

Подготовка энергетических компаний к нестабильному производству электроэнергии

А.А. Троицкий – ООО «Турбомашины»

In brief

Preparing the utilities for the uncertainties in the electricity markets.

The decarbonisation targets of the EU and various other countries around the world are changing the electricity landscape.

Many transmission system operators and utilities are already facing increasing problems with balancing the intermittency of renewable energy sources.

Thermal generation is losing profitability due to reduced operating hours and lower electricity prices. Electricity market mechanisms are under development to cope with flexibility problems and EU is making efforts to create a single European energy market. Future availability and price of gas is hard to predict. It depends largely on the development of the LNG infrastructure and shale gas extraction. Coal may be faced with stricter emission penalties to offset its competitiveness. These uncertainties affect current choices of capacity expansion or replacement. This article highlights the role of gas and liquid fuel burning generation technologies, how they should be evaluated and how they fit in with other type of generation in this new changing landscape.

Thermal generation is losing profitability due to reduced operating hours and lower electricity prices. Electricity market mechanisms are under development to cope with flexibility problems and EU is making efforts to create a single European energy market. Future availability and price of gas is hard to predict. It depends largely on the development of the LNG infrastructure and shale gas extraction. Coal may be faced with stricter emission penalties to offset its competitiveness. These uncertainties affect current choices of capacity expansion or replacement. This article highlights the role of gas and liquid fuel burning generation technologies, how they should be evaluated and how they fit in with other type of generation in this new changing landscape.

Окончание статьи, начало в №4-2014 г.

Производство электроэнергии, основные особенности

В настоящее время на рынке доступно большое количество технологий по выработке электроэнергии. В статье приводится сравнение технических параметров газотурбинных и поршневых электростанций при использовании газа и дизельного топлива. Станции могут оснащаться дополнительными системами утилизации сбросного тепла с целью повышения электрического КПД за счет снижения гибкости оборудования.

При формировании парка оборудования для энергосистемы необходимо понимать, как она будет развиваться в перспективе. Традиционный вариант построения энергосистемы на базе крупных электростанций, работающих в базовом режиме, в настоящее время себя не оправдывает. Подтверждением этому являются энергосистемы с большим количеством станций на возобновляемых источниках энергии. Например, в Германии большие современные электростанции комбинированного цикла были закрыты по причине нерентабельности их работы.

Энергетические системы в настоящее время становятся более нестабильными. Электроэнергия не может быть эффективно сохранена, поэтому всегда в сети имеется определенное количество энергии, которую необходимо продать, передать потребителю или сохранить. Потребности в электроэнергии варьируются в течение дня, а также в зависимости от времени года. В связи с этим при разработке модели энергосистемы необходимо учитывать различные факторы, влияющие на эффективность ее работы.

Ниже, в табл. и на графиках, приведены основные особенности и технические параметры различного энергетического оборудования, которые должны учитываться при составлении технико-экономического обоснования и построения модели будущей энергосистемы.

Конфигурация и мощность электростанций

Перечень традиционных моделей электростанций приведен только в качестве примера – он может значительно отличаться в зависимости от конкретных требований заказчика.

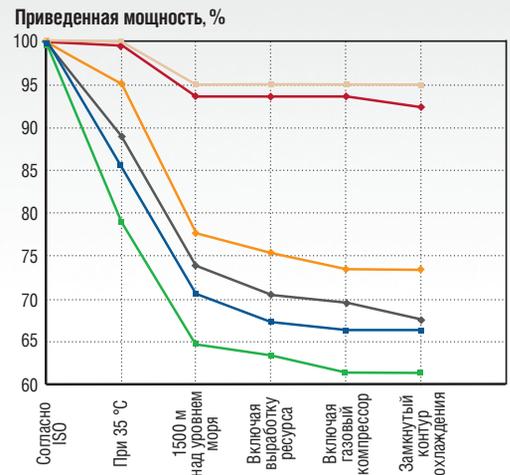
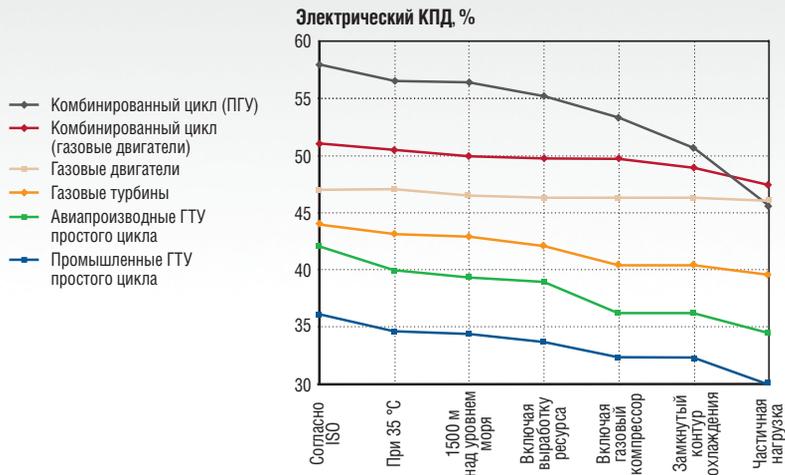
В табл. представлены стандартные электростанции на базе энергоблоков различного типа. Поскольку большинство станций состоит из нескольких энергоблоков, то более важно рассчитать общую мощность станции, а не отдельного энергоблока. При этом особое внимание, с точки зрения гибкости и готовности к работе, нужно обращать на преимущества многоагрегатных станций. Средняя мощность станции является основой для определения эксплуатационных параметров оборудования. Указаны виды топлива, которые могут использоваться.

Удельные затраты на строительство

Удельные затраты на строительство электростанции (евро/кВт) при $t=20\text{ }^{\circ}\text{C}$ и высоте на уровне моря (согласно ISO). Расходы включают стоимость оборудования, строительно-монтажных и пусконаладочных работ. В результате заказчик получает электростанцию, готовую вырабатывать электроэнергию в сеть. При этом исключена стоимость земли под площадку, затраты на разработку проекта и получение необходимых разрешений. Поскольку относительная стоимость станции зависит от ее мощности, в табл. даны три уровня цены. В зависимости от региона, где построена станция (с высокой или низкой стоимостью рабочей силы), расчетная стоимость станции отнесена к одному из трех уровней. Самый высокий уровень – когда станция небольшой мощности построена в регионе с высокой стоимостью рабочей силы, самый низкий – когда станция большой мощности построена в регионе с низкой стоимостью рабочей силы.

Коэффициент снижения мощности станции в зависимости от температуры воздуха ($20/35\text{ }^{\circ}\text{C}$). При повышении температуры воздуха мощность станции падает. При этом

| Табл. Технические параметры оборудования для составления ТЭО | | Двигатели внутреннего сгорания | | | | | | | | | | Газовые турбины | | | | Паросиловые установки (уголь) | | | | Гидро |
|--|---|--------------------------------|--------------------------------|----------------------|-------------------------------|-------------------------------------|------------------------------|------------------------------|--------------------------------------|------------------------------|-----------------|-----------------------------|-----------------------------|-----------------------------|-----------------------------|-------------------------------|-----------------------------|-----------------------------|-----------------------------|------------|
| | | Высоко-оборотные В Ж | 4-тактные Средне-оборотные В Г | Средне-оборотные В Ж | 2-тактные Низко-оборотные В Ж | Простой цикл Авиапро-изводные В Г/Ж | Промышленные Класс Е / F Г/Ж | Промышленные Класс Е / F Г/Ж | Комбинированный цикл Класс Е / F Г/Ж | Промышленные Класс Е / F Г/Ж | Докритичные Г/Ж | Угольные Сверхкритичные Г/Ж | Угольные Сверхкритичные Г/Ж | Угольные Сверхкритичные Г/Ж | Угольные Сверхкритичные Г/Ж | |
| Стоимость станции «под ключ» и показатели | Охлаждение: В – воздушное; Г – градирни | 0,3...4,0 | 4...20 | 4...20 | 5...70 | 5...60 | 30...400 | 30...400 | 30...400 | 30...400 | 30...400 | 30...400 | 30...400 | 30...400 | 30...400 | 30...400 | 30...400 | 30...400 | 30...400 | 30...400 |
| | Топливо: Г – газ; Ж – жидкое; Д – другие виды | 0,5...30 | 10...500 | 10...500 | 50...200 | 10...300 | 50...800 | 100...1500 | 100...1500 | 100...1500 | 100...1500 | 100...1500 | 100...1500 | 100...1500 | 100...1500 | 100...1500 | 100...1500 | 100...1500 | 100...1500 | 100...1500 |
| Стоймость станции «под ключ» и показатели | Мощность энергоблока, МВт | 500 | 900 | 1000 | 1200 | 900 | 800 | 1400 | 1600 | 1600 | 1600 | 1600 | 1600 | 1600 | 1600 | 1600 | 1600 | 1600 | 1600 | 1600 |
| | Мощность станции, МВт | п/а | 500 | 600 | 800 | 500 | 400 | 800 | 900 | 900 | 900 | 900 | 900 | 900 | 900 | 900 | 900 | 900 | 900 | 900 |
| Динамика работы станции | Стоймость станции «под ключ» и показатели | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | |
| | Снижение парам. при изменении температуры (ISO – 35 °С) | 0,88 | 0,95 | 0,88 | 0,88 | 0,83 | 0,82 | 0,88 | 0,83 | 0,83 | 0,83 | 0,83 | 0,83 | 0,83 | 0,83 | 0,83 | 0,83 | 0,83 | 0,83 | |
| Технические параметры оборудования для составления ТЭО | Снижение парам. в зависимости от высоты над уровнем моря (0...1500 м) | – | 0,5 / 1 | – | – | 5 / 0,965 | 3 / 0,985 | 3 / 0,99 | 3 / 0,99 | 3 / 0,99 | 3 / 0,99 | 3 / 0,99 | 3 / 0,99 | 3 / 0,99 | 3 / 0,99 | 3 / 0,99 | 3 / 0,99 | 3 / 0,99 | 3 / 0,99 | |
| | Паразитное влияние компрессора газа (сеть 1 МПа), давление впрыска / фактор снижения параметров | 1 | 1 | 1 | 1 | 0,98 | 0,96 | 0,95 | 0,95 | 0,95 | 0,95 | 0,95 | 0,95 | 0,95 | 0,95 | 0,95 | 0,95 | 0,95 | 0,95 | |
| Технические параметры оборудования для составления ТЭО | Фактор снижения мощности в процессе эксплуатации (4 года - 32000 ч) | <1 | 2 | 1 | 10 | >15 | >305 | >60 | >60 | >60 | >60 | >60 | >60 | >60 | >60 | >60 | >60 | >60 | >60 | |
| | Время синхронизации, мин | <1 | 1 | <1 | 5 | 5-10 | 15-30 | 10-20 | 10-20 | 10-20 | 10-20 | 10-20 | 10-20 | 10-20 | 10-20 | 10-20 | 10-20 | 10-20 | 10-20 | |
| Технические параметры оборудования для составления ТЭО | Время выхода на полную нагрузку, мин | 5 | 10 | 10 | 60 | >30 | >60 | >180 | >180 | >180 | >180 | >180 | >180 | >180 | >180 | >180 | >180 | >180 | >180 | |
| | Время выхода на полную нагрузку, мин | 2 | 5 | 2 | 30 | 10-20 | 15-30 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | |
| Технические параметры оборудования для составления ТЭО | Останов, мин | <1 | 1 | 1 | 5 | 5 | 5 | 15 | 15 | 15 | 15 | 15 | 15 | 15 | 15 | 15 | 15 | 15 | 15 | |
| | Прием нагрузки (миним.), мин | <1 | <1 | <1 | <1 | 10 | 30 | 240 | 240 | 240 | 240 | 240 | 240 | 240 | 240 | 240 | 240 | 240 | 240 | |
| Технические параметры оборудования для составления ТЭО | Сборос нагрузки (миним.), мин | <1 | 5 | <1 | <1 | 30 | 60 | 120 | 120 | 120 | 120 | 120 | 120 | 120 | 120 | 120 | 120 | 120 | 120 | |
| | Прием нагрузки (горячий резерв), % / мин | >100 | >100 | >100 | >2 | 50 | 20 | 5-10 | 5-10 | 5-10 | 5-10 | 5-10 | 5-10 | 5-10 | 5-10 | 5-10 | 5-10 | 5-10 | | |
| Технические параметры оборудования для составления ТЭО | Сборос нагрузки, % / мин | >100 | >100 | >100 | >25 | >100 | >50 | >30 | >30 | >30 | >30 | >30 | >30 | >30 | >30 | >30 | >30 | >30 | | |
| | Готовность энергоблока / станции (90 % мощности), % | 85 / 93 | 94 / 98,5 | 94 / 98,5 | 96 / 99,8 | 92 / 98 | 92 / 98 | 92 / 98 | 92 / 98 | 92 / 98 | 92 / 98 | 92 / 98 | 92 / 98 | 92 / 98 | 92 / 98 | 92 / 98 | 92 / 98 | 92 / 98 | | |
| Технические параметры оборудования для составления ТЭО | Надежность энергоблока / станции, % | 98 / 99,5 | 98 / 99,5 | 98 / 99,5 | 96 / 99,8 | 92 / 98 | 92 / 98 | 92 / 98 | 92 / 98 | 92 / 98 | 92 / 98 | 92 / 98 | 92 / 98 | 92 / 98 | 92 / 98 | 92 / 98 | 92 / 98 | 92 / 98 | | |
| | Максим. коэффициент нагрузки (t = 15...40 °С) | 0,85 | 0,94 | 0,94 | 0,95 | 0,82 | 0,83 | 0,85 | 0,82 | 0,82 | 0,82 | 0,82 | 0,82 | 0,82 | 0,82 | 0,82 | 0,82 | 0,82 | | |
| Технические параметры оборудования для составления ТЭО | Электрический КПД станции (20 °С, на уровне моря) при нагрузке: | 40 | 47 | 46 | 49 | 42 | 36 | 54 | 58 | 58 | 58 | 58 | 58 | 58 | 58 | 58 | 58 | 58 | | |
| | - 100 % | 40 | 47 | 46 | 50 | 38 | 32 | 51 | 55 | 55 | 55 | 55 | 55 | 55 | 55 | 55 | 55 | 55 | | |
| Технические параметры оборудования для составления ТЭО | - 75 % | 40 | 47 | 46 | 49 | 35 | 27 | 46 | 49 | 49 | 49 | 49 | 49 | 49 | 49 | 49 | 49 | 49 | | |
| | - 50 % | 39 | 46 | 45 | 46 | 28 | 20 | 38 | 41 | 41 | 41 | 41 | 41 | 41 | 41 | 41 | 41 | 41 | | |
| Технические параметры оборудования для составления ТЭО | - 25 % | 38 | 44 | 44 | 30 | – | <20 | <20 | <20 | <20 | <20 | <20 | <20 | <20 | <20 | <20 | <20 | <20 | | |
| | Электрический КПД станции (цикл импульсной нагрузки 1 ч) | – | 0,5 / 1 | – | – | 5 / 0,93 | 3 / 0,96 | 3 / 0,965 | 3 / 0,965 | 3 / 0,965 | 3 / 0,965 | 3 / 0,965 | 3 / 0,965 | 3 / 0,965 | 3 / 0,965 | 3 / 0,965 | 3 / 0,965 | 3 / 0,965 | | |
| Технические параметры оборудования для составления ТЭО | Давление впрыска (сеть 1 МПа), МПа / КПД | 0,995 | 1 | 0,995 | 0,995 | 0,95 | 0,95 | 0,975 | 0,975 | 0,975 | 0,975 | 0,975 | 0,975 | 0,975 | 0,975 | 0,975 | 0,975 | 0,975 | | |
| | Снижение парам. при изменении температуры (> 35 °С) | 0,99 | 0,99 | 0,99 | 0,99 | 0,985 | 0,99 | 0,995 | 0,995 | 0,995 | 0,995 | 0,995 | 0,995 | 0,995 | 0,995 | 0,995 | 0,995 | 0,995 | | |
| Технические параметры оборудования для составления ТЭО | Снижение парам. в зависим. от высоты над уровнем моря (> 1500 м) | 0,98 | 0,995 | 0,99 | 0,99 | 0,99 | 0,98 | 0,98 | 0,98 | 0,98 | 0,98 | 0,98 | 0,98 | 0,98 | 0,98 | 0,98 | 0,98 | 0,98 | | |
| | Фактор снижения КПД в процессе эксплуатации (4 года - 32000 ч) | 0,7 | 0,25 | 0,4 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | |
| Технические параметры оборудования для составления ТЭО | Расход смазочных материалов, г/кВт-ч | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | |
| | Расход воды, г/кВт-ч | <1 | <1 | <1 | <1 | 15 | 100 | 30 | 30 | 30 | 30 | 30 | 30 | 30 | 30 | 30 | 30 | 30 | | |
| Технические параметры оборудования для составления ТЭО | Стоимость пуска энергоблока (основная сеть-топливо), евро/МВт/пуск | 6-10 | 3-5 | 3-5 | 2-4 | 3-5 | 4-6 | 3-5 | 3-5 | 3-5 | 3-5 | 3-5 | 3-5 | 3-5 | 3-5 | 3-5 | 3-5 | 3-5 | | |
| | Защиты на эксплуатацию и обслуживание | 30 | 20 | 30 | 30 | 20 | 20 | 25 | 25 | 25 | 25 | 25 | 25 | 25 | 25 | 25 | 25 | 25 | | |
| Технические параметры оборудования для составления ТЭО | перемные, евро/кВт | 4-8 | 8-16 | 10-16 | 14-30 | 12-18 | 10-24 | 18-36 | 18-36 | 18-36 | 18-36 | 18-36 | 18-36 | 18-36 | 18-36 | 18-36 | 18-36 | 18-36 | | |
| | - фиксированные, евро/кВт-ч | 10 | 30 | 30 | 30 | 30 | 30 | 30 | 30 | 30 | 30 | 30 | 30 | 30 | 30 | 30 | 30 | 30 | | |
| Технические параметры оборудования для составления ТЭО | Срок строительства станции, мес. | 24-48 | 12-44 | 12-44 | 12-44 | 12-44 | 12-44 | 12-44 | 12-44 | 12-44 | 12-44 | 12-44 | 12-44 | 12-44 | 12-44 | 12-44 | 12-44 | 12-44 | | |
| | Срок службы станции, лет | 80 | 50 | 50 | 50 | 50 | 50 | 50 | 50 | 50 | 50 | 50 | 50 | 50 | 50 | 50 | 50 | 50 | | |



для определения реальных затрат удельные затраты, согласно ISO, необходимо разделить на коэффициент снижения мощности (рис. 4а).

Коэффициент снижения мощности станции в зависимости от высоты над уровнем моря (0...1500 м). При увеличении высоты над уровнем моря мощность станций снижается из-за снижения плотности воздуха. Для определения реальных затрат удельные затраты нужно разделить на коэффициент снижения мощности (рис. 4б).

Коэффициент снижения мощности в процессе эксплуатации. Снижение мощности оборудования происходит в среднем через 4 года (32 000 часов) эксплуатации. В конце этого периода показатель мощности самый низкий. После капитального ремонта, при котором заменяются основные компоненты системы сгорания топлива, параметры восстанавливаются до номинальных значений. При подготовке ТЭО долгосрочных проектов необходимо учитывать данный фактор.

Динамика энергоблока

Время с момента пуска до синхронизации с сетью – этот параметр показывает, сколько требуется времени с момента пуска двигателя до начала выдачи электроэнергии в сеть. *Время с момента пуска до выхода на полную мощность* – сколько требуется времени с момента пуска двигателя до выхода на полную мощность.

Холодное и горячее состояние двигателя. Холодное состояние включает сутки после полного останова при температуре окружающего воздуха 30...50 °С, горячее – энергоблок находится в нерабочем состоянии менее 8 часов или при подогреве при температуре 50...70 °С.

Время останова – это время, необходимое для полного останова двигателя. Процесс включает постепенный сброс нагрузки, отсоединение от сети, останов двигателя, прекращение подачи топлива.

Минимальный срок службы – в течение какого времени двигатель может надежно работать с момента пуска и до полного останова. *Минимальное время простоя* – включает минимальное необходимое время между остановами двигателя и следующим пуском.

Максимальный прием/сброс нагрузки – отражает максимальную величину приема / сброса от номинальной мощности двигателя. *Минимальная нагрузка* – допустимая нагрузка, при которой двигатель может работать с КПД 90 % от номинального значения. Многоагрегатные станции могут работать с низкой нагрузкой без существенного снижения КПД за счет отключения отдельных энергоблоков.

Готовность к работе и надежность

Для каждого энергоблока показатели готовности к работе и надежности определяются как процентное отношение в соответствии с приведенными ниже формулами:

$$\begin{aligned} \text{Готовность к работе (АН)} &= \frac{АН_h}{РН_h} = \\ &= \frac{РН_h - РОН_h - МОН_h - FON_h}{РН_h} \leq 1; \end{aligned}$$

$$\text{Коэффициент аварийного простоя} = \frac{FON_h}{РН_h};$$

$$\begin{aligned} \text{Надежность} &= \\ &= (1 - \text{коэффициент аварийного простоя}) \cong \\ &\cong \frac{РН_h - РОН_h - МОН_h - FON_h}{РН_h} \leq 1, \end{aligned}$$

где $РН_h$ – общее время рабочих часов (стандартно 8760 ч/год);

$РОН_h$ – запланированный простой: время, необходимое на техническое обслуживание;

$МОН_h$ – отключение на техобслуживание: простой в связи с его ожиданием;

FON_h – вынужденное (аварийное) отключение: простой в связи с аварийным отключением или внеплановым техобслуживанием.

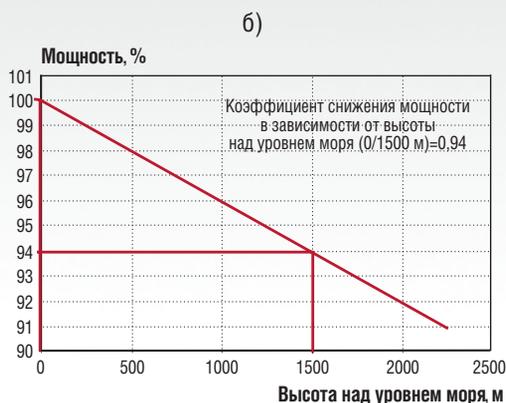
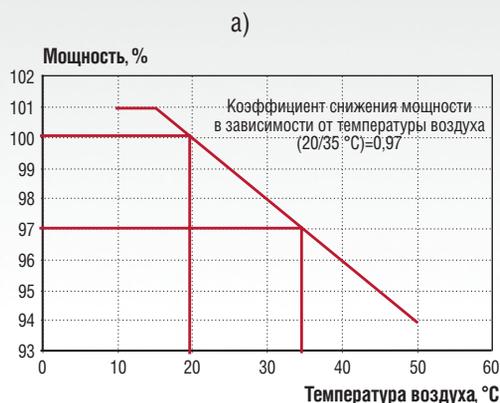


Рис. 4. Влияние температуры окружающего воздуха (а) и высоты над уровнем моря (б) на мощность станции

Готовность к работе и надежность оборудования может быть определена также в отношении количества выработанной энергии. Однако время эксплуатации является наиболее приемлемым параметром при определении надежности энергоблока. Если определять готовность к работе и надежность через количество выработанной энергии (время \times мощность), необходимо учитывать дополнительные факторы: снижение мощности в связи с изменением атмосферных условий, реальную потребность в электроэнергии в сети, возможность диспетчеризации и т.д.

Еще одним параметром для определения надежности станции является время, в течение которого она может эффективно работать при нагрузке 90 % от номинальной. При такой нагрузке станция способна обеспечивать стабильную выработку электроэнергии на всех режимах. Данный параметр показывает преимущество многоагрегатных электростанций. В этом случае останов одного агрегата из десяти никак не повлияет на надежность работы станции в целом, поскольку остальные агрегаты смогут вырабатывать 90 % номинальной мощности.

Максимальный коэффициент использования мощности

Коэффициент использования мощности (КИМ) – это отношение реальной мощности станции (с учетом ее снижения в процессе эксплуатации, запланированные и вынужденные остановки оборудования) к номинальной мощности (по ISO) за определенный промежуток времени. Вычитая время запланированных и вынужденных простоев оборудования, получаем готовность станции к эксплуатации. Убрав затем количество энергии, полученное при снижении мощности в связи с изменением атмосферных условий, получим максимальный коэффициент использования мощности. Он показывает, что оборудование всегда было в эксплуатации и никогда не находилось в резервном режиме. Это самый высокий пока-

затель использования мощности, который теоретически может быть достигнут.

$$КИМ = \frac{A(MBm \cdot ч)}{Y(MBm \cdot ч)} = \frac{Y - I - D - B}{Y} = \frac{(PH_h - POH_h - MOH_h - FOH_h) \times \text{реальн. мощн.}}{PH_h \times \text{Nom ISO cap.}} \leq 1,$$

где A – общее количество выработанной энергии;

Y – общее количество энергии, которое может быть выработано согласно ISO;

$PH_h \times \text{Nom ISO cap.}$ – общее количество энергии, которую можно получить при номинальной мощности (ISO) при работе 8760 часов в год.

Тепловая мощность / электрический КПД

Электрический КПД при $t=20^\circ\text{C}$ и высоте на уровне моря (средние условия ISO). Это общий электрический КПД станции при низкой теплотворной способности топлива при различных нагрузках. В многоагрегатных электростанциях могут быть остановлены несколько агрегатов, а остальные будут работать при полной нагрузке. Это позволит избежать снижения КПД при частичных нагрузках. Такой режим эксплуатации называется эффективным.

Снижение КПД в зависимости от изменения температуры воздуха ($20/35^\circ\text{C}$). При повышении температуры КПД большинства энергоблоков снижается. При этом для определения действительной эффективности в месте



Рис. 5. Снижение мощности электростанции в зависимости от наработки

эксплуатации при температуре 35 °С необходимо КПД по ISO разделить на коэффициент его снижения. Коэффициент снижения КПД определяется так же, как и коэффициент снижения мощности (рис. 4а).

Коэффициент снижения КПД станции в зависимости от высоты над уровнем моря (0...1500 м). При увеличении высоты эффективность станции снижается из-за снижения плотности воздуха. Для определения реального КПД в месте эксплуатации необходимо показатель КПД по ISO разделить на коэффициент снижения КПД (рис. 4б).

Коэффициент снижения КПД в процессе эксплуатации. Показывает среднее снижение эффективности в процессе эксплуатации в течение 4 лет (32 000 ч). При капитальном ремонте энергоблока основные компоненты горячей проточной части заменяются, показатель КПД возвращается на номинальный уровень. При разработке долгосрочных проектов этот параметр необходимо учитывать, чтобы рассчитать уровень использования топлива. Коэффициент снижения КПД определяется так же, как и коэффициент снижения мощности в процессе эксплуатации (рис. 5).

КПД при работе в прерывистом режиме (цикл 1 час). Многие станции в энергосистеме должны обеспечить определенное количество остановов и пусков в течение недели или даже в течение дня. Уровень КПД при полной нагрузке в этом случае является непоказательным – наиболее важен параметр, определяющий средний КПД при циклической работе (1 час). Его необходимо использовать при

проектировании электростанций, которые будут работать в циклическом режиме с частыми пусками и остановами (рис. 6). Значение данного показателя необходимо также умножить на коэффициенты снижения КПД в зависимости от температуры окружающего воздуха, высоты над уровнем моря и снижения эффективности в процессе эксплуатации.

Эксплуатация, техническое обслуживание и расходные материалы

Расход смазочных материалов. Некоторые электростанции не расходуют смазочные материалы в процессе стабильной работы в базовом режиме, однако при этом необходима регулярная замена масла.

Потребление воды. Количество воды, которое расходуется каждым видом оборудования, зависит в основном от типа системы охлаждения. Если энергоблоки оснащены системой охлаждения замкнутого цикла или воздушной системой охлаждения, расход воды минимальный. Для систем охлаждения на базе градирен расход воды значительно больше.

Переменные расходы на эксплуатацию и техническое обслуживание (евро/кВт). К ним относятся расходы, которые появляются только в процессе эксплуатации оборудования. Приведенные цифры рассчитаны на период 10 лет (64 000 ч). Они включают расходы на все запасные части для основного и вспомогательного оборудования в соответствии с графиками техобслуживания, а также на персонал для проведения обслуживания.

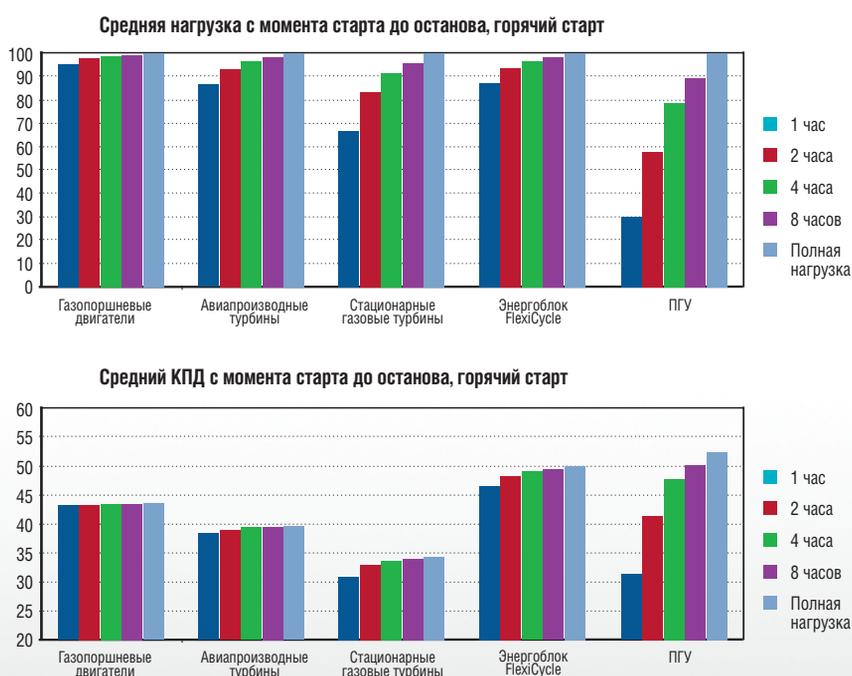
Из переменных расходов исключены:

- таможенные пошлины, транспортные расходы;
- расходные материалы (вода, химикаты и смазочные материалы);
- возможное незапланированное ТО основного и вспомогательного оборудования;
- анализы масла, воды, топлива;
- средства обеспечения безопасности.

Фиксированные расходы на эксплуатацию и техническое обслуживание (евро/кВт·ч). Они часто не зависят от того, работает электростанция или нет, рассчитаны в течение года. Фиксированные расходы включают затраты:

- на эксплуатирующий персонал, его подготовку;
- на планирование эксплуатации, координацию поставок запасных частей, станционные системы безопасности;
- на контрактное техническое обслуживание (если имеется);
- на регулярное инспектирование оборудования и мелкие текущие ремонты;
- на офисное оборудование; обслуживание и уборку помещений и т.д.

Рис. 6. Среднее значение нагрузки и КПД при циклической работе электростанций



Данные расходы исключают:

- страхование ответственности работодателя;
- интернет, телефонные переговоры;
- транспорт, технические средства защиты и инструменты;
- повышение квалификации персонала;
- мониторинг экологической ситуации;
- налоги и аудит.

Затраты на пуск энергоблока (евро/МВт/старт). При каждом пуске станции расходуется топливо для запуска, синхронизации станции с сетью и выхода на номинальную мощность. Чем дольше этот процесс, тем выше затраты. Более того, для некоторых типов электростанций увеличивается износ компонентов при каждом пуске в связи с возникновением механических и тепловых нагрузок на переходных режимах. Чем быстрее происходит запуск и рост температуры, тем выше нагрузки и износ оборудования, что приводит к сокращению срока его службы. Особенно чувствительны к данным процессам газотурбинные установки. Для них используется термин ЕОН (Equivalent Operating Hours – эквивалентные часы эксплуатации). Он применяется для перевода времени каждого пуска в количество часов при стабильной работе в базовом режиме. Затраты на пуск (табл.) включают примерную стоимость ранее замененных компонентов и топлива, расходуемого в процессе пуска.

Другие параметры

Стандартный срок строительства станции. Время строительства рассчитывается с момента, когда получены все разрешения и генподрядчик получает доступ на площадку.

Срок службы станции. Количество времени, в течение которого оборудование

вырабатывает свой ресурс, зависит от таких факторов, как гарантии производителя оборудования, доступность топлива, природоохранное законодательство.

Затраты на технологии. Данный параметр показывает, как изменялись затраты на технологии в течение прошлых лет, а также прогноз того, как они будут меняться в ближайшем будущем.

Заключение

Энергетический рынок меняется, потребление электроэнергии стремительно растет и становится все более цикличным. В составе энергосистем появляется все большее количество электростанций, работающих на возобновляемых источниках, с нестабильной выработкой электроэнергии. Операторы энергосистем должны поддерживать баланс в сетях, а также определять оптимальные пути для инвестиций. Ситуация усугубляется также тем, что разрабатываются новые механизмы регулирования рынка для обеспечения более гибкого производства электроэнергии. Растет участие государства в регулировании энергетических рынков. В связи с этим подходы к выбору оборудования существенно изменились. Особое внимание при этом должно уделяться его эксплуатационной гибкости.

В статье дано более широкое понимание технических параметров оборудования, которые используются для подготовки технико-экономического обоснования и составления планов развития. **TD**

Статья подготовлена по материалам доклада, представленного на конференции PowerGen Europe' 2014, г. Кельн (Германия), с согласия компании PennWell

Самый полный массив данных в России

- Контракты и реализованные проекты
- Изготовители двигателей и генераторных установок
- Дилеры, поставщики оборудования
- Инжиниринговые и проектные организации
- Представительства зарубежных компаний

Подробности на сайте www.turbine-diesel.ru



ОБЗОРЫ РЫНКА

энергетического оборудования

РЕКЛАМА