

[Инвестиции, проекты, Производство](#) | [Майнинг, Управление спросом](#)

10 августа 2023, 03:40 | Иван Воронов

Может ли механизм управления спросом решить проблему энергодефицита в Иркутской области?



Иван Воронов, начальник службы сопровождения рынка филиала Системного оператора ОДУ Сибири
Фото: Пресс-служба "СО ЕЭС".

С точки зрения сегодняшних показателей ЕЭС России обладает достаточным количеством генерирующих мощностей и надёжным запасом прочности. Однако в ряде регионов РФ прогнозируется дефицит электроэнергии. К числу наиболее напряжённых энергорайонов относится юго-восточная часть энергосистемы динамично развивающейся Иркутской области. По мере увеличения потребления существующих генерирующих мощностей и пропускной способности ЛЭП становится недостаточно. О возможных путях развития энергосистемы Иркутской области – в статье начальника службы сопровождения рынка филиала Системного оператора ОДУ Сибири Ивана Воронова.

Баланс электроэнергии и баланс мощности: сходства и отличия

В процессе планирования и управления режимами работы энергосистемы необходимо поддерживать баланс производства и потребления электрической энергии и мощности. Основным способом поддержания баланса является загрузка и разгрузка работающего генерирующего оборудования электрических станций в пределах имеющегося регулировочного диапазона. Технически возможным способом поддержания баланса также является ограничение (снижение) потребления электрической энергии.

Под балансом мощности понимается равенство произведённой и потреблённой электрической энергии в текущий момент времени – если речь идёт о функционировании энергосистемы в реальном времени, либо на указанный момент времени, например, при планировании режима на суточный или годовой максимум нагрузки в энергосистеме. Если вы не можете покрыть текущее или планируемое пиковое потребление, то мы говорим о дефиците мощности. При этом может оставаться возможность существенного увеличения выработки электростанций в другие, например ночные часы, т.е. дефицита энергии может и не быть.

Под балансом электрической энергии понимается возможность выработки требуемого потребителям объёма электроэнергии за какой-либо достаточно длительный период времени – сутки, месяц или год. В случае наличия в энергосистеме электростанций, имеющих интегральные – то есть совокупные ресурсные – ограничения по выработке, может складываться ситуация, когда имеющийся у вас состав оборудования достаточен для покрытия любого пикового потребления, но потенциальный объём выработки за период меньше требуемого потребителям. В этом случае мы говорим о дефиците энергии.

Строительство новой традиционной генерации одновременно является решением для устранения как дефицита мощности, так и дефицита электроэнергии.

Но есть и другие технические решения. Они могут являться решением для задачи устранения одного вида дефицита и не решать, а иногда и усугублять проблему другого. Яркий пример – солнечные и ветряные электростанции (СЭС и ВЭС, соответственно). Строительство таких объектов генерации мало поможет в решении вопроса покрытия дефицита мощности, однако при наличии в энергорайоне достаточного объёма регулировочных мощностей и возможности перераспределять выработку в широких пределах (например, при наличии ГЭС многолетнего регулирования) ввод СЭС и ВЭС может помочь снизить дефицит электроэнергии.

Обратный пример – накопители электроэнергии. Накопители являются источниками мощности, расходуя запасённую электроэнергию в требуемые краткосрочные периоды (минуты, часы). При этом с точки зрения баланса электроэнергии накопители в силу наличия потерь при трансформации электроэнергии в аккумулируемую форму и обратно на долгосрочном периоде для энергосистемы всегда являются потребителями. Таким образом, сооружение систем накопления электроэнергии снижает дефицит мощности, но при наличии дефицита электроэнергии оно будет его только усугублять.

Управление спросом как инструмент обеспечения баланса мощности

При возникновении дефицита электрической мощности осуществляется ввод графиков ограничения режима её потребления и графиков временного отключения потребления. Подобные меры являются исключительными. Их ключевая цель – предотвратить и ликвидировать аварийную ситуацию. В подобных случаях электроустановки потребителей могут быть отключены действием устройств противоаварийной автоматики. Ограничения и отключения такого рода с высокой долей вероятности оказывают негативное влияние на технологический процесс потребителя электрической энергии, приводя к снижению объёмов производства продукции.

При схожести терминов «ограничение/снижение потребления», используемых при описании противоаварийного регулирования и механизмов экономического управления спросом, они имеют принципиально разную и экономическую, и технологическую сущность.

Участвующий в программе управления спросом потребитель имеет возможность потреблять требуемый объём электроэнергии, но добровольно, в целях оптимизации затрат на покупку электроэнергии, и, что принципиально важно, без

негативных последствий для основного технологического процесса, готов изменить собственный график нагрузки, снижая потребление мощности в те часы, когда такое снижение востребовано энергосистемой.

Как правило, потребитель не снижает интегральный объём электроэнергии, потребляемый за какой-либо период (например, сутки), а перераспределяет его между часами внутри этого временного интервала. Таким образом, в общем случае механизм управления спросом с точки зрения работы в энергосистеме можно рассматривать как системный накопитель – инструмент, позволяющий оптимизировать потребление мощности без изменения объёмов потребления электроэнергии.

Следует отметить, что для отдельных категорий потребителей, имеющих постоянный полный график нагрузки энергопринимающего оборудования, таких как дата-центры или майнинговые установки, разгрузка при участии в управлении спросом означает снижение электропотребления и соответственно, прямую потерю товарной продукции. Но при этом очевидно, что потребители, готовые отказаться от потребления в отдельные часы (действующая программа управления спросом предусматривает возможность разгрузки до 20 часов в месяц), вряд ли согласятся участвовать в программе, приводящей к существенному снижению интегральных объёмов электропотребления, то есть предполагающей регулярное и длительное отключение. Таким образом данный вид участников можно рассматривать, как поставщиков услуги регулирования мощности, но не энергии.

ЮВЧ Иркутской ЭС: особенности балансовой ситуации

Оценим, возможно ли использовать механизм управления спросом для снижения дефицита электрической энергии и мощности в юго-восточной части энергосистемы Иркутской области (далее – ЮВЧ Иркутской ЭС) и сравним его со строительством объектов по производству электроэнергии и мощности и электросетевым строительством.

Под ЮВЧ Иркутской ЭС будем подразумевать часть энергосистемы Иркутской области, ограниченную двумя контролируруемыми сечениями: «Братск – Иркутск» и «Иркутск – Бурятия», обеспечивающими передачу мощности крупных ГЭС Сибири в Иркутск и далее транзитом в Республику Бурятия и Монголию. В состав сечения «Братск – Иркутск» входят три линии напряжением 500 кВ, соединяющие ЮВЧ Иркутской ЭС с Братской ГЭС, а в состав сечения «Иркутск – Бурятия» входят три линии напряжением 220 кВ, соединяющие ЮВЧ Иркутской ЭС с энергосистемой Республики Бурятия.

В составе ЮВЧ Иркутской ЭС электроэнергию и мощность вырабатывают Иркутская ГЭС и несколько тепловых станций: Иркутская ТЭЦ-10, Ново-Иркутская ТЭЦ, Ново-Зиминская ТЭЦ, Иркутская ТЭЦ-9, Иркутская ТЭЦ-11.

Основные потребители электроэнергии ЮВЧ Иркутской ЭС – это Иркутский алюминиевый завод, крупные промышленные предприятия Иркутска и прилегающих к нему районов области, коммунальная, коммерческая и бытовая нагрузка.

На рисунке 1 представлены характерные суточные графики нагрузки (среднечасовые значения мощности) ЮВЧ Иркутской ЭС для рабочего дня в зимний и летний периоды.

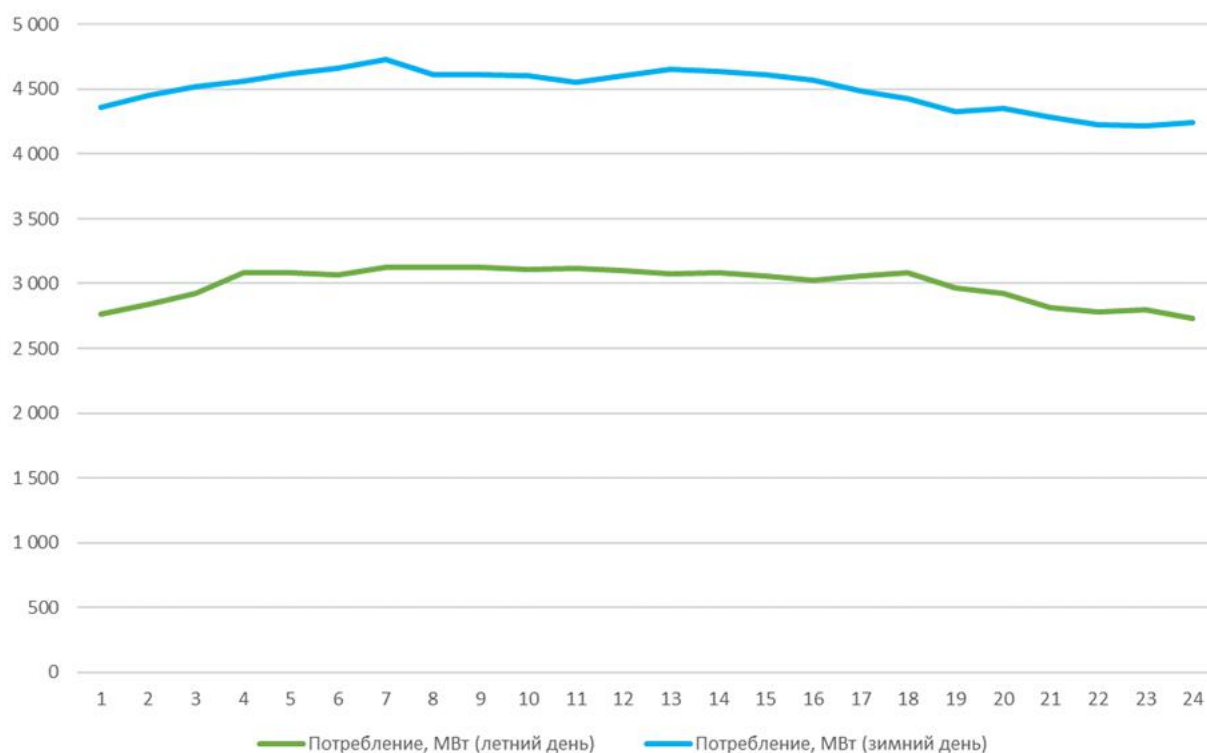


Рис. 1. График нагрузки ЮВЧ Иркутской ЭС, рабочий день (лето/зима)

Разница между производством и потреблением электроэнергии и мощности в ЮВЧ Иркутской ЭС покрывается за счёт перетока электроэнергии и мощности, преимущественно со стороны Братско-Усть-Илимского энергорайона энергосистемы Иркутской области.

Коэффициент суточной неравномерности графика потребления (отношение минимальной суточной нагрузки к максимальной) составляет в рассматриваемые летний и зимний день 0,87 и 0,89 соответственно. Коэффициент годовой неравномерности графика нагрузки составляет 0,51. Чем ближе коэффициент неравномерности к 1, тем более равномерным является график, и тем меньший диапазон регулирования требуется для покрытия указанной неравномерности.

Суточные графики нагрузки ЮВЧ Иркутской ЭС достаточно равномерны (коэффициент выше 0,75) за счёт большой доли базовой нагрузки, обеспечиваемой промышленными предприятиями с непрерывным производственным процессом (металлургия, химия и нефтехимия и т.п.).

При этом в абсолютных величинах разница между максимальным и минимальным среднечасовым значением потребления мощности составляет 400 МВт и 500 МВт в летний и зимний дни соответственно.

В часы максимальных нагрузок в рассматриваемом примере загрузка контролируемых сечений была близка к максимально допустимой. Резерв для существенного увеличения перетока мощности в ЮВЧ Иркутской ЭС из соседних энергосистем отсутствовал.

Покрытие дефицита мощности: возможные пути решения

Строительство новых генерирующих мощностей обеспечивает покрытие как дефицита мощности, так и предотвращение дефицита электроэнергии.

Сетевое строительство, увеличивающее максимально допустимые перетоки между энергосистемами и/или частями энергосистем – мера достаточно эффективная при наличии соответствующих избытков в смежных энергосистемах. Возможность покрыть пиковое потребление за счет загрузки электростанций в соседней энергосистеме решает вопрос дефицита мощности, а наличие возможности увеличения выработки – вопрос дефицита энергии. При этом важно, что развитие сети полной альтернативой строительству генерирующих мощностей не является. Баланс энергосистем, как мы видим на примере рассматриваемого энергорайона, может изменяться достаточно быстро. Избыточная энергосистема за счёт роста собственного потребления может стать дефицитной.

Для покрытия ярко выраженных пиков потребления могут быть использованы инструменты устранения дефицита мощности, такие как строительство обычной или пиковой генерации, систем накопления энергии, а также кратковременная разгрузка потребителей (с технической точки зрения аналогичная разгрузкам потребителей в программах управления спросом).

При плоском графике потребления устранению дефицита энергии поможет ввод новых генерирующих мощностей, работающих в базовом режиме. Ни пиковая генерация, ни накопители, ни кратковременная разгрузка потребителей здесь не помогут. Регулярное и длительное отключение обычных потребителей, направленное на снижение объёмов потребления электроэнергии, не может рассматриваться как нормальный режим работы энергосистемы. Соответственно этот шаг не может служить решению вопроса устранения дефицита энергии в долгосрочной перспективе, поскольку это противоречит логике работы энергосистемы – «при нормальном режиме работы энергосистемы каждый потребитель, выполнивший установленные требования по присоединению к энергосистеме, имеет право получить всю требуемую ему электроэнергию».

Графики потребления ЮВЧ Иркутской ЭС характеризуются достаточно плоским дневным профилем. Как хорошо видно на графике, краткосрочное (до 4 часов) снижение потребления зимой позволит сократить дефицит менее, чем на 100 МВт, летом – всего лишь на пару десятков мегаватт. Чтобы обеспечить дальнейшее снижение потребления мощности – на 200–300 МВт – потребуются разгрузка потребителей уже в течение всех дневных часов.

Важно, что когда мы говорим про пиковое потребление, речь идет не об одном дне в году, и даже не одном-двух днях в месяц. Регулярное ограничение может потребоваться не только в течение большей части зимы, но и летом при проведении ремонтной кампании, например при выводе энергоблоков в капитальные ремонты. Очевидно, что вряд ли удастся найти значимое количество потребителей, готовых на месяцы вперед отказаться от дневного электропотребления, а значит набрать такие объемы можно только поочередным отключением потребителей – веерными отключениями. При этом важно, чтобы после кратковременного отключения потребитель не увеличивал потребление, компенсируя простой, по крайней мере в дневные часы. Иными

словами, речь уже не идёт о перераспределении выработки между часами – такого вида постоянные ограничения для потребителей региона однозначно скажутся на объёмах производства товаров и оказания услуг.

Кто-то может возразить: «сегодня в ОЭС Сибири уже есть потребители, готовые добровольно за вознаграждение ограничивать своё потребление на 4 часа в рамках механизмов управления спросом, и не увеличивать его в другие часы – такие как дата-центры и майнинговые фермы. Давайте из добровольцев набирать требуемые объёмы». Здесь есть два ключевых слова – «за вознаграждение» и «добровольно». Начнем с вознаграждения.

В действующем механизме агрегированного управления спросом участники снижают потребление на 4 часа в сутки и не более 5 раз в месяц. Введение ограничения потребления на целый день (например, на 12 часов) означает необходимость увеличения отобранного объёма в три раза, а переход к регулярному режиму (например, 20 рабочих дней в месяце) увеличит объём ещё в 4 раза. В соответствии с результатами отборов исполнителей по оказанию услуг по управлению спросом во 2-й ценовой зоне средняя цена составляет порядка 240 тыс. рублей за 1 МВт. Вознаграждение за 1 МВт ежедневной дневной разгрузки веерной группы будет обходиться в 12 раз дороже – в 2,9 млн. рублей в месяц, а на 100 МВт дневной разгрузки потребуется отобрать 1200 МВт добровольцев, на 400 МВт – 4800 МВт. Т.е. альтернативой строительству 400 МВт генерации при таком расчёте должно быть участие в программе управления спросом практически всех (!) потребителей региона. Выглядит не очень реалистично.

Но даже если бы это и случилось, возникает второй вопрос – добровольности.

Принципиально важным элементом действующего механизма агрегированного управления спросом является его добровольность и краткосрочность. Для потребителей участие в программе управления спросом – не основной вид деятельности, и принимать на себя обязательства по разгрузке на долгие годы вперёд они в своем абсолютном большинстве не готовы. Изменение конъюнктуры рынка конечного продукта может лишить технической возможности разгружаться (завод стоит) или сделать экономически нецелесообразной разгрузку (если завод в режиме 24/7 работает на полную мощность). Если поднимется курс криптовалюты, иркутский майнер просто не придёт на отбор поставщиков услуг на следующий квартал.

В большой энергосистеме при корректно работающих рыночных механизмах всегда найдется другой потребитель, в т.ч. из другой отрасли, который заместит объёмы выбывшего участника, и в целом по ЕЭС потребность в генерирующих мощностях не изменится.

Совсем другое дело, если разгрузкой потребителя пытаться решить вопросы локального дефицита. Совсем не очевидно, что при потере интереса к участию в отборе у какой-либо категории потребителей (например, у тех же майнеров) на данной территории найдётся достаточно добровольцев из других отраслей, и мы не вернёмся к дефициту. Следовательно, использование механизма разгрузки потребителей для решения вопросов снятия дефицита мощности и тем более дефицита электроэнергии возможно только при условии принятия потребителями долгосрочных (бессрочных) обязательств по безусловному

ограничению потребления по требованию системы. Представляется, что такого рода обязательства если и могут быть сформированы, то только на этапе формирования условий технического присоединения таких потребителей к энергосистеме, но никак не по результатам процедур ежеквартальных конкурентных отборов.

Вывод

Для решения вопросов покрытия дефицита электроэнергии в Юго-Восточной части энергосистемы Иркутской области требуется совокупность мероприятий по строительству новых генерирующих объектов или развитию электросетевого комплекса.

Управление спросом является механизмом, использование которого позволяет повышать экономическую эффективность производства электроэнергии и оптимизировать резервы мощности в большой энергосистеме, а конкурентный отбор обеспечивает формирование наиболее эффективного пула поставщиков услуг по управлению спросом. Использование данного механизма для решения вопросов локального дефицита мощности и электроэнергии посредством планируемых на годы вперёд регулярных веерных отключений потребителей невозможно. Такой подход противоречит как логике механизма управления спросом, в основе которого лежит принцип добровольности, так и логике развития энергосистем.