

УДК 621.039

## ЭРОЗИЯ И КОРРОЗИЯ ДЕТАЛЕЙ ПАРОВЫХ ТУРБИН АЭС И МЕТОДЫ ЗАЩИТЫ ОТ НИХ

Окрут В.А.

Научный руководитель – старший преподаватель Нерезько А.В.

Детали турбин, находящиеся в постоянном контакте с рабочей средой, подвергаются непосредственному воздействию со стороны движущегося потока. Результат этого взаимодействия проявляется в виде эрозии.

Различают следующие виды эрозии:

- абразивная эрозия,
- электроэрозия:
  - электроискровой износ,
  - электроимпульсный износ,
  - электроконтактная эрозия,
  - электроэрозионное-электрохимическое разрушение;
- влажнопаровая эрозия.

Следует особо подчеркнуть, что в реальных условиях все названные виды эрозии взаимосвязаны друг с другом и действуют одновременно. В зависимости от состояния поверхности металла и параметров пара (влажность, скорость, температура) отдельные участки проточной части турбины могут быть подвержены в большей степени конкретному виду эрозии.

Абразивная эрозия – износ (истирание) поверхности металла твердыми частицами, содержащимися в рабочем теле (газ, пар). Наиболее ярко выражен для газовых турбин – износ поверхности твердыми частицами продуктов сгорания.

Основным условием электроэрозионного повреждения является наличие источников тока, протекающих по ротору турбины.

Особенно большое значение имеет изучение условий возникновения эффекта самовозбуждения, т.е. резкого возрастания токов и напряжений на роторе турбоагрегата.

Элементы паровых турбин, работающих во влажном паре, подвергаются непрерывному воздействию капель или струй жидкости, вследствие чего возникает влажнопаровая эрозия.

В условиях работы паровых турбин во влажном паре можно выделить основные виды эрозии:

1. Ударная;
2. Кавитационная;
3. Щелевая (размыв).

Ударной эрозией называется износ рабочих лопаток вследствие непрерывного каплеударного контакта жидкой фазы парового потока с поверхностью рабочих лопаток.

Ударная эрозия рабочих лопаток особенно последних ступеней турбины, наиболее опасна, так как она существенно снижает их экономичность и надежность.

Кавитация - процесс образования, деления и схлопывания каверн (полостей) в жидкости вследствие динамического изменения давления и температуры.

Кавитационные явления при течении воды и жидких плёнок в паровых турбинах наиболее характерны при течении в зазорах и элементах запорно-регулирующей арматуры.

Эрозионно-коррозионный износ при щелевой эрозии характерен для стыков неподвижных деталей вследствие образования щели (зазора) из-за недостаточной плотности разъёма.

Повреждение поверхностей, образующих разъём, объясняется не чисто механическим воздействием влаги, а вследствие совместного действия эрозионного и коррозионного процессов. Эрозионно-коррозионный износ (ЭКИ) возникает и развивается при наличии:

- зазора (щели);

- разности давлений по обе стороны щели;
- движущейся (как правило, коррозионно-агрессивной) среды – влажного пара или жидкости.

Зазоры между деталями турбины могут быть конструкционными или же возникнуть:

- из-за дефектов сборки и монтажа соединений;
- из-за разуплотнения разъемов вследствие термических или механических напряжений в элементах соединения;
- из-за коррозионного разрушения разъемов.

Механизм ЭКИ в первую очередь определяется совместным действием физических и химических факторов взаимодействия жидкой пленки с поверхностями стыка деталей, образующих щель.

ЭКИ – это кавитационная эрозия, протекающая совместно с коррозией (химической или чаще электрохимической).

ЭКИ металла существенно снижает надёжность, экономичность и долговечность элементов турбоустановок насыщенного пара, при этом происходит:

- снижение КПД турбины;
- снижение эффективности и надёжности работы выносных сепараторов – пароперегревателей;
- недовыработка электроэнергии вследствие аварий и вынужденных остановов турбоустановок из-за износа металла элементов турбин, трубопроводов, арматуры и другого оборудования;
- снижение эффективности и надёжности работы теплообменных аппаратов (в частности, из-за вынужденного заглушения трубок ПВД, ПНД и конденсаторов);
- ухудшение качества водно-химического режима вследствие выноса продуктов эрозии и коррозии в рабочий тракт питательной воды.

Эрозионно-коррозионный износ приводит к появлению на поверхности проточной части шероховатости. Это вызывает дополнительные потери энергии из-за трения и, в конечном счете, снижение КПД. Ущерб от ЭКИ на Кольской АЭС приведен в таблицах 1, 2.

Таблица 1 – Ущерб от ЭКИ на примере первого блока Кольской АЭС

Показатель	Год			
	1986	1987	1988	Сумма
Время восстановления, час.	754	755	1416.4	2925.4
Недовыработка эл/эн., МВт-ч.	23945	5940	63030	92920
Стоимость восстановления, тыс.руб.	4.8	0.15	7.13	11.93
Стоимость недовыработки, тыс.руб.	239.45	59.40	636.9	935.75
Трудоемкость восстановления, чел.-час.	1297	30	1803.6	3130.6
Коэффициент готовности	0.920	0.920	0.86	-

Таблица 2 – Ущерб от ЭКИ на примере второго блока Кольской АЭС

Показатель	Год			
	1986	1987	1988	Сумма
Время восстановления, час.	8	738	1479	2218
Недовыработка эл/эн., МВт-ч.	-	8010	4000	12010
Стоимость восстановления, тыс.руб.	0.15	2.9	14.74	17.89
Стоимость недовыработки, тыс.руб.	-	85.9	40	125.9
Трудоемкость восстановления, чел.-час.	32	968	3450	4450
Коэффициент готовности	-	0.922	0.856	-

На настоящее время наиболее радикальными методами снижения отрицательного воздействия щелевой эрозии на элементы турбоустановок насыщенного пара являются:

- повышение плотности стыков;

- применение высокохромистых сталей;
- применение эрозионно-стойких наплавов на отдельных участках крупных деталей турбины. После механической обработки высота наплавленного слоя должна быть не менее 10 мм;
- строгое соблюдение водно-химического режима.

Таблица 3 – Нормы качества рабочей среды II-го контура при эксплуатации в стационарном режиме на любом уровне мощности

N	Наименование величины	Качество основного конденсата	Качество питательной воды после ПВД	Качество насыщенного пара
1	Величина pH	-	9.0+0.2	
2	Удельная электропроводность H <sup>+</sup> катионированной пробы, мкСм/см	не более 0.5	не более 0.3	не более 0.3
3	Содержание натрия, мкг/кг	-	-	
4	Содержание хлор-ионов, мкг/кг	-	-	
5	Содержание соединений Fe, мкг/кг	-	не более 15	
6	Содержание соединений Си, мкг/кг	-	не более 5	
7	Содержание кислорода, мкг/кг	-	не более 10	
8	Содержание нефтепродуктов, мкг/кг	-	не более 100	

Методы защиты элементов проточных частей паровых турбин от влажнопаровой эрозии условно разделяют на:

- активные;
- пассивные.

Активные и пассивные методы уменьшения эрозионного износа приведены на рисунках 1, 2.



Рисунок 1 – Активные методы уменьшения эрозионного износа



Рисунок 2 – Пассивные методы уменьшения эрозионного износа

#### Литература

1. Маликов Д.Е., Беляков А.В. Полнопрофильный ремонт лопаток паровых турбин.
2. Перельман Р.Г., Пряхин В.В. Эрозия элементов паровых турбин.
3. Шубенко А.Л., Ковальский А.Э. Каплеударная эрозия лопаточных аппаратов паровых турбин. Прогнозирование и методы защиты.
4. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. Утв. приказом Минэнерго РФ от 19 июня 2003 г. N 229