ГОСУДАРСТВЕННЫЙ СТАНДАРТ
СОЮЗА ССР

УСТАНОВКИ ТУРБИННЫЕ ПАРОВЫЕ СТАЦИОНАРНЫЕ ДЛЯ ПРИВОДА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ГЕНЕРАТОРОВ ТЭС

ОБЩИЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ

ГОСТ 24278—89
(СТ СЭВ 3035—81)

БЗ 8—89/594

Издание официальное

Е

ГОСУДАРСТВЕННЫЙ КОМИТЕТ СССР ПО УПРАВЛЕНИЮ
КАЧЕСТВОМ ПРОДУКЦИИ И СТАНДАРТАМ
Москва

gost.e-ecolog.ru

УДК 621.165 : 006.354 Группа Е23

ГОСУДАРСТВЕННЫЙ СТАНДАРТ СОЮЗА ССР

УСТАНОВКИ ТУРБИННЫЕ ПАРОВЫЕ СТАЦИОНАРНЫЕ ДЛЯ ПРИВОДА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ГЕНЕРАТОРОВ ТЭС

Общие технические требования

ГОСТ 24278—89

Stationary steam turbines for electric generators at thermal electric stations. General technical requirements

ОКП 31 1111

Срок действия с 01.01.91
до 01.01.96

Несоблюдение стандарта преследуется по закону

Настоящий стандарт распространяется на установки турбинные паровые стационарные с паровыми турбинами мощностью от 50 до 1600 МВт, с номинальной частотой вращения ротора 50 $с^{-1}$, предназначенные для привода турбогенераторов тепловых электростанций, работающих на органическом топливе.

Стандарт устанавливает основные параметры и требования к турбинным установкам, изготовляемым для нужд народного хозяйства и экспорта.

Термины, используемые в стандарте, и их пояснения приведены в приложении.

1. ОСНОВНЫЕ ПАРАМЕТРЫ

1.1. Турбины для турбинных установок должны изготовляться следующих типов:

К — конденсационные;

П — теплофикационные с производственным отбором пара;

Т — теплофикационные с отопительным отбором пара;

ПТ — теплофикационные с производственным и отопительным отборами пара;

Р — теплофикационные с противодавлением, без регулируемого отбора пара;

ПР — теплофикационные с противодавлением и производственным отбором пара;

Издание официальное Перепечатка воспрещена

Е

© Издательство стандартов, 1989

ТР — теплофикационные с противодавлением и с отопительным отбором пара;

КТ — конденсационные с отпуском тепла на теплофикацию.

1.2. Номинальные значения основных параметров должны соответствовать указанным в табл. 1.

1.3. При выборе параметров допускается принимать:

значения мощности турбины и давления свежего пара, указанные в табл. 1, с отклонением ±5%;

значения температуры свежего пара и промежуточного перегрева пара, указанные в табл. 1, с отклонением при температуре до (535±8)°С, а при более высоких температурах — ±5°С;

значения температуры питательной воды, указанные в табл. 1, с отклонением ±10°С.

Таблица 1

Мощность турбины, МВт	Давление свежего пара, МПа	Температура свежего пара, °С	Температура промежуточного перегрева пара, °С	Температура питательной воды, °С
50—100	(9,0); 12,8	(500; 520; 535); 555	—	230
100—185	12,8; (16,2; 18,0)			
180—215		(520; 535; 560); 540; 565	(520; 535; 560); 540; 565	250
160—225*	17,0*	540; 560	540; 565	260*
250	(16,2); 23,5	(520; 535); 540; 560	(520; 535); 540; 560	270
300—600	(16,2; 18,0); 23,5			
800—1600	23,5	540; 560	540; 560	

* Значения уточняют при проектировании.

Примечания:

1. Изготовление турбин, значения параметров которых заключены в скобки, допускается по требованию заказчика.

2. Для турбин парогазовых циклов параметры устанавливают в технических условиях на турбины.

1.4. Обозначение турбины должно включать тип турбины, номинальную мощность, максимальную мощность для турбин типов

Т и ПТ, номинальное давление свежего пара, номинальное давление отбираемого пара для турбин типов П, ПТ и ПР, номинальное давление пара за турбиной для турбин типов Р и ПР.

Пример условного обозначения конденсационной паровой турбины номинальной мощностью 200 МВт и номинальным давлением свежего пара 12,8 МПа:

Турбина паровая К-200—12,8.

Примечания:

1. В условных обозначениях разрабатываемых турбин значение давления пара указывают в мегапаскалях (МПа). В условных обозначениях существующих и модернизируемых турбин допустимо указывать давление пара в килограмм-силах на квадратный сантиметр (кгс/см^2).

2. В конструкторской и нормативно-технической документации к обозначению турбины по настоящему стандарту допустимо добавлять обозначение модификации.

1.5. В соответствии с техническим заданием или условиями эксплуатации турбины допускается отклонение от ее номинальной мощности от минус 5 до плюс 10%.

Примечания:

1. Значение номинальной мощности, полученной при модернизации, допускается не вводить в условное обозначение турбины.

2. При модернизации турбины с целью увеличения ее тепловой нагрузки сверх исходного номинального значения допускается уменьшение номинальной мощности.

1.6. Турбины должны допускать длительную работу при отклонениях параметров свежего пара и температуры промежуточного перегрева пара от их номинальных значений в пределах, указанных в табл. 2.

Таблица 2

Параметры свежего пара				Температура промежуточного перегрева пара, °С	
Давление, МПа		Температура, °С			
Номин.	Пред. откл.	Номин.	Пред. откл.	Номин.	Пред. откл.
12,8	±0,5*	555	+ 5 —10	—	—
		540 565		540 565	+ 5 —10
17,0		540 560		540 565	
23,5		540 560		540 560	

* При работе на скользящем давлении уровень допустимого снижения давления свежего пара устанавливают в нормативно-технической документации (НТД).

1.7. Пределы регулирования давления отбираемого пара и пара за турбиной для турбин типов П, Т, ПТ, Р, ПР, ТР, КТ должны соответствовать указанным в табл. 3.

Таблица 3

МПа

Номинальное давление отбираемого пара и пара за турбиной (противодавление)	Пределы регулирования давления отбираемого пара за турбиной (противодавления)	
	нижний	верхний
0,08	0,04; 0,05; 0,06	0,15; 0,20; 0,25; 0,30
0,09	0,04; 0,05; 0,06	0,15; 0,20; 0,25; 0,30
0,10	0,04; 0,05; 0,06	0,15; 0,20; 0,25; 0,30
0,12	0,07	0,25
0,30	0,20	0,40
0,50	0,40	0,70
0,70	0,50	0,90
1,00	0,80	1,30
1,30	1,00	1,55
1,45	1,20	1,75; 2,05
1,75	1,45	2,05
3,05	2,85	3,23

Примечание. На режимах работы турбины с ограничением какого-либо отбора пара допускается повышать его абсолютное давление сверх верхнего предела регулирования. Допустимое повышение давления устанавливают в технических условиях на техническом задании (ТУ или ТЗ) на турбины конкретных типоразмеров.

1.8. Номинальная мощность турбин типов Т и ПТ должна обеспечиваться при уменьшении отопительного отбора пара до нуля (или до значения, согласованного между изготовителем и потребителем) при номинальных значениях всех остальных параметров.

1.9. В соответствии с ГОСТ 183 направление вращения ротора должно быть правое (по часовой стрелке, если смотреть на передний подшипник в сторону турбогенератора).

1.10. Удельные расходы теплоты для конденсационных турбин, удельные расходы пара на теплофикационном режиме и удельные расходы теплоты на конденсационном режиме для турбин типов П, Т, ПТ и КТ, удельные расходы пара для турбин типов Р, ПР и ТР при номинальных значениях основных параметров, а также условия, при которых обеспечиваются удельные расходы теплоты (пара), и допуски на их значения устанавливают в ТУ или ТЗ на турбины конкретных типоразмеров.

2. ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ

2.1. Общие требования

2.1.1. *Требования к параметрам*

2.1.1.1. Турбины должны обеспечивать длительную работу при температуре охлаждающей воды до 33°С включ.

По заказу потребителя турбины должны обеспечивать работу при температуре охлаждающей воды св. 33°С. Условия такой работы должны быть указаны в ТУ или ТЗ на турбины конкретных типоразмеров.

2.1.2. *Требования к системе защиты*

2.1.2.1. Турбина должна быть снабжена системой защиты, обеспечивающей ее останов при возникновении аварийных режимов работы.

2.1.2.2. Система защиты должна обеспечивать немедленное закрытие всех стопорных и регулирующих клапанов при потере давления жидкости в системе регулирования.

2.1.2.3. Система защиты должна быть спроектирована таким образом, чтобы ее можно было взвести только вручную путем местного или дистанционного воздействия.

2.1.2.4. Цилиндры низкого давления и конденсатор должны быть защищены от недопустимого повышения давления с помощью клапанов или предохранительных диафрагм.

2.1.2.5. На паропроводах регенеративных и регулируемых отборов для внешних потребителей должны быть установлены обратные клапаны с автоматическим гидроприводом для предотвращения попадания пара и воды в проточную часть турбины при сбросах нагрузки.

2.1.2.6. Подогреватели высокого давления должны быть оснащены предохранительными устройствами, защищающими их корпуса от недопустимого повышения давления.

2.1.3. *Требования к маневренности*

2.1.3.1. Турбины должны обеспечивать длительную работу в диапазоне мощности 30—100% номинальной для регулирования графиков электрической нагрузки. Скорости изменения мощности в регулировочном диапазоне должны быть установлены в ТУ или ТЗ на турбины конкретных типоразмеров.

2.1.3.2. В регулировочном диапазоне конденсационные турбины должны допускать изменение установившейся мощности на 7% номинальной со скоростью 2% номинальной мощности в секунду при любом виде воздействия с целью обеспечения автоматического регулирования частоты и перетоков по линиям электропередач.

2.1.3.3. Турбины должны обеспечивать длительную работу в регулировочном диапазоне при отклонениях частоты вращения ротора 98—101% номинальной.

В аварийных условиях допускается работа турбины при следующих значениях частоты сети энергосистемы:

50,5—51,0 Гц — один раз продолжительностью не более 3 мин и не более 500 мин за весь срок эксплуатации;

49,0—48,0 Гц — один раз продолжительностью не более 5 мин и не более 750 мин за весь срок эксплуатации;

48,0—47,0 Гц — один раз продолжительностью не более 1 мин и не более 180 мин за весь срок эксплуатации;

47,0—46,0 Гц — один раз продолжительностью не более 10 с и не более 30 мин за весь срок эксплуатации.

2.1.3.4. Конденсационные турбины должны быть рассчитаны на общее число пусков за весь срок эксплуатации не менее 1000 из неостывшего состояния (остановы на 24—55 ч) и 2000 — из горячего состояния (останов на 5—8 ч) для вновь проектируемых турбин. Продолжительность пусков из различных тепловых состояний указывают в ТУ или ТЗ на турбины конкретных типоразмеров.

2.1.3.5. Теплофикационные турбины должны быть рассчитаны на общее число пусков за весь срок эксплуатации не менее 1800 из различных тепловых состояний, в том числе не менее 100 пусков из холодного состояния.

2.1.4. *Требования к системе регулирования*

2.1.4.1. Турбины, а также средства контроля и управления турбиной должны предусматривать возможность использования всережимных (включая пуск и останов) автоматизированных систем управления (для теплофикационных турбин — мощностью 100 МВт и выше).

2.1.4.2. Степень неравномерности регулирования частоты вращения при номинальных параметрах пара должна быть в пределах 4—5% номинальной частоты вращения. Местная степень неравномерности должна быть не менее 2% номинальной частоты вращения. Увеличение местной степени неравномерности при мощности менее 15% номинальной не регламентируют, при дроссельном регулировании в диапазоне мощностей от 90% до максимальной, а при сопловом регулировании — 90—100% мощности, регулируемой очередной сопловой группой, местная степень неравномерности не должна превышать среднего значения степени неравномерности более чем в три раза.

Для турбин типа Р степень неравномерности допускается 4,5—6,5% номинальной частоты вращения.

2.1.4.3. Степень нечувствительности системы регулирования частоты вращения при любой мощности не должна превышать

0,06% номинальной частоты вращения в электрогидравлической системе регулирования с регулятором мощности. В гидравлической системе регулирования степень нечувствительности системы регулирования частоты вращения не должна превышать 0,2% номинальной частоты вращения для турбин мощностью до 150 МВт и 0,1% — для турбин мощностью св. 150 МВт.

По согласованию между изготовителем и потребителем допускается увеличение степени нечувствительности в гидравлической системе регулирования до 0,3%.

2.1.4.4. Система регулирования турбины должна иметь механизм управления, обеспечивающий перемещение регулирующих клапанов из положения холостого хода до полной нагрузки за время не более 40 с.

В электрогидравлической системе регулирования должны быть электрические входы для задания мощности турбины и ее быстрого изменения.

2.1.4.5. Система регулирования турбин при внезапном сбросе мощности с отключением генератора от сети во всем диапазоне мощностей, включая номинальную, при номинальных параметрах пара и номинальной частоте вращения должна ограничивать динамический заброс частоты вращения, не допуская срабатывания автоматов безопасности, отрегулированных на включение при повышении частоты вращения ротора до 10—12% сверх номинальной или до значения, указанного в ТУ или ТЗ на турбины конкретных типоразмеров.

2.1.4.6. При одновременном закрытии стопорных и регулирующих клапанов цилиндров высокого и среднего давления и номинальных параметров пара ротор турбины не должен вращаться.

При раздельном закрытии клапанов (только стопорных либо только регулирующих) допустимая частота вращения не должна превышать 50% номинальной.

2.1.4.7. Турбины должны допускать сброс электрической нагрузки со скоростью, определяемой быстродействием системы регулирования турбины.

При длительности работы с полностью закрытыми клапанами турбин не более 3 с для блоков с питательными турбонасосами и до 10 с — для блоков с питательными электронасосами турбины должны обеспечивать восстановление нагрузки до исходного или любого другого значения в регулировочном диапазоне со скоростью не менее 10% номинальной мощности в секунду.

Расчетное число таких режимов устанавливают в ТУ или ТЗ на турбины конкретных типоразмеров.

2.1.4.8. Турбины типа Т должны предусматривать возможность их использования для планового регулирования электрической нагрузки энергосистемы.

2.1.5. *Требования к конструкции*

2.1.5.1. Для турбин, оснащенных информационно-вычислительным комплексом (ИВК), должны предусматриваться устройства для установки дополнительных измерительных приборов, обеспечивающих автоматизированные расчеты с помощью ИВК технико-экономических показателей и оперативный контроль за изменением экономичности оборудования энергоблоков.

2.1.5.2. По согласованию с заказчиком конструкция турбин должна предусматривать возможность нерегулируемого отбора пара для нужд теплоснабжения и на собственные нужды. Расход и параметры отбираемого пара устанавливают в ТУ или ТЗ на турбины конкретных типоразмеров.

2.1.5.3. Турбины типов П, ПТ, ПР и Р должны допускать возможность параллельной работы по отпуску пара из производственного отбора в общий паровой коллектор независимо от количества отпускаемого пара и параллельного использования редукционно-охладительных установок.

При необходимости, возможность параллельной работы турбин по отопительному отбору должна быть указана в ТУ или ТЗ на турбины конкретных типоразмеров.

2.1.5.4. Турбины должны допускать работу при скользящем давлении свежего пара. Параметры пара в зависимости от нагрузки турбины устанавливают в НТД.

2.1.5.5. Конденсационные турбины должны обеспечивать длительную работу при температуре пара в выхлопном патрубке до 70°С.

2.1.5.6. Турбины должны обеспечивать возможность принудительного их расхолаживания. Условия работы в режиме расхолаживания устанавливают в ТУ или ТЗ на турбины конкретных типоразмеров.

2.1.5.7. Турбины должны допускать следующие режимы работы:

с отключенными подогревателями высокого давления (особенности работы турбины должны быть указаны в ТУ или ТЗ на турбины конкретных типоразмеров);

с нагрузкой собственных нужд после сброса нагрузки — до 40 мин;

на холостом ходу после сброса электрической нагрузки — не менее 15 мин;

на холостом ходу после пуска турбины для проведения испытаний генератора — не менее 20 ч;

моторный (допустимая длительность должна быть указана в ТУ или ТЗ на турбины конкретных типоразмеров).

2.1.5.8. Турбины должны быть снабжены валоповоротным устройством, автоматически отключающимся при развороте турбины и, по заказу потребителя, автоматически включающимся при останове ротора.

2.1.5.9. Конструкция турбин должна предусматривать установку средств измерения и контроля относительного перемещения роторов, осевого сдвига валопровода, температурного состояния металла цилиндров.

Турбины должны быть оснащены аппаратурой для измерения вибрации подшипников опор по средней квадратической виброскорости. Турбины мощностью 500 МВт и более должны быть снабжены аппаратурой для измерения относительных колебаний вала. У турбин мощностью 500 МВт и более виброизмерительная аппаратура должна иметь выход по переменному току для включения в автоматизированную систему вибродиагностики. Объем средств измерения и контроля устанавливают по согласованию между изготовителем и потребителем.

2.1.5.10. Турбины должны быть снабжены предохранительными устройствами на паропроводах регулируемых отборов и на противодавлении (для теплофикационных турбин).

2.1.5.11. Конденсаторы турбин энергетических блоков должны иметь устройства для приема редуцированного пара от сбросного быстродействующего редукционно-охлаждающего устройства. Количество пара, на прием которого рассчитано это устройство, значение вакуума и допустимая длительность работы со сбросом пара в конденсатор должны быть установлены в ТУ или ТЗ на турбины конкретных типоразмеров.

2.1.5.12. Конструкция паро- и водоприемных устройств конденсатора должна предупреждать вынос капельной влаги к рабочим лопаткам последних ступеней и эрозионный износ их выходных кромок.

2.1.5.13. По заказу потребителя конденсаторы турбин должны быть оснащены устройствами для шариковой очистки внутренней поверхности трубок и устройствами предочистки.

2.1.5.14. В конденсаторах турбин типов Т и ПТ допускается выделять части поверхности (встроенные пучки) для подогрева обратной сетевой или подпиточной воды.

Возможность и условия одновременного пропуска подпиточной воды через встроенный пучок и циркуляционной воды через основную поверхность конденсатора устанавливают в ТУ или ТЗ на турбины конкретных типоразмеров.

2.1.5.15. Стопорные клапаны (при двух и более), обратные клапаны на линиях отборов пара и клапаны системы промежуточного перегрева должны быть снабжены устройствами для их расхаживания на полный ход при работе турбины под нагрузкой. Условия проведения расхаживания должны быть указаны в инструкции по эксплуатации.

2.1.5.16. В конструкции подшипников турбин мощностью 500 МВт и более должна быть предусмотрена возможность гидроподъема роторов.

2.1.5.17. Конструкция крепежных деталей с регламентированной затяжкой должна обеспечивать возможность ее контроля.

2.1.5.18. Турбины должны иметь системы обогрева фланцевых соединений корпусов цилиндров высокого давления, а турбины с промежуточным перегревом пара — также и цилиндров среднего давления с целью использования этих систем при любом тепловом состоянии турбин и при расхолаживании.

2.1.5.19. Дренажи турбин должны быть направлены через соответствующие расширители в конденсатор, для турбин с противодавлением — в бак низких точек.

2.1.5.20. Корпусные части турбин, работающие под давлением, должны выдерживать пробное гидравлическое давление, превышающее максимальное рабочее давление не менее чем на 50%.

2.1.5.21. Роторы турбин должны быть испытаны в течение 2 мин повышением частоты вращения на 2% выше максимальной расчетной, когда частота вращения ограничивается только действием автоматов безопасности, но не более чем на 20% номинальной.

2.1.5.22. Для систем маслоснабжения турбин следует применять турбинное или огнестойкое масло. При применении насоса с электроприводом в качестве главного масляного насоса турбины должны иметь устройства, обеспечивающие ее безаварийный останов в случае прекращения работы главных масляных насосов.

2.1.5.23. Вид климатического исполнения турбин — УХЛ4 (без местного регулирования) по ГОСТ 15150. По заказу потребителя турбины могут быть изготовлены в другом климатическом исполнении.

2.1.5.24. Массу турбины без конденсатора, специальной арматуры, эжекторов, перепускных труб, другого вспомогательного оборудования, комплектующего турбину, и без запасных частей, а также массу наиболее тяжелого элемента турбины указывают в ТУ или ТЗ на турбины конкретных типоразмеров.

2.1.5.25. Конструкция и применяемые материалы для деталей уплотнений проточных частей и концевых уплотнений цилиндров турбины должны обеспечивать максимальную сохранность расчетных значений зазоров в этих уплотнениях при регламентированных условиях эксплуатации в течение межремонтного периода.

2.1.5.26. Турбины должны быть приспособлены для проведения консервации против стояночной коррозии на период их останова более 7 сут.

2.1.5.27. Конструкция турбины должна обеспечивать свободу теплового расширения корпусов цилиндров при всех режимах эксплуатации. Для турбин мощностью 500 МВт и более должна быть предусмотрена возможность измерения нагрузок на лапах цилиндров.

2.1.5.28. Конструкция и материал дисков и лопаточного аппарата турбин, работающих в зоне фазового перехода, должны обеспечивать их коррозионную стойкость в процессе длительной эксплуатации при регламентированных предприятием-изготовителем условиях по качеству пара перед турбиной.

2.1.5.29. Конструкция турбин должна выдерживать землетрясение не менее 6 баллов по шкале MSK-64. Необходимость работы турбины при величине проектного землетрясения более 6 баллов должна быть указана в ТЗ на конкретный тип турбины.

2.1.6. *Требования к надежности*

2.1.6.1. Турбины должны иметь следующие показатели надежности:

установленный срок службы между ремонтами со вскрытием цилиндров — не менее 6 лет;

средняя наработка на отказ — не менее 6250 ч для турбин мощностью 500 МВт и более, для турбин меньшей мощности — не менее 7000 ч;

коэффициент готовности — не менее 0,98;

полный установленный срок службы — не менее 40 лет, за исключением быстроизнашивающихся деталей.

Ресурс деталей и сборочных единиц, работающих при температуре св. 450°С, устанавливают в ТУ или ТЗ на турбины конкретных типоразмеров.

2.1.6.2. Среднее квадратическое значение виброскорости подшипников в вертикальном, поперечном и осевом направлениях на всех режимах работы турбин при номинальной частоте вращения должно соответствовать требованиям ГОСТ 25364.

2.1.6.3. Для турбин мощностью 100 МВт и более изготовитель предоставляет заказчику результаты расчета критических частот вращения системы «валопровод — смазочный слой — подшипниковые опоры — статор», подтверждающие отсутствие вблизи рабочих оборотов опасных резонансов.

2.1.7. *Требования к ремонтопригодности*

2.1.7.1. Требования к ремонтопригодности должны соответствовать НТД по ремонтопригодности, утвержденной в установленном порядке.

2.1.7.2. Конструкция турбин и вспомогательного оборудования должна предусматривать возможность проведения ремонтных работ и замену деталей, в том числе быстроизнашивающихся.

2.1.7.3. Турбины должны быть снабжены комплектами специального инструмента и приспособлений для проведения ремонтных работ.

2.1.7.4. Крупногабаритные сборочные единицы турбин должны быть оснащены устройствами (люками, скобами, поручнями), обеспечивающими осмотр их внутренних поверхностей и проведение ремонта.

2.1.7.5. Детали и сборочные единицы турбин массой более 20 кг должны иметь устройства для подъема, спуска и удержания изделий на весу при монтажных и ремонтных работах, если контуры изделия не позволяют удобно и надежно захватить его тросом подъемного устройства.

2.1.7.6. Все паропроводы, присоединяемые к турбинам, должны быть доступны для технического осмотра, дефектоскопии (просвечивания гамма-лучами или проверки ультразвуком), если она предусмотрена проектом, ремонта и нанесения тепловой изоляции.

2.1.7.7. В конструкции вновь проектируемых турбин должна быть предусмотрена возможность балансировки роторов цилиндров среднего и низкого давления без снятия верхних половин корпусов цилиндров.

2.1.7.8. Конструкция корпусов подшипников должна предусматривать установку постоянных или временных приспособлений для подъема роторов при выкатывании нижних половин вкладышей.

2.1.7.9. Конструкция радиальных, концевых и диафрагменных уплотнений турбин должна предусматривать возможность замены элементов и восстановления зазоров в процессе ремонта.

2.1.7.10. В корпусных деталях турбин (включая системы парораспределения) и паропроводах высокого давления должны быть предусмотрены места вырезки проб для механических испытаний образцов металла деталей в процессе эксплуатации (для вновь проектируемых турбин).

2.1.7.11. Сборочные единицы и детали, устанавливаемые соосно с ротором, должны иметь специальные регулируемые элементы для их центровки относительно ротора.

2.1.7.12. Быстроизнашиваемые детали турбин должны быть легкосъемными для их замены в процессе эксплуатации и при ремонте отдельных цилиндров.

2.2. Требования безопасности

2.2.1. Турбины должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.003 и ГОСТ 12.2.049.

2.2.2. Конструкция турбин должна обеспечивать электро- и пожаробезопасность при их работе. Турбины должны иметь предохранительные и оградительные устройства, необходимые для безопасной эксплуатации.

2.2.3. Конструкция подшипников турбин должна исключать вытекание масла и масляных аэрозолей по валу наружу (на фундаменты, настил рабочей площадки, оборудование и т. д.).

2.2.4. Полости возможного скопления масляных паров (в корпусах подшипников, масляных баках, сливных маслопроводах) должны вентилироваться.

2.2.5. Смотровые стекла сливных патрубков подшипников должны быть освещены ламповыми устройствами во взрывозащищенном исполнении. Напряжение должно быть не более 12 В.

2.2.6. В сливных маслопроводах подшипников турбин изгиб труб должен быть плавным и сечение труб в направлении слива не должно уменьшаться.

2.2.7. Система маслоснабжения турбин должна исключать попадание масла в окружающую среду. При разуплотнении фланцевых соединений масляной системы должно быть исключено попадание масла на горячие поверхности.

2.2.8. Корпуса цилиндров, стопорных и регулирующих клапанов и паропроводы должны быть покрыты тепловой изоляцией. Температура наружной поверхности изоляции при снятой обшивке должна быть не более 45°С. Температура фундамента турбины не должна превышать 50°С.

2.2.9. Конструкция цилиндров турбин должна обеспечивать плотность разъемных фланцевых соединений во время эксплуатации для предотвращения протечки пара в машинный зал.

2.2.10. Обшивки корпусов цилиндров, клапанов и паропроводов должны иметь устройства, обеспечивающие удобство и безопасность их установки и съема.

2.2.11. Фундаментные плиты опор подшипников и корпусов цилиндров низкого давления, а также роторы должны быть заземлены.

2.2.12. Допустимый уровень вибрации на рабочих местах — по ГОСТ 12.1.012.

2.2.13. Шумовые характеристики турбины должны быть установлены в ТУ или ТЗ на турбины конкретных типоразмеров.

Допустимые уровни звукового давления на рабочих местах операторов и в зоне обслуживания должны быть определены в соответствии с ГОСТ 23941 и установлены в ТУ или ТЗ на турбины конкретных типоразмеров в соответствии с ГОСТ 12.1.023, а также должны удовлетворять требованиям ГОСТ 12.1.003 для рабочих мест.

2.2.14. Органы автоматизированных систем управления турбин (АСУТ) должны быть выполнены и сблокированы таким образом, чтобы исключить неправильную последовательность операций. Кострукция и расположение органов АСУТ должны исключать возможность непроизвольного и самопроизвольного пуска и останова турбин.

2.2.15. Органы аварийного включения (кнопки, рычаги) должны быть красного цвета, иметь указатели их нахождения, надписи о назначении и быть легкодоступными для обслуживающего персонала.

Символы органов управления должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.4.040. Органы управления — по ГОСТ 12.2.064.

2.2.16. Сигнальные цвета и знаки безопасности — по ГОСТ 12.4.026.

2.2.17. Основные размеры и значения прилагаемых усилий должны соответствовать:

для рукояток рычагов — ГОСТ 21753;

для маховиков — ГОСТ 21752.

2.2.18. Температура поверхности органов управления, предназначенных для выполнения операций без применения средств индивидуальной защиты рук, а также для выполнения операций в аварийных ситуациях, должна быть не выше 40°С для органов управления, изготовленных из металла, и 50°С — для органов управления, изготовленных из материалов с низкой теплопроводностью.

2.3. Требования к сырью, материалам и комплектующим изделиям

2.3.1. Качество материалов, применяемых для изготовления турбин, должно соответствовать требованиям стандартов, ТУ и техническим требованиям чертежей.

Качество материалов должно быть подтверждено сертификатами или результатами испытаний.

2.3.2. Выбор материалов для деталей, не подвергающихся значительным напряжениям при рабочих температурах, должен проводиться с таким расчетом, чтобы избежать недопустимого ухудшения свойств материала вследствие:

изменения внутренней структуры или состава;

взаимодействия между материалом и окружающей средой.

2.3.3. Материалы, используемые для напряженных деталей, должны удовлетворять условиям п. 2.3.2, а также должны быть выбраны на основании экспериментально полученных данных, подтверждающих, что под воздействием напряжений, температуры и заданного срока эксплуатации в материале не появятся трещины и деформации, превышающие допустимые значения.

2.4. Комплекность

2.4.1. Комплектность турбоустановки должна быть установлена по согласованию между изготовителем и потребителем.

2.4.2. В состав технической документации, прилагаемой к турбоустановкам, должны входить монтажные чертежи и инструкции по монтажу.

2.4.3. По согласованию между изготовителем и потребителем оборудование турбинной установки комплектуют в виде укрупненных блоков, сборочных единиц, не требующих при монтаже разборки и ревизии, если отсутствует внутри этого узла деталь соединения с другими сборочными единицами.

2.4.4. Конденсаторы паровых турбин, размеры которых не превышают предельные железнодорожные габариты, следует изготавливать с установленными и развальцованными охлаждающими трубками.

Конденсаторы, размеры которых превышают предельные железнодорожные габариты, должны состоять из продольных блоков.

2.5. Маркировка

2.5.1. На каждой турбине должна быть установлена табличка по ГОСТ 12971. Сведения об изделии, указываемые на табличке, устанавливают в ТУ на турбины конкретных типоразмеров.

2.5.2. Маркировка упаковки должна соответствовать требованиям ГОСТ 14192.

В случае, если оборудование не подлежит упаковке, маркировку наносят на прочно прикрепленном ярлыке или на самом изделии.

2.5.3. Комплектующие изделия маркируют в соответствии с требованиями НТД на эти изделия.

2.5.4. Надписи на табличке должны быть четкими и долговечными.

2.5.5. Все поставочные блоки турбины должны быть маркированы светлой несмываемой краской.

2.5.6. На изделиях, пакетах, связках массой более 3 т указывают их массу.

2.6. Упаковка

2.6.1. Окраску и консервацию элементов турбины и комплектующих изделий следует производить в соответствии с требованиями стандартов, ТУ и чертежей с учетом условий транспортирования и хранения. Для окраски и консервации применяют материалы, отвечающие требованиям конструкторской документации на изделия.

2.6.2. Выбор вида упаковки (прочно укрепленные связки или пакеты, ящики, специальная упаковка или железнодорожные контейнеры) в зависимости от назначения и характера элементов и деталей проводит предприятие—изготовитель турбоустановки. В отдельных случаях в соответствии с ТЗ, кроме требований железнодорожного транспорта, должны быть учтены требования транспортирования водным и автомобильным транспортом.

2.6.3. Для товаросопроводительной документации на отправляемых грузах закрепляют водонепроницаемые пеналы с плотно закрывающимися крышками, металлические (пластмассовые) ящики или карманы, места и способ крепления которых устанавливают конструкторской документацией предприятия-изготовителя.

3. ПРИЕМКА

3.1. Турбины должны проходить приемо-сдаточные испытания на стенде предприятия-изготовителя и на месте эксплуатации.

3.2. Турбины должны проходить на стенде изготовителя паровые испытания без генератора при номинальной частоте вращения.

Должны быть проверены:

качество изготовления сборочных единиц и турбин в сборе;

правильность работы отдельных сборочных единиц и их взаимодействие в рабочем состоянии;

работа подшипников и уровень вибрации;

работы системы регулирования турбины;

срабатывание автоматов безопасности при повышении частоты вращения сверх номинальной.

3.3. Приемка турбинной установки на месте эксплуатации должна состоять из следующих этапов:

проверка комплектности и технического состояния турбины и комплектующего оборудования перед сборкой и монтажом;

приемка сборочных единиц и систем турбоустановки после проведения монтажных работ;

приемка сборочных единиц и систем турбоустановки по результатам их испытаний;

приемка турбинной установки по результатам приемо-сдаточных испытаний.

3.3.1. Проверка комплектности и технического состояния сборочных единиц и комплектующего оборудования должна проводиться по мере поступления оборудования на монтаж. При этом проверяют отсутствие повреждений и дефектов оборудования, сохранность окраски, консервирующих и специальных покрытий, целостность пломб.

3.3.2. Приемка должна включать:

проверку плотности стопорных и регулирующих клапанов;

проверку правильности показаний измерительных приборов, состояния блокировок и систем защиты турбоустановки;

проверку правильности работы и предварительной настройки регуляторов систем турбоустановки;

испытание регуляторов безопасности;

снятие характеристик систем регулирования и проверку ее работы;

проверку режимов пуска турбинной установки;

испытание качества тепловой изоляции корпусов цилиндров;

проверку уровня вибрации подшипников турбины и турбогенератора;

прозерку работы системы регенерации;

проверку плотности вакуумной системы турбоустановки;

проверку закрытия обратных клапанов на паропроводах отборов;

испытание предохранительных клапанов.

3.3.3. В задачу приемо-сдаточных испытаний входит проверка в эксплуатации отсутствия дефектов, препятствующих длительной эксплуатации турбоустановки. Завершающим этапом приемки в

эксплуатацию должны быть испытания в течение 72 ч при работе по прямому назначению и при номинальной электрической и тепловой нагрузках. Если по условиям эксплуатации электростанции номинальные нагрузки не могут быть достигнуты, турбоустановка должна быть принята в эксплуатацию по результатам испытаний при максимально возможной нагрузке.

Приемку турбинной установки в эксплуатацию подтверждают актом и соответствующей записью в формуляре (паспорте).

3.4. На головных турбинных установках после приемо-сдаточных испытаний и приемки в эксплуатацию должны проводить приемочные испытания с целью проверки показателей качества:

тепловые испытания по определению экономичности турбинной установки;

испытание системы регулирования и защиты;

динамические испытания по определению уровня вибрации подшипников, а для турбин мощностью св. 500 МВт также и валопровода;

испытания по определению уровня шума.

3.5. Приемочные испытания головных турбинных установок проводят в течение 12 мес после приемки их в эксплуатацию по программам и методикам, согласованным и утвержденным в установленном порядке.

4. МЕТОДЫ КОНТРОЛЯ

4.1. Должна быть обеспечена возможность установки первичных контрольно-измерительных приборов, необходимых для определения:

параметров свежего пара и пара промежуточного перегрева перед стопорными и перед регулирующими клапанами турбины, а также в камере регулирующей ступени;

параметров пара на выходе из цилиндров высокого и среднего давления;

параметров пара в отборах (регенеративных, теплофикационных, промышленных);

давления пара в конденсаторе;

давлений рабочей жидкости в системах смазки и регулирования;

температуры охлаждающей воды до и после конденсатора;

температур рабочей жидкости на сливе из подшипников;

температур металла подшипников и деталей, определяющих маневренные характеристики турбины;

температур воды и пара на входе и выходе из теплообменников турбоустановки;

уровней жидкости в баках систем смазки и регулирования;

расходов свежего пара на турбину, конденсата и питательной воды после подогревателей высокого давления;

частоты вращения ротора турбины;

перемещений ротора и корпусов цилиндров и подшипников (абсолютных и относительных);

показателей вибрационного состояния турбины;

показателей качества свежего пара (Na, pH и электропроводимость) и конденсата после конденсаторов и сетевых подогревателей (электропроводимость), а также содержание кислорода в конденсате после конденсаторов;

уровней конденсата в регенеративных и сетевых подогревателях.

4.2. Метрологическое обеспечение нестандартных средств измерений и автоматики — в соответствии с инструкциями по их монтажу, настройке и эксплуатации.

4.3. Показатели надежности проверяют по данным эксплуатации.

5. ТРАНСПОРТИРОВАНИЕ И ХРАНЕНИЕ

5.1. Турбины могут транспортироваться железнодорожным, автомобильным, морским и речным транспортом. Транспортирование морским транспортом осуществляют только в закрытых транспортных средствах. Условия хранения — 6 (ОЖ2) по ГОСТ 15150. Условия транспортирования 8 (ОЖ3) по ГОСТ 15150.

Условия хранения корпусов подшипников с механизмами регулирования, электрооборудования измерительной аппаратуры и запасных частей — 1 (Л) или 2 (С) по ГОСТ 15150.

5.2. Блоки, подлежащие транспортированию по железной дороге, не должны превышать размеров, соответствующих негабаритности III степени*.

Масса одного блока должна быть не более 150 т.

Допускается транспортирование по железной дороге блоков массой св. 150 т, которые не превышают размеров, соответствующих негабаритности IV ступени*.

5.3. Детали и сборочные единицы турбин должны быть подвергнуты противокоррозионной защите по ГОСТ 9.014, обеспечивающей для условия хранения 8 (ОЖ3) ГОСТ 15150.

Срок защиты без переконсервации — не менее одного года.

---

* Степень негабаритности — по «Инструкции по перевозке грузов негабаритных и нагруженных на транспортеры по железным дорогам СССР колеи 1525 мм», утвержденной МПС СССР.

6. УКАЗАНИЯ ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ

6.1. Эксплуатацию турбоустановки, включая ее обслуживание в период останова в ремонт или резерв, производят в соответствии с эксплуатационной документацией, разработанной и утвержденной в установленном порядке.

6.2. Техническая документация по эксплуатации должна охватывать все вопросы эксплуатации, обеспечивающие надежную и экономичную работу турбоустановки, в ней должны быть указаны все ограничения при эксплуатации в соответствии с техническими требованиями (разд. 2 настоящего стандарта), а также другие требования, определяемые конструктивными особенностями и режимами эксплуатации конкретных турбоустановок. Должны быть приведены требования к качеству свежего пара, конденсата и жидкостей систем смазки и регулирования.

7. ГАРАНТИИ ИЗГОТОВИТЕЛЯ

7.1. Изготовитель гарантирует соответствие паровых турбинных установок требованиям настоящего стандарта при соблюдении условий транспортирования, хранения, монтажа и эксплуатации.

7.2. Гарантийный срок эксплуатации — 24 мес со дня ввода турбины в эксплуатацию.

ПРИЛОЖЕНИЕ
Справочное

ТЕРМИНЫ, ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ В СТАНДАРТЕ, И ИХ ПОЯСНЕНИЯ

Термин	Пояснение
Номинальная мощность конденсационной и теплофикационной турбины	Мощность турбогенератора, указанная изготовителем, с которой турбина может работать неограниченное время, не превышающее заданный срок службы, при номинальных основных параметрах. При этой мощности, обычно, гарантируется удельный расход теплоты или пара. Регулирующие клапаны не должны быть полностью открыты
Максимальная мощность конденсационной турбины	Мощность турбины при полностью открытых регулирующих клапанах и номинальных основных и других параметрах пара и чистой проточной части
Максимальная мощность теплофикационной турбины	Наибольшая мощность, которую турбина должна длительно развивать на клеммах турбогенератора при определенных соотношениях расходов отбираемого пара (в соответствии с диаграммой режимов) и давлений пара в отборах или противодавления, при номинальных значениях всех других основных параметров и чистой проточной части
Основные параметры паровой турбинной установки	К основным параметрам относятся: начальные параметры пара; параметры пара после промежуточного перегрева; температура регенеративного подогрева питательной воды; давление за турбиной; номинальная (максимальная) мощность; частота вращения; расход и параметры отбираемого пара для внешних потребителей теплоты
Начальные параметры пара	Давление и температура свежего пара перед стопорным клапаном турбины
Качество свежего пара	Значение по содержанию Na и показателям электропроводимости и pH
Параметры пара после промежуточного перегрева	Давление и температура пара после промежуточного перегрева (перед стопорным клапаном части среднего или части низкого давления турбины)

Продолжение

Термин	Пояснение
Номинальная температура регенеративного подогрева питательной воды	Температура питательной воды на выходе из регенеративной системы при номинальных значениях всех остальных параметров турбины и расходе этой воды, равном расходу пара на турбину
Давление за турбиной	Давление пара в выхлопном патрубке турбины в 1 м над верхним рядом охлаждающих трубок конденсата
Расход отбираемого пара	Расход пара, который отбирают из турбины на внешнее потребление, т. е. сверх расхода на регенеративный подогрев питательной воды
Параметры отбираемого пара	Давление и температура пара в камерах отбора турбины
Удельный расход теплоты, брутто	Расход теплоты на турбину, отнесенный к сумме мощностей турбогенератора и турбинных приводов вспомогательных агрегатов
Удельный расход пара	Расход свежего пара, отнесенный к сумме мощностей турбогенератора и турбопривода питательного насоса
Работа на скользящем давлении	Работа, при которой изменение расхода свежего пара сопровождается изменением давления свежего пара

ИНФОРМАЦИОННЫЕ ДАННЫЕ

1. РАЗРАБОТАН И ВНЕСЕН Министерством тяжелого, энергетического и транспортного машиностроения СССР

ИСПОЛНИТЕЛИ

Н. Д. Маркозов, канд. техн. наук; **Т. И. Арефьева**; **О. А. Владимирский**; **В. И. Нишневич**, канд. техн. наук; **Д. М. Будняцкий**, канд. техн. наук; **Н. Ф. Комаров**, канд. техн. наук

2. УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ Постановлением Государственного комитета СССР по управлению качеством продукции и стандартам от 22.09.89 № 2845

3. Стандарт полностью соответствует СТ СЭВ 3035—81

4. ВЗАМЕН ГОСТ 24278—85Е

5. ССЫЛОЧНЫЕ НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

Обозначение НТД, на который дана ссылка	Номер пункта, подпункта
ГОСТ 9.014—78	5.3
ГОСТ 12.1.003—83	2.2.13
ГОСТ 12.1.012—78	2.2.12
ГОСТ 12.1.023—80	2.2.13
ГОСТ 12.2.003—74	2.2.1
ГОСТ 12.2.049—80	2.2.1
ГОСТ 12.2.064—81	2.2.15
ГОСТ 12.4.026—76	2.2.16
ГОСТ 12.4.040—78	2.2.15
ГОСТ 183—74	1.9
ГОСТ 12971—67	2.5.1
ГОСТ 14192—77	2.5.2
ГОСТ 15150—69	2.1.5.23; 5.1; 5.3
ГОСТ 21752—76	2.2.17
ГОСТ 21753—76	2.2.17
ГОСТ 23941—79	2.2.13
ГОСТ 25364—88	2.1.6.2

Редактор *В. П. Огурцов*
Технический редактор *Э. В. Митяй*
Корректор *Л. В. Сницарчук*

Сдано в наб. 16.10.89 Подп. в печ. 22.12.89 1,5 усл. п. л. 1,5 усл. кр.-отт. 1,50 уч.-изд. л
Тир. 4000 Цена 10 к.

Ордена «Знак Почета» Издательство стандартов, 123557, Москва, ГСП,
Новопресненский пер., д. 3.
Вильнюсская типография Издательства стандартов, ул. Даряус и Гирено, 39. Зак. 2209.

gost.e-ecolog.ru