

Питецкий Михаил Сергеевич

магистрант, Алтайский государственный технический университет имени И.И.

Ползунова

Грибанов Алексей Александрович

кандидат технических наук, доцент, Алтайский государственный технический

университет имени И.И. Ползунова

**СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ
ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ СЕТЕВОГО И РАСПРЕДЕЛЕННОГО
ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ДЛЯ РАЗЛИЧНЫХ КАТЕГОРИЙ КОНЕЧНЫХ
ПОТРЕБИТЕЛЕЙ**

Аннотация. Современная электроэнергетика переживает трансформацию, связанную с развитием распределенной генерации, локальных энергоисточников и цифровизацией систем управления. В работе проанализированы технико-экономические параметры централизованного (сетевого) и децентрализованного (распределенного) электроснабжения применительно к промышленным, коммерческим и бытовым потребителям. Выявлены факторы, определяющие рациональность выбора. Предложены рекомендации по выбору схемы электроснабжения с учетом специфики потребления и региональных условий.

Annotation. Modern electric power industry undergoes transformation related to distributed generation development, local energy sources and digitalization of management systems. The paper analyzes technical and economic parameters of centralized (grid) and decentralized (distributed) power supply for industrial, commercial and household consumers. Factors determining rationality of choice are identified. Recommendations for power supply scheme selection considering consumption specifics and regional conditions are proposed.

Ключевые слова: электроснабжение, распределенная генерация, сетевые тарифы, экономическая эффективность, газопоршневые установки, категория потребителей.

Keywords: power supply, distributed generation, grid tariffs, economic efficiency, gas piston units, consumer category.

Централизованное электроснабжение в России сложилось исторически как ответ на задачи индустриализации – крупные станции, протяженные сети, единая диспетчеризация. Эта модель десятилетиями обеспечивала стабильность, позволяла концентрировать капитал и оптимизировать топливный баланс в масштабе энергосистемы [1]. Практика показала: выработка в крупных блоках дешевле, резервирование проще, управление централизованнее. Однако с начала 2000-х картина начала меняться, – прежде всего там, где логистика дорога, сети изношены, а пиковые режимы делают тариф непредсказуемым.

С введением многоставочных дифференцированных тарифов в 2004–2012 годах и отменой перекрестного субсидирования доля платы за передачу в конечной стоимости выросла до 37–58% – в зависимости от уровня напряжения точки присоединения [2]. Это сделало локальную генерацию не экзотикой, а расчетной альтернативой.

Одновременно технологическая база распределенной генерации достигла промышленной зрелости. Газопоршневые установки (ГПУ) выходят на КПД 42–46% в электрическом режиме и до 90% при когенерации, сроки монтажа сократились до 6–12 месяцев, срок окупаемости – до 3–5 лет при грамотной настройке режима [3]. Солнечная генерация, ветровые и биогазовые установки заняли нишу в регионах с соответствующими ресурсами.

Тариф на электроэнергию для конечного потребителя складывается из нескольких компонент: цена на оптовом рынке, плата за услуги по передаче, сбытовая надбавка, инфраструктурные платежи [4].

Рост тарифов на передачу в июле 2025 года составил 11,6%, что на фоне роста оптовых цен на газ (21,3% с декабря 2023 года для промышленности) создало кумулятивное давление на издержки энергоемких предприятий [5]. При этом

индексация носит административный характер и не отражает фактическую потребность в инвестициях.

В результате промышленный потребитель с годовым потреблением 5 млн кВтч и присоединением на среднем напряжении платит за передачу порядка 18–22 млн руб. в год, что при средней цене 7,7 руб./кВтч дает долю передачи около 45–50%. Если при этом предприятие имеет неравномерный график с коэффициентом заполнения 0,65, то фактическая загрузка мощности низка, а плата за мощность – высока. Именно в таких условиях собственная генерация начинает выглядеть привлекательной.

Для бытовых потребителей картина иная. Тариф для населения регулируется и субсидируется, реальная стоимость передачи скрыта в структуре единой ставки. При средней цене 5,6 руб./кВтч для домохозяйства с потреблением 3000 кВтч/год годовые затраты – 16 800 руб. Локальная генерация, скажем, солнечная станция 3 кВт с инвестициями 250–300 тыс. руб., окупается 15–18 лет без субсидий – что делает ее нерациональной в регионах с развитыми сетями и стабильным снабжением. Рациональность появляется лишь там, где сетевое подключение требует собственных вложений, либо где тариф существенно выше среднего – например, в зонах децентрализованного снабжения Дальнего Востока, где стоимость превышает центральные регионы в 6 и более раз [6].

Газопоршневые установки (ГПУ) занимают доминирующую позицию в сегменте локальной генерации мощностью от 100 кВт до 10 МВт. Удельные капитальные затраты составляют 40–60 тыс. руб./кВт установленной мощности, что для станции 1 МВт дает инвестиции 40–60 млн руб. [7].

При цене газа 7000 руб./тыс. м³ и КПД 42% удельная стоимость выработки составляет 3,8–4,2 руб./кВтч без учета капитальных затрат. С учетом амортизации и обслуживания – 5,2–5,8 руб./кВтч, что ниже средней стоимости покупной электроэнергии для промышленных потребителей (7,7 руб./кВтч) на 25–32%. При работе в когенерационном режиме (совместная выработка электричества и тепла)

общий КПД достигает 85–90%, а эффективная стоимость электроэнергии при учете экономии на теплоснабжении может снижаться до 3,5–4,0 руб./кВтч [8].

Срок окупаемости для промышленного объекта с годовым потреблением 5 млн кВтч, установившего ГПУ 1 МВт и работающего 5000 часов в год, составляет 3,5–4,5 года при экономии 15–20 млн руб./год. Это делает проекты инвестиционно привлекательными даже без государственной поддержки – при условии доступа к газопроводу и наличия устойчивой тепловой нагрузки.

Солнечная генерация (СЭС) демонстрирует иную экономику. Удельные капитальные затраты снизились с 120 тыс. руб./кВт в 2015 году до 35–40 тыс. руб./кВт в 2024–2025 годах, что делает технологию конкурентоспособной в южных регионах с инсоляцией свыше 1400 кВтч/м²·год [9]. Операционные расходы минимальны (0,5–1% капитальных затрат в год), но коэффициент использования установленной мощности (КИУМ) редко превышает 15–18%, что требует либо избыточной установленной мощности, либо интеграции с накопителями.

Ветровые установки (ВЭС) имеют КИУМ 25–30% в благоприятных зонах, капитальные затраты – 50–70 тыс. руб./кВт, но требуют специфических условий (среднегодовая скорость ветра свыше 6 м/с на высоте 50 м) и сталкиваются с проблемами интеграции в сеть из-за непредсказуемости генерации. Для автономного потребителя ВЭС рациональны лишь в гибридных схемах с дизельными или газовыми резервными источниками.

Промышленные предприятия с установленной мощностью свыше 1 МВт, ровным графиком нагрузки (коэффициент заполнения 0,7–0,85) и доступом к газопроводу представляют наиболее благоприятную группу для распределенной генерации. Экономия складывается из исключения платы за передачу (40–50% тарифа), снижения стоимости выработки при использовании попутного или дешевого газа, возможности оптимизации режима под технологический цикл.

Коммерческие объекты (торговые центры, логистические комплексы, дата-центры) имеют пиковый характер нагрузки с коэффициентом заполнения 0,5–0,65.

Сетевое снабжение здесь невыгодно из-за высокой платы за заявленную мощность, но собственная генерация требует либо избыточной установленной мощности, либо гибридной схемы с сетью. Рациональным решением становится peak-shaving – покрытие пиков собственной ГПУ при сохранении сетевого подключения для базовой нагрузки.

Сельские и удаленные потребители, находящиеся на расстоянии свыше 50–70 км от ближайшей подстанции 110/10 кВ, сталкиваются с необходимостью строительства собственных сетей, стоимость которых может достигать 15–25 млн руб./км для линии 10 кВ. В этих условиях локальная генерация становится единственным экономически обоснованным решением.

Бытовые потребители в зонах развитых сетей не имеют экономических стимулов к переходу на локальную генерацию – при субсидированных тарифах и стабильном снабжении сетевое электроснабжение остается дешевле на 30–50%.

Одним из узких мест распределенной генерации является несовпадение графиков выработки и потребления – особенно для ВИЭ. Солнечная станция генерирует днем, когда офисная нагрузка минимальна; ветер усиливается ночью, когда промышленное предприятие остановлено. Накопители энергии (литий-ионные батареи, проточные, суперконденсаторы) позволяют сглаживать эти несоответствия, но их стоимость делает проекты окупаемыми лишь при высоких тарифах или специфических режимах.

Однако цены на накопители снижаются на 10–15% ежегодно, и аналитики прогнозируют достижение экономической целесообразности к 2027–2028 годам для промышленных потребителей с дневными пиками нагрузки. Уже сейчас гибридные схемы «ГПУ + СЭС + накопитель» внедряются на объектах с критичной надежностью (больницы, дата-центры, объекты ЖКХ), где стоимость простоя превышает стоимость резервирования.

Управление спросом (demand response) через дифференцированные по времени суток тарифы позволяет потребителям с гибкими технологическими

процессами снижать затраты на 10–20% без инвестиций в генерацию. Переход на ценовую категорию с почасовым учетом и планированием (4-я и 6-я категории) открывает возможность оптимизации режима: смещение энергоемких операций в ночные часы, использование собственной генерации в пиковые периоды, продажа излишков в сеть.

Для количественной оценки рациональности выбора между сетевым и распределенным снабжением рассмотрим три типовых сценария.

Сценарий 1: промышленное предприятие, годовое потребление 5 млн кВтч, максимальная мощность 1 МВт, коэффициент заполнения 0,75, точка присоединения СН-2. Сетевой вариант: годовые затраты 38,5 млн руб. (7,7 руб./кВтч), из них передача – 18,5 млн руб. (48%). Вариант с ГПУ 1 МВт: капитальные затраты 50 млн руб., операционные – 26 млн руб./год (5,2 руб./кВтч), экономия – 12,5 млн руб./год, срок окупаемости – 4 года. При когенерации (экономия на теплоснабжении 5 млн руб./год) срок окупаемости – 2,9 года.

Сценарий 2: торговый центр, годовое потребление 1,5 млн кВтч, максимальная мощность 500 кВт, коэффициент заполнения 0,55, точка присоединения НН. Сетевой вариант: годовые затраты 13,5 млн руб. (9,0 руб./кВтч), из них передача – 7,8 млн руб. (58%). Вариант с ГПУ 500 кВт + сеть (пиковое покрытие): капитальные затраты 30 млн руб., операционные – 9,5 млн руб./год, экономия – 4 млн руб./год, срок окупаемости – 7,5 лет.

Сценарий 3: сельский поселок, 500 жителей, годовое потребление 800 тыс. кВтч, максимальная мощность 200 кВт, расстояние до подстанции – 80 км. Сетевой вариант: капитальные затраты на строительство линии 10 кВ – 1200 млн руб. (15 млн руб./км), годовые затраты на электроэнергию – 5,6 млн руб. Вариант с автономной микросетью (ГПУ 200 кВт + ДГУ резервная): капитальные затраты 35 млн руб., операционные – 6,8 млн руб./год. Срок окупаемости автономного варианта – 3 года при исключении затрат на сетевое строительство.

Из приведенных расчетов следует, что экономическая целесообразность распределенной генерации определяется не абсолютными величинами потребления, а соотношением структуры затрат, режима нагрузки, доступности топлива и альтернативной стоимости сетевого подключения.

Будущее электроснабжения – не в выборе между сетью и генерацией, а в построении гибких интегрированных систем, где каждый элемент работает в режиме, оптимальном с точки зрения совокупных затрат и надежности. Задача исследователей и практиков – не противопоставлять модели, а выявлять условия их рациональной комбинации.

Список литературы:

1. Башмаков И.А. Энергетическая эффективность в России: скрытый резерв // Центр по эффективному использованию энергии. М., 2023. URL: https://cenef.ru/art_11214_212.html (дата обращения: 21.04.2026).
2. Дзюба А.П. Об исследовании динамики прироста промышленных тарифов на передачу электроэнергии в регионах России во II полугодии 2025 года // Вестник экономики, управления и права. 2025. Т. 18. № 3. С. 11–22. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/ob-issledovanii-dinamiki-prirosta-promyshlennyh-tarifov-na-peredachu-elektroenergii-v-regionah-rossii-vo-ii-polugodii-2025-goda> (дата обращения: 21.04.2026).
3. Илюшин П.В. Обеспечение надежного электроснабжения электроприемников потребителей от собственной распределенной генерации: проблемные вопросы и способы их решения // iPolytech Journal. 2022. Т. 26. № 4. С. 640–656. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/obespechenie-nadezhnogo-elektrosnabzheniya-elektropriemnikov-potrebiteley-ot-sobstvennoy-raspredelennoy-generatsii-problemnye> (дата обращения: 21.04.2026).
4. Карчин В.В., Мясникова Т.В., Воробьев К.М. Планирование режима потребления электроэнергии потребителями в современных условиях

тарифного регулирования // Вестник Чувашского университета. 2018. № 4. С. 115–122. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/planirovanie-rezhima-potrebleniya-elektroenergii-potrebitelyami-v-sovremennyh-usloviyah-tarifnogo-regulirovaniya> (дата обращения: 21.04.2026).

5. Министерство экономического развития Российской Федерации. Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на 2025 год и на плановый период 2026 и 2027 годов. М., 2024. URL: https://economy.gov.ru/material/directions/makroec/prognozy_socialno_ekonomicheskogo_razvitiya/ (дата обращения: 21.04.2026).
6. Лукутин Б.В., Муравьев Д.И. Перспективы децентрализованных систем электроснабжения постоянного тока с распределенной солнечной генерацией // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2020. Т. 331. № 6. С. 184–196. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/perspektivy-detsentralizovannyh-sistem-elektrosnabzheniya-postoyannogo-toka-s-raspredelennoy-solnechnoy-generatsiey> (дата обращения: 21.04.2026).
7. Сухов А.А., Стушкина Н.А. Модернизация систем электроснабжения сельских потребителей путем внедрения распределенной генерации // Агроинженерия. 2018. № 4 (86). С. 69–74. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/modernizatsiya-sistem-elektrosnabzheniya-selskih-potrebiteley-putem-vnedreniya-raspredelennoy-generatsii> (дата обращения: 21.04.2026).
8. Матренин П.В., Арестова А.Ю., Антоненков Д.В. Среднесрочное прогнозирование почасовых тарифов на электроэнергию с помощью ансамблевых моделей // Проблемы региональной энергетики. 2022. № 2 (54). С. 42–54. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/srednesrochnoe-prognozirovanie-pochasovyh-tarifov-na-elektroenergiyu-s-pomoschyu-ansamblevyh-modeley> (дата обращения: 21.04.2026).
9. Ассоциация развития возобновляемой энергетики (АРВЭ). Аналитический обзор рынка ВИЭ в России 2024–2025. М., 2025. URL: <https://fomag.ru/news->

stream/vie-v-rossii-stali-ekonomicheski-vygodnee-traditsionnoy-generatsii-arve/
(дата обращения: 21.04.2026).