«ЭНЕКС» (Открытое акционерное общество)
МОСКОВСКИЙ ФИЛИАЛ
ул. Вольная, д.13, г. Москва, 105118
Т: (495) 228-70-77, *Ф:* (495) 228-70-77 доб.130
mfuic@mfuic.ru, www.scpe.ru

ТЕХНИЧЕСКИЙ ОТЧЕТ

по результатам тепловых испытаний
паровой турбины производства ЗАО «УТЗ»
типа Т-110/120-130-4 (ст. №2)
ТЭЦ-21 – филиала ОАО «Мосэнерго»
до и после установки надбандажных
сотовых уплотнений в ЦВД

Договор № 103.14.001

Москва 2014

«ЭНЕКС» (Открытое акционерное общество)

Московский филиал

СОГЛАСОВАНО:
Главный инженерТЭЦ-21 –
филиала ОАО «Мосэнерго»

_____ /Ю.Г. Громов/

«___» _____ 2014 г.

УТВЕРЖДАЮ:
И.о. директора

_____ И.Б. Пан

«___» февраля 2014 г.

ТЕХНИЧЕСКИЙ ОТЧЁТ

по результатам тепловых испытаний
паровой турбины производства ЗАО «УТЗ»
типа Т-110/120-130-4 (ст. №2)
ТЭЦ-21 – филиала ОАО «Мосэнерго»
до и после установки надбандажных
сотовых уплотнений в ЦВД

Договор №: 103.14.001

Начальник Центра инжиниринга турбинного оборудования: О.В. Фатьков

Исполнители: С.В. Александров

Москва, 2014 г.

СОДЕРЖАНИЕ

1. Цели испытаний 3
2. Краткое описание турбоустановки 3
3. Краткое описание реконструкции ЦВД 5
4. Программа испытаний 8
5. Схема измерений 9
6. Обработка экспериментальных данных 10
7. Результаты испытаний 11
8. Заключение 13
9. Список литературы 15
10. Приложения:
10.1. Техническая программа тепловых испытаний паровой турбины типа Т-110/120-130-4, ст. №2 16
10.2. Сводная таблица основных измеренных величин (I этап) 25
10.3. Сводная таблица основных измеренных величин (II этап) 26
10.4. Графический материал 27
Рис. 1. Внутренний относительный КПД ЦВД 28
Рис. 2. Диаграмма парораспределения ЦВД 29
Рис. 3. Давление пара в камере регулирующей ступени ЦВД 30
Рис. 4. Давление пара за ЦВД (режим работы с ПВД) 31
Рис. 5. Давление пара за ЦВД (режим работы без ПВД) 32
Рис. 6. Температура питательной воды 33
10.5. Формуляр 652.9084.550 ФО 34
10.6. Акт дефектации 36

1. ЦЕЛИ ИСПЫТАНИЙ

Тепловые испытания паровой турбины типа Т-110/120-130-4 УТЗ (ст. №2) ТЭЦ-21 – филиала ОАО «Мосэнерго» проводились в два этапа в соответствии с Технической программой, разработанной на основании [9.1] и [9.6].

Целью испытаний являлось определение эффективности установки надбандажных сотовых уплотнений в цилиндре высокого давления (ЦВД) турбины. Установка сотовых уплотнений проводилась на всех ступенях давления цилиндра в период планового капитального ремонта с 13.09.2013 г. по 23.11.2013 г.

Испытания выполнялись в 2 этапа на режимах теплового графика (в работе ПСГ №№1,2, поворотная диафрагма ЦНД закрыта) с включёнными и отключёнными подогревателями высокого давления (ПВД) до и после проведения реконструкции в широком диапазоне нагрузок.

Для определения эффективности установки сотовых надбандажных уплотнений в данном техническом отчёте использовалась методика, основанная на сравнении опытно-расчетных зависимостей величин внутреннего относительного КПД ЦВД, полученных на режимах с включёнными и отключёнными ПВД до и после реконструкции.

Для минимизации погрешности полученного результата испытания обоих этапов были проведены по единой технической программе с использованием одних и тех же средств измерений. Испытания I этапа (до капремонта) были проведены в марте 2013 года, а II этапа в январе 2014 года.

Турбоагрегат Т-110/120-130-4 УТЗ зав. №26026 был введен в эксплуатацию в декабре 1990 года после реконструкции с заменой турбины и вспомогательного оборудования. Общая наработка турбины на начало I этапа испытаний составила более 170800 часов.

2. КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ ТУРБОУСТАНОВКИ

Паровая турбина типа Т-110/120-130-4 УТЗ с двумя теплофикационными отборами пара и конденсатором номинальной мощностью 110 МВт предназначена для непосредственного привода генератора переменного тока типа ТВФ-120-2 завода «Электросила». Турбина рассчитана для работы при следующих номинальных параметрах:

давление свежего пара	130 кгс/см^2
температура свежего пара	555 °С
давление пара за ЦВД	33,8 кгс/см^2

температура пара за ЦВД	379 °С
давление в конденсаторе на К-режиме	0,057 кгс/см^2
температура охлаждающей воды	20 °С
расход охлаждающей воды	16000 м^3/час

Турбина имеет два теплофикационных отбора пара – верхний и нижний, предназначенные для ступенчатого подогрева сетевой воды.

Теплофикационные отборы имеют следующие пределы регулирования давления:

- верхний 0,6 – 2,5 ата,
- нижний 0,5 – 2,0 ата.

Турбина имеет 8 нерегулируемых отборов пара, предназначенных для регенеративного подогрева питательной воды/основного конденсата в трёх ПВД, деаэраторе и четырёх ПНД.

Предусмотрена возможность работы турбоустановки с пропуском сетевой (подпиточной) воды через встроенные пучки конденсаторов, которые в данной турбоустановке используются как часть основной поверхности конденсатора (с пропуском циркуляционной воды).

Турбина представляет собой одновальный трехцилиндровый агрегат.

Свежий пар подводится к стопорному клапану, откуда по перепускным трубам поступает к регулирующим клапанам ЦВД турбины. Четыре регулирующих клапана расположены в паровых коробках, приваренных к цилиндру.

ЦВД имеет регулирующую ступень и 8 ступеней давления. Ротор ЦВД цельнокованый. Паровпуск в ЦВД производится со стороны второго подшипника. Соответственно этому лопаточный аппарат ЦВД выполняется левого вращения.

ЦСД имеет 14 ступеней давления. Первые 8 дисков ротора ЦСД откованы заодно с валом, остальные 6 – насадные.

ЦНД двухпоточный, имеет по две ступени в каждом потоке: одну регулирующую и одну ступень давления. Ротор ЦНД имеет четыре насадных диска.

За 23-й ступенью в ЦНД установлены две регулирующие диафрагмы с поворотными кольцами, которые регулируют пропуск пара в часть низкого давления.

По выходе из последней ступени ЦНД отработанный пар поступает в конденсаторы поверхностного типа, присоединяемые непосредственно к выхлопным патрубкам турбины путём приварки на монтаже.

3. КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ РЕКОНСТРУКЦИИ ЦВД

Модернизация проточной части паровой турбины Т–110/120–130–4 (рис. 2) проводилась по согласованной ЗАО «УТЗ» конструкторской документации и предусматривала замену надбандажных уплотнений 1 – 9 ступеней ЦВД, задних концевых ЦСД и концевых уплотнений ЦНД на модернизированные уплотнения с сотовой поверхностью.

Использование сотовых уплотнений позволяет уменьшить радиальные зазоры до 0,3 - 0,5 мм. в надбандажных уплотнения и до 0,15 – 0,3 мм. в задних концевых ЦСД и концевых ЦНД.

Установка сотовых надбандажных уплотнений в проточную часть ЦВД паровой турбины Т–110/120–130–4 выполняется в обойму регулирующей ступени и в козырьки диафрагм. Конструктивно соты имеют форму шестигранных ячеек с диаметром вписанной окружности равной 1,5 мм. Сотоблоки изготавливаются из жаростойкой хромоникелевой фольги толщиной 0,05 мм и припаиваются к вставкам (рис. 1), из которых набирается кольцо, для последующей установки в диафрагму.

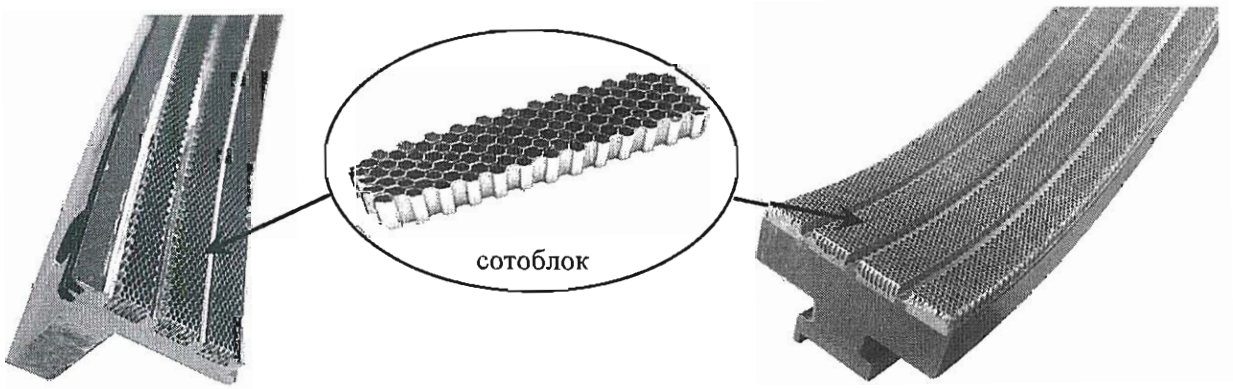


Рис. 1 Внешний вид сотовых уплотнений

Крепление сотовых вставок в обойме регулирующей ступени выполняется винтами и штифтами; в козырьки диафрагм, за счет установки пальцев, что обеспечивает гарантированную надежность соединения (рис. 3, 4). На бандажах рабочих лопаток производится наварка (восстановление) уплотнительных гребней.

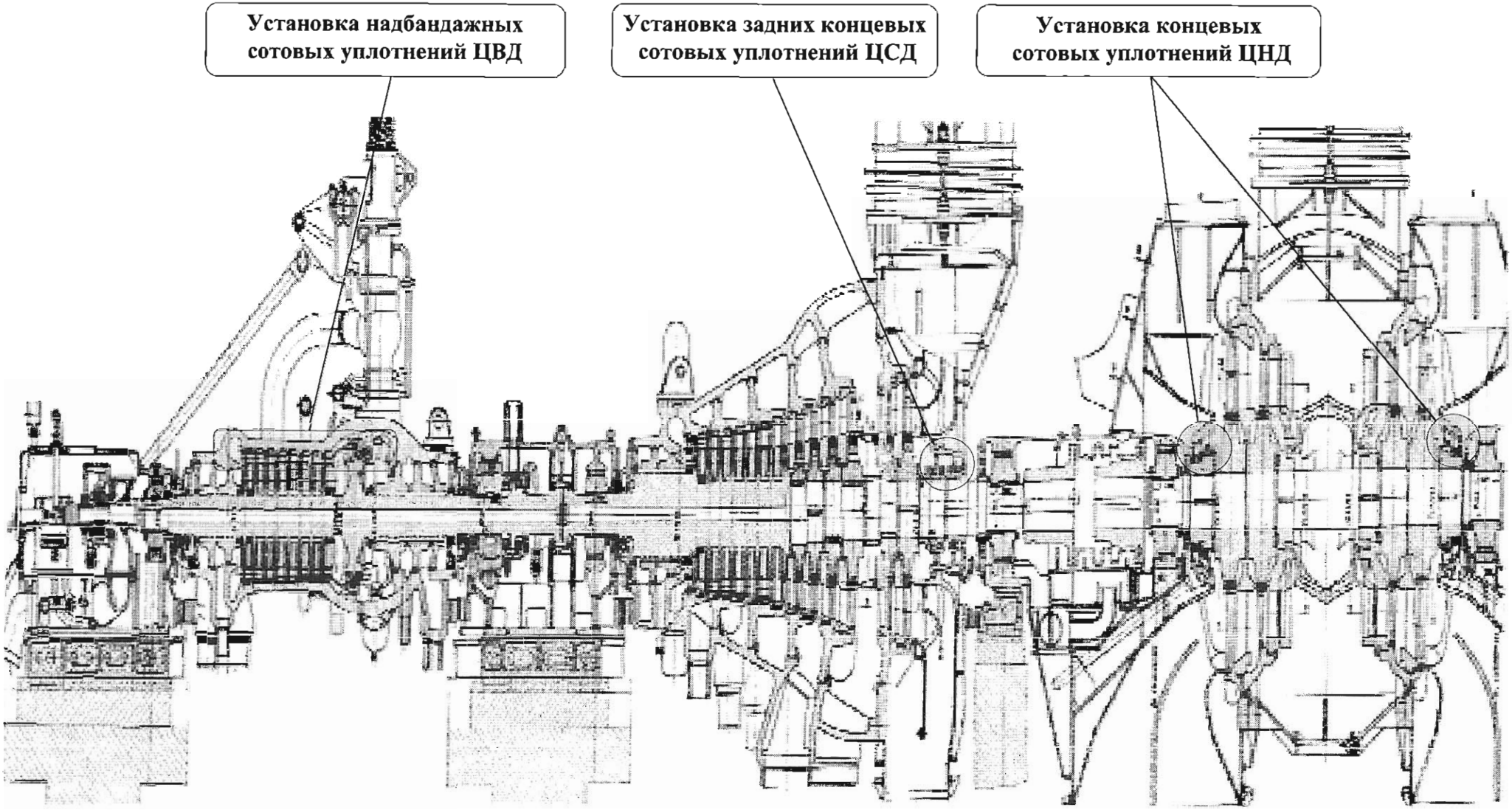
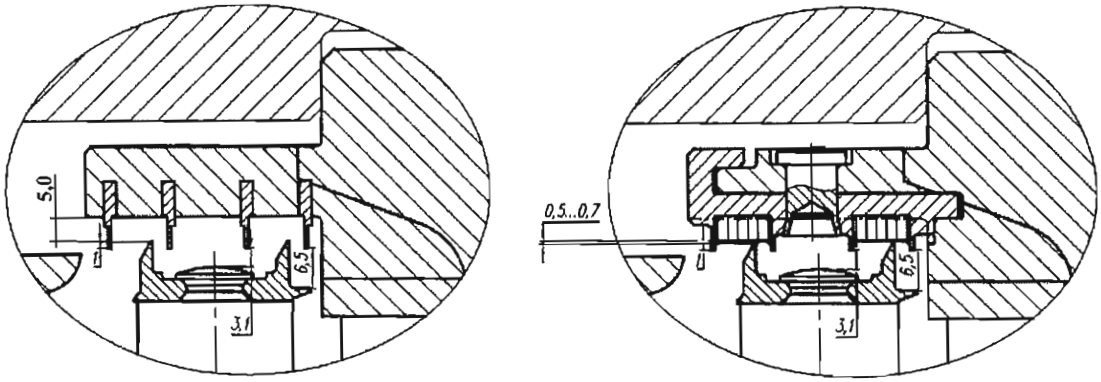
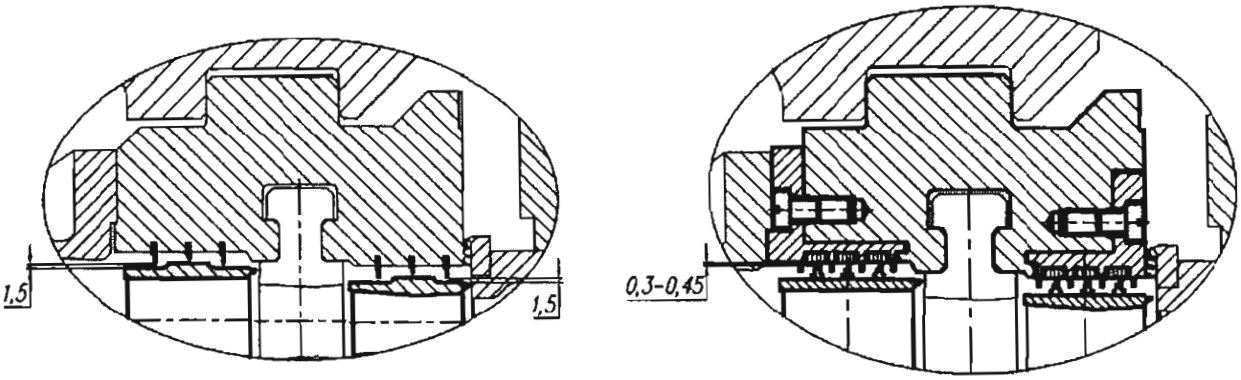


Рис. 2 Объем модернизации паровой турбины Т–110/120–130–4 ст.№2 ТЭЦ-21 ОАО «Мосэнерго»



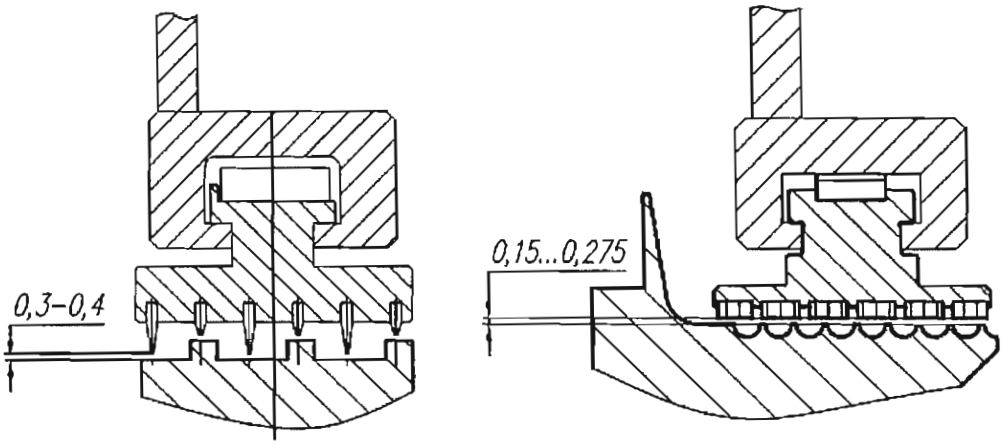
до модернизации после модернизации

Рис. 3 Конструкция надбандажных уплотнений 2-9 ступеней ЦВД



до модернизации после модернизации

Рис. 4 Конструкция надбандажных уплотнений регулирующей ступени ЦВД



до модернизации после модернизации

Рис. 5 Конструкция задних концевых уплотнений ЦСД и концевых ЦНД

Установка сотовых уплотнений в проточную часть ЦВД производилась персоналом специализированного ремонтного предприятия

ООО «ЦРМЗ» по маршрутно-технологическому процессу АРМС.002ТИ на реконструкцию надбандажных уплотнений 1-9 ступеней ЦВД турбины Т–110/120–130–4 и включала выполнение следующих основных технологических операций:

- приварка (восстановление) гребней на бандажах рабочих лопаток РВД;
- обработка статорных деталей ЦВД под установку сотовых вставок;
- установка сотовых вставок на обработанные детали статора турбины;
- расточка рабочей поверхности установленных сотовых вставок в окончательный размер;
- сборка, центровка проточной части ЦВД.

Установка задних концевых ЦСД и концевых ЦНД сотовых уплотнений (рис. 5) выполняется в существующие обоймы концевых уплотнений без доработки статорной части. Доработка ротора связана с формированием уплотнительных гребней и дополнительных камер расширения в местах установки сотовых уплотнений, а также для снятия накопленных термоусталостных напряжений в поверхностном слое металла.

4. ПРОГРАММА ИСПЫТАНИЙ

При разработке Технической программы испытания предполагалось оценить экономический эффект реконструкции следующими методами:

- сравнением расхождений величин внутреннего относительного КПД ЦВД в опытах с включенными ПВД до и после реконструкции;

- оценкой изменения плотности проточной части цилиндра при сравнении результатов опытов с включенными и отключенными ПВД до и после реконструкции.

Следует отметить, что оценка эффективности установки концевых уплотнений ЦСД и ЦНД в рамках данной работы не проводилась ввиду её сложности и многофакторности, а также из-за отсутствия возможности установки необходимых экспериментальных измерений сверх штатного объёма.

Таким образом, Технической программой испытаний (см. Приложение 10.1), утверждённой Главным инженером ТЭЦ-21, в рамках каждого этапа было запланировано проведение двух серий опытов.

Серия 1 – опыты при проектной тепловой схеме с полностью включённой системой регенерации.

Серия 2 – опыты при проектной тепловой схеме с полностью включённой регенерацией низкого давления и отключённой регенерацией высокого давления.

Параметры свежего пара в каждом опыте поддерживались близкими к номинальным значениям, электрическая нагрузка турбоагрегата поддерживалась постоянной при минимальных отклонениях от среднего значения. Продолжительность каждого опыта составляла не менее 45 мин. стабильного режима.

На период испытаний все посторонние потребители пара и воды (в том числе отпуск пара через РОУ) были отключены.

Уровни в конденсаторе, деаэраторе, подогревателях высокого и низкого давления в каждом опыте поддерживались постоянными.

5. СХЕМА ИЗМЕРЕНИЙ

При проведении обоих этапов испытаний для фиксации необходимых параметров использовалась штатная АСУ ТП с установкой в особо ответственных точках измерений экспериментальных приборов по месту.

Особое внимание было уделено измерению параметров пара, имеющих непосредственное отношение к определению эффективности проточной части ЦВД. Основными параметрами, оказывающими прямое или косвенное влияние на расчёт экономичности ЦВД, являются давление, температура и расход свежего пара, давление и температура пара на выхлопе ЦВД, а также температура питательной воды за группой ПВД.

Первичные данные, положенные в основу расчётов, были представлены в распоряжение специалистов Московского Филиала ЭНЕКС (ОАО) в виде массива с частотой фиксации показаний 1 раз в минуту.

Следует отметить, что при проведении такого рода испытаний с целью сравнения абсолютных показателей экономичности турбоустановки до и после ремонта основное внимание уделяется использованию одних и тех же средств измерения. При соблюдении этого условия, величина приборной погрешности в период капремонта не изменяется, а, следовательно, практически не влияет на результат сравнения. Для целей корректного сравнения показателей работы ЦВД указанные точки измерений максимально дублировались и единообразно использовались в обоих этапах испытаний. Так, например, давление свежего пара измерялась 3 датчиками и при этом дублировалась 2 манометрами МФ ЭНЕКС, температура свежего пара – 2 датчиками, давление пара на выхлопе – 2 датчиками и дублировалось 1 манометром МФ ЭНЕКС, а температура пара на выхлопе – 2 экспериментальными термопарами МФ ЭНЕКС. Все вышеуказанные датчики на период капремонта были оставлены без изменений,

манометры и термопары МФ ЭНЕКС сняты и оставлены на хранение в помещении службы стандартов.

Таким образом, в целом, применявшиеся при испытаниях измерительные приборы обеспечили получение достаточно представительных первичных данных, что было подтверждено впоследствии сравнительным анализом результатов.

6. ОБРАБОТКА ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ДАННЫХ

За основу при обработке первичных данных были приняты среднеарифметические значения измеренных величин с учётом всех необходимых поправок.

Термодинамические свойства пара и воды определялись по программе «Свойства рабочих тел и теплоносителей», разработанной ЛМЗ на основании [9.4].

6.1. Расход свежего пара

Расход свежего пара определялся по прямому измерению с помощью штатного расходомера.

Характер протекания основных графических зависимостей, в частности, давлений по проточной части от измеренного расхода свежего пара соответствует основным закономерностям, полученным при испытаниях других турбин аналогичного типа, что позволяет говорить о корректности измерения расхода свежего пара.

Кроме того, зависимости давлений пара за регулирующими клапанами, в камере регулирующей ступени, а также за ЦВД, полученные до и после капремонта близки между собой.

6.2. Параметры пара и воды

Параметры свежего пара, давления пара за регулирующими клапанами, в камере регулирующей ступени ЦВД, а также на выхлопе ЦВД определялись как средние значения для каждого параметра в отдельности.

6.3. Графические зависимости

Результаты испытания представлены в виде сводной таблицы измеренных величин по каждому этапу и ряда графических зависимостей, относящихся к турбоустановке и её отдельным элементам:

- диаграмма парораспределения,
- проточная часть турбины (давления пара в камере регулирующей ступени и на выхлопе ЦВД),
- система регенерации (температура питательной воды за ПВД),
- внутренний относительный КПД ЦВД.

7. РЕЗУЛЬТАТЫ ИСПЫТАНИЯ

Как было отмечено ранее (п. 4), для оценки эффективности установки надбандажных сотовых уплотнений применялись два критерия.

Для корректного сравнения основных зависимостей, характеризующих экономичность ЦВД до и после капремонта, был построен ряд вспомогательных графиков, используемых для оценки возможного изменения состояния ряда элементов тепловой схемы, способных прямо или косвенно повлиять на конечный результат. Такими зависимостями являются давления пара за регулирующими клапанами ЦВД (рис. 2 Приложения 10.4), в камере регулирующей ступени ЦВД (рис.3), давления пара на выхлопе ЦВД (рис. 4,5) температура питательной воды за группой ПВД (рис. 6).

Как видно на каждой из вышеотмеченных зависимостей, опытные точки во всём диапазоне нагрузок лежат на соответствующих линиях без существенных отклонений, из чего можно сделать вывод об отсутствии сколь-нибудь существенного влияния проведенных в капремонт штатных мероприятий на экономичность ЦВД.

Кроме того, из акта дефектации (Приложение 10.6) следует, что состояние проточной части ЦВД до капремонта в целом удовлетворительно.

Дополнительно, для подтверждения правильности выбора основных параметров и корректности построенных зависимостей было проведено сравнение полученных результатов с данными Типовой энергетической характеристики [9.5]. Результаты сравнения приведены в таблице:

Таблица

Параметр	Расход свежего пара, т/ч					
	460			350		
	Исп.	ТЭХ	отклонение	Исп.	ТЭХ	отклонение
Давление пара в камере рег. ступени ЦВД, кгс/см^2	77,5	78,0	0,6%	58,5	59,0	0,8%
Давление пара на выхлопе ЦВД, кгс/см^2	30,9	30,0	2,9%	23,3	22,5	3,4%
Температура питательной воды, °С	233,0	232,0	0,4%	217,0	218,0	0,5%

Как видно из таблицы, отклонения давлений по проточной части ЦВД турбоагрегата №2 несущественно отличаются от данных ТЭХ, а в случае с давлением пара в камере регулирующей ступени ЦВД – практически совпадают. Температура питательной воды за группой ПВД близка к ТЭХ.

Таким образом, на основании вышеизложенного можно сделать вывод о достаточной точности измерения основных параметров, влияющих на внутренний относительный КПД ЦВД.

Для оценки эффективности внедрения надбандажных сотовых уплотнений были использованы зависимости внутреннего относительного КПД ЦВД отражающие этот эффект без существенного влияния прочих факторов.

Как видно из рис. 1 Приложения 10.4, заметный прирост внутреннего относительного КПД ЦВД отмечается в диапазоне паровых нагрузок 340 – 480 т/ч, зафиксированных при проведении испытаний. При этом, величина этого прироста увеличивается с ростом расхода свежего пара. Так, например, при расходе свежего пара 350 т/ч прирост внутреннего относительного КПД ЦВД составил 0,5%, а при нагрузках, близких к максимальной (480 т/ч) – 1,4%, что соответствует приросту внутренней мощности ЦВД, приблизительно 0,56 МВт.

Вторым критерием оценки эффективности установки надбандажных сотовых уплотнений, принятым к рассмотрению в данном отчёте, является изменение плотности проточной части ЦВД в результате проведенной реконструкции.

О плотности проточной части ЦВД турбины можно судить по расхождению зависимостей внутреннего относительного КПД ЦВД в опытах с включенной регенерацией высокого давления и без неё.

Целесообразность такого сравнения, предусмотренного в Программе испытаний, основана на проведенных исследованиях [9.3] и заключается в следующем: при включенной регенерации часть высокотемпературных протечек сбрасывается в соответствующие подогреватели, а при её отключении проходит над бандажами рабочих лопаток, увеличивая температуру пара за последующей ступенью, а, следовательно, уменьшая КПД отсека. Таким образом, при уменьшении величины надбандажных протечек, разница между полученными расчетными значениями внутреннего относительного КПД ЦВД с включенной регенерацией и без неё будет снижаться, тем самым, подтверждая увеличение плотности проточной части.

Зависимости внутреннего относительного КПД ЦВД в опытах с включенной и отключенной регенерацией в обоих этапах представлены на ранее рассматривавшемся рис. 1 Приложения 10.4.

Как видно из графиков, расхождение величин внутреннего относительного КПД ЦВД до капремонта составляет порядка 1,5 %, после ремонта – не превышает 0,5%, т.е. уменьшилось в 3 раза.

Таким образом, можно сделать вывод об уменьшении суммарных надбандажных протечек и соответствующем увеличении плотности проточной части ЦВД за счет уменьшения радиальных зазоров, достигаемых при установки сотовых уплотнений. Этот вывод подтверждает полученный абсолютный прирост основного показателя эффективности работы реконструированного цилиндра высокого давления – КПД.

8. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате анализа показателей экономичности ЦВД, полученных при проведении сравнительных тепловых испытаний паровой турбины типа Т-110/120-130-4 (ст. №2) до и после установки надбандажных уплотнений сотового типа на всех ступенях цилиндра, можно сделать следующие выводы:

- **прирост внутреннего относительного КПД ЦВД на режимах, близких к номинальному, составляет 1,4% (приблизительно 0,56 МВт).**
- **сопоставление величин внутреннего относительного КПД ЦВД на режимах с включённой и отключённой регенерацией высокого давления до и после установки надбандажных сотовых уплотнений на всех ступенях ЦВД показало, что расхождение указанных величин изменилось от 1,5% (до реконструкции) до 0,5% (после реконструкции), что подтверждает повышение плотности проточной части, а следовательно экономичности ЦВД, а также эффект модернизации в целом.**
- **при оснащении ступеней ЦСД сотовыми надбандажными уплотнениями, можно ожидать более заметного увеличения показателей экономичности турбоустановки.**

9. СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

9.1. Методические указания по проведению тепловых испытаний паровых турбин. МУ 34-70-093-84, СПО «Союзтехэнерго», Москва, 1984 г.

9.2. Сахаров А.М. Тепловые испытания паровых турбин. Москва, Энергоатомиздат, 1990 г.

9.3. Сахаров А.М. «Влияние типа надбандажных уплотнений на экономичность». Москва. Теплоэнергетика. 1980. №5, с.24 – 25.

9.4. Александров А.А. Система уравнений IAPWS-IF97 для вычисления термодинамических свойств воды и водяного пара в промышленных расчетах. Ч. 2. Дополнительные уравнения. Теплоэнергетика, 1998, №10, с. 64-72.

9.5. Типовая энергетическая характеристика турбоагрегата Т-250/300-240 ТМЗ, СПО Союзтехэнерго, Москва,1976 г.

9.6. Методика оценки технического состояния паротурбинных установок до и после ремонта и в период между ремонтами РД 34.20.581-96, Утверждено Департаментом науки и техники РАО "ЕЭС России" 30.12.96 г.

10.ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение 10.1

Утверждаю:

Главный инженер
ТЭЦ-21 – филиала ОАО «Мосэнерго»

_____ /Ю.Г. Громов/

«29» 03 2013 г.

ТЕХНИЧЕСКАЯ ПРОГРАММА
СРАВНИТЕЛЬНЫХ ТЕПЛОВЫХ ИСПЫТАНИЙ
ПАРОВОЙ ТУРБИНЫ ТИПА Т-110/120-130-3, ст.№2
ДО И ПОСЛЕ УСТАНОВКИ НАДБАНДАЖНЫХ
СОТОВЫХ УПЛОТНЕНИЙ

Составители: Московский филиал ОАО «Южный ИЦЭ»

Руководитель испытаний Фитьков О.В.

Бригадный инженер Александров С.В.

Москва, 2013 г.

3. Условия проведения испытаний

3.1. Тепловая схема – проектная (на время испытаний в рамках этапа №2 (после КР) тепловая схема должна быть идентична собранной во время этапа №1 (до КР)).

3.2. Все отборы пара на собственные нужды отключены.

3.3. Пар на деаэратор подаётся от КСН.

3.4. Максимально-допустимые отклонения параметров от среднего значения во время опыта не должны превышать следующих величин:

- по давлению свежего пара ± 3 кгс/см^2
- по температуре свежего пара ± 5 °С
- по расходу сетевой воды ± 100 м^3/ч
- по электрической мощности ± 0,5%

4. Схема измерений

Для измерения параметров используется штатная АСУ ТП, а также ряд дополнительных измерений по месту.

Перед проведением испытаний необходимо:

- установить по месту поверенные манометры/мановакуумметры кл. 0,6 (1,0) для измерения давления в наиболее важных точках цикла: перед стопорным клапаном, в камере регулирующей ступени, за ЦВД, в камерах отборов пара на регенеративные и сетевые подогреватели, вакуум в конденсаторе,

- организовать поверку каналов измерения температур свежего пара и пара за ЦВД.

Для обеспечения полного соответствия схемы измерений первого и второго этапов издаётся распоряжение, согласно которому обеспечивается неизменность состояния первичных датчиков температуры и давления пара на входе (перед АСК) и выходе ЦВД. Данные приборы необходимо оставить в исходных точках (не извлекая термопары и не отсоединяя датчики давления), чтобы сохранить неизменность их характеристик.

5. Обработка результатов испытания

По окончании тепловых испытаний специалистам МФ ЮИЦЭ передаётся массив данных по активной электрической мощности из системы АСКУИЭ, а также необходимые данные из АСУ ТП по Протоколу. В процессе обработки данных будут учтены все отклонения (если таковые имеются) от проектной схемы и от номинальных параметров путём внесения поправок.

По результатам обработки и анализа результатов испытания составляется технический отчёт, включающий в себя текстовую часть, необходимые графические зависимости и вывод об эффективности установки надбандажных сотовых уплотнений турбоустановки.

6. Порядок проведения испытаний и меры безопасности.

Испытания проводятся персоналом ТС и ССЭ совместно с представителями МФ ЮИЦЭ.

Начало испытаний назначается в соответствии с разрешенной диспетчерской заявкой.

Все необходимые переключения при проведении испытаний выполняются оперативным персоналом ССЭ по указанию руководителя испытаний через начальника смены КТС-1 и согласования НСС.

На всех режимах работы турбоустановки критерии безопасности (осевой сдвиг ротора турбины, относительное положение ротора, давление в камере регулирующей ступени и т.д.) не должны выходить за пределы значений, установленных заводской и станционной инструкциями по эксплуатации турбоагрегата и другими директивными документами.

При возникновении аварийной ситуации испытания прекращаются и возобновляются лишь после восстановления нормального режима работы оборудования.

Ответственность за соблюдение ПТБ персоналом, участвующим в испытании, несут начальники соответствующих подразделений.

Перед началом испытаний весь персонал, принимающий в них участие, должен быть ознакомлен с настоящей программой и проинструктирован по своим действиям и мерам безопасности.

СОГЛАСОВАНО:

<u>От ТЭЦ-21</u>

Начальник ТС	Д.А. Куликов
Начальник ССт	М.М. Богатов
Начальник САиК	А.В. Воронин
Начальник ССЭ	Е.В. Соколовский

<u>От МФ ОАО «Южный ИЦЭ»</u>

Начальник ЦИТО	О.В. Фатьков
Бригадный инженер	С.В. Александров

ПРИЛОЖЕНИЕ №1. ПЕРЕЧЕНЬ ИЗМЕРЯЕМЫХ ПАРАМЕТРОВ ТА №2

№ п/п	Код UID	Обозначение	Наименование параметра	Мин. знач	Макс. знач.
1	637	Q	ПИТАТЕЛЬНОЙ ВОДЫ НА КОТЕЛ	0	530
2	638	T	ПИТАТЕЛЬНОЙ ВОДЫ НА КОТЕЛ	150	250
3	695	P	ПАР ПЕРЕД ГПЗ	100	150
4	697	D	ПАР ПЕРЕД ТУРБИНОЙ	0	630
5	699	T	ПАР ПЕРЕД ТУРБИНОЙ	500	600
6	706	P	ПАР ПЕРЕД СТОПОРНЫМ КЛАПАНОМ	0	0
7	712	T	ПАР В СТОПОРНОМ КЛАПАНЕ	0	600
8	718	T	ПАР ПОСЛЕ СТОП.КЛАПАНА ТГ	0	0
9	719	P	ПАР ПОСЛЕ СТОП.КЛАПАНА ТГ	100	150
10	723	P	ПАР ЗА РЕГУЛИР.СТУПЕНЬЮ ЦВД	0	120
11	724	X	ХОД СЕРВОМОТОРА ЦВД(РЕГ.КЛАП)	0	250
12	725	T	ПАР ЗА РЕГУЛИР.СТУПЕНЬЮ ЦВД	450	600
13	726	T	ПАРА НА УПЛОТНЕНИЯ ЦВД	50	250
14	727	P	ПАРА НА УПЛОТНЕНИЕ ЦВД	0	0
15	729	X	ХОД ПОВОРОТНОЙ ДИАФРАГМЫ ЦНД	0	200
16	740	V	ВАКУУМ В КОНДЕНСАТОРЕ ТУРБИНЫ	0	99,9
17	755	N	МОЩНОСТЬ ГЕНЕРАТОРА	0	120
18	766	Q	ПИТАТЕЛЬНАЯ ВОДА ЗА ПВД-7	0	630
19	767	T	ПИТАТЕЛЬНАЯ ВОДА ЗА ПВД-7	150	300
20	768	T	ОСНОВНОЙ КОНДЕНСАТ ЗА ПНД-4	100	180
21	769	Q	ОСНОВНОЙ КОНДЕНСАТ ЗА ПНД-4	0	600
22	779	P	ОСНОВНОГО КОНДЕНСАТА ЗА КНТ	0	25
23	780	T	ОСНОВНОГО КОНДЕНСАТА ДО КНТ	2	10
24	781	Q	ОСНОВНОГО КОНДЕНСАТА ЗА КНТ	0	500
25	783	T	ЦИРК.ВОДЫ ПЕРЕД КОНДЕНСАТОРОМ	0	50
26	784	T	ЦИРК.ВОДЫ ЗА КОН-РОМ ТРУБ-Д-Б	0	50
27	785	T	ЦИРК.ВОДЫ ЗА КОН-РОМ ТРУБ-Д-А	0	50
28	787	Q	ОСН КОНД.ДО ЭЖ.ОТСОСА ИЗ УПЛ.	0	0
29	789	T	КОНДЕНСАТ В КОНД.СБОРНИКЕ	0	10
30	792	Q	СЕТЕВАЯ ВОДА ЧЕРЕЗ ПСГ-1	0	6000
31	793	T	ПАР НА ПСГ-1 ОТБОР-7	50	150
32	794	T	СЕТЕВАЯ ВОДА ЗА ПСГ-1	20	120
33	795	T	ПАР НА ВЫХЛОПЕ ЦВД (СЛЕВА)	0	0
34	796	T	ПАР НА ВЫХЛОПЕ ЦВД (СПРАВА)	0	0
35	797	P	ПАР НА ВЫХЛОПЕ ЦВД (СЛЕВА)	0	0
36	798	T	КОНДЕНСАТА В КОНД.СБОРН.	20	80
37	799	T	СЕТЕВАЯ ВОДА НА ВЫХОДЕ ВСТ.П.	0	0
38	800	P	ПАР ОТБОРА НА ПСГ-1	0,1	2,5
39	802	T	КОНДЕНСАТА ГР.ПАРА ПСГ-1	50	150
40	803	Q	КОНДЕНСАТА ГР.ПАРА ПСГ-1	0	320
41	804	P	ПАР НА ПСГ-2 СТ-А	0,1	2,5
42	805	T	ПАР НА ПСГ-2 СТ-А	50	150
43	806	T	ПАР НА ПСГ-2 СТ-Б	50	150
44	807	P	ПАР НА ПСГ-2 СТ-Б	0,1	2,5
45	810	T	КОНДЕНСАТ ГР.ПАРА ПСГ-2	50	150

46	811	Q	КОНДЕНСАТ ГР.ПАРА ПСГ-2	0	320
47	812	T	СЕТЕВАЯ ВОДА ЗА ПСГ-2	50	150
48	816	Q	КОНД-Т ПСГ-1 ПРИ РАБОТЕ ПНД-1	0	500
49	817	Q	КОНД-Т ПСГ-2 ПРИ РАБОТЕ ПНД-2	0	500
50	824	Q	СЕТЕВАЯ ВОДА ПО ОБВОДУ ПСГ-2	0	5000
51	834	P	ПАР НА ВЫХЛОПЕ ЦСД	0	4
52	837	T	ПАР НА ВХОДЕ ЦСД (СЛЕВА) N-1	0	0
53	838	T	ПАР НА ВХОДЕ ЦСД (СПРАВА)N-1	0	0
54	839	P	ПАР НА ВХОДЕ ЦСД (СЛЕВА) N-1	0	0
55	840	P	ПАР НА ВХОДЕ ЦСД (СПРАВА)N-1	0	0
56	842	T	ПАР НА ВЫХЛОПЕ ЦСД N-1	0	0
57	843	T	ПАР НА ВЫХЛОПЕ ЦСД N-2	0	0
58	844	P	В ОТБОРЕ	0	0
59	845	T	ПАР НА ВХОДЕ ЦСД (СЛЕВА) N-2	0	0
60	846	T	ПАР НА ВХОДЕ ЦСД (СПРАВА)N-2	0	0
61	847	P	ПАР НА ВХОДЕ ЦСД ТР-Д N-1 ЛЕВ	0	60
62	848	P	ПАР НА ВХОДЕ ЦСД ТР-Д N-2 ПР.	0	0
63	849	T	СЕТЕВАЯ ВОДА ПЕРЕД ПСГ-1	20	99,9
64	851	P	ОТБОР	0	0
65	852	P	ОТБОР	0	0
66	857	T	ПАР НА ПВД-7 (1 ОТБОР)	200	400
67	858	P	ПАР НА ПВД-7 (1 ОТБОР)	0	0
68	859	T	ПИТ.ВОДА ЗА ПВД-7 ДО ОБВОДА	150	300
69	861	P	ПАР В ПВД-7	0	0
70	867	P	ПАР НА ПВД-5	0	25
71	868	P	ПИТ.ВОДА ПЕРЕД ПВД-5	0	0
72	869	T	ПАР НА ПВД-5 (3 ОТБОР)	100	350
73	870	P	ПАР НА ПВД-5 (3 ОТБОР)	0	0
74	871	T	ПИТ.ВОДА ПЕРЕД ПВД-5	100	200
75	872	T	ПИТ.ВОДА ПОСЛЕ ПВД-5	100	200
76	882	T	ПАР НА ПНД-4 (4 ОТБОР)	200	400
77	883	P	ПАР НА ПНД-4 (4 ОТБОР)	0	6
78	884	T	ПАР НА ПНД-3 (5 ОТБОР)	80	250
79	885	P	ПАР НА ПНД-3 (5 ОТБОР)	0	4
80	886	T	ПАР НА ПНД-2 (6 ОТБОР)	20	150
81	887	P	ПАР НА ПНД-2 (6 ОТБОР)	0	5
82	888	T	ПАР НА ПНД-1 (7 ОТБОР)	50	150
83	889	P	ПАР НА ПНД-1 (7 ОТБОР)	0,2	1,5
84	892	T	КОНД-Т ГР.ПАРА ПНД-4	20	200
85	893	T	КОНД-Т ГР.ПАРА ПНД-3	20	150
86	894	T	КОНД-Т ГР.ПАРА ПНД-2	20	150
87	895	T	КОНД-Т ГР.ПАРА ПНД-1	20	150
88	898	T	ОСНОВНОЙ КОНДЕНСАТ ДО ПНД-1	20	100
89	899	T	ОСНОВНОЙ КОНДЕНСАТ ЗА ПНД-1	20	100
90	900	T	ОСНОВНОЙ КОНДЕНСАТ ДО ПНД-2	20	150
91	901	T	ОСНОВНОЙ КОНДЕНСАТ ЗА ПНД-2	20	150
92	902	Q	ОСНОВНОЙ КОНДЕНСАТ ПНД-2	0	320
93	903	T	ОСНОВНОЙ КОНДЕНСАТ ДО ПНД-3	20	150

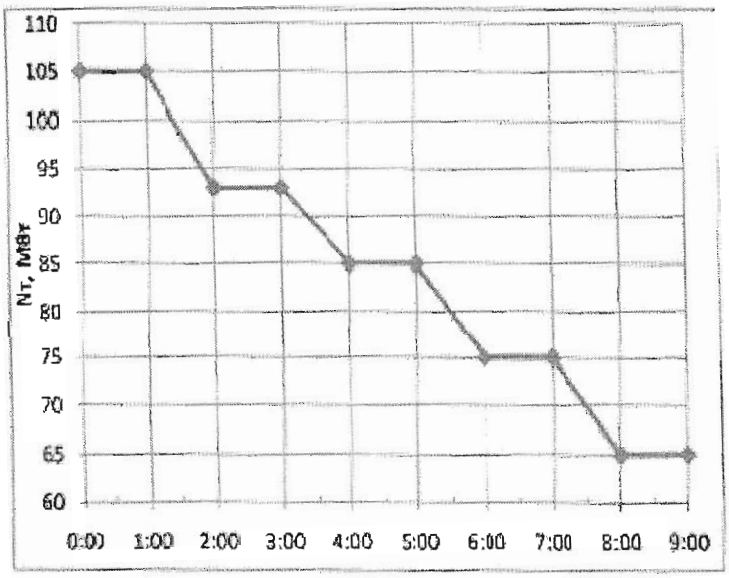
94	904	Т	ОСНОВНОЙ КОНДЕНСАТ ЗА ПНД-3	20	150
95	906	Р	ОСНОВНОЙ КОНДЕНСАТ ЗА ПНД-4	0	0
96	907	Т	ОСНОВНОЙ КОНДЕНСАТ ДО ПНД-4	0	0
97	911	Р	ПАР НА ПВД-6	0	0
98	912	Н	КОНДЕНСАТ В СП	0	0
99	913	Н	КОНДЕНСАТ В ПВД-6	0	999
100	914	Р	ПИТАТЕЛЬНАЯ ВОДА ЗА ПВД-7	100	250
101	915	Т	КОНДЕНСАТ ГР.ПАРА ПВД-7	150	400
102	916	Т	ПАР НА ПВД-6 (2 ОТБОР)	100	400
103	917	Т	ПИТ.ВОДА ЗА ПВД-6	100	250
104	919	Т	КОНДЕНСАТ ГР.ПАРА ПВД-6	100	400
105	920	Т	КОНДЕНСАТ ГР.ПАРА ПВД-5	100	350

ПРИЛОЖЕНИЕ №2. ГРАФИК НАГРУЗОК.

Дата испытания: 18 января 2014 г.

Тепловая схема - номинальная (ПВД - в работе), электрический график, одноступенчатый подогрев сетевой воды

105	105	93	93	85	85	75	75	65	65
0:00	1:00	2:00	3:00	4:00	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00

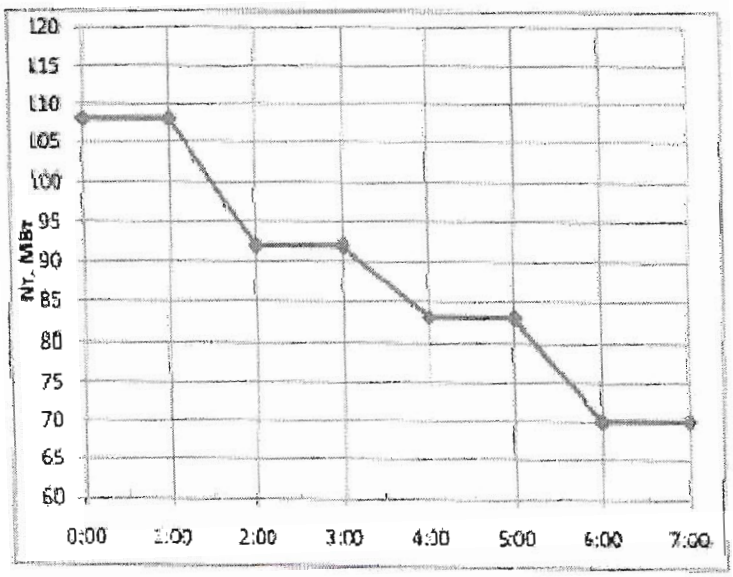


Примечание: время условное
(0:00 соответствует назначенному по диспетчерскому графику часу)

Дата испытания: 19 января 2014 г.

Тепловая схема - с отключённой регенерацией высокого давления (ПВД - отключены), электрический график, одноступенчатый подогрев сетевой воды

108	108	92	92	83	83	70	70
0:00	1:00	2:00	3:00	4:00	5:00	6:00	7:00



Примечание: время условное
(0:00 соответствует назначенному по диспетчерскому графику часу)

ПРИЛОЖЕНИЕ №3. СОСТАВ ОБОРУДОВАНИЯ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ТЕПЛОВЫХ ИСПЫТАНИЙ ТА №2.

1. СЕРИЯ 1.

   Дата проведения: «18» января 2014 года

   Испытания проводятся в соответствии с разрешенной диспетчерской заявкой при эксплуатационной тепловой схеме со следующим составом оборудования:

   - ПВД №№5-7 в работе;
   - ПНД №№1-4 в работе;
   - ПСГ №1 в работе, ПСГ №2 – отключен (одноступенчатый подогрев),
   - подача пара на деаэратор от ТА №2 закрыта (пар подается от КСН);
   - турбоустановка работает по электрическому графику, положение поворотной диафрагмы ЦНД определяется температурным графиком теплосети.

2. СЕРИЯ 2.

   Дата проведения: «19» января 2014 года

   Испытания проводятся в соответствии с разрешенной диспетчерской заявкой при эксплуатационной тепловой схеме со следующим составом оборудования:

   - ПВД №№5-7 отключены;
   - ПНД №№1-4 в работе;
   - ПСГ №1 в работе, ПСГ №2 – отключен (одноступенчатый подогрев),
   - подача пара на деаэратор от ТА №2 закрыта (пар подается от КСН);
   - турбоустановка работает по электрическому графику, положение поворотной диафрагмы ЦНД определяется температурным графиком теплосети.

Приложение 10.2. Сводная таблица основных измеренных величин (I этап).

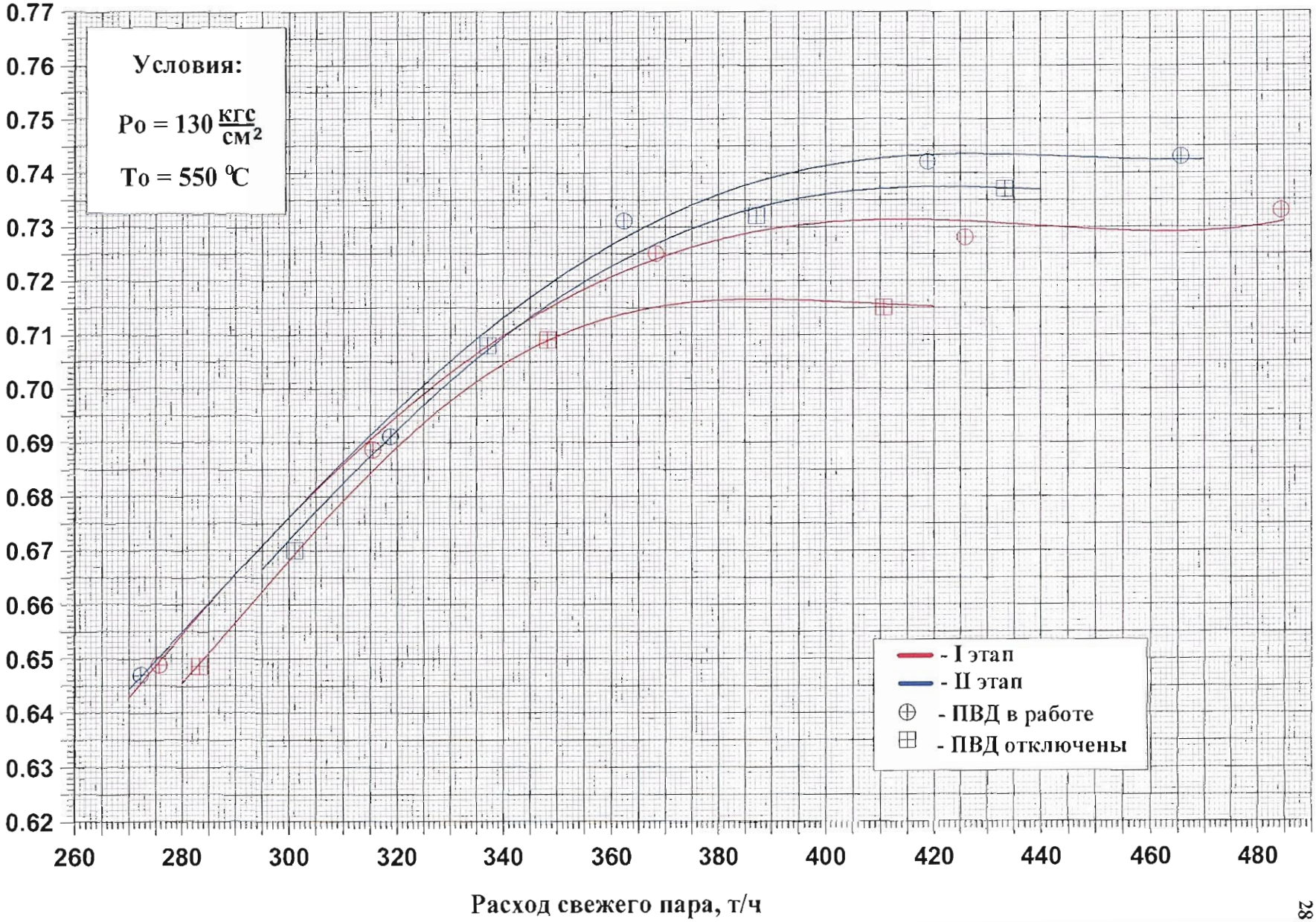
1	№ опыта		Ед. изм.	1	2	3	4	5	6	7	8
2	Режим работы			ПВД включены					ПВД отключены		
3	Свежий пар перед стопорным клапаном	расход	т/ч	480,8	419,7	366,32	318,9	281,3	404,4	348,4	290,5
4		давление	кгс/см²	129,58	128,71	129,97	132,07	133,32	128,59	130,69	134,01
5		температура	°C	547,09	547,64	548,07	548,26	548,46	547,55	548,05	548,33
6	Расход питательной воды		т/ч	359,68	365,95	365,72	362,94	358,21	-	-	-
7	Барометрическое давление		кгс/см²	1,0252	1,0252	1,0238	1,0218	1,0211	1,0116	1,0129	1,0143
8	Давление пара	за I рег. клапаном	кгс/см²	128,8	128,9	128,5	124,0	120,4	129,0	126,1	121,4
9		за III рег. клапаном	кгс/см²	101,4	83,12	66,4	57,47	50,77	79,62	64,72	53,59
10		в камере рег. ступени	кгс/см²	81,03	71,52	61,37	52,49	45,57	68,98	58,14	47,49
11		на выхлопе ЦВД	кгс/см²	32,772	28,263	24,416	21,332	18,696	29,610	25,369	21,206
12	Температура пара	за ЦВД, прав	°C	371,21	358,97	341,47	333,95	328,59	365,26	350,72	349,51
13		за ЦВД, лев	°C	373,44	360,17	343,55	340,63	340,15	365,02	347,94	339,54
14	Температура питательной воды		°C	236,06	227,72	219,44	211,89	205,43	-	-	-
15	Электрическая мощность		МВт	101,51	92,92	84,27	74,20	65,47	93,16	84,79	71,22

Приложение 10.2. Сводная таблица основных измеренных величин (II этап).

1	№ опыта		Ед. изм.	1	2	3	4	5	6	7	8	9
2	Режим работы			ПВД включены					ПВД отключены			
3	Свежий пар перед стопорным клапаном	расход	т/ч	470,36	425,80	373,22	327,37	279,96	437,89	392,62	346,44	306,23
4		давление	кгс/см²	128,91	130,32	132,74	132,69	133,13	129,92	130,59	132,98	131,91
5		температура	°C	550,30	550,79	551,18	551,66	552,27	550,17	550,26	550,45	551,23
6	Расход питательной воды		т/ч	411,83	402,77	398,02	396,8	367,53	89,39	89,58	89,7	89,76
7	Барометрическое давление		кгс/см²	1,0224	1,0224	1,0224	1,0224	1,0224	1,0289	1,0289	1,0289	1,0289
8	Давление пара	за I рег. клапаном	кгс/см²	128,15	129,12	126,77	124,35	121,31	129,77	128,43	122,88	123,80
9		за III рег. клапаном	кгс/см²	94,29	81,34	66,63	59,22	48,24	85,74	73,55	62,05	54,64
10		в камере рег. ступени	кгс/см²	78,43	70,19	60,11	53,02	45,37	72,73	64,64	55,95	49,96
11		на выхлопе ЦВД	кгс/см²	31,389	28,262	24,600	21,500	18,322	31,740	28,485	24,899	22,154
12	Температура пара	за ЦВД, прав	°C	366,36	356,04	340,59	336,19	330,99	369,71	358,29	347,84	344,21
13		за ЦВД, лев	°C	371,22	360,79	345,56	343,68	342,44	373,36	362,03	354,16	353,64
14	Температура питательной воды		°C	234,08	228,35	220,60	213,60	205,59	170,65	163,70	157,47	152,37
15	Электрическая мощность		МВт	93,500	87,556	79,617	70,758	61,033	99,460	92,475	83,748	74,486

Приложение 10.4. Графический материал

Внутренний относительный КПД ЦВД



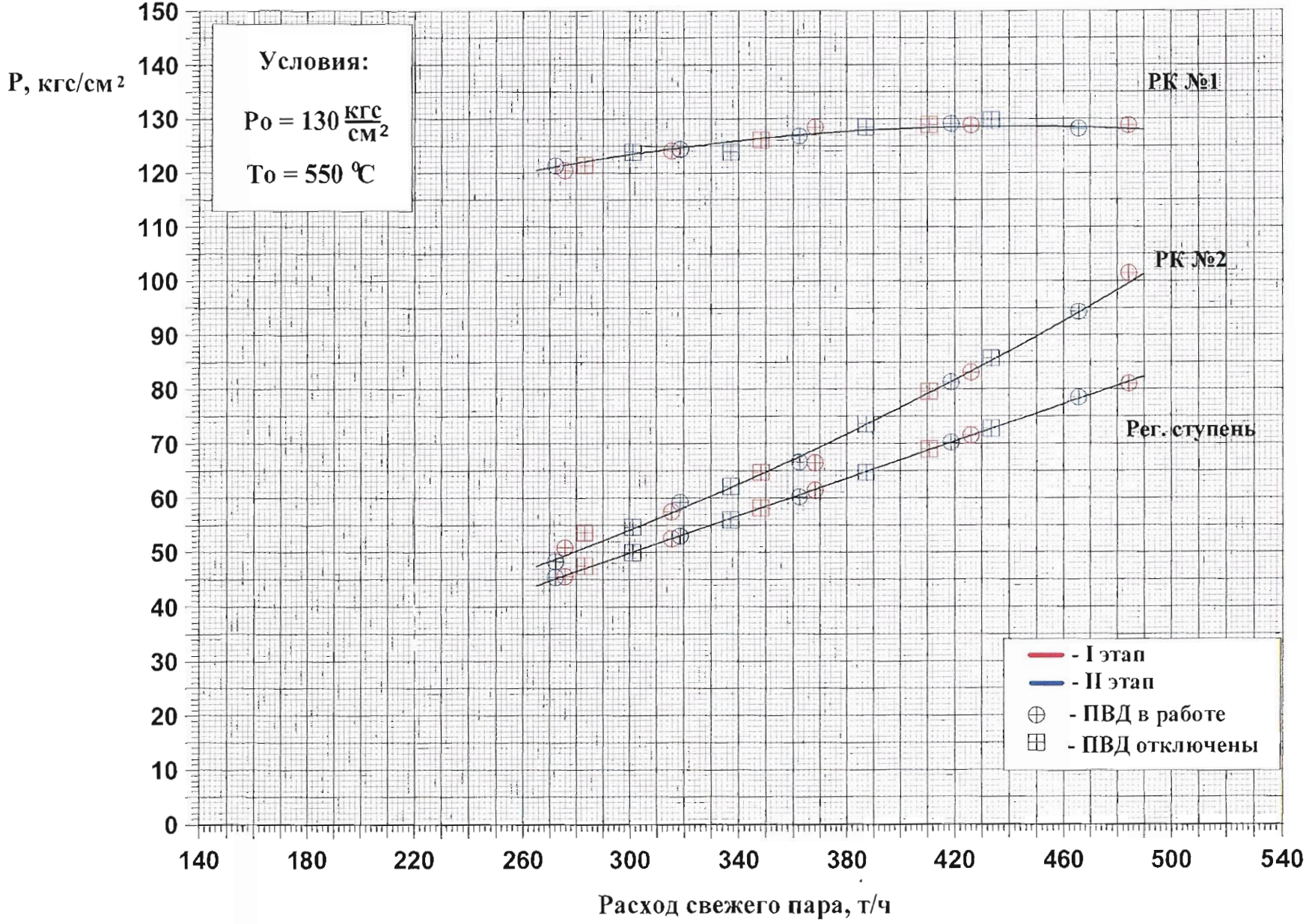
Дог.№103.14.001			
Рук.ЦИТО	Фатьков		
Рук.раб.	Александров		
Исполн.	Александров		

Турбоагрегат типа Т-110/120-130-5 УТ3, ст. №2 ТЭЦ-21 ОАО "Мосэнерго"

Рис. № 1

Московский Филиал ЭНЕКС (ОАО)

Диаграмма парораспределения ЦВД



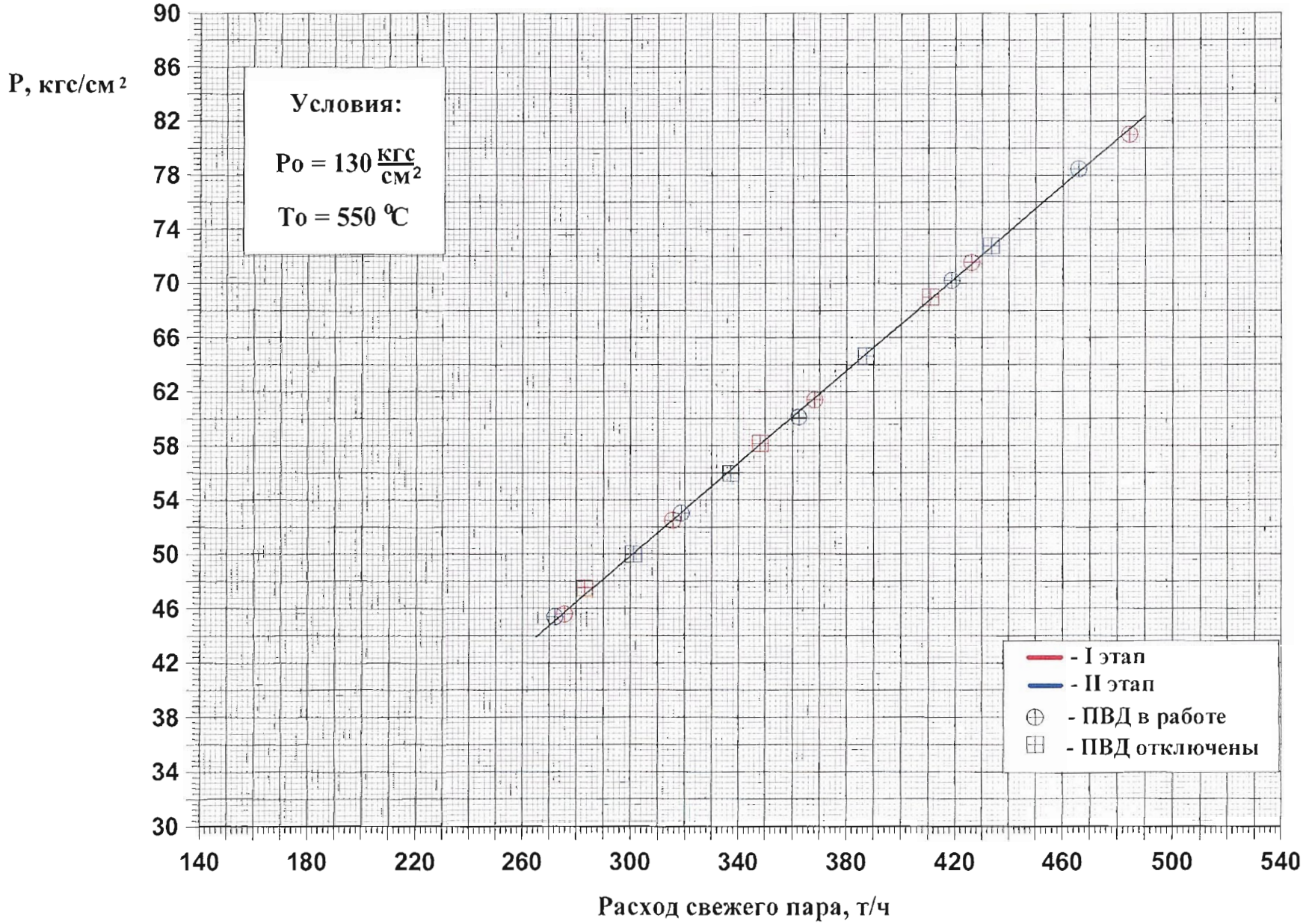
Дог. №103.14.001			
Рук.ЦИТО	Фатьков		
Рук.раб.	Александров		
Исполн.	Александров		

Турбоагрегат
типа Т-110/120-130-5 УТЗ, ст. №2
ТЭЦ-21 ОАО "Мосэнерго"

Рис. № 2

Московский филиал
ЭНЕКС (ОАО)

Давление пара в камере регулирующей ступени ЦВД

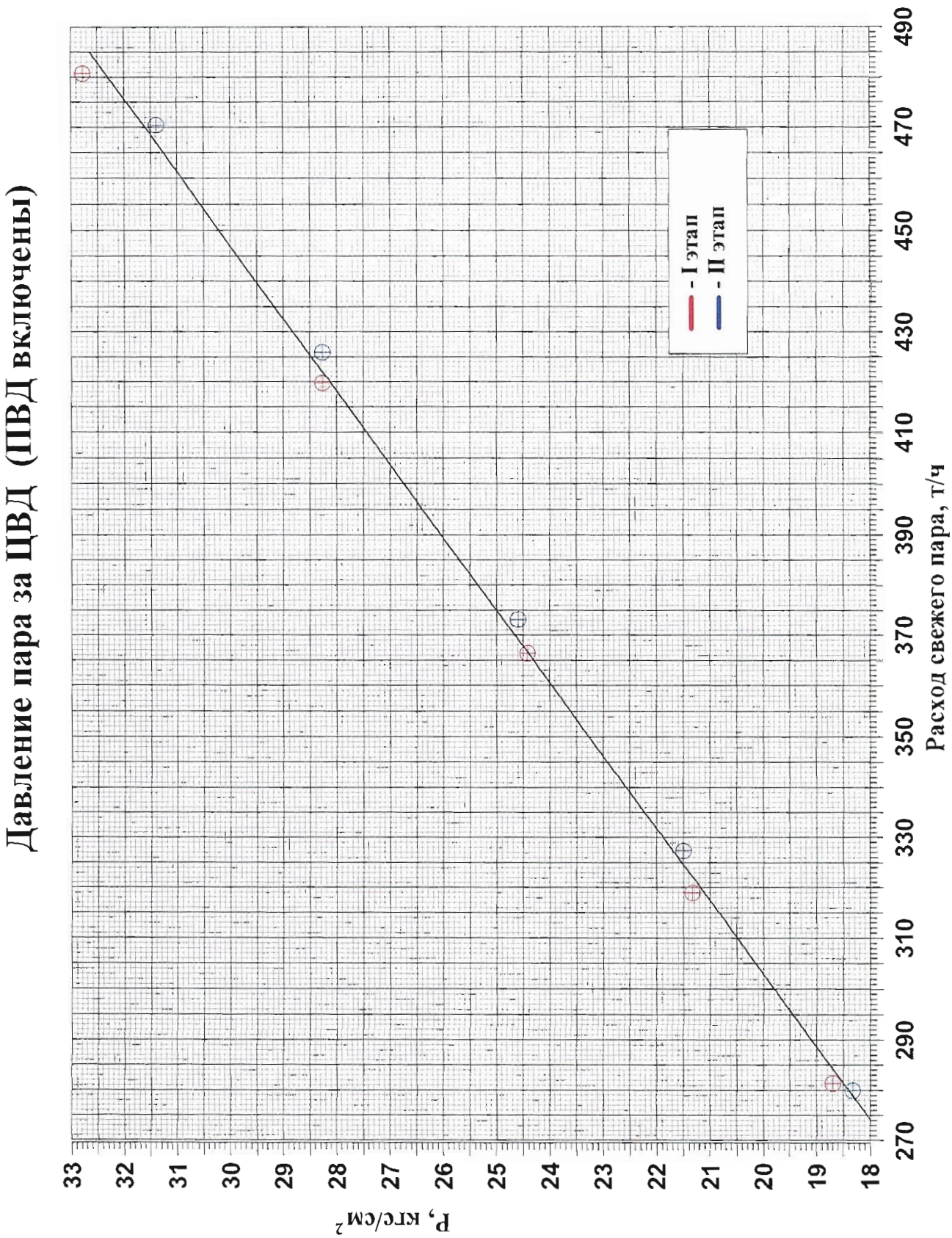


Дог. №103.14.001			
Рук.ЦИТО	Фатьков		
Рук.раб.	Александров		
Исполн.	Александров		

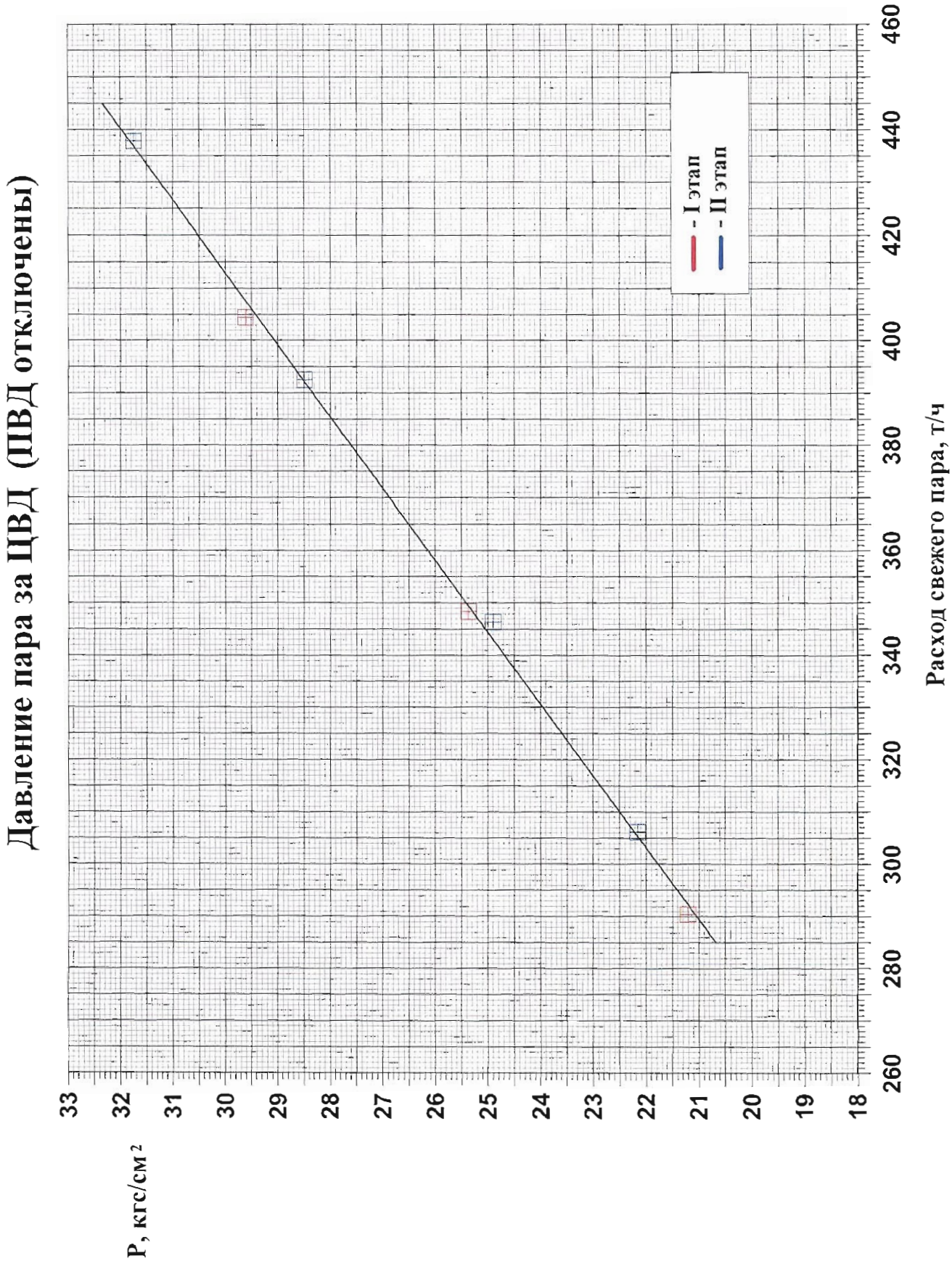
Турбоагрегат типа Т-110/120-130-5 УТЗ, ст. №2 ТЭЦ-21 ОАО "Мосэнерго"

Рис. № 3

Московский Филиал ЭНЕКС (ОАО)

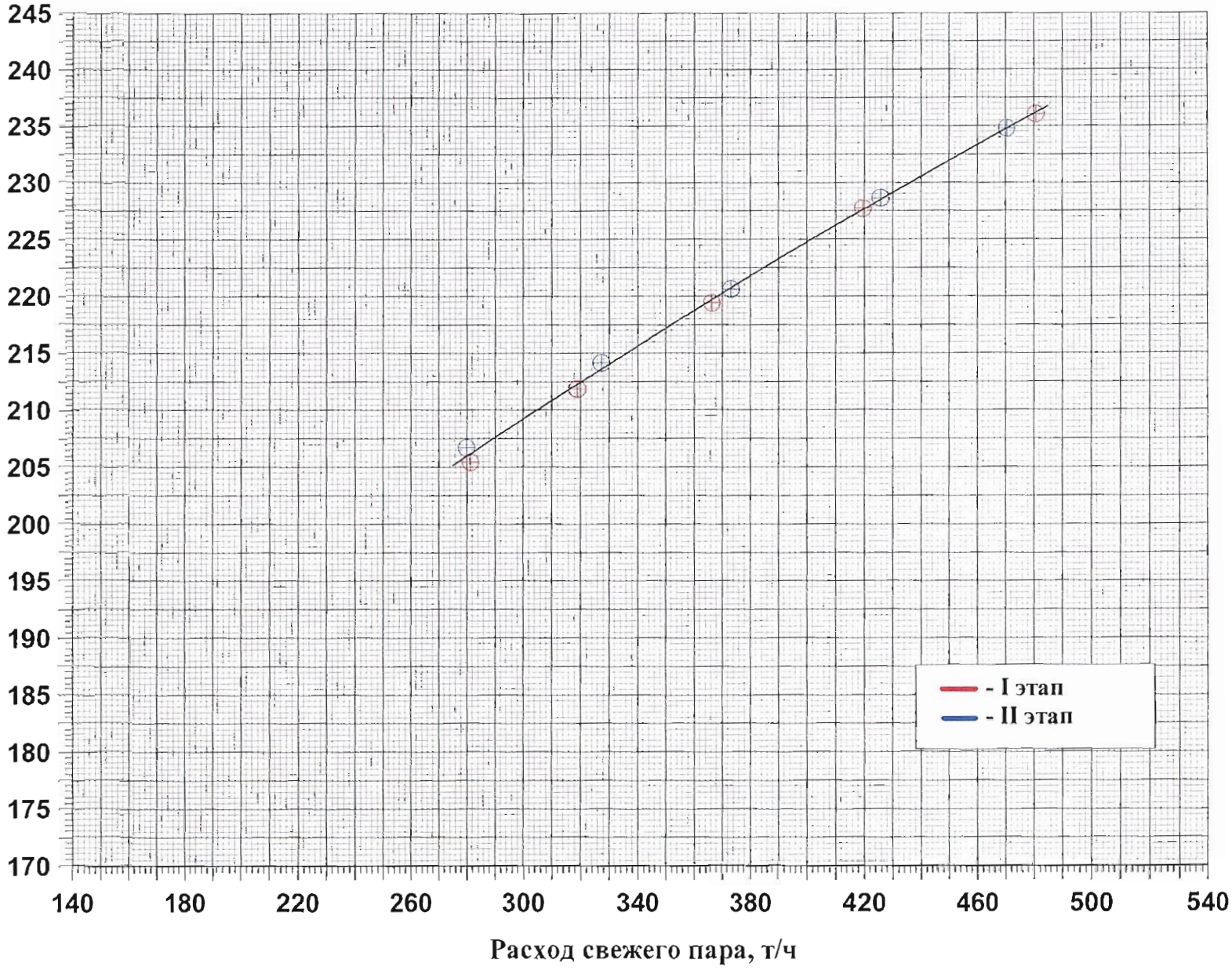


Дог. №103.14.001			Турбоагрегат	Рис. № 4
Рук.ЦИТО	Фатьков	11.14	типа Т-110/120-130-5 УТЗ, ст. №2	Московский Филиал
Рук.раб.	Александров		ТЭЦ-21 ОАО "Мосэнерго"	ЭНЕКС (ОАО)
Исполн.	Александров			



Дог. №103.14.001			Турбоагрегат	Рис. № 5
Рук.ЦИТО	Фатьков		типа Т-110/120-130-5 УТЗ, ст. №2	Московский Филиал
Рук.раб.	Александров		ТЭЦ-21 ОАО "Мосэнерго"	ЭНЕКС (ОАО)
Исполн.	Александров			

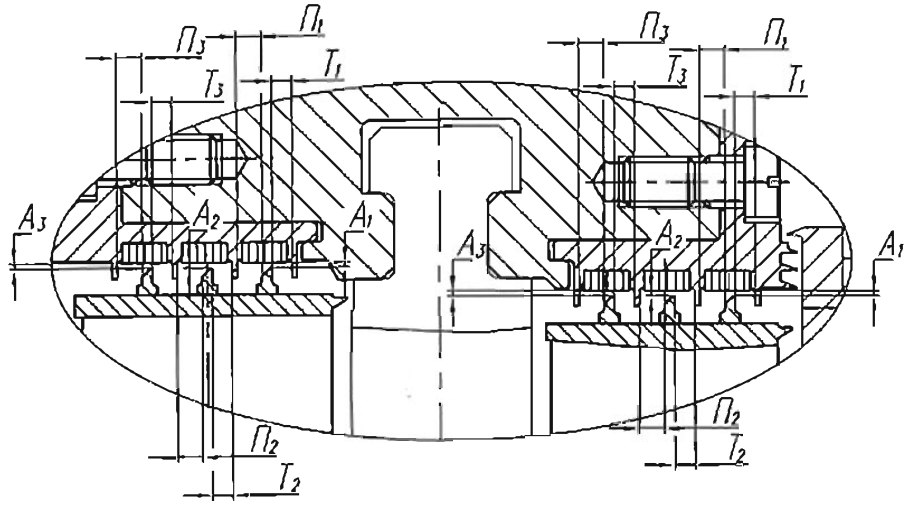
Температура питательной воды за группой ПВД



Дог. №103.14.001		Турбоагрегат типа Т-110/120-130-5 УТЗ, ст. №2 ТЭЦ-21 ОАО "Мосэнерго"	Рис. № 6
Рук.ЦИТО	Фатьков		Московский Филиал ЭНЕКС (ОАО)
Рук.раб.	Александров		
Исполн.	Александров		

Рис 2

Зазоры 1 и 2 ряда I ступени после реконструкции



Зазоры 1 и 2 ряда I ступени

Таблица 2

В миллиметрах

Номер ступени		Рисунок	T_1 по черт 5±0,5		T_2 по черт 5±0,5		T_3 по черт 5±0,5		$П_1$ по черт 5±0,5		$П_2$ по черт 5±0,5		$П_3$ по черт 5±0,5		A_1 по черт min 0,4 max 0,8				A_2 по черт min 0,4 max 0,8				A_3 по черт min 0,4 max 0,8			
			лев	прав	лев	прав	лев	прав	лев	прав	лев	прав	лев	прав	лев	прав	верх	низ	лев	прав	верх	низ	лев	прав	верх	низ
Без поворота вала																										
I	1 ряд	2	5,2	5,3	5,2	5,3	5,2	5,3	4,8	4,7	4,8	4,7	4,8	4,7	0,55	0,45	0,55	0,60	0,55	0,50	0,55	0,60	0,55	0,55	0,60	0,65
	2 ряд		5,1	5,2	5,1	5,2	5,1	5,2	4,9	4,8	4,9	4,8	4,9	4,8	0,60	0,55	0,60	0,65	0,60	0,55	0,60	0,65	0,60	0,60	0,65	0,65
Поворот вала на 90°																										
I	1 ряд																									
	2 ряд																									

Замеры произвел: (Корниченко)

Замеры принял: (Дементьев)

Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата	652.9084.550 ФО	Лист 3

Зазоры 2–9 ступеней

Таблица 4 — В миллиметрах

Номер ступени		Рисунок	T_1 по черт 4±0,5		T_2 по черт 4±0,5		$П_1$ по черт 5±0,5		$П_2$ по черт 5±0,5		A_1 по черт min 0,4 max 0,8				A_2 по черт min 0,4 max 0,8			
			лев.	прав.	лев.	прав.	лев.	прав.	лев.	прав.	лев.	прав.	Верх	низ	лев.	прав.	верх	низ
Без поворота вала																		
2		4	4,2	4,5	4,2	4,5	4,8	4,5	4,8	4,5	0,50	0,50	0,40	0,60	0,50	0,50	0,40	0,60
3			4,1	4,2	4,1	4,2	4,9	4,8	4,9	4,8	0,55	0,45	0,35	0,65	0,55	0,45	0,35	0,65
4			4,0	4,3	4,1	4,3	5,0	4,7	4,9	4,7	0,50	0,50	0,40	0,60	0,50	0,50	0,40	0,60
5			4,2	4,1	4,2	4,1	4,8	4,9	4,8	4,9	0,55	0,45	0,45	0,55	0,55	0,45	0,45	0,55
6			4,0	4,0	4,0	4,2	5,0	5,0	5,0	4,8	0,60	0,40	0,40	0,60	0,60	0,40	0,40	0,60
7			4,1	4,2	4,1	4,1	4,9	4,8	4,9	4,9	0,55	0,45	0,35	0,65	0,55	0,45	0,35	0,65
8			4,0	3,9	4,0	4,0	5,0	5,1	5,0	5,0	0,50	0,50	0,35	0,65	0,50	0,50	0,35	0,65
9			4,2	4,3	4,2	4,2	4,8	4,7	4,8	4,8	0,55	0,45	0,35	0,65	0,55	0,45	0,35	0,65
Поворот вала на 90°																		
2		4																
3																		
4																		
5																		
6																		
7																		
8																		
9																		

Замеры произвёл: (Корниенко А.В.)

Замеры принял: (Дорохин А.Б.)

ПРИЛОЖЕНИЕ 10.6

УТВЕРЖ[illegible]
Главный инженер Т[illegible]
ОАО "Мосэнерго"
_____ [illegible]
"__" _____ 20[illegible] г.

Акт
дефектации
проточной части турбины Т-110/120-130/5
(наименование оборудования)
станц. № 2 ТЭЦ-21 ОАО «Мосэнерго»

Комиссия в составе:

Начальника ТС	Л.А. Кузнецова
Заместителя начальника ТС	С.В. Цветкова
Начальника ЛМ ТЭЦ - 21	С.Е. Сгырина
Главного специалиста ТС	А.Е. Степанков
Главного специалиста СТМО ОАО«Мосэнерго»	С.В. Степанова
Дефектоскописта СУРМО ОАО «Мосэнерго»	С.Н.Королёва
Заместителя начальника ЦРКТО ООО «ЦРМЗ»	В.А.Зельякова
Начальника участка ЗАО «ЦРМЗ»	С.В. Гостина
Начальника ХЛ	Э.А. Змиева
Ведущего инженера ОСТ	О.В. Гитова

составили настоящий акт в том, что в период капитального ремонта
(вид ремонта)
турбины Т-110/120-130/5 ст. № 2 (в ремонте с 16.09.2013 г.) произвели дефектацию
проточной части турбины
(наименование оборудования) (наименование детали, узла)
путём визуального, измерительного и магнитопорошкового контроля.
Наработка с начала эксплуатации 176771 час
В результате проверки обнаружено следующее:

1. РВД:
Рабочие лопатки со 2-й по 9-ю ступени имеют слой солевых отложений (бело - коричневого цвета.
Выходные кромки рабочих лопаток (50%) 1-го венца регулирующей ступени имеют эрозию.
На бандаже 1-го и 2-го венцов регулирующей ступени имеется сталь сложнолой коррозии глубиной до 1мм, на бандаже 3-го венца имеются глубиной до 1,5мм по всему периметру.
Радиальный бой РВД за регулирующей ступенью 0,1мм.
Муфта в удовлетворительном состоянии, со стороны РСД имеются нитрыв по прилегающим болтам.
На упорных дисках мельчайшие риски со стороны рабочих колодок.
На шейках ротора присутствуют следы электрокоррозии.
Подбандажные усы со 2-й по 9-ю ступени в удовлетворительном состоянии.
2. РСД:
На лопатках регулирующей ступени (с 10 по 19) имеется слой солевых отложений [illegible] светло до тёмно - коричневого цвета.

На 1-й лопатке 18-й рабочей ступени отсутствует фрагмент на выходной [illegible] 30х7мм.

Рабочие лопатки 23-й ступени имеют эрозионный износ на выходной кромке [illegible] лопаток.

Рабочие лопатки 22-й ступени имеют незначительный эрозионный износ на выходной кромке у вершины лопаток.

Пмуфта со стороны РВД в удовлетворительном состоянии, имеются задиры на призонных болтах

Пмуфта со стороны РНД : имеются задиры в 5-ти отверстиях под призонные болты.

Шейка полш.№3 имеет следы электрокоррозии.

Шейки полш.№3,4 имеют кольцевые полосы тёмного цвета.

Эрозионный износ входных кромок разгрузочных отверстий диска 22-й [illegible]

5. РНД:

Стеллитовые пластины 25 и 27 ступеней имеют эрозионный износ до 20% входные кромки - эрозионный износ за стеллитовыми пластинами на глубину до 5мм., выходные кромки - односторонний эрозионный износ.

Стеллитовые пластины 24 и 26 ступеней имеют незначительный эрозионный износ входные кромки перед пластинами эрозионный износ на глубину до 3мм., выходные кромки в удовлетворительном состоянии.

Пмуфта со стороны РГ имеет незначительные задиры в 3-х отверстиях под призонные болты, торцевая поверхность имеет радиальную риску на ½ диаметра глубиной до 0,4мм.

Пмуфта со стороны РСД в удовлетворительном состоянии.

Шейки ротора имеют кольцевые следы тёмного цвета.

Смещение 2-х демпферных проволок на 27ст. и 2-х на 25 ст.

Рабочие лопатки всех ступеней имеют незначительные отложения тёмно - бурого цвета.

Загнуты выходные кромки 2-х лопаток на 25-й ст.

4. ПВД:

Отсутствует радиальная «качка» сегментов концевых уплотнительных [illegible]

Износ усов концевых и промежуточных уплотнений сегментов 20% [illegible]

Горизонтальный разъём в удовлетворительном состоянии.

Крепёж горизонтального разъёма в удовлетворительном состоянии. На резьбовой части 4-х шпилек имеются незначительные задиры.

Увеличены зазоры между сегментами в концевых и промежуточных [illegible] до 3-х мм).

На направляющих лопатках диафрагм всех ступеней налёт тёмно - бурого цвета.

Оборвана шпонка на нижней половине направляющего аппарата рег. [illegible]

5. ЦСД:

На направляющих лопатках с 11-й по 19-ю ступени имеются солевые отложения коричневого цвета.

Отсутствует радиальная качка сегментов на 17- 19 диафрагмах.

Вырваны усы на 5-ти сегментах концевых уплотнений.

Оборвана шпонка на обойме №5 под диафрагму №22.

Отсутствует фрагмент лопатки на верхней диафрагме №21 размерами [illegible]

6. ЦНД:

Поверхности диафрагмы в удовлетворительном состоянии.

Тугой ход контрольных шпилек на диафрагмах и на рассекателе.

7. Подшипники:

Состояние баббитовой заливки вкладышей подшипников №№ 1-4 [illegible]

Имеются следы электроэрозии на верхних вкладышах подшипников №№1,2 [illegible]

Имеются следы неравномерного износа баббита радиальных и установочных колодок

На постели подшипника №2 имеются следы неравномерного прилегания шейки ротора

На нижних вкладышах всех подшипников имеются незначительные [illegible]

По результатам дефектации элементов проточной части турбины [illegible] № 2 комплектация [illegible] не требуется.

1. В связи с установкой сетевых вибродатчиков и концевых [illegible] отправить на завод ООО «ЦРМЗ» РВД, РСД, РНД, диафрагмы ПГ, [illegible] ЦНД.

2. Для выполнения контроля металла РВД и РСД на заводе ООО [illegible] провести очистку роторов установкой «Алмаз» (пескоструйка).

3. На заводе ООО «ЦРМЗ» необходимо выполнить следующие [illegible]

3.1. На РВД:

- убрать бой торца муфты РВД 0,04 мм;
- убрать бой в районе регулирующей ступени 0,1 мм;
- отшлифовать шейки под подшипники скольжения №№1,2
- выполнить балансировку ротора
- провести контроль металла согласно РД 10-577-03

3.2. На РСД:

- отшлифовать шейки под подшипники скольжения №№3,4.
- провести зачистку эрозионного износа входных кромок рабочих лопаток на 22-ой ступени.
- провести контроль металла согласно РД 10-577-03

3.3. На РНД:

- отшлифовать шейки под подшипники скольжения №№5,6 на заводе ООО «ЦРМЗ».
- восстановить положение 2-х демпферных планок на 27ст. и 2-х на 28 [illegible]
- восстановить геометрию деформированных лопаток

3.4. Изготовить 3 комплекта приводных болтов РВД-РНД, РСД-РНД, РНД-РНД.

Начальник ТС	Н.А. Куликов
Заместитель начальника ТС	С.В. Цветков
Начальник ЛМ ТЭЦ - 21	С.Н. Старин
Главный специалист ТС	А.Н. Степанков
Главный специалист СТиМО ОАО«Мосэнерго»	С.В. Степанов
Инженер-технолог СУРМО ОАО «Мосэнерго»	С.Н.Корнеев
Заместитель начальника ЦРКТО ООО «ЦРМЗ»	В.А.Зотиков
Начальник участка ЗАО «ЦРМЗ»	С.В. Гостина
Начальник КЛ	Э.А. Зенцов
Ведущий инженер ССТ	О.В. [illegible]