
УДК 621.181

Е.В. БОГДАН, аспирант (БНТУ)
Научный руководитель Н.Б. КАРНИЦКИЙ, д.т.н., профессор (БНТУ)
г. Минск

**ОЦЕНКА ИЗМЕНЕНИЯ МЕЖИНСПЕКЦИОННОГО ПЕРИОДА
ПАРОГАЗОВЫХ ЭНЕРГОБЛОКОВ ПРИ РАБОТЕ В РЕЖИМАХ
ЧАСТЫХ ПУСКО-ОСТАНОВОВ**

Ввод энергоблоков Белорусской атомной электростанции вытеснит из базовой части графика электрических нагрузок порядка 2400 МВт. Прогнозные суточные графики электрических нагрузок на 2025 год с учетом ввода и выхода на проектные мощности Белорусской АЭС в отопительный и межотопительный периоды показывают, что из всей суммарной электрической мощности ТЭЦ, для которых базовый режим работы в зимний период является естественным, только половина может рассчитывать на работу в базовой части суточного графика электрической нагрузки энергосистемы, а другая половина должна быть переведена в маневренный полупиковый режим с ежесуточной разгрузкой отборов теплофикационных турбин непосредственно на котлы ТЭЦ или другие теплоисточники [1]. Для остающихся в работе конденсационных энергоблоков в зимний период наиболее характерным явится пиковый режим, что требует оценки возможности работы в подобных режимах и при необходимости соответствующей доработки их технических схем.

Ввиду низких маневренных характеристик, а также физического и морального износа оборудования традиционных паротурбинных ТЭС, возможность обеспечения отпуска электроэнергии для покрытия пиков и компенсации провалов графика электрических нагрузок паротурбинными установками сильно ограничена. Более целесообразным видится использование высокоманевренных парогазовых установок для выполнения переменного суточного графика электрических нагрузок. Оценим работу парогазового энергоблока в требуемом пиковом режиме – зададимся режимом работы энергоблока в течение 2 часов на номинальной нагрузке с ежедневным пуском.

Рассмотрим изменение межинспекционного периода на примере конкретного установленного оборудования энергосистемы:

- энергоблок ПГУ-399,6 МВт ст. №2 филиала ТЭЦ-5 РУП «Минскэнерго»;
- энергоблок ПГУ-427 МВт ст. №7 филиала «Березовская ГРЭС» РУП «Брестэнерго».

1. Энергоблок ПГУ-399,6 МВт

**IV Всероссийская молодежная
научно-практическая конференция «ЭНЕРГОСТАРТ»
18-20 ноября 2021 года**

113-2

В состав ПГУ-399,6 МВт ТЭЦ-5 входит следующее основное тепломеханическое оборудование:

1) Газовая турбина «M701F» с камерой сгорания сухого типа (DLN) производства DONGFANG ELECTRIC GROUPE (КНР) по лицензии MITSUBISHI HEAVY INDUSTRIES LTD (Япония);

2) Котел-утилизатор типа «DG284/10.51/40/3.62/49/0.49-M104» горизонтальной компоновки с естественной циркуляцией, имеющий три парогенерирующих контура (высокого, среднего и низкого давления) с промежуточным пароперегревателем. Произведен КУ - DONGFANG BOILER GROUPE CO. LTD, BABCOCK-HITACHI DONGFANG BOILER CO. LTD (входит в состав DONGFANG ELECTRIC GROUPE) - КНР; по проекту и под руководством компании СМИ (Бельгия).

3) Одновальная двухцилиндровая паровая турбина «TC2F-35,4» конденсационного типа, состоящая из ЦВД, ЦСД и двухпоточного ЦНД производства DONGFANG ELECTRIC GROUPE (КНР) по лицензии компании Мицубиси.

По мере работы ПГУ в связи с образованием отложений на поверхности лопаток компрессора, увеличением зазоров, деформацией и другими факторами технические характеристики ПГУ постепенно ухудшаются. Для восстановления показателей работы ПГУ в соответствии с контрактом на долгосрочное обслуживание газовой турбины проводятся С-инспекции по мере выработки межремонтного ресурса. Многофакторная система исчисления при определении наработки учитывает основные особенности эксплуатации конкретной машины. Согласно программе функциональных проверок энергоблока ПГУ ст. №2 Минской ТЭЦ-5 РБ LNDK (ООО Ляонинская электросила Дунко) значение эквивалентных рабочих часов определяется по следующей формуле:

$$H_0 = (AOH + A \cdot E) \cdot F \quad (1)$$

где H_0 – эквивалентные рабочие часы, ч;

AOH – (Actually Operate Hours) фактические рабочие часы, ч;

A – эквивалентный поправочный коэффициент, учитывающий число нормальных остановов при снижении нагрузки, нормальном отключении и ускоренном изменении нагрузки. Для высокотемпературных деталей ГТУ при работе на газообразном топливе $A=15$;

E – параметр, учитывающий количество фактических случаев снижения, отключения и ускоренного изменения нагрузки, связан с эквивалентным числом нормальных остановов.;

F – топливный коэффициент. При использовании газообразного топлива: $F1=1$; жидкого и смешанного топлива: $F2=1,25$. Смешанное топливо представляет собой смесь из газообразного и жидкого топлива.

Параметр E , учитывающий количество фактических случаев снижения, отключения и ускоренного изменения нагрузки определяется по формуле 2:

$$E = N + \sum_{i=1}^B (LR_i) + \sum_{i=1}^C (T_i) + \sum_{i=1}^D (LC_i) \quad (2)$$

где N – фактическое число нормальных остановов;

B – фактическое количество случаев снижения нагрузки;

LR_i – поправочный коэффициент учета снижения нагрузки;

C – фактическое количество случаев отключений;

T_i – поправочный коэффициент учета количества отключений;

D – фактическое количество случаев ускоренных изменений нагрузки;

LC_i – поправочный коэффициент учета количества ускоренных изменений нагрузки.

Примечание: один полный цикл работы ГТУ состоит из одного нормального останова и одного последующего пуска ГТУ. Либо один полный цикл работы включает в себя одно отключение и один последующий пуск установки.

Зададимся отсутствием нарушений критериев надежности и отклонений режимов пуска (останова) от графика. Тогда для выбранного режима эксплуатации с ежедневным пуском согласно (2):

$$E = N = 365$$

Значение ЭРЧ определяется по формуле (1):

$$H_0 = (AOH + A \cdot E) \cdot F = (365 \cdot 5 + 15 \cdot 365) \cdot 1 = 7300 \text{ ч}$$

Таким образом имеет место сокращение межремонтного периода для выбранного режима эксплуатации ПГУ вследствие увеличения средней наработки в эквивалентных часах на 10-15% в сравнении с проектными показателями, что увеличит стоимость затрат на ремонтно-техническое обслуживание оборудования за период эксплуатации.

2. Энергоблок ПГУ-427 МВт

Энергоблок ПГУ-427 Березовской ГРЭС включает следующее основное оборудование:

1) Энергетическая газовая турбина — один комплект SGT5 4000F (производства «Siemens» Германия / Shanghai Electric Group Co., Ltd) со вспомогательными системами.

IV Всероссийская молодежная
научно-практическая конференция «ЭНЕРГОСТАРТ»
18-20 ноября 2021 года

113-4

2) Утилизационная котельная установка для поставляемой ГТУ – один котел-утилизатор NG-54000F-R (производства «Hangzhou Boiler Group Co., Ltd») со вспомогательными системами.

3) Паровая конденсационная турбина – один комплект N141-563/551 (производства фирмы «Shanghai Electric Group Co.Ltd») со вспомогательными системами.

Парогазовый блок ст. №7 ПГУ-427 МВт смонтирован «под ключ» китайской корпорацией СМЕС. В состав энергоблока входят газовая турбина SGT5-4000F производства фирмы «Siemens» мощностью 286 МВт. Особенностью турбин шведского производства при определении ресурса до ближайшего ремонта является использование многофакторного исчисления наработки. Данная система исчисления учитывает следующие основные особенности эксплуатации конкретной машины:

- качество топлива. Так, при работе только на чистом природном газе коэффициент, корректирующий фактическую наработку, ставится существенно меньше, чем при использовании жидкого топлива. Низкокалорийный газ, наоборот, увеличивает данный множитель;

- процент нагрузки: чем ниже режим, тем меньше коэффициент;
- количество пусков в год. Большее количество пусков/остановов увеличивает эквивалентные часы, меньшее – сокращает.

Значение эквивалентных рабочих часов определяется по формуле:

$$H_0 = \sum (C_x \cdot C_f \cdot H + 5 \cdot N_0) \quad (3)$$

где H_0 – эквивалентные часы наработки, ч;

C_x – коэффициент нагрузки. $C_x = 1 \dots 2,5$ в зависимости от режима эксплуатации. Для полного цикла снижения нагрузки $C_x = 2,5$;

C_f – коэффициент топлива:

$C_f = 1,0$ для природного газа в соответствии с GTI X241010;

$C_f = 1,5$ для жидкого газа в соответствии с GTI X242004;

H – фактические часы наработки;

N_0 – эквивалентное количество пусков.

Расчетный параметр N_0 , учитывающий количество фактических случаев снижения, отключения и ускоренного изменения нагрузки определяется по формуле 4:

$$N_0 = \sum (C_n \cdot N) \quad (4)$$

где N_0 – эквивалентное количество пусков;

C_n – коэффициент пусков;

$C_n = 0$ нормальный пуск – прерывание пуска при $T_g < 300^\circ C$;

$C_n = 1$ нормальный пуск – нормальный останов;

$C_n = 10$ нормальный пуск – 50-100% нагрузки – аварийный останов;

IV Всероссийская молодежная
научно-практическая конференция «ЭНЕРГОСТАРТ»
18-20 ноября 2021 года

113-5

$C_n = 10$ нормальный пуск – 50-100% нагрузки – останов 30 секунд;
 $C_n = 5$ нормальный пуск – 50-100% нагрузки – останов 90 секунд.

Примечание: один полный цикл работы ГТУ состоит из одного нормального останова и одного последующего пуска ГТУ. Либо один полный цикл работы включает в себя одно отключение и один последующий пуск установки.

Зададимся отсутствием нарушений критериев надежности и отклонений режимов пуска (останова) от графика. Тогда для выбранного режима эксплуатации с ежедневным пуском согласно (4):

$$N_0 = N = 365$$

Значение ЭРЧ определяется по формуле (3):

$$H_0 = \sum (C_x \cdot C_f \cdot H + 5 \cdot N_0) = 2,5 \cdot 1 \cdot 1825 + 5 \cdot 365 = 6387,5 \text{ ч}$$

Таким образом имеет место сокращение межремонтного периода для выбранного режима эксплуатации ПГУ вследствие увеличения средней наработки в эквивалентных часах на 5-10% в сравнении с проектными показателями.

Выводы

Пуско-остановочные режимы увеличивают эквивалентное число работы ГТУ, уменьшают ресурс и межремонтный интервал оборудования, что увеличит стоимость затрат на ремонтно-техническое обслуживание энергоустановок за период эксплуатации. Следует учитывать, что выбранный режим эксплуатации сложен, а при выборе поправочных коэффициентов для расчета эквивалентных часов работы не учитывались случаи нарушения критериев надежности и отклонения режимов пуска (останова) от графика. В настоящее время режимы останова ПГУ в резерв на ночное время не отработаны и не используются в эксплуатации. Однако с технической точки зрения применение таких режимов на ПГУ для прохожденияочных провалов нагрузки в энергосистеме возможно.

Список литературы:

1. Богдан, Е. В. К вопросу регулирования суточного графика электрических нагрузок после ввода в эксплуатацию белорусской АЭС = Regarding the issue of regulating the daily schedule of electric loads after commissioning of the belarusian NPP / Е. В. Богдан, Н. Б. Карницкий // Энергетика Беларуси-2021 [Электронный ресурс] : материалы Республиканской научно-практической конференции, 26 мая 2021 г. / сост. И. Н. Прокопеня. – Минск : БНТУ, 2021. – С. 175-180.

Информация об авторах:

**IV Всероссийская молодежная
научно-практическая конференция «ЭНЕРГОСТАРТ»
18-20 ноября 2021 года**

113-6

Богдан Елена Валерьевна, аспирант, БНТУ, 220013, г.Минск, пр-т
Независимости, 65, elenabohdan95@gmail.com

Карницкий Николай Борисович, д.т.н., профессор, БНТУ, 220013, пр-
т Независимости, 65, tes_bntu@tut.by