

УДК 621.311.238

## Оценка целесообразности создания собственной генерации на основе укрупненных расчетов газотурбинных установок

М. В. Шевлюгин, М. Р. Ради

Российский университет транспорта (РУТ), Российская Федерация, 127994, ГСП-4, Москва, ул Образцова, 9, стр. 9

**Для цитирования:** Шевлюгин М. В., Ради М. Р. Оценка целесообразности создания собственной генерации на основе укрупненных расчетов газотурбинных установок // Бюллетень результатов научных исследований. — 2025. — Вып. 3. — С. 47–60. DOI: 10.20295/2223-9987-2025-3-47-60

### Аннотация

**Цель:** Обосновать технико-экономическую целесообразность строительства локальной газотурбинной электростанции (ГТЭС) для покрытия 36 % дефицита мощности в г. Тартусе (Сирия) и повышения надежности энергоснабжения. **Методы:** Использована укрупненная методика оценки: определение требуемой установленной мощности с 15%-ным резервом; расчет удельного расхода природного газа при КПД 34 %; прогноз годовой выработки при коэффициенте использования 0,7; формирование CAPEX и OPEX на основе мировых цен на оборудование и топливо; вычисление полной себестоимости электроэнергии и простого срока окупаемости. **Результаты:** ГТЭС совокупной мощностью 60 МВт полностью ликвидирует текущий дефицит и создает 10%-ный резерв роста нагрузки. При цене газа 0,25 \$/м<sup>3</sup> ориентировочная себестоимость составляет 0,075 \$/кВт·ч (около 7–8 руб/кВт·ч), что втрое дешевле дизель-генераторов. Инвестиции порядка \$ 52 млн окупаются за 3–4 года при тарифе реализации 0,12 \$/кВт·ч; рост тарифа до 0,15 \$/кВт·ч сокращает окупаемость до 2 лет. По сравнению с дизельной схемой годовое сокращение выбросов CO<sub>2</sub> достигает 100 тыс. т. **Практическая значимость:** Предложенный алгоритм позволяет за один рабочий день выполнить достоверный экспресс-анализ проектов распределенной газотурбинной генерации в регионах с разрушенной системой электроснабжения. Модульность оборудования (поставка и ввод 8–10 месяцев) и конкурентная себестоимость делают газотурбинную электростанцию (ГТЭС) оптимальным инструментом быстрого восстановления электрообеспечения, тогда как солнечные станции остаются лишь вспомогательным ресурсом пиковой генерации.

**Ключевые слова:** Солнечная энергия, распределенная генерация, технико-экономический анализ, энергосистема Тартуса, возобновляемые источники энергии (ВИЭ).

### Введение

Энергокризис в Сирийской Арабской Республике (САР) привел к тому, что центральная сеть покрывает лишь около 64 % спроса Тартуса. Дефицит составляет 36 МВт, при прогнозируемом увеличении до 56 МВт к 2040 г. [1–3]. Солнечная фотоэлектрическая станция (ФЭС) мощностью 56 МВт, несмотря на снижение выбросов, не способна устранить ночной дефицит энергии [4, 5]. Наиболее реалистичным решением является создание локальной газотурбинной станции с суммарной мощностью 60 МВт, подключаемой к сети 20 кВ.

При коэффициенте полезного действия установки (КПД)  $\eta_e = 35\%$  удельный расход топлива равен  $b_e = 0,28 \text{ м}^3 / \text{кВт} \cdot \text{ч}$ . Себестоимость составляет примерно 7–8 руб. за кВт·ч, в то время как у дизельных генераторов она превышает

18 руб. за кВт·ч [6, 7]. Капитальные затраты (CAPEX) оцениваются в пределах  $c_{cap} = 800\$ / \text{кВт}$ ; ввод 6–12 мес., окупаемость — менее 5 лет. Следовательно, применение модульной газотурбинной установки (ГТУ) позволяет решить проблему нехватки энергии, повысить уровень надежности и обеспечить конкурентоспособную стоимость электроэнергии при относительно небольших инвестициях.

ТАБЛИЦА 1. Основные принятые параметры для оценки проекта ГТУ

Показатель	Значение	Примечание
Дефицит мощности города	36 МВт (до 56 МВт к 2040 г.)	Оценка дефицита на 2025–2040 гг. [1]
Предлагаемая установка (ГТУ)	Одна или несколько ГТУ суммарно ~ 60 МВт	Покрытие текущего и перспективного дефицита
Топливо	Природный газ (метан)	Возможна транспортировка по трубопроводу или в виде сжиженного природного газа
Низшая теплота сгорания газа	35 МДж/м <sup>3</sup> (9,7 кВт·ч/м <sup>3</sup> )	Для расчета удельного расхода топлива
Электрический КПД ГТУ	34–36 %	Для простой газотурбинной установки [6]
Удельный расход топлива	0,28 м <sup>3</sup> газа/кВт·ч (0,22 кг у. т./кВт·ч)	При КПД 35 % (расчетно)
Капитальные затраты (CAPEX)	~ 800 \$/кВт установленной мощности	Оценочно для ГТУ среднего размера
Эксплуатационные затраты (OPEX)	2–3 % от CAPEX в год	Без учета топлива (обслуживание)
Цена топлива (природный газ)	0,20–0,30 \$/м <sup>3</sup> (внутр. цены)	Оценка по ближневосточным рынкам
Тариф продажи электроэнергии	0,10–0,15 \$/кВт·ч (условно)	Для оценки окупаемости (близко к себестоимости)

Как следует из данных, представленных в табл. 1, для компенсации недостатка мощности в размере примерно 36 мегаватт с учетом увеличения потребления необходимо обеспечить дополнительную генерацию в диапазоне от 50 до 60 мегаватт. В качестве наиболее подходящего топлива выбран природный газ. Он является оптимальным выбором с точки зрения экономической эффективности и экологической безопасности. При сжигании природного газа удельный выброс углекислого газа (CO<sub>2</sub>) примерно на 30 % ниже, чем при использовании дизельного топлива [6].

### Постановка задачи

Цель — обосновать покрытие дефицита мощности  $P_{def} = 36 \text{ МВт}$  (56 МВт к 2040 г.) в г. Тартусе путем ввода локальной газотурбинной электростанции (ГТУ) в режиме распределенной генерации, работающей параллельно с ЦЭС. Необходимо:

- определить требуемую установленную мощность;
- оценить годовой расход газа:

$$V_{year} = b_e P_{\Sigma} K_u T_y,$$

также варианты его доставки (трубопровод/СПГ);

- рассчитать капитальные затраты:

$$CAPEX = c_{cap} P_{\Sigma}$$

и эксплуатационные затраты:

$$OPEX = Z_{fuel} + Z_{maint};$$

- вывести интегральные показатели:

$$C_{gen} = \frac{OPEX}{W}, T_{pb} = \frac{CAPEX}{(C_{tar} - C_{gen})W};$$

- проверить техническую и экономическую целесообразность.

В связи с недостаточностью исходных данных используется метод приближенных расчетов с использованием стандартных коэффициентов [1, 8]. Это позволяет оперативно проанализировать возможные варианты и принять решение о необходимости разработки детального технико-экономического обоснования (ТЭО). В рамках ТЭО будут рассмотрены такие аспекты, как схемы выдачи мощности, логистика топлива, релейная защита и автоматика (РЗА), а также влияние на работу сети.



Рис. 1. Схема энергоснабжения с собственной генерацией в г. Тартусе

## Материалы и методы

Алгоритм укрупненной технико-экономической оценки (рис. 2) включает пять последовательных шагов.

1. Определение мощности. Расчетная установленная мощность выбирается как максимум прогнозного дефицита с резервом 10–20 % [8, с. 38]:

$$P_{req} = (P_{def}^{max} + \Delta P)(1 + \alpha_r).$$

При максимальном прогнозном дефиците мощности  $P_{def}^{max} = 56$  МВт, дополнительной прибавке к дефициту на ближайшую перспективу (рост нагрузки)  $\Delta P = 4$  МВт и доле резерва мощности  $\alpha_r = 0,05$  получаем  $P_{req} = 60$  МВт [1].

2. Топливные показатели. КПД простой ГТУ принят коэффициент полезного действия газотурбинной установки  $\eta_e = 0,35$  (типовой диапазон 15–25 МВт) [6]; удельный расход газа:

$$b_e = \frac{1}{\eta_e q_{LHV}} = 0,285 \text{ м}^3 / \text{кВт} \cdot \text{ч};$$

при низшей теплоте сгорания природного газа:

$$q_{LHV} = 9,7 \text{ кВт} \cdot \text{ч} \cdot \text{м}^{-3};$$

3. Годовая выработка и потребление топлива. Для коэффициента использования  $K_u = 0,70$ :

$$W = P_{req} K_u T_y;$$

$$W = 3,69 \cdot 10^8 \text{ кВт} \cdot \text{ч},$$

где  $T_y$  — количество часов в году.

Годовой расход газа:

$$V_{year} = b_e W = 1,05 \cdot 10^8 \text{ м}^3;$$

где  $W$  — годовая выработка электрической энергии, кВт · ч.

4. Затраты. *CAPEX* по удельному нормативу:  $c_{cap} = 800$  \$ / кВт [9], в итоге капитальные затраты на ввод станции составляют  $Z_{cap} = 48$  млн \$. *OPEX* состоит из стоимости топлива и обслуживания (цена природного газа  $C_{gas} = 0,25$  \$ / м<sup>3</sup> [6], доля затрат на обслуживание от капитальных затрат в год  $\beta = 2,5$  %): ежегодные расходы на топливо  $Z_{fuel} = 26,3$ , ежегодные расходы на обслуживание  $Z_{maint} = 1,2$  млн \$ / год; суммарные ежегодные эксплуатационные расходы  $Z_{opex} = 27,5$  млн \$ / год. Структура расходов: топливо — 86 %, амортизация — 11 %, обслуживание — 3 % [8].

5. Интегральные показатели. Удельная стоимость выработанной электроэнергии

$$C_{gen} = \frac{Z_{opex}}{W} = 0,074 \text{ \$ / кВт} \cdot \text{ч} (= 7,2 \text{ руб.})$$

в 3–4 раза ниже дизельных источников (0,25 \$/кВт·ч) [7] и на 40 % ниже приведенной стоимости электроэнергии солнечной фотоэлектрической станции (ФЭС) (0,12 \$/кВт·ч) [5]. При тарифе реализации 0,10 \$/кВт·ч простой срок окупаемости:

$$T_{pb} = \frac{Z_{cap}}{(C_{tar} - C_{gen})W} = 3,4 \text{ года};$$

Рост тарифа до 0,15 \$/кВт·ч сокращает  $T_{pb}$  до 1,7 г, тогда как полный дизельный сценарий окупается менее чем за год за счет экономии 0,176 \$/кВт·ч.

Методика, основанная на нормативных коэффициентах и усредненных данных, позволяет оперативно оценить жизнеспособность проекта: ГТУ 60 МВт ликвидирует дефицит, обеспечивает себестоимость менее 0,08 \$/кВт·ч и окупаемость менее 5 лет, что подтверждает его техническую и экономическую целесообразность.



Рис. 2. Алгоритм крупненной оценки проекта собственной генерации на базе ГТУ

## Результаты

На базе вышеописанной методики получены количественные оценки, подтверждающие возможность и эффективность создания собственной генерации на базе ГТУ для г. Тартуса. Ключевые результаты сведены в табл. 2.

ТАБЛИЦА 2. Результаты укрупненного технико-экономического расчета

Показатель	Значение (при 60 МВт ГТУ)
Покрытие дефицита мощности	Полное (100 % при текущем дефиците 36 МВт; резерв до 60 МВт)
Годовая выработка электроэнергии	$3,7 \cdot 10^8$ кВт · ч (при ср. нагрузке ~ 70 %)
Годовой расход топлива (газ)	$1,05 \cdot 10^8$ м <sup>3</sup> ( $8,4 \cdot 10^4$ т у. т. в год)
Ежегодные затраты на топливо	26–30 млн \$/год (при 0,25 \$/м <sup>3</sup> газа)
Прочие эксплуатац. расходы	1–1,5 млн \$/год
Ориентировочная себестоимость энергии	0,07–0,09 \$/кВт · ч (5–7 руб./кВт · ч)
Сравнение с дизельной энергией	ГТУ в 3–4 раза дешевле по себестоимости
Капитальные вложения (единоврем.)	45–50 млн \$ (3,4–3,8 млрд руб.)
Срок окупаемости проекта	3–4 года (в зависимости от тарифа/эффекта)
Экономия выбросов CO <sub>2</sub>	100 тыс. т/год (в сравнении с дизелями)

Расчеты подтверждают, что номинальная мощность проектируемой газотурбинной электростанции  $P_{\Sigma} = 60$  МВт превосходит прогнозный дефицит мощности  $P_{def}^{max} = 36$  МВт и создает резерв:

$$\Delta P = P_{\Sigma} - P_{def}^{max} = 24 \text{ МВт}$$

для покрытия пиковой нагрузки и отказов оборудования. Тем самым обеспечивается переход энергосистемы Тартуса к классу N-1-устойчивости [1].

Полная себестоимость, рассчитанная как

$$C_{gen} = \frac{Z_{fuel} + Z_{maint} + Z_{dep}}{W} = 0,074 \text{ \$ / кВт · ч,}$$

соответствует 7,2 руб./кВт · ч, что в 3–4 раза ниже удельных затрат розничной дизельной генерации (0,25–0,30 \$/кВт · ч) [7] и на 40 % ниже стоимости электроэнергии солнечной фотоэлектрической станции (ФЭС) в Сирии (0,14–0,17 \$/кВт · ч) [5]. Даже с учетом довоенных тарифов (4 руб./кВт · ч) прирост платы потребителей не превышает 80 %, но компенсируется круглосуточной доступностью электроэнергии.

Простой срок окупаемости определяется:

$$T_{pb} = \frac{Z_{cap}}{(C_{tar} - C_{gen})W}.$$

При тарифе  $C_{tar} = 0,10 \text{ \$ / кВт} \cdot \text{ч}$  и исходных данных получено  $T_{pb} = 3,4 \text{ г.}$  Для маржинальной цены  $C_{tar} = 0,15 \text{ \$ / кВт} \cdot \text{ч}$  окупаемость сокращается до 1,7 г., что сравнимо с когенерационными ГТУ при 100 % тепловой полезности [6, с. 91]. Порог тарифа, при котором срок окупаемости менее 5 лет, легко вывести:

$$C_{tar(\min)} = C_{gen} + \frac{Z_{cap}}{5W} = 0,087 \text{ \$ / кВт} \cdot \text{ч},$$

то есть экономическая привлекательность сохраняется при продаже лишь на 17 % выше себестоимости.

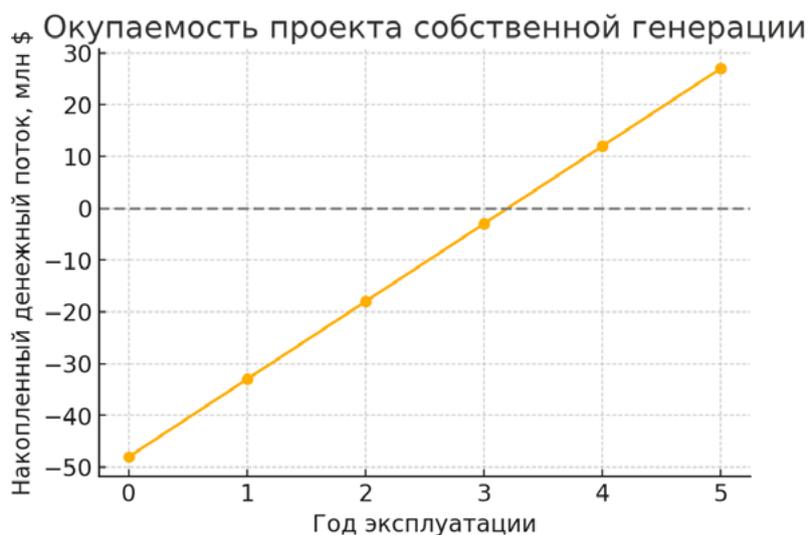


Рис. 3. Окупаемость проекта при умеренном тарифе продажи электроэнергии

### Чувствительность к цене газа

Себестоимость линейно зависит от стоимости топлива:

$$\frac{C_{gen}}{C_{gas}} = b_e = 0,285 \text{ м}^3 / \text{кВт} \cdot \text{ч};$$

Удвоение цены газа до  $C_{gas}^- = 0,50 \text{ \$ / м}^3$  приводит к:

$$C_{gen}^- = C_{gen} + b_e (C_{gas}^- - C_{gas}) = 0,147 \text{ \$ / кВт} \cdot \text{ч},$$

что остается конкурентоспособным относительно дизельных установок (разница  $\sim 0,11 \text{ \$ / кВт} \cdot \text{ч}$ ). Следовательно, проект сохраняет рентабельность при диапазоне цен  $0,18\text{--}0,50 \text{ \$ / м}^3$  газа.

## Вариация коэффициента использования мощности

Если коэффициент загрузки  $K_u$  снизится до 0,4 (резкое падение спроса или ограничение топлива), то:

$$C_{gen}^- = \frac{Z_{fuel}K_u + Z_{const}}{WK_u} = \frac{C_{gen}}{K_u} + C_{corr};$$

$$Z_{const} = Z_{maint} + Z_{dep},$$

где  $Z_{const}$  — годовые постоянные расходы;  
 $Z_{maint}$  — расходы на обслуживание;  
 $Z_{dep}$  — амортизационная доля капитальных затрат;  
 $C_{corr}$  — себестоимость при произвольном  $K_u$ .

При  $K_u = 0,4$  себестоимость возрастает до 0,128 \$/кВт·ч, а  $T_{pb}$  удлинится до 6–7 лет. Тем не менее, учитывая хронический дефицит электроэнергии и развитие портовой инфраструктуры (рост нагрузки до 2040 г. прогнозируется +55 %) [1], столь низкий коэффициент использования  $K_u$  выглядит маловероятным.

Итак, газотурбинная распределенная генерация остается оптимальным вариантом: она сочетает уверенное покрытие нагрузки, умеренную себестоимость и окупаемость менее 5 лет даже при неблагоприятных ценовых сценариях. Проект минимизирует энергетические риски Тартуса и формирует технологическую базу для дальнейшей гибридизации с ВИЭ, обеспечивая устойчивое развитие городской энергосистемы.

## Обсуждение. Ограничения и допущения проекта

### 1. Топливо и логистика

Расчет базируется на гарантированной подаче природного газа годовым объемом  $V_{year} = 1,05 \cdot 10^8 \text{ м}^3$ . При отсутствии магистрального трубопровода к Тартусу целесообразно сравнить два сценария:

$$C_{gas}^{pipe} = C_{well} + C_{trans};$$

$$C_{gas}^{LNG} = C_{well} + C_{liq} + C_{reg};$$

где  $C_{gas}^{pipe}$  — удельная цена природного газа на станции при трубопроводных поставках;  
 $C_{gas}^{LNG}$  — удельная цена природного газа на станции при поставках СПГ (сжиженного природного газа);

$C_{trans}$  — транспортные затраты (доставка по трубопроводу);

$C_{well}$  — цена сырья на устье;

$C_{liq}$  и  $C_{reg}$  — стоимости сжижения и регазификации соответственно.

Даже при премии  $\Delta C = C_{gas}^{LNG} - C_{gas}^{pipe} \leq 0,10 \text{ \$ / м}^3$  рост удельной себестоимости:

$$\Delta C_{gen} = b_e \Delta C = 0,028 \text{ \$ / кВт} \cdot \text{ч},$$

что оставит  $C_{gen} \leq 0,105 \text{ \$ / кВт} \cdot \text{ч}$  конкурентным по сравнению с дизелем [7]. На начальном этапе допускается двухтопливный режим (газ/дизель); дополнительная топливная надбавка оценивается по:

$$C_{mix} = \gamma C_{gas} + (1 - \gamma) C_{diesel};$$

где  $\gamma$  — доля газовой составляющей; при  $\gamma \geq 0,6$  интегральная себестоимость остается ниже  $0,15 \text{ \$ / кВт} \cdot \text{ч}$ .

## 2. Встраивание в сеть

Присоединение блока мощностью  $P = 60 \text{ МВт}$  к распределительным шинам с напряжением  $20 \text{ кВ}$  проверяется по критерию термической устойчивости:

$$I_{max} = \frac{P}{\sqrt{3}U \cos \varphi} = \frac{60}{\sqrt{3} \cdot 20 \cdot 0,95} = 1,82 \text{ кА};$$

где  $P$  — установленная электрическая мощность;

$U$  — линейное напряжение присоединения;

$\cos \varphi$  — коэффициент мощности;

$I_{max}$  — расчетный ток на стороне  $20 \text{ кВ}$ .

Линий  $20 \text{ кВ}$  сечением  $300 \text{ мм}^2$  достаточно (допустимый длительный ток  $2\text{--}2,2 \text{ кА}$ ) [1]. Сокращение потерь  $\Delta P_{\Sigma}$  при локальной генерации оценивается:

$$\Delta P_{\Sigma} = R_{eq} (I_{centr}^2 - I_{loc}^2) \leq 0,7 \text{ МВт},$$

где  $R_{eq}$  — эквивалентное активное сопротивление участка сети, Ом;

$I_{centr}$  и  $I_{loc}$  — ток в питающих линиях при централизованной схеме и при наличии локальной генерации соответственно, А.

Что подтверждает расчетное снижение потерь на  $2,1 \%$  [7]. Для двустороннего перетока требуется модернизация РЗА и внедрение автоматической разгрузки

при  $\frac{df}{dt} > 0,5 \text{ Гц/с}$  [10].

### 3. Финансирование и тарифное регулирование

При ставке дисконтирования  $r = 10\%$  внутренняя норма доходности определяется:

$$IRR = \left( \frac{\Pi_{net}}{Z_{cap}} + 1 \right)^{1/n} - 1;$$

$$\Pi_{net} = (C_{tar} - C_{gen})W;$$

где  $\Pi_{net}$  — годовой чистый операционный денежный поток проекта.

Для  $C_{tar} = 0,12 \text{ \$ / кВт} \cdot \text{ч}$  получаем  $IRR = 17,9\%$  ( $> r$ ), что привлекательно для частного капитала даже без субсидий. Государственно-частная модель (ГЧП) с «гарантированным выкупом» позволит спрогнозировать денежный поток и снизить риски.

### 4. Совместимость с ВИЭ

Пиковая мощность солнечной ФЭС  $P_{PV}$  уменьшается, вечерний провал нагрузки  $\Delta P_{eve}$  по балансу:

$$P_{GTU(eve)} = P_{def}^{max} - P_{PV};$$

где  $P_{GTU(eve)}$  — требуемая мощность газотурбинной установки в вечерний период (при минимальной солнечной генерации), мегаватт.

$P_{PV} \rightarrow 0$  после 18:00 [4]. Газотурбина с резервом по требуемой скорости набора/сброса мощности  $\Delta P_{ramp} = 10\%$ /мин [6] оперативно компенсирует дискретность солнечного профиля. Позднее установка может быть переведена в парогазовый цикл; интегральный КПД вырастет, электрический КПД парогазового цикла достигнет  $\eta_{CC} = 0,52 - 0,55$ , а удельный расход снизится до  $b_e^{CC} = 0,195 \text{ м}^3 / \text{кВт} \cdot \text{ч}$ .

### 5. Репликация опыта

Методика применима ко всем регионам CAP, где мощность дефицита  $P_{def} > 10 \text{ МВт}$ . При нормализованных вводных (газ  $\leq 0,30 \text{ \$ / м}^3$ ,  $CAPEX \leq 900 \text{ \$ / кВт}$ ,  $K_u \geq 0,55$ ) условие окупаемости  $T_{pb}$  менее 6 лет выполняется. Таким образом, газотурбинная схема является масштабируемым базовым решением, а солнечные и ветровые мощности целесообразно рассматривать лишь как вспомогательные источники резервируемой генерации.

## Заключение

Проведенная укрупненная оценка показала, что газотурбинная электростанция установленной мощностью полностью покрывает текущий дефицит нагрузки Тартуса и формирует резерв на перспективу до 2040 г. [1]. Размещение генерации на уровне напряжения 20 кВ снижает потери сети на 2,1 % и выравнивает напряжение в распределительных узлах [7].

Сравнительный анализ показал, что газотурбинная схема обеспечивает минимальную приведенную стоимость электроэнергии  $C_{gen} = 7 - 8$  руб / кВт · ч, тогда как дизель-генерация и сетевые ФЭС стоят более 18 руб/кВт · ч и более 12 руб/кВт · ч соответственно [5, 7]. Высокий КПД (35 %) и модульность оборудования позволяют ввести станцию за 6–12 мес. при капитальных затратах 48 млн \$. Простая окупаемость проекта составляет  $T_{pb} = 1 - 5$  лет в зависимости от тарифной модели; даже при двукратном удорожании газа ( $C_{gas} = 0,5$  \$ / м<sup>3</sup>) внутренняя норма доходности остается выше 10 %.

Методика экспресс-оценки, основанная на ограниченном наборе исходных данных, подтверждает техническую и экономическую целесообразность газотурбинной генерации и может быть реплицирована в других энергодефицитных регионах Сирии.

Таким образом, создание собственной газотурбинной электростанции в Тартусе является реалистичным, экономически оправданным шагом, который в кратчайшие сроки ликвидирует энергодефицит, повысит надежность электроснабжения и заложит основу для устойчивого развития городской энергосистемы.

## Список источников

1. Ради М. Р. Разработка модели системы электроснабжения г. Тартус (САР) с распределенной генерацией / М. Р. Ради // Сб. научн. трудов IV Междунар. науч.-практ. конф. «Наука в современном мире: актуальные вопросы, достижения и перспективы развития». — Анапа: НИЦ «Иннова», 2025. — С. 23–27.
2. Аль-Мухаммад А. Возобновляемые источники энергии в Сирии / А. Аль-Мухаммад // *Renewable Energy*. — 2001. — Vol. 24. — Pp. 365–371.
3. Ministry of Electricity of Syria / Министерство электроэнергии Сирии. — URL: [www.moe.gov.sy](http://www.moe.gov.sy) (дата обращения: 12.04.2025).
4. Шевлюгин М. В. Техничко-экономический анализ интеграции солнечных электростанций в энергосистему Тартуса (САР) / М. В. Шевлюгин, М. Р. Ради // Бюллетень результатов научных исследований. — 2025. — Вып. 1. — С. 201–210. — DOI: 10.20295/2223-9987-2025-3-201-210.
5. Рамадан А. Техничко-экономическая оценка сетевой солнечной фотоэлектрической станции в Сирии / А. Рамадан, В. Элистратов // *Applied Solar Energy*. — 2019. — Т. 55. — Вып. 3. — С. 174–188.

6. Махнутин А. К. О вопросах применения газотурбинных установок и парогазовых установок в энергетике / А. К. Махнутин, Б. В. Кавалеров // Вестник ПНИПУ. Электротехника, информационные технологии, системы управления. — 2015. — № 15. — С. 84–92.
7. Зайченко В. М. Сравнение характеристик распределенных и централизованных схем энергоснабжения / В. М. Зайченко, А. А. Чернявский // Промышленная энергетика. — 2016. — № 1. — С. 2–8.
8. Удинцев Д. Н. Выбор числа и мощности генерирующего оборудования энергоцентров в автономных системах электроснабжения и в системах с распределенной генерацией / Д. Н. Удинцев, Г. В. Шведов, М. Е. Шонин // Энергетик. — 2020. — № 2. — С. 37–43.
9. Международное агентство по возобновляемым источникам энергии (IRENA). Затраты на выработку электроэнергии на основе ВИЭ — 2023 год. — URL: <https://www.irena.org/Publications/2024/Sep/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2023> (дата обращения: 12.04.2025).
10. Батенин В. М. Концепция развития распределенной энергетики в России / В. М. Батенин, В. М. Зайченко, А. И. Леонтьев, А. А. Чернявский // Известия РАН. Энергетика. — 2017. — № 1. — С. 3–18.

Дата поступления: 05.06.2025

Решение о публикации: 31.08.2025

#### Контактная информация:

РАДИ Мангаль Рияд — аспирант; [manhalradi67@gmail.com](mailto:manhalradi67@gmail.com)

ШЕВЛЮГИН Максим Валерьевич — д-р техн. наук, доц.; [mx\\_sh@mail.ru](mailto:mx_sh@mail.ru)

## Feasibility Assessment of Establishing Local Power Generation Based on Consolidated Calculations of Gas Turbine Installations

M. V. Shevlyugin, M. R. Radi

Russian University of Transport (RUT (MIIT)), 9, bld. 9, Obratsova str., GSP-4, 127994, Moscow, Russian Federation

**For citation:** Shevlyugin M. V., Radi M. R. Feasibility Assessment of Establishing Local Power Generation Based on Consolidated Calculations of Gas Turbine Installations. *Bulletin of scientific research results*, 2025, iss. 3, pp. 47–60. (In Russian) DOI: 10.20295/2223-9987-2025-3-47-60

#### Summary

**Purpose:** To substantiate the techno-economic feasibility of constructing a local gas-turbine power plant (GTPP) to cover the 36 % capacity shortfall in Tartus (Syria) and to enhance supply reliability. **Methods:** A high-level assessment was performed: (i) determination of the required installed capacity with a 15 % reserve; (ii) calculation of specific natural-gas consumption at 34 % thermal efficiency; (iii) projection of annual output at a 0.7 capacity factor; (iv) estimation of CAPEX and OPEX using global equipment and fuel prices; and (v) computation of the levelized cost of electricity (LCOE) and simple payback period. **Results:** A 60 MW GTPP eliminates the current deficit and provides a 10 % reserve for demand growth. With gas priced at 0.25 USD m<sup>-3</sup>, the LCOE is 0.075 USD kWh<sup>-1</sup> ( $\approx$  7–8 RUB kWh<sup>-1</sup>), three times lower than diesel generation. An

investment of approximately 52 million USD is recovered in 3–4 years at a tariff of 0.12 USD kWh<sup>-1</sup>; increasing the tariff to 0.15 USD kWh<sup>-1</sup> shortens payback to 2 years. Replacing diesel units reduces annual CO<sub>2</sub> emissions by about 100 kt. **Practical significance:** The proposed algorithm enables a reliable one-day express appraisal of distributed gas-turbine projects in regions with a damaged power system. Equipment modularity (8–10 months for delivery and commissioning) and competitive LCOE position the GTPP as the optimal tool for rapid restoration of electricity supply, while solar plants remain a supplementary source for daytime peak demand.

**Keywords:** Solar energy, distributed generation, techno-economic analysis, Tartus energy system, renewable energy sources (RES).

## References

1. Radi M. R. Razrabotka modeli sistemy elektrosnabzheniya g. Tartus (SAR) s raspredelennoy generatsiyey [Development of a power supply system model for the city of Tartus (SAR) with distributed generation]. *Sb. nauchn. trudov IV Mezhdunar. nauch.-prakt. konf. "Nauka v sovremennom mire: aktual'nye voprosy, dostizheniya i perspektivy razvitiya"* [Collection of scientific works of the IV International Scientific and Practical Conference "Science in the modern world: current issues, achievements and development prospects"]. Anapa: NITs "Innova" Publ., 2025, pp. 23–27. (In Russian)
2. Al'-Mukhammad A. *Vozobnovlyaemye istochniki energii v Sirii* [Renewable energy sources in Syria]. *Renewable Energy*, 2001, vol. 24, pp. 365–371.
3. Ministerstvo elektroenergii Sirii. Ministry of Electricity of Syria [Ministry of Electricity of Syria. Ministry of Electricity of Syria]. Available at: [www.moe.gov.sy](http://www.moe.gov.sy) (accessed: April 12, 2025)
4. Shevlyugin M. V., Radi M. R. Tekhniko-ekonomicheskiy analiz integratsii solnechnykh elektrostantsiy v energosistemu Tartusa (SAR) [Technical and economic analysis of solar power plants integration into the Tartus power system (SAR)]. *Byulleten' rezul'tatov nauchnykh issledovaniy* [Bulletin of research results]. 2025, Iss. 1, pp. 201–210. DOI: 10.20295/2223-9987-2025-3-201-210. (In Russian)
5. Ramadan A., Elistratov V. *Tekhniko-ekonomicheskaya otsenka setevoy solnechnoy fotoelektricheskoy stantsii v Sirii* [Technical and economic assessment of a grid-connected solar photovoltaic power plant in Syria]. *Applied Solar Energy*, 2019, vol. 55, Iss. 3, pp. 174–188. (In Russian)
6. Makhnutin A. K., Kavalero B. V. O voprosakh primeneniya gazoturbinnnykh ustanovok i parogazovykh ustanovok v energetike [On the issues of gas turbine and combined cycle plants application in power engineering]. *Vestnik PNIPU. Elektrotehnika, informatsionnye tekhnologii, sistemy upravleniya* [PNRPU Bulletin. Electrical Engineering, Information Technologies, Control Systems]. 2015, Iss. 15, pp. 84–92. (In Russian)
7. Zaychenko V. M., Chernyavskiy A. A. Sravnenie kharakteristik raspredelennykh i tsentralizovannykh skhem energosnabzheniya [Comparison of characteristics of distributed and centralized power supply schemes]. *Promyshlennaya energetika* [Industrial Power Engineering]. 2016, Iss. 1, pp. 2–8. (In Russian)
8. Udintsev D. N., Shvedov G. V., Shonin M. E. Vybór chisla i moshchnosti generiruyushchego oborudovaniya energotsentrov v avtonomnykh sistemakh elektrosnabzheniya i v sistemakh s raspredelennoy generatsiyey [Selection of the number and capacity of generating equipment for power centers in autonomous power supply systems and in systems with distributed generation]. *Energetik* [Power Engineer]. 2020, Iss. 2, pp. 37–43. (In Russian)

9. *International Renewable Energy Agency (IRENA). Zatraty na vyработку elektroenergii na osnove VIE — 2023 god* [Costs of electricity generation based on RES — 2023]. Available at: <https://www.irena.org/Publications/2024/Sep/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2023> (accessed: April 12, 2025).

10. Batenin V. M., Zaychenko V. M., Leont'ev A. I., Chernyavskiy A. A. Kontseptsiya razvitiya raspredelennoy energetiki v Rossii [The concept of distributed power engineering development in Russia]. *Izvestiya RAN. Energetika* [Proceedings of the Russian Academy of Sciences. Power Engineering]. 2017, Iss. 1, pp. 3–18. (In Russian)

Received: June 05, 2025

Accepted: August 31, 2025

**Author's information:**

Mangal R. RADI — Postgraduate Student; [manhalradi67@gmail.com](mailto:manhalradi67@gmail.com)

Maksim V. SHEVLYUGIN — Dr. Sci. in Engineering, Associate Professor; [mx\\_sh@mail.ru](mailto:mx_sh@mail.ru)