

Газопоршневые энергоблоки Wärtsilä для оптимизации энергосистемы ЮАР

Уэйн Глоссоп, Юрки Лейно – Wärtsilä Energy Solutions

In brief

Optimizing the South African power system with ultra-flexible LNG power plants.

This article seeks to unpack the relationship between the power system perspective and the LNG supply perspective. Using complex power system modeling software, we re-create the SA power system, based on inputs from the IRP2010, and analyses a range of scenarios which considers the impact of integrating a 3 GW gas power plant over the period 2020 – 2030. From the analysis, Wärtsilä learned that gas serves primarily two functions: 1) displace expensive diesel generation and 2) optimize the inflexible coal generation. It was also learned that significant variations in the annual gas plant load factor of between 20%-80% occurs depending on what the supply / demand status is.

Энергосистема ЮАР: состояние и перспективы

ЮАР в течение многих лет находилась в выгодной позиции, поскольку большая часть необходимой электроэнергии вырабатывалась угольными электростанциями и, соответственно, имела низкую стоимость. Это обеспечило быстрый рост ключевых отраслей промышленности в стране в течение последних 40 лет.

В настоящее время структура энергетических мощностей в стране быстро меняется в связи с ужесточением экологических требований и ростом потребления энергии (рис. 1). В комплексных планах по развитию энергетики (IEP) и по использованию природных ресурсов (IRP) указаны основные направления развития энергосистемы страны на период с 2012 по 2030 гг. (табл. 1).

В 2012 г. министр энергетики ЮАР объявил о планах по строительству новых электростанций общей установленной мощностью 3126 МВт, которые должны быть реализованы за счет независимых производителей энергии. В 2015 г. был опубликован официальный запрос на предоставление информации о доступных технологиях, которые могут использоваться при строительстве новых энергоблоков на природном газе, с акцентированием внимания на сжиженном природном газе (СПГ). Основными требованиями при этом были:

- 3 ГВт новых мощностей будут иметь коэффициент загрузки 35 % в 2020, 2025 и 2030 гг.;

- новые электростанции должны обеспечить эксплуатационную гибкость энергосистемы, т.е. низкие нагрузки в ночное время, высокие – днем и пиковые – в вечерние часы.

Необходимо отметить, что при этом министерство энергетики не уточняет, какое конкретно оборудование будет использовано для строительства электростанций. Более того, отмечается, что для выработки электроэнергии могут применяться любые технологии, соответствующие поставленным задачам. Таким образом, газопоршневые энергоблоки могут применяться без каких-либо ограничений для строительства новых мощностей в соответствии с программой IRP.

В рамках данных требований компания Wärtsilä оптимизировала газопоршневые энергоблоки для использования в энергосистеме ЮАР с учетом трудностей, связанных с поставкой СПГ. Но сначала были определены основные виды станций, работающих на возобновляемых источниках энергии (ВИЭ) и влияющих на функционирование энергосистемы. Это было необходимо для понимания основных требований, которые будут предъявлены к газопоршневым энергоблокам в энергосистеме.

Изменения в энергосистеме

Специалисты Wärtsilä определили основные тенденции, которые будут определять изменение структуры энергосистемы страны. Это увеличение энергоблоков, работающих на ВИЭ, в составе энергосистемы и уменьшение количества угольных электростанций.

Благодаря успешной программе развития независимой возобновляемой энергетики (REIPPP), в ЮАР находятся в эксплуатации ветровые и солнечные электростанции общей мощностью 6 ГВт. Утверждены проекты и определены площадки для строительства ВЭС и СЭС общей установленной мощностью 13 225 МВт. Проблемы здесь возникают в связи с колебаниями мощности, вырабатываемой такими станциями. Поэтому при увеличении количества ВЭС и СЭС в составе энергосистемы необходимо принимать меры для ее стабилизации и поддержания баланса.

➤ Рис. 1. В ближайшем будущем роль угольных электростанций будет снижаться в связи с развитием более экологически чистых технологий выработки электроэнергии

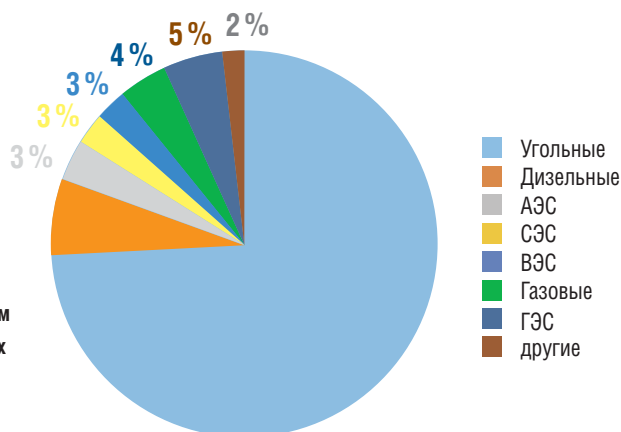


Табл. 1. Строительство новых энергетических мощностей в соответствии с планом IRP, МВт

Год	Угольные станции	АЭС	Импорт эл/э от ГЭС	ПГУ	ГТЭС простого цикла	ВЭС	Системы концентрации солнечной энергии	СЭС
2012	0	0	0	0	0	0	0	300
2013	0	0	0	0	0	0	0	300
2014	500	0	0	0	0	400	0	300
2015	500	0	0	0	0	400	0	300
2016	0	0	0	0	0	400	100	300
2017	0	0	0	0	0	400	100	300
2018	0	0	0	0	0	400	100	300
2019	250	0	0	237	0	400	100	300
2020	250	0	0	237	0	400	100	300
2021	250	0	0	237	0	400	100	300
2022	250	0	1143	0	805	400	100	300
2023	250	1600	1183	0	805	400	100	300
2024	250	1600	283	0	0	800	100	300
2025	250	1600	0	0	805	1600	100	1000
2026	1000	1600	0	0	0	400	0	500
2027	250	0	0	0	0	1600	0	500
2028	1000	1600	0	474	690	0	0	500
2029	250	1600	0	237	805	0	0	1000
2030	1000	0	0	948	0	0	0	1000
Итого	6250	9600	2609	2370	3910	8400	1000	8400

При соответствующем исполнении программы REIPPP доля возобновляемой энергетики в стране будет увеличена до 11 % к 2020 г. и до 26 % к 2030 г. При этом, согласно данным Международного энергетического агентства, дисбаланс в энергосистеме начинает возникать при достижении доли ВЭС и СЭС 5 %. Отсюда очевидно, что уже сейчас необходимо разрабатывать меры по минимизации рисков возникновения дисбаланса в сети и снижения надежности работы энергосистемы.

Одновременно с увеличением количества ВЭС и СЭС в составе энергосистемы постепенно уменьшается количество угольных электростанций в связи с выводом из эксплуатации оборудования, выработавшего свой ресурс. Большинство угольных станций ЮАР будут выведены из эксплуатации в 2025–2030 гг.

Однако наиболее важным фактором, который заметно влияет на национальную энергосистему, является рост промышленного производства в стране и, как следствие, увеличение потребностей в электроэнергии. Поэтому увеличение установленной мощности энергоблоков в национальной энергосистеме опять станет актуальной задачей. Очевидно, что наличие большого количества ВЭС и СЭС в энергосистеме требует специальных мер для поддержания баланса в сети. И основную роль в решении данной проблемы играют газовые электростанции.

Газовые технологии

При рассмотрении технологий, где в качестве топлива используется природный газ, оптимальными являются газопоршневые двигатели и газовые турбины. Причем при использовании СПГ (сравнительно дорогого топлива) особое внимание будет уделяться КПД энергоблоков. В связи с этим предлагается рассмотреть газопоршневые энергоблоки комбинированного цикла – Wärtsilä Flexicycle и ПГУ.

Энергоблоки Flexicycle объединяют преимущества гибких ГПЭС простого цикла и высокий КПД электростанций комбинированного цикла. В состав энергоблоков Flexicycle входят газовые, многотопливные или дизельные двигатели, котлы-утилизаторы и паровые турбины. Они могут работать как в комбинированном, так и в простом цикле, что обеспечивает их высокую эксплуатационную гибкость в зависимости от ситуации в энергосистеме. Сравнение времени пуска Flexicycle и стандартной ПГУ дано на рис. 2.

Уровень эксплуатационной гибкости и высокий КПД энергоблоков Flexicycle обеспечивают оптимальное следование за нагрузкой в энергосистеме, а также делают их вполне конкурентоспособными для работы в базовом режиме. Электростанции созданы на базе стандартных модульных блоков, что обеспечивает их быстрый монтаж на площадке и при необхо-



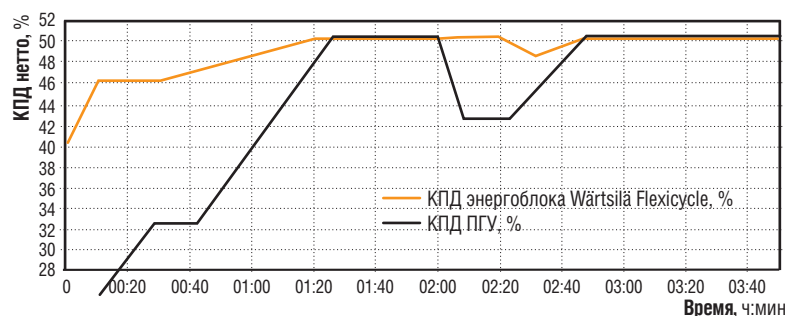
С Электростанция комбинированного цикла Quisqueya на базе энергоблоков Wärtsilä общей мощностью 430 МВт вырабатывает электроэнергию для нужд месторождения и национальной энергосети в Доминиканской Республике

димости – расширение станции. Следует также учитывать технологии сухого охлаждения энергоблоков, использование которых сокращает на 96 % потребление воды по сравнению со стандартными ПГУ. Этот фактор важен для ЮАР, где отмечается дефицит питьевой воды. Сравнение основных параметров энергоблоков Flexicycle и ПГУ в табл. 2.

Необходимость резервирования энергосистемы ЮАР

Газовые электростанции в ЮАР традиционно используются для выработки электроэнергии и как резерв для регулирования энергосистемы. И в этом есть определенное различие.

Рис. 2. Энергоблоки Wärtsilä Flexicycle выходят на 90 % от номинальной нагрузки менее чем за 10 минут после пуска, с КПД более 46 %



1. Температура окружающего воздуха 25 °С, 2 м над уровнем моря
2. Двигатель и паровая турбина во вращающемся резерве
3. Обе установки находились во вращающемся резерве в теч. 8 ч перед пуском
4. ПГУ на базе ГТУ GE 9171Е, конфигурация 2-2-1
5. Система управления ПГУ – GTPro компании Thermoflow

Табл. 2. Сравнение основных параметров энергоблоков Flexicycle и ПГУ

Условия	Wärtsilä Flexicycle	CCGT [1-1]
Мощность, МВт	250	250
КПД (нетто, низшая теплотворная способность), %	100 % (25 °С) 50 % (25 °С)	55 47,8
Время пуска	Вращающийся резерв 10 мин (90 %) / 80 с (10 %)	90 с (100 %)
Затраты на пуск, евро/МВт / пуск	5	60
Готовность к работе / надежность энергоблока	Минимум 90 % мощности	99 / 99,99 92 / 98
Расход воды, м³/МВт	0,04 (сухое охлаждение)	~1,2
Период строительства, мес.	12–24	18–36

Требования по выработке электроэнергии формируются в соответствии с прогнозом потребностей, которые должна обеспечить энергосистема. Наиболее часто они работают в базовом, полупиковом и пиковом режимах.

Резервные энергоблоки должны быть за короткое время запущены в эксплуатацию в случае дисбаланса в энергосистеме, а также при возникновении аварийных ситуаций при останове базовых энергоблоков. Они постоянно находятся во вращающемся резерве для поддержания требуемой частоты в энергосистеме и подразделяются в зависимости от времени пуска.

Национальный сетевой стандарт ЮАР определяет три типа резерва, который должен присутствовать в энергосистеме: эксплуатационный, аварийный и дополнительный. В данной статье рассматривается эксплуатационный резерв, поскольку в этом случае энергоблоки используются для поддержания баланса в сети в условиях обычной работы энергосистемы. В свою очередь эксплуатационный резерв подразделяется на три типа, каждый из них характеризуется временем пуска и выхода на требуемую мощность:

- резерв регулирования частоты – поддержание заданной частоты в сети и обеспечение передачи электроэнергии. Задействование 10 секунд, выход на полную нагрузку 10 минут;
- быстровводимый резерв – восстановление частоты в сети в случае аварийной ситуации (останов базового энергоблока). Полная активация 10 секунд, работа в аварийном режиме 10 минут;
- 10-минутный горячий резерв – замещение быстровводимого резерва и резерва регулирования параметров сети до требуемого уровня. Пуск 10 минут, работа на полной нагрузке 2 часа.

Значение резерва для обеспечения надежности работы и качества поставляемой энергии трудно переоценить, особенно при увеличении количества ВЭС и СЭС в составе энергосистемы. ГПЭС чаще, чем электростанции других типов, используются для эксплуатационного резерва в зависимости от экономики проектов, реализуемых в различных регионах. Рассмотрим, являются ли газопоршневые электростанции оптимальным решением для резерва энергосистемы ЮАР.

Энергозатраты

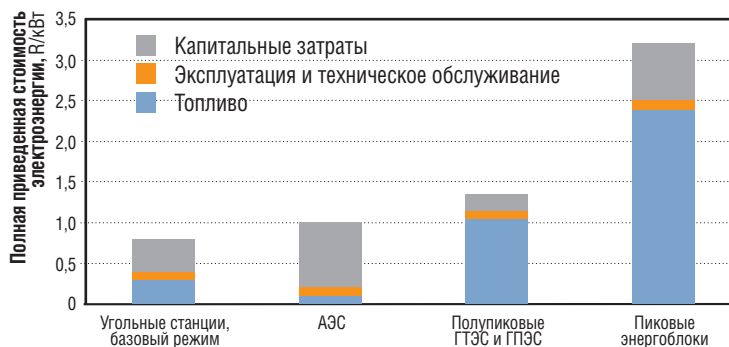
Для того чтобы понимать, каковы энергозатраты газовых электростанций, важно определить их место в ранжировании энергоблоков, работающих в энергосистеме ЮАР, с точки зрения стоимости вырабатываемой электроэнергии. Для этого использовались результаты расчетов, выполненных Советом по научным и промышленным исследованиям для сравнения стоимости электроэнергии, вырабатываемой новыми электростанциями различного типа (рис. 3). Из рис. следует, что газовые электростанции (газопоршневые или газотурбинные) находятся между угольными и дизельными в связи с достаточно высокой стоимостью топлива – 150 рэндов/ГДж. Даже если стоимость СПГ будет 100 или 200 рэндов/ГДж, это не изменит порядок ранжирования для газовых электростанций.

Однако для того чтобы понять реальные затраты в энергосистеме, необходимо четко определить, как колебания мощности в энергосистеме повлияют на энергозатраты газовых электростанций. На рис. 4 дан расчетный график продолжительности по нагрузке, построенный на основе данных энергосистемы в течение 2014–2015 гг., с учетом планируемых согласно IRP мощностей, но с дополнительной мощностью 3126 МВт газовых станций.

На графике видно, что диапазон нагрузок газовых электростанций составляет 30–60 %, но это не значит, что он останется неизменным на протяжении всего срока службы станций. При добавлении новых мощностей, выводе старых или при изменении потребностей в энергосистеме коэффициент нагрузки будет постоянно меняться (рис. 5).

В первом случае доступность угольных ТЭС была снижена на 5 %, т.е. газовые станции должны работать с коэффициентом нагрузки 50–70 %; в другом – сокращены потребности в электроэнергии на 1 % в год, при этом газовые станции должны работать с коэффициентом нагрузки 5–10 %. Это наглядно демонстрирует, что необходимо точное и своевременное планирование для определения требуемой мощности новых электростанций.

Этот анализ может использоваться для построения прогноза на 10-летний период, в рамках которого программой IRP предусмотрено строительство новых газовых электростанций. Исходя из базового сценария, в котором учитываются средние темпы роста потребностей в электроэнергии и что 73 % энергии вырабатывается устаревшими угольными ТЭС, определяется переменный коэффициент нагрузки для ПГУ или энергоблоков Flexicycle установленной мощностью 3 ГВт (рис. 6).



Здесь важно отметить, что каждый год требования по нагрузке в энергосистеме изменяются. В основном они соответствуют изменениям в установленной мощности электростанций для покрытия базовой нагрузки, которые связаны с вводом новых мощностей (АЭС после 2022 г.) или с выводом из эксплуатации выработавших ресурс станций (угольные в 2027 г.). Как видно из рис. 6, планировать ввод новых газовых электростанций на основе фиксированного графика распределения нагрузки (полуугольный/базовый режим) в рамках договоров о покупке электроэнергии на 20 лет не является оптимальным решением. Поскольку потребности в электроэнергии, вырабатываемой газовыми электростанциями, постоянно изменяются, то вся энергосистема при этом будет работать нерационально. Поэтому каждая газовая электростанция должна предоставлять возможность регулирования мощности для поддержания всей энергосистемы в оптимальном режиме.

Необходимо отметить, что при выборе технологии генерации для нового строительства газовые станции, работающие на СПГ, занимают прочное место между АЭС, угольными и дизельными станциями. При этом относительная себестоимость энергии нечувствительна к цене на газ, т.е. значительные колебания цены СПГ не изменят соотношение альтернативных технологий.

Требования к резерву для регулирования энергосистемы

Для регулирования энергосистемы национальная энергетическая компания Eskom использует более современные угольные ТЭС,

Рис. 3. В качестве топлива для электростанций будет использоваться СПГ, поэтому маловероятно, что его стоимость будет ниже, чем угля и ядерного топлива

Рис. 4. Выработка мощности газовыми электростанциями будет зависеть от колебания мощности в энергосистеме. Такие станции, как ВЭС, СЭС, ГЭС и ТЭС, всегда работают в базовом режиме – на них не влияет изменение потребностей в энергосистеме

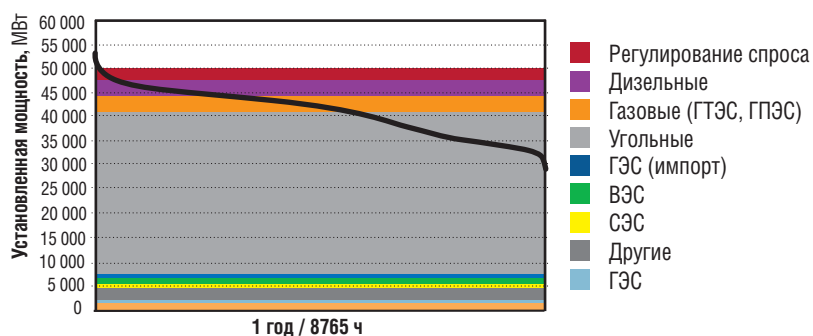
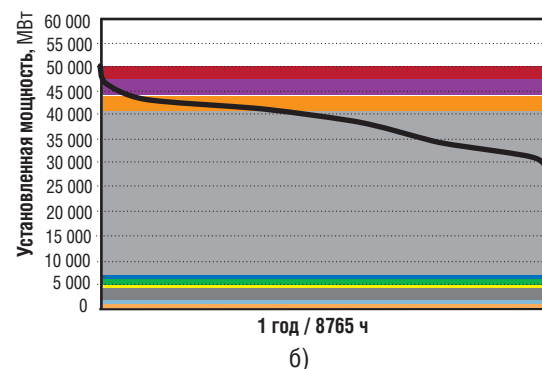
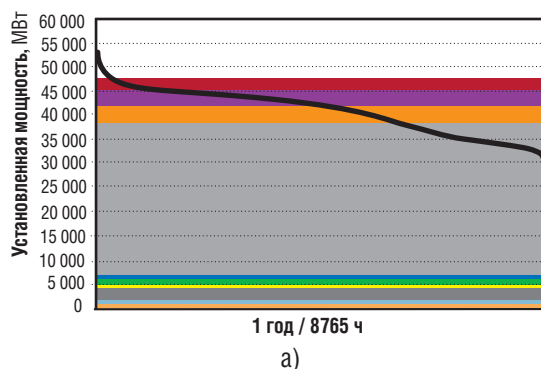


Рис. 5 а, б. При изменении мощности или потребностей в энергосистеме будет изменяться коэффициент нагрузки газовых электростанций



поскольку только они, имея достаточную мощность, могут реагировать на изменения потребностей в сети. Это приводит к тому, что наиболее эффективные ТЭС используются крайне нерационально, а менее эффективные эксплуатируются в базовом режиме для выработки требуемой мощности. Более того, необходимость поддержания баланса в сети приводит к более быстрому износу оборудования данных ТЭС и, соответственно, к росту эксплуатационных расходов и снижению надежности работы станции. При возникновении дефицита мощности в энергосистеме компания Eskom покрывает его при помощи ГТУ, работающих на дизельном топливе, что приводит к большим эксплуатационным издержкам.

Национальный сетевой стандарт ЮАР дает определение каждому типу резерва в энергосистеме. Ключевым здесь является эксплуатационный резерв, поскольку он используется для поддержания баланса в сети на постоянной основе. По данным Eskom, для поддержания баланса необходимы резервы в размере 1300 МВт (650 МВт на загрузки и 650 – на разгрузку), однако в связи с вводом новых ВЭС и СЭС данный показатель постоянно увеличивается. В табл. 3 показано, какие электростанции могут использоваться для каждого типа резерва в соответствии с требованиями сетевого кодекса.

Основное отличие газопоршневых двигателей в том, что они обеспечивают выполнение всех требований по эксплуатационному резерву в состоянии как вращающегося, так и невращающегося резерва. Турбины только частично удовлетворяют этим требованиям в состоянии вращающегося резерва. Таким образом, общую эффективность энергосистемы можно существенно повысить, заместив вращающиеся резервы частично нагруженных паровых турбин невращающимися резервами агрегатов с быстрым пуском и подняв КПД угольных станций в результате их нагружения до оптимального уровня. Дополнительно можно получить экономию эксплуатационных затрат в результате снижения технической деградации турбин, вызываемой цикличностью эксплуатации угольных ТЭС, используемых для балансирования. Эту функцию можно переложить на газопоршневые двигатели, у которых пусковые затраты минимальны.

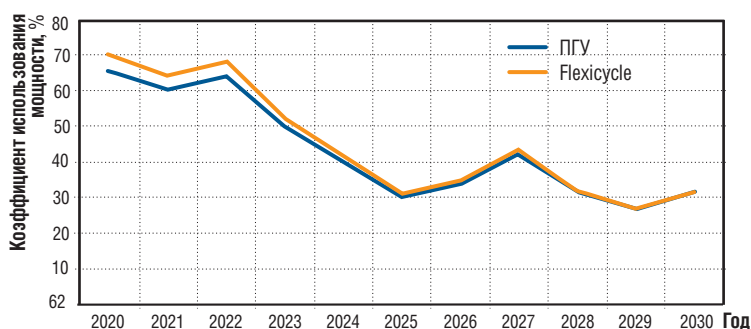
Использование газовых электростанций в энергосистеме

Использование газовых электростанций в энергосистеме

Специалисты компании Wärtsilä провели исследование, как влияют ГТЭС и ГПЭС на функционирование энергосистемы с учетом установленной мощности эксплуатационного резерва 3126 МВт на базе данных энергоблоков. С помощью специальной программы компьютерного моделирования была разработана модель использования энергоблоков в системе. При этом учитывались коэффициенты: а) эксплуатационной нагрузки; б) эксплуатационной нагрузки во вращающемся резерве; в) эксплуатационной нагрузки в невращающемся резерве.

На рис. 7 дан суммарный показатель эксплуатационной нагрузки ГПЭС и ГТЭС по выработке электроэнергии и резервированию мощности в энергосистеме в течение 10 лет. Из рис. видно, что в 2020 г. только 5 % установленной мощности ПГУ будет обеспечивать резервирование энергосистемы из вращающегося резерва, 62 % мощности – для выработки электроэнергии в сеть. Что касается газопоршневых энергоблоков, то 55 % мощности используется для выработки электроэнергии в сеть. При этом они обеспечивают больше мощности, по сравнению с ПГУ, для резервирования системы из вращающегося и невращающегося резерва.

Рис. 6. Газовые электростанции способны обеспечить баланс постоянно изменяющихся потребностей в энергосети



гося состояния — это повышает коэффициент нагрузки газопоршневых энергоблоков до 75 % в 2020 г. Данный показатель остается на 15–20 % выше аналогичного показателя для ПГУ на протяжении всего рассматриваемого периода.

Важно также отметить, что ГПЭС могут достаточно эффективно обеспечить всю требуемую мощность для резервирования энергосистемы. В случае с ПГУ оптимальным вариантом резервирования являются угольные станции. Это предположение подтверждается также исходя из различий газопоршневых и газотурбинных энергоблоков: ГПЭС обеспечивают резервирование как из вращающегося, так и невращающегося состояния благодаря быстрому пуску и выходу на номинальную мощность, ГТЭС — только из вращающегося резерва.

Поскольку модель регулирует работу ПГУ и газопоршневых энергоблоков для наиболее эффективной работы энергосистемы и снижения расходов, целесообразно использовать как ПГУ, так и энергоблоки Wärtsilä Flexicycle в составе энергосистемы (рис. 8). Из графика на рис. видно, что ГПЭС обеспечивают экономию не только при выработке электроэнергии в сеть, но и при резервировании энергосистемы. Экономия при этом превышает \$250 млн в год. Каким образом обеспечивается данная экономия? Для того чтобы ответить на этот вопрос, необходимо определить общие расходы энергосистемы на выработку электроэнергии и рассчитать, как они будут изменяться при различных вариантах использования газовых электростанций в системе.

Для замены дизельного топлива преимущественно используются газовые энергоблоки, что обеспечивает существенную экономию в связи со снижением расхода дорогого дизельного топлива. Экономия средств при оптимизации работы угольных ТЭС достигается за счет сокращения эксплуатационных затрат, связанных с их пуском и остановом, и сокращения времени работы с частичной нагрузкой и низким КПД.

Данные выводы в очередной раз подтверждают, что использование ГПЭС и ГТЭС в энергосистеме является оптимальным решением для повышения ее эффективности.

Особенности рынка СПГ

Учитывая основные требования к газовым электростанциям в энергосистеме, необходимо определить, каким образом их можно интегрировать в энергосистему ЮАР и обеспечить стабильную работу на СПГ. Существуют основные рыночные, технические и договорные аспекты, которые определяют возможность стабильной поставки газа.

Табл. 3. Соответствие энергоблоков требованиям сетевого кодекса

	Wärtsilä Flexicycle		ПГУ	
	Вращающийся резерв	Невращающийся резерв	Вращающийся резерв	Невращающийся резерв
Резерв для регулирования параметров сети	Да	Да (90 %)	Частично	Нет
Быстровводимый резерв	Частично	Нет	Частично	Нет
10-минутный вращающийся резерв	Да	Да	Да	Да

Примечание. Нужно учитывать, что при нахождении энергоблоков во вращающемся резерве необходимо проведение их технического обслуживания. Кроме того, они работают с частичной нагрузкой и низким КПД — все это влияет на стоимость электроэнергии. Поэтому оптимальным для поддержания баланса в энергосистеме является оборудование, которое может быстро выйти на полную мощность из невращающегося резерва.

Рынок СПГ быстро развивается, и его производство, по расчетам специалистов, в ближайшей перспективе будет превышать спрос на рынке, что обеспечивает новым потребителям лучшие условия при приобретении СПГ. Договоры купли-продажи предусматривают фиксированные объемы газа, которые потребитель обязан получить в течение года. На основании этого можно согласовывать те объемы, которые должны быть выбраны на условиях «бери или плати». Основным моментом в пере-

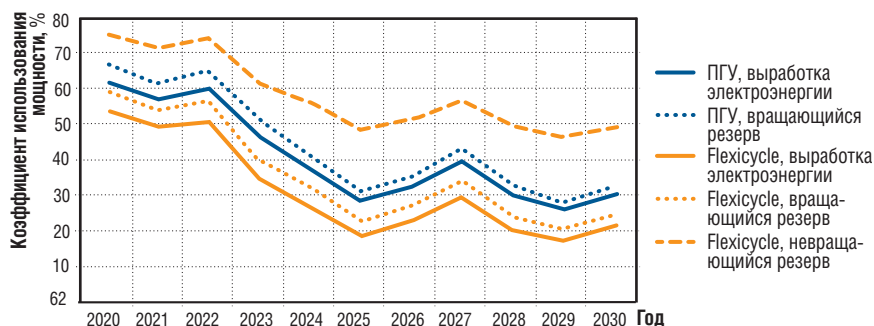


Рис. 7. Способность ГПЭС обеспечивать резервирование из состояния невращающегося резерва повышает их суммарный показатель по эффективной нагрузке на 20–30 %

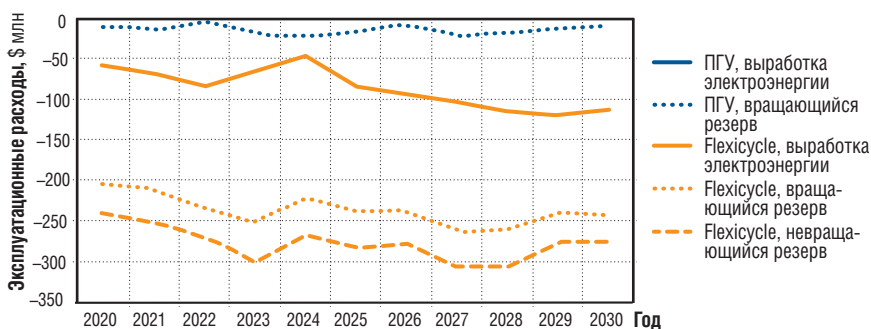


Рис. 8. Использование ГПЭС для выработки электроэнергии и резервирования энергосистемы обеспечивает существенную экономию средств

говорах является размер штрафов, которые могут быть назначены в случае недобора объемов газа. Ранее потребители имели возможность согласовать снижение фиксированных годовых объемов приобретения СПГ на 5–10 %. Сегодня договор купли/продажи предусматривает только 50 % требуемого объема на условиях «бери или плати», а в ряде случаев и 0 % (т.е. 100 % требуемого объема СПГ приобретается по необходимости).

Здесь необходимо отметить, что даже при таких условиях потребители не могут отказаться от принятия согласованных объемов СПГ за короткий срок до поставки. Заказ на приобретение СПГ они должны направлять поставщикам заблаговременно (до 90 дней). Поскольку системные операторы могут достаточно точно прогнозировать потребности в электроэнергии в энергосистеме с учетом мощности ВЭС и СЭС, срок размещения заказов на поставку СПГ существенно увеличился.

Естественно, что при сокращении обязательств «бери или плати» стоимость СПГ возрастает, поскольку возрастают финансовые риски поставщиков. Однако увеличение цены на природный газ компенсируется экономией, которая будет обеспечена в энергосистеме при использовании газовых энергоблоков. Ниже рассматривается, как данная ситуация учитывается при создании модели энергосистемы.

Моделирование системы поставки СПГ

Существуют два подхода, которые предусматривают или оптимизацию стоимости СПГ по договору купли-продажи (*опция А*), или соответствующие требования энергосистемы (*опция Б*).

Опция А. В цепочке поставки СПГ существует ряд этапов, которые газ должен пройти до передачи потребителю. Это добыча, сжижение, транспортировка морем, хранение/регазификация, доставка по газопроводу и использование на электростанции. Здесь можно выделить ряд факторов, которые могут снизить стоимость транспортировки газа до электростанции. Прежде всего, необходимо заказывать большие фиксированные объемы СПГ, при этом максимальное использование возможностей инфраструктуры по его доставке снизит удельную стоимость получаемого газа.

Чтобы получить выгодные условия на поставку, необходимо гарантировать производителям СПГ стабильные заказы максимальных объемов. Важным этапом является также хранение и регазификация СПГ — для ЮАР оптимальным решением является плавучая установка. В зависимости от конструкции причалов и плавучей установки для хранения и

регазификации СПГ доступный объем газа составляет 3–4 млн тонн в год. Этого объема достаточно для газопоршневых энергоблоков Flexicycle общей установленной мощностью 3 ГВт при работе с нагрузкой 75 % от номинальной. При заключении контракта на поставку СПГ на условиях 100 % «бери или плати» на период 20 лет поставщику обеспечиваются достаточно выгодные финансовые условия, и он может согласовать сравнительно низкую цену, которая в случае ЮАР была определена на уровне \$10/ГВт.

Опция Б. Газовые энергоблоки могут работать с коэффициентом нагрузки 80 % (при резервировании энергосистемы) и 20 % (без резервирования), для их бесперебойной работы необходимо в год 1–3,5 млн тонн СПГ. При этом поставщики будут запрашивать дополнительную страховую премию на поставки газа, поскольку вероятен отказ оператора энергосистемы от приема согласованных объемов. Размер такой страховой премии зависит от специфики проекта. При создании модели энергосистемы ЮАР данная премия была рассчитана на уровне \$5/млн БТЕ. На основе проведенного анализа предложены два варианта условий контракта по приобретению СПГ:

- фиксированный: объем газа 3 млн тонн/год 100 %-го объема на условиях «бери или плати», стоимость \$10/млн БТЕ.
- регулируемый: неограниченный объем газа без обязательств «бери или плати», стоимость \$15/млн БТЕ.

При разработке модели энергосистемы необходимо оценить затраты по созданию гибкой системы поставок СПГ на электростанции, рассмотреть различные варианты договоров и, соответственно, разные ценовые условия и обязательства по договорам. И тогда можно понять, оптимальным ли является эксплуатация газовых энергоблоков на СПГ или необходимо рассматривать другие варианты.

Нагрузки газовых энергоблоков

После согласования обязательств по договорам купли/продажи СПГ нужно рассмотреть оптимальные режимы работы энергоблоков на основе расчетов, представленных на *рис. 8*. Сравнение расчетных показателей по коэффициентам нагрузки (регулируемые объемы поставки СПГ по цене \$12/ГДж) и сценариев на основе *опций А и Б* дано на *рис. 9*.

При оценке варианта договора с фиксированными объемами СПГ (3 млн тонн/год с обязательствами «бери или плати») коэффициент нагрузки энергоблоков является постоянным на уровне 64–67 %. Однако такой объем превышает потребности для обеспечения работы

энергоблоков с коэффициентом нагрузки 75 %, следовательно, 15 % СПГ не используется, но оплачивается по условиям «бери или плати». Это означает, что если нет необходимости в выработке электроэнергии газовыми электростанциями в энергосистеме, следует не распределять нагрузку на газовые энергоблоки и принимать штрафы по обязательствам «бери или плати».

При оценке варианта договора с регулируемыми объемами газа и сравнении с расчетной моделью энергосистемы единственная разница заключается в цене СПГ (\$12/ГДж и \$15/ГДж). При этом нагрузка на энергоблоки в энергосистеме может распределяться в зависимости от ситуации. Это говорит о том, что место газовых энергоблоков в порядке ранжирования не изменится даже при существенном изменении стоимости СПГ.

Общий экономический эффект в энергосистеме

На основе данных по распределению нагрузки на энергоблоки в рамках договоров на поставку СПГ важно оценить изменения общих затрат в энергосистеме при использовании данных опций по сравнению с работой без газовых энергоблоков. На рис. 10 дано сравнение затрат в энергосистеме в рамках трех сценариев. Из графика следует, что даже в случае выплаты достаточно высокой страховой премии (\$5/ГДж) при поставках регулируемых объемов СПГ достигается значительная экономия средств в энергосистеме, поскольку обеспечивается гибкая эксплуатация энергоблоков в зависимости от ситуации.

На начальном этапе в 2020–22 гг. коэффициент нагрузки энергоблоков составит 67 и 62 %, и экономия расходов в энергосистеме будет незначительной. Но поскольку в энергосистеме обеспечивается низкий коэффициент нагрузки газовых энергоблоков, имеет место большая разница в затратах, т.к. необходимо оплачивать поставки СПГ для энергоблоков, которые реально не используются. Нужно также отметить, что в 2025 и 2029 гг. практически отсутствуют выгоды от использования газовых энергоблоков при фиксированных объемах поставки СПГ.

В течение 10 лет разница по общей экономии средств между опциями с фиксированными и регулируемыми объемами поставки СПГ составляет \$4,7 млрд. Отсюда возникает вопрос, при какой цене СПГ имеет смысл заключать договор на поставку фиксированных объемов при сохранении выгод для энергосистемы.

С помощью построенной модели работы энергосистемы был сделан вывод, что выгоды для энергосистемы будут сохраняться только в том

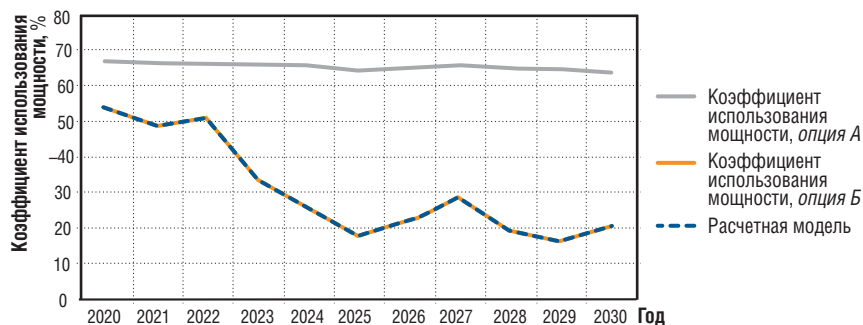


Рис. 9. Сравнение расчетных показателей по коэффициентам нагрузки

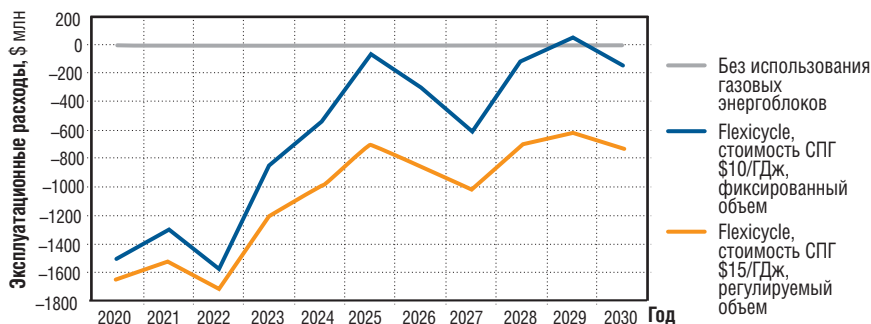


Рис. 10. Сравнение затрат в энергосистеме в рамках данных трех сценариев

случае, если цена СПГ не будет превышать \$7/ГДж. Конечно, этот вывод является упрощенным: здесь не учитываются биржевые индексы и изменения обменных валютных курсов, которые заметно влияют на контрактную стоимость СПГ.

Заключение

По результатам детального анализа и построения специальной модели энергосистемы с помощью программ компьютерного моделирования были определены эксплуатационные требования по применению газовых энергоблоков. Энергоблоки общей установленной мощностью 3 ГВт и работающие на СПГ могут обеспечить заметную экономию средств при их использовании для резервирования мощности в энергосистеме.

Газопоршневые энергоблоки комбинированного цикла Wärtsilä Flexicycle оптимально подходят для этой цели благодаря их высокому КПД, эксплуатационной гибкости и возможности быстрого пуска и выхода на номинальную мощность. Они обеспечивают эксплуатационный резерв для регулирования параметров сети в соответствии с требованиями сетевого кодекса ЮАР. Резервирование может осуществляться из холодного резерва, что дает значительную экономию эксплуатационных расходов. Общая экономия расходов в энергосистеме достигается за счет замены резервных энергоблоков, работающих на дизельном топливе, и оптимизации работы угольных ТЭС. **Д**