

# Моделирование влияния пилотных проектов по управлению спросом на изменение цены электроэнергии на примере ВИНК

**Максим Кулешов**

начальник Департамента рынка системных услуг ОАО «СО ЕЭС»

**Алексей Архипов**

начальник службы развития рынков ОАО «СО ЕЭС»



Технологическая надежность работы энергосистем и качество электроэнергии в них определяются соблюдением баланса мощности. Постоянное изменение мощности потребителей выступает основной причиной возникновения необходимости в управлении балансом мощности и регулировании в энергосистемах. Потребляемая мощность в какой-то степени может быть спрогнозирована и спланирована с помощью рыночных механизмов, но в каждый момент в ее величине всегда будет оставаться стохастическая составляющая. Распространение генерации на основе возобновляемых источников энергии (ВИЭ), а именно на основе солнечной и ветровой энергии, существенно усугубляет проблему управления балансом мощности в энергосистемах. Такая генерация является, во-первых, практически неуправляемой (мощность генераторов зависит от погодных и климатических факторов, а не от команд оператора), во-вторых, стохастической и труднопредсказуемой.

Для того чтобы энергосистемы оставались управляемыми и работоспособными, требуется обеспечить особое свойство этих энергосистем, которое может рассматриваться как услуга по управлению балансом мощности в энергосистемах. Это свойство называется гибкостью.

Гибкость — это способность энергосистемы поддерживать баланс мощности в условиях динамически изменяющихся мощности потребления и мощности стохастической генерации за счет оперативной компенсации возникающего небаланса мощности со стороны источников гибкости [1]. В централизованных энергосистемах с низкой долей генерации на ВИЭ гибкость — это способность энергосистемы поддерживать баланс мощности путем управляемого следования мощности генерации за динамикой потребления. В энергосистемах с массовым распростра-



нением ВИЭ гибкость — это способность энергосистемы поддерживать баланс мощности путем управляемого следования мощности традиционной генерации за динамически изменяющейся разницей между мощностью ВИЭ и потребляемой мощностью.

Традиционно в качестве единственного источника гибкости в энергосистемах рассматривается маневренная генерация, в первую очередь тепловые и гидроэлектростанции, способные к достаточно быстрому управляемому изменению своей мощности. Регулирование баланса в энергосистеме осуществляется генерирующими мощностями, называемыми пиковыми, большая часть которых оказываются задействованными в выдаче мощности очень ограниченное время. Но экономическая эффективность работы энергосистем, сильно сказывающаяся на платежах конечных потребителей, зависит в значительной степени от того, насколько равномерно загружены генерирующие и сетевые мощности, а значит, от степени их оптимального использования. Эффективность использования этих мощностей увеличивается с ростом их загрузки до технологически обусловленного предела. Но обеспечить такую оптимальную загрузку энергетических мощностей не позволяет упомянутая неравномерность графика потребления электроэнергии. По данным Системно-

го оператора [2], в час прохождения годового максимума потребления в 2017 г. потребляемая мощность была на 25% меньше рабочей мощности энергосистемы, а средняя по году мощность потребления — на 22% меньше потребляемой мощности в час максимума. По прогнозу Минэнерго России, на горизонте 2024 г. [3] и годовая, и суточная неравномерность потребления электроэнергии практически не изменится и останется высокой, что в сочетании с растущим спросом на мощность и увеличением установленной мощности энергосистемы России приведет к снижению эффективности использования генерации. Все большая доля мощностей будет использоваться с низким числом часов использования.

Поскольку регулирование энергосистем осуществляется маневренной генерацией, существенная часть генерирующих мощностей используется лишь незначительную долю времени года, а значительная часть сетевых мощностей работает с низкой нагрузкой. Инвестиции в неиспользуемую мощность и стоимость владения ею переносятся на цену электроэнергии для конечных потребителей, тем самым способствуя росту этой цены. Таким образом, потребность энергосистемы в регулировании за счет маневренной, особенно пиковой генерации вступает в противоречие с задачей экономической оптимизации работы энергосисте-



мы и повышения эффективности ее работы. Но источниками гибкости могут выступать не только генерирующие мощности. В качестве новых источников гибкости в энергосистемах в настоящее время рассматриваются системы накопления электроэнергии и управление спросом. Управление спросом как источник гибкости реализует следующий принцип: снижение мощности и потребления электроэнергии полностью равносильно увеличению мощности генерации и росту выработки электроэнергии. Но управление спросом способно решить ту же задачу управления балансом генерации и потребления мощности дешевле, а зачастую и качественнее, чем существующие генерирующие мощности. На стороне конечных потребителей электроэнергии размещен значительный ресурс участия в поддержании баланса мощности в энергосистеме. До 30% мощности электроприемников конечных потребителей могут стать управляемыми. Это означает, что мощность таких электропри-

емников и моменты их включения и выключения могут определяться не только их основной функцией, но и потребностью энергосистемы в увеличении или снижении потребляемой мощности для регулирования этой энергосистемы.

Возможность управления нагрузкой определяется в первую очередь энергопотреблением в процессах, обладающих тепловой инерцией, — нагревании, охлаждении, вентиляции, кондиционировании, а также любыми другими типами нагрузки, электропотребление которых можно регулировать без ущерба для их основных функций. Появление у конечных потребителей систем накопления электроэнергии и собственных источников энергии существенно увеличивает ресурс участия этих потребителей в управлении энергосистемами. До недавнего времени отсутствие автоматических регуляторов у электроприемников, а также отсутствие средств удаленного и автоматического доступа к ним и их владельцам и пользо-

вателям не позволяли развернуть массовые практики управления нагрузкой, а спрос конечных потребителей не рассматривался в качестве источника гибкости. Но появление технологий интеллектуального управления нагрузкой и автоматических регуляторов, а часто и средств удаленного управления практически у всех электроприборов и электроприемников сделало доступной и реальной эту принципиальную возможность — управлять энергосистемами на стороне потребления. В целях использования этого ресурса во многих странах мира формируется рынок управления спросом, или рынок *demand response (DR)*. Формирование этого рынка позволяет создать на базе потребителей электроэнергии с управляемой нагрузкой новые источники гибкости в энергосистеме, эффективно конкурирующие с генерацией. В конечном счете обеспечение гибкости путем управления спросом потребителей электроэнергии позволяет существенно повысить



эффективность использования генерирующих и сетевых мощностей, сгладить и укрупнить график потребления электроэнергии. Таким образом, управление спросом позволяет частично разрешить противоречие между необходимостью эффективного использования генерирующих и сетевых мощностей и наличием средств оперативного управления балансом мощности. Кроме того, формирование рынка DR предоставляет механизм монетизации применения накопителей электроэнергии. Тем самым рынок DR стимулирует конечных потребителей и бизнес к инвестициям в технические средства управления потреблением, в том числе в системы накопления электроэнергии. В условиях энергетического перехода, нарастающей декарбонизации и увеличения доли ВИЭ в энергетических балансах развитых и некоторых развивающихся экономик спрос на гибкость для поддержания надежности и эффективности работы энергосистемы также продолжит расти.

Поэтому энергетический переход является главным драйвером роста рынка управления спросом в мире. По оценке *Navigant Research* [1], мировой рынок управления спросом достигнет 140 ГВт уже в 2025 г.

Проблема низкой плотности графика электропотребления была порождена структурными сдвигами в экономике России. На рубеже 1990–2000 гг. объемы потребления электроэнергии промышленностью существенно сократились, а объемы бытового потребления увеличились. При этом промышленное потребление носит, как правило, базовый характер (повсеместный трехсменный режим работы в 1980-е гг. предприятий машиностроения, радиоэлектронной и ткацкой промышленности), а бытовое потребление, существенно выросшее из-за роста энергооборуженности домохозяйств, имеет ярко выраженные утренние и вечерние пики потребления. Потребление электроэнергии в России, достигнув к 2007 г. уровня дореформенного 1992 г., осуществляется

при росте потребляемой мощности на 6% за этот же период, что означает существенное разуплотнение графика нагрузок, и тенденция эта сохраняется до сих пор. Разумеется, некоторое сдерживающее влияние на снижение плотности графика оказывает рыночное ценообразование в энергетике, появление многотарифного учета и тарифов, дифференцированных по зонам суток, однако сохраняется наличие (и даже рост!) перекрестного субсидирования между населением и промышленностью [4].

В России тематика DR стала развиваться после 2000 г., когда менеджмент РАО «ЕЭС России» начал формировать, а потом и реализовывать программу реформирования электроэнергетики, которая включала в себя формирование конкурентных рынков электрической энергии и мощности [5]. Профессиональному энергетическому сообществу стало понятно, что либерализация оптовой торговли энергией и мощностью должна сопровождаться либерализацией в прочих сек-





торах (системные услуги, розничный рынок, разного рода сервисы). Тем не менее понадобилось немало усилий, в том числе по изучению зарубежного опыта [6], прежде чем сформировалась концепция российского подхода к проблеме DR и первая версия нормативно-правовой базы. При этом произошла смена терминологии — вместо *demand response* в России возник термин «ценозависимое потребление».

Управление спросом на электроэнергию — это изменение потребления электроэнергии конечными потребителями относительно их нормального профиля нагрузки в ответ на изменение цен на электроэнергию во времени или в ответ на стимулирующие выплаты, предусмотренные для того, чтобы снизить потребление в периоды высоких цен на электроэнергию на оптовом рынке или когда системная надежность под угрозой. Управление спросом может снижать цены на электроэнергию на оптовом рынке, что, в свою очередь, приводит к снижению цен на розничном рынке.

Управление спросом является эффективным инструментом сни-

жения цен на рынке электроэнергии в пиковые часы, когда для покрытия спроса на электроэнергию привлекаются менее эффективные генерирующие объекты. При этом относительно небольшое снижение потребления может привести к существенному снижению цены на электроэнергию. Потребители оптового и розничного рынков имеют возможность изменять свое потребление внутри суток, ежедневно в рабочие дни, оптимизируя свой график для снижения фактического объема потребления мощности в прогнозируемые часы пикового потребления региона с целью снижения стоимости покупки мощности.

Согласно [7], ценозависимое снижение потребления мощности (ЦЗСП) представляет собой снижение потребления мощности покупателем с ценозависимым потреблением, определяемое на основании величин, по которым таким покупателем принято обязательство обеспечить готовность к осуществлению ценозависимого снижения объема покупки электрической энергии, с учетом выполнения таким покупателем установленных

этимися правилами требований к готовности к ценозависимому снижению объема покупки электрической энергии.

Покупатель с ценозависимым потреблением — покупатель электрической энергии и мощности, являющийся участником оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ), осуществляющий самостоятельное планирование потребности в электрической мощности и принявший обязательство в отношении определенной группы точек поставки обеспечить готовность к осуществлению ценозависимого снижения объема покупки электрической энергии.

Ценозависимое снижение объема покупки электрической энергии — снижение объема покупки электрической энергии покупателем с ценозависимым потреблением при проведении конкурентного отбора ценовых заявок на рынке на сутки вперед (РСВ) на величину, заявленную таким покупателем.

Участие потребителя в механизме ЦЗСП не требует ежедневной разгрузки потребителя и предполагает снижение стоимости мощности за готовность к разгрузке по ко-



**Табл. 1. Прогноз свободных (нерегулируемых) цен на покупку электрической энергии и мощности в 2019–2022 гг.**

Ценовая зона / субъект Российской Федерации	Приросты свободных (нерегулируемых) цен на мощность за 1 МВт пикового потребления (год к предыдущему году)			
	2019	2020	2021	2022
Первая ценовая зона, %	22,6	2,9	3,2	0,4
Средневзвешенная нерегулируемая цена на мощность, руб./МВт	791 026	813 966	840 013	843 373
Тюменская область, %	22,8	3,0	3,7	0,4
Цена на мощность ООО «XXXX», руб./МВт	801 970	826 029	856 592	860 019

манде (от одной до пяти в месяц) при выполнении условий срабатывания механизма ЦЗСП.

В рамках действующей нормативной базы оплата ЦЗСП осуществляется в пределах цены конкурентного отбора мощности (КОМ) для тепловой генерации — т. е. 124 тыс. руб. в месяц за 1 МВт, в то время как для потребителей цена мощности существенно выше — около 600 тыс. руб. в месяц за 1 МВт, поскольку в нее включена высокая плата за мощность, построенную по договорам поставки мощности (ДПМ). Относительно низкий уровень оплаты не дал надлежащих экономических сигналов потребителям, и объем ЦЗСМ в 2018 г. не превышал 54 МВт, т. е. 0,036% от пикового потребления в ЕЭС — 152 тыс. МВт [8]. Поскольку проблема стимулирования потребителей не решена, разработаны и прошли общественное обсуждение изменения в [7].

В связи с планируемыми изменениями в законодательство РФ в части ЦЗСП и введением на рынок новых участников — агрегаторов управления спросом на электрическую энергию [1, 9] в механизмах снижения потребления электрической энергии заинтересованы крупные про-

мышленные потребители, в том числе вертикально-интегрированные нефтяные компании (ВИНК), поэтому было оценено влияние механизма ЦЗСП на организациях группы «ЛУКОЙЛ», являющейся характерным представителем ВИНК с полным набором предприятий сегментов *Upstream* и *Downstream*.

Целью моделирования являлись оценка экономического результата от участия потребителей (предприятий в составе ВИНК) в механизме ЦЗСП, оценка влияния снижения потребления в Западной Сибири на снижение цен РСВ в первой ценовой зоне и оценка возможного влияния на генерирующие компании в составе ВИНК (участники ОРЭМ), расположенные также в первой ценовой зоне.

Модельные расчеты проводились также в целях оценки возможного результата участия предприятий, входящих в ВИНК, в механизме ЦЗСП на ОРЭМ с учетом состоявшихся КОМ и /или в пилотном проекте по созданию агрегаторов управления спросом на электрическую энергию.

Для проведения моделирования выбирался летний и зимний день пикового потребления в субъекте РФ, на территории которо-

го расположены энергопринимающие устройства предприятий сегмента *Upstream*, (Западная Сибирь, ценовая зона Европы и Урала), в котором возможно срабатывание механизма ЦЗСП.

Для моделирования рассматривалось два варианта участия организаций в составе ВИНК в оказании услуг по изменению потребления электроэнергии:

— агрегированное управление спросом на электрическую энергию;

— ценозависимое снижение потребления электрической энергии и мощности на ОРЭМ.

Оценка экономических результатов моделирования производилась исходя из идеальных условий без учета затрат на технологическое переоборудование и неполученной прибыли в результате снижения объемов основного промышленного производства организаций ВИНК.

Расчеты выполнены с учетом информации Ассоциации «НП Совет рынка» относительно приростов свободных (нерегулируемых) цен на покупку мощности в 2019–2022 гг. по субъектам Российской Федерации для Тюменской области (табл. 1, 2).

**Табл. 2. Приросты свободных (нерегулируемых) цен на электрическую энергию в 2019–2022 гг.**

Ценовая зона / субъект Российской Федерации	Приросты свободных (нерегулируемых) цен на электрическую энергию (год к предыдущему году)			
	2019	2020	2021	2022
Первая ценовая зона, %	2,8	2,0	3,3	3,3

Табл. 3. Годовая стоимость услуг по управлению спросом крупного предприятия сегмента Upstream

Объем разгрузки, МВт	Длительность разгрузки, ч							
	2	4	2	4	2	4	2	4
	Стоимость услуг участника, млн руб. /год							
	2019*		2020		2021		2022	
20	94,9	189,8	97,7	195,4	100,8	201,6	101,2	202,4
50	237,3	474,6	244,2	488,4	252,0	504,0	253,0	506,0
100	474,6	949,2	488,4	976,8	504,0	1008,0	506,0	1012,0

\* В проекте постановления правительства, регулирующем проведение пилотного проекта на 2019 г., объем услуг по управлению спросом ограничен 50 МВт.

Расчет проводится на фактических данных расчетной модели балансирующего рынка без учета объемов других участников, участвующих в программах управления спросом на оптовом рынке электроэнергии и мощности. Для расчета выбран один день декабря (12.12.2017) и один день июня (30.06.2017). В рамках моделирования проведен ряд расчетов разгрузки крупного предприятия сегмента Upstream глубиной 20, 50 и 100 МВт продолжительностью 2 и 4 часа.

Для целей моделирования выполнены два расчета на модели балансирующего рынка (идентична модели РСВ) без учета и с учетом разгрузки. Сигналом о необходи-

мости произвести снижение потребления является срабатывание механизма ЦЗСП на ОРЭМ.

По итогам расчета за 12.12.2017 снижение цены не соответствовало критериям срабатывания механизма ЦЗСП, а за 30.06.2017 соответствовало. Далее рассмотрен результат расчета за 30.06.2017 как соответствующий критериям срабатывания механизма ЦЗСП.

В соответствии с проектом постановления правительства [7] для двух вариантов участия в изменении потребления электрической энергии количество дней, в которые может быть осуществлена разгрузка, составляет не более 5 в месяц.

Важной особенностью механизма ЦЗСП является появление на рынке специфической функции по агрегированию спроса на энергию. Агрегатор управления спросом на электрическую энергию — организация, которая приобретает услуги розничных потребителей, консолидирует их способность изменять потребление и конвертирует ее в товары и услуги на рынках электроэнергии, мощности и системных услуг и транслирует часть полученного на оптовом рынке эффекта потребителям. Агрегатор проводит оценку имеющихся у потребителей возможностей изменения потребления, разрабатывают оптимальные алгоритмы участия



Табл. 4. Прогнозное снижение стоимости мощности за 2022 г., млн руб.

ГТП		«1»	
Объем снижения, МВт		двухчасовая разгрузка	четырёхчасовая разгрузка
18		92,9	185,8
45		232,2	464,4
90		464,4	928,8
ГТП		«2»	
Объем снижения, МВт		двухчасовая разгрузка	четырёхчасовая разгрузка
2		10,3	20,6
5		25,8	51,6
10		51,6	103,2
<b>Итого по региону</b>			
Объем снижения, МВт		двухчасовая разгрузка	четырёхчасовая разгрузка
20		103,2	206,4
50		258,0	516,0
100		516,0	1 032,0

в программах управления спросом, оснащает потребителей необходимыми системами автоматизации, приборами и устройствами.

Потребители, участвующие в групповом управлении изменением нагрузки, — потребители розничного рынка электрической энергии, обладающие технологиями изменения потребления без ущерба для основного производства и заключившие договор оказания услуг по изменению нагрузки с агрегатором управления спросом на электрическую энергию, обеспечивающие снижение объемов потребления электрической энергии энергопринимающим устройством путем изменения режима работы энергопринимающе-

го устройства. По критерию отсутствия ущерба для основного производства рассмотрена возможность остановки в пиковые часы насосов в системе поддержания пластового давления (ППД), при этом время остановов может быть использовано для планового технического обслуживания.

Участие в агрегированном управлении спросом на электрическую энергию в соответствии с [7] возможно на период проведения пилотного проекта в течение двух лет с 2019 по 2020 год и может осуществляться с использованием энергопотребляющего оборудования потребителей сегмента *Upstream* на розничном рынке через агрегатора управления спросом.

При этом при двухчасовой разгрузке объем разгрузки учитывается с коэффициентом 0,5. При четырехчасовой разгрузке объем разгрузки учитывается с коэффициентом 1.

В качестве предельной цены оказания услуг по управлению спросом на электрическую энергию принимается прогнозная средневзвешенная нерегулируемая цена на мощность на оптовом рынке для соответствующей ценовой зоны в соответствии с прогнозом Ассоциации «НП Совет рынка» для первой ценовой зоны оптового рынка электроэнергетики.

В случае 100% готовности к участию и фактического исполнения обязательств по разгрузке годовая стоимость услуг по управле-

Табл. 5. Увеличение стоимости покупки мощности при невыполнении обязательств за 2022 г., млн руб.

Заявленный объем снижения, МВт	Неготовность к разгрузке, %	двухчасовая разгрузка	четырёхчасовая разгрузка
20	50	12,9	25,8
	100	25,8	51,6
50	50	32,3	64,5
	100	64,5	129,0
100	50	64,5	129,0
	100	129,0	258,0



**Табл. 6. Итоговое влияние на цену КОМ для первой ценовой зоны оптового рынка электроэнергии (в ценах 2020 г. без учета индексации)**

Объем разгрузки, МВт	Снижение цены КОМ для всех участников, руб. /МВт в месяц	
	двухчасовая разгрузка	четырёхчасовая разгрузка
20	26,48	52,96
50	61,5	123
100	123	246
1% от величины спроса на мощность	1753	3506

нию спросом крупного предприятия сегмента *Upstream* представлена в табл. 3.

В течение действия пилотного проекта участие в агрегированном управлении спросом на электрическую энергию осуществляется без штрафов за невыполнение требований по разгрузке. Механизм ЦЗСП мощности в настоящее время функционирует на ОРЭМ. Плата за оказание услуг осуществляется по цене КОМ для соответствующей ценовой зоны. В связи с тем что КОМ до 2021 г. включительно уже состоялся, то если не будут организованы корректировочные КОМ, ближайший возможный год участия в механизме ЦЗСП — 2022-й.

Для целей моделирования при этом, что в соответствии с [7] плата за оказание услуг по ценозависи-

мому снижению потребления электрической энергии для оптовых потребителей будет определяться по фактической средневзвешенной нерегулируемой цене покупки мощности с учетом коэффициента резервирования в их группе точек поставки (ГТП), относящихся к одному узлу расчетной модели и (или) к единому технологически неделимому энергетическому объекту. Для ГТП потребления предприятий с учетом исходных данных для моделирования в случае 100% готовности к участию и фактического исполнения обязательств по разгрузке прогнозируемое снижение стоимости мощности на 2022 г. представлено в табл. 4.

В целях выполнения обязательств по обеспечению готовности к осуществлению ценозависимого снижения объема покупки

электрической энергии покупатели с ценозависимым потреблением обязаны поддерживать относящиеся к соответствующим ГТП энергопринимающие устройства в состоянии готовности к ценозависимому снижению объема покупки электрической энергии.

Если фактический объем ценозависимого снижения потребления мощности покупателя с ценозависимым потреблением в соответствующей ГТП окажется менее объема ценозависимого снижения потребления мощности, составляющего обязательства покупателя по осуществлению ценозависимого снижения потребления, то часть объема мощности, покупаемого по таким договорам, равная разнице указанных объемов, оплачивается по цене мощности для потребителя, увеличенной на 25% (табл. 5).



Табл. 7. Снижение стоимости покупки мощности по договорам купли-продажи мощности за год

Объем разгрузки, МВт	Снижение стоимости покупки мощности по договорам купли-продажи мощности по результатам КОМ, млн руб. /год	
	двухчасовая разгрузка	четырёхчасовая разгрузка
20	0,5	0,9
50	1,1	2,1
100	2,1	4,2
1% от величины спроса на мощность	30,1	60,2

Дополнительно следует учитывать, что в целевой модели (для механизма ЦЗСП начиная с 2020 г.) объем разгрузки влияет на цену КОМ. При проведении КОМ объем мощности, заявленный потребителями для участия в механизме ЦЗСП, уменьшает объем спроса на данную величину и снижает итоговую цену мощности по итогам КОМ. Таким образом, на период после 2020 г. следует учитывать дополнительный эффект от влияния на цену КОМ, положительный для ГТП потребления.

При этом, согласно постановлению правительства РФ от 27.12.2010 № 1172, при проведении КОМ совокупный объем ценозависимого снижения потребления мощности составляет величину не более 1% объема спроса на мощность в первой точке спроса на мощность. Для оценки данного эффекта, моделирование снижения цены мощности проводилось на модели КОМ 2020 г. (табл. 6).

Принимая во внимание, что среднемесячный объем покупки организаций в составе ВИНК, рассмотренных при моделировании, по договорам купли-продажи мощности по результатам КОМ составляет 1430,8 МВт, снижение стоимости покупки мощности по данным договорам за год представлено в табл. 7.

Таким образом, результаты моделирования показали, что участие в механизмах снижения потребления электроэнергии при 100% готовности к снижению потребления на заявленный объем в течение двух или четырех последова-

тельных часов может иметь положительный экономический эффект в основном благодаря снижению стоимости покупки мощности, которое в перспективе может составить свыше 1 млрд руб. в условиях актуального на момент моделирования проекта постановления правительства. При этом разгрузка будет проводиться только несколько раз (максимум пять) в месяц в заранее заданные часы, что не приведет к снижению добычи нефти за счет падения пластового давления.


При перспективном участии организаций в составе ВИНК в механизме ЦЗСП потенциальным участникам в процессе принятия решения о возможных объемах снижения потребления необходимо:

— провести оценку имеющихся у потребителей возможностей изменения потребления без ущерба для основного производства с учетом технологических ограничений для основного промышленного производства;

— провести оценку затрат на технологическое переоборудование, а также возможных дополнительных затрат в результате изменения графиков и регламентов планово-предупредительного ремонта;

— разработать оптимальный алгоритм участия в программах управления спросом и оснащения потребителей необходимыми системами автоматизации, приборами и устройствами.

Срабатывание механизма ЦЗСП приводит к снижению цен РСВ в ценовой зоне, что, в свою очередь, приводит к снижению

выручки генерирующими компаниями. Как правило, объекты распределенной генерации в составе ВИНК (например, электростанции на попутном газе) не являются участниками оптового рынка и потенциальное снижение выручки у них отсутствует. Если же в составе ВИНК есть генерирующие компании — субъекты оптового рынка, то требуется дополнительное моделирование. 

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Demand response в России: открывающиеся перспективы. Экспертно-аналитический отчет. — М.: Инфраструктурный центр EnergyNet. — 2018.
2. Отчет о функционировании ЕЭС России в 2017 году. АО «СО ЕЭС» [Электронный ресурс]. Режим доступа: [http://so-ups.ru/index.php?id=tech\\_disc2017ups](http://so-ups.ru/index.php?id=tech_disc2017ups)
3. Приказ Минэнерго России от 01.03.17 № 143 «Об утверждении схемы и программы развития ЕЭС России на 2017–2023 гг.» [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://minenergo.gov.ru/node/8170>
4. Перекрестное субсидирование в электроэнергетике проблемы и пути решения / А. В. Трачук, Н. В. Линдер, В. А. Зубакин, И. Ю. Золотова, Ю. В. Володин. — СПб.: Реальная экономика. — 2017. Экономика и управление в современной электроэнергетике России / Под ред. А. Б. Чубайса. — М.: НП «КОНЦ ЕЭС». — 2009.
5. Управление эффективностью и результативностью. Материалы постоянно действующего научного семинара. Вып. 19. — М.: РЭУ имени Г. В. Плеханова. 2018.
6. Проект постановления правительства «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам функционирования агрегаторов управления спросом на электрическую энергию в Единой энергетической системе России, а также совершенствования механизма ценозависимого снижения потребления электрической энергии и оказания услуг по обеспечению системной надежности» [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://regulation.gov.ru/projects#npa=82043>
7. Отчет о функционировании ЕЭС России в 2018 году. АО «СО ЕЭС» [Электронный ресурс]. Режим доступа: [http://so-ups.ru/index.php?id=tech\\_disc2018ups](http://so-ups.ru/index.php?id=tech_disc2018ups)
8. Кулешов М., Рычков С. Концепция функционирования агрегаторов распределенных энергетических ресурсов в составе Единой энергетической системы России [Электронный ресурс]. Режим доступа: [http://so-ups.ru/fileadmin/files/company/markets/dr/docs/dr\\_aggregator\\_concept.pdf](http://so-ups.ru/fileadmin/files/company/markets/dr/docs/dr_aggregator_concept.pdf)