель перераспределяет часть своего потребления на другие часы суток или отказывается от части потребления и делает это каждый рабочий день месяца;
- фактический объем потребления мощности такого потребителя фиксируется за вычетом объема, переносимого в другие часы суток, чем снижается полный платеж за мощность.

В случае если участие потребителей в механизме ЦЗСП будет оплачиваться по полной цене мощности, можно предположить, что на начальном этапе значительная часть доступного ресурса управления спросом будет предоставляться именно теми потребителями, которые уже сегодня занимаются оптимизацией платежа за мощность. Привлечение таких потребителей к участию в управлении спросом позволит:

- сохранить экономический эффект от разгрузок для потребителя, при этом разгрузка будет проводиться только несколько раз в месяц в заранее заданные часы;
- повысить эффективность основного производства потребителя за счет сокращения количества разгрузок;
- повысить экономическую эффективность разгрузки для системы: влияние на разгрузки на пиковые цены РСВ возрастет за счет увеличения объемов ЦЗСП и эффекта от одновременного использования ресурса управления спросом в одни и те же часы вместо разгрузки в отличающиеся часы максимума каждого региона;
- Снизить совокупный платеж за электроэнергию: выработка перераспределяется в пользу более эффективных генерирующих мощностей за счет снижения пикового потребления и увеличения потребления в дни, когда разгрузка не требуется (при этом совокупное потребление не изменяется или несколько увеличивается);
- Сопутствующий экологический эффект: снижение выбросов менее эффективных станций.

В долгосрочной перспективе:

- отказ или отсрочка строительства новых генерирующих мощностей;
- снижение перегрузок в действующих сетях, отказ или отсрочка строительства новых сетевых мощностей.

2.4.2. Рынок электроэнергии

На рынке электроэнергии действия потребителя по разгрузке полностью эквиваленты увеличению генерации. Поэтому в мировой практике распространена оплата непотребленной потребителем при разгрузке электроэнергии аналогично выработанной.

В настоящее время разгрузка потребителей с ценозависимым потреблением осуществляется только на РСВ без оплаты непотребленной электроэнергии. Целесообразно рассмотреть также вопрос о разгрузке потребителей в балансирующем рынке, а также о возможности оплаты непотребленной такими потребителями электроэнергии на РСВ и БР.

2.4.3. Услуги по обеспечению системной надежности

Рынки вспомогательных услуг (ancillary services) в разных странах существенно различаются. Одни и те же с технической точки зрения действия участников рынка могут рассматриваться как вспомогательные услуги, как элемент рынка электроэнергии или подлежать выполнению в рамках обязательных требований. Основные виды вспомогательных услуг связаны предоставлением различных видов резервов (вращающихся, «горячих» и т.п.) и с регулированием частоты.

Рынки резервов мощности в России в явном виде отсутствуют. Оказание услуг по регулированию реактивной мощности предусмотрено в настоящее время только для генераторов, работающих в режиме синхронного компенсатора. Рассмотрение вопроса о целесообразности внедрения других видов услуг по регулированию реактивной мощности выходит за рамки настоящей работы, тем не менее, в случае появления подобных видов услуг ресурсы управления спросом могут быть допущены к их оказанию. В связи с этим возможности для потребителей электроэнергии оказывать вспомогательные услуги в обозримом будущем могут быть предоставлены только для услуг по регулированию частоты.

Потребители, имеющие возможность в течение длительного периода регулировать нагрузку в относительно небольшом диапазоне с характеристиками, соответствующими характеристикам генераторов, участвующих в НПРЧ (АВРЧМ) должны иметь возможность оказания услуг по НПРЧ (АВРЧМ) с оплатой по цене, сформированной в результате конкурентного отбора (самостоятельно или через агрегаторов нагрузки).

Использование ресурсов управления спросом для регулирования частоты в энергосистемах уже получило определенное распространение и продолжает развиваться [5, 8]. Допуск потребителей к оказанию вспомогательных услуг целесообразен потому, что может снизить совокупную стоимость их оказания. Кроме того, в определенных условиях потребители могут предоставлять услуги, недоступные для большинства генераторов. Например, нагрузка может быть снижена по сигналу системного оператора или автоматически под действием реле частоты со скоростью, значительно превышающей скорость изменения нагрузки генератора [10].

2.4.4. Оплата услуг розничных потребителей

Оплата агрегатором услуг розничных потребителей по изменению потребления оплачивается на основании договора оказания услуг. Деятельность агрегатора должна приносить прибыль, кроме того, агрегаторы, как правило, должны иметь резерв регулировочной способности для гарантированного исполнения обязательств на рынке электроэнергии и мощности. Также, в ряде случаев, агрегаторы несут затраты на поставку технических решений, обеспечивающих управление нагрузкой потребителя. Поэтому потребитель получает за разгрузку оплату в размере, учитывающем необходимые

расходы и прибыль агрегатора. Адекватный уровень цен на услуги потребителей должен обеспечиваться конкуренцией агрегаторов.

2.4.5. Измерение и верификация (Определение объема разгрузки потребителей)

Определение объема разгрузки потребителей, участвующих в управлении спросом – одна из важнейших составляющих формирования программ управления спросом. Следует отметить, что несмотря на наличие большого количества материалов, посвященных отдельным аспектам и методам определения объема разгрузки потребителей, обобщающих работ на эту тему относительно немного. Настоящий раздел разработан, в основном, на базе [16] как одной из таких обобщающих работ. При разработке конкретных методик оценки объема разгрузки потребителей целесообразно провести тщательный анализ используемых в мировой практике подходов и воспользоваться наиболее успешными наработками.

Создание механизмов участия потребителей в оптовом рынке в качестве ресурса управления спросом опирается на базовый принцип, заключающийся в том, что изменение нагрузки должно рассматриваться как эквивалент изменению генерации. Соответственно представляется естественным требовать, чтобы изменения нагрузки измерялись с той же точностью, которая требуется при измерении количества произведенной генератором электроэнергии. При этом количество электроэнергии, выработанной электростанцией, может быть определено путем непосредственного измерения. В отличие от генерации изменение нагрузки потребителем не может быть измерено непосредственно и подлежит расчету. Вместо этого измерение эффективности ресурса управления спросом предполагает сравнение наблюдаемой нагрузки с теоретической нагрузкой, которая имела бы место в отсутствие управления спросом. Оценку нагрузки в условиях, которые мы не можем непосредственно наблюдать, обязательно содержит какую-то ошибку. Несмотря на то, что теоретическая нагрузка не является наблюдаемой, тем не менее эти ошибки можно оценивать и контролировать.

При адекватном дизайне программы управления спросом и процедур измерения и верификации (measurement & verification, M&V) управление спросом предоставляет надежный, измеримый и верифицируемый ресурс на розничном и оптовом рынках. Трудность, с которой сталкиваются разработчики и администраторы программ управления спросом, заключается в том, что рассмотрение нагрузки как ресурса создает основную проблему оценки: как точно измерить то, что невозможно наблюдать непосредственно. Не существует однозначного, неопровержимого способа измерить какой нагрузка была бы. Методы измерения и верификации должны обеспечивать наилучшую оценку того, какой была бы нагрузка, соответствующую предоставляемому товару или услуге. В основе большинства существующих методов определения объема разгрузки лежит концепция графика базовой нагрузки (baseline) – объема электроэнергии, который потребитель потребил бы в отсутствие разгрузки. Подлежащий оплате объем разгрузки потребителя определяется как разность между графиком базовой нагрузки и измеренным счетчиком электроэнергии потреблением.

Основные направления измерения и верификации в управлении спросом – это:

- формирование информации для расчетов с потребителями (settlement),

- определение изменения потребления на уровне программы управления спросом (impact estimation).

Наиболее масштабная на сегодняшний день работа по изучению и стандартизации методов измерения и верификации управления спросом проведена в США Североамериканским комитетом по энергетическим стандартам (North American Energy Standards Board, NAESB), которые были затем приняты FERC.

Стандарты «NAESB Business Practice Standards for Measurement and Verification for demand response» выделяют следующие критерии, обеспечивающие эффективную разработку методологии оценки показателей участия в управлении спросом:

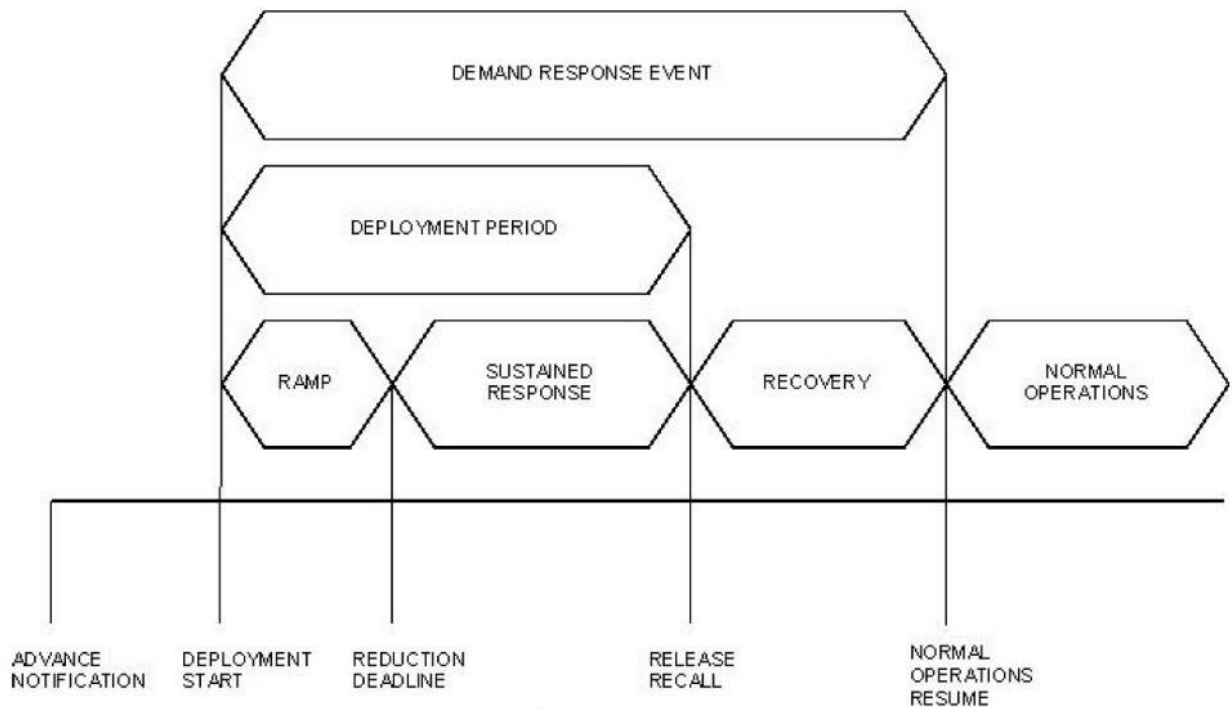
- точность – метод должен обеспечивать точную оценку разгрузки, так чтобы оплате подлежало только изменение нагрузки, связанное с событием управления спросом, и минимизировать возможность манипулирования для потребителя,
- гибкость – метод должен обеспечивать точную оценку разгрузки для всех участвующих типов ресурсов и обеспечивать учет факторов, снижающих точность оценки, таких как избыточно высокая нагрузка в дни событий, необычная погода и т.п.
- простота/понятность – метод должен обеспечивать возможность донесения простым языком, чтобы требования и расчеты были легко понимаемы,
- воспроизводимость – метод должен быть воспроизводим потребителем, агрегатором и стороной, оценивающей эффективность программы.

NAESB Business Practice Standards выделяют 5 методов оценки показателей участия²:

- **Максимальная базовая нагрузка** (Maximum Base Load) – метод оценки, основанный исключительно на способности ресурса поддерживать потребление на заданном уровне (или ниже заданного уровня) во время события управления спросом,
- **Измерение до / измерение после** (Meter Before / Meter After) – метод, предусматривающий сравнение результатов измерения потребления в заранее заданный период времени до фазы deployment события управления спросом (см. рис. 1) с результатами измерения во время фазы sustained response,
- **Измерение объема генерации** (Metering Generator Output) – метод, предусматривающий оценку на базе производства электроэнергии собственным генератором потребителя (behind the meter generation),
- **График базовой нагрузки Тип-I** (Baseline Type-I) – метод, основанный на исторических результатах измерений интервальными счетчиками, который может также использовать дополнительные данные, такие как погода и календарь,

² В оригинале – *performance evaluation*

- **График базовой нагрузки Тип-II (Baseline Type-II)** – метод, основанный на статистическом семплировании для оценки потребления электроэнергии агрегированных ресурсов управления спросом, когда интервальные измерения доступны не для всей совокупности потребителей.



Adapted from NAESB (WEQ ratified March 21st, 2011.)

Рис. 1. Фазы события управления спросом

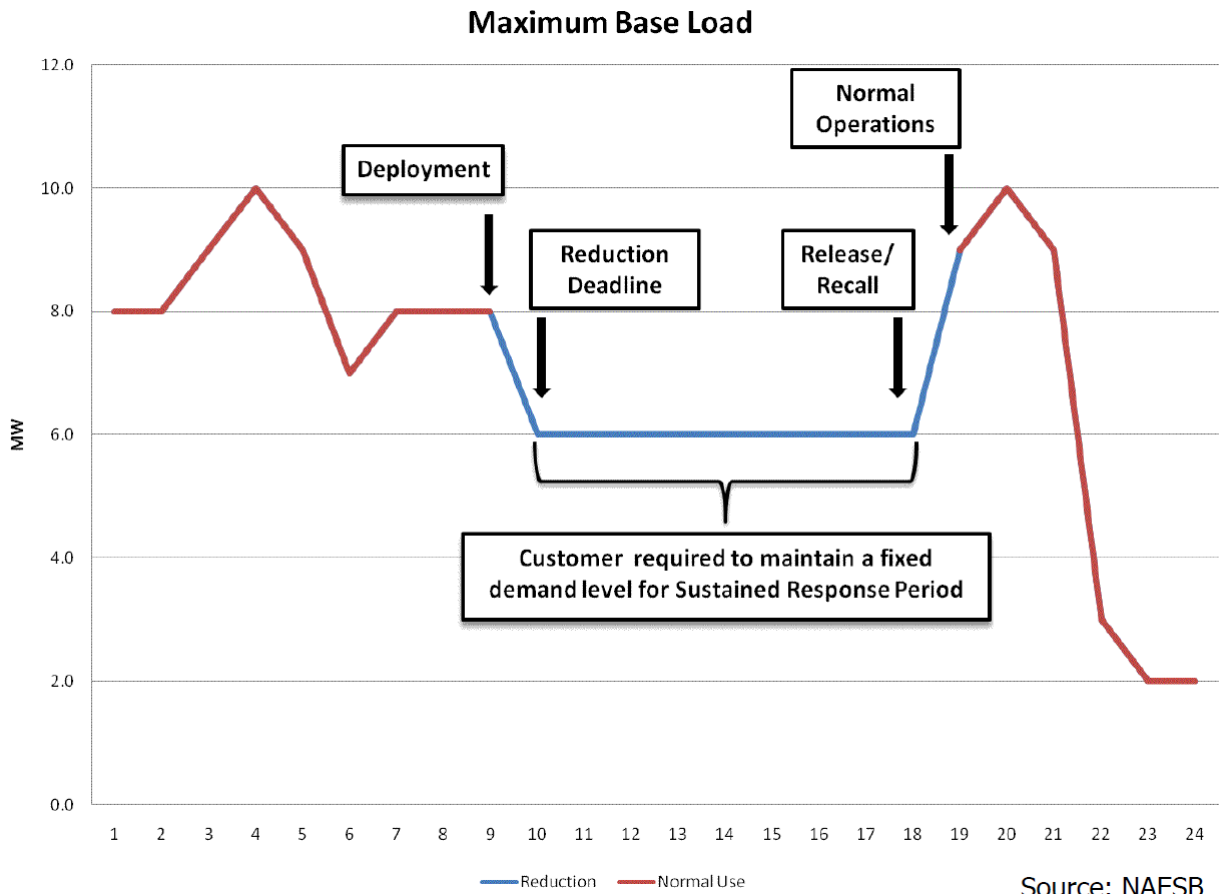


Рис. 2. Метод «Максимальная базовая нагрузка»

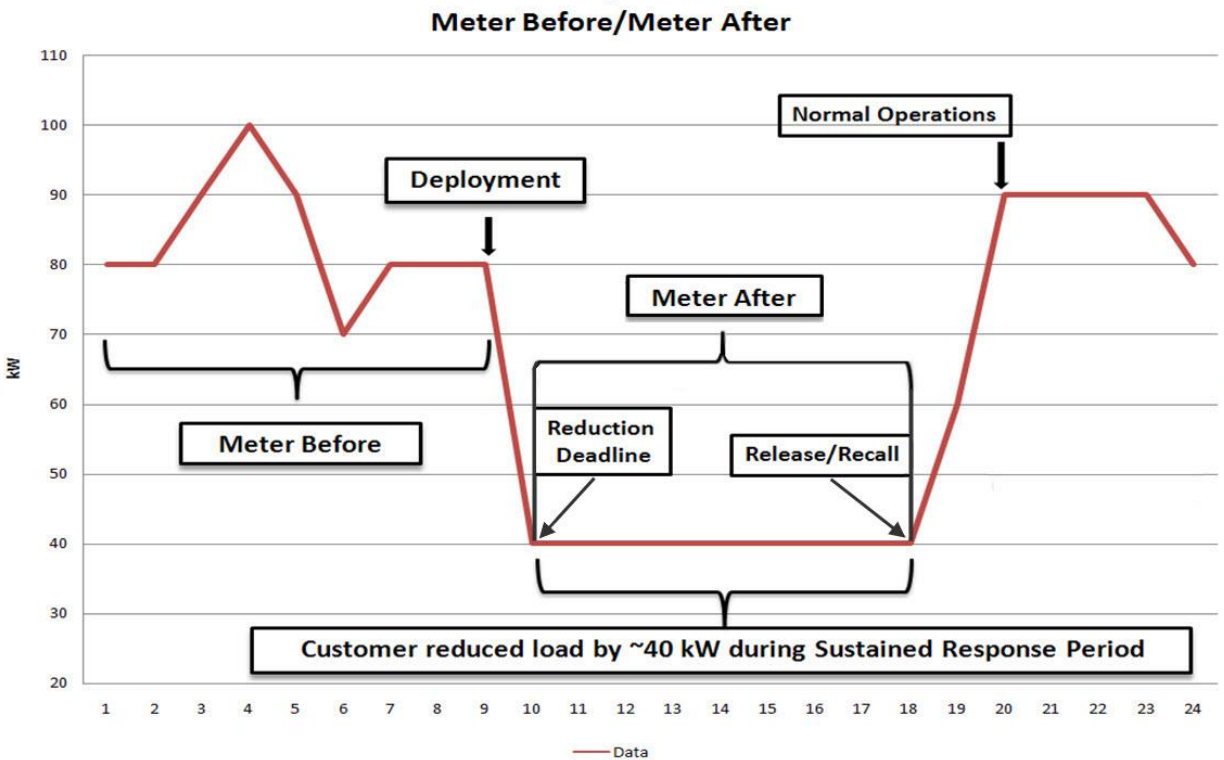
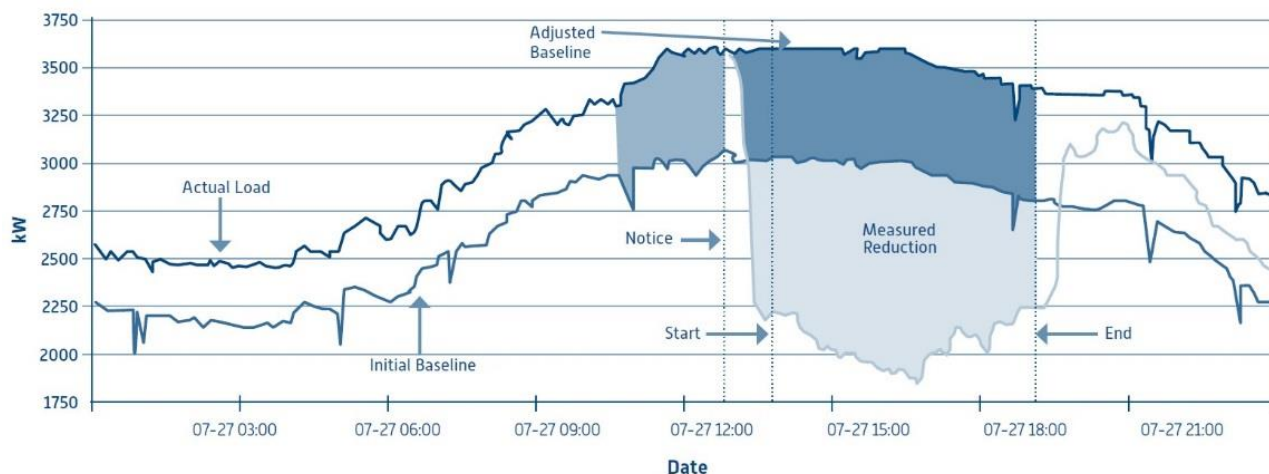


Рис. 3 Метод «Измерение до/измерение после»



Источник: EnerNOC

Рис. 4 Метод «График базовой нагрузки тип-I»

Применение методов, классифицированных NAESB, для оценки участия потребителей в распространенных типах программ управления спросом

Использование собственной генерации (Behind-the-Meter Generation)

Если программа управления спросом допускает использование потребителем собственной генерации, то возможно применение методов оценки, основанных на **измерении объема генерации**.

Для участия в управлении спросом могут быть использованы резервные генераторы (которые обычно не производят электроэнергию) или генераторы, нормально осуществляющие производство электроэнергии с постоянной или переменной мощностью. Кроме того, во время события управления спросом нагрузка потребителя, участвующего в программе за счет собственной генерации может оставаться неизменной, снижаться (обеспечивая совместное участие генерирующего и потребляющего оборудования в управлении спросом) или повышаться (снижая полезность использования собственной генерации для управления спросом). В результате измерение объема генерации может быть использовано в сочетании с другими методами оценки.

Для резервных генераторов, используемых в качестве ресурса управления спросом может использоваться непосредственное измерение объема генерации с дополнительным контролем того, что потребление не увеличилось (при необходимости). Для генераторов, осуществляющих производство электроэнергии, могут использоваться методы, основанные на сравнении объема генерации с **графиками базовой нагрузки** генератора. При совместном участии генерирующего и потребляющего оборудования потребителя в управлении спросом могут быть использованы методы, использующие результаты измерения объема электроэнергии в точке поставки, без отдельного учета измерения произведенной генератором электроэнергии.

Прямое управление нагрузкой (Непосредственное управление нагрузкой, Direct Load Control (DLC))

Программы прямого управления нагрузкой позволяют администратор программы управлять оборудованием потребителя с использованием коммуникационной технологии, обеспечивающей передачу в оборудование потребителя сигнала на

отключение (разгрузку) и возобновление нормального функционирования по окончании события управления спросом.

Исторически наиболее часто используемым оборудованием в программах прямого управления нагрузкой были системы вентиляции и кондиционирования, водонагреватели, водяные и тепловые насосы, которые полностью отключались во время события управления спросом (более сложные варианты предусматривают ограничение времени работы оборудования внутри каждого часа). Более продвинутые системы контроля вместо воздействия на включение/отключение используют изменение уставки термостата и двухстороннюю коммуникацию, позволяющую пользователю перехватить управление и обеспечивающую возможность регистрации и записи состояния системы управления.

Большинство существующих программ DLC не предполагают оплаты потребителю конкретного объема разгрузки. Скорее, оплата обычно представляет собой фиксированный платеж за период действия программы (например, сезон или год), за событие или за один час участия. В результате такие программы не требуют оценки объема разгрузки отдельного потребителя в качестве основы для платежа между администратором программы и участником. При этом оценка общей эффективности программы может быть произведена с использованием методов построения графиков базовой нагрузки для агрегированной нагрузки. Если совокупность потребителей, участвующих в программе DLC, представляется на оптовом рынке в виде единого ресурса, необходимо использовать методы, позволяющие оценить объем разгрузки такой агрегированной нагрузки. Для этого могут использоваться методы построения **графика базовой нагрузки типа 1** (если все участвующие потребители оснащены интервальными счетчиками) **или типа 2** (когда используются измерения выборки потребителей).

В целом считается, что наличие технологии, обеспечивающей автоматическую реакцию на сигнал, повышает степень участия потребителей. Автоматизация также повышает привлекательность участия для потребителя. В определенных пределах такая технология может повысить качество измерения и верификации. Потребители с эффективными системами управления демонстрируют более устойчивое потребление при нормальной операционной деятельности и более устойчивую реакцию на события управления спросом.

Технологии управления и коммуникации, используемые в программах управления спросом включают в себя:

- удаленное управление оборудованием потребителей;
- автоматическая передача сигналов на снижение нагрузки в оборудование потребителей для дальнейшей разгрузки в соответствии с предопределенной стратегией участия потребителя;
- передача сигналов от потребителя администратору программы (подтверждение приема сигнала от оператора, информация о снижении нагрузки);

- двухсторонняя коммуникация с системным оператором в режиме реального времени для управления потреблением (например, на балансирующем рынке) или предоставления системных услуг.

Системы управления могут предоставлять возможность записи дополнительных параметров, которые могут быть полезными при оценке участия. Как минимум, администратор программы располагает данными о времени выдачи сигнала на разгрузку. Если технология предусматривает двухстороннюю коммуникацию, то оператор может также получать информацию о получении сигнала системой управления потреблением и перехвате управления потребителем. Оплата услуг потребителей может быть скорректирована с учетом отказов или перехватов управления. Например, существуют программы, использующие термостаты с двухсторонней коммуникацией, которые предусматривают возможность корректировки уставки термостата потребителем во время события управления спросом, при этом пользователь не получает оплаты или платит штраф за такие действия. Оплата услуг агрегатора, представляющего группу таких потребителей на оптовом рынке может осуществляться на основе информации о количестве участвующих потребителей с однотипными устройствами, и корректироваться на основе информации о перехвате управления потребителем или о неуспешном дистанционном управлении.

Таким образом, наиболее полезная для измерений и верификации информация, предоставляемая такими технологиями – это сигналы, получаемые администратором программы от потребителя с использованием специализированных коммуникационных стандартов, таких как OpenADR. Эта информация может использоваться для немедленной верификации разгрузки и идентификации отказов или перехвата управления потребителем. Кроме того, оператор может получать более детальную информацию, такую как уставка термостата или сведения об определенных единицах оборудования, которые были отключены для разгрузки.

«Твердый» уровень нагрузки (Firm load, Firm service level, “Drop to”, “Down to” и т.п.)

Программы управления спросом, которые предполагают разгрузку участников до заранее заданного индивидуального (т.н. «твердого») уровня потребления во время события, успешно используют **метод максимальной базовой нагрузки**. Для многих из таких программ оценка участия потребителя сводится к измерению того, насколько реальная нагрузка превышает твердый уровень. Как правило, расчеты основываются на максимальной измеренной нагрузке во время события.

Программы с твердым уровнем нагрузки не требуют разработки сложных динамических графиков базовой нагрузки.

Снижение нагрузки относительно базовой (Reduction from baseline)

Многие программы управления спросом требуют от участников снижения потребления относительно графика базовой нагрузки после уведомления от администратора программы. Эти программы могут предполагать зависимость оплаты от объема снижения нагрузки. Такие программы широко распространены как на оптовых, так и на розничных рынках.

Для потребителей, имеющих интервальные счетчики электроэнергии, график базовой нагрузки рассчитывается на основании результатов измерений и расчеты осуществляются на основе величины разгрузки. Для расчета такого графика базовой нагрузки используется метод построения **графика базовой нагрузки тип-I**.

Для программ управления спросом, допускающим агрегирование нагрузки потребителей, оснащенных интервальными счетчиками возможны следующие варианты:

- построение агрегированного графика базовой нагрузки на основе результатов измерений со счетчиков всех участвующих потребителей,
- определение разгрузки агрегированной нагрузки как суммы разгрузок отдельных участников, вычисленных на основании индивидуальных графиков базовой нагрузки.

Оба эти варианта могут использовать метод построения графика базовой нагрузки тип-I.

Для агрегированной нагрузки, когда не все участники имеют интервальные счетчики, может потребоваться выборка из числа участников для статистической оценки. График базовой нагрузки рассчитывается на основании данных интервального учета для выборки. Используется метод построения **графика базовой нагрузки тип-II**.

Для кратковременных изменений нагрузки, например, при оказании вспомогательных услуг, возможно использование **метода «Измерение до/измерение после»** в качестве самостоятельного или в сочетании с другими методами, обеспечивающим наилучшие оценки участия и минимизацию возможностей манипулирования со стороны потребителей. Метод «Измерение до/измерение после» может использоваться как для отдельных потребителей, оснащенных интервальными счетчиками, так и для агрегированных нагрузок. Если не все участники имеют интервальные счетчики, метод «Измерение до/измерение после» может сочетаться с статистическим семплированием из метода построения графика базовой нагрузки тип-II.

Обзор методов построения графиков базовой нагрузки приведен в приложении 3.

2.5. Регуляторные и иные барьеры/ограничения или неопределенности

В соответствии с российским законодательством электроэнергия и мощность – товары, обращение которых происходит на оптовом и розничных (только электроэнергия) рынках. Несмотря на то, что изменение нагрузки потребителей эквивалентно изменению генерации, такое изменение нагрузки не является товаром и не может быть непосредственно измерено с использованием систем коммерческого учета электроэнергии. Это ограничивает возможность непосредственной конкуренции потребителей (агрегаторов нагрузки) с генераторами и торговли результатами действий потребителей по изменению нагрузки на рынках электроэнергии. В случае принципиальной непреодолимости таких ограничений должны быть разработаны механизмы опосредованного учета действий по управлению спросом на ОРЭМ, в максимальной степени имитирующие полноценное участие потребителей (агрегаторов нагрузки) в торгах.

На оптовом рынке электроэнергии отсутствует субъект «агрегатор нагрузки» и процедура регистрации подобного субъекта. Агрегатор нагрузки не является генератором или потребителем и, в общем случае, не имеет ни в собственности, ни во владении генерирующего оборудования или энергопринимающих устройств. Требуется внесение изменений в Правила оптового рынка и возможно в ФЗ «Об электроэнергетике» с описанием нового вида субъекта, который, не владея генерирующим оборудованием или энергопринимающими устройствами, за счет наличия технологии управления и договоров с субъектами розничного рынка имеет возможность изменять физический график потребления/генерации и влиять на баланс спроса и предложения на рынке электроэнергии.

Определение объемов разгрузки должно осуществляться на основании утвержденных методик с использованием данных коммерческого учета электроэнергии. При этом на розничном рынке применяются разнородные требования к учету электроэнергии, которые могут быть недостаточны для адекватного контроля разгрузки потребителей. Кроме того, системы учета электроэнергии могут находиться в собственности потребителя или агрегатора (если в роли агрегатора выступает, например, энергосбытовая компания), что обуславливает необходимость принятия специальных мер для обеспечения достоверности данных. В качестве инфраструктуры, обеспечивающей формирование, сбор и передачу данных учета электроэнергии могут выступать сетевые компании, как организации, не имеющие заинтересованности в результатах оказания услуг по управлению спросом.

В настоящее время в России отсутствуют независимые организации, обладающие полным спектром необходимых компетенций. Организация-агрегатор должна обладать компетенциями в области работы на ОРЭМ, энергоаудита (для анализа потребления и разработки программ участия потребителей), информационных технологий и автоматизации. Создание агрегаторов на базе сбытовых, энергосервисных или IT-компаний потребует от этих компаний инвестиций в развитие соответствующих недостающих компетенций.

Отсутствуют технические требования для участия потребителей (агрегаторов) в оказании услуг по обеспечению системной надежности.

3. Порядок перехода к новой практике

3.1. Логика перехода к новой практике

В связи с неопределенностью статуса деятельности агрегатора на оптовом рынке и потенциальной сложностью преодоления этой неопределенности (см. раздел 2.5) внедрение управления спросом на розничных рынках предлагается проводить поэтапно:

- на первом этапе реализуются пилотные проекты функционирования агрегаторов нагрузки, координируемые Системным оператором в качестве единого закупщика услуг агрегаторов как вида услуг по обеспечению системной надежности,
- на втором этапе деятельность агрегаторов полностью интегрируется в механизмы оптового рынка электроэнергии и мощности.

Реализация пилотных проектов путем включения в перечень услуг по обеспечению системной надежности позволяет гибко адаптировать параметры программ управления спросом с учетом технологических возможностей участников, отработать процедуры и методы определения объема разгрузки потребителей, а также позволит принять участие в проведении пилотных проектов агрегаторам нагрузки, не являющимся действующими субъектами ОРЭМ.

Для проведения пилотных проектов необходимо включить в перечень услуг по обеспечению системной надежности новый вид услуг: комплекс действий по осуществляемому в рамках проведения пилотного проекта агрегатором нагрузки совместному управлению спросом отдельных розничных потребителей электроэнергии, направленному на снижение пикового потребления и экономическую оптимизацию функционирования энергосистемы (далее – услуги по управлению спросом потребителей). Системный оператор выступает в качестве единого закупщика услуг агрегаторов, проводит отбор агрегаторов, оплачивает их услуги, обеспечивает трансляцию эффекта от действий агрегаторов на оптовый рынок путем передачи данных об обязательствах по снижению потребления коммерческому оператору для учета таких обязательств в РСВ вместе с объемом разгрузки в рамках механизма ЦЗСП на оптовом рынке.

Экономическая модель при проведении пилотных проектов описана в приложении 1

Параллельно с реализацией пилотных проектов должна быть продолжена работа по формированию и уточнению статуса агрегатора и его деятельности на оптовом рынке электроэнергии и мощности. По итогам реализации пилотных проектов должна быть окончательно разработана и внедрена целевая модель участия потребителей розничного рынка в управлении спросом на электроэнергию.

3.2. Ключевые изменения нормативной правовой базы

- ФЗ от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» (в частности, статья 35)
- ПП от 27.12.2010 № 1172 «Об утверждении правил оптового рынка электроэнергии и мощности»
- ПП от 03.03.2010 №117 «О порядке отбора субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии, оказывающих услуги по обеспечению системной надежности...» (обеспечить возможность агрегаторов нагрузки и потребителей оказывать услуги по НПРЧ и АВРЧМ – в настоящее время предусмотрена только для электростанций)
- Разработка нормативно-методического документа, определяющего порядок подтверждения исполнения обязательств, включая методику формирования базового графика потребления (вариант – в составе регламентов рынка)
- Разработка стандарта организации (СТО) АО «СО ЕЭС», определяющего технические требования к участию агрегированной нагрузки потребителей в НПРЧ и АВРЧМ
- Должна быть определена необходимость внесения изменений в Основные положения функционирования розничных рынков электрической энергии.

3.3. План перехода к новой практике

- 2018 год – разработка НПА, обеспечивающих реализацию пилотных проектов, проведение отбора пилотных проектов на 2019 год,
- 2019 – 2020 г. – реализация пилотных проектов с ежегодным уточнением (расширением) состава участников, разработка целевой модели функционирования агрегаторов и участия розничных потребителей в управлении спросом,
- 2020 г. – анализ результатов реализации пилотного проекта по созданию/развитию агрегаторов на объектах не менее чем в двух субъектах Российской Федерации, принятие НПА, обеспечивающих функционирование механизма управления спросом в целевой модели
- с 2021 г. – функционирование целевой модели управления спросом

3.4. Оценка социально-экономических последствий

Для потребителей электроэнергии:

Все потребители оптового рынка электроэнергии получают положительный эффект за счет снижения цены на электроэнергию в периоды разгрузки участников программы ценозависимого потребления. В долгосрочной перспективе стоимость электроэнергии может быть снижена также за счет уменьшения инвестиций в генерирующие и сетевые объекты.

Потребители электроэнергии, участвующие в программах управления спросом, получают следующие эффекты:

- потребители, не оптимизирующие в настоящее время оплату мощности, получают доход от участия в программах управления спросом,
- потребители, участвующие в оптимизации платежа за мощность путем смещения потребления из часов пик региона, при переходе в программы управления спросом получают сопоставимый экономический эффект при меньшем количестве разгрузок,
- потребители, рассматривающие целесообразность отказа от централизованного электроснабжения за счет строительства собственной генерации, получают альтернативу в виде участия в управлении спросом, позволяющую получить сопоставимый экономический эффект при сохранении преимуществ централизованного электроснабжения.

Для производителей электроэнергии:

Совокупный платеж за электроэнергию снижается: выработка перераспределяется в пользу более эффективных генерирующих мощностей за счет снижения пикового потребления и увеличения потребления в дни, когда разгрузка не требуется (при этом совокупное потребление не изменяется или несколько увеличивается). Снижение выработки для генераторов с наиболее дорогими заявками на загрузку из-за вытеснения из торгового графика потребителями с ценозависимым потреблением. Увеличение

выработки электроэнергии более эффективными электростанциями. Эффект на рынке мощности в целом – снижение совокупной стоимости мощности для генераторов.

В долгосрочной перспективе отказ или отсрочка строительства новых генерирующих мощностей.

Для сетевых компаний:

Снижение перегрузок в действующих сетях. В долгосрочной перспективе отказ или отсрочка строительства новых сетевых мощностей.

Для рынка электроэнергии

Механизм повышает эффективность работы энергосистемы в целом (как технологического объекта, вне зависимости от действующей модели рынка) за счет снижения выработки электроэнергии электростанциями с наиболее высокой себестоимостью производства электроэнергии. Потребители, снижающие потребление в часы максимальной нагрузки, не снижают интегральные значения потребления. Это означает, что электроэнергия, не потребленная в пиковые часы, будет использована в другие часы, при этом для ее производства будут задействованы более экономичные электростанции, чем те, которые были бы загружены в пиковые часы.

В долгосрочной перспективе управление спросом позволяет снизить потребность в инвестициях на строительство пиковой генерации и развитие сети т.к. пропускная способность сетей должна быть рассчитана на пиковую нагрузку.

Появление в будущем в отдельных регионах России значительных объемов ВИЭ может привести к снижению управляемости энергосистемы в связи с колебаниями мощности, которым подвержены такие источники. Программы управления спросом могут быть использованы для смещения потребления на периоды времени, когда выработка ВИЭ максимальна. Управление спросом признано одним из важнейших инструментов интеграции генерации на основе возобновляемых источников.

Для экономики в целом

Экологический эффект

Применение механизма ЦЗСП приводит к снижению выбросов вредных веществ в атмосферу за счет снижения выработки электроэнергии электростанциями с низкой топливной эффективностью. Расширение состава участников механизма ЦЗСП за счет розничных потребителей увеличивает объем вытесняемой неэффективной выработки.

Поддержка инноваций

Внедрение на розничном рынке потребителей, способных гибко управлять своим потреблением, потребует развития систем интеллектуального учета электроэнергии, являющихся технологической основой функционирования интеллектуальных сетей (smart grid). Развертывание систем интеллектуального учета, особенно на начальных этапах, может сталкиваться с трудностями, связанными с получением экономического эффекта от внедрения таких систем. Использование систем интеллектуального учета

электроэнергии в программах управления спросом значительно повышает экономическую эффективность этих систем.

Развитие управления спросом розничных потребителей во многом связано с такими технологиями как «интернет вещей», «умный дом», позволяет задействовать накопители энергии, что повышает экономическую эффективность внедрения этих технологий.

Агрегаторы нагрузки в мире – это динамично развивающийся высокотехнологичный бизнес, в который вовлечены специалисты в областях энерготрейдинга, информационных технологий, энергоаудита, энергоэффективности и интеллектуального учета. Создание агрегаторов нагрузки формирует рабочие места для квалифицированных специалистов.

Полномасштабное внедрение технологий управления спросом повышает конкуренцию на рынках электроэнергии, мощности и системных услуг.

Список литературы

1. Peak Load Management Alliance «Demand Response Acronyms & Glossary. Training Course Resource», 1st Edition (May 2017), https://www.peakload.org/assets/PLMADR%20AcronymsGlossary_053117.pdf,
2. IEA (International Energy Agency), «Re-Powering Markets. Market design and regulation during the transition to low-carbon power systems», Second Edition, (March 2016), <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/REPOWERINGMARKETS.PDF>
3. Nadel, Steven «Demand response programs can reduce utilities' peak demand an average of 10%, complementing savings from energy efficiency programs», 09.02.2017, <http://aceee.org/blog/2017/02/demand-response-programs-can-reduce>
4. Navigant Research, «Global Demand Response Capacity is Expected to Grow to 144 GW in 2025», 2016, <https://www.navigantresearch.com/newsroom/global-demand-response-capacity-is-expected-to-grow-to-144-gw-in-2025>
5. SEDC (Smart Energy Demand Coalition), «Explicit Demand Response in Europe. Mapping the Markets 2017», 2017, <http://www.smartenergy.eu/explicit-demand-response-in-europe-mapping-the-markets-2017/>
6. IEA (International Energy Agency), «Digitalization & Energy», 2017, <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/DigitalizationandEnergy3.pdf>
7. PA Consulting Group, «Aggregators - Barriers and External Impacts», prepared for Ofgem (Office of Gas and Electricity Markets), May 2016, https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2016/07/aggregators_barriers_and_external_impacts_a_report_by_pa_consulting_0.pdf
8. DREAM-GO, «Identified Short and Real-Time Demand Response Opportunities and the Corresponding Requirements and Concise Systematization of the Conceived and Developed DR Programs», March 2017, http://dream-go.ipp.pt/PDF/DREAM-GO_Deliverable2.1.pdf
9. Synapse Energy Economics, «Best Practices in Utility Demand Response Programs», Prepared for Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ), 31.03.2017, <http://www.synapse-energy.com/sites/default/files/Utility-DR-17-010.pdf>
10. Brattle Group «International Review of Demand Response Mechanisms», prepared for the Australian Energy Market Commission, October 2015, http://files.brattle.com/files/5887_aemc_report.pdf
11. SEDC (Smart Energy Demand Coalition), «Mapping Demand Response in Europe Today 2015», 30.09.2015, <http://www.smartenergy.eu/wp-content/uploads/2015/09/Mapping-Demand-Response-in-Europe-Today-2015.pdf>
12. Hurley D., Peterson P., Whited M. (Synapse Energy Economics), «Demand Response as a Power System Resource: Program Designs, Performance, and Lessons Learned in the United States», prepared for Regulatory Assistance Project (RAP), May 2013, <https://www.raponline.org/wp-content/uploads/2016/05/synapse-hurley-demandresponseasapowersystemresource-2013-may-31.pdf>
13. SEDC (Smart Energy Demand Coalition), «Enabling independent aggregation in the European electricity markets. Roles and Responsibilities: Keeping the BRP whole after a

- demand response event. Position Paper», February 2015, <http://smartenergydemand.eu/wp-content/uploads/2015/02/SEDC-Enabling-Independent-Aggregation.pdf>
14. Хохлов А., Мельников Ю, Веселов Ф., Холкин Д., Дацко К., «Распределенная энергетика в России: потенциал развития», Энергетический центр Московской школы управления СКОЛКОВО, январь 2018, <https://energy.skolkovo.ru/downloads/documents/SEneC/Research/SKOLKOVO EneC DER-3.0 2018.02.01.pdf>
 15. Monitoring Analytics, «2017 State of the Market Report for PJM», 2018 <http://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM State of the Market/2017/2017-som-pjm-sec6.pdf>
 16. Goldberg M., G. Kennedy Agnew, «Measurement and Verification for Demand Response», Prepared for the National Forum on the National Action Plan on Demand Response: Measurement and Verification Working Group, February, 2013 <https://www.ferc.gov/industries/electric/indus-act/demand-response/dr-potential/napdr-mv.pdf>
 17. Глоссарий ЕБРР по проектному финансированию. Том 1. Англо-русский. <http://www.ebrd.com/downloads/research/essay/pfeng.pdf>
 18. AEIC (Association of Edison Illuminating Companies) Load Research Committee, «Demand Response Measurement & Verification. Applications for Load Research», March 2009, https://www.smartgrid.gov/files/demand_response.pdf
 19. Goldman C., Reid M., Levy R., Silverstein A., «Coordination of Energy Efficiency and Demand Response. A Resource of the National Action Plan for Energy Efficiency», January 2010, https://www.epa.gov/sites/production/files/2015-08/documents/ee_and_dr.pdf
 20. Hledik R., Faruqi A., Bressan L. (Brattle Group), «Demand Response Market Research: Portland General Electric, 2016 to 2035», Prepared for Portland General Electric, January 2016, <https://www.portlandgeneral.com/-/media/public/our-company/energy-strategy/documents/2016-02-01-demand-response-market-research.pdf?la=en>
 21. Wang, Shengwei & Xue, Xue & Yan, Chengchu. (2014). Building power demand response methods toward smart grid. HVAC&R Research. 20. 10.1080/10789669.2014.929887.

Экономическая модель при проведении пилотных проектов

В связи с трудностью одномоментного развертывания целевой модели (см. раздел 2.5) для проведения пилотных проектов предлагается использовать упрощенный по отношению к целевой модели подход (раздел 3.1):

- Системный оператор проводит процедуру отбора пилотных проектов (связки из агрегатора и потребителей) и выступает в роли единого покупателя услуг агрегаторов по управлению спросом потребителей, и заключает договоры на оказание нового вида услуг по обеспечению системной надежности;
- Источником оплаты услуг по управлению спросом для пилотных проектов служит тариф СО на оказание услуг по оперативно-диспетчерскому управлению в части обеспечения системной надежности (тариф ОДУ-2), собираемый с покупателей оптового рынка. Для оплаты оказания услуг по управлению спросом устанавливается «price-cap», соответствующий цене ЦЗСП на оптовом рынке электроэнергии;
- Агрегаторы, в свою очередь, заключают с потребителями нерегулируемые договоры оказания услуг по изменению потребления;
- Объем разгрузки агрегаторов, заявленный в договоре оказания услуг по управлению спросом, передается СО в АТС для учета в рамках действующего механизма ценозависимого снижения потребления на оптовом рынке;
- АТС учитывает полученные от СО данные по объему и продолжительности разгрузки при двойном перерасчете РСВ в рамках действующего механизма ЦЗСП;
- В случае если в роли агрегатора выступает не ГП/энергосбытовая компания, являющиеся субъектами ОРЭ, то объем разгрузки учитывается в ГТП ГП, на территории обслуживания которого находится потребитель, оказывающий услуги по управлению спросом. При этом агрегатор обязан предложить ГП заключить договор на компенсацию отклонений, которые могут возникнуть на балансирующем рынке в случае если потребитель не исполнит обязательства по разгрузке;
- В случае если, в соответствии с критериями ЦЗСП, ТГ формируется с учетом разгрузки, АТС передает СО информацию об учете разгрузки агрегаторов в ТГ. СО в свою очередь уведомляет агрегатора о возникновении события разгрузки и осуществляет контроль исполнения обязательств по разгрузке в рамках договоров оказания услуг по управлению спросом;
- Источником экономического эффекта служит снижение пиковой цены РСВ при учете объемов разгрузки агрегаторов в двойном перерасчете РСВ;

Таким образом, несмотря на то, что договорная модель для пилотных проектов отличается от действующего механизма ЦЗСП, экономическая модель аналогична действующей модели ЦЗСП.

Виды программ и ресурсов управления спросом

В настоящем разделе приведены некоторые используемые в публикациях классификации программ управления спросом, участвующих потребителей и ресурсов, обеспечивающих изменение потребления. Дополнительно на эту тему на русском языке см. Н. Сидоровская «Управление спросом на мировых рынках электроэнергии» (журнал «ЭнергоРынок» №07 (132) сентябрь 2015)³.

Классификация NERC

В литературе наиболее широко используется классификация типов программ управления спросом, предложенная NERC (North American Electric Reliability Corporation, Североамериканская корпорация по надёжности электроэнергетики) и ее модифицированные версии (рис. П.2.1).

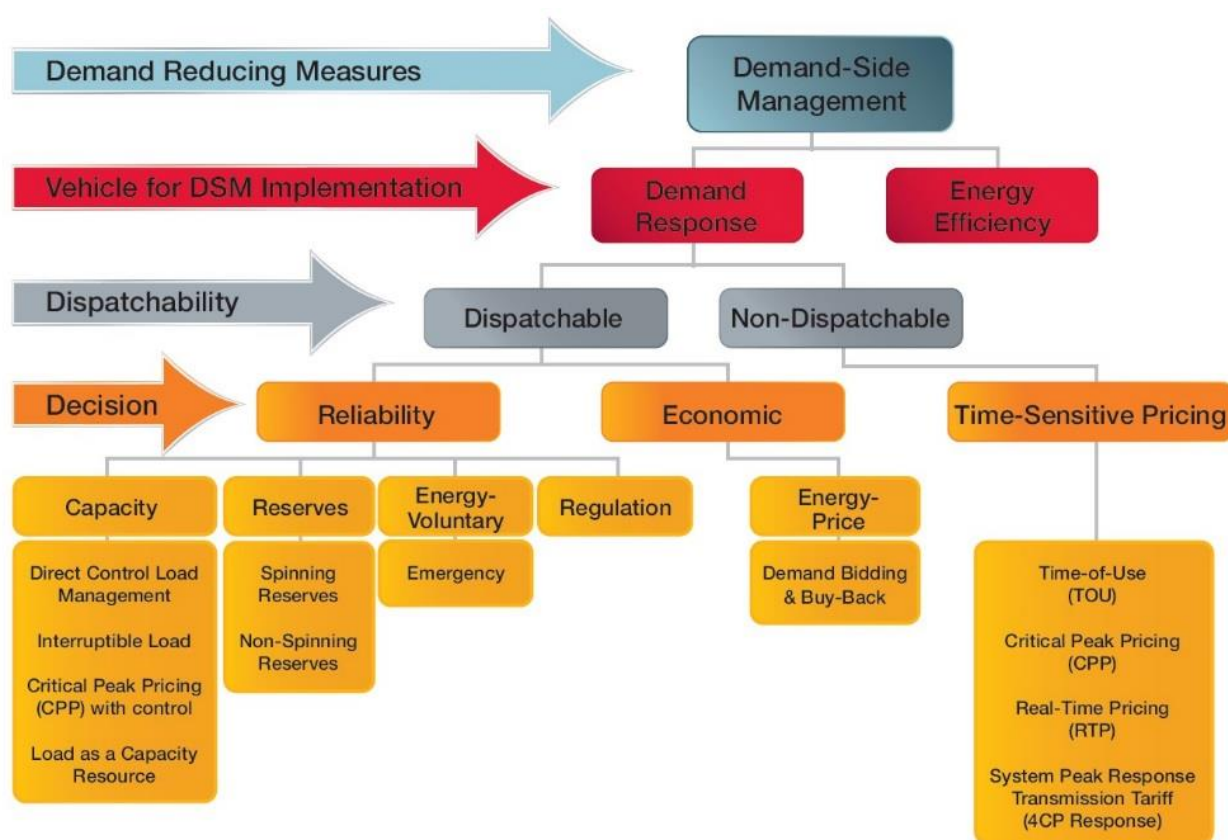


Рисунок П.2.1 Компоненты рационализации спроса.

Источник: Demand Response Availability Data System (DADS):Phase I & II Final Report. Report. Princeton: NERC, 2011. В редакции The Demand Response Paradox. The Importance of Markets and Policy to Demand Response White Paper; CGI, 2016

Управление спросом и энергоэффективность часто рассматриваются как компоненты более широкого понятия Demand-Side Management. Устоявшегося перевода термина Demand-Side Management на русский язык не существует. ЕБРР предлагает следующие варианты [17]:

³ Публикация доступна по адресу <http://so-ups.ru/index.php?id=2313>

- рационализация спроса;
- регулирование спроса;
- управление спросом.

Далее в настоящем документе термин Demand-Side Management будет передаваться в переводе «рационализация спроса»⁴. Рационализация спроса – это глобальный термин, охватывающий разнообразную деятельность, такую как управление нагрузками, энергоэффективность, энергосбережение и т.п. В целом в настоящее время наблюдается тенденция использования термина «рационализация спроса» в качестве зонтичного термина без строго определенного содержания, объединяющего разнообразную деятельность, направленную на оптимизацию потребления. Целям настоящего документа соответствует определение из раздела «Термины и определения» и аналогичные, например:

Под рационализацией спроса понимаются программы, воздействующие на нагрузку потребителя в целях обеспечения соответствия текущим или прогнозным возможностям энергосистемы. Рационализация спроса состоит из двух главных компонентов – управления спросом и энергоэффективности [18].

Варианты воздействия деятельности по рационализации спроса на графики нагрузки представлены на рис. П.2.2.

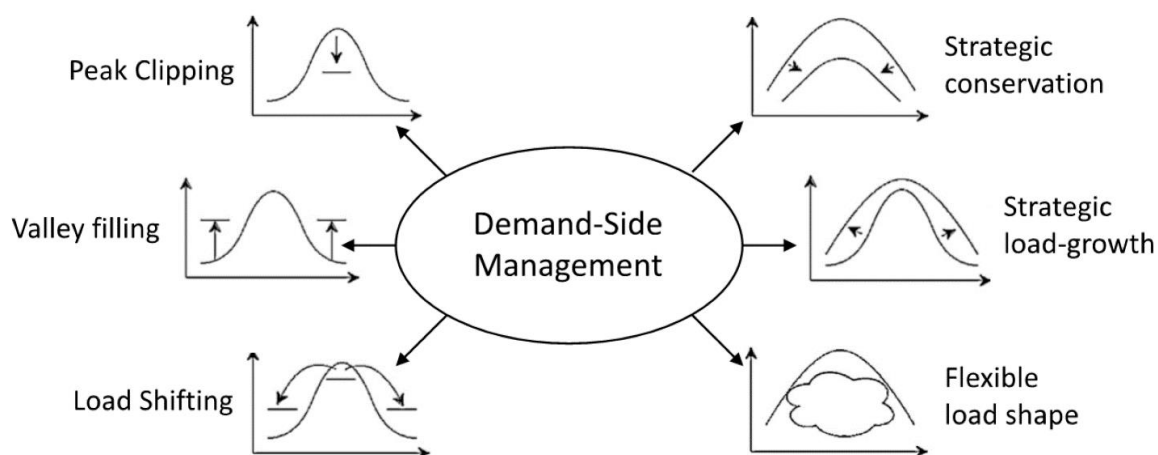


Рисунок П.2.2 Цели рационализации спроса.

Gellings, C.W. The Concept of Demand-Side Management for Electric Utilities. Proc. IEEE 1985, 73, 1468–1470

Управление спросом подразделяется на **управляемое диспетчером (dispatchable)** и **не управляемое диспетчером (non-dispatchable)**, устоявшийся перевод этих терминов отсутствует. Используется также родственная классификация, подразумевающая деление

⁴ Существует множество определений термина Demand-side Management, часть из которых не соответствует классификации NERC. Например, Международное энергетическое агентство (IEA) дает следующее определение: рационализация спроса – это любые изменения на стороне потребления рынка в целях достижения широкомасштабных улучшений энергоэффективности посредством внедрения апробированных технологий или изменения в поведении и практиках конечного потребителя (<http://www.ieadsm.org/wp/files/Strategy-Oct2015.pdf>). Это определение IEA не включает в явном виде управление спросом в состав рационализации спроса (либо не проводит различия между управлением спросом и энергоэффективностью).

управления спросом на **явное (explicit)** и **неявное (implicit)**. Согласно [11] в программах явного управления спросом (основанного на стимулах, **“incentive-based”** в терминологии FERC) ресурсы управления спросом предоставляются на рынке электроэнергии. Потребители изменяют потребление по запросу администратора программы при возникновении события управления спросом и получают оплату. Неявное управление спросом (называемое также основанным на ценах, **“price-based”** или основанным на времени, **“time-based”** в терминологии FERC) предполагает использование потребителями изменяющихся во времени цен (тарифов) на электроэнергию и/или услуги по передаче, которые отражают стоимость электроэнергии и/или ее передачи в различные периоды времени. Потребители получают возможность реагировать на изменение цен на оптовом рынке и в отдельных случаях цен на передачу по сети. Подчеркивается, что явное и неявное управление спросом не заменяют друг друга. В то время как явное управление спросом обеспечивает возможность потребителя влиять на баланс производства и потребления на оптовом рынке, неявное управление спросом потенциально обеспечивает больший охват потребителей. Далее в тексте будут использоваться термины явное управление спросом (в том числе в качестве синонима dispatchable), и неявное управление спросом (в том числе в качестве синонима non-dispatchable).

Следует отметить, что некоторые программы управления спросом, такие как CPP (critical peak pricing, тариф с критическим пиком потребления)⁵ и подобные им могут быть отнесены как к явному, так и к неявному управлению спросом[18].

Также NERC подразделяет явное управление спросом на следующие 4 продукта, предоставляемых на рынках электроэнергии (и мощности):

- электроэнергия,
- мощность,
- резервы,
- регулирование.

Управление спросом может рассматриваться на различных временных горизонтах (Рис. П.2.3), от долгосрочного планирования до управления энергосистемой в реальном времени. Обычно краткосрочные операции и операции в режиме реального времени выполняются на регулярной основе и подразумевают использование ресурсов явного управления спросом, т.к. такие ресурсы могут быть быстро и надежно активированы. С расширением горизонта планирования появляется возможность использования программ управления спросом, связанных с операциями текущего дня, позволяющих задействовать ресурсы как явного, так и неявного управления спросом с выдачей уведомления о разгрузке за несколько часов до события управления спросом. Горизонт планирования на сутки вперед имеет значительный потенциал использования ресурсов управления спросом, поскольку рынок электроэнергии на сутки вперед – это очень активный сегмент

⁵ при ожидании оператором рынка электроэнергии и/или системным оператором высоких цен на электроэнергию или сложных условий функционирования энергосистемы, они могут объявить критический пик потребления (например, с 15 до 18 часов в жаркий летний будний день) со значительным увеличением цены на электроэнергию во время такого пика. Длительности пиков и цена на электроэнергию в эти периоды могут быть predetermined заранее или варьироваться в зависимости от потребности в снижении пиковой нагрузки

рынка с большим количеством участников. Участие потребителей может быть предусмотрено в форме возможности подачи ценовых заявок на разгрузку (demand bidding) или обратной покупки (buyback) электроэнергии, когда электроэнергия, заранее купленная для удовлетворения потребностей потребителя, возвращается на рынок а форме разгрузки. Неявное управление спросом также может использоваться путем формирования динамических цен на сутки вперед. При планировании на месяцы и годы вперед формируется возможность участия ресурсов управления спросом в рынке мощности и отдельных видах вспомогательных услуг [8].

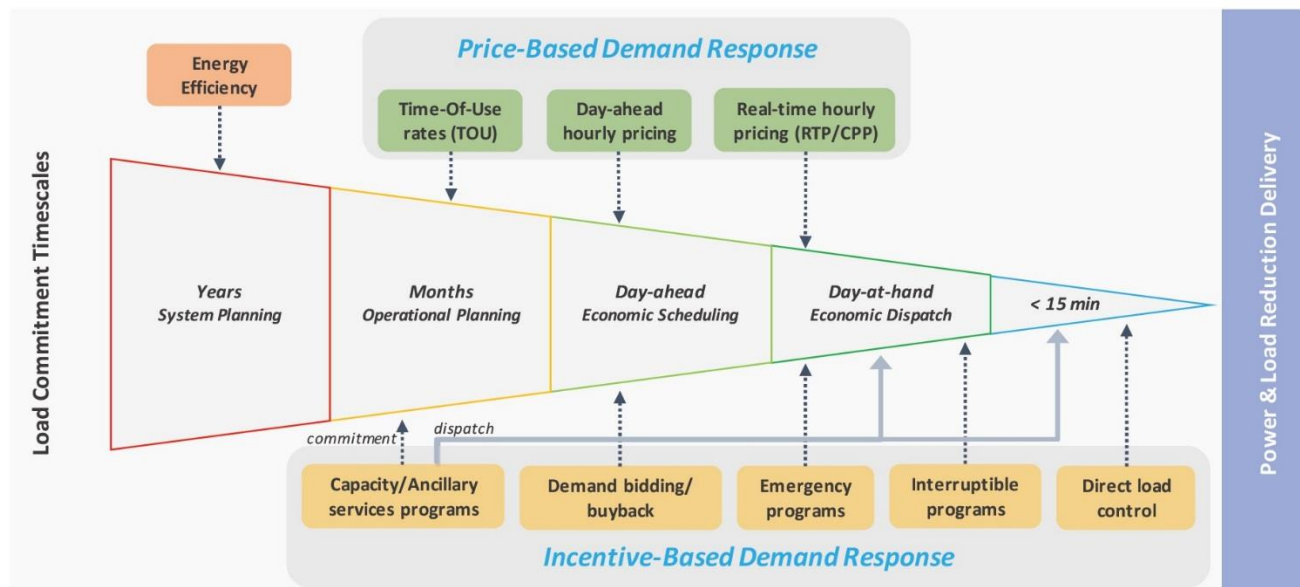


Рисунок П.2.3 Временная шкала использования ресурсов рационализации спроса

Взаимосвязь управления спросом и энергоэффективности

В то время как под управлением спросом на электроэнергию понимают, в основном, смещение потребления с пиковых периодов на внепиковые, энергоэффективность предполагает постоянное снижение потребления электроэнергии за счет внедрения более эффективного потребляющего оборудования и/или более эффективного управления существующим оборудованием при сохранении требуемой функциональности. Мероприятия по энергоэффективности в зависимости от времени использования энергоэффективного оборудования могут снижать пиковое потребление. В свою очередь, управление спросом может оказывать влияние на совокупное потребление энергии.

Метаисследование, проведенное в 2005 году, посвященное оценке влияния программ управления спросом на совокупное потребление показало, что, хотя некоторые исследования сообщают о том, что управление спросом положительно воздействует на энергоэффективность, большинство таких утверждений плохо обоснованы и не подкреплены тщательной оценкой. Другое исследование (2005 г., с повторной оценкой в 2007 г.) показало, что программы неявного управления спросом приводят к снижению потребления в среднем на 3-5%.

Таким образом, считается, что управление спросом скорее обеспечивает некоторое снижение общего объема потребления или не оказывает на него влияния. Однако

некоторые программы управления спросом могут увеличить потребление во внепиковые часы и, в отдельных случаях, увеличить общее потребление электроэнергии (при этом такой рост потребления может быть оправдан с экономической точки зрения за счет меньшей стоимости внепиковой электроэнергии, снижения расходов топлива и т. д.) [19].

На зарубежных рынках практикуется совместная оптимизация программ управления спросом и энергоэффективности в целях получения максимального совокупного эффекта. Рассмотрение таких практик не входит в число задач настоящего документа.

Классификация по администратору программы управления спросом

Программы управления спросом могут быть организованы на различных уровнях иерархии управления электроэнергетикой и организации рынка электроэнергии.

На верхнем уровне иерархии находятся программы, организованные системными операторами (ISO или TSO) и/или операторами рынка электроэнергии. Как правило, это наиболее всеобъемлющие программы управления спросом, направленные на обеспечение системной надежности и экономической эффективности по энергосистеме (рынку) в целом. Страны и энергосистемы, внедряющие механизмы управления спросом «с нуля», обычно начинают с таких программ. Часто среди программ, организуемых на этом уровне, заметное место занимают программы, направленные на обеспечение надежности электроснабжения, а также программы, направленные на снижение пиковой нагрузки по экономическим критериям.

В США широко распространены программы, организуемые на уровне поставщика электроэнергии⁶. Исторически эти программы появились раньше, чем программы, организованные на уровне системных операторов (операторов рынка). Реструктуризация рынков электроэнергии обеспечила различные варианты участия поставщиков в программах управлением спроса. Поставщики могут:

- выступать в качестве агрегаторов нагрузки в программах, организованных системным оператором,
- организовывать свои собственные программы управления спросом,
- привлекать независимых агрегаторов как для участия в программах уровня системного оператора, так и в собственных программах поставщика

Программы управления спросом, организованные на уровне поставщиков, в настоящее время интегрируются в работу оптового рынка (т.е. программы уровня системного оператора). Однако, поскольку многие из этих программ направлены на оптимизацию нагрузки на местном уровне, вероятно в обозримом будущем такие программы продолжат существовать (а также будут возникать новые программы)

Кроме того, программы управления спросом могут быть организованы распределительными сетевыми компаниями.

⁶ Термин «поставщик электроэнергии» используется здесь для перевода термина «Electric Utility» - сторона, осуществляющая производство, передачу или распределение* электроэнергии для использования, в первую очередь для общественных нужд. Поставщики могут иметь различную форму собственности. *Некоторые поставщики, работающие по регулируемым тарифам, могут быть аффилированы с компаниями, владеющими распределительными сетями.

Классификация по видам потребителей и ресурсов

При оценке охвата потребителей программами управления спроса, определении доли различных сегментов потребителей используются классификации, подразделяющие потребителей на промышленных, коммерческих, сельскохозяйственных и бытовых, например [20]:

- Бытовые потребители,
- Малые коммерческие и промышленные (Commercial & Industrial, C&I),
- Средние коммерческие и промышленные,
- Крупные коммерческие и промышленные,
- Сельскохозяйственные.

Очевидно, что границы между малыми, средними и крупными потребителями проводятся произвольно в зависимости от конкретных целей и условий.

В качестве ресурса для изменения потребления могут быть использованы (рис. П.2.4.):

- собственная генерация
- технологические возможности по изменению потребления, включая, но не ограничиваясь:
 - освещение,
 - вентиляция и кондиционирование,
 - холодильное оборудование,
 - насосно-перекачивающее оборудование
- накопители электроэнергии:
 - батареи аккумуляторов,
 - электрический транспорт,
 - термальные хранилища энергии,
 - прочие накопители.

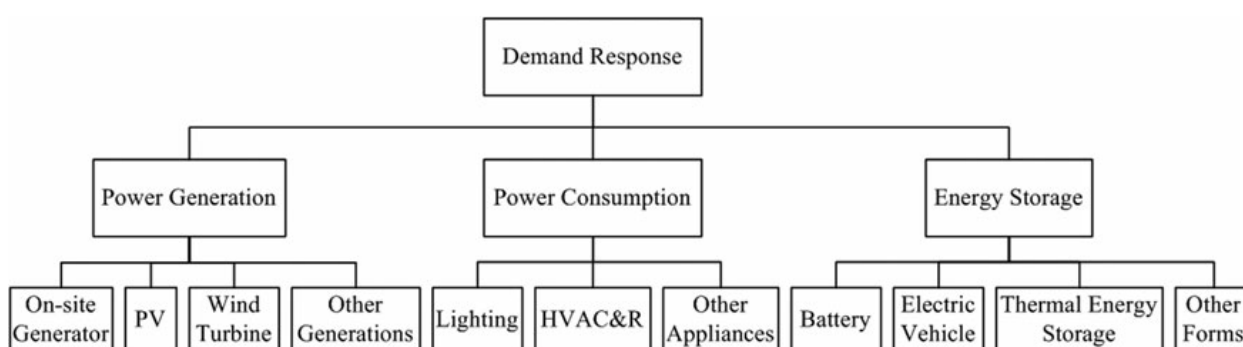


Рисунок П.2.4 Ресурсы для управления потреблением. Источник: [21]

По способу предоставления ресурса

РJM выделяет три способа управления нагрузкой:

- Непосредственное управление нагрузкой (Direct Load Control, DLC) – дистанционное управление оборудованием потребителя (в типичном случае

- кондиционерами, водонагревателями и т.п.) непосредственно из операционного центра администратора программы управления спросом (агрегатора). Потребители во многих случаях могут быть не оснащены интервальными приборами учета (поскольку объем снижения потребления при таком управлении известен, фиксируется только факт разгрузки),
- Гарантированный уровень нагрузки («твердый уровень нагрузки», firm service level (FSL), firm load, «разгрузка к ...», “drop to”, “down to”) – во время события управления спросом потребитель обеспечивает снижение потребления до заданного заранее уровня. Подходит для потребителей, которые участвуют в управлении спросом путем отключения части оборудования, после чего их оставшееся потребление составляет некоторый предсказуемый уровень. Контроль исполнения обязательств не требует построения графика базовой нагрузки,
 - Гарантированное снижение нагрузки (Guaranteed Load Drop (GLD), «разгрузка на ...» “down by”) – потребитель снижает потребление на заранее заданную величину. Подходит для потребителей с относительно предсказуемым графиком нагрузки, уверенных в своей возможности снизить потребление на оговоренную величину. Контроль исполнения обязательств требует построения графика базовой нагрузки.

График базовой нагрузки тип-1

График базовой нагрузки тип-1 – это наиболее широко используемый метод оценки участия потребителей в управлении спросом для целей финансовых расчетов в розничных программах. Метод использует исторические данные о потреблении с интервальных счетчиков электроэнергии для каждого участвующего потребителя. В исходные данные могут также включаться другие сведения, такие как информация о погоде или о том, является ли день события управления спросом рабочим днем, выходным или праздничным. Статистическое семплирование не используется. Возможно использование дополнительных инструментов приведения графика базовой нагрузки в соответствие с фактической нагрузкой в день события.

Подход «X из Y»

Наиболее часто графики базовой нагрузки формируют на основе подхода, называемого «X из Y», который является достаточно простым и прозрачным. Для построения графика базовой нагрузки выбирается Y последних дней перед событием управления спросом, в которых такие события отсутствовали. График базовой нагрузки рассчитывается путем усреднения потребления за X дней из числа выбранных дней.

Алгоритм

1. Выбирается Y дней одного типа, предшествующих дню события управления спросом, в которых события управления спросом отсутствовали.

Число Y составляет, как правило, 5 – 10 дней.

Возможные типы дней:

- 2 типа: будни, выходные/праздники (наиболее распространенный подход)
- 5 типов: понедельник, дни со вторника по четверг, пятницы, субботы, воскресенье и выходные

«Окно выбора» (baseline window) – период времени, в котором осуществляется выбор Y дней, например, 30, 45 или 60 дней. В отдельных случаях окно может быть плавающим.

Иногда устанавливают дополнительные правила выбора дней если не удастся найти необходимое количество дней в пределах установленного окна.

2. Из выбранных Y дней, руководствуясь «правилами исключения» (exclusion rules) выбирают X дней

Обычно в качестве дней X выбирают дни с максимальной нагрузкой (подход «High X of Y»). Считается, что такой подход отражает то, что события управления спросом происходят обычно в периоды повышенных нагрузок. Другим подходом может быть выбор средних по потреблению дней из числа Y или поиск дней, «похожих» на день события управления спросом по какому-либо заданному критерию.

Практикуется также исключение из набора дней с аномально высокой или аномально низкой нагрузкой.

В частном случае число X может быть равно Y.

3. Расчет графика базовой нагрузки

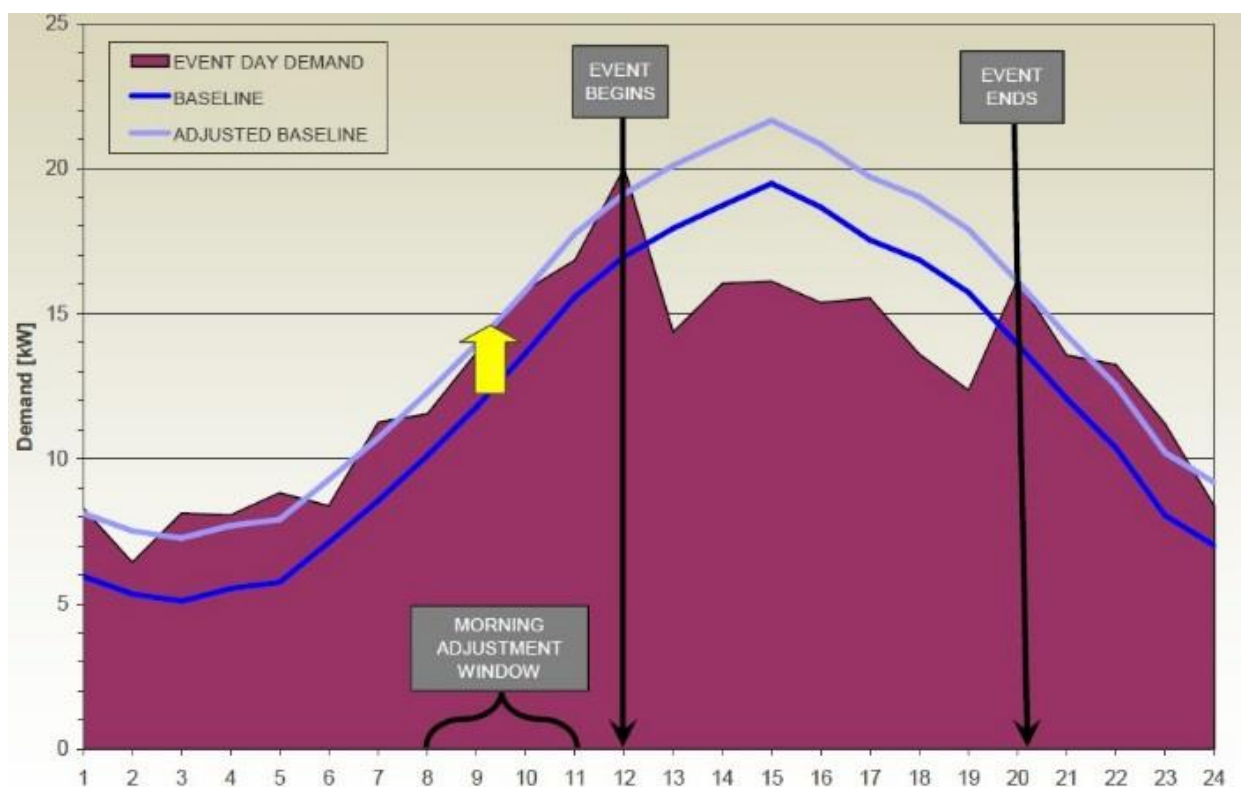
На основании информации о потреблении в выбранные X дней производится расчет графика базовой нагрузки. Два основных метода расчета:

- среднее арифметическое,
- регрессия.

В целом считается, что расчет с использованием методов математической регрессии не имеет значительных преимуществ перед средним арифметическим, при этом существенно усложняя расчет. Тем не менее использование регрессии для расчета графика базовой нагрузки практикуется в отдельных энергосистемах.

4. Приведение графика базовой нагрузки в соответствие с условиями в день события управления спросом (baseline adjustments)

Полученный в результате выполнения п. 1-3 график базовой нагрузки может быть необходимо скорректировать с учетом фактически складывающихся условий в день события управления спросом. Корректировки в график базовой нагрузки могут вноситься на основании информации о погоде или информации о потреблении в период, предшествующий разгрузке, в день события управления спросом.



Источник: California ISO

Рис. ПЗ.1. Настройка графика базовой нагрузки

Корректировка графика базовой нагрузки осуществляется скалярным или аддитивным способом. Скалярный способ: рассчитывается коэффициент, равный частному фактическое потребления перед событием управления спросом (adjustnebt window) к рассчитанному графику базовой нагрузки, затем график базовой нагрузки умножается на этот коэффициент.

Аддитивный способ предполагает расчет разности между потреблением перед событием и графиком базовой нагрузки, с последующей корректировкой графика базовой нагрузки на полученную величину.

Корректировки могут быть симметричными (как в сторону увеличения графика базовой нагрузки, так и в сторону снижения) и асимметричными (только в сторону увеличения). Также могут быть установлены ограничения на величину корректировки (adjutments caps).