

## **СЕКЦИЯ 4. ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ТЕПЛОВЫХ И АТОМНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ**

### **ВРЕМЕННЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ЦИКЛА ТУРБОУСТАНОВКИ**

Я.В. Базыкин, Л.В. Савостьянова  
Томский политехнический университет  
ЭНИН, АТЭС

#### **Аннотация**

В результате изучения ремонтной документации турбоустановок мощностью 25-150 МВт и находящихся в эксплуатации не менее 20 лет получены статистические данные о временных показателях производственного цикла турбин. Введённые показатели отличаются от тех, что применяются для выбора продолжительности межремонтного периода в настоящее время. Излагаемый подход позволяет прогнозировать индивидуальный ресурс турбоустановок на анализе расчетов, проведённых с использованием ремонтной документации.

Ключевые слова: турбоустановка, производственный цикл, наработка, надежность.

Цель работы заключается в создании методики прогнозирования индивидуальных ресурсов турбоустановок, отработавших значительные периоды времени и обосновании рекомендаций по объёмам и срокам ремонтно-эксплуатационного обслуживания турбоустановок, сохраняющих определённое количество дефектов в тех или иных узлах, и которые накапливаются из-за значительных сроков эксплуатации и количества пусков турбоустановок [1].

Сведения о ремонтно-эксплуатационных характеристиках извлечены из документов, представленных электростанциями, на которых работают конденсационные, теплофикационные и противодавленческие турбоустановки мощностью от 25 до 180 МВт. В работе представлены материалы проведённых исследований влияния характеристик производственного цикла на индивидуальный ресурс турбоустановки Т-100-130 ТМЗ.

Изучение индивидуального ресурса, т. е. суммарной наработки объекта от момента контроля его технического состояния до перехода объекта в предельное состояние, исследуемых турбоустановок представляет значительный интерес, поскольку обновление парка идёт очень медленно. Действующие турбоустановки имеют значительный износ, а периодические плановые ремонты не обеспечивают полную замену изношенных узлов и продолжают нести нагрузку.

Производственным циклом турбоустановки принято называть календарную продолжительность эксплуатационного периода, от момента пуска в работу и после окончания предыдущего капитального ремонта до момента окончания последующего планового капитального ремонта. На рисунке 1 представлен период производственного цикла турбоустановки, который показывает, что она может находиться в состоянии планового ремонта, несения нагрузки и резерва.

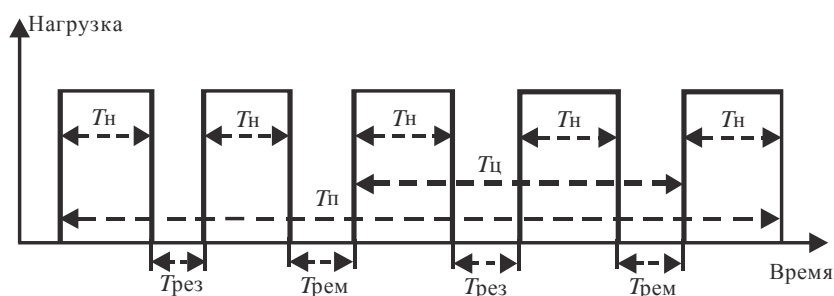


Рис. 1. Производственный цикл турбоустановки:  $T_n$  – время несения нагрузки;  $T_{рез}$  – время нахождения в резерве;  $T_{рем}$  – время нахождения в ремонте;  $T_{ц}$  – производственный цикл установки;  $T_p$  – производственный период

Время, в течение которого турбоустановка несет нагрузку, является основным технологическим процессом и, независимо от величины нагрузки, далее будет именоваться – наработка. Режим «резерв» турбоустановки предусмотрен для случаев, когда турбоустановка по диспетчерскому графику находится в состоянии ожидания и готова к приёму нагрузки (после проведения пусковых операций). Режим «ремонт» предусматривает выполнение плановых и внеплановых ремонтных работ.

Для турбоустановки Т-100-130 средняя продолжительность производственного цикла составила 20761 ч (865 суток), а структура представлена на рисунке 2.

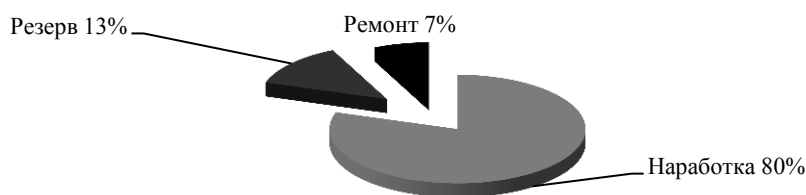


Рис. 2. Структура производственного цикла турбоустановки Т-100-130 ТМЗ

Структура производственного цикла турбоустановок, работающих на разных электростанциях, практически не отличается друг от друга. Это связано с единством ремонтно-эксплуатационной политики и совпадением подходов диспетчерского управления [2].

Интерес к изучению структуры производственного цикла паротурбинного оборудования основывается на том, что соотношение наработки, продолжительности ремонта и резерва определяют основные характеристики надёжности – вероятность безотказной работы, время безотказной работы, наработка на отказ, назначенный ресурс, коэффициент готовности и др.

В связи с этим важно знать, в какой мере параметры производственного цикла изменяются в течение всего срока эксплуатации турбоустановки [3]. Так турбоустановка Т-100-130 ТМЗ, пущенная в эксплуатацию в 1967 г., в течение двух разных десятилетий показала разные характеристики производственного цикла по отношению к календарной средней продолжительности цикла (таблица 1).

Табл. 1. Характеристики производственных циклов турбины Т-100-130 в течение двух разных десятилетий

Показатель	Период с 1968 по 1978 гг.		Период с 1989 по 1999 гг.	
	Кол-во часов	%	Кол-во часов	%
Наработка, всего	84089	–	71344	–
Средняя наработка на цикл	28029	85	14268	74
Средняя продолжительность ремонта	2337	7	2356	12
Средняя продолжительность резерва	2549	8	2652	14

Разумеется, эти изменения вызваны не столько состоянием работоспособности турбоустановки, сколько известными изменениями в управлении и рыночными преобразованиями в энергетике.

Средняя продолжительность циклов турбоустановки 20761 ч, а ремонтных простоев – 1495 ч. Это означает, что индивидуальные особенности турбоустановки – дефектуемые узлы, темпы нарастания дефектов, продолжительности межремонтного периода, программы ремонтного обслуживания и т.д. играют более существенную роль в обеспечении работоспособности, чем парковые. Обнаруживается и подтверждается тот факт, что дефекты возникают и нарастают в узлах турбоустановки по-разному [3]. Это означает, что срок нарастания дефекта равен межремонтному периоду.

Поэтому на электростанциях целесообразно сформировать информационные базы данных по ремонтному и эксплуатационному обслуживанию – аналог «диагностической карты» и ремонтному формуляру. Такой электронный документ позволит более обоснованно принимать решения о продлении эксплуатации турбоустановки.

На продолжительность межремонтного пробега турбоустановок, кроме прочих причин, серьёзно влияет количество пусков-остановов [4]. На рисунке 3 показано распределение числа пусков турбоустановки Т-100-130 с 1978 по 2011 г.

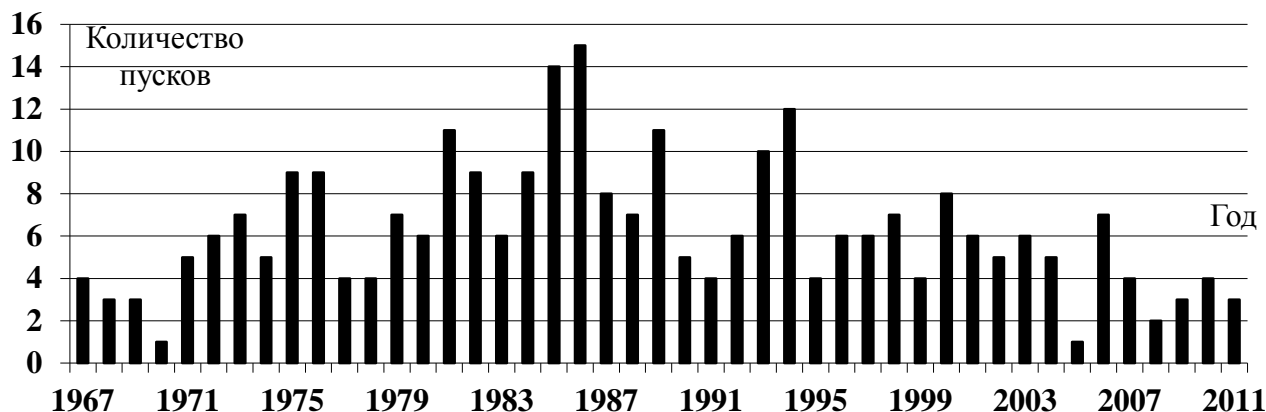


Рис. 3. Распределение пусков турбины Т-100-130, имеющей наработку 316478 ч

Среднее число пусков в год этой турбоустановки за период эксплуатации составило 6. При средней продолжительности цикла 20761 ч среднее число пусков на цикл равно 13.

В оценке индивидуальных характеристик надёжности турбоустановки следует учитывать не только наработку, но и количество пусков. Индивидуальные статистические характеристики могут быть легко преобразованы в характеристики надёжности, в данном случае рассчитаны показатели надёжности для периода 1 год [1]:

- вероятность безотказной работы 0,6;
- коэффициент готовности 0,91;
- вероятная продолжительность безотказной работы после очередного ремонта 13302 ч.

На основе информации о ремонтно-эксплуатационной истории для каждой турбоустановки может быть создана «диагностическая карта» в форме электронной базы данных, по которой можно восстановить подлинный индивидуальный ремонтно-эксплуатационный портрет. Это даёт возможность формировать поток данных по узлам турбоустановки, видам дефектов, темпам нарастания дефектов, временным и другим технологическим признакам. Соответственно и характеристики надёжности можно рассчитывать для отдельных узлов и блоков турбоустановки. В первую очередь – вероятное время безотказной работы каждого узла.

Ремонтная история каждой турбоустановки может быть воссоздана на каждой электростанции по материалам ремонтных формуляров, дефектных ведомостей, заказной документации и т. п. в виде информационной базы.

Выводы:

1. В данной работе рассмотрены характеристики производственного цикла турбоустановки, которые очень сильно зависят от качества и количества ремонтов, а также от потребности потребителя в тепловой и электрической энергии в течение календарного года.
2. Экспериментально установлено, что средний межремонтный ресурс турбоустановки составил 15369 ч, в то время как нормативный межремонтный ресурс для рассматриваемой турбоустановки составляет 34000 ч [5].
3. Сокращение располагаемого ресурса турбоустановки, связанное с длительными сроками эксплуатации и приближением к предельному состоянию отдельных узлов, требует перехода к индивидуальному планированию ремонтных процедур. Это можно осуществить только с учетом ремонтной истории за весь период эксплуатации.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Савостьянова Л.В., Литвак В.В. Анализ ресурсов паровых турбин на основе производственных циклов. // Известия Томского политехнического университета. - 2012 - Т. 321 - №. 4 - С. 11-15.

2. Литвак В.В., Панин В.Ф. Надёжность теплоэнергетического оборудования и экологическая обстановка вокруг ТЭС. – Томск: Изд-во НТЛ, 2009. – 280 с.
3. Родин В.Н., Шарапов А.Г., Мурманский Б.Е. и др. Ремонт паровых турбин / под общ. ред. Ю.М. Бродова. – Екатеринбург: Изд-во УГТУ-УПИ, 2002. – 211 с.
4. Резинских В.Ф., Гладштейн В.И., Авруцкий Г.Д. Увеличение ресурса длительно работающих турбин. – М: Издательский дом МЭИ, 2007. – 296 с.
5. СО 34.04.181-2003. Правила организации технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений электростанций и сетей. – М., 2004.

Научный руководитель: В.В. Литвак д.т.н., профессор каф. АТЭС ЭНИН ТПУ.

## **МОДЕЛИРОВАНИЕ КОНДЕНСАЦИОННЫХ УСТАНОВОК ПОВЕРХНОСТНОГО ТИПА ДЛЯ УТИЛИЗАЦИИ ТЕПЛА ДЫМОВЫХ ГАЗОВ С ПОДОГРЕВОМ ВОЗДУХА**

В.В. Беспалов, Л.А. Беляев, Л.С. Кучман  
Томский политехнический университет  
ЭНИН, каф. АТЭС

**Введение.** Повышенный интерес энергетических и промышленных предприятий к энергосбережению определяет разработку и внедрение новых технологий. Утилизация тепла дымовых газов от сжигания природного газа может дать дополнительно 15÷20% тепловой мощности котла [1] или соответственно уменьшить расход сжигаемого газа. Научная разработка технологий утилизации соседствует с постоянным совершенствованием учеными методик расчета процесса теплообмена при конденсации водяных паров, содержащихся в дымовых газах [1,2,3]. Разработанная технология позволяет существенно повысить глубину утилизации тепла дымовых газов за счет применения воздуха в качестве нагреваемой среды [4,5]. Для конструирования установок, реализующих эту технологию, необходима математическая модель, позволяющая проводить тепловые, конструкторские и поверочные расчеты всей установки, включая составляющие компоненты. Математическая модель должна включать как расчеты тепловых балансов элементов, так и расчеты теплопередачи через поверхности теплообмена. Балансовые уравнения при совместном решении позволяют найти тепловые мощности элементов и температуры потоков. Решение уравнений теплопередачи связывают тепловую мощность каждого элемента с его площадью теплообмена. Рассмотрим предложенную [4] схему установки (рис. 1), которая состоит из газо-газового поверхностного пластинчатого рекуперативного теплообменника ТО, осуществляющего предварительное охлаждение исходных дымовых газов и одновременный нагрев охлажденных и осушенных