

РАО «ЕЭС России»
ОАО «Фирма по наладке, совершенствованию
технологии и эксплуатации электростанций и сетей «ОРГРЭС»

Согласовано:
Главный инженер
ТЭЦ-16 АО «Мосэнерго»
Беляков М.В.

«30» *август* 2002 г.

Утверждаю:
Главный инженер
ОАО «Фирма ОРГРЭС»
Крушечко В.А.



2002 г.

ТЕХНИЧЕСКИЙ ОТЧЕТ

по результатам тепловых испытаний
турбины ЛМЗ типа ПТ-65/75-130/13 ст. № 6 ТЭЦ-16 АО «Мосэнерго»
до и после установки в 1 - 9 ступенях ЦВД
надбандажных сотовых уплотнений
производства ФГУП «НПП «Мотор»

Начальник турбинного цеха

Руководитель работы

Исполнители:

Ломоносов В.А.

Сахаров А.М.

Сахаров А.М.

Фатьков О.В.

Москва, 2002г.

1. Общая часть. Цели и задачи.

Цикл испытаний турбины преследует две цели:

- 1) выявить, если это возможно, единовременный (разовый) экономический эффект от установки радиальных надбандажных уплотнений сотового типа на девяти первых ступенях цилиндра высокого давления (ЦВД);
- 2) проконтролировать путём проведения периодических испытаний в течение межремонтного периода стабильность достигнутых показателей.

Настоящий промежуточный отчёт посвящён выявлению единовременного экономического эффекта по сравнительным результатам двух первых испытаний до (26.04.02) и после (08.08.02) капитального ремонта турбины с установкой сотовых уплотнений.

2. Состояние ЦВД турбины до и после капремонта с заменой уплотнений.

О состоянии ЦВД турбины до и после капремонта можно судить по формулярам зазоров и актам о проведенных работах, а также опытным зависимостям давлений в системе паровпуска и по проточной части в функции расхода свежего пара (см. Приложение пп. 7.6 и 7.7).

После тщательного анализа упомянутых материалов можно сделать вывод о том, что никаких особенных работ, которые могли бы существенно повлиять на экономичность ЦВД, кроме установки уплотнений сотового типа (см. «Технический акт», Приложение 7.6), во время капитального ремонта не проводились, и поэтому полученные сравнительные результаты обоих испытаний отражают, в основном, эффективность проведенной реконструкции.

3. Программа испытаний

В первоначальном варианте предполагалось оценить экономический эффект двумя методами - путём сравнения значений внутреннего относительного КПД ЦВД и электрической мощности турбоагрегата до и после реконструкции при конденсационном режиме. Однако, ввиду пониженного вакуума и отсутствия потребителя пара производственного отбора максимальная загрузка ЦВД по пару была бы в этом случае незначительной и не достигала бы 50 - 60%. Поэтому, исходя из возможности последующего воспроизведения идентичного режима при повторном испытании после ремонта, было принято решение провести первое испытание в конце апреля 2002 г. в режимах с полностью закрытой поворотной диафрагмой части низкого давления, что позволило достигнуть максимальных расходов свежего пара порядка 330 т/ч. Однако при втором испытании турбины (после капремонта) в августе 2002 г. упомянутая схема не могла быть воспроизведена ввиду ограниченности тепловой нагрузки станции и поэтому турбина работала в режиме с почти полностью открытой поворотной диафрагмой. С учётом этого обстоятельства оценка эффективности сотовых уплотнений путём сравнения величин электрической мощности до и после их установки не могла быть выполнена и в качестве критерия оценки было выбрано лишь сравнение значений внутреннего КПД ЦВД.

Опыты проводились при нормальной тепловой схеме турбоустановки с отключёнными регуляторами давления в отборах и минимальными расхождениями расходов свежего пара и питательной воды. Средняя продолжительность стабильного режима в каждом опыте составляла порядка 30 мин.

4. Схема измерений

Расходы свежего пара и питательной воды при испытаниях определялись с помощью эксплуатационных расходомеров, измерительные каналы которых поверялись с помо-

щью образцового калибратора ф. “ SI-Instruments “. Давления по проточной части измерялись приборами МТИ кл. 0,6 с их предварительной поверкой на масляном прессе. Температуры, с помощью которых рассчитывался внутренний КПД ЦВД, измерялись эксплуатационными термомпарами, поверенными в лаборатории ОРГРЭС, максимальные индивидуальные поправки к каждой из которых не превышали 0,2 - 0,5 °С (протоколы поверки средств измерений представлены в Приложении пп.7.3 – 7.5). Электрическая нагрузка генератора измерялась калиброванным счётчиком кл. 0,2.

Частота записей показаний приборов составляла 5 мин.

Для обеспечения максимальной точности конечного результата измерения всех параметров при обоих испытаниях проводились с помощью одних и тех же калиброванных средств измерений.

5. Обработка результатов

С учётом невозможности, по условиям испытаний, корректной оценки эффективности реконструкции путём сравнения величин электрической мощности (см. п .3) обработке были подвергнуты опыты при нормальной тепловой схеме с целью определения лишь внутренних относительных КПД ЦВД (таких опытов было проведено 5 при первом испытании и 4 – при втором). Сводная таблица величин, измеренных в этих опытах, показана в Приложении.

За основу при обработке результатов были положены среднеарифметические значения измеряемых величин с учётом всех необходимых поправок, учитывающих, в частности, полученные при индивидуальных калибровках.

После тщательного анализа полученных значений температур в качестве исходных были приняты следующие: пара перед турбиной – по показаниям «защитных» термомпар, а за ЦВД – средние между замерах термомпарами, установленными в обоих выхлопных патрубках, показания которых были весьма близки между собой (максимальное расхождение, в среднем, не превышало 1 - 1,5 °С). Значения давлений были приняты по показаниям манометров, установленных перед стопорным клапаном и на выхлопе цилиндра, которые хорошо увязывались с соответствующими данными приборов, смонтированных в аналогичных точках процесса расширения.

Величины внутреннего КПД определялись с помощью компьютерной программы ЕЗ_00 (програма разработана ЛМЗ на основании таблиц воды и водяного пара 2000 г.).

Как можно видеть из Приложения 7.8.4, повышение внутреннего КПД ЦВД в диапазоне расходов свежего пара 200-335 т/ч составило порядка 0,5 - 1,0%, основную часть которого, как уже упоминалось в п. 2 настоящего отчёта, следует отнести за счёт установки сотовых уплотнений в первых девяти ступенях.

6. Заключение

6.1. Ввиду невозможности точного выделения влияния установки сотовых уплотнений в 9 ступенях ЦВД на общее повышение экономичности цилиндра, его можно оценить при расходах свежего пара 300-320 т/ч (около 80% от максимального), приблизительно, в размере 1,0 %. При максимальной загрузке ЦВД по пару можно ожидать повышения этой величины до 1,2 - 1,3 %.

6.2. Судя по полученным результатам, при установке уплотнений сотового типа на всех 17 ступенях ЦВД повышение внутреннего КПД ЦВД будет, разумеется, более существенным и может достигнуть, по оценке, величин порядка 1,6 - 1,7 %.

"Утверждаю"
Главный инженер ТЭЦ-16
ОАО "Мосэнерго"
М.В.Беляков
" 28 " 08. 2002 г.

ТЕХНИЧЕСКИЙ АКТ

Мы, нижеподписавшиеся, составили настоящий акт в том, что с 29 апреля по 28 июля 2002 года силами ремонтного персонала ЦРМЭ выполнен капитальный ремонт турбины ИТ 65/75-130/13 ст. № 6 и вспомогательного оборудования на ТЭЦ-16.

При вскрытии турбины обнаружено:

1. По ЦВД: состояние рабочих и направляющих лопаток хорошее. Солевые отложения незначительные. На сегменте сопел № 2 отсутствует статорный штифт, имеются повреждения выходных кромок сопловых лопаток: на сегменте № 1 лопатки № 15, 16; на сегменте № 2 - № 8, 13; на сегменте № 3 - 7, 13; на сегменте № 4 - 7, 8. Состояние сегментов концевых и диафрагменных уплотнений удовлетворительное. Состояние бездымных усов и надбандажных уплотнений удовлетворительное.

2. По ЦНД: Состояние рабочих и направляющих лопаток удовлетворительное. На ступени № 30 входные кромки рабочих лопаток имеют капельно-эрозивный износ на глубину до 7 мм. и по высоте до 300 мм. от конца лопатки. Острые стилизованных пластины нет. Износ выходных кромок незначителен. Имеют сквозные проемы по плотной стороне на глубину до 2 мм. гребень обоймы № 3 и паз под него в цилиндре по всей окружности. Обойма № 5 то же, но только 200-300 мм. от горизонтального разреза.

3. По подшипникам и полумуфтам: баббитовая заливка вкладышей подшипников № 1, 2, 3, 4, 5, 6 в хорошем состоянии, наработка постели от валоповорота на нижней половине вкладышей - ровная до 100 мм шириной сессная расточка. Состояние упорных и установочных колодок подшипника № 3 и упорного гребня РНД удовлетворительное. Осевой разбег роторов в упорном подшипнике составляет 0,50 мм. Торцевой бой полумуфты РГ в норме, торцевой бой полумуфты РНД со стороны генератора - 0,10 мм.

4. По САР и перораспределению: увеличен до 1,5 мм разбег РГМН, муфта РГМН-РВД в хорошем состоянии. Сито стопорного клапана в хорошем состоянии. Статорные и регулирующие клапаны в удовлетворительном состоянии.

Во время капитального ремонта выполнены следующие работы.

По турбине:

1. Типовой ремонт цилиндров. Зазоры проточной части ЦВД и ЦНД выполнены в пределах формулярных допусков (см. формуляры).

2. Произведена замена надбандажных уплотнений регулирующей ступени и ступени 2-9 на сетовые уплотнения.

3. Дефектные выходные кромки сопловых лопаток указанных выше выровнены абразивной наждачкой на глубину до 15 мм. Изготовлен и установлен новый статорный штифт на сегменте сопла № 2.

4. Выполнена настройка пневмическим методом проточной части ЦВД и ЦНД (см. формуляр).

41. Выполнен ремонт пароперепускных устройств станции № 2-17.

5. Подогнано прилегание опорных колодок вкладышей с расточкой корпусов подшипников, а также натяги на верхние колодки вкладышей подшипников (см. формуляр).

6. Выполнена пескоструйная очистка рабочих лопаток и дисков РВД и РНД, направляющих лопаток диафрагм ступеней 2-17 ЦВД и 20-27 ЦНД.

7. На фланцах пароперепускных труб установили новые рифленые прокладки, а также новые шпильки и колпачковые гайки.

8. Отремонтирован гребень и паз 3-й обоймы ЦНД путем заполнения промывов пастой "Бельзона" с последующей обработкой.

9. Подогнаны по толщине упорные и установочные колодки подшипника №3. Разность по толщине колодок не превышает 0,02 мм, разбег роторов в упорном подшипнике составляет 0,50 мм.

10. Геометрия расточки вкладышей подшипников № 1, 2, 3, 4, 5, 6 проведена по калиброванным валам.

11. Доведена до нормы "коленчатость" соединенной муфты роторов (см. формуляр).

12. Заменен опорно-упорный подшипник ГМН. Зазоры соответствуют формулярам (см. формуляр).

13. Выполнена центровка по муфтам РГМН-РВД; РВД-РНД; РНД-РТ. (см. формуляр)

14. Выполнен ремонт системы автоматического регулирования турбины (см. акт)

15. Ремонт парораспределения (см. акт)

По вспомогательному оборудованию:

1. Ремонт задвижки В 22 (на ЦРМЗ).
2. Замена 2-х лизовых компенсаторов перед КОС теплофикационного отбора
3. Ремонт фильтров ГО и МО (см. акт).
4. Ремонт маслоохладителей 6А; 6Б с отмывкой трубок по масляной стороне.
5. Выполнен ремонт КОС I-VI отборов (см. акт).
6. Ремонт предохранительных клапанов и импульсных Шотбора (см. акт).
7. Ремонт регулятора давления пара на концевые уплотнения.
8. Ремонт регулятора с уплотнения на БО-90.
9. Главный маслобак очищен и сдан на чистоту (см. акт).
10. Ремонт регулятора уровня с ПНД 2 на конденсатор (см. акт).
11. Ремонт регулятора уровня в конденсаторе (см. акт).
12. Текущий ремонт ОЭ 6А, Б и кожжектора (см. акт).
13. Заменен паронит предохранительных клапанов на выхлопе ЦНД.
14. Чистка демпферного бака.
15. Ремонт гидрозатвора.
16. Резервизия фильтра тонкой очистки.
17. Чистка фильтров в схеме водородной установки.
18. Ремонт маслоохладителей в системе водородной установки с очисткой трубок по водяной стороне.
19. Капитальный ремонт КНТ 6В, 6Г (см. акт).
20. Капитальный ремонт ИГО 6А, 6Б (см. акт).
21. Капитальный ремонт СНР 6А, текущий ремонт СНР 6Б (см. акт).
22. Выполнен контроль металла, паропроводов, пароперепускных труб ЦВД, стопорного клапана ЦВД.
23. Текущий ремонт ШМН, ЭМН, МНУТ постоянного тока, МНУТ 1,2.

24. Ремонт регулятора перепада масла на уплотнения паза генератора.
25. Проведена замена трубок конденсатора.
26. Проведен монтаж схемы шариковой очистки.
27. Заменены штоки, обоймы, тарелки и притерты седла задвижек ГПЗ-6АБ. Заменена аторой по ходу пара вентиль на байпасе ГПЗ-6А, Ду=65.
28. Проведен ремонт регулятора уровня ПВД-5,6,7 и ПНД-2,3,4.

После окончания ремонта перед пуском турбины выполнено:

1. Проверена плотность вакуумной системы путем заполнения водой до концов лопаток ЦНД.
2. Проверены блокировки маслососов смазки.
3. Проверены защиты турбины от предельного осевого сдвига, низкого вакуума, понижения давления в системе смазки.
4. проверена работа системы регулирования на неработающей турбине.

28 июля 2002 года включено в работу ВПУ.

В 21-55 толчок, в 23-40 турбина на холостом ходу испытаны бойки автомата безопасности:

- боек № 1 сработал при 32585 об/мин.
- боек № 2 сработал при 3360 об/мин.

Произведены проверки плотности стопорного и регулирующих клапанов. Опробованы защиты.

Вибрация подшипников турбоагрегата на холостом ходу

№ № подшипников	1	2	3	4	5	6	НКК
З	0,4/3	0,4/3	0,9/9	0,6/4	1,2/10	1,3/11	
П	0,2/1	0,4/3	0,6/5	0,8/7	0,9/5	1,6/14	
О	1,2/3	0,5/3	0,6/4	1,5/13	1,3/11	2,1/17	

28.07.2002г.

После испытания генератора турбоагрегат включен в сеть.

Вибрация подшипников турбоагрегата под нагрузкой

№ № подшипников	1	2	3	4	5	6	НКК
З	0,7	0,7	1,3	0,8	1,5	2,3	
П	0,7	0,8	0,6	0,7	1,0	2,2	
О	1,2	1,2	0,8	1,3	1,3	4,5	

При прохождении комплексных испытаний с нагрузкой до 60 МВт турбина показала надежную работу на всех режимах. На основании комплексных испытаний турбины ПТ 65/75-130 ст. № 6 считается принятой в эксплуатацию.

Начальник ЦДРО

А.Ю. Ярмоленко ✓

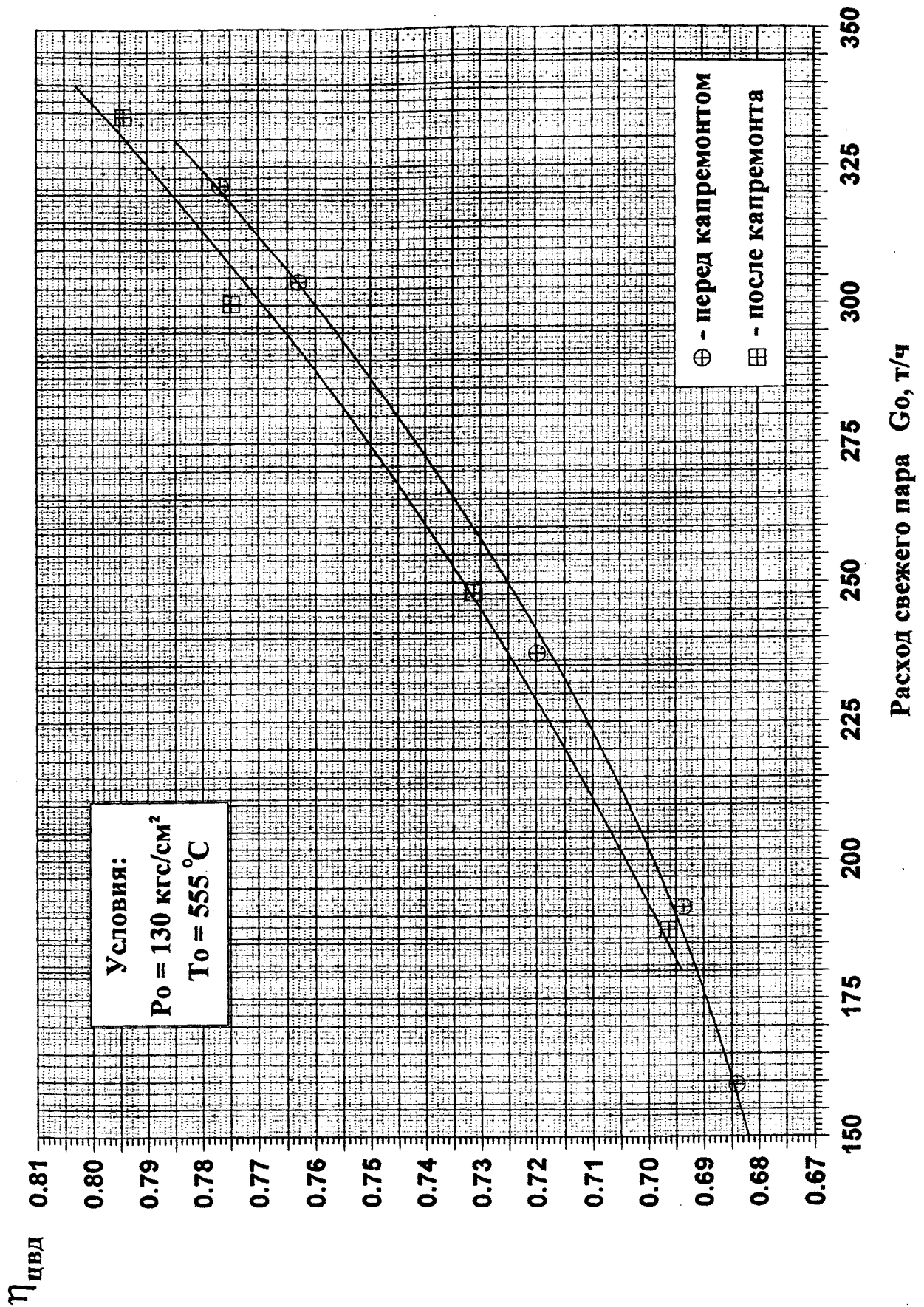
Начальник КТЦ

Е.Н. Михель

Прораб ЦРМЗ

П.А. Грызвин

7.8.4. Внутренний относительный КПД ЦВД



Рук.гр.	Сахаров	<i>Handwritten signature</i>	09.02
Рук.раб.	Сахаров		
Исполн.	Фатьков		

Турбоагрегат
 типа ПТ-65/75-130 ЛМЗ, ст. №6
 ТЭЦ-16 Мосэнерго

ОАО "Фирма ОРГРЭС"
 г. Москва, турбинный цех