**Модульная электростанция Wärtsilä, состоящая из нескольких генераторных установок ДВС, обеспечивает возможность гибкого регулирования выходной мощности.**

# Определение настоящей гибкости - сравнение газовых технологий производства электроэнергии

АВТОР: **Dawn Santoianni**

Гибкость электростанции (т.е. способность быстро увеличивать или уменьшать ее выходную мощность в зависимости от изменения потребностей и колебаний нагрузки системы) признается жизненно важным инструментом для управления производством энергии из возобновляемых источников и предоставления услуг по поддержке электросети. Электростанции Wärtsilä устанавливают стандарт настоящей гибкости благодаря быстрому времени запуска, возможности быстрого изменения нагрузки и модульной конструкции.

Быстрое развитие производства энергии из возобновляемых источников переменной мощности создает проблемы для электросетевых компаний по поддержанию надежности электроснабжения. Прерывистый характер ветряных и солнечных нагрузок компенсируется избыточностью генерирующей мощности, предназначенной для быстрого реагирования на эти колебания, и создаваемой, преимущественно, угольными и газовыми установками, синхронизированными с сетью, но работающими при частичной нагрузке. Гибкое производство электроэнергии с возможностью быстрого подключения к электросети, снижает неэффективность применения частичной нагрузки. Два основных критерия гибкости - время запуска и скорость изменения нагрузки. Для решения указанных выше задач системные операторы определяют «быстрый» или «невращающийся» резерв как генерирующую мощность, которая может быть синхронизирована с сетью и увеличена до требуемого значения за 10 минут [1].

В то время как для обычных паровых генераторов (основанных на цикле Ренкина) время достижения полной нагрузки может составлять более 12 часов, газовые турбины и двигатели внутреннего сгорания (ДВС) могут принять нагрузку за считанные минуты.

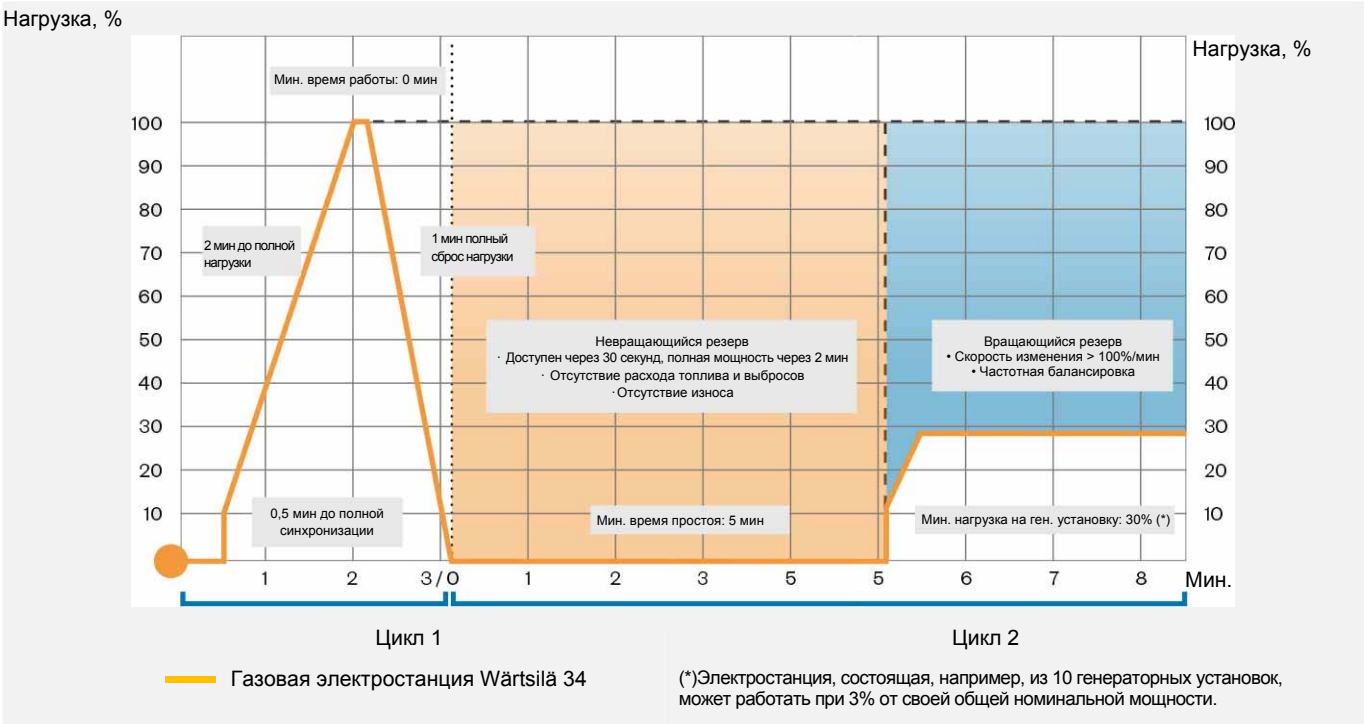



**Рис. 1 – Набор и сброс нагрузки газовой электростанцией Wärtsilä 34.**

Время запуска - важный показатель гибкости, но сравнение различных технологий и конструкций усложняется тем, как время запуска измеряется разными изготовителями. Время запуска может задаваться с момента подачи команды запуска или с момента зажигания. В случае газовых турбин эта разница в определении «запуска» может достигать 20 минут. Кроме того, важно различать время нарастания до полной нагрузки и до частичной нагрузки.

## Запуск газовой турбины

При запуске газовой турбины осуществляется последовательное увеличение скорости вращения компрессора (достижение скорости розжига, зажигание, ускорение турбины до самоподдерживающейся скорости, синхронизация и набор нагрузки). Существуют многочисленные термомеханические ограничения во время запуска газовой турбины, включая ограничения скорости воздушного потока через лопатки компрессора (для предотвращения срыва потока), ограничения вибрации и температуры горения для предотвращения усталостных напряжений лопаток турбины. При этом существенным параметром является температура на впуске турбины.
В комбинированном цикле использование утилизационного парогенератора (УПГ) налагает дополнительные термические ограничения, поскольку высокотемпературная среда приводит к появлению в компонентах УПГ термического напряжения [2]. УПГ подсоединен непосредственно к газовой турбине, поэтому изменения параметров выхлопных газов турбины приводят к возникновению градиентов расхода, температуры и давления внутри УПГ. Эти градиенты должны тщательно контролироваться, что позволит предотвратить такие неблагоприятные воздействия, как усталость материала, ползучесть (повреждение, вызванное высокими температурами) и коррозию [3]. Кроме того, паровая турбина может ограничить скорость набора нагрузки газовой турбины, если температура пара, выходящего из УПГ, превышает предельные значения для паровой турбины. Чтобы избежать этого, при увеличении скорости газовой турбины выполняются прерывания (с поддержанием постоянной нагрузки), необходимые для того, чтобы температура и давление пара медленно поднимались в допустимых для используемых материалов пределах. Для холодного запуска УПГ и паровой турбины требуется больше времени, чем для горячего запуска. Определение условий «горячего» запуска зависит от производителя, но обычно запуск считается горячим, если он проведен в течение восьми (8) - 16 часов после отключения УПГ. Поэтому, время, прошедшее с момента последнего отключения, сильно влияет на время запуска. Для преодоления ограничений при запуске по температуре и давлению, имеющихся для паровых барабанов, некоторые изготовители используют прямоточные УПГ.
На парогазовые установки (ПГУ) также распространяются требования к продувке, предназначенной для предотвращения самовозгорания в результате возможного накопления горючих газов в газовой турбине, УПГ и выхлопных системах. Перед повторным запуском агрегата требуется продувка. Время продувки зависит от объема котла и расхода воздуха через УПГ, и обычно устанавливается равным примерно 15 минут. Это время продувки увеличивает общее время запуска.
Чтобы ускорить запуск и набор нагрузки производители ПГУ попытались развязать запуск газовой турбины с подогревом УПГ и паровой турбины. Для изоляции паровой турбины ими используются байпасные системы, а для снижения выбросов при наборе нагрузки системы сжигания со сверхнизким выбросом оксидов азота (NOx). При этом пароохладители поддерживают в соответствующих пределах температуру пара [4].

«Предварительная продувка» обеспечивает продувку системы при завершении работы, устраняя необходимость избыточной продувки при следующем запуске [5]. «Предварительную продувку» можно использовать только в некоторых установках УПГ, не имеющих канальных горелок и только в том случае, когда газовая турбина работает на природном газе. Эти усовершенствования привели к более высоким скоростям набора нагрузки и времени запуска около 30-35 минут, примерно вдвое меньше по сравнению с обычным горячим запуском, для которого требуется проведение продувки и выдержки газовой турбины. Однако использование режима с высокой цикличностью приводит к увеличению расходов на обслуживание ПГУ [6]. Для простого цикла время запуска газовых турбин составляет, в соответствии с опубликованными данными, от 10 до 15 минут.

**Запуск ДВС**

Благодаря быстрому воспламенению топлива в цилиндрах и скоординированному запуску нескольких генераторных установок обеспечивается очень быстрый запуск электростанции ДВС и выход ее на полную нагрузку. В электростанциях ДВС Wärtsilä применяется высокоэффективная технология сгорания обедненной смеси, позволяющая в условиях «горячего запуска» достигать полной нагрузки всего за две (2) минуты. Для обеспечения условий «горячего запуска» охлаждающая вода предварительно нагревается и поддерживается на уровне выше 70°C, подшипники двигателя постоянно смазываются, насос подкачки обеспечивает предварительную смазку подшипников генератора, а двигатель медленно вращается (циклически).
Для электростанции Wärtsilä 34SG требуется всего 30 секунд для завершения подготовки к запуску, достижения требуемой скорости и синхронизации с сетью. Набор нагрузки, соответствующей полной мощности, происходит быстро всего за 90 секунд. Время запуска не зависит от времени, в течение которого установка находилась в отключенном состоянии. Для достижения полной нагрузки электростанции Wärtsilä 50SG требуется семь (7) минут. В условиях холодного запуска электростанция Wärtsilä 34SG может достичь полной нагрузки за 10 минут, а Wärtsilä 50SG - за 12 минут. Электростанции Flexicycle™ обладают преимуществами по сравнению с ПГУ, поскольку требуемое давление пара может быть достигнуто даже при отдельных работающих двигателях.

**Быстрый запуск при гибком производстве электроэнергии**

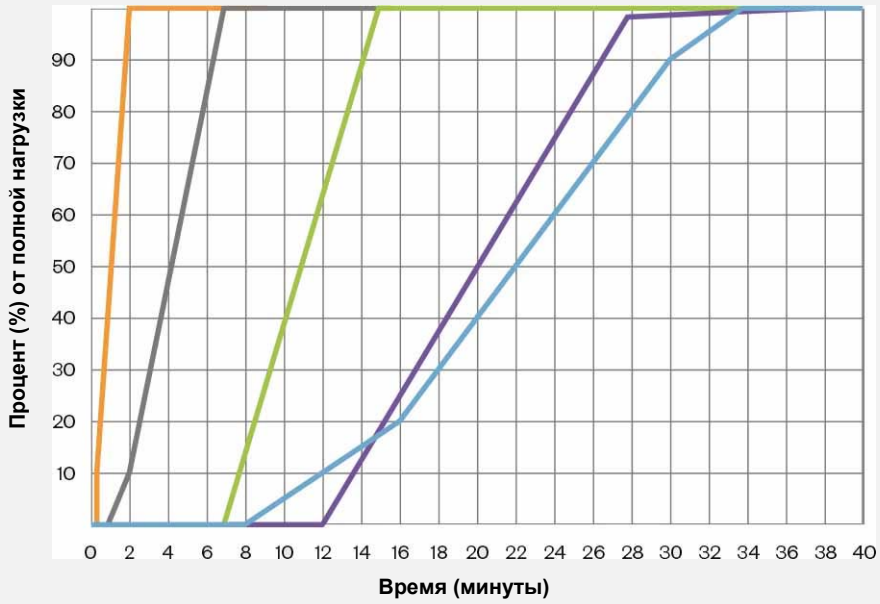
На рисунке 2 приведено сравнение времени запуска электростанций Wärtsilä 34SG и Wärtsilä 50SG с газотурбинными и парогазовыми установками, изготавливаемыми компаниями GE, Alstom и Siemens. Все значения времени запуска измеряются от момента инициации оператором последовательности запуска. Как видно из графика, электростанции Wärtsilä обеспечивают возможность быстрого запуска в пределах 10 минут, что соответствует требованиям оператора. В отличие от ПГУ, условия горячего запуска на электростанции Wartsila могут поддерживаться независимо от того, как долго двигатели были бездействующими.

**Скорость изменения нагрузки: как обеспечивается скорость?**

Так как мощность солнечных и ветряных электростанций может меняться в течение нескольких минут, операторы электросетей полагаются на установки, используемые для диспетчерского управления и позволяющие обеспечить дополнительную нагрузку (или снижение нагрузки) в тех же временных рамках, в которых происходит изменения мощности возобновляемых источников энергии. Увеличение или уменьшение мощности за одну минуту называется скоростью изменения нагрузки и обычно выражается в мегаваттах в минуту (МВт/мин). Заявленная скорость изменения нагрузки большинства моделей промышленных газотурбинных установок находится в диапазоне от 10 МВт/мин до 100 МВт/мин, а в среднем составляет около 25 МВт/мин. Скорость изменения нагрузки зависит от мощности генераторной установки, условий эксплуатации (независимо от того, осуществляется ли только запуск установки или для нее временно поддерживается минимальная нагрузка) и дополнительных технологий по сокращения времени запуска и увеличения скорости изменения нагрузки.
Скорость изменения нагрузки газовой электростанции также зависит от количества установок и конфигурации. Например, изменение нагрузки в 100 МВт/мин может быть получено для электростанций с несколькими турбинами, таких как 2x1 ПГУ (полезная мощность 750 МВт), в которых каждая газовая турбина имеет скорость изменения нагрузки 50 МВт/мин. Хотя скорость изменения нагрузки (измеряемая в МВт/мин) является важным показателем, необходимо понимать условия работы, при которых могут быть достигнуты указанные значения.

**Нагрузочная способность при запуске и скорость изменения нагрузки**

Нагрузочная способность при запуске часто весьма отличается от объявленной для газовых турбин скорости изменения нагрузки. Скорость изменения нагрузки газовой турбины в 35-50 МВт/мин может быть получена только после достижения самоподдерживающейся скорости. Модели газовых турбин с самым быстрым набором нагрузки обеспечивают 30-процентную нагрузку через 7 минут, а для достижения полной мощности в условиях горячего запуска им требуется почти 30 минут [7]. Двигатели Wärtsilä 34SG действительно обеспечивают быстрый запуск - эффективная скорость изменения нагрузки составляет 50 процентов в минуту, а полная нагрузка достигается в течение 2 минут. Для электростанции мощностью 200 МВт это соответствует 100 МВт/мин.
На рисунке 3 показано сравнение начальной нагрузки электростанций Wärtsilä и газовых турбин, показывающее процентное изменение нагрузки через 7 минут после запуска. При этом предполагается, что для газовых турбин применяются дополнительные технологии, обеспечивающие быстрый набор нагрузки, что позволяет достичь заявленные производителем скорости изменения нагрузки. Быстрое время запуска ДВС Wärtsilä позволяет получить значительные эксплуатационные преимущества перед газовыми турбинами. В момент, когда газовые турбины только начинают выдавать мощность, двигатели Wärtsilä 34SG и Wärtsilä 50SG уже достигают полной нагрузки.
На рисунке 4 сравниваются эксплуатационные скорости изменения нагрузки двигателей Wärtsilä и наиболее популярных моделей промышленных газотурбинных установок аналогичной мощности (200 МВт), причем скорость изменения нагрузки представлена, как в МВт/мин, так и в процентах от полной нагрузки в минуту. Электростанции Wärtsilä могут быстро увеличивать или снижать мощность в процессе работы при номинальной рабочей температуре. Мощность электростанций Wärtsilä может изменяться с 10 до 100 процентов нагрузки (или снижаться) всего за 42 секунды. Это означает, что электростанция, состоящая из 12 двигателей Wärtsilä 50SG, имеет эффективную эксплуатационную скорость изменения нагрузки 288 МВт/мин - значительно выше, чем газовая турбина сравнимой мощности.




Горячий запуск электростанции Wärtsilä 34SG: температура охлаждающей воды 70°C, предварительная смазка подшипников двигателя и генератора

Горячий запуск электростанции Wärtsilä 50SG: температура охлаждающей воды 70°C, предварительная смазка подшипников двигателя и генератора

Горячий запуск промышленной газотурбинной установки (для тяжелых условий эксплуатации): GE, Alstom

Горячий запуск ПГУ GE FlexEffiency: предварительная продувка, быстрый отклик, запуск в течение 8 часов после останова

Горячий запуск ПГУ Siemens F-class: вспомогательная паровая система, выхлопные шиберы для поддержания температуры и давления УПГ

**Рис. 2 – В то время, как для запуска парогазовых турбин может потребоваться более 30 минут, для запуска и достижения полной нагрузки электростанций ДВС Wärtsilä требуется менее 10 минут.**

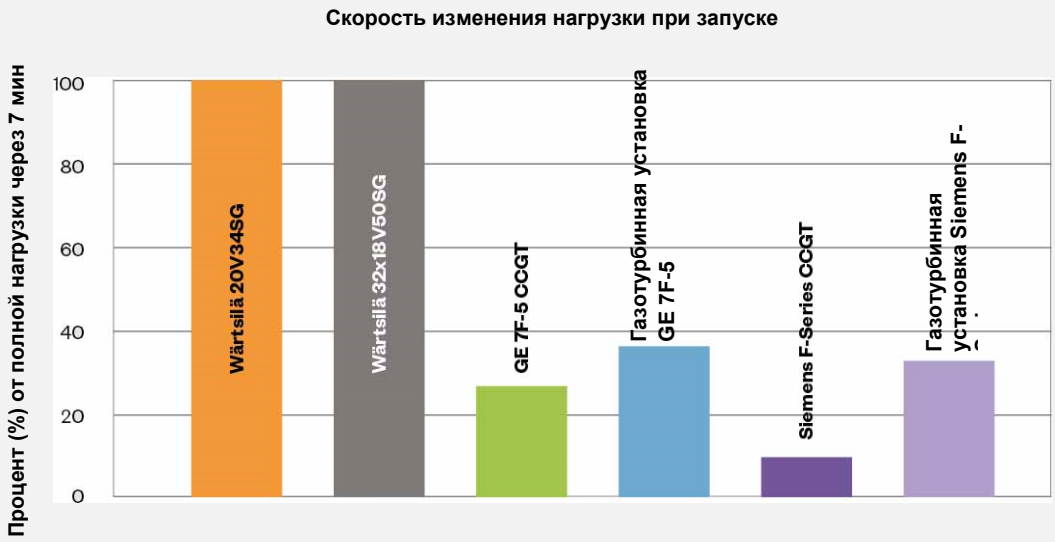



**Рис. 3 - Электростанции Wärtsilä обладают возможностью быстрого запуска, обеспечивая максимальную нагрузку за время не более 7 минут. Эффективная начальная скорость изменения нагрузки газовых турбин намного ниже, что позволяет им выйти за это же время лишь на частичную нагрузку.**

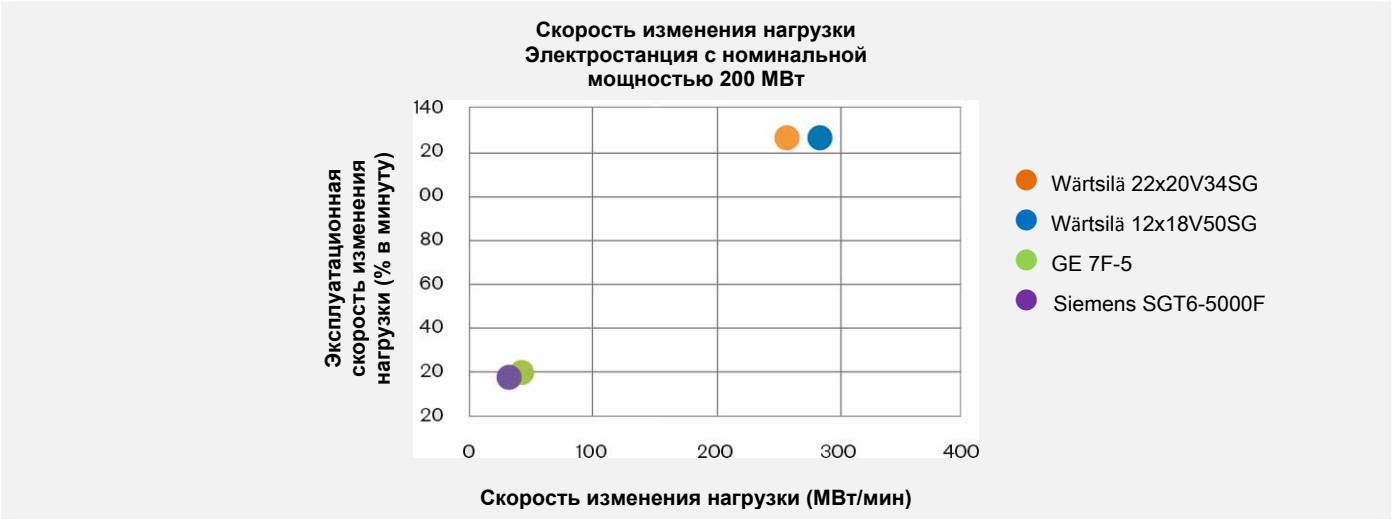



**Рис. 4- Двигатели Wärtsilä имеют значительно более высокую эксплуатационную скорость изменения нагрузки в сравнении с газовыми турбинами аналогичной мощности.**

**Экономия размера обеспечивает более высокую гибкость**

В течение столетия в электроэнергетике сохранялась тенденция на постоянное увеличение мощности генераторных установок и электростанций. Строились централизованные электростанции с использованием специальной технологии, направленной на обеспечение большой мощности. Общепринятым было мнение о том, что «чем больше, тем лучше», так как капитальные затраты на единицу мощности и издержки производства уменьшились с увеличением мощности установки, обеспечивая экономию, частично определяемую повышением КПД паровой турбины.

Стремление к более высокой выходной мощности и КПД напрямую привело к развитию комбинированного цикла, что потребовало создания более крупных газовых турбин с более высокими температурами горения, что позволило использовать рекуперацию тепла отработанных газов для привода паровой турбины. В 1950-е годы температура горения газовых турбин составляла около 800°C, а средняя мощность турбины около 10 МВт, а уже к 1990-м годам мощность усовершенствованных газовых турбин составляли в среднем более 100 МВт, а температура горения превышала 1300°C. Однако крупные газовые турбины требовали проведения на площадке значительных строительно-монтажных работ и не позволяли выполнять простую регулировку нагрузки для удовлетворения изменяющихся потребностей. Важную функцию по обеспечению устойчивости энергосистем позволили решить модульные малогабаритные генераторные установки, работающие параллельно и развертываемые по мере необходимости в соответствии с изменяющимися требованиями к мощности. Этот переход к «экономии размера» обеспечивает преимущества в надежности, строительстве и КПД.

ДВС идеально подходят для модульного использования, так как двигатели мощностью 4 - 30 МВт могут обеспечить требуемый диапазон изменения мощности при работе на частичную нагрузку без снижения КПД. Например, электростанция Wärtsilä, имеющая 28 модульных двигателей Wärtsilä 34SG мощностью около 10 МВт каждый, может обеспечивать диапазон выходной мощности от нескольких МВт до более, чем 270 МВт. Благодаря модульной конструкции электростанций Wärtsilä и их быстрому запуску имеется возможность выполнения индивидуального набора и сброса нагрузки двигателями.

Использование для достижения желаемого результата только части двигателей, работающих при полной нагрузке, позволяет обеспечить высокий КПД.

Использование модульности позволяет упростить техническое обслуживание и повысить качество (благодаря тому, что используемые компоненты изготавливаются и тестируются в заводских условиях). Готовые модули для производства электроэнергии являются автономными компонентами системы и рассчитаны на взаимодействия со вспомогательными системами электростанций. В результате сокращаются сроки планирования, проектирования и строительства электростанции.

Поскольку мощность может наращиваться, при проектировании можно обеспечить широкий диапазон мощностей, а также предусмотреть различные варианты топлива, включая использование нескольких видов топлива.

Потребности в увеличении мощности в будущем могут быть удовлетворены за счет добавления дополнительных двигателей и вспомогательных модулей, а не строительства новой электростанции. Модульность системы ДВС Wartsila обеспечивает встроенное резервирование, используемое при отключении каких-либо блоков или проведении их технического обслуживания, что позволяет исключить значительное влияния данных работ на общую мощность всей электростанции.

**Ограничения гибкости газовой турбины**

Газотурбинные электростанции, традиционно требовавшие значительных монтажных работ на участке, для сокращения времени строительства начали разрабатывать в виде модульных конструкций. Однако модульность их архитектуры обеспечивает лишь ограниченную эксплуатационную гибкость газовых турбин. Это связано с мощностью блоков, небольшим их числом и более низким КПД простого цикла по сравнению с комбинированным циклом.

Промышленные газовые турбины, используемые для производства электроэнергии, могут иметь мощность 100 - 350 МВт и иметь ограничения по нижнему значению мощности, на которой они могут работать. Эта минимальная нагрузка (или диапазон регулирования, выраженный в процентном отношении), ограничена допустимыми выбросами. При работе газовой турбины на низкой нагрузке, воздушный поток компрессора может быть недостаточным для поддержки превращения оксида углерода (CO) в камере сгорания в двуокись углерода ($CO_2$). Диапазон регулирования газовые турбин, при котором обеспечивается соблюдения норм по выбросам в атмосферу, ограничен, как правило, 30-40 процентами от полной нагрузки [8]. Газотурбинные электростанции с двумя газовыми турбинами могут снизить мощность установки до 15-20% от полной нагрузки за счет работы только одной турбины, но КПД при этом будет ограничен 30%.

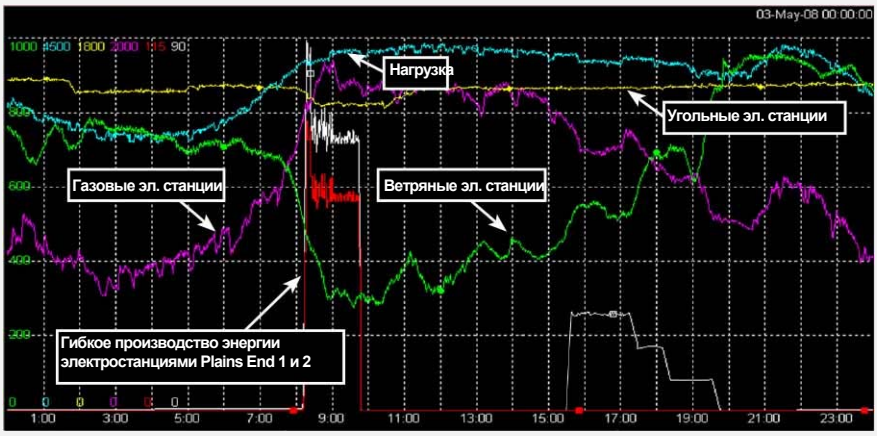



**Рис. 5 - Снимок экрана из диспетчерского центра показывает снижение мощности ветряных электростанций (зеленая линия) и быстрое увеличение мощности электростанции Plains End для компенсации данных потерь. По сравнению с быстрым увеличением мощности электростанции Wärtsilä мощность газовой турбины (пурпурная линия) увеличивается медленнее (Источник: Colorado Dispatch Center, Xcel Energy, США).**

Работа в комбинированном цикле усложняет эксплуатационные параметры газотурбинной электростанции. Модульная архитектура электростанций ПГУ предусматривает использование от одной до четырех газовых турбин, УПГ для каждой газовой турбины и общей паровой турбины соответствующих размеров. Нижняя предельная нагрузка зависит от температуры выхлопных газов турбины, которая должна быть достаточно высокой для создания требуемого давления пара в УПГ, необходимого для питания паровой турбины. Диапазон регулирования нагрузки для установок ПГУ обычно составляет от 40 до 50 процентов от полной нагрузки (с учетом соблюдения норм по выбросам). Например, парогазовая электростанция на базе газовых турбин мощностью 200 МВт (в конфигурации 2x1) имеет номинальную мощность более 600 МВт с возможностью снижения мощности до не более, чем 300 МВт. Для сравнения, электростанция Flexicycle на базе ДВС Wärtsilä не имеет подобных ограничений по регулированию нагрузки, поскольку требуемое давление пара может быть достигнуто за счет работы только 25 процентов двигателей.

**Фактические характеристики демонстрируют настоящую гибкость**

ДВС Wärtsilä идеально подходят для цикличной работы, так как возможность быстрого запуска, а также увеличения или уменьшения нагрузки не влияет на график технического обслуживания. Помимо быстрого времени запуска, двигатели Wärtsilä могут остановиться в течение одной минуты и имеют более низкие выбросы благодаря использованию технологии сгорания обедненной смеси. Разница в характеристиках газовых турбин и электростанций Wärtsilä показана на рисунке 5, на котором приведен снимок экрана из действующего диспетчерского центра в Колорадо, США. Электростанции Plains End (красные и белые кривые нагрузки) были использованы для компенсации резкого снижения мощности ветряных электростанций. При этом быстрый запуск и выход на полную нагрузку происходит в течение нескольких минут. Напротив, мощность газовых турбин (пурпурная кривая нагрузки) нарастала (с низкого значения нагрузки) гораздо медленнее. Это подчеркивает тот факт, что заявленные значения скорости изменения нагрузки и времени запуска не всегда отражают эксплуатационные качества и иллюстрирует настоящую гибкость, обеспечиваемую электростанциями Wärtsilä.

**Список использованных источников**

[1] Ellison, James F., Leigh S. Tesfatsion, Verne W. Loose, and Raymond H. Byrne. Project Report: A Survey of Operating Reserve Markets in U.S. ISO/ RTO-managed Electric Energy Regions. Rep. no. SAND2012-1000. Sandia National Laboratories, Albuquerque NM.
[2] Pasha, Akber, and Darryl Taylor. "HRSGs for Next Generation Combined Cycle Plants." Power Engineering. PennWell Corporation, 01 July 2010. Web. 27 Jan. 2015. <http://www.power-eng.com/ articles/print/volume-114/issue-7/Features/hrsgs- for-next-generation-combined-cycle-plants.html>.
[3] Taylor, Darryl, and Akber Pasha. "Economic Operation of Fast-Starting HRSGs." POWER Magazine. Access Intelligence, 01 June 2010. Web. 27 Jan. 2015. <http://www.powermag.com/ economic-operation-of-fast-starting-hrsgs>.
[4] Strebe, Martin-Jan, and Arvo Eilau. "The Evolution of Steam Attemperation." POWER Magazine. Access Intelligence, 01 Nov. 2012. Web. 27 Jan. 2015. <http://www.powermag.com/the- evolution-of-steam-attemperation/>.
[5] Moelling, David S., and Peter S. Jackson. "Startup Purge Credit Benefits Combined Cycle Operations." POWER Magazine. Access Intelligence, 01 June 2012. Web. 27 Jan. 2015. <http://www.powermag.com/startup-purge-credit- benefits-combined-cycle-operations/>.
[6] Lefton, Steven, Nikhil Kumar, Doug Hilleman, and Dwight Agan. The Increased Cost of Cycling Operations at Combined Cycle Power Plants. Tech. no. TP203. Sunnyvale, CA: Intertek, 2012.
[7] "7HA Gas Turbine (60 Hz)." GE Power Generation. General Electric, n.d. Web. 27 Jan. 2015. <https://powergen.gepower.com/plan-build/ products/gas-turbines/7ha-gas-turbine.html>.
[8] Probert, Tim. "Fast Starts and Flexibility: Let the Gas Turbine Battle Commence." Power Engineering International. PennWell Corporation, 06 Jan. 2011. Web. 27 Jan. 2015. <http://www. powerengineeringint.com/articles/print/volume -19/ issue-6/features/fast-starts-and-flexibility-let-the- gas-turbine-battle-commence.html

# Эффективность газовых электростанций при частичной нагрузке и в импульсном режиме

**АВТОР:** Dawn Santoianni

**Газовые электростанции являются наиболее адаптивными и гибкими генерирующими системами на рынках электроэнергии, позволяющими регулировать мощность с целью приведения их нагрузки в соответствии с имеющимися потребностями. При выборе технологии имеет также значение КПД при частичной нагрузке и в импульсном режиме работы. Эффективность и экономические показатели электростанций Wärtsilä при цикличной работе намного выше, чем у газовых турбин.**

Облегчение доступа к возобновляемым источникам энергии и наличие тарифов на поставку электроэнергии в сеть часто приводит к сокращению производства энергии на основе ископаемых видов топлива с целью их замены ветряными и солнечными электростанциями. Эта периодическая регулировка мощности называется цикличностью. Недавняя оценка, проведенная Калифорнийским независимым системным оператором (CAISO) в США, показала необходимость в значительной цикличности в течение двух часов во время утреннего пика (8000 МВт) и в конце рабочего дня (13 500 МВт) для удовлетворения спроса, когда солнечная энергия и ветер не удовлетворяют имеющиеся потребности (рис. 1) [1]. Эта проблема не уникальна для Калифорнии, поскольку многие страны принимают энергетическую политику, предусматривающую получение 20 и более процентов энергии из возобновляемых источников. Пиковые значения мощности ветряных и солнечных электростанций в Германии в течение одного дня недавно достигли 59 процентов от общего производства электроэнергии, в результате чего мощность обычных электростанций значительно снизилась.

Газотурбинные установки традиционно использовались для удовлетворения пиковых потребностей, их запуск осуществлялся в течение минут и они позволяли быстро увеличивать или уменьшать нагрузку в соответствии с резким изменением спроса или внезапным увеличением нагрузки электрической системы. Они имеют более низкий КПД (менее 40 процентов) поэтому работают во время пикового спроса и высокой цены на электроэнергию.

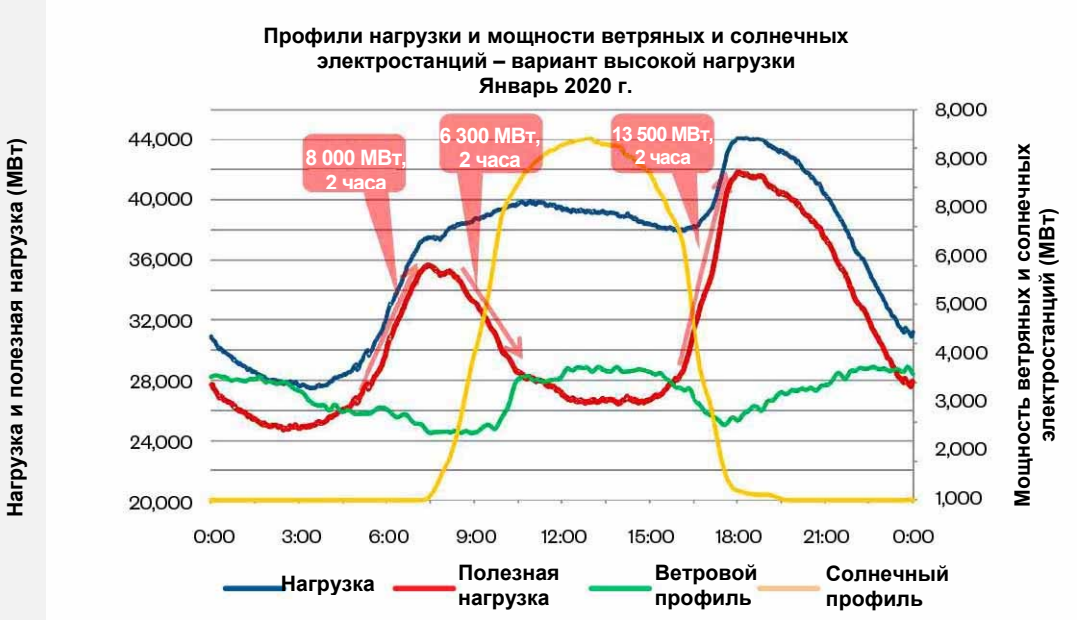



**Рис. 1 – Представленный CAISO профиль нагрузки демонстрирует потребность в быстрой и короткой (импульсной) генерации для компенсации колебаний нагрузки ветряных и солнечных источников энергии. Изображение взято из журнала Combined Cycle Journal.**

По мере увеличения потребностей в большей гибкости, установки, разработанные для непрерывной работы с базовой нагрузкой, часто используются для работы в режиме следования за нагрузкой и, даже, для обеспечения пиковой нагрузки. Это особенно справедливо для парогазовых установок (ПГУ), которые могут реагировать на изменения нагрузки намного быстрее, чем обычные паротурбинные электростанции. Цикличность установок ПГУ создает, однако, другие проблемы, в том числе повышенные термические и механические напряжения, действующие на компоненты установки и ограничения по диапазону регулирования нагрузки. Для электростанций, работающих в циклическом режиме при частичной нагрузке и обеспечивающих кратковременную выдачу импульсной мощности, необходимо учитывать необходимость минимизации выбросов энергосистемы, поддержания высокого КПД и обеспечения максимальной эксплуатационной гибкости. В этой статье рассматриваются ограничения по частичной нагрузке и эффективность работы двигателей внутреннего сгорания (ДВС) по сравнению с газовыми турбинами.

**Минимальная нагрузка, с учетом воздействия на окружающую среду**

Техническим ограничением для работы с частичной нагрузкой на газотурбинных электростанциях является минимальная нагрузка, определяемая с учетом воздействия на окружающую среду, также называемая минимальной нагрузкой, при которой обеспечиваются требования по выбросам. Это самая низкая мощность, при которой энергоблок может работать и по-прежнему отвечает экологическим требованиям по выбросам оксидов азота (NOx) и оксида углерода (CO). Для большинства ПГУ эта нагрузка составляет около 50 процентов от полной мощности.

Для обеспечения более широкого диапазона мощностей газовой турбины изготовители стали использовать системы управления, предназначенные для расширения диапазона регулирования при соблюдении норм по выбросам с одновременным снижением влияния на КПД при частичной нагрузке. Хотя точные методы оптимизации диапазона регулирования варьируются от изготовителя к изготовителю, общим для них является то, что, системы управления используют регулируемый направляющий аппарат, предназначенный для уменьшения массового расхода компрессора, и последовательное сжигание (повторный нагрев) для получения более высоких температур горения при низких нагрузках. Более высокие температуры горения не только способствуют процессу преобразования CO в двуокись углерода ($CO_2$), но также улучшают генерацию пара и, таким образом, мощность паровой турбины, улучшая общий КПД при работе с частичной нагрузкой. В результате некоторые модели газотурбинных установок позволяют снижать мощность до 40% от мощности при базовой нагрузке с одновременным обеспечением требований по выбросам.

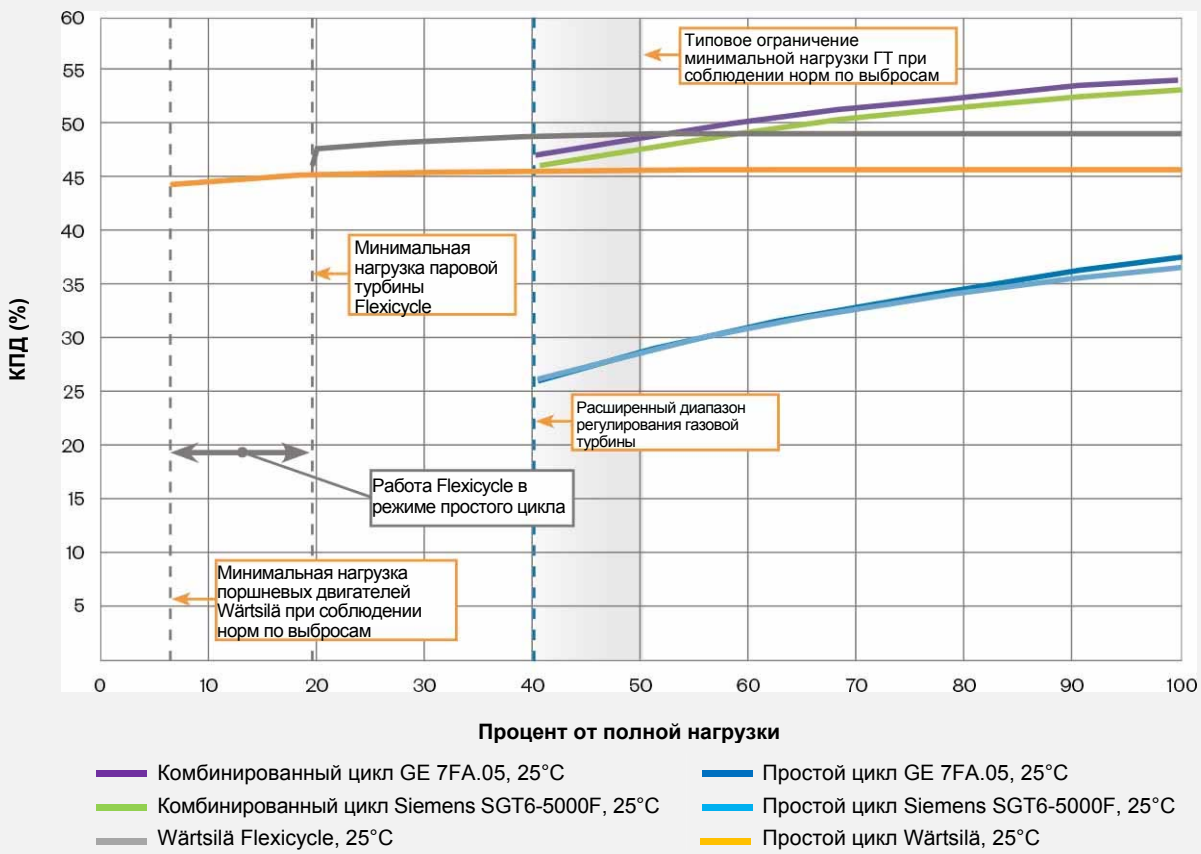



**Рис. 2 – КПД при частичной нагрузке двигателей Wärtsilä в сравнении с газовыми турбинами.**

Для всех практических целей электростанции ДВС не имеют ограничений по минимальной нагрузке и благодаря модульности конструкции могут поддерживать высокий КПД при частичной нагрузке (использование только части двигателей, работающих при полной нагрузке).

**Влияние цикличности: КПД при частичной нагрузке**

Производители газовых турбин заявляют о КПД 55% и выше, но этот КПД соответствует полной мощности. Цикличность и работа при частичной нагрузке отрицательно влияют на КПД ПГУ. Для сравнения характеристик ПГУ, газотурбинных установок с простым циклом и ДВС Wärtsilä, анализируемых при различной нагрузке, были использованы данные по КПД из GT PRO [2]. Выбранные для сравнения газотурбинные установки были основаны на популярных промышленных моделях с тяжелыми рамами. Они хорошо подходят для работы в комбинированном цикле и могут также использоваться в простом цикле в качестве пиковых установок. Сравниваемые установки имеют приблизительно одинаковую мощность, равную 180 - 275 МВт при работе в простом цикле и 235 - 310 МВт при работе в комбинированном цикле (в зависимости от внешних условий). Предполагается, что они имеют конфигурацию 1x1 ПГУ (одна газовая турбина и утилизационный парогенератор, снабжающий одну паровую турбину), конденсаторы с воздушным охлаждением и байпасную дымовую трубу для изоляции парогенерирующей части установки от газовой турбины.

На рисунке 2 показаны кривые коэффициента полезного действия для установок, работающих в принятых для лета условиях окружающей среды, при 25°C (77°F). КПД ПГУ снижается до уровня ниже 50 процентов и соответствует 55 и 65 процентам от КПД при полной нагрузке. В режиме простого цикла ухудшение КПД газовой турбины является более выраженным (их КПД при половинной нагрузке снижается до уровня менее 30 процентов).

Отмеченная на рисунке 2 минимальная нагрузка, определяемая с учетом воздействия на окружающую среду, соответствует 50% для типового диапазона регулирования газовой турбины и 40% для расширенного диапазона. Для парогазовой установки мощностью 300 МВт это означает, что минимальная нагрузка, при которой обеспечиваются требования по выбросам, составляет 120 - 150 МВт.

В отличие от газовых турбин электростанции ДВС Wärtsilä обладают практически неограниченными возможностями по регулированию мощности без нарушения требований по выбросам. При уменьшении нагрузки отдельные двигатели в генераторной установке для уменьшения мощности выключаются. Двигатели, продолжающие работать, могут действовать при полной нагрузке, сохраняя высокий КПД генераторной установки. КПД Flexcycle превышает 48 процентов при снижении мощности вплоть до 23 процентов от полной нагрузки (69 МВт). При превышении минимальной нагрузки для паровой турбины Flexicycle двигатели будут работать в режиме простого цикла. Таким образом, мощность установки Flexcycle 300 МВт может быть уменьшена до 18 МВт. В результате электростанции Flexicycle обеспечивают гораздо более высокую гибкость регулирования мощности в сравнении с газовыми турбинами, без ограничений по диапазону регулирования или снижения КПД.

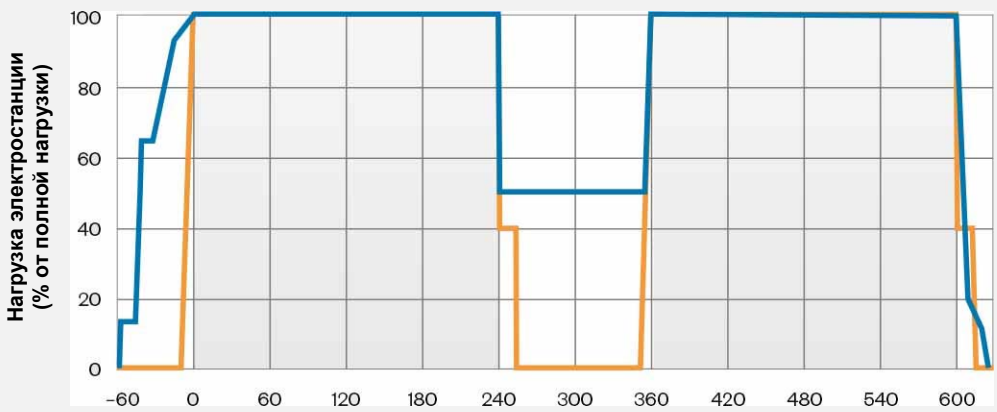



**Рис. 3 – Двухсменный режим работы (импульсы 4-2-4) электростанции Wärtsilä Flexicycle в сравнении с ПГУ. Быстрый запуск и остановка электростанции Flexicycle уменьшают расход топлива и минимизируют время непроизводственных операций.**

**Влияние цикличности: работа в импульсном режиме**

Ключевой характеристикой гибкости является цикличность, используемая для обеспечения кратковременной или импульсной нагрузки. Импульсные нагрузки возникают при внезапном отключении энергоблока, уменьшении мощности ветряных и солнечных источников энергии или возникновении пиковых потребностей. Обеспечение пиковых мощностей улучшает надежность системы и качество электроэнергии за счет стабилизации энергосети. Владельцы электростанций хотят оптимизировать их работу таким образом, чтобы свести к минимуму расход топлива и получить максимальную прибыль. Количество потребляемого топлива (затраты энергии) и продолжительность ежедневной работы электростанции определяются временем запуска, временем увеличения мощности до полной нагрузки, ограничениями по минимальной нагрузке и КПД при частичной нагрузке. Обеспечивая требуемую мощность в пиковые периоды спроса, электростанция получает доход от высоких тарифов на электроэнергию. При этом скорость увеличения и снижения нагрузки должна быть как можно более высокой и при этом не вызывать риска повреждения оборудования электростанции.

Как более подробно рассматриваются в других статьях этого выпуска, ПГУ имеют технические ограничения, которые влияют на их время запуска, скорость изменения нагрузки и минимальную нагрузку, необходимую для поддержания условий горячего запуска. При использовании цикличности вызывает обеспокоенность увеличение выбросов в атмосферу и возникновения термомеханических напряжений в оборудовании станции ПГУ [3]. Двигатели Wärtsilä имеют более низкие температуры выхлопных газов (360°C) по сравнению с газовой турбиной (600°C) и, следовательно, более низкую температуру пара, что обеспечивает более быстрый запуск и более быстрое увеличение мощности до полной нагрузки.

Как правило, ПГУ, работающие в режиме следования за нагрузкой, медленно увеличивают мощность в ранние утренние часы, работают при полной нагрузке во время утреннего пикового спроса, а в дневные часы снижают мощность до минимальной рабочей нагрузки, при которой поддерживаются условия горячего запуска (от 40 до 50 процентов от полной нагрузки), после чего мощность снова увеличивается до полной нагрузки для вечернего пика. В ночное время электростанция останавливается, а в ранние утренние часы следующего дня нагрузка вновь начинает увеличиваться. Этот профиль нагрузки с двойным импульсом, также называемый «двухсменным» или «двухцикличным» показан на рисунке 3 для типового ПГУ и электростанции Wärtsilä Flexicycle ™. Длительность каждого импульса составляет 4 часа с периодом уменьшения мощности между импульсами длительностью 2 часа (импульсы 4-2-4). Заштрихованная область на рисунке 3 соответствует периоду времени, когда электростанция получала доход от импульсного производства.

Как можно видеть на рисунке 3, большее время запуска и более высокий минимальный предел нагрузки увеличивают общее время работы установки ПГУ, и, следовательно, общее потребление энергии (топлива) и эксплуатационные расходы. В то время как для типовой ПГУ утром требуется около 60 минут для достижения полной нагрузки, электростанция Wärtsilä запускается в течение нескольких минут.

**Использование энергии**

На рисунке 4 показана суммарная энергия, потребляемая электростанцией Wärtsilä мощностью 200 МВт и ПГУ той же мощности при двухсменном режиме работы (импульсы 4-2-4). Количество потребляемой энергии зависит от КПД электростанции и общего времени работы. Быстрый запуск Wärtsilä устраняет необходимость в поддержании нагрузки с целью обеспечения условий горячего запуска, сокращая общее время работы. Это, в свою очередь, уменьшает количество потребляемой энергии (топлива), необходимой для получения мощности, приносящий доход. В результате за один и тот же период эксплуатации, суммарное потребление энергии для электростанции Flexicycle на пять процентов меньше, чем для ПГУ.

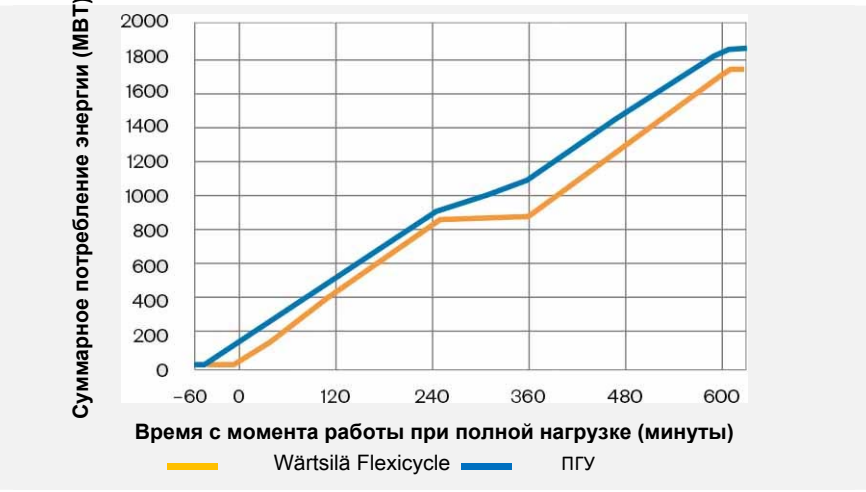



**Рис. 4 - Суммарное потребление энергии электростанцией Wärtsilä Flexicycle при двухсменном режиме работы (импульсы 4-2-4) в сравнении с ПГУ. Быстрый запуск электростанции Wärtsilä снижает общий расход топлива.**

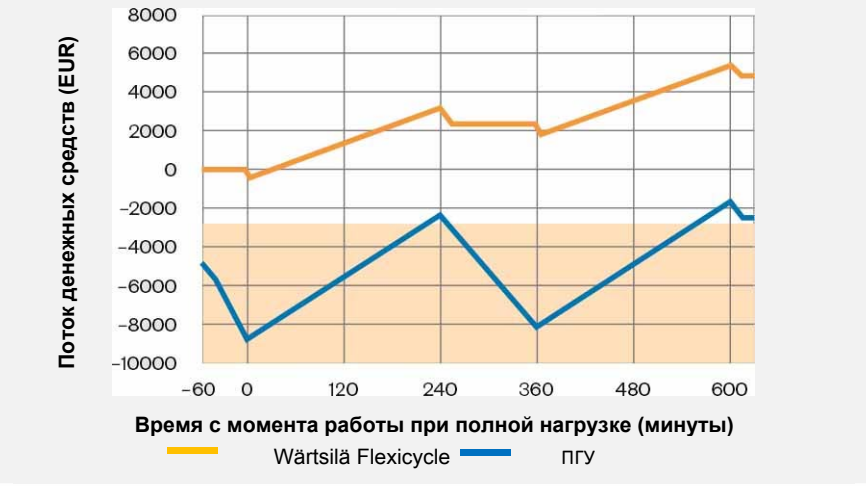



**Рис. 5 - Поток денежных средств для электростанции Wärtsilä Flexicycle при двухсменном режиме работы (импульсы 4-2-4) в сравнении с ПГУ, основанный на затратах на запуск, топливо, эксплуатацию и техническое обслуживание, приведенных в Таблице 1.**

**Рентабельность**

На рисунке 5 показан поток денежных средств для электростанции мощностью 200 МВт, работающей в импульсном режиме 4-2-4. При прогнозировании денежного потока учитываются затраты на запуск, топливо, эксплуатацию и техническое обслуживание (см. Таблицу 1). Затененная область указывает на отрицательный денежный поток – эксплуатационные расходы электростанции превышают полученный доход.

Как можно видеть на рисунке 5, ПГУ не становится прибыльным до конца второго четырехчасового импульса.

Снижение денежного потока после первого импульса происходит из-за того, что газовая турбина продолжает работать в режиме поддержания минимальной нагрузки и сжигает топливо менее эффективно до тех пор, пока ее мощность вновь не увеличивается до прежнего значения во время вечернего пика (второй импульс). Всего может быть несколько типов импульсной мощности, создаваемой электростанцией в течение года, включая одночасовые, двухчасовые, четырехчасовые и восьмичасовые одиночные импульсы, а также импульсный режим 2-2-2

Чем короче импульсы и чем больше их количество, тем ниже КПД ПГУ и выше потребление энергии (топлива) на МВт·ч произведенной электроэнергии. Это оказывает влияние на рентабельность электростанции, поскольку происходит увеличение эксплуатационных расходов и расходов на топливо. На Рисунке 6 продемонстрирована разница в доходах на импульс, полученных для электростанции Flexcycle мощностью 200 МВт и ПГУ аналогичной мощности (для наиболее распространенных импульсных режимов). В то время как электростанция Wärtsilä рентабельна при любой длительности импульса или цикличности, установка ПГУ утрачивает рентабельность при ее эксплуатации в режиме коротких импульсов.

**КПД в импульсном режиме**

КПД в импульсном режиме - это КПД нетто в течение всего времени работы станции, включая запуск, остановку и работу с частичной нагрузкой. Как обсуждалось выше, КПД электростанции при частичной нагрузке может существенно отличаться от КПД при базовой нагрузке. ДВС могут достигать полной нагрузки и сокращать мощность до нуля в течение нескольких минут. Основываясь на модульной архитектуре, электростанции Wärtsilä поддерживают КПД полной нагрузки и при частичной нагрузке (благодаря работе лишь нескольких двигателей).

Влияние импульсной работы (цикличности) на КПД показано на рисунке 7. Хотя ПГУ имеет более высокий КПД при работе с базовой нагрузкой (при полной мощности), электростанция Flexicycle позволяет получать более высокий общий КПД для всех импульсов длительностью менее 8 часов. Влияние импульсной работы на КПД ПГУ наиболее выражено при длительности импульса не более двух часов.

Электростанции Wärtsilä являются эффективными и экономичными в широком диапазоне импульсных нагрузок, обеспечивая сверхгибкие возможности, необходимые для решения задач интеграции возобновляемых источников энергии и удовлетворения быстроменяющегося спроса.

**Список использованных источников**

[1] "Integrating Renewables May Call for Some Combined Cycles to Start Twice Daily, Increasing Emissions." CCJ Online Combined Cycle Journal. CCJ Online Inc., 21 Oct. 2012. Web. 27 Jan. 2015. <http://www.ccj-online.com/integrating- renewables-may-call-for-some-combined-cycles- to-start-twice-daily-increasing-emissions/>.

[2] "GT PRO."Thermoflow Products - Combined Cycle. Thermoflow Inc., n.d. Web. 27 Jan. 2015. <http:// www.thermoflow.com/combinedcycle_GTP.html>.

[3] Kumar, N., P. Besuner, S. Lefton, D. Agan, and D. Hilleman. Power Plant Cycling Costs. Rep. no. NREL/SR-5500-55433. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory, 2012.

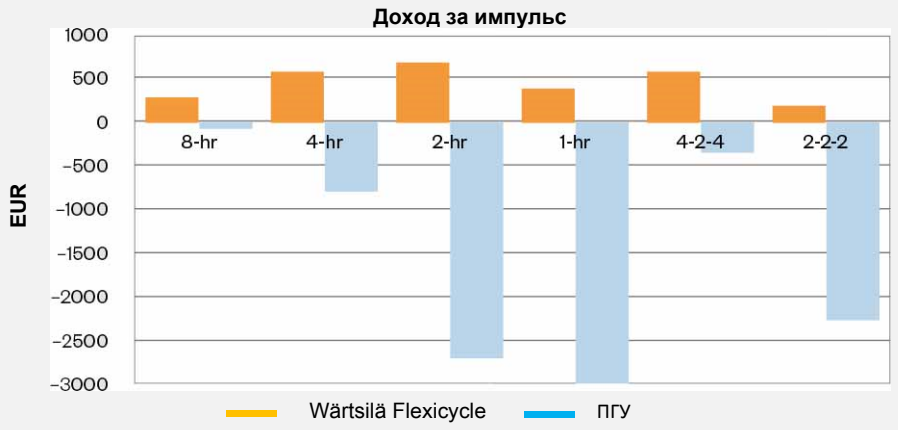



**Рис. 6 - Доход электростанции мощностью 200 МВт в импульсном режиме работы. Электростанция Wärtsilä Flexicycle рентабельна в широком диапазоне импульсных режимов работы, в то время как установка ПГУ нерентабельна.**

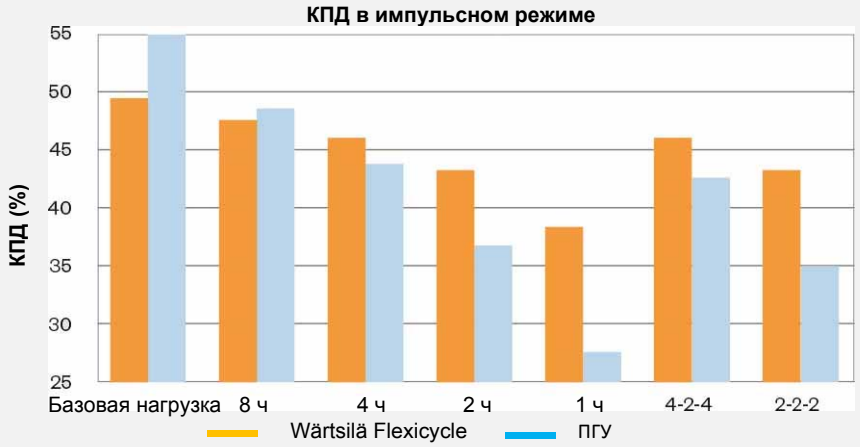



**Рис. 7 – КПД нетто в зависимости от длительности импульса для электростанции Wärtsilä Flexicycle и ПГУ. КПД электростанций Wärtsilä выше, чем у ПГУ в режиме работы с короткими импульсами.**

| Базовые показатели технологий | Электростанция Wärtsilä | ПГУ | Цены на электроэнергию и затраты на топливо | |
|---|---|---|---|---|
| КПД при полной нагрузке (%) | 45,7 (простой цикл)<br>49,7 (Flexicycle) | 55,0 | Импульс 1 ч | 75 EUR/МВт (эл.) |
| Время запуска (минуты) | 6 | 60 | Импульс 2 ч | 70 EUR/МВт (эл.) |
| Время остановки (минуты) | 2 | 30 | Импульс 4 ч | 65 EUR/МВт (эл.) |
| Расходы на эксплуатацию и техническое обслуживание (EUR/МВт) | 5 | 3 | Импульс 8 ч | 60 EUR/МВт (эл.) |
| Затраты на запуск (EUR/МВт) | 0 | 50 | Время между импульсами | 0 EUR/МВт (эл.) |
| Стоимость производства электроэнергии при базовой нагрузке (EUR/МВт) | 59,7 (простой цикл)<br>55,3 (Flexicycle) | 48,5 | Затраты на топливо | 25 EUR/МВт |

**Таблица 1 – Затраты, используемые для расчета денежного потока и дохода электростанции с номинальной мощностью 200 МВт, работающей в импульсном режиме.**