РОССИЙСКОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
ЭНЕРГЕТИКИ И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ "ЕЭС РОССИИ"

ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К МАНЕВРЕННОСТИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ПАРОГАЗОВЫХ УСТАНОВОК БЛОЧНЫХ ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ



ОРГРЭС
Москва 1996

gost.e-ecolog.ru

РОССИЙСКОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
ЭНЕРГЕТИКИ И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ "ЕЭС РОССИИ"

ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К МАНЕВРЕННОСТИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ПАРОГАЗОВЫХ УСТАНОВОК БЛОЧНЫХ ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

СЛУЖБА ПЕРЕДОВОГО ОПЫТА ОРГРЭС
Москва 1996

Разработано АО "ВТИ", АО "Фирма ОРГРЭС"
Исполнители Б.И. ШМУКЛЕР, П.А. БЕРЕЗИНЕЦ, Е.Р. ПЛОТКИН, Г.И. МОИСЕЕВ (ВТИ), Б.Я. ДИРЕКТОР, В.С. ПОЛЯКОВ, Л.Н. КАСЬЯНОВ, И.П. ПЛЯСУЛЯ (ОРГРЭС)
Утверждено Департаментом науки и техники РАО "ЕЭС России" 23.03.95 г.
Начальник Департамента А.П. БЕРСЕНЕВ

© СПО ОРГРЭС, 1996

УДК 621.31

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1. Настоящие Технические требования разработаны с учетом следующих условий:

По типам парогазовых установок (ПГУ) требования распространяются на бинарные (ПГУ-Б) и надстроечные (ПГУ-Н). К последним относятся ПГУ со сбросом выхлопных газов газотурбинной установки (ГТУ) в котел паросиловой установки (ПСУ); с полным или частичным замещением регенерации паровой турбины (ПТ); с котлом-утилизатором и передачей пара в цикл ПСУ и др.

По типам ГТУ — одновальные и со свободной силовой турбиной на базе конвертированных авиационных и судовых двигателей (ГТД).

По типам паровых турбин — на конденсационные и теплофикационные типа Т.

1.2. Энергетическое оборудование, поставляемое заводами-изготовителями, должно иметь расчетные показатели маневренности по ресурсу "остановов-пусков", длительности пусков и скорости изменения нагрузки в пределах регулировочного диапазона на уровне требований к полупиковому режиму использования.

1.3. Для ПГУ с пылеугольными котлами, заказанными только для базового режима эксплуатации, а также при газотурбинной настройке действующих ПСУ указанные в п. 1.2 показатели приняты в соответствии с" Техническими требованиями к маневренности энергетических блоков тепловых электростанций с конденсационными турбинами" (М.: СПО Союзтехэнерго, 1987).

Для ПГУ-Н с теплофикационными турбинами применительно к их работе в конденсационном режиме расчетный ресурс по "остановам-пускам", по сравнению с действующими техническими требованиями увеличен до уровня, принятого для базовых конденсационных энергоблоков.

1.4. Настоящие Технические требования устанавливают показа-

тели маневренности оборудования ПГУ с расчетным сроком службы 40 календарных лет. Допускается применение отдельных узлов оборудования ПГУ с ограниченным ресурсом и возможностью их замены в течение установленного срока службы.

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 газотурбинных установок на базе конвертированных авиационных и судовых двигателей устанавливается в ТУ (ГОСТ 29328-92).

Для полупикового режима работы этот показатель определяется в технических условиях на поставку.

Выполнение данных Технических требований для полупикового режима использования обеспечит регулирование мощности ПГУ в соответствии с требованиями энергосистемы при еженедельных остановах в резерв на нерабочие дни и ежесуточных остановах на ночное время с последующими пусками из неостывшего и горячего состояний.

Технические требования определяют также условия работы ПГУ в аварийных режимах энергосистем под воздействием противоаварийной автоматики и систематическими изменениями нагрузки в регулировочном диапазоне.

Надстроечные парогазовые установки с теплофикационными турбинами, работающими с "отсечкой" ЦНД или на встроенном трубном пучке конденсатора, к противоаварийному регулированию привлекаться не должны.

1.5. Электротехническое и вспомогательное оборудование, не указанное в данных Технических требованиях, а также тепловые и пусковые схемы ПГУ должны обеспечивать характеристики маневренности, регламентированные в данной работе.

1.6. Настоящие Технические требования должны рассматриваться как обязательные для всего оборудования ПГУ, выпускаемого по техническим заданиям, согласованным с 01.07.95 г. и в последующие годы.

Технические требования распространяются на ПГУ, устанавливаемые как на новых, так и на действующих ТЭС.

Срок действия Технических требований — до 01.01.2000 г.

1.7. При разработке Технических требований использован ГОСТ 29328-92 "Установки газотурбинные для привода турбогенераторов (общие технические требования)", технические требования к маневренности базовых и полупиковых паросиловых энергоблo-

ков, имеющиеся технические условия на поставку ПГУ и другие материалы, основные положения которых, относящиеся к маневренности, приведены и в данных Технических требованиях.

2. ОБЩИЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ

2.1. Парогазовые установки должны обеспечивать возможность останова в резерв на нерабочие дни (24-55 ч) и на ночное время (5-8 ч) с техническими характеристиками последующих пусков в соответствии с пп. 1-6 табл. 1 и 2.

Таблица 1

Маневренные характеристики бинарных ПГУ (ПГУ-Б)

Режим	Характеристика	Значение
1. Пуск после останова на 6-8 ч	Длительность пуска до взятия полной нагрузки, мин	60
2. Пуск после останова на 6-8 ч	В том числе от начала пуска ГТУ до включения в сеть генератора ПТ, мин	30
3. Пуск после останова на 6-8 ч	Длительность пуска ГТУ в автономном режиме, мин	15*
4. Пуск после останова на 24-55 ч	Длительность пуска до взятия полной нагрузки, мин	90
5. Пуск после останова на 24-55 ч	В том числе от начала пуска ГТУ до включения в сеть генератора ПТ, мин	45
6. Пуск после останова на 24-55 ч	Длительность пуска ГТУ в автономном режиме, мин	20*
7. —	Нижний предел регулировочного диапазона, % номинальной мощности ПГУ	50
8. —	Технический минимум нагрузки, % номинальной мощности ПГУ при схемах:	
	одна ГТУ — одна ПТ	50
	две ГТУ — одна ПТ	25
	три ГТУ — одна ПТ	17
	четыре ГТУ — одна ПТ	13

Окончание табл 1

Режим		Характеристика	Значение
9	—	Скорость изменения нагрузки в пределах регулировочного диапазона, % номинальной мощности ПГУ, мин	10
10	—	Расчетное количество циклов изменения нагрузки за срок службы	10000

* — Рекомендуемое значение.

Таблица 2

Маневренные характеристики надстроечных ПГУ (ПГУ-Н)

Режим	Характеристика	Для оборудования и условий эксплуатации	
		по п. 1 2	по п 1 3
1. Пуск после останова на 6-8 ч	Длительность пуска до взятия полной нагрузки, мин		
	ПСУ докритического давления (ДКД)	95	230
	ПСУ сверхкритического давления (СКД)		170
2. Пуск после останова на 6-8 ч	В том числе от начала растопки котла до включения в сеть генератора ПТ, мин		
	ПСУ ДКД	40	90
	ПСУ СКД	—	60
3 Пуск после останова на 6-8 ч	Длительность пуска ГТУ в автономном режиме, мин	15	15
4 Пуск после останова на 24-55 ч	Длительность пуска до взятия полной нагрузки, мин		
	ПСУ ДКД	130	290
	ПСУ СКД	150	350
5 Пуск после останова на 24-55 ч	В том числе от начала растопки котла до включения в сеть генератора ПТ, мин		
	ПСУ ДКД	60	120
	ПСУ СКД	80	150

Продолжение табл. 2

Режим	Характеристика	Для оборудования и условий эксплуатации	
		по п. 1.2	по п. 1.3
6. Пуск после останова на 24-55 ч	Длительность пуска ГТУ в автономном режиме, мин	20	20
7. —	Нижний предел регулировочного диапазона, % номинальной мощности ПСУ:		
	ПГУ со сбросом газов ГТУ в котел	70*	70*
	ПГУ с вытеснением регенерации	50*	50*
—	ПГУ с передачей пара котла-утилизатора в контур ПСУ	В соответствии с п.8 данной таблицы	
8. —	Нижний предел регулировочного диапазона при работе ПСУ в автономном режиме, % номинальной мощности ПСУ:		
	для установок с газомазутными и сланцевыми котлами	30(20)	30
	для установок с пылеугольными котлами	60	60-70
9. —	Технический минимум нагрузки ПСУ в автономном режиме, % номинальной мощности ПСУ:		
	для установок с ГМ и сланцевыми котлами	30(20)	30
	для установок с пылеугольными котлами	40(30)	40
10. —	Скорость изменения нагрузки ПГУ в пределах регулировочного диапазона, % суммарной мощности в минуту:		
	в зоне скользящего давления	6,0	6,0
	в зоне номинального давления с котлами:		
	ДКД	4,0	1,5
	СКД	3,0	1,0

Окончание табл 2

Режим		Характеристика	Для оборудования и условий эксплуатации	
			по п 1 2	по п 1 3
11.	—	Расчетное количество циклов изменения нагрузки в пределах регулировочного диапазона или до технического минимума	10000	20000

* — Значение уточняется, исходя из исключения закипания воды на входе в НРЧ прямоточного котла или на выходе из водяного экономайзера барабанного котла

2.2. 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.

Ресурс до списания ГТУ должен быть не менее 5000 остановов-пусков (либо 100000 ч работы).

Для ПГУ-Н с пылеугольными котлами, заказанных только для базовых условий эксплуатации, а также для ПГУ-Н с теплофикационными паровыми турбинами оборудование ПСУ должно быть рассчитано на общее количество остановов-пусков за весь срок службы не менее 100 из холодного состояния, 1000 из неостывшего и 900 из горячего.

Для паросилового оборудования ПГУ-Б с теплофикационными паровыми турбинами допускается расчетный ресурс по количеству остановов-пусков принимать половинным (не менее 5000 пусков).

2.3. Конструкция и материалы тепловой изоляции должны обеспечить стабильность характеристик остывания высокотемпературных элементов оборудования и паропроводов в течение всего межремонтного периода.

2.4. При разработке тепловых схем ПГУ-Н должна обеспечиваться возможность работы паросиловой части в автономном режиме (при остановленной газовой турбине). Возможность работы газовой турбины на байпасную дымовую трубу (при отключенной паросиловой части), а также через неработающий ("сухой") котел-утилизатор в ПГУ-Б должна обеспечиваться по специальному требованию заказчика.

2.5. Нижний предел регулировочного диапазона ПГУ, то есть интервала нагрузок, внутри которого мощность может изменяться

автоматически, без изменения состава оборудования, количества работающих газовых турбин или горелочных устройств, должен приниматься не более значений, указанных в п. 7 табл. 1 или п. 7, 8 табл. 2.

2.6. Технический минимум нагрузки ПТУ, для достижения которого допускается изменение состава работающего оборудования (в том числе отключение газовых турбин или горелочных устройств, подсветка пылеугольного факела растопочным топливом), должен приниматься не выше значений, указанных в п. 8 табл. 1 или п. 9 табл. 2.

2.7. Расчетные скорости и количество циклов изменения нагрузки должны приниматься не ниже значений, указанных в пп. 9, 10 табл. 1 или пп. 10, 11 табл. 2.

2.8. Допустимое снижение температуры пара на выходе из котлов-утилизаторов ПТУ-Б в регулировочном диапазоне нагрузок должно устанавливаться заводом-изготовителем в ТУ на поставку паровой турбины, исходя из обеспечения заданной нижней границы регулировочного диапазона и скорости изменения нагрузки.

У ПГУ-Н с барабанными котлами в диапазоне нагрузок от 100 до 60% номинальной температуры свежего пара должна сохраняться на номинальном уровне. При более низких нагрузках допускается снижение температуры свежего пара на величину, линейно зависящую от нагрузки, но не более чем на 25°С при нагрузке 30% номинальной.

У ПГУ-Н с прямоточными котлами температура свежего пара должна поддерживаться на номинальном уровне во всем регулировочном диапазоне нагрузок.

На котлах ПГУ-Н должен быть обеспечен необходимый запас на регулирование динамических отклонений температуры свежего пара.

2.9. Для ПГУ-Н температура пара промежуточного перегрева в диапазоне нагрузок паровой турбины от 100 до 70% номинальной в установившемся режиме должна сохраняться на номинальном уровне. При более низких нагрузках допускается снижение температуры пара на величину, линейно зависящую от нагрузки:

в диапазоне нагрузок ниже 70% номинальной, включая 50%, — не более чем на 15°С;

в диапазоне нагрузок ниже 50% номинальной, включая 30%, — не более чем на 20°С.

2.10. Парогазовые установки должны допускать сброс мощности с любого значения исходной нагрузки до нижнего предела регу-

лировочного диапазона при подаче сигналов от регулятора частоты вращения и внешних схем управления со скоростью, определяемой быстродействием регулирования паровой турбины на сброс нагрузки. При этом нагрузка должна устанавливаться:

на ПГУ-Н — по программе (или параметру), принятыми для каждого типа ПГУ-Н при плановом изменении нагрузки;

на ПГУ-Б — в соответствии с нагрузкой, заданной паровой турбине в послеаварийном режиме.

Длительность работы ПГУ с новым значением мощности не должна ограничиваться. Расчетное число режимов за общий срок службы должно составлять не менее 120.

2.11. Парогазовые установки должны допускать сброс мощности паровой турбины с любого значения вплоть до нуля со скоростью, определяемой быстродействием системы регулирования турбины. При этом должна допускаться работа с полностью закрытыми клапанами в течение до 1,5 с при условии восстановления нагрузки до исходной или любой другой в пределах регулировочного диапазона со скоростью, определяемой только быстродействием системы регулирования паровой турбины на наброс нагрузки, но не менее 20% номинальной мощности в секунду.

При этом нагрузка должна устанавливаться:

на ПГУ-Н — по программе (или параметру), принятой для каждого типа ПГУ-Н при плановом изменении нагрузки;

на ПГУ-Б — в соответствии с нагрузкой, заданной паровой турбине в послеаварийном режиме.

После восстановления нагрузки длительность работы ПГУ с новым значением мощности не должна ограничиваться. Расчетное число режимов за общий срок службы должно составлять не менее 150.

2.12. К ПГУ может быть предъявлено требование допускать после сброса нагрузки при отключении генератора паровой турбины от сети работу на нагрузке собственных нужд длительностью до 40 мин и на холостом ходу — до 15 мин. При этом на ПГУ-Н с вытеснением регенерации и с котлом-утилизатором, по согласованию с заказчиком, ГТУ могут либо отключаться, либо разгружаться в соответствии с режимом ПСУ.

К ПГУ-Н со сбросом газов в котел указанное требование может быть предъявлено только при двухбайпасной пусковой схеме с пропускной способностью не менее значения, соответствующего нижней границе регулировочного диапазона нагрузок.

После полного сброса мощности ПСУ под воздействием проти-

воаварийной автоматики должна допускаться работа в моторном режиме в течение 3 мин.

Расчетное число сбросов нагрузки за общий срок службы должно составлять не менее 200.

2.13. К ПГУ с теплофикационными турбинами типа "Т", при охлаждении конденсатора паровой турбины циркуляционной водой или воздухом, требование обеспечения работы на нагрузке собственных нужд (после сброса нагрузки) должно специально оговариваться в техническом задании на проектирование.

2.14. Для ликвидации аварийного дефицита мощности в энергосистеме или при перегрузке линии электропередачи ПГУ-Н в пределах регулировочного диапазона при исходном номинальном давлении должны допускать наброс нагрузки паровой турбины не менее 20% номинальной, вплоть до верхнего предела регулировочного диапазона со скоростью, определяемой максимальным быстродействием системы регулирования. При этом изменение мощности паровой турбины без дополнительного переоткрытия регулирующих клапанов при исходном номинальном давлении должно составлять за 1 с не менее 25% соответствующего статического возмущения клапанами, а за 5 с не менее 55%. Вследствие одновременного воздействия на котел дальнейший процесс изменения мощности должен протекать с максимальной допустимой скоростью, определяемой динамическими свойствами котла. Для увеличения приемистости допускается переоткрытие регулирующих клапанов паровой турбины.

В этом режиме сигналы от внешних схем управления на ГТУ не поступают и ее нагрузка устанавливается по программе (или параметру), принятой для каждого типа ПГУ-Н при плановом изменении нагрузки.

На ПГУ-Б (с учетом требований п. 1.4) сигналы от внешних систем управления передаются в систему регулирования ГТУ и должны реализовываться со скоростью, определяемой максимальным ее быстродействием. Дальнейший процесс изменения мощности должен протекать со скоростью, определяемой динамическими свойствами котла-утилизатора. В этом режиме должна использоваться перегрузочная (пиковая) мощность ГТУ.

Длительность работы ПГУ с новым значением мощности не должна ограничиваться. Расчетное количество режимов за общий срок службы должно составлять не менее 400.

2.15. С целью обеспечения регулирования частоты и перетоков мощности по линиям электропередачи оборудование ПГУ должно

допускать в установившемся режиме или плановом изменении нагрузки в регулировочном диапазоне неограниченное число отклонений мощности на ±7% номинальной со скоростью, определяемой быстродействием регулирования турбин при любом виде воздействия.

2.16. С учетом соотношения газотурбинной и паротурбинной мощности ПГУ и динамических характеристик объектов регулирования на ПГУ-Б регулирование частоты и перетоков мощности должно осуществляться ГТУ, а на ПГУ-Н — ПСУ за свет соответствующей настройки систем регулирования паровых и газовых турбин.

2.17. Паросиловые части ПГУ должны допускать работу в аварийных режимах со следующими частотами вращения роторов турбогенераторов при нагрузках в пределах регулировочного диапазона:

50,5-51,0 $с^{-1}$ — одноразово продолжительностью не менее 3 мин и не менее 500 мин за весь срок службы;

49,0-48,0 $с^{-1}$ — одноразово продолжительностью не менее 5 мин и не менее 750 мин за весь срок службы;

48,0-47,0 $с^{-1}$ — одноразово продолжительностью не менее 1 мин и не менее 180 мин за весь срок службы;

47,0-46,0 $с^{-1}$ — одноразово продолжительностью не менее 10 с и не менее 30 мин за весь срок службы.

Газотурбинные установки должны допускать длительную работу в диапазоне частот вращения роторов 49-50,5 с. Допустимая длительность работы за пределами этого диапазона должна быть оговорена в технических условиях на поставку.

2.18. Парогазовые установки должны быть оснащены всережимными автоматизированными системами контроля и управления технологическими процессами (АСУТП), обеспечивающими выполнение настоящих требований. При этом, наряду с традиционными функциями АСУТП, должны быть обеспечены:

2.18.1. Управляющие функции:

автоматическое управление частотой и активной мощностью в нормальных и аварийных режимах, оговоренных в пп. 2.10-2.16;

автоматический контроль готовности к пуску, пуск и плановый останов ГТУ;

автоматизированное программное управление непрерывными процессами и дискретными операциями при пусках ПГУ из горячего, неостывшего и холодного состояний;

включение турбогенераторов в сеть методом точной автоматической синхронизации;

автоматический контроль и ведение водно-химического режима.

2.18.2. Информационно-вычислительные функции:

оперативный контроль параметров технологического процесса, состояния оборудования и средств управления ПГУ в переходных режимах (автоматизированные пуски, остановы, автоматическое регулирование мощности, аварийные режимы и т.п.) с видеографическим представлением и регистрацией информации;

диагностика состояния оборудования ПГУ, включая статическое накопление информации о режимах работы и отклонениях показателей состояния оборудования, расчет накопления поврежденности металла;

расчет технико-экономических показателей работы ПГУ.

2.19. При изменениях нагрузки ПГУ со скоростями и в пределах, соответствующих настоящим Техническим требованиям, системы автоматического управления должны обеспечивать качество регулирования, при котором не требуется вмешательство персонала и отклонения технологических параметров не приводят к срабатыванию технологических защит и блокировок, действующих на останов оборудования.

2.20. Технические проекты новых типов котлов и турбин должны иметь расчетные обоснования характеристик маневренности, соответствующих настоящим Техническим требованиям.

2.21. Организация, проектирующая ПГУ в целом, должна определить ее экономичность при мощностях 100, 70, 50% и минимально допускаемой длительной мощности на номинальном и скользящем давлении, основываясь на данных технических условий заводов-изготовителей оборудования.

В технических условиях должен приниматься диапазон температур окружающей среды, характерный для данного региона.

3. ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К КОТЛАМ И КОТЛАМ-УТИЛИЗАТОРАМ

3.1. Конструкция котлов должна допускать возможность разгрузки на скользящем давлении в диапазоне нагрузок от 70-80% номинальной до нижней границы регулировочного диапазона.

Конструкция котлов-утилизаторов должна допускать разгрузку на скользящем давлении в диапазоне от номинальной нагрузки до

нижней границы регулировочного диапазона. Конструкция котлов всех типов должна допускать растопку на скользящем давлении во всем тракте, начиная от давления, сохранившегося к моменту начала растопки. На пылеугольные прямоточные котлы, заказанные для базовых условий эксплуатации, это требование не распространяется.

3.2. Конструкции котлов-утилизаторов и котлов дубль-блоков должны допускать работу на номинальной нагрузке при давлении 50% номинального; для котлов-утилизаторов — в контурах высокого и низкого давления (в контуре низкого давления по условиям циркуляции допускается ограничить диапазон снижения давления); для котлов — свежего пара и пара промперегрева.

3.3. Объем барабанов котла-утилизатора и кратность циркуляции в испарительных контурах должны выбираться с учетом набухания уровня при пуске установки без использования аварийного слива.

Для поддержания давления в барабанах высокого и среднего давления в период простоя и предварительного разогрева при пуске из холодного состояния должны предусматриваться линии подвода пара из источника с давлением 1,3 МПа.

3.4. Прямоточные котлы должны допускать проведение растопки из всех тепловых состояний на скользящем давлении во всем тракте, включая топочные экраны. При этом они должны быть оснащены полнопроходными сепараторами (ППС), без арматуры на подводе среды к ним и отводе пара в перегреватель. Должна также предусматриваться возможность регулирования сброса воды из ППС по уровню воды в сепараторе или сливном коллекторе, с исключением заброса воды в перегреватель при всех эксплуатационных режимах. На пылеугольные прямоточные котлы, заказанные только для базовых условий эксплуатации, это требование не распространяется.

3.5. На каждом потоке прямоточного котла должен устанавливаться один питательный клапан, используемый при всех режимах; на питательном трубопроводе барабанного котла и котла-утилизатора при дубль-блочной схеме и в схемах ПГУ-Б с тремя и четырьмя котлами-утилизаторами должен устанавливаться основной и растопочный питательные клапаны.

При моноблочной схеме и тиристорном регулировании частоты вращения ПЭН растопочный клапан можно не устанавливать.

3.6. В котлах и котлах-утилизаторах должны быть предусмотрены технические решения, исключающие скопление конденсата в ступенях перегревателей в период простоя, или обеспечивающие возможность выпаривания конденсата при растопке без превышения допустимых термических напряжений в паросборных камерах.

Перегревательный тракт котлов паропроизводительностью до 500 т/ч по свежему пару и котлов-утилизаторов должен быть однопоточным.

В котлах с большей паропроизводительностью число регулируемых потоков перегревателя должно быть не более двух.

3.7. На барабанных котлах, если в тепловой схеме ПГУ-Н предусмотрена установка БОУ, следует применять впрыск питательной воды. Применение в этом случае системы впрыска собственного конденсата или поверхностных пароохладителей не допускается.

3.8. Котлы должны быть оснащены средствами регулирования температур пара, подаваемого в турбину при пусках из различных тепловых состояний, обеспечивающими отклонения от графиков-заданий пуска не выше ±10°С.

3.9. Котлы должны оснащаться устройствами, обеспечивающими предварительный подогрев питательной воды и воздуха (при наличии воздухоподогревателя), исключающими интенсификацию низкотемпературной коррозии, сажеобразования и загрязнения поверхностей нагрева.

3.10. Котлы должны оснащаться устройствами, обеспечивающими автоматизированный розжиг горелок, индивидуальный контроль каждой растопочной горелки и общий контроль погасания факела.

3.11. Котлы ПГУ-Н должны быть рассчитаны для работы в автономном режиме и в режиме ПГУ.

3.12. Газовые тракты котлов и котлов-утилизаторов должны оснащаться устройствами, обеспечивающими их плотное отключение от дымовой трубы при останове.

3.13. В техническом задании к пылеугольным котлам допускается предъявлять требование обеспечения совместного сжигания основного и растопочного топлив в диапазоне нагрузок ниже устой-

чивого горения твердого топлива. Непрерывная длительность работы в таком режиме согласовывается в техническом задании.

3.14. Выполнение настоящих Технических требований на стадии проектирования котлов и котлов-утилизаторов должно быть подтверждено соответствующими расчетами по утвержденным методикам и нормам для номинальной, сниженной и минимально допустимой нагрузок, включая расчеты динамических характеристик и характеристик переходных процессов в замкнутых контурах регулирования основных регуляторов. Для пылеугольных котлов дополнительно выполняются тепловые расчеты для нагрузки 30% номинальной на растопочном топливе.

4. ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К ПАРОВЫМ ТУРБИНАМ

4.1. В объем технического проекта турбин завод-изготовитель должен включать данные по удельному расходу теплоты турбоустановки, распределению расходов и параметров пара по отсекам цилиндров, регенеративных и сетевых подогревателей на нагрузках 100, 70, 50 и 30 (25, 17 и 13)* % номинальной и расчетных температурах наружного воздуха.

4.2. Турбина должна быть оснащена комплектом датчиков температурного контроля, обеспечивающих возможность получения расчетной информации о нестационарном термонапряженном состоянии основных элементов ее конструкции (корпусов клапанов ЦВД, цилиндров ВД и СД, роторов ЦВД и ЦСД).

4.3. Схема, компоновка и применяемые аппараты системы регенерации турбины в ПГУ-Н должны обеспечивать включение регенерации в работу перед подачей пара в турбину.

4.4. Система регулирования турбины должна иметь механизм управления (МУТ) и быстродействующее пропорциональное устройство (БПУ) с электрическими входами для задания и изменения мощности, обеспечивающие движение регулирующих клапанов с максимально возможной скоростью. Быстродействующее пропорциональное устройство не должно иметь ограничений по длитель-

* — Для ПГУ-Б с двумя, тремя и четырьмя ГТУ.

ности работы при единичном входном сигнале и должно допускать максимальный сигнал не менее чем на 2 с. Механизм управления (МУТ) или аналогичное ему устройство должны иметь люфт не более 1% и выбег не более 0,5%.

4.5. При подаче сигнала управления от БПУ запаздывание начала движения клапанов в сторону закрытия не должно превышать 0,1 с. После снятия с БПУ сигнала на разгрузку турбины должно обеспечиваться запаздывание движения клапанов на открытие не более 0,3-0,4 с (в зависимости от глубины разгрузки).

4.6. Система регулирования турбины и противоаварийного управления при возникновении установившихся колебаний мощности генераторов с частотой 0,5-2,0 Гц и амплитудой ±50% номинальной мощности не должна приводить к уменьшению средней мощности от номинальной более чем на 25% и увеличению более чем на 5%; длительность режима определяется действием защит.

4.7. Отклонение местного значения наклона статической характеристики БПУ от среднего (зависимость мощности от входного сигнала БПУ) не должно превышать соответствующего отклонения статической характеристики регулирования частоты вращения. Нечувствительность по каналу БПУ не должна превышать нечувствительность системы регулирования скорости, поделенную на степень неравномерности регулирования частоты вращения.

4.8. Степень статической неравномерности регулирования частоты вращения должна находиться в пределах 4-5% номинальной; степень нечувствительности при любой нагрузке не должна превышать 0,2% номинальной.

4.9. Системы обогрева фланцевых соединений ЦВД и ЦСД турбины следует выполнять без сторонних источников греющего пара и средств регулирования его параметров или расхода при пусках.

4.10. При выборе конструкции и материала тепловой изоляции ПГУ-Н исходить из обеспечения следующих характеристик остывания высокотемпературных деталей в течение 50 ч после останова турбины в начале межремонтного периода:

температура корпусов стопорных клапанов не должна быть ниже температуры верха ЦВД в зоне паровпуска более чем на 50°С;

температура паропроводов свежего пара не должна быть ниже температуры стопорных клапанов более чем на 20°С;

температура паропроводов промперегрева не должна быть ниже температуры верха ЦСД в зоне паровпуска более чем на 60°С;

температура перепускных труб за регулирующими клапанами не должна быть ниже температуры соответствующего цилиндра в зоне паровпуска более чем на 100°С.

Эти характеристики не должны изменяться в течение всего межремонтного периода более чем на 20°С.

4.11. Проточная часть ЦСД и ЦНД турбины в ПГУ-Н должна быть рассчитана на увеличенный расход за счет вытеснения регенерации и поступления пара от котла-утилизатора.

5. ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К ГАЗОТУРБИННОЙ УСТАНОВКЕ

5.1. В объем технического проекта ГТУ завод-изготовитель должен включать следующую информацию при заданных температурах наружного воздуха, сопротивлениях на стороне всасывания и выхлопе, местном барометрическом давлении для пиковой нагрузки, базовой нагрузки, нагрузок при максимально прикрытом положении входного направляющего аппарата и для нагрузок 50 и 30% номинальной:

мощность брутто;
мощность нетто;
КПД ГТУ;
расход топлива;
температура выхлопных газов;
расход выхлопных газов;
коэффициент избытка воздуха.

5.2. Газотурбинная должна быть оснащена комплектом диагностических устройств, содержащих информацию о степени исчерпания моторесурса основных ее элементов.

5.3. Система регулирования ГТУ должна удовлетворять требованиям, изложенным в пп. 4.4-4.8 настоящих Технических требований.

5.4. Содержание NO_x в выхлопных газах ГТУ, в диапазоне на-

грузок до 0,5 номинальной, не должно превышать при работе на природном газе 50 мг/нм^3 и на жидком топливе — 100 мг/нм^3 (в пересчете на NO_2) при объемной концентрации кислорода 15% в сухих выхлопных газах.

Должна обеспечиваться устойчивая работа ГТУ во всех стационарных и переходных режимах с включенной системой впрыска воды или пара для подавления выбросов NO_x при работе на жидком топливе.

5.5. На ПГУ-Б должна обеспечиваться практически постоянная температура выхлопных газов перед котлом-утилизатором в диапазоне нагрузок не менее 30% (от 100 до 70% номинальной).

6. ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К ТУРБОГЕНЕРАТОРАМ

6.1. Генератор должен быть рассчитан на длительную работу в регулировочном диапазоне активной нагрузки в соответствии с ГОСТ 533-93 и диаграммой мощности, выданной предприятием-изготовителем, в том числе в режимах недовозбуждения с коэффициентом мощности до 0,95 (включительно), с номинальной активной мощностью.

6.2. В условиях нормальной эксплуатации при нагружении в полном регулировочном диапазоне генераторы паровых и газовых турбин должны допускать скорость изменения активной нагрузки до 11% в минуту.

6.3. Генератор должен допускать набор реактивной нагрузки при пусках и ее изменения во время работы при ручном управлении возбуждением (воздействие на уставку автоматического регулятора возбуждения АРВ) со средней скоростью не менее допустимой скорости набора и изменения активной нагрузки. Скорость изменения реактивной нагрузки при действии АРВ, а также при ручном управлении возбуждением, в аварийных условиях не должна ограничиваться.

6.4. При работе с аварийными отклонениями частоты вращения ротора генератора (п. 2.17) должны допускаться перегрузки по токам ротора и статора, разрешенные в аварийных условиях.

6.5. Генератор ГТУ должен быть оснащен тиристорным пусковым устройством (ТПУ), поставляемым комплектно с генератором.

Пусковые устройства ГТУ со свободной силовой турбиной входят в состав заводской поставки газотурбинного двигателя.

6.6. Генератор паровой турбины в схемах ПГУ-Н должен рассчитываться на номинальную нагрузку с учетом увеличенного расхода пара через ЦСД и ЦНД паровой турбины за счет вытеснения регенерации и поступления пара от котла-утилизатора.

6.7. Генератор ГТУ должен выбираться по максимально допустимой мощности ГТУ при отрицательной температуре наружного воздуха, характерной для района расположения ТЭС, и с учетом обеспечения его перегрузки на 10%. При этом суммарная перегрузка по отношению к нагрузке при расчетной температуре не должна превышать 30% номинальной мощности.

7. ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К ВСПОМОГАТЕЛЬНОМУ ОБОРУДОВАНИЮ, АРМАТУРЕ, ТЕПЛОВЫМ И ЭЛЕКТРИЧЕСКИМ СХЕМАМ

7.1. Установки ПГУ-Б могут выполняться с установкой одной, двух, трех и четырех ГТУ на одну паровую турбину.

Установки ПГУ-Н должны выполняться по моноблочной схеме. Применение дубль-блочной схемы допускается при специальном обосновании.

7.2. Конденсатор паровой турбины должен обеспечивать прием пара и воды при пусках, остановах и сбросах нагрузки установки в соответствии с пропускной способностью пускосбросных устройств. Должен обеспечиваться также прием всех дренажей пароперегревателя котла, главных паропроводов и системы промперегрева, используемых при пусках установки.

7.3. В ПГУ-Н с прямоточными и барабанными котлами в схему конденсатного тракта должна включаться БОУ. В ПГУ-Н с барабанными котлами, заказанными для базовых условий эксплуатации, БОУ не устанавливается. В ПГУ-Б включение в схему конденсатного тракта БОУ требует специального обоснования и оговаривается в технических условиях на поставку.

7.4. Система регенерации паровой турбины низкого и высокого

давления должна выполняться однониточной; в тракте низкого давления не должны применяться ремонтные обводы ПНД.

7.5. Конструкция деаэрационной колонки и смешивающего подогревателя низкого давления должны обеспечивать устойчивую работу при полных сбросах нагрузки ПСУ с подводом холодного конденсата (до 30°С) в количестве, соответствующем пропускной способности сбросных устройств и расходу пара на нагрузке собственных нужд.

7.6. Питательные насосы котлов с давлением на нагнетании более 2,5 МПа должны выполняться с разгрузочными устройствами барабанного типа и торцевыми концевыми уплотнениями.

В конструкции указанных питательных насосов должна быть предусмотрена система прогрева основных узлов, используемая при пуске и при выводе насосов в резерв.

7.7. При применении бездеаэраторной тепловой схемы питательные насосы должны допускать не менее 200 циклов поступления холодного конденсата в случаях сбросов нагрузки турбогенератора паровой турбины до нагрузки собственных нужд или холостого хода.

7.8. При применении турбопитательных насосов (ТПН) конструкция турбопривода должна обеспечивать работу на отборном паре основной турбины во всем диапазоне нагрузок до технического минимума. При применении питательных электронасосов (ПЭН) их электродвигатели (кроме электродвигателя ПЭН низкого давления котла-утилизатора) должны быть оснащены тиристорными преобразователями частоты, обеспечивающими глубокое регулирование частоты вращения.

7.9. В случае установки двух ТПН система пароснабжения должна обеспечивать возможность пуска второго ТПН до перевода первого на отборный пар основной турбины.

7.10. Подогреватели высокого давления (ПВД) при пусках ПГУ из холодного и неостывшего состояний должны допускать скорость роста давления до 0,1 МПа/мин, а при пусках из горячего состояния — до 0,2 МПа/мин. Корпуса всех ступеней ПВД должны быть равнопрочными.

7.11. В ПГУ-Н с промперегревом должна применяться однобайпасная пусковая схема в сочетании с тиристорным пуско-остано-

вочным устройством (ТПОУ) или двухбайпасная схема. В ПГУ-Н, заказанных для базовых условий эксплуатации, допускается применение однобайпасной пусковой схемы без ТПОУ.

Контуры высокого, среднего и низкого давления в схемах ПГУ с котлами-утилизаторами должны оснащаться пускосбросными устройствами. Пропускная способность этих пускосбросных устройств должна составлять не менее номинальной паропроизводительности контуров при номинальном давлении. Пропускная способность пускосбросных устройств ПСУ в составе ПГУ-Н должна выбираться в зависимости от пусковой схемы (однобайпасная, двухбайпасная) и конструкции котла, но не менее 45% производительности по свежему пару при номинальном давлении.

Все пускосбросные устройства должны применяться запорно-дроссельного типа, без отключающей запорной арматуры.

7.12. В сальниковых уплотнениях арматуры следует применять надежный уплотняющий материал на основе расширенного графита, тилона и др.

7.13. Конструкция арматуры должна допускать замену любой ее детали (кроме корпуса) в период двухсуточного простоя.

Корпусные детали арматуры с условным диаметром более или равным 100 мм выполнять цельноштампованными или штампосварными.

Ходовые части привода арматуры выполнять по типу прямоходных механизмов с жидкой смазкой.

7.14. Оборудование, предназначенное для обеспечения нормативных экологических показателей котлов (установки золоулавливания, сероулавливания, азоточистки) не должно препятствовать проведению остановов и пусков в соответствии с настоящими Техническими требованиями.

7.15. Электродвигатели механизмов собственных нужд ПГУ должны удовлетворять техническим требованиям, изложенным в руководящем материале "Асинхронные высоковольтные двигатели для собственных нужд тепловых и атомных электростанций. Технические требования" (М.: СПО Союзтехэнерго, 1987).

7.16. При проектировании следует предусматривать дистанционное включение разъединителей открытого распредустройства с

блочного щита управления, а также дистанционный визуальный контроль положения разъединителей.

7.17. В главной электрической схеме ПГУ следует предусматривать установку выключателей в цепи генераторного напряжения.

Подписано к печати 22.10.96 Формат 60×84 1/16
Печать офсетная Усл. печ. л. 1,4 Уч.-изд. л. 1,2 Тираж 220 экз.
Заказ № 44/96 Издат. № 96146

Производственная служба передового опыта эксплуатации
энергопредприятий ОРГРЭС
105023, Москва, Семеновский пер., д. 15
Участок оперативной полиграфии СПО ОРГРЭС
109432, Москва, 2-й Кожуховский проезд, д. 29, строение 6
Сверстано на ПЭВМ

gost.e-ecolog.ru