

УДК 621.316.9

Интеграция распределенной газотурбинной генерации в систему электроснабжения города Тартуса (CAP): надежность и технико-экономическая эффективность

М. В. Шевлюгин, М. Р. Ради

Российский университет транспорта, Российская Федерация, 127994, Москва, ул. Образцова, 9, стр. 9

Для цитирования: Шевлюгин М. В., Ради М. Р. Интеграция распределенной газотурбинной генерации в систему электроснабжения города Тартуса (CAP): надежность и технико-экономическая эффективность // Бюллетень результатов научных исследований. — 2025. — Вып. 4. — С. 37–50. DOI: 10.20295/2223-9987-2025-4-37-50

Аннотация

Цель: Обосновать способ повышения надежности и экономической эффективности дефицитной системы электроснабжения города Тартуса за счет внедрения распределенной газотурбинной генерации.

Методы: Включают аналитический расчет коэффициента готовности по ГОСТ Р 27.002—2009 для трех сценариев энергоснабжения (только внешняя сеть, изолированная и параллельная работа распределенной генерации (РГ)); моделирование нормальных и аварийных режимов в PowerFactory и RastrWin3 с оценкой потерь мощности, отклонений напряжения и частоты; технико-экономический анализ проекта газотурбинного энергоцентра (18 МВт) методом чистого дисконтированного дохода. **Результаты:** Показывают, что интеграция распределенной генерации не снижает надежность: общий коэффициент готовности системы достигает 0,999, что сопоставимо с базовым вариантом и превышает нормативные требования. В автономном режиме отклонение напряжения остается в пределах $\pm 5\%$, частоты — $\pm 0,2$ Гц. Экономический расчет выявил срок окупаемости инвестиций около 9 лет при условной себестоимости генерации порядка 5 руб/кВт · ч. **Практическая значимость:** Заключается в предложении оптимальной конфигурации газотурбинной распределенной генерации и схемы ее подключения (20 кВ, двухцепные линии 2×300 мм²), обеспечивающих повышение устойчивости электроснабжения критически важных потребителей города и сокращение зависимости от внешней энергосистемы. Результаты исследования могут служить методической основой для модернизации энергосистем в других регионах, испытывающих аналогичный дефицит мощности.

Ключевые слова: Распределенная генерация, надежность электроснабжения, коэффициент готовности, газотурбинная установка, возобновляемые источники энергии, экономическая эффективность, энергетическая система, Тартус.

Введение

Город Тартус, как и энергосистема Сирии в целом, сталкивается с острым дефицитом электроэнергии и износом оборудования энергоснабжения [1]. В результате военного конфликта и санкций существенно сократились генерирующие мощности и нарушена работа электросетевой инфраструктуры [2]. По состоянию на 2023 г. объем электроэнергии, выделяемый для провинции Тартуса, снизился до 110 МВт, а непосредственно для города — до ~ 30 МВт, что вынуждает вводить длительные отключения (до 5 часов из 6) [1]. Одновременно нагрузка на сети 20 кВ и распределительные трансформаторы значительно возросла, превышая их

номинальную пропускную способность и приводя к перегрузкам и аварийным отключениям [1, 3]. Таким образом, обеспечение надежного электроснабжения Тартуса требует поиска новых решений.

Одним из перспективных направлений является использование распределенной генерации (РГ) и местных возобновляемых источников энергии (ВИЭ) [4]. Предполагается, что внедрение РГ позволит частично заместить дефицит генерирующих мощностей и повысить устойчивость системы за счет территориальной децентрализации производства электроэнергии [5]. В мировой и сирийской практике рассматриваются различные варианты: ветер, солнце, газотурбинные установки и др. Так, например, ветровая энергия в Сирии имеет ограниченный потенциал из-за низкой скорости ветра [6]. Солнечная энергетика обладает значительным ресурсом и была внедрена в виде пилотных фотоэлектрических станций мощностью 56 МВт и 200 МВт, однако даже такие установки не способны покрыть пиковое потребление города, особенно в зимний период [7]. Кроме того, станции мощностью свыше 50 МВт формально не относятся к распределенной генерации и требуют значительных капитальных вложений с длительным сроком окупаемости (около 12 лет) [7]. В то же время газотурбинные электростанции средней мощности представляют собой эффективный источник распределенной генерации с относительно коротким сроком окупаемости (~ 9 лет по расчетам) и способностью обеспечивать стабильную выработку [7, 8].

Цель данной работы — обосновать предложения по развитию системы электроснабжения Тартуса на основе распределенной генерации, обеспечивающие повышение надежности и качества электроснабжения при оптимальных затратах.

Для достижения поставленной цели проведены сравнения двух основных сценариев:

- изолированный режим, когда энергоснабжение города осуществляется только за счет локального энергоцентра;
- параллельный режим, при котором распределенная генерация работает совместно с внешней энергосистемой.

Оценка этих вариантов выполнена по комплексу критериев:

- показатели надежности системы;
- технические параметры режима (потери мощности, отклонения напряжения и частоты);
- экономические показатели (капитальные затраты, стоимость выработки, срок окупаемости и др.).

В качестве основного источника генерации в рассматриваемой системе принят газотурбинный энергоцентр как наиболее эффективный в условиях Сирии [7].

Методика исследования

Анализ надежности

Ключевым показателем надежности энергоснабжения потребителей принят коэффициент готовности K_g — вероятность того, что объект (система электроснабжения) находится в работоспособном состоянии в произвольный момент времени [9]. Этот показатель учитывает как безотказность, так и восстановимость элементов. Для оценки K_g используются стандартные соотношения теории надежности [7]:

$$K_g = \frac{T_{\text{раб}}}{T_{\text{раб}} + T_{\text{пр}}},$$

где $T_{\text{раб}}$ — средняя наработка на отказ, $T_{\text{пр}}$ — среднее время восстановления.

В расчетах применялись нормативные данные по среднему времени безотказной работы и частоте отказов для линий электропередачи и трансформаторов [10]. Коэффициент готовности сложной системы определяется на основе структурной схемы сети: при последовательном соединении элементов (цепь питания без резервирования) K_g системы равен произведению K_g всех элементов, а при параллельном соединении (наличие резервных или дублирующих элементов) — вычисляется как $K_g = 1 - \prod(1 - K_{g,i})$ для n резервируемых элементов. В данном исследовании оценивается готовность энергосистемы при разных схемах питания: только от внешней сети; только от собственного энергоцентра; комбинированное питание (сеть + РГ). На рис. 1 представлена упрощенная модель городской энергосистемы Тартуса без распределенной генерации, а на рис. 2 — та же система с подключением собственного распределенного энергоцентра.

Для вычисления коэффициентов готовности компонентов были собраны исходные данные по надежности высоковольтных линий и трансформаторов, включая частоту отказов на единицу длины линии и среднее время восстановления. В частности, для каждой линии 110–10 кВ рассчитывалась средняя наработка на отказ $T_{\text{раб}}$ как обратная величина средней частоты отказов (с учетом длины линии). Аналогично для силовых трансформаторов брались типовые показатели надежности из нормативных источников [10]. Результаты расчета показателей надежности для основных элементов системы приведены в табл. 1.

Надежность (табл. 1)

Для трех последовательно включенных трансформаторов внешней сети (Т1–Т3) получены индивидуальные коэффициенты готовности $K_g \geq 0,999$; совокупный $K_{g\Sigma} \geq 0,999$ при наличии резервирования на ступени 66/20 кВ стремится к 1, что

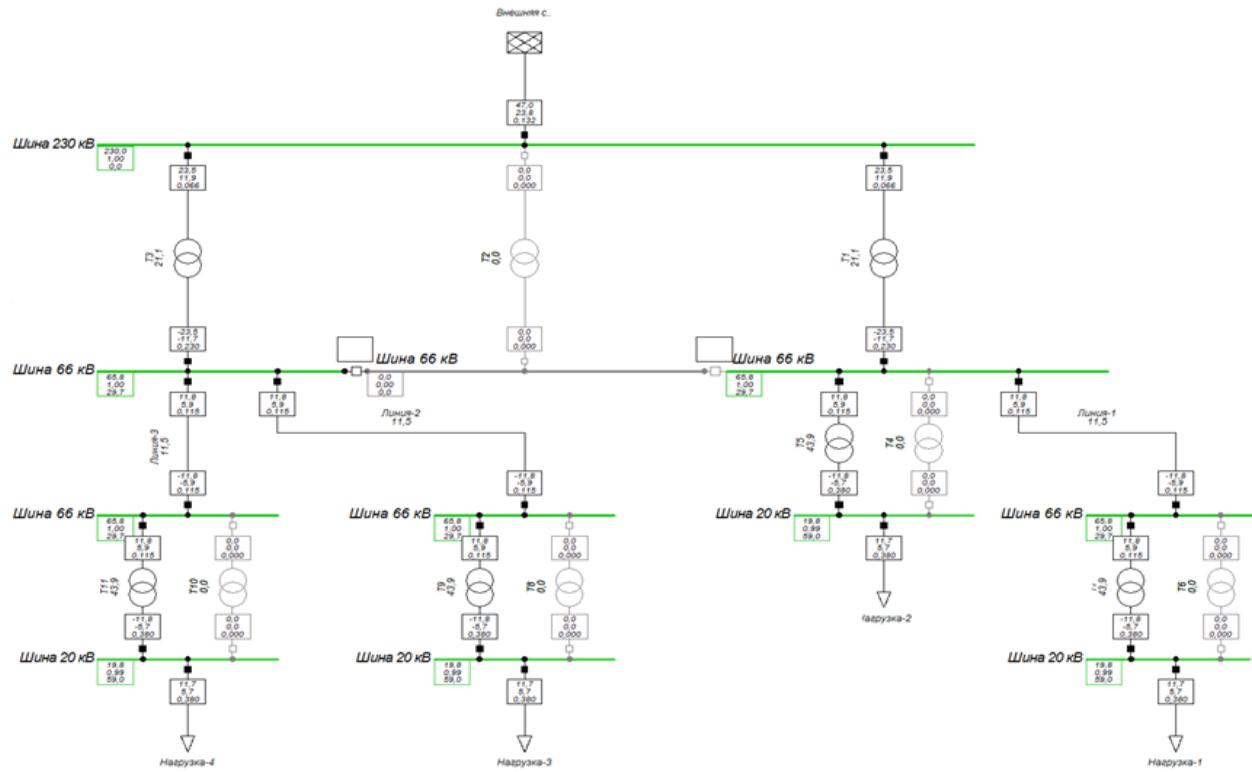


Рис. 1. Модель электрической сети Тартуса
(4 узла нагрузки 66/20 кВ, питание только от внешней системы)

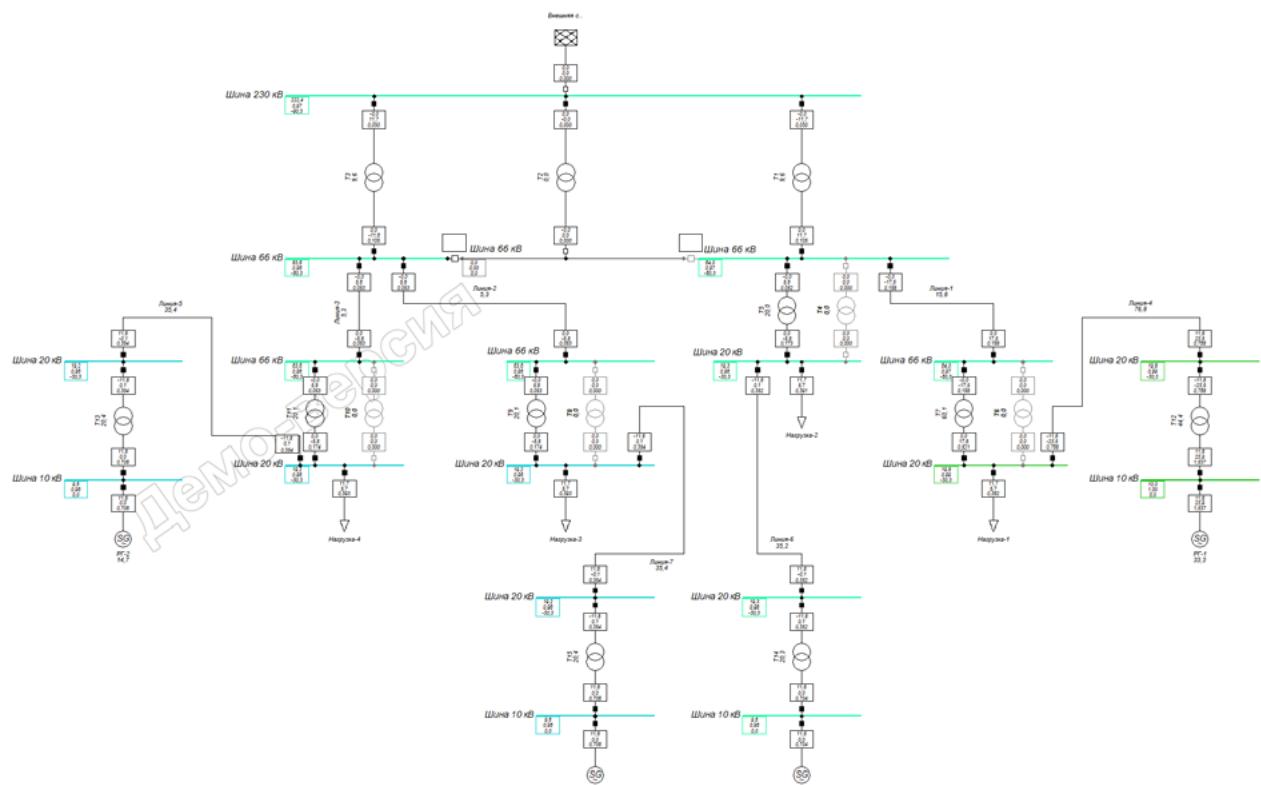


Рис. 2. Модель электрической сети Тартуса с подключенным собственным
энергогенератором распределенной генерации мощностью 18 МВт

ТАБЛИЦА 1. Показатели надежности основных элементов сети
(трансформаторы внешней системы)

Обозначение трансформатора	Номинальное напряжение, кВ	$T_{раб}$, ч	K_g (индивидуальный)	K_{g1} (с учетом резерва)
T1 (230/66 кВ)	230/66	250286	0,9997	0,9999
T2 (66/20 кВ)	66/20	700800	0,9999	0,9999
T3 (20/10 кВ)	20/10	730000	0,9999	0,9999

эквивалентно $\geq 99,99\%$ времени работоспособности. Общесистемный показатель определялся как произведение готовностей последовательно включенных подсистем (сценарий «только сеть») либо по эквивалентным схемам с резервированием (сценарий с собственным энергоцентром). Сравнение вариантов выполнялось по величине общего K_g ; наиболее надежным признан вариант с максимальным K_g .

Моделирование режимов

В DIgSILENT PowerFactory построена расчетная модель системы электроснабжения Тартуса: четыре узла нагрузки 20 кВ (подстанции 66/20 кВ) и внешняя система через два трансформатора 230/66 кВ (см. рис. 1). Проанализированы три сценария:

1. Нормальный без РГ — питание полностью от внешней энергосистемы; рассчитаны распределение нагрузок, потери, уровни напряжений.
2. Нормальный с РГ — к каждой из 4 подстанций подключен ГТЭЦ суммарной мощностью 18 МВт (3×6 МВт, генерация 10 кВ) через трансформаторы 10/20 кВ; оценены перераспределение потоков, изменения потерь и напряжений (см. рис. 2).
3. Аварийный с РГ — внезапное отключение внешней системы (220 кВ) и переход на островную работу от ГТЭЦ; проанализированы во времени отклонения частоты и напряжения, поведение генераторов и нагрузок.

Во всех сценариях использованы паспортные данные ГТЭС-6000 (6 МВт, табл. 4) и трансформаторов ТМН-6300/35 (табл. 5) [10, 11]; нагрузка распределена равномерно по четырем подстанциям.

Технико-экономические расчеты

Выполнена оценка экономической эффективности проекта распределенной газотурбинной генерации (18 МВт) методом чистого дисконтированного дохода:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^T \frac{CF_t}{(1+r)^t},$$

где CF_t формируется как (выручка от отпуска электроэнергии, топливо, эксплуатация) с учетом налога, капитальных вложений и амортизации [12].

Основные инвестиции приходятся на $t = 0$, топливные затраты зависят от годовой генерации и удельного расхода; ценовые допущения приняты по внутренним тарифам Сирии начала 2020-х с индексацией на инфляцию [13]. Ключевые метрики: срок окупаемости (момент перехода накопленного ЧДД в «плюс», см. рис. 3) и приведенная себестоимость 1 кВт · ч; показатели сопоставлены для сценариев с РГ и без нее.

Инженерное обоснование присоединения ЭЦ выполнено для уровней 20/66/230 кВ и различного числа цепей: по методике экономической плотности тока (формула Вейкерта) определены требуемые сечения, далее проверены потери напряжения по $\Delta U \approx I (R \cos \varphi + X \sin \varphi)$ при допустимых отклонениях $\pm 5\%$ (нормально) и $\pm 10\%$ (предельно) [13]. По результатам (см. табл. 2) рекомендовано подключение на 20 кВ через двухцепные линии с алюминиевым кабелем $2 \times 300 \text{ mm}^2$ к каждой ПС 66/20 кВ: решение минимизирует ΔU и обеспечивает резервирование связи, оставаясь технологически простым для интеграции РГ, несмотря на меньшее требуемое сечение на более высоких напряжениях.

Из табл. 2 следует, что на напряжении 20 кВ для передачи 18 МВт по двум параллельным линиям необходим кабель суммарным сечением около 262 mm^2 на фазу; выбран стандартный кабель $3 \times 300 \text{ mm}^2$, что обеспечивает допустимые потери напряжения ($< 5\%$). На более высоких уровнях (66 кВ, 230 кВ) требуемое

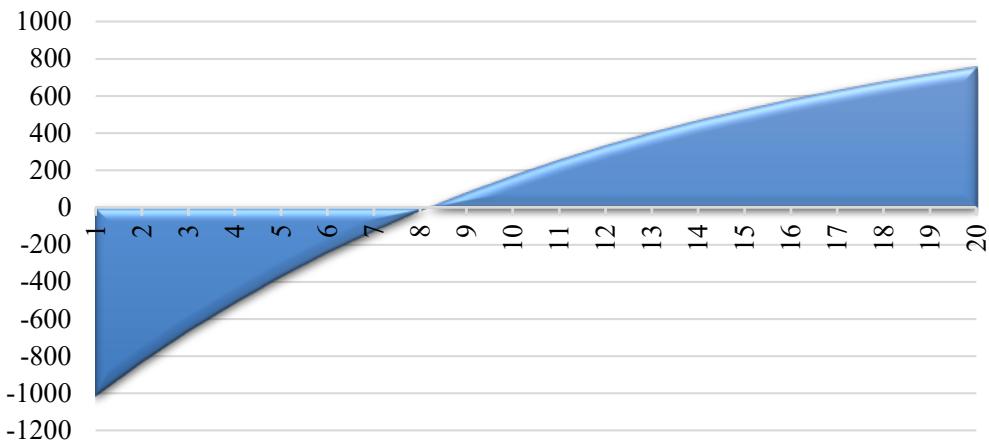


Рис. 3. Накопленный ЧДД (NPV) проекта РГ; горизонтальная линия $NPV = 0$ пересекается на ~ 9 -м году эксплуатации (окупаемость проекта)

ТАБЛИЦА 2. Выбор напряжения и сечения линии для подключения распределенной генерации (18 МВт, 2 цепи)

Уровень напряжения линии, кВ	Ток на одну цепь, А	Эквивалентное требуемое сечение, мм^2	Выбранный тип кабеля (сечение, мм^2)
20 кВ	341	262,3	ААБл $3 \times 300/39$ (300 mm^2)
66 кВ	103	79,5	AC $3 \times 95/16$ (95 mm^2)
230 кВ	29,7	22,8	AC 1×25 (25 mm^2)

сечение значительно меньше, однако реализация подключения на этих напряжениях связана с усложнением схемы (необходимость дополнительных трансформаторов, оборудования высоких классов напряжения). Поэтому, исходя из соображений надежности и экономичности, принят вариант распределенной генерации с присоединением к распределительной сети 20 кВ каждой подстанции города двумя кабельными линиями 20 кВ.

Результаты и их обсуждение

Сравнение надежности вариантов

Расчет показал, что коэффициент готовности системы электроснабжения Тартуса при наличии собственного энергоцентра (РГ) практически не отличается от исходного. Для базового варианта (питание только от внешней сети) $K_g \approx 0,997$, и точно такое же значение получено для случая автономного режима с РГ (табл. 3). Это объясняется тем, что основное влияние на надежность оказывают распределительная сеть 20 кВ и трансформаторы, отказ которых приводит к отключению нагрузки. В сценарии с РГ отключение внешней сети компенсируется работой энергоцентра, однако выход из строя любого узлового элемента (например, трансформатора 66/20 кВ) столь же критичен, как и в исходной схеме. Таким образом, введение распределенной генерации не снижает надежность, что является важным результатом — система с РГ сохраняет уровень безотказности, сравнимый с внешней сетью. В то же время наличие РГ предоставляет дополнительные резервы мощности, которые могут быть задействованы при отказе внешнего источника, повышая уверенность в непрерывности электроснабжения.

Полученное значение $K_g \approx 0,9995$ в режиме параллельной работы указывает на крайне высокую готовность системы (в годовом выражении простои суммарно менее 4–5 часов). Следует отметить, что для поддержания столь высокого уровня надежности в реальных условиях необходимо обеспечить должный резерв мощности генераторов (например, установка дополнительного резервного агрегата) и своевременное обслуживание оборудования [14]. В представленной модели

ТАБЛИЦА 3. Итоговый коэффициент готовности системы электроснабжения

Вариант работы системы	Коэффициент готовности, K_g
Только внешняя энергосистема	0,997
Только автономная генерация (РГ)	0,997
РГ + внешняя сеть (параллельно)	0,99957*

* При установке четырех распределенных генераторов суммарно 18 МВт в модели (по 4,5 МВт эквивалентно на каждый узел нагрузки) получен $K_g \approx 0,99957$ за счет частичного резервирования генераторов в параллельной работе.

резервирование генерации учитывалось условно — работа 3 ГТУ параллельно с возможностью покрытия нагрузки при отключении одного агрегата внешней сетью. Это отражает важное преимущество параллельного режима: внешняя энергосистема может компенсировать выход из строя одного из местных генераторов, сохраняя питание потребителей [9].

Нормальный режим работы

В исходной конфигурации без РГ активные потери в городской сети составляют 0,66 МВт, реактивные — 6,07 Мвар. После ввода собственного энергоцентра (РГ) перетоки перераспределяются: внешняя сеть отдает меньший объем, локальная генерация покрывает значительную часть нагрузки, а суммарные технические потери остаются $\approx 0,65$ МВт. Это объясняется присоединением РГ непосредственно на шинах 20 кВ узлов нагрузки: потери в магистральных линиях 66 кВ практически исчезают, но появляются сопоставимые потери на стороне генераторов и трансформаторов энергоцентра. В результате снижается загрузка внешней сети и повышается устойчивость узлов в пики за счет локального покрытия дефицита и стабилизации напряжения [7].

В качестве источника РГ принята ГТУ ГТЭС-6000 ГЖ: 6 МВт электрической и 12 Гкал/ч тепловой мощности; электрический КПД около 25 %; основное топливо — природный газ, резерв — дизель [11]. Три агрегата формируют энергоСентр 18 МВт, достаточный для покрытия базовой части городского спроса (при выделенной мощности ~ 30 МВт на 2020 г.) [1].

Для полного функционирования энергоцентра также потребовалась установка трансформаторов связи генераторов с сетью. В работе использованы два трехфазных трансформатора ТМН-6300/35 У1 мощностью по 6,3 МВА (напряжение высоковольтной обмотки 20/35 кВ, низковольтной — 6,3–10,5 кВ). Их основные характеристики приводятся в табл. 5 [10]. Два трансформатора обеспечивают резервирование внутри энергоцентра: при выходе одного из строя генерация 18 МВт может быть временно распределена через оставшийся трансформатор с некоторой перегрузкой.

Аварийный режим (отключение внешней сети)

Моделирование аварийного режима показало, что система с распределенной генерацией способна автономно поддерживать электроснабжение города при исчезновении связи с внешней энергосистемой. На рис. 3 представлен график накопленного чистого дисконтированного денежного потока (ЧДД) проекта РГ, а на рис. 4 и 5 — характер отклонения напряжения и частоты в узлах нагрузки сразу после отключения внешней сети.

ТАБЛИЦА 4. Основные характеристики газотурбинной установки ГТЭС 6000 ГЖ [11]

Параметр	Значение
Номинальная электрическая мощность, МВт	6
Номинальная тепловая мощность, Гкал/ч	12,12
КПД на клеммах генератора, %	25
Частота вращения турбины, об/мин	3000
Топливо	природный газ / дизель
Расход топлива на номинале, кг/ч	1830 (газ) / 2180 (дизель)
Температура выхлопных газов, °C	460
Масса агрегата (на раме), т	5,62
Габариты ($D \times Ш \times В$), м	$3,4 \times 2,3 \times 2,5$

ТАБЛИЦА 5. Технические характеристики трансформатора ТМН-6300/35 У1 [10]

Параметр	Значение
Номинальная мощность, кВА	6300
Высшее напряжение, кВ (обмотка ВН)	35 (20)
Низшее напряжение, кВ (обмотка НН)	6,3–10,5
Потери холостого хода ΔP_x , кВт	9,25
Потери короткого замыкания ΔP_k , кВт	46,5
Напряжение короткого замыкания u_k , %	7,5
Ток холостого хода I_x , %	0,9
Масса масла, т	9,43 (из 19,6 — полная масса)
Масса трансформатора, т	17,9 (транспортная) / 19,6 (полная)

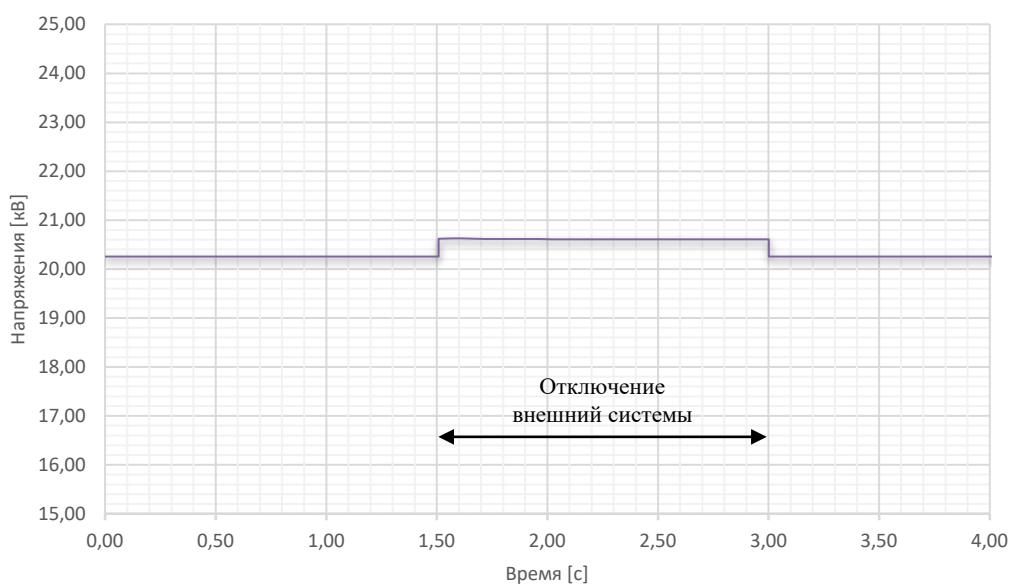


Рис. 4. Отклонение напряжения на шине 20 кВ подстанции при аварийном режиме (отключение внешней сети в момент $t = 1,5$ сек.); пределы нормы $\pm 5\%$ показаны штриховой линией

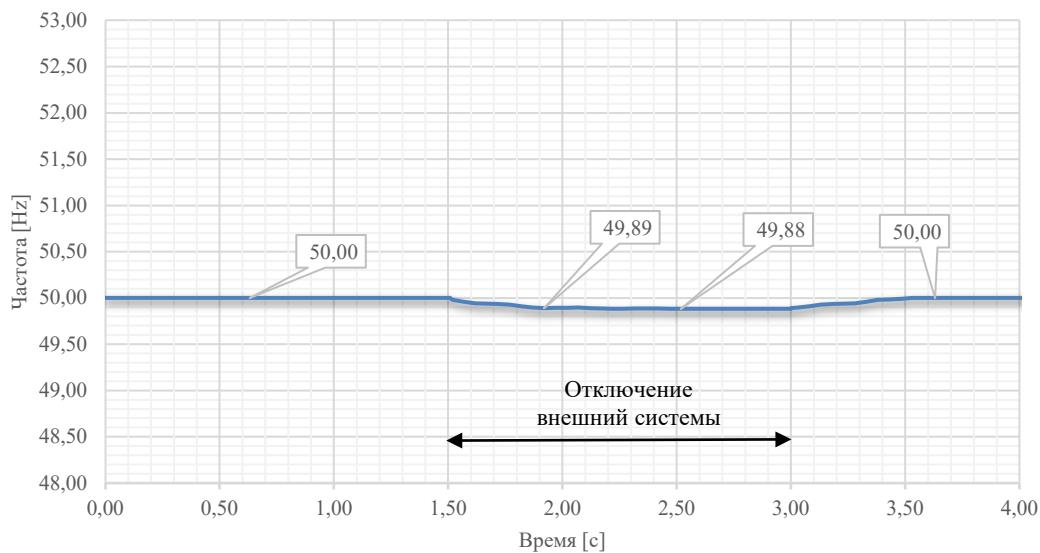


Рис. 5. Отклонение частоты в автономной системе при отключении внешней сети;
пределы отклонения $\pm 0,2$ Гц показаны штриховой линией

После отключения внешней системы параметры остаются в допустимых пределах: напряжение в сети города отклоняется не более чем на 3–4 % (норма ± 5 % [13]), частота генераторов ГТЭС кратковременно проседает на 0,15–0,2 Гц и быстро стабилизируется к 50 Гц за счет АСР турбин. Система РГ надежно переносит аварийный режим без выхода за нормативы качества электроэнергии, обеспечивая непрерывное питание, в том числе критических потребителей (больницы, водоканал, порт), что подтверждает целесообразность параллельной работы с возможностью автономии при авариях.

Экономически проект окупается ориентировочно за 9 лет: совокупные капиталовложения $\sim 9,66$ млрд руб. (2024 г.), NPV становится положительным на 9-м году, IRR — порядка 10 %. Условная себестоимость генерации — ~ 5 руб/кВт · ч; у СФЭС — 4–6 руб/кВт · ч при субсидиях, но с непостоянной выработкой и потребностью в резерве [7]. Ветровая генерация в условиях Сирии имеет более высокую удельную стоимость из-за слабого ресурса [6]. Следовательно, газотурбинная распределенная генерация — оптимальный компромисс по надежности и экономике для Тартуса.

Заключение

Проведенное исследование подтверждает целесообразность внедрения распределенной генерации (РГ) для ликвидации дефицита мощности и повышения устойчивости электроснабжения г. Тартуса. Оптимальным признан режим параллельной работы РГ с внешней сетью: в штатных условиях внешняя система покрывает базовую нагрузку, РГ компенсирует пики и дефицит; при авариях локальная

генерация временно обеспечивает автономию питания потребителей. В качестве базового источника РГ рекомендованы газотурбинные установки средней мощности — благодаря быстрой мобилизации, маневренности и приемлемой окупаемости (~ 9 лет); ветровая генерация неперспективна из-за слабого ресурса [6], а полноценное замещение солнечными станциями потребовало бы сотен МВт, что выходит за рамки РГ [7]. Принята децентрализованная схема присоединения на уровне 20 кВ к четырем подстанциям города (двухцепные линии 2×300 мм 2), что повышает отказоустойчивость и снижает сетевые потери [3]. Моделирование и расчеты подтверждают: коэффициент готовности системы $\approx 0,999$; в автономии отклонение напряжения $\leq \pm 5\%$, частоты $\leq \pm 0,2$ Гц; условная себестоимость ~ 5 руб/кВт · ч; срок окупаемости ~ 9 лет. С учетом выявленного дефицита и износа инфраструктуры внедрение ГТ-энергоцентра 18 МВт с параллельной работой обосновано и необходимо [1, 2].

Список источников

1. Электроснабжение в Тартусе в худших состояниях // Оукат аш-Шам. — URL: <https://goo.su/fO9C2MV> (дата обращения: 11.07.2025).
2. Состояние электроснабжения в Сирии и перспективы решения проблемы // Аль-Маядин. — URL: <https://goo.su/wRp4mvY> (дата обращения: 15.07.2025).
3. Хоссам Э. Оценка производительности электросети распределения в городе Тартус: дис. ... канд. техн. наук: 13.04.02 / Э. Хоссам. — Латакия, 2019. — 113 с.
4. Al Halabi I. Status of energy in Syria — Study on how to meet the energy shortage by means of renewable resources / I. Al Halabi, S. Das, G. Warkozek, B. Misra // IEEE Xplore. — 2021. — P. 6. — DOI: 10.1109/IREC51415.2021.9427837.
5. Aljendy R. I. Optimal Installed Capacity of Renewable Energy Sources for Active Power Shortage Minimization / R. I. Aljendy, R. R. Nasyrov, V. N. Tulsky, H. M. Sultan // IEEE Xplore. — 2019. — P. 6. — DOI: 10.1109/URALCON.2019.8877659.
6. Алджамил А. Оценка ветровых ресурсов Сирии и обоснование их более широкого использования: дис. ... канд. техн. наук: 05.14.08 / А. Алджамил. — СПб., 2020. — 140 с.
7. Ramadan A. Techno-Economic Evaluation of a Grid-Connected Solar PV Plant in Syria / A. Ramadan, V. Elistratov // Applied Solar Energy. — 2019. — Vol. 55. — Iss. 3. — Pp. 174–188.
8. Артемьев И. Б. Выбор генерирующего оборудования для объектов распределенной генерации / И. Б. Артемьев, А. М. Синельников // Турбины и Дизели. — 2015. — № 3–4 (март — апрель).
9. ГОСТ Р 27.002—2009. Надежность в технике. Термины и определения. — Введ. 2009-07-01. — М.: Стандартинформ, 2009.
10. Трансформаторы. Технические характеристики, обозначение трансформаторов // ЭлектроТехИнфо. — URL: https://eti.su/articles/spravochnik/spravochnik_1734.html (дата обращения: 23.07.2025).

11. Газотурбинные электростанции (ГТУ) // ПКФ «ТСК». — URL: <https://pkftsk.ru/gas-turbine.html> (дата обращения: 23.07.2025).
12. Климовец О. В. Оценка экономической эффективности электроснабжения промышленного предприятия с использованием распределенной генерации / О. В. Климовец // CyberLeninka. — 2016. — 5 с.
13. Удинцев Д. Н. Оценка потенциала выработки электроэнергии из отходов жизнедеятельности человека в системах электроснабжения городов / Д. Н. Удинцев, Г. В. Шведов, Е. С. Королева и др. // Электроэнергия: передача и распределение. — 2020. — № 3. — С. 14–18.
14. 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.

Дата поступления: 29.06.2025

Решение о публикации: 29.07.2025

Контактная информация:

РАДИ Мангалль Рияд — аспирант; manhalradi67@gmail.com

ШЕВЛЮГИН Максим Валерьевич — канд. техн. наук, доц.; mx_sh@mail.ru

Integration of Distributed Gas-Turbine Generation into the Power Supply System of Tartus (Syrian Arab Republic): Reliability and Techno-Economic Efficiency

M. V. Shevlyugin, M. R. Radi

Russian University of Transport, 9, bld. 9, Obraztsova str., Moscow, 127994, Russian Federation

For citation: Shevlyugin M. V., Radi M. R. Integration of Distributed Gas-Turbine Generation into the Power Supply System of Tartus (Syrian Arab Republic): Reliability and Techno-Economic Efficiency. *Bulletin of scientific research results*, 2025, iss. 4, pp. 37–50. (In Russian) DOI: 10.20295/2223-9987-2025-4-37-50

Summary

Purpose: To substantiate a method for enhancing the reliability and cost-effectiveness of the insufficient power supply system in the city of Tartus by deploying distributed gas-turbine generation. **Methods:** 1. Analytical calculation of the availability coefficient in accordance with GOST R 27.002-2009 for three supply scenarios: exclusively from the external grid, islanded operation, and parallel operation with distributed generation. 2. Simulation of both normal and emergency operating conditions in PowerFactory and RastrWin 3, focusing on the assessment of power losses, as well as voltage and frequency variations. 3. A techno-economic evaluation of an 18 MW gas-turbine power centre employing the net discount method. **Results:** The results obtained demonstrate that the integration of distributed generation does not compromise reliability. The overall system availability coefficient achieves a value of 0.999, which is comparable to the baseline and exceeds the regulatory requirements. In islanded operation, voltage deviation remains within $\pm 5\%$, and frequency within ± 0.2 Hz. The economic calculation indicates a payback period of approximately 9 years, with a unit cost of generation of about 5 RUB/kWh. **Practical significance:** An optimal configuration of gas-turbine distributed generation and its interconnection scheme (20 kV, double-circuit lines 2×300 mm 2) will enhance supply

resilience for the city's critical consumers and reduce dependence on the external power system. The findings of this study can serve as a methodological basis for modernization of power systems in other regions facing similar capacity deficits.

Keywords: Distributed generation, power supply reliability, availability coefficient, gas-turbine unit, renewable energy sources, cost-effectiveness, power system, Tartus.

References

1. *Elektrosnabzhenie v Tartuse v khudshikh sostoyaniyakh* [Electricity supply in Tartus is in the worst condition]. Oukat ash-Sham. Available at: <https://goo.su/fO9C2MV> (accessed: July 11, 2025). (In Russian)
2. *Sostoyanie elektrosnabzheniya v Sirii i perspektivy resheniya problemy* [The state of electricity supply in Syria and prospects for solving the problem]. Al'-Mayadin. Available at: <https://goo.su/wRp4mvY> (accessed: July 15, 2025). (In Russian)
3. Khossam E. *Otsenka proizvoditel'nosti elektroseti raspredeleniya v gorode Tartus: dis. ... kand. tekhn. nauk: 13.04.02* [Evaluation of the performance of the power distribution network in the city of Tartus: Dis. ... Cand. of Engineering Sciences: 13.04.02]. Latakiya, 2019, 113 p. (In Russian)
4. Al Halabi I., Das S., Warkozek G., Misra B. Status of energy in Syria — Study on how to meet the energy shortage by means of renewable resources. IEEE Xplore, 2021, p. 6. DOI: 10.1109/IREC51415.2021.9427837.
5. Aljendy R. I., Nasyrov R. R., Tulsky V. N., Sultan H. M. Optimal Installed Capacity of Renewable Energy Sources for Active Power Shortage Minimization. IEEE Xplore, 2019, p. 6. DOI: 10.1109/URALCON.2019.8877659.
6. Aldzhamil A. *Otsenka vetrovykh resursov Sirii i obosnovanie ikh bolee shirokogo ispol'zovaniya: dis. ... kand. tekhn. nauk: 05.14.08* [Evaluation of wind resources in Syria and justification of their wider use: Dis. ... Cand. of Engineering Sciences: 05.14.08]. St. Petersburg, 2020, 140 p. (In Russian)
7. Ramadan A., Elistratov V. Techno-Economic Evaluation of a Grid-Connected Solar PV Plant in Syria. Applied Solar Energy, 2019, vol. 55, Iss. 3, pp. 174–188.
8. Artem'ev I. B., Sinel'nikov A. M. Vybor generiruyushchego oborudovaniya dlya ob"ektov raspredelennoy generatsii [Selection of generating equipment for distributed generation facilities]. *Turbiny i Dizeli* [Turbines and Diesels]. 2015, March — April. (In Russian)
9. *GOSTR 27.002—2009. Nadezhnost' v tekhnike. Terminy i opredeleniya* [Reliability in technology. Terms and definitions]. Introduced: 2009-07-01. Moscow: Standartinform Publ., 2009. (In Russian)
10. *Transformatory. Tekhnicheskie kharakteristiki, oboznachenie transformatorov* [Transformers. Technical characteristics, transformer designation]. ElektroTekhInfo. Available at: https://eti.su/articles/spravochnik/spravochnik_1734.html (accessed: July 23, 2025). (In Russian)
11. *Gazoturbinnye elektrostantsii (GTU)* [Gas turbine power plants (GTU)]. PKF "TSK". Available at: <https://pkftsk.ru/gas-turbine.html> (accessed: July 23, 2025). (In Russian)
12. Klimovets O. V. *Otsenka ekonomiceskoy effektivnosti elektrosnabzheniya promyshlennogo predpriyatiya s ispol'zovaniem raspredelennoy generatsii* [Evaluation of the economic efficiency of industrial enterprise power supply using distributed generation]. CyberLeninka, 2016, p. 5. (In Russian)

13. Udimtsev D. N., Shvedov G. V., Koroleva E. S. et al. Otsenka potentsiala vyrabotki elektroenergii iz otkhodov zhiznedeyatel'nosti cheloveka v sistemakh elektrosnabzheniya gorodov [Assessment of the potential for generating electricity from human waste in urban power supply systems]. *Elektroenergiya: peredacha i raspredelenie* [Electric Power: Transmission and Distribution]. 2020, Iss. 3, pp. 14–18. (In Russian)
14. Udimtsev D. N., Shvedov G. V., Shonin M. E. Vybor chisla i moshchnosti generiruyushche-go oborudovaniya energotsentrov v avtonomnykh sistemakh elektrosnabzheniya i v sistemakh s raspredelennoy generatsiey [Selection of the number and capacity of generating equipment for energy centers in autonomous power supply systems and in systems with distributed generation]. *Energetik* [Power Engineer]. 2020, Iss. 2. (In Russian)

Received: June 29, 2025

Accepted: July 29, 2025

Author's information;

Mangal R. RADI — Postgraduate Student; manhalradi67@gmail.com

Maksim V. SHEVLYUGIN — PhD in Engineering, Associate Professor; mx_sh@mail.ru