

# МНОГОПАРАМЕТРИЧЕСКОЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ МИКРОЭНЕРГОСИСТЕМ С ОПТИМИЗАЦИЕЙ СОСТАВА ОБОРУДОВАНИЯ

**ЧАУСОВ И.С.**, директор аналитического направления АНО «Центр энергетических систем будущего «Энерджинет»

**МЕЛЬНИКОВ П.В.**, ведущий эксперт АНО «Центр энергетических систем будущего «Энерджинет»

**ПРИХОДЬКО А.Д.**, ведущий аналитик АНО «Центр энергетических систем будущего «Энерджинет»

**ХОЛКИН Д.В.**, директор АНО «Центр энергетических систем будущего «Энерджинет»

**ЕРМОЛАЕВ К.А.**, руководитель консультационных проектов АНО «Центр энергетических систем будущего «Энерджинет»

Командой Центра «Энерджинет» ведется разработка и апробация системы многопараметрического технико-экономического моделирования энергосистем, которая позволяет за несколько минут получить оптимизацию конфигурации и расчет параметров работы микроэнергосистемы, а также увидеть взаимную зависимость этих параметров. В статье описаны предварительные результаты этой работы.

**Ключевые слова:** микроэнергосистема (микрогрид), технико-экономическое моделирование, калькулятор микроэнергосистем, углеродный след, топливозамещение, энергетический переход

## МИКРОЭНЕРГОСИСТЕМЫ И ИХ МОДЕЛИРОВАНИЕ

Микроэнергосистемы, или как их еще называют, микрогриды – передовое решение для энергоснабжения потребителей, которое позволяет как снизить стоимость энергоснабжения, так и повысить его надежность или снизить углеродный след электроэнергии и тепла. Во многих случаях микроэнергосистемы выступают эффективной альтернативой вводу крупной генерации и сетевому строительству, позволяя за счет этого отложить крупные инвестиции в «большую» энергетику и вовлечь в развитие энергосистем капитал малого и среднего бизнеса, а в ряде случаев, связанных с микрогенерацией – даже деньги бытовых потребителей.

В ряде задач, таких как энергоснабжение удаленных и труднодоступных территорий, изолированных от централизованных энергосистем, микроэнергосистемы выступают, по сути, безальтернативным решением. В настоящее время энергоснабжение на таких территориях и в России, и практически во всем мире обеспечивается дизельной генерацией, использующей привозное топливо. В зави-

симости от того, насколько дорогой является логистика этого топлива, себестоимость производства электроэнергии в изолированных энергоузлах может достигать \$1–3 за кВт·ч. Для России характерны экономически обоснованные тарифы на электроэнергию в изолированных энергоузлах на уровне 50–60 руб./кВт·ч, но во множестве труднодоступных поселков себестоимость электроэнергии достигает 100–200 руб./кВт·ч и более.

Решение проблемы дорогого энергоснабжения в изолированных энергоузлах – в применении автоматизированных гибридных энергетических комплексов (АГЭК). Такие комплексы сочетают топливную и возобновляемую генерацию, а также используют управление энергетической гибкостью, например, за счет систем накопления электроэнергии (СНЭ) для эффективной интеграции различных источников энергии. В управление энергетической гибкостью кроме накопителей могут быть включены также системы отопления и накопления тепла, нагрузки потребителей, как бытовых, так и промышленных, водородные системы, электрический транспорт и его зарядная инфраструктура, различные коммунальные инфраструктуры.

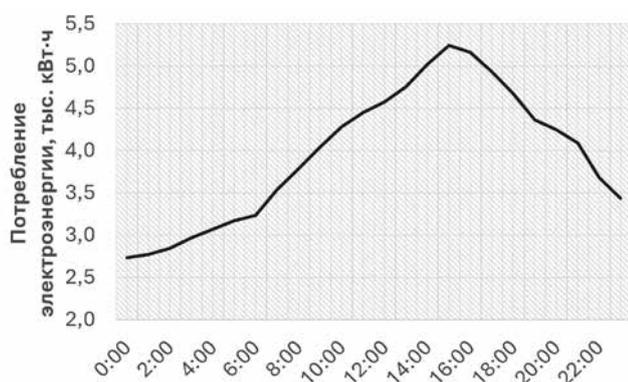


Рис. 1. Суточный профиль потребления электроэнергии в микроэнергосистеме

На примере моделирования ряда российских изолированных узлов и изучения зарубежного опыта применения гибридных микроэнергосистем с управлением энергетической гибкостью видно, что себестоимость электроэнергии может быть снижена по сравнению с дизельной генерацией на 20–40 % и более, а топливозамещение и снижение выбросов  $\text{CO}_2$  по сравнению с дизельной генерацией может достигать 60–80 % [1].

Микроэнергосистемы могут эффективно применяться не только в изолированных энергоузлах, но и в режимах, синхронных с сетью в зонах централизованного электроснабжения. В этих случаях микроэнергосистемы также позволяют снизить стоимость электроэнергии для потребителей, снизить углеродный след электроэнергии и повысить надежность электроснабжения [2].

В то же время величина полезных эффектов, которые могут обеспечить микроэнергосистемы, существенно зависит от того, насколько оптимальным является состав оборудования в этих микроэнергосистемах, называемый еще конфигурацией микроэнергосистемы.

Подбор такого оптимального состава оборудования представляет собой нетривиальную задачу, которая, на наш взгляд, должна решаться при помощи многопараметрического технико-экономического моделирования микроэнергосистем.

Конечно, такого рода задачи относятся к области проектирования и подготовки ТЭО, но для обоснования инвестиций и предпроектного выбора наиболее подходящих решений зачастую достаточно предварительных оценок, которые необходимо получать быстро и дешево, в том числе без привлечения высококвалифицированных проектировщиков.

Командой Центра «Энерджинет» ведется разработка и апробация системы многопараметрического технико-экономического моделирования энергосистем, которая позволяет за несколько минут получить оптимизацию конфигурации и расчет параметров работы микроэнергосистемы, а также увидеть взаимную зависимость этих параметров.

Многопараметрическая модель позволяет подобрать состав оборудования для микроэнергосистемы по заданному профилю потребления электроэнергии и выполнить оптимизацию этого состава оборудования по критериям себестоимости электроэнергии (LCOE), топливозамеще-

ния, капитальной стоимости проекта, удельного расхода топлива, удельной эмиссии  $\text{CO}_2$  и ряду других показателей.

После ухода с российского рынка таких программных продуктов, как HOMER Pro, потребность в системах многопараметрического технико-экономического моделирования энергосистем резко выросла. В отличие от HOMER Pro создаваемая система моделирования позволяет явным образом учесть управление энергетической гибкостью в микроэнергосистеме.

Мы хотели бы продемонстрировать возможности разрабатываемой системы многопараметрического технико-экономического моделирования энергосистем на примере одного из энергоузлов.

### ПРИМЕР МНОГОПАРАМЕТРИЧЕСКОЙ ОПТИМИЗАЦИИ

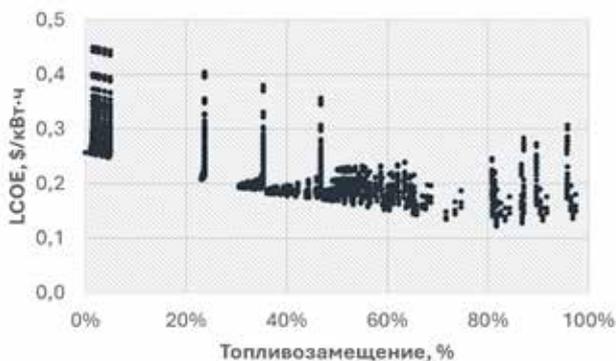
В качестве примера многопараметрической оптимизации рассмотрим результаты расчета конфигураций микроэнергосистемы, обеспечивающей энергоснабжение административно-хозяйственных объектов на территории нефтяного месторождения в одной из стран Персидского залива. Результаты расчета на описанной многопараметрической модели верифицированы проектной организацией, выполнявшей проектирование модернизации этой микроэнергосистемы по запросу ее владельца и пользователя, в том числе на фактических данных о работе микроэнергосистемы.

В настоящее время энергоснабжение указанного объекта осуществляется дизельными генераторами (ДГУ) общей установленной мощностью 8 МВт в составе нескольких групп ДГУ Caterpillar мощностью по 500 кВт. Себестоимость производства электроэнергии (LCOE) достигает \$0,26 за кВт·ч при удельном расходе условного топлива (УРУТ) на уровне 427 г у.т./кВт·ч. Такая конфигурация микроэнергосистемы принята в расчетах за базовую, с характеристиками которой сравниваются характеристики всех модельных конфигураций.

Среднегодовое потребление в микроэнергосистеме составляет чуть более 18 ГВт·ч, максимум потребления мощности на уровне 5245 кВт приходится на июль. Характерный для июля суточный профиль потребления показан на рис. 1. Минимум потребления мощности на уровне 734 кВт приходится на январь. Потребление электроэнергии осуществляется в основном системами вентиляции и кондиционирования воздуха, другими коммунальными системами, освещением, компьютерной и другой офисной техникой.

Стоит задача снижения стоимости электроснабжения описанного объекта за счет сокращения расхода топлива и замещения топливной генерации с приемлемыми капитальными затратами. Таким образом, в ходе оптимизации было необходимо найти оптимальное сочетание LCOE и CAPEX и подобрать целевое значение топливозамещения и состав оборудования, при которых достигается этот оптимум.

В ходе применения многопараметрической технико-экономической модели микроэнергосистемы («калькулятора микроэнергосистем») было сформировано и рассчитано 3312 возможных конфигураций (составов оборудования),



**Рис. 2.** Зависимость LCOE от топливозамещения для различных конфигураций рассматриваемой микроэнергосистемы

обеспечивающих энергоснабжение описанного объекта с надежностью по критерию N–2. Расчет занял 17 минут. Расчетный срок проекта – 15 лет, ставка дисконтирования принималась равной 9,5 %, цена на дизельное топливо принята равной \$840 за тонну и постоянной на всем сроке проекта.

В перечень доступного оборудования были включены:

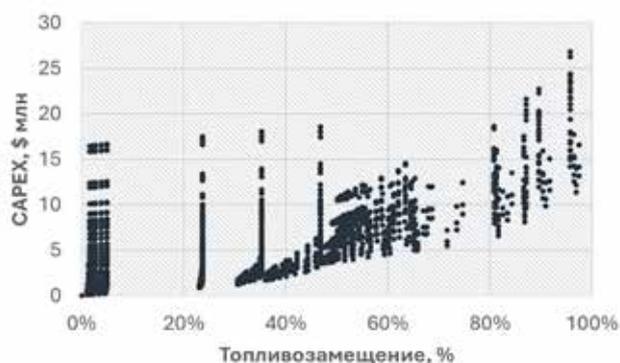
- группы солнечных панелей с установленной мощностью 50, 100, 1000 и 5000 кВт трех разных производителей;
- системы накопления электроэнергии с емкостью 344, 430, 500, 1000, 2000, 2500, 3440, 10000, 10400 кВт·ч семи различных производителей.

Поскольку имеющиеся в составе микроэнергосистемы ДГУ достаточно новые, их замена на другие ДГУ не рассматривалась, и в расчет были включены только ВИЭ и источники энергетической гибкости.

Оптимальная конфигурация предполагает установку 10 МВт солнечных панелей (две группы по 5000 кВт) и литий-ионной СНЭ емкостью 20,8 МВт·ч и мощностью 20 МВт. В такой конфигурации в течение года используются только 6 из 16 имеющихся ДГУ, и с учетом критерия N–2 половина стоящих на объекте ДГУ может быть законсервирована или демонтирована. Характеристики работы исходной и оптимальной конфигураций приведены в Таблице 1. Как видно из таблицы, переход от дизельной генерации к гибриднему энергетическому комплексу с управлением энергетической гибкостью обеспечивает

**Таблица 1.** Характеристики исходной и оптимальной конфигураций изолированной микроэнергосистемы для энергоснабжения административно-хозяйственных объектов нефтяного месторождения в зоне Персидского залива

Конфигурация	CAPEX, \$ млн	LCOE, \$/кВт·ч	УРУТ, г у.т./кВт·ч	Удельные выбросы CO <sub>2</sub> , г CO <sub>2</sub> -экв./кВт·ч
Исходная 16 × ДГУ 500 кВт	–	0,26	426,7	638,6
Оптимальная 2 × СЭС 5000 кВт 2 × СНЭ 10000 кВт/10400 кВт·ч 8 × ДГУ 500 кВт (8 × ДГУ 500 кВт на консервации)	6,6	0,12	78,3	117,2



**Рис. 3.** Зависимость капитальной стоимости различных конфигураций рассматриваемой микроэнергосистемы от топливозамещения

снижение LCOE на 52,4 %, а также снижение УРУТ и выбросов CO<sub>2</sub> на 81,6 %.

Детальное сопоставление всех рассчитанных конфигураций позволяет сделать ряд любопытных выводов. На рис. 2 приведена зависимость LCOE от величины топливозамещения. По этому графику видно, что такая зависимость имеет минимум. Из этого следует, что само топливозамещение не может выступать достаточным критерием оптимизации состава оборудования, поскольку рост топливозамещения может приводить не к снижению, а к росту стоимости владения микроэнергосистемой на жизненном цикле. Более того, одним и тем же значениям топливозамещения соответствуют множество конфигураций с разными LCOE, которые могут отличаться в разы. В силу дискретности перечня доступного оборудования конфигурации микроэнергосистемы формируют группы, или серии, близкие по параметру топливозамещения. Внутри этих серий необходимо выбирать конфигурации с минимальным значением LCOE.

Любопытно рассмотреть также зависимость капитальной стоимости проекта модернизации микроэнергосистемы от величины топливозамещения, приведенную на рис. 3. Видно, что конфигурации на графике также формируют серии с близкими значениями топливозамещения, внутри которых CAPEX разных конфигураций кратно отличается. Это позволяет для заданного уровня топливозамещения выбирать проект с наименьшей стартовой капитальной стоимостью.

Для оценки возможности снижения капитальной стоимости проекта полезно рассмотреть также зависимость этой стоимости от LCOE, которую обеспечивает та или иная конфигурация. Эта зависимость показана на рис. 4. По нему видно, что порой незначительное повышение LCOE приводит к значительному снижению CAPEX. Такой характер чувствительности величины капитальных затрат на проект от значений себестоимости электроэнергии позволяет выбрать в качестве оптимального такой состав оборудования, при котором за счет незначительного проигрыша в себестоимости энергии за счет сокращения капитальных затрат на проект снижаются его финансовые риски.

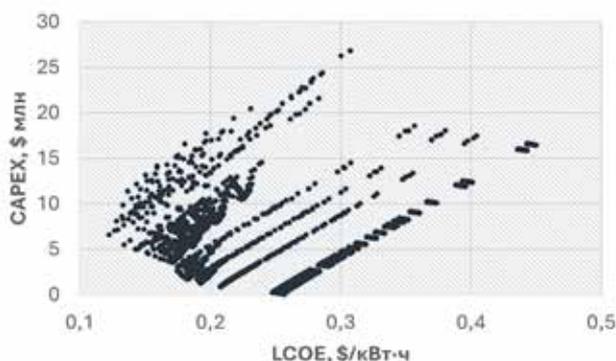


Рис. 4. Зависимость капитальной стоимости от себестоимости производства электроэнергии для различных конфигураций рассматриваемой микроэнергосистемы

Наконец, рассмотрим зависимость удельных выбросов  $\text{CO}_2$  от LCOE, которая показана на рис. 5. На нем внимание обращает то, что одновременно достичь минимума выбросов и минимума стоимости электроэнергии нельзя, но порой несущественный рост LCOE позволяет получить существенное снижение удельной эмиссии.

Таким образом, многопараметрическое технико-экономическое моделирование микроэнергосистемы с использованием созданного Центром «Энерджинет» расчетного средства («калькулятора микроэнергосистем») позволяет не только подобрать оптимальную по заданному параметру конфигурацию для проекта строительства или модернизации системы энергоснабжения, но и проанализировать взаимосвязи между такими важными для проекта параметрами, как себестоимость электроэнергии, капитальные затраты на проект, топливозамещение и удельные выбросы парниковых газов. Такой анализ, в свою очередь, позволяет выбрать для дальнейшего уточнения в рамках ТЭО и проектирования состав оборудования, отвечающий желанному сочетанию этих параметров. Анализ позволяет понять, чем в рамках проекта можно пожертвовать, чтобы проект был наименее рискованным и затратным, при этом обеспечивая достаточные эффективность и декарбонизацию.

### МНОГОПАРАМЕТРИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ В ЗАДАЧАХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ПЕРЕХОДА

Аналогичное многопараметрическое технико-экономическое моделирование может быть применено во множестве задач, связанных с энергетическим переходом, но выходящих далеко за рамки моделирования микроэнергосистем и даже электроэнергетики.

Одной из сфер применения описанного подхода к моделированию и оптимизации составов оборудования является водородная энергетика и декарбонизация химической промышленности и металлургии. Цепочки производства водорода, а также «зеленого» аммиака и низкоуглеродной стали, состоящие из ВИЭ, групп электролизеров воды, компрессоров, ресиверов и емкостей для водорода, азота, аммиака, химических реакторов и систем отгрузки товарных технических газов и жидких продуктов представляют собой, по сути, такие же конфигурации, составляемые из дискретных наборов

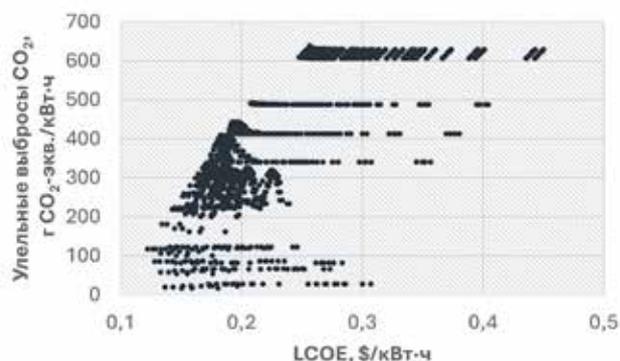


Рис. 5. Зависимость удельных выбросов  $\text{CO}_2$  от себестоимости производства электроэнергии для разных конфигураций рассматриваемой микроэнергосистемы

оборудования. К ним также могут быть применены характеристики удельной стоимости товарного продукта, удельных расходов сырья и выбросов парниковых газов, капитальной и операционной стоимости проектов.

На Водородном саммите в Омане в 2022 году французская компания Technip Energies продемонстрировала результаты многопараметрического моделирования крупнотоннажных цепочек производства низкоуглеродных водорода и аммиака, в рамках которого были сделаны любопытные выводы. За счет оптимизации состава оборудования можно снизить себестоимость водорода на 65 % и аммиака на 55 % относительно исходного варианта проекта, в рамках которого по отдельности проектировались солнечная электростанция и завод по производству «зеленого» аммиака. Это показывает, что в системах водородной энергетики, также как и в микроэнергосистемах, более комплексные проекты и тонкий подбор типов и мощностей оборудования позволяют существенно улучшить экономику проектов.

Разработка и применение систем автоматизированного многопараметрического моделирования различных энергетических и промышленных систем является важной составляющей энергетического перехода, обеспечивающей инструментарий для массового экономически эффективного распространения технологий и практик нового энергетического уклада. Этот инструментарий снижает порог входа на рынок для молодых технологических команд и позволяет снизить затраты на предпроектную проработку и обоснование инвестиций, тем самым снижая и порог входа на рынок для инвесторов. На наш взгляд, такие системы моделирования и практику их создания и использования ждет большое будущее.

### ЛИТЕРАТУРА

1. Бердников Р.Н., Холкин Д.В., Чаусов И.С. Оптимизация систем электроснабжения удаленных и изолированных территорий за счет управления энергетической гибкостью. – Энергетическая политика, № 1 (179), 2023, сс. 94–106.
2. Активные энергетические комплексы – первый шаг к промышленным микрогридам в России. – Инфраструктурный центр «Энерджинет», 2020.Ф.