

УДК 002.304

*Султанов М.М., доктор технических наук, доцент
доцент кафедры «Теплоэнергетика и теплотехника»*

Московский энергетический институт

Россия, г. Волжский

Заборовский Ярослав Геннадьевич,

студент

6 курс, факультет «Теплоэнергетика и теплотехника»

Научно исследовательский институт МЭИ

Россия, г. Волжский

yaxio@yandex.ru

ЭФФЕКТИВНОСТЬ РАБОТЫ ПАРОГАЗОВЫХ ТЭС ПРИ ПЕРЕМЕННЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗКАХ С УЧЕТОМ ИЗНОСА ОБОРУДОВАНИЯ

***Аннотация:** Исследована экономическая эффективность привлечения ТЭС для покрытия переменной зоны суточных графиков электрических нагрузок. Выполнена оценка ресурсных и экономических показателей работы парогазовых ТЭС на примере ПГУ-450Т с учетом износа оборудования при различных режимах работы в суточном и недельном разрезах и различном составе работающего оборудования, и определены оптимальные режимы нагрузки.*

***Ключевые слова:** парогазовая установка, переменная нагрузка.*

Sultanov M.M.,

Doctor of Technical Sciences, Associate

Professor, Associate Professor of the Department of Thermal Power

Engineering and Heat Engineering,

Moscow Power Engineering Institute

Russia, Volzhsky city
Zaborovsky Yaroslav Gennadievich,
student
6th year, Faculty of Thermal Power Engineering and Heat
Engineering, MEI Research Institute
Russia, Volzhsky city
[*yaxio@yandex.ru*](mailto:yaxio@yandex.ru)

EFFICIENCY OF COMBINED-CYCLE THERMAL POWER PLANTS UNDER VARIABLE ELECTRICAL LOADS, TAKING INTO ACCOUNT EQUIPMENT WEAR

***Annotation:** The economic efficiency of attracting thermal power plants to cover the variable zone of daily electrical load schedules has been studied. The resource and economic indicators of the operation of combined-cycle thermal power plants have been assessed using the example of PGU-450T, taking into account the wear and tear of equipment under various operating modes in daily and weekly sections and various compositions of the operating equipment.*

***Keywords:** combined-cycle plant, variable load.*

Одной из важных задач развития и функционирования генерирующих мощностей является участие их в регулировании графика электрической нагрузки энергосистем, надежное и эффективное обеспечение потребности в электрической и тепловой энергии. Неравномерность суточных графиков электрических нагрузок, планируемое существенное увеличение доли маломаневренных АЭС и недостаток пиковых мощностей в энергосистемах вызывает необходимость привлечения тепловых электростанций и, в частности ТЭС, для покрытия переменных графиков электрических нагрузок. Теплоэлектроцентрали работают, в основном, по тепловому графику в базовой зоне суточного графика электрической нагрузки. Их участие в регулировании

электрической нагрузки различных энергосистем незначительно, в среднем по ЕЭС составляет около 14% номинальной нагрузки. В то же время, доля мощности ТЭС в структуре генерирующих мощностей страны составляет 30%.

В настоящее время повышение маневренности ТЭС возможно благодаря применению парогазовых установок (ПГУ) с котлами-утилизаторами (КУ), для которых свойственны высокая экономичность и характеристики маневренности, значительно превосходящие аналогичные показатели паросиловых энергоблоков. Наиболее применяемыми на данный момент и востребованными в ближайшем будущем являются ПГУ с паровыми турбинами мощностью 60–150 МВт, хорошо сочетающиеся с различными газотурбинными установками (ГТУ) в одно- и моговальных тепловых схемах (с одной или несколькими (до трех) газовыми турбинами) [1].

Первый парогазовый энергоблок большой мощности в России введен в эксплуатацию на Северо-Западной ТЭЦ в г. Санкт-Петербурге в декабре 2000 г. Успешное освоение первой ПГУ-450Т на Северо-Западной ТЭЦ обеспечило дальнейшее развитие отечественных парогазовых установок.

Для обеспечения надежной и экономичной эксплуатации энергосистем в условиях неравномерных графиков электропотребления и недостатка пиковых мощностей в энергосистеме ПГУ должны обладать характеристиками, соответствующими техническим требованиям по маневренности, диктуемым энергосистемами. В понятие маневренности энергоблока входит комплекс его свойств, определяющих в итоге возможность и эффективность работы блока в целом и его оборудования в переменных, пускоостановочных и аварийных режимах, возможность привлечения блоков к регулированию нагрузки в энергосистеме в суточном или недельном графиках. К основным маневренным характеристикам ПГУ относят: допустимый регулировочный диапазон нагрузок энергоблока; допустимое число циклов изменения режима – показатель, связанный с влиянием пусковых, аварийных и других переходных режимов на

долговечность оборудования; пусковые характеристики, определяющие продолжительность пуска из любого теплового состояния. Для ПГУ, вследствие существенного влияния на мощность ГТУ температуры наружного воздуха, номинальное и максимальное значения мощности и верхняя граница регулировочного диапазона нагрузок будут возрастать с понижением температуры. Диапазон частичных нагрузок, которые реализуются при постоянной температуре газов перед котлом, при этом уменьшается, а технологический минимум нагрузки растет. Ограничения технологического минимума связаны, прежде всего, с экологическими обстоятельствами. Для снижения выбросов оксидов азота на рабочих режимах ГТУ в их камерах сгорания осуществляется кинетическое сжигание топливовоздушной смеси, приготовленной с высокими избытками воздуха. При увеличении избытков воздуха, которое происходит при снижении нагрузки, устойчивость такого горения может нарушаться. Поэтому при нагрузках 85–90 МВт производится переключение потоков топлива в камеры сгорания так, чтобы оно смешивалось с воздухом в объеме горения, а процесс горения носил диффузионный характер. Выбросы оксидов азота при этом резко возрастают [1]. По опыту эксплуатации ГТЭ-160 значение нагрузки, при которой осуществляется этот переход, несколько ниже нагрузки закрытия входного направляющего аппарата (ВНА) (т.е. ниже 60% от максимальной мощности ГТУ). По экономическим соображениям ПГУ-450 целесообразно эксплуатировать на режимах с более высокими КПД. В пределах регулировочного диапазона КПД ПГУ составляет 45–50% и на нижней границе остается более высоким, чем на паровых энергоблоках сверхкритического давления. Одна и та же тепловая нагрузка может покрываться различными способами и составами работающего оборудования. При работе одной, а не двух ГТУ в зоне перекрытия нагрузок удельные расходы условного топлива снижаются примерно на 10% (около 30 г/кВт·ч).

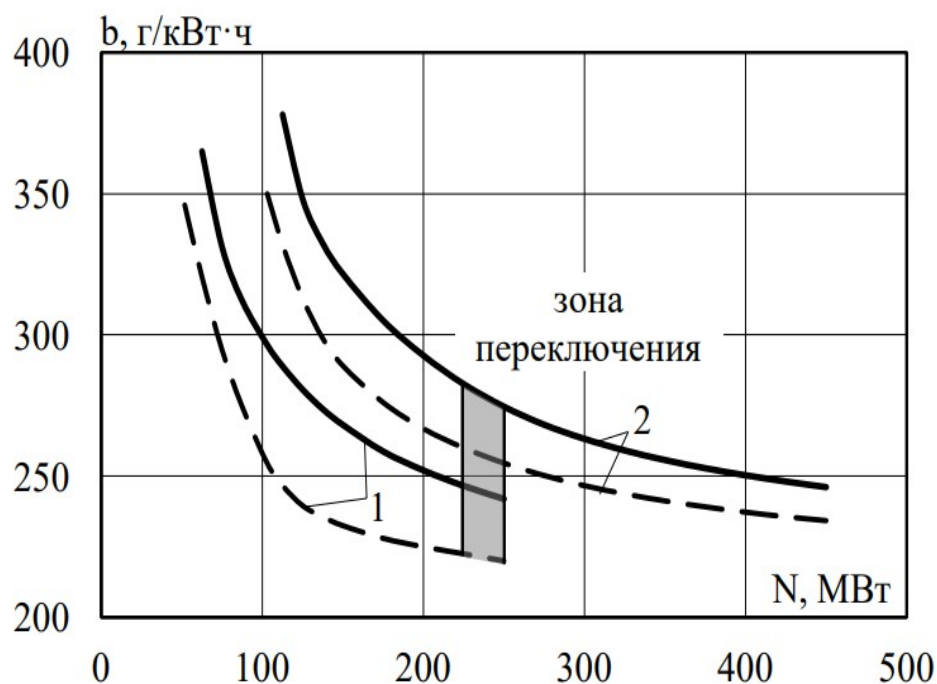


Рисунок 1 - Зависимость удельного расхода условного топлива от электрической мощности ПГУ-450Т при включении одной (1) и двух (2) ГТУ при температуре наружного воздуха 15°C

Нижний предел регулировочного диапазона нагрузок блока, который может быть надежно обеспечен при возможных температурах наружного воздуха (в летний и зимний периоды) при полном составе работающего оборудования (2 ГТУ + ПТ), составляет 65% номинальной мощности. При такой нагрузке можно устойчиво эксплуатировать блок ПГУ450Т неограниченное время при соблюдении требований к надежности, экологической чистоте окружающей среды и при сохранении высокой экономичности [3, 5, 6]. Согласно СО 34.30.741-96 оборудование ПГУ (кроме ГТУ) должно быть рассчитано на общее количество остановов-пусков за весь срок службы не менее 100 из холодного состояния, 1900 – из неостывшего и 8000 – из горячего. Количество часов работы ПГУ до списания в базовом режиме использования должно составлять не менее 200 тыс. ч для оборудования паросиловой части ПГУ и не менее 100 тыс. ч – для газотурбинной. Ресурс до списания ГТУ должен быть не менее 5000 остановов-пусков (либо 100 000 ч работы). Для паросилового оборудования бинарных ПГУ с теплофикационными паровыми турбинами допускается

расчетный ресурс по количеству остановов-пусков принимать половинным (не менее 5000 пусков). Из всего спектра переменных режимов ПГУ наиболее характерными с точки зрения маневренности являются пуски из неостывшего и горячего состояний после простоев в резерве 48–55 ч и 6–10 ч, соответственно. Для ПГУ-450Т продолжительность пуска газовой турбины составляет 15 мин, при пуске ПГУ основными ограничениями являются допустимые условия прогрева толстостенных элементов паровой части и продолжительность пуска составляет 260, 210 и 80 мин, соответственно, для пусков из холодного, неостывшего и горячего состояния [7].

При использовании в тепловой схеме ПГУ нескольких газовых турбин возможен их последовательный запуск: сначала пускается одна ГТУ, один корпус котла и паровая турбина, а на промежуточном этапе нагружения производится пуск и подключение второй ГТУ и второго котла-утилизатора к работающему первому. Преимущество такого пуска – пониженные параметры пара и относительно небольшие скорости прогрева, предпочтительные при пусках из холодного состояния. Параллельная схема пуска ПГУ, когда практически одновременно запускаются обе ГТУ, применяется при пусках из неостывшего и горячего состояния, т.к. вследствие меньшей продолжительности пусковых операций на блоках ПГУ потери топлива при пусках существенно ниже. Затраты условного топлива при пусках ПГУ-450Т составляют: 99 т у.т. при последовательной схеме пуска из холодного состояния; 88,9 и 39,9 т у.т. при параллельной схеме пуска соответственно при пусках из неостывшего и горячего состояния [1]. Характеристики парогазовых энергоблоков при переменных нагрузках в значительной мере определяются особенностями газотурбинных установок. Зависимости температур газов перед и за турбиной ГТУ V-94.2 в составе ПГУ-450Т Северо-Западной ТЭЦ от нагрузки при близких к расчетным внешним условиям (стандартным условиям ISO 2314: температуре наружного воздуха 15°C, давлении 0,1013 МПа, влажности 60%) показаны на рис. 2

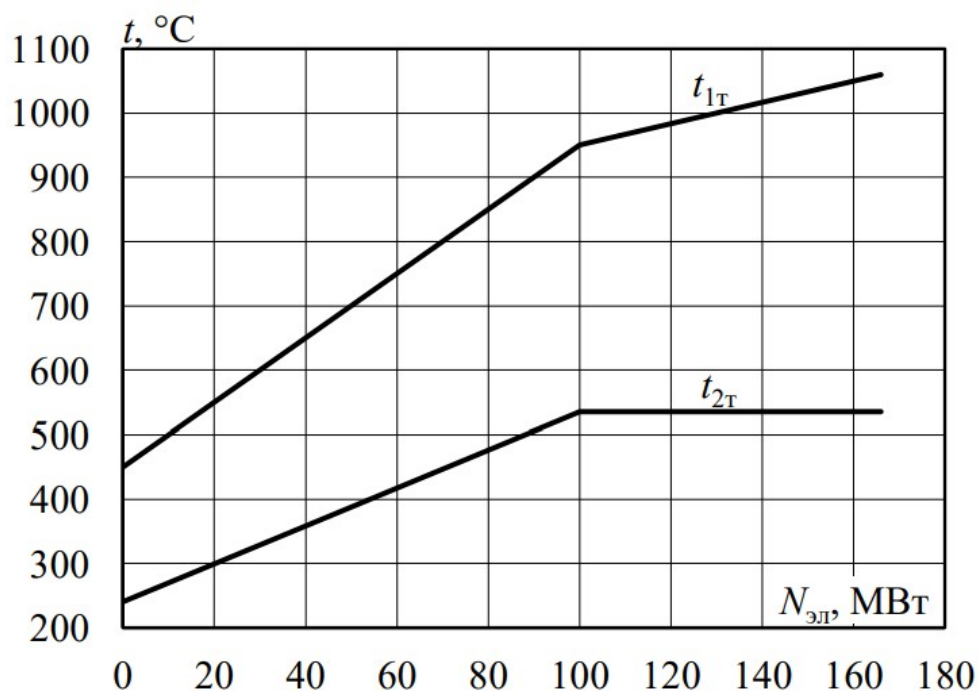


Рисунок 2 - Температуры газов перед (t_{1T}) и за турбиной (t_{2T}) ГТУ V-94.2 при различной нагрузке

В области высоких нагрузок, когда в регулировании ГТУ участвует поворотный ВНА компрессора, снижение мощности до $(0,6 \div 0,65) \cdot N_{ном}$ сопровождается уменьшением расхода газов на 20–25% до $(0,75 \div 0,8) \cdot G_{2тном}$ при постоянной или мало меняющейся температуре за турбиной ($\approx 535^\circ\text{C}$), температура перед турбиной снижается на 110–130°C. В области малых нагрузок изменение показателей ГТУ сопровождается интенсивным снижением температуры на входе и выходе из турбины при мало меняющемся расходе газов. На холостом ходу температура газов перед турбиной составляет 420–480°C, за турбиной 230–250°C; расход газов 375–410 кг/с – $(0,70 \div 0,75) \cdot G_{2тном}$ [8, 9]. Котлы-утилизаторы и паровая турбина являются пассивными элементами блока, паропроизводительность и мощность которых зависят от режима работы газовых турбин. Уходящие газы каждой из ГТУ (с температурой 535°C при номинальной и околономинальной нагрузках) направляются в свой двухконтурный котел-утилизатор, который генерирует пар двух давлений: 8 и 0,65 МПа. Пар высокого давления имеет температуру 515°C, и он направляется на вход ЦВД паровой турбины. Пар низкого давления с температурой 200°C подается в камеру ЦВД. Основным режимом

работы паровой части блока является режим скользящего давления, нижняя граница которого по техническим ограничениям котла-утилизатора соответствует примерно 50% нагрузке ГТУ.

Расчет выработки ресурса и соответственно затраты на ремонтное обслуживание проводится отдельно по каждой газовой и паровой турбине, т.е. парковый (назначенный) ресурс газовой турбины, как правило в два раза меньше паровой и при работе ПГУ в переменных режимах с остановкой части оборудования (например, при работе в режиме полублока) ресурс турбин вырабатывается неравномерно. В качестве исходной информации для оценки эффективности работы парогазовой ТЭЦ при переменных режимах использовались удельные капиталовложения, удельные расходы топлива при переменных нагрузках, сроки службы оборудования, стоимости топлива, суточные режимы работы при обеспечении переменных нагрузок и др. [18]. Удельные капиталовложения в ПГУ-450Т принимались 1100 дол/кВт. Средняя дисконтированная цена на природный газ за расчётный период 30 лет – 238 дол/т условного топлива [19]. Доля ежегодных затрат на капитальный, средний и текущий ремонт $\alpha_{к.т.р}=0,0546$; удельные годовые затраты на резервную мощность $з_{рез}=80,8$ дол/кВт; среднегодовая продолжительность предупредительных ремонтов $T_{пр}=24$ ч/год; коэффициент плановых простоев $k_{п.п}=0,0852$; удельные затраты на аварийно-восстановительный ремонт $S_{ав}=0,08342$ дол/кВт·ч; коэффициент аварийных простоев $k_{ав}=0,00514$; среднегодовое время восстановления после аварийного ремонта $T_{ав}=30$ ч/год; коэффициент сложности технического обслуживания $K_{обс}$ принимался в зависимости от режима равным $1,0 \div 1,5$. Доля годовых отчислений на реновацию от капиталовложений для ГТУ $\alpha_{рен}=6,7$, для ПГУ $\alpha_{рен}=3,3$; доля капитальных затрат в основное оборудование в общих капиталовложениях $\alpha_{об}=0,5$. Годовая заработная плата одного работника $з.з=12000$ дол/чел·год; штатный коэффициент $n_{шт}=0,5$ чел/МВт; начисление на заработную плату $\alpha_{соц}=0,302$; доля отчислений от капиталовложений на общестанционные расходы $\alpha_{о.ст}=0,03564$. В качестве примера рассчитана эквивалентная

выработка ресурса энергоблока ПГУ450Т для следующих режимов работы в течение назначенного ресурса: 1 – работа в базовом режиме 7000 ч/год; 2 – ежесуточная разгрузка на 8 ч до 65% номинальной нагрузки; 3 – ежесуточный останов на 8 ч; 4 – разгрузка до 65% номинальной нагрузки на 8 ч в рабочие дни и останов на субботу и воскресенье; 5 – останов на субботу, воскресенье и на 8 ч в рабочие дни. Результаты определения эквивалентной выработки ресурса особенно нагруженных элементов газовой турбины (за расчетный период 15 лет) и паровой турбины (30 лет) приведены в табл. 2, из которой, видно, что эквивалентная выработка ресурса на газовой и паровой турбине происходит не одинаково (при одном и том же режиме). Для базового режима (режим 1) отношение эквивалентной выработки ресурса к назначенному (парковому) ресурсу работы энергоблока $\tau_{\text{экв}}/\tau_{\text{рес}}$ составляет для газовой турбины – 1,072, для паровой – 1,014. Наибольшая выработка ресурса газовой турбины происходит при © Р.З. Аминов, М.В. Гариевский 18 режиме 3 (ежесуточный останов), $\tau_{\text{экв}}/\tau_{\text{рес}}=1,163$, для паровой турбины – при режимах 4 и 5 (останов на выходные), $\tau_{\text{экв}}/\tau_{\text{рес}}$ составляет для этих режимов 1,628 и 1,504. Степень участия энергоблока в регулировании графика нагрузки характеризуется среднесуточным числом часов использования установленной мощности энергоблока, для рассматриваемых режимов работы оно находится в диапазоне от 11,4 до 24 ч/сутки.

Результаты расчетов выработки ресурса ПГУ для различных режимов работы

Ре- жим	Количество пусков после простоя			Изм. режима	Использования уст. мощности		Эквивалентная выработка ГТУ (за 15 лет)		Эквивалентная выработка ПТУ (за 30 лет)	
	холод.	48-56ч	8 ч		ч/год	ч/сут	$\tau_{\text{экв}}, \text{ч}$	$\tau_{\text{экв}}/\tau_{\text{рес}}$	$\tau_{\text{экв}}, \text{ч}$	$\tau_{\text{экв}}/\tau_{\text{рес}}$
1	45	–	–	–	7000	24,0	107183	1,072	228000	1,140
2	45	–	–	4410	6183	21,2	105399	1,054	228000	1,140
3	45	–	4410	–	4667	16,0	116283	1,163	193280	0,966
4	45	630	–	3150	4417	15,1	104888	1,049	325500	1,628
5	45	630	3150	–	3333	11,4	112663	1,127	300700	1,504

На основании исследования можно сделать следующие выводы: 1.

Разработана методология оценки затрат в различных режимах использования парогазовых ТЭЦ с учетом износа оборудования при переменных электрических нагрузках. На примере ПГУ-450Т рассчитаны

ресурсные и экономические показатели при различных вариантах разгрузки блока в часы провала нагрузки. Показано, что снижение использования среднесуточной установленной мощности энергоблока, по сравнению с базовым режимом, от 2,8 до 12,6 часов в сутки увеличивает себестоимость отпуска электроэнергии соответственно на 4,3 и 45,2%. Режим с ежесуточной разгрузкой на 8 ч до 65% номинальной нагрузки энергоблока ПГУ-450Т имеет наименьший удельный прирост себестоимости отпущенной электроэнергии на 1 час разгрузки установленной мощности, который составляет 0,118 цент/кВт·ч на 1 ч/сутки. 2. На основе разработанной методики был реализован алгоритм выбора оптимального варианта работы ПГУ при покрытии заданного суточного графика электрических нагрузок. Результаты расчетов показывают, что при работе на постоянном уровне мощности в диапазоне нагрузок до 50% более экономичной является работа энергоблока при неполном составе оборудования (одной отключенной ГТУ). При работе дублирующего блока ПГУ-450Т на мощности 100% днем и разгрузка до 50% на 8 часов ночью разгрузка всего энергоблока на 50%, более экономичная по сравнению с остановкой одной ГТУ и работе полублока. В этом случае при прохождении суточного графика электрических нагрузок учет износа оборудования при выборе режима работы ПГУ обеспечивает снижение суммарных затрат на отпущенную электроэнергию на 0,22 цент/кВт·ч, что составляет 2,6%.

Литература:

1. Радин Ю.А. Исследование и улучшение маневренности парогазовых установок: дисс. ... докт. техн. наук: 05.14.14 / Радин Юрий Анатольевич; ВТИ. М., 2013. 209 с.
2. Создание и освоение отечественной теплофикационной парогазовой установки / Березинец П.А., Гриненко В.М., Долинин И.В. и др. // Теплоэнергетика. 2011. № 6. С. 4–11.

3. Радин Ю.А., Давыдов А.В. Опыт освоения парогазовых энергоблоков ПГУ-450Т // Электрические станции. 2009. № 9. С. 22–26.
4. Березинец П.А. Разработка и исследование циклов, схем и режимов работы парогазовых установок: дисс. ... докт. техн. наук: 05.14.14 / Березинец Павел Андреевич; ВТИ. М., 2012. 238 с.
5. Определение допустимого регулировочного диапазона нагрузок энергоблока ПГУ-450Т при работе в конденсационном режиме / Ю.А. Радин, А.В. Давыдов, А.В. Чугин, И.Н. Писковацков // Теплоэнергетика. 2004. № 5. С. 47–52.
6. Определение нижней границы нагрузки парогазового теплофикационного энергоблока ПГУ450Т / С.В. Цанев, В.Д. Буров, Д.В. Гончаренко, Н.В. Вараксина // Энергосбережение и водоподготовка. 2008. № 6. С. 31–35.
7. Радин Ю.А. Особенности переменных режимов ПГУ // Новости теплоснабжения. 2015. №02 (174). С. 34–39.
8. Тепловые характеристики газотурбинных установок V-94.2, работающих в составе ПГУ450Т на Северо-Западной ТЭЦ / С.В. Малахов, Г.Г. Ольховский, В.П. Трушечкин, В.Н. Хомиченко // Электрические станции. 2004. №5. С. 9–16.