

УДК 621.165

АНАЛИЗ РЕСУРСОВ ПАРОВЫХ ТУРБИН НА ОСНОВЕ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ЦИКЛОВ

Л.В. Савостьянова, В.В. Литвак

Томский политехнический университет

E-mail: savost@tpu.ru

С помощью данных ремонтно-эксплуатационной документации электростанций Сибири и Дальнего Востока проведён анализ эксплуатационных характеристик паровых турбин. Показана разница ресурсов и производственных циклов для различных типов турбин. Рассчитаны характеристики производственных циклов и показатели надёжности.

Ключевые слова:

Паровая турбоустановка, производственный цикл, наработка, показатели надёжности.

Key words:

Steam turbine plant, production cycle, time, reliability indicators.

На электростанциях страны в настоящее время эксплуатируется несколько сотен паровых турбин разной мощности и разных заводов-изготовителей. Большинство из них выработали свой проектный ресурс и продолжают нести нагрузку в соответствие с диспетчерскими заданиями. Доля выработки электроэнергии на паротурбинных установках сохраняется на уровне 75...80 %. Это говорит об эффективности принятой в советские времена схемы ремонтно-эксплуатационного обслуживания турбинного парка, обеспечивающего сохранение работоспособности оборудования [1].

Цель работ, выполненных авторами в 2010–2011 гг., заключалась в изучении остаточных ресурсов паровых турбин, отработавших значительные периоды времени. Изучение остаточного ресурса, т. е. суммарной наработки объекта от момента контроля его технического состояния до перехода объекта в предельное состояние, этих паровых турбин представляет значительный интерес, поскольку обновление парка идёт недопустимо медленно из-за острого недофинансирования отрасли, а перспективы роста инвестиций остаются сомнительными. Действующие установки имеют значительный износ, а периодические плановые ремонты не обеспечивают замену изношенных узлов и продолжают нести нагрузку.

Цель разработок авторов заключается в исследовании остаточных ресурсов турбин и обосновании рекомендаций по объёмам, срокам и порядкам ремонтно-эксплуатационного обслуживания турбин, имеющих определённое количество и характер дефектов в тех или иных узлах, и возникающих из-за значительных сроков эксплуатации и количества пусков турбин. Исследования в этом направлении значительное время не проводятся из-за последствий реформирования электроэнергетики как отрасли. В данной работе представлены материалы проведённых исследований влияния количества пусков и наработки в производственном цикле на остаточный ресурс турбоустановки.

В 2011 г. авторами предпринято исследование остаточных ресурсов и производственных циклов паротурбинных установок электростанций Сибири и Дальнего Востока. Сведения о ремонтно-эксплуатационных характеристиках турбин извлечены из документов, представленных электростанциями. Некоторые важные результаты этого исследования представлены в настоящей работе.

Производственным циклом турбоустановки принято называть календарную продолжительность эксплуатационного периода, от момента пуска в работу и после окончания предыдущего капитального ремонта до момента окончания после-

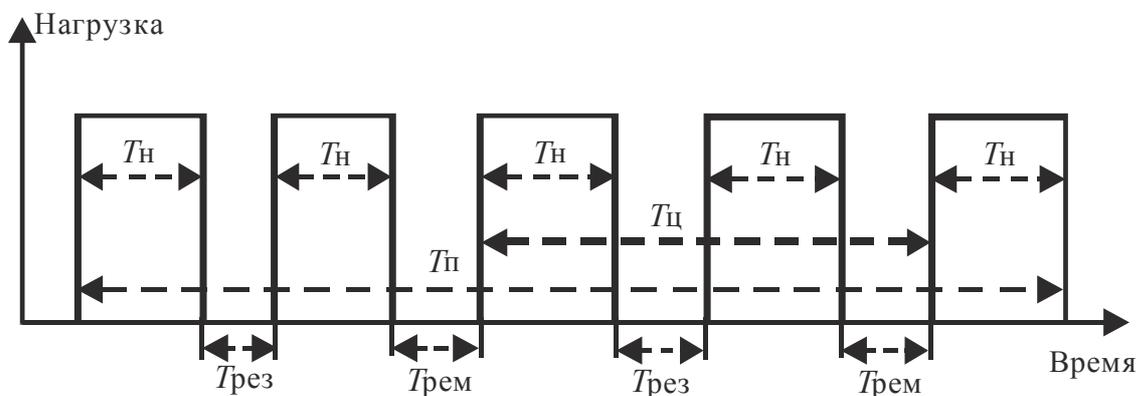


Рис. 1. Производственный цикл установки: T_n — время несения нагрузки; $T_{рез}$ — время нахождения в резерве; $T_{рем}$ — время нахождения в ремонте; $T_{ц}$ — производственный цикл установки; $T_{п}$ — производственный период

дующего планового капитального ремонта. В период производственного цикла установка может находиться в состоянии планового ремонта, несения нагрузки и резерва, рис. 1.

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. Далее учтены лишь те ремонтные работы, которые имеют затраты 300 календарных часов и выше.

Для всей совокупности обследованных турбин средняя продолжительность производственного цикла составила 22691 ч (945,5 сут.), а структура представлена на рис. 2.

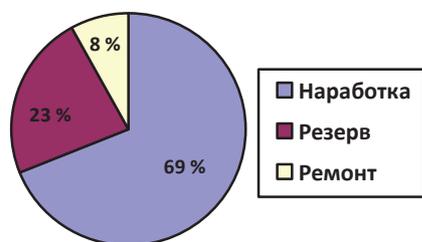


Рис. 2. Структура производственного цикла, усреднённая по генеральной совокупности

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

Определённые отличия в производственных циклах имеют турбины разных заводов-изготовителей (рис. 3).

Средняя продолжительность по выборке производственного цикла турбин ЛМЗ составляет 24121 ч, УТМЗ – 21322 ч.

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 паровой турбины [1]. Так турбина Р-50-130, пущенная в эксплуатацию в 1964 г., в течение двух разных десятилетий показала характеристики производственного цикла по отношению к календарной средней продолжительности цикла (табл. 1).

Таблица 1. Характеристики производственных циклов турбины Р-50-130 в течение двух разных десятилетий

Показатель	Период с 1964 по 1974 гг.		Период с 1986 по 1996 гг.	
	Кол-во часов, ч: мин.	%	Кол-во часов, ч: мин.	%
Нарботка, всего	79248:34	–	72976:24	–
Средняя наработка на цикл	11320:56	93	14595:16	90
Средняя продолжительность ремонта	709:32	6	1502:44	9
Средняя продолжительность резерва	125:38	1	146:15	1

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

Парковые характеристики производственных циклов обследованных турбоустановок за весь период эксплуатации приведены в табл. 2.

Обращает на себя внимание существенное различие индивидуальных и парковых характеристик производственных циклов. Так, размах средних продолжительностей циклов по обследованным турбинам достигает 47667 ч, а ремонтных простоев – 2568 ч (табл. 2). Это означает, что индивидуальные особенности турбин – дефектуемые узлы, темпы нарастания дефектов, продолжительности межремонтного периода, программы ремонтного обслуживания и др. играют более существенную роль в обеспечении работоспособности, чем парковые. Обнаруживается и подтверждается тот факт, что дефекты возникают и нарастают в узлах установки по-разному. Так, на турбине Р-50–130 дефекты бандажных обойм на диафрагмах возникают и уве-

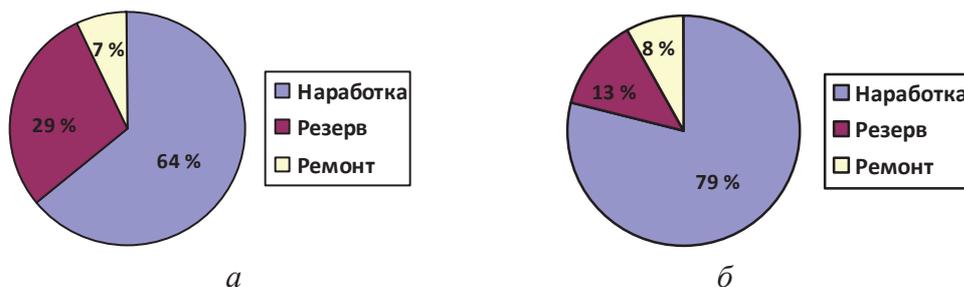


Рис. 3. Структуры производственных циклов турбин ЛМЗ (а), УТМЗ (б)

Таблица 2. Парковые характеристики производственных циклов турбин

Тип турбины	Завод-изготовитель	Наработка за период эксплуатации, ч	Число пусков за период эксплуатации	Средняя наработка на пуск, ч	Средняя продолжительность производственного цикла, ч	Средние характеристики цикла			
						Наработка, ч	Ремонт, ч	Резерв, ч	Число пусков
ВПТ-25-3	УТМЗ	380793	302	1190	19947	17309	1465	1194	15
ПТ-25-90/10	УТМЗ	394272	314	1256	23569	20751	1065	1753	17
Р-25-90	ХТГЗ	341224	269	1268	16183	13124	1113	1947	10
Р-25-90	ХТГЗ	331310	251	1320	10991	7530	825	2660	6
ПТ-25-90	УТМЗ	396138	275	1440	15399	12779	1072	1549	9
ПТ-25-90	УТМЗ	402727	337	1195	15780	13424	919	1473	11
Р-25/90/15	ХТГЗ	147583	74	1994	21914	14758	1356	5800	7
ПТ-60-90-13	ЛМЗ	336275	265	1269	13274	9608	1398	2286	8
ПТ-60-130	ЛМЗ	340902	326	1046	10904	8315	1500	1105	8
ПТ-65/75-130	ЛМЗ	342109	339	1009	12175	9503	1344	1360	9
ПТ-65/75-130	ЛМЗ	353544	289	1223	14318	11785	1006	1527	10
Р-50-130	ЛМЗ	284498	193	1474	19126	12932	1441	4753	9
Р-50/130/15	ЛМЗ	239793	320	749	47667	29974	1473	17082	40
Р-50/130/15	ЛМЗ	244488	304	804	41152	27165	1960	12035	34
Т-100-130	УТМЗ	275711	443	622	27046	21209	2359	3478	34
Т-100-130	УТМЗ	262944	371	709	28549	21912	2112	4979	31
Р-100-130	УТМЗ	121197	253	479	35352	17314	1978	16060	36
Р-100-130	УТМЗ	220819	307	719	28936	22082	2568	4287	31
ПТ-80-130	ЛМЗ	215993	243	889	30437	23999	1725	4713	27
ПТ-80-130	ЛМЗ	206117	216	954	30193	22901	1701	5590	24
Т-175/210-130	ТМЗ	181955	173	1052	19593	13997	2361	3396	13
Т-175/210-130	ТМЗ	167501	148	1132	24545	16750	2995	4800	15
Т-185/220-130	УТМЗ	156282	132	1184	17167	13023	1672	2677	12
К-100-90	ЛМЗ	181812	448	406	25534	15151	2492	7891	37
К-100-90	ЛМЗ	219898	371	593	32232	21990	1987	8255	37
К-100-90	ЛМЗ	218927	386	567	26303	1824	1932	6127	32
К-100-90	ЛМЗ	221515	313	708	25566	18460	1316	5790	26
К-210-130	ЛМЗ	156824	495	317	19426	11202	2105	6119	35
К-210-130	ЛМЗ	153677	486	316	23906	13971	2057	7878	44
К-210-130	ЛМЗ	135604	518	262	23063	12328	2090	8881	47
К-210-130	ЛМЗ	136084	472	288	18880	10468	2166	6624	36
К-215-130	ЛМЗ	111351	293	380	21427	12372	1864	7190	33
Т-50/60-8,8	ЛМЗ	6814	13	524	9120	3407	360	5352	7
Т-43-90-2М	ЛМЗ	384553	71	5416	19873	14790	1050	4032	3
Т-43-90-2М	ЛМЗ	357970	238	1504	25988	19887	871	5229	13
ПТ-25-90/10	УТМЗ	352404	174	2025	25608	19578	1269	4761	10
ПТ-60-90/13	ЛМЗ	346244	202	1714	21521	16487	1261	3772	10
Т-118/125/130-8	УТМЗ	88487	39	2268	13637	9832	797	3008	4
ПТ-140/165-130/15	УТМЗ	91643	56	1636	14723	10183	1422	3118	6
ПР-25/30-90/10/0,9	ТМЗ	300213	206	1457	27844	17660	2334	7894	12
ПТ-25-90	ТМЗ	354927	200	1775	27844	20878	1873	5244	12
ПР-25-90	ТМЗ	293656	257	1143	22541	13984	1790	6834	12
Т-25-90	ТМЗ	202764	380	534	24954	15597	1702	7655	29
Т-25-90	ТМЗ	173706	271	641	18380	12408	1062	4355	19
ПТ-60-90/13	ЛМЗ	313218	192	1631	22893	17401	1883	3609	11
Т-100-130	ТМЗ	316478	246	1286	20761	16657	1495	2610	13
Т-100-130	ТМЗ	292145	278	1051	22172	17185	1645	3341	16
Т-100/120-130	УТМЗ	274907	219	1255	22803	18327	1806	2670	15
Т-180/210-130-1	ЛМЗ	147466	366	403	22912	14747	2329	5836	37
Т-180/210-130-1	ЛМЗ	129479	368	352	27456	16185	1995	9276	46
Т-180/210-130-1	ЛМЗ	124707	292	427	26398	15588	1518	9291	37
Т-180/210-130-1	ЛМЗ	11929	53	225	21954	8503	469	15520	27
Среднее значение		239300	270	1078	22691	15369	1622	5474	21

Число пусков

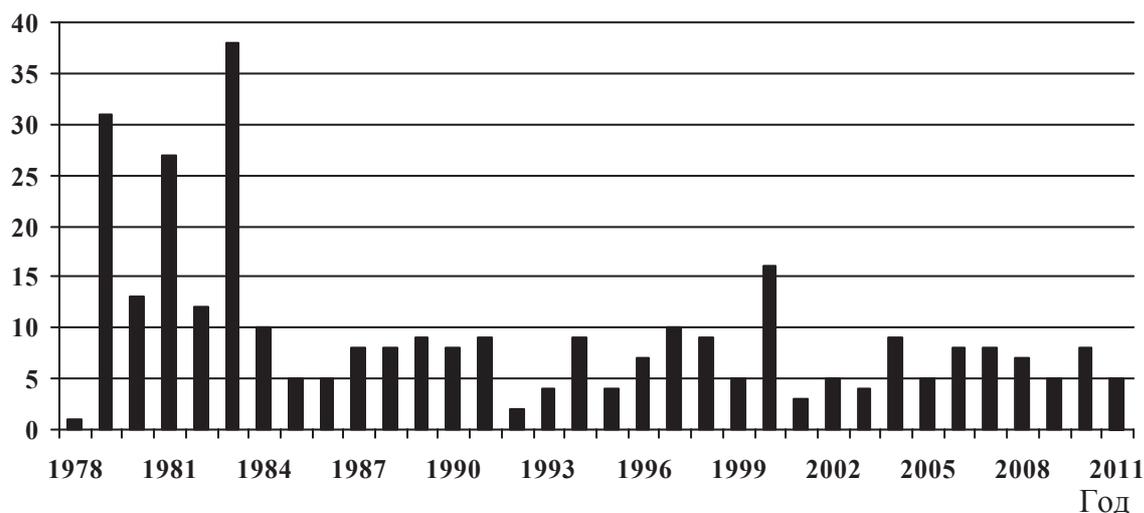


Рис. 4. Распределение годового цикла пусков турбины P-100-130, имеющей на 31.12.2011 г. наработку 220819 ч

личиваются за межремонтный период настолько, что их замена предусматривается при каждом ремонте [2]. 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 турбины.

На продолжительность межремонтного пробега паровых турбин, кроме прочих причин, серьезно влияет количество пусков-остановов [3]. Для примера на рис. 4 показано распределение числа пусков турбины P-100-130 с 1978 по 2011 г.

Среднее число пусков в год этой турбины за период эксплуатации составило 9. При средней продолжительности цикла 28936 ч среднее число пусков на цикл равно 31 (табл. 2).

Парковые характеристики пусков турбин приведены в табл. 2. По всей генеральной совокупности среднее число пусков на цикл находится в пределах от 3 до 47.

Здесь с очевидностью подтверждается правило: чем больше пусков, тем короче межремонтный пробег.

Поэтому в оценке индивидуальных характеристик надёжности турбины следует учитывать не только наработку, но и количество пусков. Индивидуальные статистические характеристики могут быть легко преобразованы в характеристики надёжности, рассмотрим это на примере турбины T-100-130 ТМЗ (показатели надёжности рассчитаны для периода, равному 1 году):

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

Информация о ремонтно-эксплуатационной истории турбоустановок рассредоточена в многочисленных документах на электростанциях. Большая часть этих документов лежит без движения. Это дефектные ведомости, ремонтные формуляры, программы и графики ремонтных работ, ведомости заказа запчастей, оперативные журналы и др. На основе этой информации для каждой турбоустановки может быть создана «диагностическая карта» в форме электронной базы данных, по которой можно восстановить подлинный индивидуальный ремонтно-эксплуатационный портрет. Тогда станет возможным формировать поток данных по узлам установки, видам дефектов, темпам нарастания дефектов, временным и другим технологическим признакам. Характеристики надёжности тогда станет возможно рассчитывать для отдельных узлов и блоков установки. В первую очередь – вероятное время безотказной работы каждого узла.

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

Выводы

1. Экспериментально установлено, что средний межремонтный ресурс паровых турбин тепловых электростанций Сибири и Дальнего Востока составил 15369 ч, в то время как нормативный межремонтный ресурс для рассматриваемых турбин составляет от 27200 до 34000 ч [4]. Из этого следует, что накапливаемые дефекты в узлах установки не позволяют продолжать её эксплуатацию без проведения ремонтных работ.
2. Сокращение располагаемого ресурса паровой турбины, 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, а не на основе «назначенного» ресурса.
3. Ремонтно-эксплуатационная история паровой турбины, как электронная база данных, позволит перейти к планированию ремонтных работ

(срок и объёмы ремонта, заказ запчастей и др.) с учетом состояния отдельных узлов, условий эксплуатации, наработки, числа пусков, сведений о дефектах. Это повысит надёжность паровых турбин по экспертной оценке на 10...14 % и уменьшит количество аварийных остановов.

Работа выполнена при поддержке ФЦП «Научные и научно-педагогические кадры инновационной России» на 2009–2013 гг.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. 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.
2. Литвак В.В., Панин В.Ф. Надёжность теплоэнергетического оборудования и экологическая обстановка вокруг ТЭС. – Томск: Изд-во НТЛ, 2009. – 280 с.
3. Резинских В.Ф., Гладштейн В.И., Авруцкий Г.Д. Увеличение ресурса длительно работающих турбин. – М: Издательский дом МЭИ, 2007. – 296 с.
4. СО 34.04.181-2003. Правила организации технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений электростанций и сетей. – М., 2004.

Поступила 28.02.2012 г.

УДК 536.46+532.685

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ПАРАМЕТРОВ ЗАЖИГАНИЯ ТОРФА В УСЛОВИЯХ ЕГО ПРОМЫШЛЕННОГО СКЛАДИРОВАНИЯ

Р.Н. Кулеш, А.Н. Субботин

Томский политехнический университет
E-mail: ronikul@tpu.ru, subbot@inbox.ru

Определены истинные теплофизические характеристики торфа и конденсированных продуктов его термического разложения (кокса, золы). Установлено критическое значение влажности торфа, при котором может произойти его возгорание. Найдены зависимости времени зажигания и начальной температуры источника зажигания от влажности торфа.

Ключевые слова:

Торф, зажигание, влажность, физические и кинетические параметры торфа.

Key words:

Peat, ignition, humidity, physical and kinetic parameters of peat.

В России учтено и частично разведано 65868 торфяных месторождений общей площадью 80,5 млн га с запасами около 235 млрд т или 47 % от всех мировых запасов торфяного сырья, что делает торф особо важным и стратегически значимым сырьем, особенно учитывая ограниченность, а также приближающуюся исчерпаемость запасов традиционных горючих полезных ископаемых (нефть, газ, уголь) [1].

В целом технологию использования торфа, начиная с его добычи и заканчивая конечным продуктом, можно представить в виде схемы: осушение месторождения, добыча, складирование изъятых торфа, транспортировка, складирование для хранения, использование в качестве топлива. При использовании торфа для любых целей существует ряд общих операций, в основном связанных с добычей сырья и его подготовкой к использованию, которые характеризуются повышенной пожарной опасностью, т. к. из торфа выводится влага. Необходимо отметить, что степень пожароопасности торфа значи-

тельно выше, чем угля. Он легко самовозгорается и является горючим материалом, который может воспламениться от небольшого источника зажигания [2, 3]. Зачастую при складировании торфа наблюдается его самовозгорание [4]. Причиной самовозгорания торфа являются взаимосвязанные биохимические, физические и химические процессы.

По другому сценарию происходит возгорание торфа от внешнего теплового источника. В большинстве случаев механизм рассматриваемого явления определяется тем, что вначале отдельные горячие очаги (электрическая, механическая или тепловая искра, горящая спичка, тлеющий окурочок и т. д.) попадают на поверхность торфа. В случае если тепловой источник имеет достаточную энергию, может произойти возгорание торфа и заглубление очага горения, после чего тушение пожара становится более проблематичным, а в отдельных условиях и невозможным.

Обзор литературных источников [5–10] показал, что в научной литературе отсутствуют экспе-