

Таким образом, применение накопителей энергии способствует повышению энергоэффективности предприятия. Они помогают оптимизировать потребление электроэнергии, позволяя снизить нагрузку на сеть в часы пик и уменьшить счета за электричество. Кроме того, системы накопления энергии могут использоваться для управления энергопотреблением в условиях нестабильного напряжения, что особенно актуально для промышленных объектов, расположенных в удалённых районах.

Ещё одним преимуществом накопителей энергии является их способность повышать надёжность электроснабжения. Они обеспечивают резервное питание в случае отключения основного источника, что позволяет избежать простоев и сохранить производственный процесс, помогают снизить риски, связанные с колебаниями напряжения и частоты, которые могут негативно сказаться на работе оборудования и качестве продукции.

Перечисленные выше факторы способствуют повышению конкурентоспособности предприятия и его устойчивости к изменениям на рынке электроэнергии.

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Электроэнергетические системы России. – URL: [https:// www.so-ups.ru/functioning/ups/ups2024/](https://www.so-ups.ru/functioning/ups/ups2024/) (дата обращения 19.11.2024)
2. Добрынин Е.В., Крылов А.Н., Батишев А.М. Оценка эффективности использования накопителей энергии // Экспозиция. Нефть. Газ. – 2020. – № 6(79). – С. 110–113. – DOI 10.24411/2076-6785-2020-10110. – EDN OETUGV.
3. Шевлюгин М.В., Стадников А.Н., Юдин А.С. О применении накопителей энергии в системе электроснабжения мегаполиса на примере Москвы // Электропитание. – 2020. – № 1. – С. 7–31.

## АКТУАЛЬНОСТЬ И ЦЕЛИ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ЧАСА ПИКОВОЙ НАГРУЗКИ В СУБЪЕКТЕ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ НА ПРЕДСТОЯЩИЕ РАБОЧИЕ СУТКИ

**Ж.В. Ефременко**

*Томский политехнический университет, ИШЭ, ОЭЭ, группа 5АМ41*

Научный руководитель: Е.В. Болоев, к.т.н., с.н.с. ИСЭМ СО РАН

Для снижения цен на электроэнергию и мощность в Российской Федерации (РФ) реализованы механизмы явного и неявного управления спросом [1]. В управлении спросом участвуют потребители, имеющие возможность регулирования нагрузки, называемые потребителями с управляемой нагрузкой (ПУН). В пиковые часы электроэнергетической системы (ЭЭС) для покрытия спроса на электроэнергию вынужденно задействуются неэффективные генерирующие объекты с высокой стоимостью выработки электроэнергии. Относительно небольшое снижение потребления ПУН в эти часы может существенно снизить стоимость цен на электроэнергию и мощность.

Явный механизм управления спросом на рынке электроэнергии и мощности (РЭМ) в РФ принято называть ценозависимым снижением потребления [1]. Управление изменением режима потребления электроэнергии возложено на агрегатора управления спросом (АУС) [1]. В случае явного управления спросом ПУН по команде АУС уменьшают нагрузку в часы пиковой нагрузки ЭЭС с целью получения стимулирующих выплат на основании условий заключенного между ПУН и АУС договора. При неявном управлении спросом ПУН самостоятельно уменьшает нагрузку в час или часы ожидаемой пиковой нагрузки ЭЭС с целью снижения платы за электроэнергию (мощность), так как в пиковые часы цены на электроэнергию и мощность достигают своего максимума [1].

Сущность неявного управления спросом заключается в самостоятельной разгрузке потребителей в предполагаемые «дорогие» часы. Так, население, рассчитывающееся по дифференцированным по зонам суток тарифам, а также потребители 2-й ценовой категории розничного рынка, могут переносить свою деятельность на менее загруженные часы. За счет уменьшения цены электроэнергии в непиковые зоны суток достигается снижение оплаты за потребленную электрическую энергию.

Схожий механизм неявного управления спросом на электроэнергию и мощность реализован на розничном РЭМ для потребителей, которые выбрали 3–6 ЦК [2]. Он основан на том, что положение часа пиковой нагрузки  $h_d^{\max}$  в сутках в рабочие дни заранее не известно. Часы пиковой нагрузки для каждого рабочего суток текущего месяца будут определены администратором торговой системы РЭМ и опубликованы после 10 числа следующего месяца.

Для объяснения механизма неявного управления спросом для ПУН 3–6 ЦК определим час в сутках с наибольшей суммарной ценой покупки электроэнергии и мощности.

Объем фактического пикового потребления участника  $p_{\text{факт}}$  в точке поставки [2], подлежащий обязательной покупке на рынке мощности, рассчитывается как

$$p_{\text{факт}} = \sum_{d=1}^D P(h_d^{\max})/D, \quad (1)$$

где  $h_d^{\max}$  – час максимальной фактической пиковой нагрузки для каждого рабочего суток месяца;  $P(h_d^{\max})$  – величина фактического потребления мощности в точке поставки в час  $h_d^{\max}$ ;  $D$  – количество рабочих дней в месяце.

Для потребителей 3–6 ЦК суммарная стоимость покупки электроэнергии  $C_{\Sigma}$  и мощности  $C_M$  (без учета услуг по передаче электроэнергии, сбытовой надбавки поставщика и плата за прочие услуги инфраструктуры рынка) [2] равна

$$C_{\Sigma} = C_{\Sigma} + C_M = \sum_{d=1}^N \sum_{k=1}^{24} W(h_{d,k}) \Pi_{\Sigma}(h_{d,k}) + p_{\text{факт}} \Pi_M, \quad (2)$$

где  $N$  – количество дней в месяце;  $W(h_{d,k})$  – величина фактического потребления электроэнергии в точке поставки за час  $h_{d,k}$  в день месяца  $d$  в час  $k$ ;  $\Pi_{\Sigma}(h_{d,k})$  – регулируемая цена на электроэнергию в час  $h_{d,k}$  на РЭМ;  $\Pi_M$  – средневзвешенная цена на мощность на РЭМ.

Подставляя фактическое пиковое потребление (1) в суммарную стоимость покупки (2) получаем

$$C_{\Sigma} = \sum_{d=1}^N \sum_{k=1}^{24} W(h_{d,k}) \Pi_{\Sigma}(h_{d,k}) + \sum_{d=1}^D W(h_d^{\max}) \frac{\Pi_M}{D}. \quad (3)$$

Согласно формуле (3) фактическая цена на покупку электроэнергии и мощности в час пиковой нагрузки, когда  $h_{d,k}$  и  $h_d^{\max}$  совпали, определяется как

$$\Pi_{\Sigma}(h_{d,k}) = \Pi_{\Sigma}(h_{d,k}) + \frac{\Pi_M}{D}, \quad (4)$$

а в другие часы, когда  $h_{d,k}$  и  $h_d^{\max}$  не совпадают, равна цене на электроэнергию

$$\Pi_{\Sigma}(h_{d,k}) = \Pi_{\Sigma}(h_{d,k}). \quad (5)$$

По данным [3] фактические цены на покупку электроэнергии и мощности в часы пиковой нагрузки (4) отличаются от цены покупки электроэнергии (5) в 15–50 раз в зависимости от региона, как например, для ООО «Иркутскэнергосбыт» 30 ноября 2023 г. (диаграммы на рис. 1) – в 30,74 раза.

ПУН могут существенно снизить плату за электроэнергию и мощность, снижая свою нагрузку в рабочие дни в течение одного часа в сутки – часа пиковой нагрузки для этого дня субъекта РФ, в котором они территориально расположены.

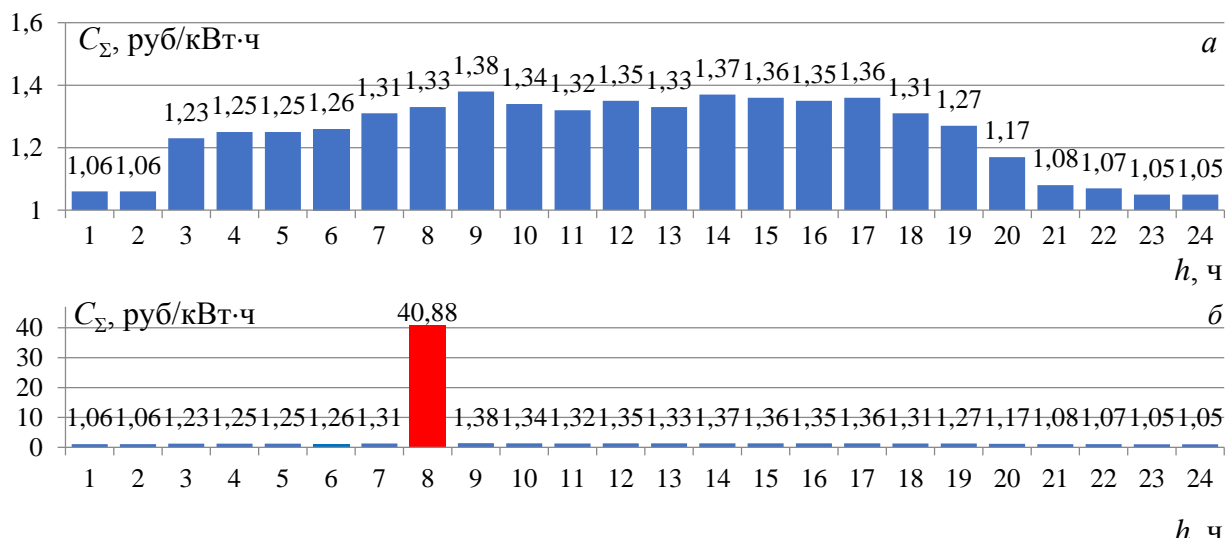


Рис. 1. Дифференцированные по часам цены покупки: а) электроэнергии и б) суммарные цены покупки электроэнергии и мощности для ООО «Иркутскэнергосбыт» 30 ноября 2023 г.

Из-за того, что часы пиковой нагрузки в рабочие дни заранее не известны, ПУН для экономии на покупке электроэнергии и мощности приходится снижать нагрузку на всем диапазоне плановых пиковых часов, установленных для региона (для Иркутской области – второй ценовой зоны в табл. 1). Тем самым, ПУН неявно участвуют в управлении спросом на электроэнергию и мощность.

Таблица 1. Плановые часы пиковой нагрузки для территорий второй ценовой зоны

Январь, ноябрь, декабрь	Февраль, октябрь	Март, апрель, май, сентябрь	Июнь	Июль	Август
с 5-го по 8-й и с 11-го по 17-й часы	с 5-го по 8-й и с 12-го по 17-й часы	с 5-го по 8-й и с 13-го по 17-й часы	с 5-го по 11-й и с 13-го по 17-й часы	с 5-го по 17-й часы	с 5-го по 10-й и с 14-го по 17-й часы

Для экономии ПУН 3-6 ЦК на покупке электроэнергии и мощности путем снижения нагрузки на один час в сутки актуально решение задачи прогнозирования часов пиковой нагрузки.

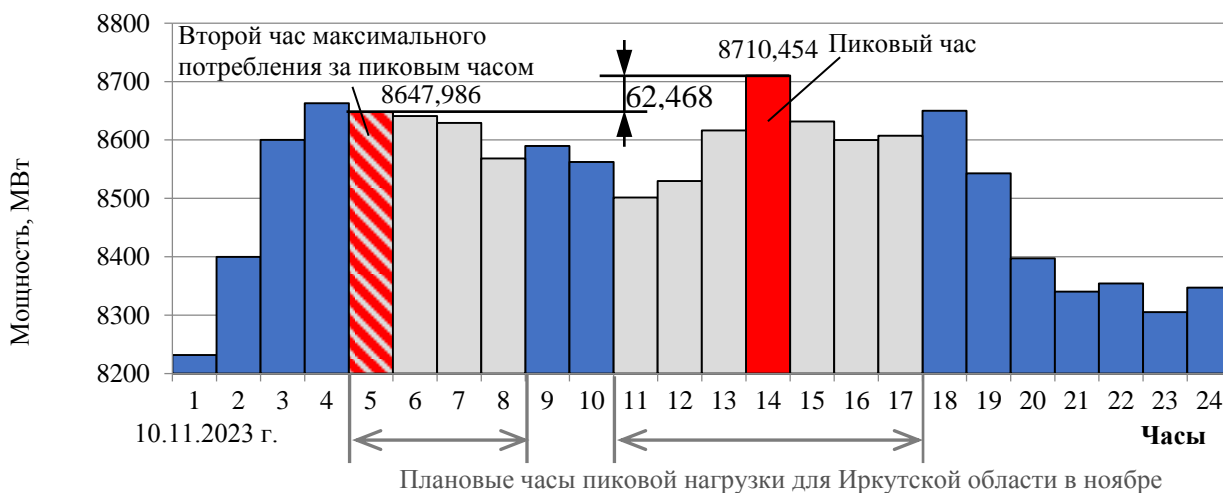


Рис. 2. Поясняющая диаграмма к расчету максимального снижения мощности (электроэнергии за час) потребителями, которое не приведет к изменению положения пикового часа в сутках 10 ноября 2023 г. в Иркутской области

Снижение нагрузки потребителями может привести к изменению положения часа пиковой нагрузки. Например, по данным [3], если 10 ноября 2023 г. (рис. 2) потребители в Иркутской области в 14 час снизили бы нагрузку более чем на 62,468 МВт, то часом пиковой нагрузки стал бы 5 час. С целью недопущения изменения положения пикового часа не менее актуальной задачей является определение максимально допустимого снижения нагрузки.

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Концепция функционирования агрегаторов распределенных энергетических ресурсов в составе Единой энергетической системы России. Агрегаторы управления спросом на электроэнергию // Ассоциации НП Совет рынка. – URL: <https://www.np-sr.ru/ru/content/47048-konceptiya-funkcionirovaniya-agregatorov-raspredeleennyh-energeticheskikh-resursov-v> (дата обращения: 21.05.2024).
2. Рынок электроэнергии и мощности // Ассоциации НП Совет рынка. – URL: <https://www.np-sr.ru/ru/market/index.htm> (дата обращения: 24.04.2024).
3. Участникам оптового рынка. Участникам розничного рынка и ФСК // Администратор торговой системы. – URL: <https://www.atsenergo.ru> (дата обращения: 21.05.2024).

## РАНЖИРОВАНИЕ КУСТОВЫХ НАСОСНЫХ СТАНЦИЙ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПО ПРИОРИТЕТУ ОТКЛЮЧЕНИЙ ПРИ ВОЗНИКНОВЕНИИ ДЕФИЦИТА АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ

**В.Р. Сушкова**

*Тюменский индустриальный университет, ИПТИ, ассистент кафедры ЭЭ*

Научный руководитель: В.В. Сушков, д.т.н., профессор кафедры энергетики НВГУ

В настоящее время актуальной задачей является поддержание бесперебойного электрообеспечения месторождений нефти и попутного нефтяного газа. При внезапном нарушении нормального режима электроснабжения по причине аварийных отключений возникает дефицит активной мощности в энергосистеме и происходит снижение значения частоты, которое может привести к лавинообразному уменьшению мощности. Для предотвращения опасных снижений частоты повсеместно применяют устройства автоматического ограничения снижения частоты (АОСЧ), состоящие из специальной автоматики ограничения нагрузки (САОН) и автоматической частотной разгрузки (АЧР), срабатывание которых действует на отключение потребителей.

В настоящее время при составлении графиков ограничения мощности на энергообеспечивающих предприятиях согласно руководящих документов учитывают два показателя: категорию по надежности потребителей и мощность нефтепромыслового объекта. Стоит принять во внимание то обстоятельство, что отключение одного технологического звена может повлечь за собой отключение последующего звена технологической системы при этом необходимо учитывать наличие временного резервирования. К примеру, при аварийном отключении подпорных насосов системы водозабора через 15–20 с происходит отключение технологической автоматики кустовых насосных станций (КНС), что нарушает технологию системы поддержания пластового давления (ППД), а в зимний период времени может привести к размораживанию водозаборов.

На сегодняшний день в связи с возможностью разработки и применения системы Smart Grid необходимо более дифференцировано производить отключение нагрузки потребителей с учетом приоритета и величины нагрузки в рамках одной ступени разгрузки. Используя