МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ СССР

ГЛАВТЕХУПРАВЛЕНИЕ ГЛАВЭНЕРГОРЕМОНТ

ИНСТРУКЦИЯ ПО ПРОВЕДЕНИЮ ЭКСПРЕСС-ИСПЫТАНИЙ ТУРБОУСТАНОВКИ К-300-240 ЛМЗ

(РД 34.30.307)

СПО

ОРГРЭС

МОСКВА 1976

gost.e-ecolog.ru

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ СССР

ГЛАВТЕХУПРАВЛЕНИЕ ГЛАВЭНЕРГОРЕМОНТ

ИНСТРУКЦИЯ ПО ПРОВЕДЕНИЮ ЭКСПРЕСС-ИСПЫТАНИЙ ТУРБОУСТАНОВКИ К-300-240 ЛМЗ

СЛУЖБА ПЕРЕДОВОГО ОПЫТА ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭНЕРГОСИСТЕМ ОРГРЭС

МОСКВА 1976

УДК 621.165-186.4:620.179.13(083.96)

Составлено предприятием "Белэнергоремналадка"
и Харьковским филиалом ЦКБ Главэнергоремонта

Составители: инженеры М.Г. ТАРАЩУК, И.А. ЛАЗУТИН, Э.И. КУЛЬКОВ, И.А. КОРОТОВЦЕВ, Н.М. КОШЕЛЬ (Белэнергоремналадка); Ю.А. АВЕРБАХ, О.С. НАЙМАНОВ, Г.И. ЧЕРНЕНКОВА (ХФ ЦКБ Главэнергоремонта).

При составлении Инструкции были учтены замечания ОРГРЭС, ЛМЗ и ХТГЗ; при определении КПД использован опыт Южного отделения ОРГРЭС (инженеры М.О. ГАЛУШАК, П.С. АРХИПОВ, В.Е. ДМИТРИЕВ).

© СПО ОРГРЭС, 1976.

УТВЕРЖДАЮ:
Начальник Главтехуправления
Л. ТРУБИЦЫН
I5 апреля I976 г.

УТВЕРЖДАЮ:
Начальник Главэнергоремонта
Ю. ШАБАНОВ
I3 апреля I976 г.

I. ОБЩАЯ ЧАСТЬ

Настоящая Инструкция составлена на основе "Временной инструкции по производству экспресс-испытаний турбинного оборудования", утвержденной Главтехуправлением и Главэнергоремонтом в феврале I973г., с учетом опыта, полученного при ее внедрении в I973-I975 гг., а также результатов ряда дополнительных расчетов; служебной записки Минэнерго СССР № ЮН-I2025 от I9 октября I972 г. и "Инструкции по организации ремонта энергетического оборудования электростанций и подстанций" № ТО-506 "Б" от 27 июля I974 г.

Данная Инструкция содержит рабочие программы, таблицы, необходимые справочные материалы и примеры по испытаниям проточной части, пораспределения, системы регенерации и системы регулирования.

Проверку состояния собственно турбины рекомендуется проводить в следующем порядке:

I) снятие характеристики пораспределения;

2) проверка работы турбины на максимальном режиме;

3) оценка состояния проточной части;

4) обследование системы регенерации;

5) снятие статической характеристики системы регулирования.

Необходимо подчеркнуть, что достоверность результатов испытаний может быть обеспечена только при строгом выполнении всех требований Инструкции.

Везде в тексте Инструкции и на рисунках приводятся абсолютные значения давлений.

2. НАЗНАЧЕНИЕ ЭКСПРЕСС-ИСПЫТАНИЙ

2.I. Каждая турбоустановка в целях ее правильной эксплуатации и своевременного выявления дефектов должна подвергаться периодическим тепловым экспресс-испытаниям для:

- определения экономической целесообразности и объема предстоящего ремонта;
- оценки качества произведенного ремонта;
- получения данных, необходимых для анализа работы отдельных элементов турбоустановки;
- получения данных, необходимых для оценки текущего изменения экономичности турбины в процессе эксплуатации.

2.2. Значительное сокращение времени, средств и трудозатрат на проведение экспресс-испытаний по сравнению с балансовыми достигается за счет того, что:

- анализ состояния основных узлов производится главным образом по сравнительным показателям, что обеспечивает достаточную точность оценки состояния элементов оборудования. При этом отпадает необходимость в организации трудоемких точных замеров расходов пара и воды;
- узлы турбины испытываются раздельно (пароораспределение, проточная часть, регенерация и т.д.), в результате чего сокращается количество опытов и число измеряемых величин, исключается необходимость в введении поправок на их взаимное влияние при обработке данных.

2.3. Для сопоставимости результатов условия производства опытов (схема и режим работы) должны повторяться при последующих испытаниях.

3. ЦЕЛИ И ПРИЧИНЫ ПРОВЕДЕНИЯ ЭКСПРЕСС-ИСПЫТАНИЙ ЭЛЕМЕНТОВ ТУРБИНЫ

3.I. Экспресс-испытания выполняются в случаях, указанных в табл. I.

Таблица I

Цели и причины проведения экспресс-испытаний

Когда проводятся испытания	Цель испытаний	Время проведения испытаний	Объем испытаний	Примечание
При планировании объемов ремонтов на следующий год	I. Определение экономической целесообразности и объема предстоящего ремонта. 2. Получение сравнительных данных для экономического распределения нагрузки между однотипными турбинами. 3. Проверка готовности оборудования к осенне-зимнему максимуму нагрузок	Август - сентябрь	В полном объеме	Испытанию подлежат все турбины, не прошедшие ремонт в текущем году
Перед выводом турбины в ремонт	I. Получение данных для последующей оценки качества ремонта. 2. Выяснение дефектов оборудования для уточнения объема ремонта	За 10-20 дн до начала ремонта	В полном объеме	-
После выполнения ремонта	I. Оценка качества произведенного ремонта узлов турбины. 2. Получение сравнительных данных для оптимального распределения нагрузки между турбинами одного типа. 3. Проверка готовности оборудования к осенне-зимнему максимуму нагрузок	В первые 10 дн после ремонта	В полном объеме	
После задеваний или при подозрении на повреждения в проточной части	I. Проверка состояния турбины для выяснения необходимости и объема ремонта. 2. Выяснение необходимости ввода ограничений (мощности, расходов пара). 3. Уточнение графика распределения нагрузок между турбинами одного типа	Немедленно	Испытываются те элементы турбины, на работе которых могла отразиться аварийная ситуация	

3.2. При проведении экспресс-испытаний обязательно соблюдение требований ПТЭ, ПТБ, инструкций, противоаварийных циркуляров и других директивных материалов Главтехуправления Минэнерго СССР, инструкций и директивных указаний заводов-изготовителей, местных инструкций.

3.3. Если на электростанции в тепловую схему турбоустановки по сравнению с заводской внесены изменения, в рабочую программу испытаний данной турбины должны быть внесены необходимые изменения с учетом конкретных условий электростанции, обеспечивающие надежную работу турбоустановки в процессе экспресс-испытаний.

4. ПРИБОРЫ, ПРИМЕНЯЕМЫЕ ПРИ ЭКСПРЕСС-ИСПЫТАНИЯХ

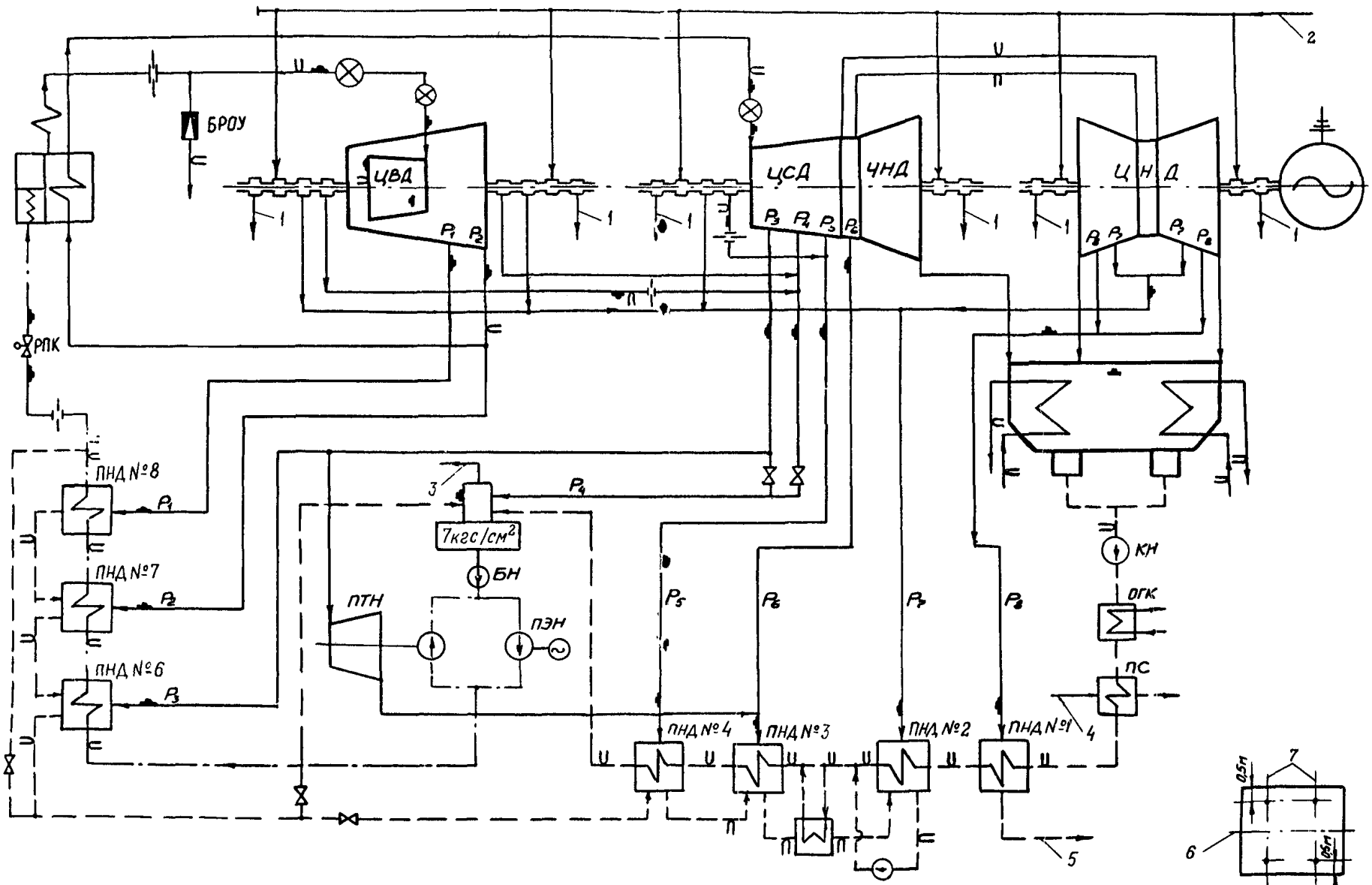
4.I. При проведении экспресс-испытаний необходимо руководствоваться данными табл. 2, где приведен перечень применяемых приборов, указаны места измерений, измеряемая среда или параметры.

5. СХЕМА ИЗМЕРЕНИЙ ПРИ ЭКСПРЕСС-ИСПЫТАНИЯХ

5.I. При проведении экспресс-испытаний места измерения давления, температуры и расхода должны устанавливаться в соответствии со схемой измерений, приведенной на рис. I (см. вклейку).

6. СНЯТИЕ ХАРАКТЕРИСТИК ПАРОРАСПРЕДЕЛЕНИЯ

Из всего комплекса опытов, необходимых при проведении экспресс-испытаний, данная серия опытов проводится первой. Если обнаружены дефекты парораспределения (неправильная настройка, дросселирование в клапанах и др.), то их необходимо устранить, чтобы исключить влияние этих дефектов на экономичность проточной части.



а)

Рис.I. Схема измерений при экспресс-испытаниях турбоустановки К-300-240 ЛМЗ:

I – в сальниковый подогреватель (ПС); 2 – из деаэратора; 3 – на уплотнения; 4 – из уплотнений турбины; 5 – в конденсатор; 6 – ось турбины; 7 – оси конденсатора; $P_1, P_2 \dots P_8$ – давление пара соответственно в I–УШ отборах турбины; *а* – расположение точек измерения давления в конденсаторе

– место измерения давления; – место измерения температуры; – место измерения расхода

Таблица 2

Перечень приборов, применяемых при экспресс-испытаниях

№ п.п.	Места измерений, измеряемая среда	Класс точности	Первичный прибор	Вторичный прибор	Пределы шкалы	Количество приборов	Примечание
				Давление пара			
I	Перед стопорными клапанами	0,5-0,6		Контрольный манометр	0-400	2	
2	За регулирующими клапанами					7	
3	В камере регулирующей ступени ЦВД				0-250	I	
4	В межцилиндровом пространстве				0-I60	I	
5	В камере I отбора				0-I00	I	
6	В линии холодного промперегрева				0- 60	2	
7	В линии горячего промперегрева до отсечных клапанов				0- 60	2	
8	В линии горячего промперегрева за отсечными клапанами					2	
9	В камере Ш отбора				0-25	I	
I0	В камере IУ отбора				0-I6	I	
II	В камере У отбора				0- 6	I	
I2	В камере УI отбора					I	
I3	В камере УП отбора	0,5-0,6		*U* - образный ртутный манометр		I	
I4	В камере УШ отбора					I	
I5	Вакуум в конденсаторе					4	
I6	*На уплотнения*	0,5-0,6		Контрольный манометр			
I7	I отсоса передних уплотнений ЦВД в IУ отбор				0-2,5	I	
I8	I отсоса передних уплотнений ЦСД в У отбор				0-I6	I	Устанавливается на дифманометре для измерения расхода этого отсоса
I9	Перед деаэратором				0-6	I	Устанавливается на дифманометре для измерения расхода этого отсоса
20	Перед ПВД № 8				0-I0	I	
2I	Перед ПВД № 7				0-I00	2	
22	Перед ПВД № 6				0-60	2	
23	Перед ПНД № 4				0-25	2	
24	Перед ПНД № 3				0-I6	I	
25	Перед ПНД № 2	0,5-0,6		*U* - образный ртутный манометр	0-6	I	
26	Перед ПНД № I					I	

Окончание таблицы 2

№ п. п.	Места измерений, измеряемая среда	Класс точности	Первичный прибор	Вторичный прибор	Пределы шкалы	Количество приборов	Примечание
	Температура						
27	Пар перед стопорными клапанами	0,05	Термопары ХА или ХК	Переносный потенциометр		4	Термические гильзы, бобышки, чехлы для термопар должны отвечать требованиям соответствующих стандартов. Вторичные приборы, термопары, термометры должны быть проверены
28	Пар в межцилиндровом пространстве					I	
29	Пар в линии горячего промперегрева					4	
30	Пар в линии холодного промперегрева	0,05	Термопары ХА или ХК			2	
31	Пар за ЦСД					2	
32	Пар I отсоса передних уплотнений ЦВД		Термопара ХК			I	
33	Пар I отсоса передних уплотнений ЦСД					I	
34	Циркуляционная вода на входе в конденсатор		Лабораторный ртутный термометр			I	
35	Циркуляционная вода на выходе из конденсатора					2	
36	Основной конденсат перед конденсатными насосами					I	
37	Основной конденсат перед ПНД № I					I	
38	Основной конденсат перед ПНД № 2					I	
39	Основной конденсат за ПНД № 2	0,05	Термопара ХК	Переносный потенциометр		I	
40	Основной конденсат за врезкой дренажа ПНД № 2 в линию основного конденсата					I	
41	Основной конденсат перед ПНД № 3					I	
42	Основной конденсат перед ПНД № 4					I	
43	Основной конденсат за ПНД № 4					I	
44	Дренаж ПНД № 4					I	
45	Дренаж ПНД № 3 до охладителя					I	
46	Дренаж ПНД № 3 за охладителем					I	
47	Дренаж ПНД № 2					I	
48	Питательная вода перед ПВД № 6,7,8					5	
49	Питательная вода за ПВД № 8					2	
50	Питательная вода за первым и вторым обводами ниток А и Б					4	

	Расход и другие значения						
51	Свежий пар		Штатное расходомерное сопло	Штатный расходомер		4	
52	Пар I отсоса из переднего уплотнения ЦВД		Расходомерная диафрагма	Дифманометры ДТ-50		I	
53	Пар I отсоса из переднего уплотнения ЦСД					I	
54	Питательная вода		Штатное расходомерное сопло	Штатный расходомер		2	
55	Электрическая мощность	0,2(0,5)	Штатные измерительные трансформаторы	Однофазные ваттметры		2	Ваттметры собираются по схеме двух ваттметров
56	Барометрическое давление		Чашечный ртутный барометр (станционный) МД-21			I	Допустимо измерение барометрического давления проверенным анероидом

Результаты этой серии опытов могут быть использованы при определении КПД ЧВД в характерных точках (в положении полного открытия всех или нескольких регулирующих клапанов – см.разд.8.10).

6.I. Рабочая программа

6.I.I. При проведении опытов должны быть выполнены следующие условия:

а) турбина должна быть прогрета (не менее чем после 3 ч работы с нагрузкой, близкой к номинальной);

б) регенерация турбины должна быть полностью включена;

в) произведено ступенчатое (через каждые 30–40 т/ч) изменение нагрузки в пределах от 50 до I00% номинальной электрической мощности;

г) выбрано такое количество опытов, чтобы были зафиксированы режимы в начале и конце открытия каждого из регулирующих клапанов и две-три точки между этими крайними положениями клапанов;

д) произведено на каждой нагрузке 8–I0 записей показаний приборов через 2–3 мин;

е) допустимое отклонение параметров пара должно быть в пределах, приведенных в табл. 3.

Таблица 3

Допустимые отклонения параметров пара при проведении экспресс-испытаний

Параметр	Максимально допустимое отклонение среднего значения параметра от номинального значения	Максимально допустимое отклонение от среднего значения параметра
Давление свежего пара....	± I2 кгс/см^2	± 4 кгс/см^2
Давление отработавшего пара.....	–	± 2 мм рт.ст.
Температура свежего пара и пара промперегрева.....	± 8^{0}С	±6^{0}С

6.I.2. При проведении опытов производится запись следующих величин:

– расхода свежего пара;

– хода сервомоторов регулирующих клапанов ЧВД;

– давления пара перед стопорными клапанами и за ними, за регулирующими клапанами, в камере регулирующей ступени;

- давления в контрольной ступени;
- барометрического давления;
- давления управляющей жидкости к золотникам сервомоторов (регулирующих клапанов);
- температуры баббита колодок упорного подшипника;
- осевого сдвига РВД.

6.2. Обработка опытных данных

6.2.1. Построение графиков и анализ результатов производятся после подсчета средних опытных значений, введения к ним поправок и приведения данных испытания к сопоставимым (номинальным) условиям.

6.2.2. Вводятся следующие поправки к показаниям приборов:

а) к показаниям манометров:

- на высоту установки манометра относительно точки замера;
- на погрешность прибора по протоколу тарировки цеха АТИ электростанции;
- на барометрическое давление;
- на температуру столба ртути (к ртутным манометрам и вакуумметру);

б) к показаниям расходомеров:

- на погрешность вторичного прибора по протоколу тарировки цеха АТИ электростанции;
- на отличие опытного удельного объема пара от расчетной величины для сужающего устройства;

в) к показаниям эксплуатационных потенциометров температуры свежего пара:

- на погрешность вторичного прибора по протоколу тарировки цеха АТИ электростанции;

г) к показаниям термопары по результатам ее проверки.

6.2.3. Приведение к номинальным условиям предполагает сохранение неизменным положения регулирующих клапанов, при этом к номинальным(сопоставимым) условиям приводятся: расход свежего пара и давление в проточной части.

6.2.4. Приведение давления в проточной части (за регулирующими клапанами, в контрольных ступенях, в камере регулирующей ступени) к номинальным условиям производится по формуле

$$p_i^{пр} = p_i^{оп} \frac{p_o^{н}}{p_o^{оп}}, \qquad (I)$$

где: $p_i^{пр}$, $p_i^{оп}$ – приведенное и опытное значения давлений;
$p_o^{н}$, $p_o^{оп}$ – номинальное и опытное начальное давление.

6.2.5. Приведение расхода пара к номинальным условиям производится:

а) на отличие опытного удельного объема от расчетного по формуле

$$D_o^{оп} = D_o^{зам}\sqrt{\frac{\gamma_{оп}}{\gamma_p}} = D_o^{зам}\sqrt{\frac{p_o^{оп}\cdot T_o^p}{T_o^{оп}\cdot p_o^p}}, \qquad (2)$$

где T_o^p, p_o^p – температура и давление, при которых рассчитано сужающее устройство;

б) на отклонение параметров пара от номинальных (приведение к номинальным условиям производится при неподвижном пораспределении) по формуле

$$D_o^{пр} = D_o^{оп}\cdot A = D_o^{оп}\frac{p_o^{н}}{p_o^{оп}} = D_o^{зам}\cdot\kappa(p_o), \qquad (3)$$

где

$$\kappa(p_o) = p_o^{н}\sqrt{\frac{T_o^p}{T_o^{н}\cdot p_o^p}}\cdot\frac{1}{\sqrt{p_o^{оп}}} = a\frac{1}{\sqrt{p_o^{оп}}};$$

$$a = p_o^{н}\sqrt{\frac{T_o^p}{T_o^{н}\cdot p_o^p}} = const.$$

6.2.6. Порядок обработки результатов опытов по снятию характеристики пораспределения приведен в табл. 4.

6.3. Анализ результатов

6.3.I. По результатам опытов строятся зависимости:

а) давления за регулирующими клапанами и в камере регулирующей ступени от расхода пара на турбину:

$$p_{кл}^{пр} = f(D_o^{пр}); \quad p_{р.ст}^{пр} = f(D_o^{пр});$$

б) расхода пара на турбину от давления управляющей жидкости:

$$D_o^{пр} = f(p_{упр});$$

в) подъема штоков сервомоторов регулирующих клапанов от давления управляющей жидкости:

$$h_{кл} = f(p_{упр}).$$

6.3.2. По характеристике $p_{кл}^{пр} = f(D_o)$; $p_{р.ст}^{пр} = f(D_o)$ определяется дросселирование в полностью открытых клапанах по отношению к состоянию пара перед стопорным клапаном. Суммарная потеря давления в стопорном и регулирующих клапанах не должна

Таблица 4

Результаты опытов по снятию характеристик пораспределения
(на примере Лукомльской ГРЭС)

№ п.п.	Показатель	Обозначение	Размерность	Режим работы турбины								Примечание
				I-й	2-й	3-й	4-й	5-й	6-й	7-й	8-й	
	Давление пара перед стопорными клапанами:											Ввести поправки на установку манометра
	левым:											
I	усредненное опытное значение	$p_0^{л'}$	кгс/см^2	230,05	226,65	227,75	227,75	225,I5	235,09	23I,6	226,68	
2	с учетом поправок	$p_0^{л}$	кгс/см^2	230,75	227,35	228,45	228,45	225,85	235,79	232,3	227,38	
	правым:											
3	усредненное опытное значение	$p_0^{п'}$	кгс/см^2	230,I9	226,85	227,8	227,8	225,I5	235,I9	231,7	226,78	
4	с учетом поправок	$p_0^{п}$	кгс/см^2	230,99	227,65	228,6	228,6	225,95	235,95	232,6	227,68	
5	Среднее значение с учетом поправок	$p_{0оп}$	кгс/см^2	230,89	227,45	228,5	228,5	225,85	235,89	232,4	227,48	
	Давление пара за стопорными клапанами:											
	левым:											
6	усредненное опытное значение	$p_{за}^{л'}$	кгс/см^2	227,I	224,I8	224,I2	224,I2	22I,I5	232,83	230,6	223,22	
7	с учетом поправок	$p_{за}^{л}$	кгс/см^2	227,9	224,98	224,92	224,92	22I,95	233,63	23I,4	224,02	
	правым:											
8	усредненное опытное значение	$p_{за}^{п'}$	кгс/см^2	232,I5	228,3	228,3	228,3	220,0	23I,2	227,9	223,4	
9	с учетом поправок	$p_{за}^{п}$	кгс/см^2	233,05	229,2	229,2	229,2	220,9	232,I	228,8	224,3	
I0	Среднее значение с учетом поправок	$p_{за}$	кгс/см^2	230,47	227,09	227,06	227,06	22I,42	232,86	230,I	224,I6	
	Давление пара за регулирующими клапанами:											
	№ I:											
II	усредненное опытное значение	$p'_{I кл}$	кгс/см^2	I56,5	I67,4	I84,3	I99,3	2I5,55	229,4	226,7	223,3	
I2	с учетом поправок	$p_{I кл}$	кгс/см^2	I57,05	I67,95	I84,95	I99,85	2I6,I	229,95	227,25	223,85	
	№ 2:											
I3	усредненное опытное значение	$p'_{II кл}$	кгс/см^2	II7,I	I59,0	I77,0	I98,2	2I3,0	227,34	223,88	22I,53	
I4	с учетом поправок	$p_{II кл}$	кгс/см^2	II7,75	I59,65	I77,65	I98,85	2I3,65	227,99	224,53	222,08	
	№ 3:											
I5	усредненное опытное значение	$p'_{III кл}$	кгс/см^2	I47,5	I59,6	I77,7	I9I,75	207,6	22I,I8	2I9,3	2I5,95	
I6	с учетом поправок	$p_{III кл}$	кгс/см^2	I47,95	I60,05	I78,I5	I92,2	208,05	22I,63	2I9,75	2I6,4	

Окончание таблицы 4

№ п.п.	Показатель	Обозначение	Размерность	Режим работы турбины										Примечание
				I-й	2-й	3-й	4-й	5-й	6-й	7-й	8-й			
	№ 4:													Ввести поправки на установку манометра, тарировку, барометрическое давление
I7	усредненное опытное значение	$p'_{IV\,кл}$	кгс/см^2	II2,8	I52,7	I7I,4	I92,7	209,7	222,35	223,9	2I9,7			
I8	с учетом поправок	$p_{IV\,кл}$	кгс/см^2	II3,25	I53,I5	I7I,85	I93,I5	2I0,I5	225,8	224,35	220,I5			
	№ 5:													
I9	усредненное опытное значение	$p'_{V\,кл}$	кгс/см^2	65,05	93,0	I03,05	II3,I	I3I,I	I69,85	I82,5	20I,I5			
20	с учетом поправок	$p_{V\,кл}$	кгс/см^2	65,85	93,8	I03,85	II3,9	I3I,9	I70,65	I83,3	20I,85			
	№ 6:													
2I	усредненное опытное значение	$p'_{VI\,кл}$	кгс/см^2	67,45	96,35	I07,I3	II6,05	I34,0	I68,85	I87,95	20I,4			
22	с учетом поправок	$p_{VI\,кл}$	кгс/см^2	68,I5	97,05	I07,83	II6,75	I34,7	I69,55	I88,65	202,I			
	№ 7:													
23	усредненное опытное значение	$p'_{VII\,кл}$	кгс/см^2	63,0	92,0	I02,0	II2,0	I27,0	I5I,9	I65,7	I9I,3			
24	с учетом поправок	$p_{VII\,кл}$	кгс/см^2	63,95	92,95	I02,95	II2,95	I27,95	I52,85	I66,65	I92,25			
	Давление пара в камере регулирующей ступени ЦВД:													
25	усредненное опытное значение	$p'^{ц.вд}_{р.ст}$	кгс/см^2	65,0	93,I	I03,05	II0,9	I25,65	I49,6	I6I,05	I69,3			
26	с учетом поправок	$p^{ц.вд}_{р.ст}$	кгс/см^2	65,6	93,7	I03,65	III,5	I26,25	I50,3	I6I,75	I70,0			
	Давление пара в контрольной ступени ЧНД:													
27	усредненное опытное значение	$p'_{к\,ст}$	кгс/см^2	-	-	-	-	-	-	-	-			
28	с учетом поправок	$p_{к.ст}$	кгс/см^2	-	-	-	-	-	-	-	-			
29	Барометрическое давление	B	мм рт.ст.	746,5	746,5	746,5	746,5	746,5	746,5	746,5	746,5			
	Приведенное давление пара за регулирующими клапанами:													
30	№ I	$p^{пр}_{I\,кл}$	кгс/см^2	I63,I7	I77,I8	I94,09	209,8	229,49	233,83	234,52	236,I5			
3I	№ 2	$p^{пр}_{II\,кл}$	кгс/см^2	I20,4	I68,43	I86,53	208,79	226,89	23I,86	23I,73	294,29			
32	№ 3	$p^{пр}_{III\,кл}$	кгс/см^2	I53,72	I68,85	I87,06	20I,8I	220,94	225,39	226,78	228,3			$p_i^{пр}=p_i^{оп}\cdot\frac{p_o^{н}}{p_o^{оп}}$
33	№ 4	$p^{пр}_{IV\,кл}$	кгс/см^2	II5,3	I6I,57	I80,44	202,8	223,I7	229,63	23I,52	232,25			
34	№ 5	$p^{пр}_{V\,кл}$	кгс/см^2	68,42	98,95	I09,04	II9,59	I40,04	I73,55	I95,35	2I3,05			
35	№ 6	$p^{пр}_{VI\,кл}$	кгс/см^2	70,8I	I02,38	II3,2I	I22,58	I43,05	I72,43	I94,68	2I3,2I			
36	№ 7	$p^{пр}_{VII\,кл}$	кгс/см^2	66,44	98,06	I08,09	II8,59	I35,88	I55,44	I7I,98	202,82			

37	Приведенное давление пара в камере регулирующей ступени	$p^{пр}_{р.ст}$	кгс/см^2	68,I6	98,85	I08,83	II7,07	I34,07	I52,85	I66,88	I78,5		
38	Поправочный коэффициент к расходу свежего пара на отклонение параметров свежего пара	$K(p_o)$	-	I,036	I,069	I,054	I,053	I,064	I,0I9	I,028	I,06		$K(p_o)=a/\sqrt{p_o^{пр}}$
	Расход свежего пара:												
39	усредненное опытное значение	$D^{оп}_{0зам}$	т/ч	400	557	6I4	667	765	878	942	975		
40	с учетом поправок	$D^{зам}_{0}$	т/ч	400	557	6I4	667	765	878	942	975		Поправка на тарировку
4I	приведенный	$D^{пр}_{0}$	т/ч	4I4,4	589,86	647,I6	702,35	8I3,96	894,68	968,38	I033,5		$D_0^{пр}=D_0^{зам}\cdot K(p_o)$
42	Давление управляющей жидкости	$p_{упр}$	кгс/см^2	I4,2	20	20,9	2I,8	23,5	25,5	26	27,3		
43	Положение синхронизатора	$H_{синх}$	Деление										
	Подъем регулирующих клапанов:												
44	№ I	$h\,I$	мм	20,3	27,5	27,5	27,5	27,5	27,5	27,5	27,5		
45	№ 2	$h\,II$	мм	9,4	20,6	22,4	24,3	27	27	27	27		
46	№ 3	$h\,III$	мм	0	I,5	3	5,5	I3	23,5	26	25,5		
47	№ 4	$h\,IV$	мм	0,5	I,5	3	5,5	II,5	24	26	26,5		
48	№ 5	$h\,V$	мм	0	0	0	0	4	II,5	I3,5	I5,3		
49	№ 6	$h\,VI$	мм	0	0	0	0	0	I	2,5	4,5		
50	№ 7	$h\,VII$	мм	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	I,5	3,4	6,5		
5I	Температура баббита колодок упорного подшипника	$t^{ср}_{баб}$	°С										
52	Осевой сдвиг РВД	S	мм										

превышать величин, указанных заводом-изготовителем или полученных во время испытания аналогичных турбин при заведомо правильной настройке системы парораспределения.

Повышенная потеря давления свидетельствует о неполном открытии клапана. Если характеристика $h_{кл}=f(p_{упр})$ отличается от заводской, то дефект - неправильная настройка парораспределения. Если характеристика $h_{кл}=f(p_{упр})$ не отличается от заводской, то дефект - люфт между штоком и клапаном. Возможны случаи сокращения сечения канала вследствие выхода седла клапана из расточки.

6.3.3. Заводская диаграмма очередности открытия регулирующих клапанов предусматривает наиболее благоприятную статическую характеристику при наименьшем дросселировании пара в клапанах. В связи с этим необходимо проверять соответствие моментов начала открытия клапанов заводской диаграмме или данным, полученным при правильной настройке системы парораспределения во время испытаний.

Если начало открытия какого-либо клапана происходит позже, то дефект может быть определен из графика $D_o^{пр}=f(p_{упр})$ по наличию горизонтальной площадки.

При анализе правильности настройки парораспределения необходимо также учитывать, что пологое протекание линии давления за клапаном может происходить при износе сопл соответствующего сегмента, а более крутое - при завальцовке их.

6.3.4. Зависимость $D_o^{пр}=f(p_{упр})$ должна протекать плавно, с непрерывным нарастанием. Для обеспечения требований к системе регулирования эта зависимость должна быть близка к линейной.

6.3.5. Диаграмма парораспределения $h_{кл}=f(p_{упр})$ должна удовлетворять требованиям настроечной диаграммы.

В силу конструктивных особенностей парораспределения турбины К-300-240 обнаружение обрыва регулирующего клапана производится следующим образом:

а) в случае обрыва клапана диаметром 75 мм кривая давления за клапанами этой группы сопл сместится вправо и будет протекать более полого;

б) в случае обрыва клапана диаметром I20 мм давление за клапанами этой группы сопл будет совпадать с расчетными величинами до определенного промежуточного значения, после чего кривая примет более пологий характер протекания, приближаясь к наклону

этой линии давления в регулирующей ступени.

6.3.6. Зависимости температуры баббита колодок упорного подшипника и осевого сдвига от давления в камере регулирующей ступени ЦВД

$$t_{ср}^{баб} = f(\rho_{р.ст}^{пр}); \quad S = f(\rho_{р.ст}^{пр})$$

позволяют оценить надежность упорного подшипника, а также используются при анализе изменения состояния проточной части турбины.

6.4. Примеры результирующих кривых

В качестве примера построения характеристики приведены результаты испытания турбины № 2 Лукомльской ГРЭС. На рис. 2 и 3 приведены зависимости $\rho_{р.ст} = f(D_o)$; $\rho_{кл} = f(D_o)$ и $h_{кл} = f(\rho_{упр})$.

На рис. 2 видно, что давление за клапанами № I и 3 идет значительно круче, чем по заводской характеристике (при расходе до 400 т/ч), а затем имеет пологий характер протекания, приближаясь к наклонной линии давления в регулирующей ступени.

Было обнаружено, что при монтаже ошибочно вместо пружины отсечного золотника сервомотора клапана № I была установлена замыкающая пружина буксы обратной связи сервомотора, имеющая значительно меньшую жесткость, что обусловило повышенную крутизну (см.рис. 3).

Пологий характер линии $\rho_1 = f(D_o)$; $\rho_3 = f(D_o)$ при D_o = 400÷650 т/ч вызван обрывом штока клапана № 3.

Клапан № 7 открывается слишком рано (почти одновременно с клапаном № 6), тогда как должен открываться начиная с D_o = 900÷950 т/ч.

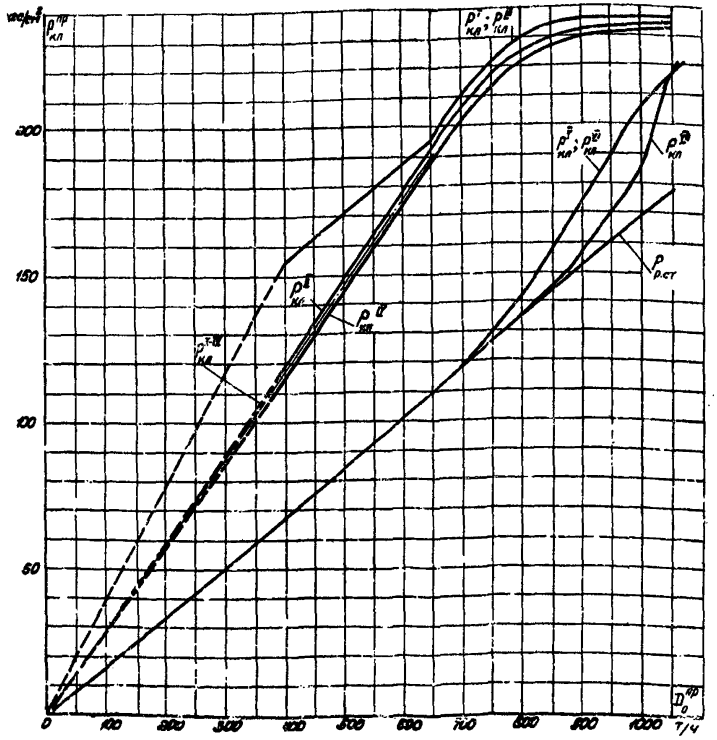


Рис.2. Диаграмма парораспределения (на примере Лукомльской ГРЭС):

$p^{пр}_{кл}$ – приведенное давление за регулирующими клапанами;

$p^{I-IУ}_{кл}$ – приведенное давление за регулирующими клапанами I,II,III и IУ по заводской характеристике;

$p_{р.ст}$ – приведенное давление за регулирующей ступенью.

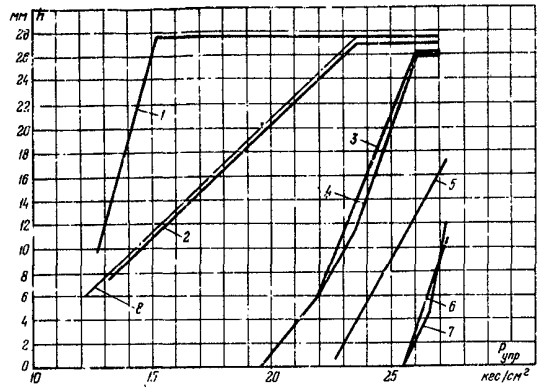


Рис.3. Зависимость хода сервомоторов регулирующих клапанов h от давления управляющей жидкости $p_{упр}$ (на примере Лукомльской ГРЭС):
I,2,3,4,5,6,7 - соответственно сервомоторы № I-7; 8 - ход сервомотора № I по заводской характеристике

7. ПРОВЕРКА РАБОТЫ ТУРБИНЫ С МАКСИМАЛЬНОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ НАГРУЗКОЙ

7.I. Рабочая программа

7.I.I. Условия проведения опытов:

- схема работы турбины должна быть идентичной во всех опытах, с полностью включенной регенерацией, ПТН включен, перепад давлений на РПК должен оставаться постоянным, регулятор "До себя" отключен;

- подача пара на подогреватели сетевой воды, калориферы и РУ 63/I3 кгс/см^2 не производится;

- на турбине устанавливается максимально возможная нагрузка, нагружение прекращается при достижении предельного значения одной из контрольных величин (давление в регулирующей ступени турбины не выше I83 кгс/см^2; расход пара на конденсатор не выше 675 т/ч; не превышается максимально допустимая нагрузка котла и генератора;

температура колодок упорного подшипника не выше 100°С; максимально допустимое давление в камере отбора на ПНД № 1 - 0,18 кгс/см^2, на ПНД № 2 - 0,95 кгс/см^2;

- производится 8-10 записей показаний приборов через 2-3 мин;
- допустимые отклонения параметров пара должны соответствовать табл.3;
- опыт может сопровождаться обследованием потерь давления в главных паропроводах и трактах промперегрева пара;
- пар на уплотнения подается от постороннего источника.

7.1.2. При проведении опытов производится запись следующих величин:

- электрической мощности генератора;
- расхода свежего пара;
- расхода питательной воды через ПВД;
- давления управляющей жидкости;
- положения синхронизатора;
- давления перед и за стопорными клапанами, за регулирующими клапанами, в камере регулирующей ступени, до и после промперегрева, в межцилиндровом пространстве, в контрольной ступени;
- перепада давлений на РПК;
- температуры перед стопорными клапанами, в камере регулирующей ступени, после промперегрева, до промперегрева, в межцилиндровом пространстве ЦВД;
- осевого сдвига и относительного положения роторов;
- вакуума в конденсаторе;
- барометрического давления;
- температуры питательной воды за ПВД;
- температуры колодок упорного подшипника и масла в опорных подшипниках.

7.2. Обработка опытных данных

7.2.1. Производится подсчет средних измеренных значений, введение поправок к показаниям приборов (как и в серии опытов по снятию характеристик пораспределения).

Затем осуществляется приведение данных испытания к номинальным (сопоставимым) условиям (как и в серии опытов по оценке состоя-

ния проточной части).

7.2.2. Если приведенное значение давления в контрольной ступени получено выше допустимого, то необходимо определить максимально возможную мощность турбины при допустимом давлении в контрольной ступени, используя линейную зависимость давления в ступени от мощности (рис. 4).

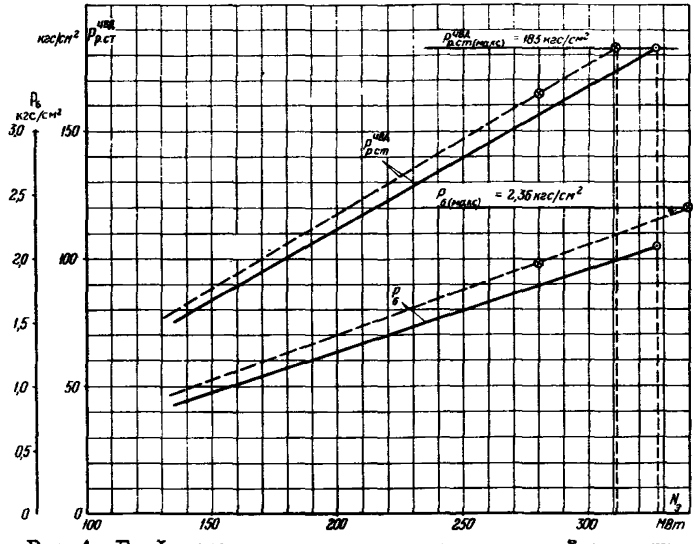


Рис.4. Графическое определение максимальной электрической нагрузки при максимальном давлении в контрольной ступени (на примере Лукомльской ГРЭС):

– – – – – – перед капитальным ремонтом; $N_э^{макс}$ = 280 МВт из-за ограничения по работе ПТН (возможна $N_э^{макс}$ = 311 МВт. Ограничение этого значения определяется максимально допустимым давлением пара – 183 кгс/см² – за регулирующей ступенью ЦВД);

——— – после капитального ремонта, $N_э^{макс}$ = 327 МВт (ограничивается максимально допустимым давлением за регулирующей ступенью ЦВД)

В рассмотренном на рис. 4 примере ограничение мощности турбины определяется достижением предельно допустимого давления за регулирующей ступенью. В обоих случаях предельное давление в УП отборе ($P_{6(макс)}$ = 2,36 кгс/см²) наступает позже, чем предельное давление за регулирующей ступенью, и поэтому не влияет

на зі чение максимальной мощности.

7.2.3. Порядок обработки результатов опытов при максимальной электрической нагрузке представлен в табл. 5.

7.3. Анализ результатов

7.3.I. Проверка работы турбины при максимальной электрической нагрузке заключается в определении максимальной мощности и лимитирующих ее факторов. Сравнение полученного значения мощности с данными последующих испытаний позволит сделать заключение об общем изменении экономичности турбоагрегата.

7.3.2. Выявление максимально возможной мощности каждого турбоагрегата (блока) имеет большое значение для энергосистемы, так как позволяет определять кратковременную допустимую перегрузку оборудования для покрытия острой нехватки мощности при аварийной ситуации в системе.

Проверяется соответствие максимальной мощности расходу пара в конденсатор по давлению в контрольной ступени, а также соответствие давления в контрольных ступенях расходу пара на турбину (при чистой проточной части).

Устанавливается предельное положение синхронизатора, выше которого изменение нагрузки не происходит. Положение синхронизатора при эксплуатации не должно превышать предельной величины во избежание недопустимого повышения частоты вращения при сбросе электрической нагрузки.

7.3.3. Температура баббита колодок упорного подшипника и величина осевого сдвига позволяют оценить надежность упорного подшипника и, кроме того, используются при анализе состояния проточной части.

8. ОЦЕНКА СОСТОЯНИЯ ПРОТОЧНОЙ ЧАСТИ

8.I. Рабочая программа испытаний

8.I.I. При проведении опытов в работе находятся два корпуса котла и питательный электронасос.

Таблица 5

Сводные данные результатов опытов с максимальной электрической нагрузкой

№ п.п.	Показатель	Обозначение	Размерность	До капитального ремонта			После капитального ремонта			Примечание
				I-й	2-й	3-й	I-й	2-й	3-й	
	Давление пара перед стопорными клапанами:									Ввести поправки на высоту установки манометра, тарировку, барометрическое давление
	левым:									
I	усредненное опытное значение	$p_0^{л'}$	кгс/см^2							
2	с учетом поправок	$p_0^{л}$	кгс/см^2							
	правым:									
3	усредненное опытное значение	$p_0^{п'}$	кгс/см^2							
4	с учетом поправок	$p_0^{п}$	кгс/см^2							
5	среднее с учетом поправок	$p_0^{оп}$	кгс/см^2							
	Давление пара за стопорными клапанами:									
	левым:									
6	усредненное опытное значение	$p_{ст.кл}^{л'}$	кгс/см^2							
7	с учетом поправок	$p_{ст.кл}^{л}$	кгс/см^2							
	правым:									
8	усредненное опытное значение	$p_{ст.кл}^{п'}$	кгс/см^2							
9	с учетом поправок	$p_{ст.кл}^{п}$	кгс/см^2							
I0	среднее с учетом поправок	$p_{ст.кл}$	кгс/см^2							
	Давление в регулирующей ступени ЧВД:									
II	усредненное опытное значение	$p_{р.ст}^{'ЧВД}$	кгс/см^2							
I2	с учетом поправок	$p_{р.ст}^{ЧВД}$	кгс/см^2							
	Давление в межцилиндровом пространстве:									
I3	усредненное опытное значение	$p'_{м.п}$	кгс/см^2							
I4	с учетом поправок	$p_{м.п}$	кгс/см^2							
	Давление в камере УП отбора:									
I5	усредненное опытное значение	$p'_{в}$	кгс/см^2							
I6	с учетом поправок	$p_{в}$	кгс/см^2							
	Давление в камере УШ отбора:									
I7	усредненное опытное значение	$p'_{в}$	кгс/см^2							
I8	с учетом поправок	$p_{в}$	кгс/см^2							
	Давление пара в линии холодного промперегрева:									
I9	усредненное опытное значение	$p'_{ппх}$	кгс/см^2							
20	с учетом поправок	$p_{ппх}$	кгс/см^2							

Окончание таблицы 5

№ п.п.	Показатель	Обозначение	Размерность	До капитального ремонта			После капитального ремонта			Примечание
				I-й	2-й	3-й	I-й	2-й	3-й	
	Давление пара в линии горячего промперегрева:									
21	усредненное опытное значение	$p'_{ппг}$	кгс/см^2							(см. примечание к ш. I-20
22	с учетом поправок	$p_{ппг}$	кгс/см^2							
23	Барометрическое давление	B	мм рт.ст.							
	Температура пара перед стопорными клапанами:									
24	левым	$t_a^л$	°С							
25	правым	$t_a^п$	°С							
26	средняя	$t_a^{ср}$	°С							
27	Температура пара после промперегрева	$t_{ппг}$	°С							
28	Температура пара до промперегрева	$t_{ппх}$	°С							
29	Фиктивная температура свежего пара	$t_o^ф$	°С							$i-S$ диаграмма
	Вакуум в конденсаторе:									
	справа сзади:									
30	замеренный вакуум	V'	мм рт.ст.							
31	с поправкой на $t_{рт}$ и столбик воды	V	мм рт.ст.							
32	давление	$p_к^I$	кгс/см^2							
	справа спереди:									
33	замеренный вакуум	V'	мм рт.ст.							
34	с поправкой на $t_{рт}$ и столбик воды	V	мм рт.ст.							
35	давление	$p_к^{II}$	кгс/см^2							$V = V' - 0{,}000185 \times$
	слева сзади:									
36	замеренный вакуум	V'	мм рт.ст.							$\times t_{рт} \cdot V' \pm \frac{\Delta H \text{ воды}}{13{,}6}$
37	с поправкой на $t_{рт}$ и столбик воды	V	мм рт.ст.							
38	давление	$p_к^{III}$	кгс/см^2							
	слева спереди:									
39	замеренный вакуум	V'	мм рт.ст.							$p_к = \frac{B-V}{735{,}5}$
40	с поправкой на $t_{рт}$ и столбик воды	V	мм рт.ст.							
41	давление	$p_к^{IV}$	кгс/см^2							
42	Среднее давление	$p_к$	кгс/см^2							

43	Поправочный коэффициент на отклонение t_o от номинальной	β_{t_o}	%							Рис. 7
44	Поправочный коэффициент на отклонение p_o от номинального	β_{p_o}	%							Рис. 8
45	Поправочный коэффициент на отклонение $t_{ппг}$ от номинальной	$\beta_{t_{пп}}$	%							Рис. I0
46	Поправочный коэффициент на изменение сопротивления тракта промперегрева	$\beta_{\Delta P_{пп}}$	%							Рис. 9
47	Сумма коэффициентов (см.пп. 43–46)	$\Sigma\beta$	%							
48	Поправочный коэффициент к расходу пара на отклонение параметров	A	–							Рис. II
	Расход свежего пара:	D_o'	т/ч							$D_o^{оп} = D_o^{зам}\sqrt{\frac{p^{оп}\cdot T_o^{p}}{T_o^{оп}\cdot p_o^{p}}}$
49	среднее опытное значение	$D_o^{оп}$	т/ч							$D_o^{пр} = D_o^{оп}\cdot A$
50	с учетом поправок	$D_o^{пр}$	т/ч							
5I	приведенный									
	Мощность генератора:									где $N_э = K_i \cdot K_u \cdot C \cdot Z$,
52	показания прибора	$Z_{оп}$	Деление							K_i – коэффициент трансформатора тока;
53	замеренная	$N_э^{оп}$	кВт							K_u – коэффициент трансформатора напряжения;
54	Поправка к мощности на отклонение давления в конденсаторе от номинального	ΔN_{pK}	кВт							C – цена деления прибора рис.I5
55	Мощность при номинальных условиях	$N_э$	кВт							$N_э = (N_э^{оп} + \Delta N_{pK})\left(1 + \frac{\Sigma\beta}{100}\right)$
	Осевой сдвиг роторов:									
56	РВД	$S_{pвД}$	мм							
57	РСД	$S_{pсД}$	мм							
58	.....									
	Относительное положение роторов:									
59	РВД	$\Delta\ell_{pвД}$	мм							
60	РСД	$\Delta\ell_{pсД}$	мм							
6I	РНД	$\Delta\ell_{pнД}$	мм							
	Нагрев масла в опорных подшипниках:									
62	Подшипник № I	t_1^*	°С							
63	Подшипник № 2	t_2^*	°С							
64	Подшипник № 3	t_3^*	°С							
	Температура колодок упорного подшипника:									
65	максимальная	t_{max}	°С							
66	минимальная	t_{min}	°С							
67	средняя	$t_{ср}$	°С							
68	Положение синхронизатора	$Z_{синх}$	Деление							

8.I.2. На турбине устанавливается нагрузка около I60 МВт.

8.I.3. Собрать схему, при которой расход пара на турбину равен расходу основного конденсата:

а) отключить ПВД № 6,7,8 по пару, питательной воде, дренажу и отсосу воздуха;

б) отключить ПНД № 3,4 по пару, дренажу и отсосу воздуха; ПНД № I,2 остаются включенными по нормальной схеме;

в) отключить РУ 63/I3, БРОУ;

г) закрыть пар на деаэраторы 7 и I,2 кгс/см^2 из отборов турбины, открыть подачу пара на деаэраторы от коллектора I3 кгс/см^2;

д) подать пар на уплотнения и эжектор от постороннего источника;

е) закрыть дренажи цилиндров турбины, перепускных труб, паропроводов отборов между турбиной и закрытой арматурой на этих паропроводах;

ж) надежно отключить по пару питательный турбонасос, закрыть задвижку отсоса пара из уплотнений ПТН;

з) для соблюдения равенства расходов пара в линиях горячего и холодного промперегрева:

- закрыть задвижку после сбросных клапанов из линии горячего промперегрева в конденсатор;
- надежно отключить растопочную РОУ;
- плотно закрыть задвижки сброса пара из линии горячего промперегрева на конденсатор;
- закрыть задвижку подмешивания пара из линии холодного промперегрева в линию горячего промперегрева;
- надежно отключить аварийный впрыск в линию горячего промперегрева;

и) расход основного конденсата через ПНД № I и ПНД № 2 должен повторяться при последующих испытаниях, для чего:

- подача химически обессоленной воды и постороннего конденсата в конденсатор должна быть закрыта;
- рециркуляция конденсата закрыта;
- отключена подача конденсата на впрыск в БРОУ, расширитель дренажей и др.;
- конденсат подается на уплотнения всех бустерных и питательных насосов, давление в коллекторе подачи конденсата на уплотнения поддерживать таким же, как и при предыдущих испытаниях;

к) проверить отключение регенеративных подогревателей по снижению температуры питательной воды за ними.

Проверить плотность закрытых дренажей. Температура питательной воды в ПВД должна быть равна температуре в деаэраторе с учетом нагрева в питательном насосе.

8.I.4. Опыты по оценке состояния проточной части проводятся при неподвижном положении регулирующих клапанов ЧВД, для чего ввести ограничитель мощности (необходимо вращать маховик ограничителя мощности до начала прикрытия регулирующих клапанов, после чего небольшим воздействием на синхронизатор в сторону "Прибавить" достигается неподвижность регулирующих клапанов); отключить регулятор давления "До себя" и электрогидравлическую приставку.

8.I.5. Запись показаний приборов производится после стабилизации режима с периодичностью 3-4 мин; запись мощности генератора - через I мин. Общая продолжительность опыта - 30 мин.

8.I.6. Допустимое отклонение параметров во время опытов в соответствии с табл. 3.

8.I.7. После окончания опыта продуть паропроводы отборов и снова закрыть дренажи.

8.I.8. Опыты повторить еще при трех нагрузках (примерно I80, 2I0, 250 МВт).

8.I.9. Расход пара через последнюю ступень турбины не должен превышать 675 т/ч, давление в камерах отборов не должно быть более: на ПНД № I - 0,I8 кгс/см^2, ПНД № 2 - 0,95 кгс/см^2, в ресивере - 2,36 кгс/см^2.

8.I.I0. До проведения опытов ответственный исполнитель подготовляет данные для заполнения табл. 6.

8.I.II. Производится запись следующих величин:

- электрической мощности генератора;
- давления пара перед стопорными клапанами, в камере регулирующей ступени ЧВД, давления пара за 6-й ступенью, в камере I отбора, в линии холодного промперегрева, перед стопорными клапанами ЧСД, в камерах Ш, IУ, У, УI, УП и УШ отборов;
- вакуума в конденсаторе;
- барометрического давления;
- температуры пара перед стопорными клапанами;

Таблица 6

Проверка готовности схемы турбоустановки к проведению экспресс-испытаний проточной части

Наименование проверочных операций или контрольных величин	Отметка о состоянии
I. Наличие уровней конденсата в конденсаторе и ПНД № I,2	
2. Температура конденсата (проверка надежности отключения регенерации):	
за ПНД № 2	
за ПНД № 4 (5)	
на входе в ПВД	
на выходе из ПВД	
3. Проверка (на ощупь) плотности дренажей турбины и отборов, перечислить неплотные дренажи	
4. Проверка плотности БРОУ, РОУ по температуре	
5. Проверка установки минимально возможного давления конденсата на уплотнениях ПЭН	
6. Давление пара в коллекторе подачи пара на уплотнения:	
ЦВД	
ЦНД	
7. Проверка отключения впрыска в промперегрев	
8. Перечень используемых манометров с указанием их заводского номера и класса.	
Давление по отборам:	
p_0	
$p_{р.ст}$	
p_1	
p_2	
p_3	
p_4	
p_5	
p_6	
p_7	
p_8	
$p_К$	

Окончание таблицы 6

Наименование проверочных операций или контрольных величин	Отметка о состоянии
Давление за регулирующими клапанами: p_{I} кл. p_{II} кл. p_{III} кл. $p_{IУ}$ кл. $p_{У}$ кл. $p_{УI}$ кл.. $p_{УП}$ кл. Значение барометрического давления в начале и конце опытов	
9. **Наработка** времени от последнего капитального ремонта и предыдущих экспресс-испытаний до настоящих испытаний	
IO. **Число** пусков за периоды, указанные в п.9	
II. **Замечания** к подготовке и проведению данных испытаний	

- температуры пара после промперегрева;
- расхода пара отсоса **из передних уплотнений** ЦВД и ЦСД;
- давления и температуры пара перед шайбами в трубопроводах отсосов из уплотнений;

- температуры конденсата на входе и выходе из ПНД № I,2;
- расхода конденсата через сальниковый подогреватель;
- температуры на входе и выходе из сальникового подогревателя.

8.2. Методика обработки полученных результатов

8.2.I. После приведения показаний приборов к фактическим значениям (с учетом высоты установки, погрешности и т.д. - см. табл. 4 и 5) все величины приводятся к номинальным условиям.

За номинальные параметры приняты: $t^{н}_{0} = 540^{0}C$; $t^{н}_{пп} = 540^{0}C$; $p^{н}_{0} = 240$ кгс/см^2; $p^{н}_{к} = 0{,}035$ кгс/см^2.

Порядок обработки опытных данных и последовательность операций по приведению к номинальным условиям указаны в табл. 7.

8.2.2. Все давления в проточной части до промперегрева приводятся к одинаковой зависимости $p^{н}_{2} = f\ (p_{контр})$.

Это необходимо для того, чтобы давление в ЦВД можно было сравнивать в условиях опытов с различными потерями в тракте промперегрева или разной степенью заноса солями ЦСД.

8.2.3. Для упрощения расчетов и с учетом линейного характера зависимостей $p_{i} = f\ (p_{контр})$ и $N^{пр}_{э} = f\ (p_{контр})$ поправки на ряд давлений (p_2, $p_{ппг}$, p_3, p_4, p_5) не вносятся.

Как видно из табл. 7, для построения графиков используются фактически замеренные величины этих давлений.

Поправки вносятся:

- к давлению в регулирующей ступени и в первом отборе ($p_{р.ст}$, p_I) - на температуру промперегрева (κ_t) и начальные параметры (κ_2);

- к давлению p_6 - на температуру промперегрева (κ'_{t_3});

- к давлениям p_7 и p_8 - на температуру промперегрева, на включение ПНД № I и 2 (κ'_{t_1}, κ'_{t_2}, κ_{p_1}, κ_{p_2});

- к мощности: на начальные параметры (β_{t_0}, β_{p_0}, $\beta_{t_{пп}}$); потерю давления в промперегреве ($\beta_{\Delta p_{пп}}$), температуру промпере-

грева (κ_t); $\cos\varphi$ ($\beta_{\cos\varphi}$), конечное давление ($\Delta N_{p_к}$) и сохранение в работе части ПНД (κ_{N_i}). Если имеется, вносится тарировочная поправка на мощность (ΔN_t).

8.2.4. При предварительной оценке правильности опытов допустимо поправки к $p_{р.ст}$ и p_I вносить без учета коэффициента A, а κ_t вообще не учитывать.

Предварительную оценку основных результатов испытаний целесообразно сделать непосредственно во время первой серии опытов, рассчитывая отношения давлений согласно табл. 8.

8.2.5. До построения графиков с целью повышения точности результатов и отбрасывания явно ошибочных величин можно рекомендовать рассчитать отношения давлений согласно табл. 8.

Практика показывает, что в пределах одного опыта эти отношения весьма близки одно к другому. Если же какое-то одно значение $p_i / p_{контр}$ выпадает из общего распределения, это свидетельствует об ошибочности данного замера, и результаты по этой точке не должны использоваться при обработке данных.

Возможен вариант, когда все отношения давлений (или абсолютное их большинство) примерно на один и тот же процент отличаются от аналогичных величин в других опытах данной турбины. Это свидетельствует об ошибке замера давления в контрольной ступени, вследствие чего за контрольное давление должно быть принято давление в близлежащем отборе.

8.2.6. При составлении отношений $N_э^{пр}/p_{контр}$ необходимо иметь в виду, что линия $N_э^{пр}=f(p_{контр})$ **выходит не из начала координат, так как в зоне малых мощностей зависимость мощности от давления криволинейная.**

8.2.7. Все данные опытов обрабатываются и строятся в зависимости от давления в контрольной ступени, т.е. $N_э^{пр}=f(p_{контр})$; $p_i=f(p_{контр})$.

За контрольное давление принимается

$$p_{контр} = p_6.$$

Кроме того, зависимость $N_э^{пр}=f(p_{контр})$ строится еще для двух давлений $p'_{контр} = p_4$; $p''_{контр} = p_5$ **с целью подтверждения правильности выбора контрольного давления.**

Таблица 7

Обработка опытных данных

№ п.п.	Наименование	Измерение, формула, рисунок	Обозначение	Размерность	Дата испытания						
		Оценка состояния проточной части									
I	Номер опыта	–	–	–							
(2)*	Давление в контрольной ступени (ПНД № 3)	Измерение	$p_6^{оп}$	кгс/см^2							
(3)	Начальное давление	То же	$p_0^{оп}$	кгс/см^2							
(4)	Начальная температура	–"–	$t_0^{оп}$	^oC							
	Давление:										
(5)	в регулирующей ступени	–"–	$p_{р.ст}^{оп}$	кгс/см^2							
(6)	в первом отборе (ПВД № 8)	–"–	$p_1^{оп}$	кгс/см^2							
(7)	во втором отборе (ПВД № 7)	–"–	$p_2^{оп}$	кгс/см^2							
(8)	в третьем отборе (ПВД № 6)	–"–	$p_3^{оп}$	кгс/см^2							
(9)	в четвертом отборе	–"–	$p_4^{оп}$	кгс/см^2							
(10)	в пятом отборе (ПНД № 4)	–"–	$p_5^{оп}$	кгс/см^2							
(11)	в седьмом отборе (ПНД № 2)	–"–	$p_7^{оп}$	кгс/см^2							
(12)	в восьмом отборе (ПНД № I)	–"–	$p_8^{оп}$	кгс/см^2							
(13)	за турбиной	–"–	$p_к^{оп}$	кгс/см^2							
(14)	Расход свежего пара/ расход конденсата	–"–	D_0/W	т/ч/т/ч							
(15)	Давление перед отсечными клапанами ЦСД	–"–	$p_{ппг}^{оп}$	кгс/см^2							
	ПНД № I:										
(16)	температура на выходе	–"–	$t_{вых}$	^oC							
(17)	температура на входе	–"–	$t_{вх}$	^oC							
	ПНД № 2:										
(18)	температура на выходе	–"–	$t_{вых}$	^oC							
(19)	температура на входе	–"–	$t_{вх}$	^oC							
(20)	Температура пара промперегрева	–"–	$t_{пг}$	^oC							
21	Поправочный коэффициент на $t_{пп}$	Рис. I2	$к_t$	–							
22	Приведенное давление за ЦВД	Рис. I3	$p_2^н$	кгс/см^2							
23	Коэффициент	Рис. II	A	–							
24	Отношение давлений K	$p_2^н/(p_2^{оп} \cdot A)$	ε_n	–							
25		$p_2^{оп}/p_{р.ст}^{оп}$	ε_i	–							

26	Коэффициент $\kappa_2 = f(\varepsilon_л, \varepsilon_i)$	Рис. I4	κ_2	–								
27	Приведенное давление в регулирующей ступени	$p_{ст}^{оп} \kappa_2/\kappa_t$	$p_{ст}^{пр}$	кгс/см^2								
28	Отношение давлений	$p_2/p_1^{оп}$	ε_i	–								
29	Коэффициент $\kappa_2 = f(\varepsilon_л, \varepsilon_i)$	Рис. I4	κ_2	–								
30	Приведенное давление в I отборе	$p_1^{оп} \kappa_2/\kappa_t$	$p_1^{пр}$	кгс/см^2								
	Дополнительный поправочный коэффициент на $t_{пп}$ для давлений:											
31	p_6	Рис. 20	κ'_{t_3}	–								
32	p_7	Рис. 20	κ'_{t_2}	–								
33	p_8	Рис. 20	$\kappa'_{t_{пр}}$	–								
34	Приведенное давление в УI отборе	$p_6^{оп} \cdot \kappa'_{t_3}$	$p_6^{пр}$	кгс/см^2								
35	Разность температур на ПНД № 2	$t_{6вых} - t_{6х}$	Δt_2	°С								
36	Поправочный коэффициент на Δt_2 для ПНД № 2	Рис. I8	κ_{p_2}	–								
37	Приведенное давление в УII отборе	$p_7^{оп} \cdot \kappa'_{t_2} \cdot \kappa'_{p_2}$	$p_7^{пр}$	кгс/см^2								
38	Разность температур на ПНД № I	$t_{6вых} - t_{6х}$	Δt_1	°С								
39	Поправочный коэффициент на Δt_1 для ПНД № I	Рис. I8	κ_{p_1}	–								
40	Приведенное давление в УIII отборе	$p_8^{оп} \cdot \kappa'_{t_1} \cdot \kappa_{p_1} \cdot \kappa_{p_2}$	$p_8^{пр}$	кгс/см^2								
41	Электрическая мощность	Измерение	$N^{оп}$	кВт								
	Поправочный коэффициент $\kappa N^{оп}$ на:											
42	p_o	Рис. 8	β_{p_o}	%								
43	t_o	Рис. 7	β_{t_o}	%								
44	$t_{пп}$	Рис. I0	$\beta_{t_{пп}}$	%								
45	$\Delta p_{пп}$	Рис. 9	$\beta_{\Delta p_{пп}}$	%								
46	$\cos\varphi$	Рис. I6, I7	$\beta_{\cos\varphi}$	%								
47	$t_{пп}$	Рис. I2	κ_t	%								
48	включение ПНД № I	Рис. I9	κ_{N_1}	%								
49	включение ПНД № 2	Рис. I9	κ_{N_2}	%								
50	.....											
51	Сумма коэффициентов (см. пп.42-50)		$\Sigma\beta + \Sigma\kappa$	%								
52	Поправка на конечное давление	Рис. I5	$\Delta N_{p_к}$	кВт								
53		$N^{оп} + \Delta N_p$	N'	кВт								
54	Мощность, соответствующая $\Sigma\beta + \Sigma\kappa$	$N'(\Sigma\beta + \Sigma\kappa)/100$	ΣN	кВт								
55	Приведенная электрическая мощность	$N' + \Sigma N$	$N_э^{'пр}$	кВт								
56	Тарировочная поправка к замеренной мощности		ΔN_t	кВт								
57	Приведенная электрическая мощность с учетом п. 56	$N_э^{пр} = N_э^{'пр} + \Delta N_t$	$N_э^{пр}$	кВт								

Окончание таблицы 7

№ п.п.	Наименование	Измерение, формула, рисунок	Обозначение	Размерность	Дата испытания						
	Оценка состояния концевых уплотнений										
	Отсос пара из камеры										
(1)	перепад на дифманометре	Измерение	$H_{упл}$	мм рт.ст.							
(2)	давление среды	— " —	$p_{упл}$	кгс/см^2							
(3)	температура среды	— " —	$t_{упл}$	°С							
4	расход пара из уплотнения	— " —	$G_{отс}$	т/ч							
	Отсос пара из камеры										
(5)	перепад на дифманометре	Измерение	$H_{упл}$	мм рт.ст.							
(6)	давление среды	— " —	$p_{упл}$	кгс/см^2							
(7)	температура среды	— " —	$t_{упл}$	°С							
8	расход пара из уплотнения	— " —	$G_{отс}$	т/ч							
(9)	Расход конденсата через сальниковый подогреватель (СП)	Измерение	W	т/ч							
(10)	Температура пара на входе в СП	— " —	$t_{вх}$	°С							
(11)	Температура пара на выходе из СП	— " —	$t_{вых}$	°С							
12	Расход пара из уплотнения на СП	$G_{сп} = \frac{W(t_{вых} - t_{вх})}{r}$	$G_{сп}$	т/ч							

* Порядковый номер величин, полученных непосредственно во время опыта, отмечен знаком ◯.

Таблица 8

Отношения давлений ($p_i / p_{кст.тр}$)
и мощности ($N_э / p_{контр}$) (обработка опытных данных)

Номер блока								Средние значения
Дата испытания								
$p^{пр}_{р.ст} / p^{пр}_{б}$								5I,6
$p^{пр}_{1} / p^{пр}_{б}$								22,I
$p^{оп}_{2} / p^{пр}_{б}$								I5,2
$p^{оп}_{3} / p^{пр}_{б}$								7,3
$p^{оп}_{4} / p^{пр}_{б}$								5,0
$p^{оп}_{5} / p^{пр}_{б}$								2,5
$p^{пр}_{7} / p^{пр}_{б}$								0,37
$p^{пр}_{8} / p^{пр}_{б}$								0,06
$p^{пр}_{2} / p^{пр}_{ппг}$								I,I
$N^{пр}_{э} / p^{пр}_{б}$								II0

Примечания: I. За контрольное принимается давление $p^{пр}_{б}$.

2. Средние значения рассчитаны усреднением результатов экспресс-испытаний на Дукомльской ГРЭС.

При анализе результатов испытаний учитываются данные всех графиков.

Примечание. Если за $p_{контр}$ принимать другое давление, а не p_6, то отношения давлений строятся в зависимости от нового давления, принимаемого в качестве контрольного.

Для возможности сопоставлений данные предыдущих испытаний перестраиваются на новое давление $p_{контр}$

8.3. Типовые ошибки при испытаниях

8.3.1. Испытания проточной части проводятся с полностью включенной регенерацией, что недопустимо.

Как правило, в работе могут оставаться три, два или один ПНД - первые по ходу конденсата. Деаэратор должен работать от постороннего источника в обязательном порядке (от коллектора СН электростанции 13 кгс/см^2 и др.).

8.3.2. Сохраняется в работе впрыск охлаждающей воды в линию промперегрева.

Как правило, предельные режимы (среди прочих) при опытах должны определяться условием допустимой температуры пара после промперегрева без добавки охлаждающей воды. Если же это невозможно на режимах, на которых производится впрыск охлаждающей воды, сам впрыск должен быть по возможности минимальным, значение его обязательно должно фиксироваться наряду с остальными величинами.

При наличии впрыска необходимо ввести поправки к мощности и давлениям после промперегрева (см. ниже рис. 21, 22).

8.3.3. Испытания проводятся при работе турбины с подвижным пароораспределением, без ограничителя мощности на каждой ступени нагрузки, что снижает точность результатов из-за повышенного разброса опытных точек. Поэтому задействование ограничителя мощности необходимо.

В отдельных случаях впредь до установки ограничителя мощности, когда ограничение подвижности органов пароораспределения по каким-то причинам невозможно, длительность и количество замеров в каждом опыте должны быть увеличены в 1,5 раза. При этом регулятор давления "До себя" во время проведения опытов должен быть обязательно отключен.

8.3.4. Замер мощности производится по счетчику. Учитывая более низкий класс точности счетчика, такой замер можно использовать как вспомогательный. Основной замер мощности следует производить методом двух ваттметров (по схеме Аарона) по проверенным приборам класса 0,2 (в виде исключения класса 0,5). При проверке должен составляться протокол поправок, учитываемый при обработке данных.

8.3.5. При испытаниях не записываются величины температур перед и за ПНД, оставленными в работе, а также величины расхода пара и питательной воды. Отсутствие этих данных делает невозможным правильную обработку материалов.

8.3.6. Измерения давлений производятся по штатным приборам. В этом случае испытания теряют смысл. Измерения давлений должны производиться контрольными (или образцовыми) приборами класса 0,5–0,6.

При отсутствии полного комплекта таких приборов следует наиболее высококлассные приборы установить на давлениях

P_0, $P_{р.ст}$, P_1, P_2, P_4, P_5, P_6.

Для остальных точек штатные приборы должны быть тщательно проверены со снятием шкали поправок в рабочем диапазоне измеряемых величин.

8.3.7. Некоторые манометры в области низких давлений и вакуума устанавливаются неправильно, что приводит к образованию воздушных мешков (за счет гибов и т.д.) и искажает результаты. Правильность показаний таких приборов должна быть проверена на каждой турбине при помощи продувки импульсных линий.

8.4. Анализ полученных результатов

Настоящий раздел содержит только некоторые рекомендации типового характера, которые можно сделать на основе полученных результатов.

8.4.I. В случае, если испытания проведены тщательно и с соблюдением всех требований, изложенных в данной Инструкции, объем и достоверность полученных результатов весьма велики, точность конечного результата – квадратичная погрешность $\delta = \pm 0{,}4\%$. Большое значение при анализе результатов имеет общее

количество выполненных испытаний за предыдущий период (в том числе и по данному блоку), а также опыт, накопленный персоналом, проводящим испытания.

8.4.2. Прежде всего следует окончательно определить, какое из давлений будет принято за контрольное. На основе опыта испытаний турбин данного типа рекомендуется в качестве контрольного принять давление пара P_6 (давление пара на ПНД № 3).

В первой же серии опытов непосредственно по данным замеров с учетом поправки на высоту и погрешность прибора должны быть составлены отношения

$$P_3^{оп}/P_{контр}\ ,\ P_4^{оп}/P_{контр}\ ,\ P_5^{оп}/P_{контр}\ ,\ N_э^{пр}/P_{контр}^{оп}\ .$$

Полученные величины сравниваются с результатами предыдущих испытаний. Как правило, эти отношения остаются неизменными либо меняются в незначительных пределах (до 1-2%).

Если предыдущие испытания не проводились, результаты нужно сравнить со средними данными испытаний на других ГРЭС (см.табл.8). В этом случае отклонение может достигать 5-6%.

Если фактические значения трех из указанных выше отношений превышают приведенные в табл.8 средние значения и при этом одинаковы по знаку (например, все отношения давлений, составленные по измерениям данного испытания, меньше, чем в предыдущих испытаниях, на 3%), то это свидетельствует о неправильности измерения давления в контрольной точке. В этом случае необходимо повторно тщательно проверить правильность измерения контрольного давления. Если причина несовпадения в давлениях не будет обнаружена и устранена, за $P_{контр}$ принимается давление P_4 или P_5, которое окончательно проверяется после обработки всех данных и построения зависимости $P_i = f(P_{контр})$.

8.4.3. Зависимость $N_э^{пр} = f(P_{контр})$ является основной для количественного определения изменения экономичности турбины. Среднее значение из нескольких (для одного испытания, но в разных местах кривой) и дает величину изменения полученной мощности по сравнению с предыдущими испытаниями. Так, на кривых рис. 5 это составляет примерно +2%.

8.4.4. Для оценки возможных изменений в проточной части используются зависимости $P_i = f(P_{контр})$.

При этом:

а) совпадение этих зависимостей при разных испытаниях свидетельствует об отсутствии существенного изменения состояния проточной части;

б) если линии давления в ЧВД или ЧСД идут ниже (более полого), чем в предыдущих испытаниях, это свидетельствует об увеличении зазоров.

Подтверждающим обстоятельством может служить тот факт, что, чем выше само давление, тем его относительное падение должно быть больше;

в) повышение давления по ступеням (линии давления идут выше и круче) свидетельствует о заносе проточной части солями;

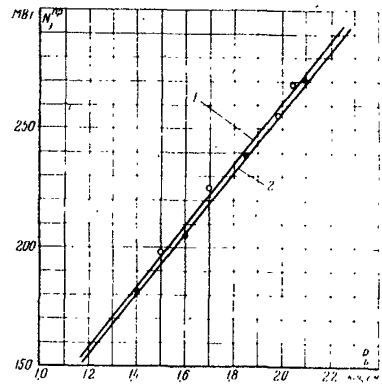


Рис. 5. Зависимость мощности турбины от давления в контрольной ступени ($N_э^{пр} = f(p_к)$) (на примере Лукомльской ГРЭС):
I – после капитального ремонта; 2 – до капитального ремонта

г) изменение давления только в каком-то одном месте при правильности этого измерения свидетельствует о местном изменении в проточной части (например, забивании сопл посторонними включениями) или изменении схемы (например, перенос точки сброса пара из уплотнений).

8.4.5. Изменения давлений по ступеням в процессе эксплуатации могут носить различный характер. Изменение мощности в процессе эксплуатации может быть только в сторону уменьшения (кроме случая измерения мощности перед промывкой проточной части турбины и после нее, когда проточная часть существенно – более чем на 5% – занесена солями). В остальных случаях измерение мощности (и все испытания проточной части) должны быть повторены как непредставительные.

8.4.6. Окончательный анализ изменения состояния проточной части производится сравнением данных двух испытаний или более по зависимостям $N_э^{пр} = f(p_{контр})$ и $p_i = f(p_{контр})$ и

подтверждением изменения величины максимальной мощности при постоянном (максимальном) давлении в контрольных ступенях (см. разд. 7). При необходимости конкретизации повреждения цилиндров турбины возможно проведение опытов по определению КПД отсеков (см. разд. 8.10). Величина осевого усилия, определяемого по температуре колодок упорного подшипника (см. п.6.3.6), помогает совместно с характеристикой $N_э^{пр} = f(p_{контр})$ выяснить причину изменения состояния проточной части турбины.

Суть этого совместного анализа заключается в том, что изменения мощности и давления по ступеням имеют одинаковый знак при изменении зазоров как в диафрагменных, так и в надбандажных уплотнениях, а величина осевого усилия увеличивается при увеличении зазоров в диафрагменных уплотнениях и уменьшается при увеличении зазоров в надбандажных уплотнениях.

8.5. Проверка готовности схемы турбоустановки к проведению экспресс-испытаний проточной части

8.5.1. Перед проведением экспресс-испытаний проточной части турбины заполняется табл. 6.

8.6. Обработка опытных данных

8.6.1. Обработку опытных данных и приведение их к номинальным условиям проводить в порядке, указанном в табл. 7.

8.7. Примеры результирующих кривых

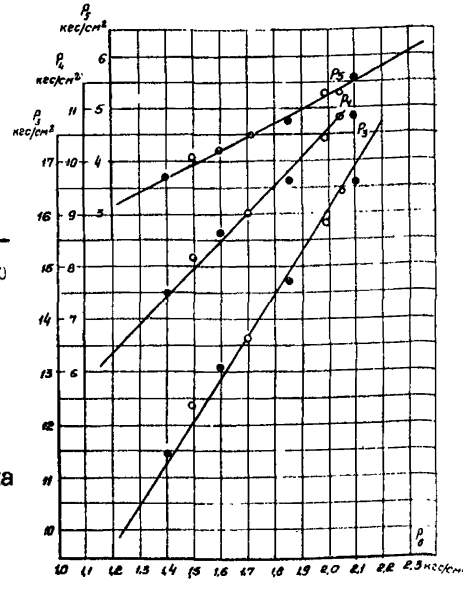
8.7.1. Зависимость мощности турбины от давления в контрольной ступени [$N_э^{пр} = f(p_б)$] приведена на рис. 5.

8.7.2. Зависимость давлений в отборах от давления в контрольной ступени ($p_i = f(p_б)$) приведена на рис. 6.

Рис.6. Зависимость давлений в отборах от давления в контрольной ступени $p_i = f(p_6)$ (на примере Луконьльской ГРЭС):

o - до капитального ремонта;

o - после капитального ремонта



8.8. Поправки к мощности и давлению на отклонение параметров пара от номинальных

8.8.I. Поправка к мощности на отклонение температуры свежего пара приведена на рис. 7.

8.8.2. Поправка к мощности на отклонение давления свежего пара приведена на рис. 8.

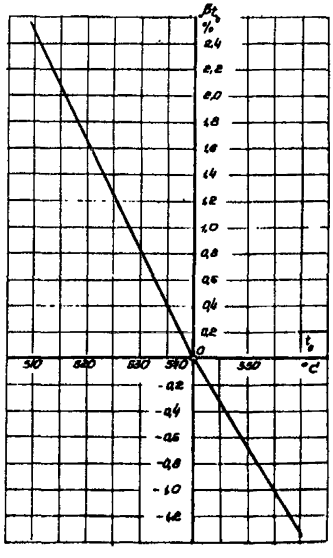


Рис. 7. Поправка к мощности на отклонение температуры свежего пара от номинальной

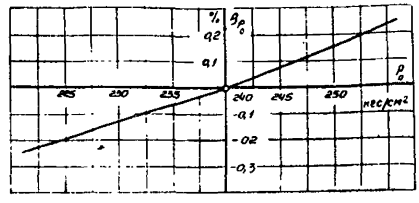


Рис. 8. Поправка к мощности на отклонение давления свежего пара от номинального

8.8.3. Поправка к мощности на изменение потери давления в тракте промперегрева приведена на рис. 9.

8.8.4. Поправка к мощности на отклонение температуры пара промперегрева приведена на рис. I0.

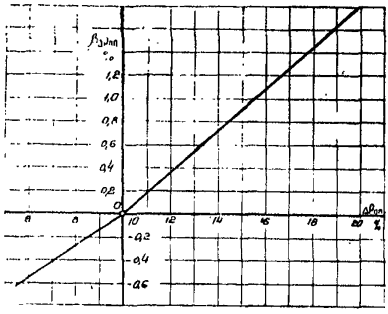


Рис.9. Поправка к мощности на изменение потери давления в тракте промперегрева

8.8.5. Поправочные коэффициенты к мощности и давлению на изменение начальных параметров пара приведены на рис. II и I2.

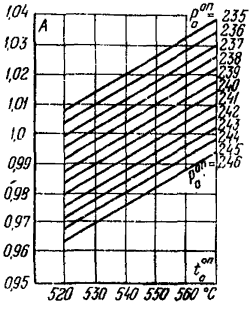


Рис. II. Поправочный коэффициент (A) на изменение начального давления и температуры пара:

$$A = f(p_o^{оп}, t_o^{оп});$$

$$A = \frac{p_o^{н}}{p_o^{оп}} \sqrt{\frac{T_o^{оп}}{T_o^{н}}},$$

где T – абсолютная температура, ^oK

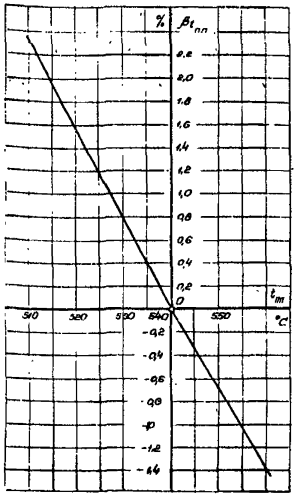


Рис. I0. Поправка к мощности на отклонение температуры пара промперегрева от номинальной

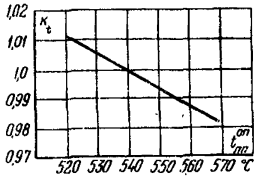


Рис. I2. Поправочный коэффициент (K_t) на изменение температуры пара промперегрева:

$$K_t = \sqrt{\frac{T_{пп}^{н}}{T_{пп}^{оп}}},$$

где T – абсолютная температура, ^oK

8.8.6. Зависимость приведенного давления за ЦВД от давления в контрольной ступени приведена на рис. I3.

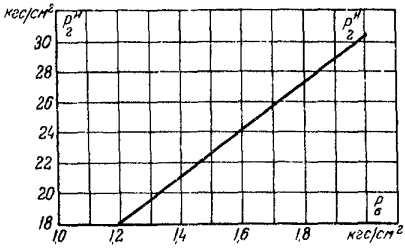


Рис. I3. Зависимость приведенного давления за ЦВД от давления в контрольной ступени

8.8.7. Поправочный коэффициент для пересчета давлений по формуле Флюгеля приведен на рис. I4.

8.8.8. Поправка к мощности на отклонение давления отработавшего пара приведена на рис. I5.

8.8.9. Поправка для приведения показаний ртутного манометра и барометра с латунной шкалой к 0°С и поправка к давлениям в отборах на изменение КПД ЦСД приведены на рис. I6.

В случае существенного изменения КПД ЦСД ($\Delta\eta$) при различных испытаниях одной и той же турбины для возможности сопоставления давлений в одних и тех же отборах вводится вспомогательный поправочный коэффициент K_η, на величину которого должны быть уменьшены все значения давлений отборов в ЦСД и ЦНД.

8.8.I0. Поправка к мощности на отклонение $\cos\varphi$ от номинального приведена на рис. I7.

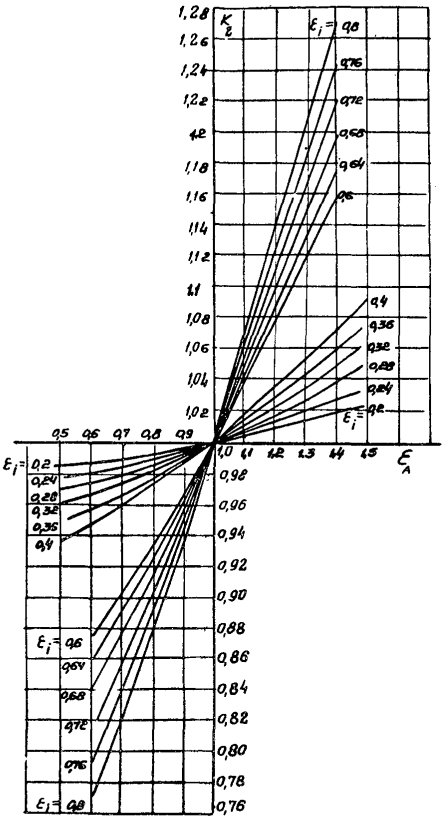


Рис. I4. Поправочный коэффициент для пересчета давлений по формуле Флюгеля:

$$K_2 = f(\varepsilon_A, \varepsilon_i);$$

$$\varepsilon_A = \frac{p_2^H}{p_2^{on} \cdot A};$$

$$\varepsilon_i = \frac{p_2^{on}}{p_i^{on}};$$

$$p_i = p_i^{on} \cdot K_2$$

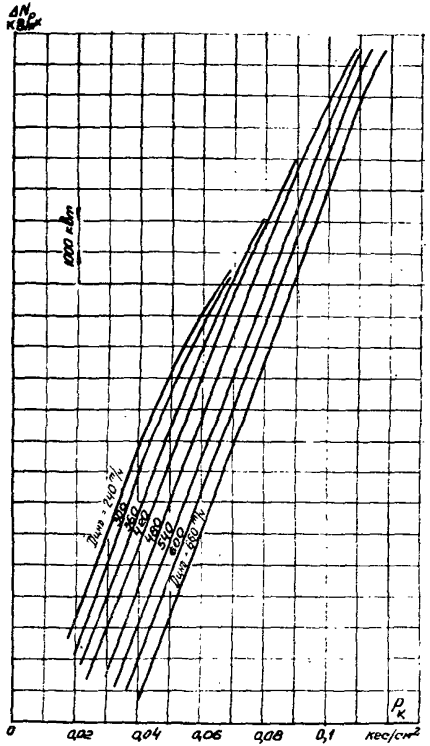
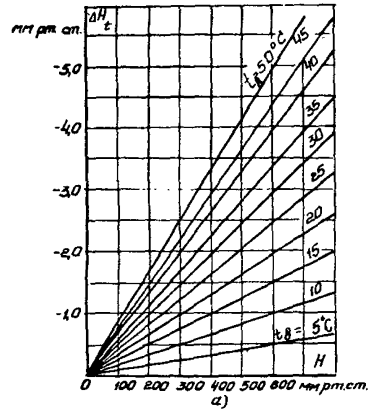


Рис. I5. Поправка к мощности турбины на отклонение давления отработавшего пара



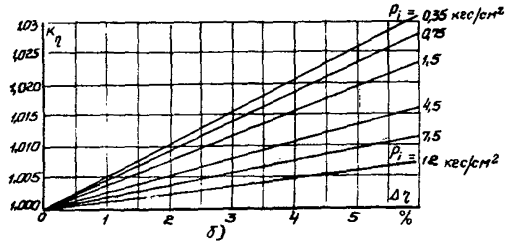


Рис.I6. Вспомогательные поправочные коэффициенты:

a – поправка для приведения показаний ртутного манометра и барометра с латунной шкалой к 0°С (для прибора со стальной шкалой поправку умножить на I,03; $H_0 = H - \Delta H_t$);

$t_в$ – температура окружающего воздуха;

δ – поправка к давлениям в отборах на изменение КПД ЦСД;

P_i – давление в отборе;

$\Delta\eta$ – снижение КПД ЦСД

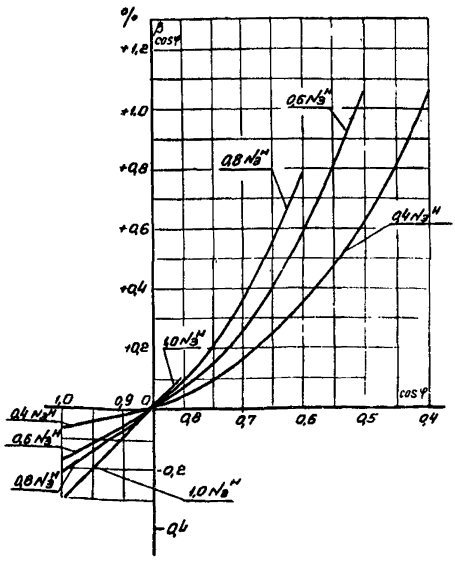


Рис. I7. Поправка к мощности на отклонение $\cos\varphi$ от номинального

8.9. Дополнительные поправочные коэффициенты

8.9.I. Зависимость $K_{\rho_i} = f(\Delta t)$ приведена на рис. I8.

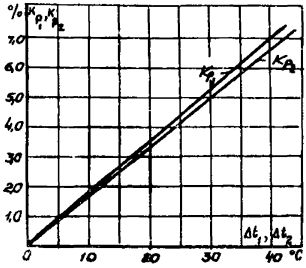


Рис. I8. Дополнительный поправочный коэффициент $K_{\rho_i} = f(\Delta t)$
В случае $\frac{W}{D_0} \neq 0{,}95$ (с точностью ±I0%)

$$K'_{\rho_i} = 1 + \frac{K_{\rho_i} \cdot W}{100 \cdot D_0 \cdot 0{,}95},$$

где W – расход питательной воды

8.9.2. Зависимость $K_{N_i} = f(\Delta t, \rho_б)$ приведена на рис.I9.

8.9.3. Зависимость $K_t = f(\rho, \Delta t_{пп})$ приведена на рис.20.

8.9.4. Зависимость $K_{\rho_{впр}} = f(D_{впр}, D_0)$ приведена на рис.2I, а на рис. 22 – зависимость $K_{N_{впр}} = f(D_{впр}, D_0)$.

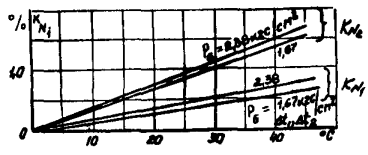


Рис. I9. Дополнительный поправочный коэффициент $K_{N_i} = f(\Delta t, P_6)$

В случае $\frac{W}{D_o} \neq 0,95$

$$K'_{N_i} = 1 + \frac{K_{N_i} \cdot W}{100 \cdot D_o \cdot 0,95},$$

где W – расход питательной воды

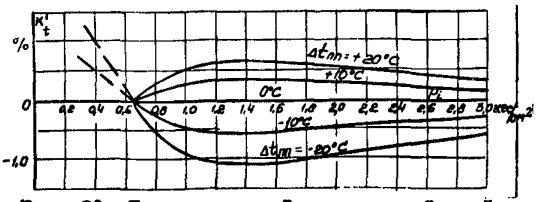


Рис. 20. Дополнительный поправочный коэффициент K'_t к давлениям пара в отборах P_i от температуры в линии горячего промперегрева Δt_{nn};

$$K'_t = f(P_i, \Delta t_{nn})$$

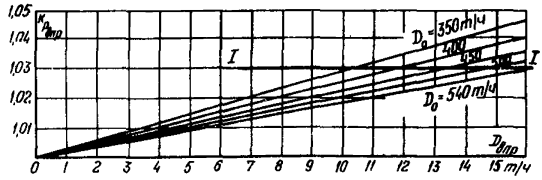


Рис. 2I. Дополнительный поправочный коэффициент ($K'_{P_{впр}}$) к давлениям пара в отборах в зависимости от расхода на впрыск в линию горячего промперегрева;

$$K_{P_{впр}} = f(D_{впр}, D_o);$$

I - I – линия предельных значений впрыска

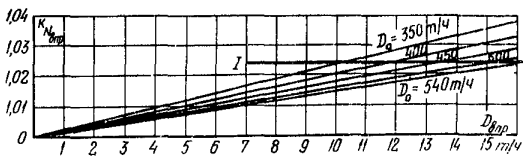


Рис. 22. Дополнительный поправочный коэффициент ($K_{N_{впр}}$) к мощности турбины в зависимости от расхода на впрыск в линию горячего промперегрева;

$$K_{N_{впр}} = f(D_{впр}, D_o);$$

I-I – линия предельных значений впрыска

Выше линии предельных значений впрыска точность обработки данных существенно снижается.

Приведенные давления в отборах $P_з - P_в$ из табл. 7 в случае $D_{впр} \neq 0$ приводятся к номинальному режиму без впрыска по формуле $P_i^{пр} = \frac{P_i}{K_{P_{впр}}}$, приведенная мощность - по формуле $N_э^{пр} = \frac{N_э}{K_{N_{впр}}}$.

Графики $P_i = f(P_{конпр})$, $N_э = f(P_{конпр})$ в этом случае строятся по приведенным значениям $P_i^{пр}$; $N_э^{пр}$

8.10. Определение КПД цилиндров высокого и среднего давления

С целью конкретизации причин изменения экономичности турбины рекомендуется проводить специальные опыты по определению КПД ЦВД и ЦСД.

При проведении этой серии опытов следует оснастить турбину дополнительными точками измерений, обеспечив дублированный замер температур после ЦВД и ЦСД.

Для получения достоверного результата величины КПД цилиндра необходимо обеспечить замер температур с точностью $\pm$ 1,5°С.

8.10.1. Рабочая программа. Определение КПД ЦВД производится при полном открытии всех или нескольких групп регулирующих клапанов.

Система регенерации включена полностью.

Полное открытие всех регулирующих клапанов ЦВД обеспечивается некоторым снижением давления свежего пара перед турбиной.

Определение КПД ЦСД производится при полностью включенной системе регенерации и отключенном турбонасосе.

При проведении опытов допускается отклонение параметров пара, приведенное в табл. 3.

8.10.2. Производится запись следующих величин:

- расхода свежего пара;
- положения регулирующих клапанов ЧВД;
- давления и температуры перед стопорными клапанами ЧВД и ЧСД;

- давления и температуры пара за ЦВД и ЦСД;
- температуры и давления в камере регулирующей ступени и в межцилиндровом пространстве.

8.I0.3. Обработка опытных данных. Анализ результатов производится после подсчета средних опытных значений и введения поправок.

Внутренний относительный КПД определяется по следующим формулам:

$$\eta_{oi}^{ЧВД} = \frac{h_i^{ЧВД}}{h_o^{ЧВД}} = \frac{i_o - i_2^{ЧВД}}{i_o - i_{2t}^{ЧВД}}; \quad (4)$$

$$\eta_{oi}^{ЧСД} = \frac{h_i^{ЧСД}}{h_o^{ЧСД}} = \frac{i_1^{ЧСД} - i_2^{ЧСД}}{i_1^{ЧСД} - i_{2t}^{ЧСД}}, \quad (5)$$

где $h_i^{ЧВД}, h_o^{ЧВД}$ – использованный и адиабатический теплоперепад ЧВД;

i_o – энтальпия свежего пара;

$i_1^{ЧСД}$ – энтальпия пара перед отсечными клапанами ЧСД;

$i_2^{ЧВД}, i_{2t}^{ЧВД}$ – энтальпия пара после ЧВД по замеренным параметрам и соответственно адиабатическому расширению;

$i_2^{ЧСД}, i_{2t}^{ЧСД}$ – энтальпия пара после ЧСД по замеренным параметрам и соответственно адиабатическому расширению.

Энтальпия пара определяется по "Таблицам теплофизических свойств воды и водяного пара" ("Стандарт", I969).

8.I0.4. При больших изменениях КПД ЧСД (более 2%) на давления в ЧСД вводится поправка (см. рис. I6,б).

9. ПРОВЕРКА РАБОТЫ СИСТЕМЫ РЕГЕНЕРАЦИИ, ПОДОГРЕВАТЕЛЕЙ СЕТЕВОЙ ВОДЫ И КОНДЕНСАТОРА

9.I. Рабочая программа

9.I.I. Условия производства опытов* :

Подогреватели сетевой воды и другие подогреватели могут испытываться как одновременно, так и раздельно.

- турбина работает по нормальной схеме с полностью включенной регенерацией;

- опыты производятся при нагрузках, равных 60-70% и 100% номинальной;

- подпитка блока в конденсатор в течение каждого опыта постоянна;

- особенно тщательно контролируется наличие уровней конденсата во всех подогревателях, отсутствие протечек помимо них;

- допустимые отклонения параметров пара - см.табл. 3.;

- запись показаний приборов производится через 5 мин; длительность каждого опыта - 30 мин;

- допустимое отклонение электрической нагрузки от установленной в течение опыта - ± 2%;

- давление в деаэраторе равно номинальному.

9.I.2. Производится запись следующих величин:

- расхода свежего пара;

- расхода питательной воды через ПВД;

- температуры воды на входе и выходе (до и после обвода) и дренажа на выходе из каждого подогревателя;

- давления пара в камерах отборов (у турбин) и в подогревателях;

- вакуума в конденсаторе;

- барометрического давления;

- температуры конденсата после конденсатора, циркуляционной воды на входе и выходе из конденсатора, до и после охладителя пара из уплотнений;

- присоса воздуха в вакуумную систему;

- давления в деаэраторе 7 кгс/см^2.

9.2. Обработка опытных данных

9.2.I. На основании опытных данных производится подсчет средних замеренных величин. Требуется ввести поправки к показаниям манометров на высоту установки прибора (относительно точки забора импульса), по протоколу тарировки цеха АТИ, на барометрическое давление.

9.2.2. Производится подсчет температурных напоров регенеративных подогревателей, подогревателей сетевой воды и конденсатора,

переохлаждения конденсата в конденсаторе, потерь давления в трубопроводах от турбины до подогревателей. Температурный напор конденсатора подсчитывается как разность температуры насыщения при замеренном давлении в конденсаторе и температуры циркуляционной воды на выходе.

9.2.3. Порядок обработки результатов опытов по обследованию системы регенерации, конденсатора и подогревателей сетевой воды представлен в табл. 9.

9.3. Анализ результатов испытаний

9.3.1. Эффективность работы системы регенерации следует оценивать сравнением температуры на выходе из каждого регенеративного подогревателя с номинальным ее значением, установленным для каждого подогревателя типовыми характеристиками или в результате тепловых испытаний при наиболее рациональном режиме его эксплуатации.

9.3.2. Для сравнения работы регенеративных подогревателей и подогревателей сетевой воды с данными последующих испытаний или с данными типовой характеристики строится график зависимости температуры на выходе из каждого подогревателя от давления в соответствующем отборе (измеренного непосредственно у турбины):

$$t_{вых} = f(P_{отб}).$$

На этом графике наносятся:

а) линия температуры насыщения в зависимости от давления в отборе;

б) линия температуры насыщения при давлении в подогревателе в зависимости от давления в отборе, если потери в паропроводе от турбины до подогревателя составляют $0{,}07\,P_{отб}$; при сравнении фактической температуры за подогревателем с этой зависимостью автоматически учитывается допустимое снижение нагрева из-за наличия допустимых потерь давления в паропроводе отбора;

в) линии номинальных нагревов за каждым подогревателем в зависимости от давлений в камерах отборов на основании типовых характеристик или по результатам балансовых испытаний турбин (для построения этих зависимостей используются графики: зависимость давлений в камерах отборов от расхода пара на турбину и зависимость температур за подогревателями от расхода пара на

Таблица 9

Результаты опытов по обследованию системы регенерации, конденсатора и подогревателей сетевой воды (на примере Лукомльской ГРЭС)

№ п.п.	Показатель	Обозначение	Размерность	До капитального ремонта			После капитального ремонта			Примечание
				N = 100%	N = 80%	N = 60%	N=100%	N=80%	N= 60%	
I	Расход свежего пара	D_0	т/ч	998	937	835				
2	Расход питательной воды	$D_{п.в}$	т/ч	975	900	823				
	Электрическая мощность:									$N_э^{оп} = K_i K_u C Z$, где K_i – коэффициент трансформатора тока; K_u – коэффициент трансформатора напряжения; C – цена деления прибора
3	показания прибора	Z	Деление	I23,5	II4,6	I0I,7				
4	замеренная	$N_э^{оп}$	кВт	296400	275040	244080				
5	Барометрическое давление	B	мм рт.ст.	736,0	736,0	736,0				
	Вакуум в конденсаторе:									
	справа сзади:									
6	замеренный перепад	V'	мм рт.ст.	7I8,5	7I8,7	7I8,9				
7	с поправкой на $t_{рт}$ и столбик воды	V	мм рт.ст.	7I4,4	7I4,5	7I4,9				
8	давление	$P_к^I$	кгс/см^2	0,0294	0,0292	0,0287				
	справа спереди:									
9	замеренный перепад	V'	мм рт.ст.	–	–	–				
I0	с поправкой на $t_{рт}$ и столбик воды	V	мм рт.ст.	–	–	–				$V = V' - 0{,}000\,1815 \cdot t_{рт} V' \pm \frac{\Delta H_{воды}}{13{,}6}$
II	давление	$P_к^{II}$	кгс/см^2	–	–	–				

	слева сзади:									
I2	замеренный перепад	V'	мм рт.ст.	7I0,5	7I0,5	7I0,4				
I3	с поправкой на $t_{рт}$ и столбик воды	V	мм рт.ст.	707,2	707,2	707,0				
I4	давление	$p''_к$	кгс/см^2	0,0392	0,0392	0,0394				$p_к = \frac{B-V}{735,5}$
	слева спереди:									
I5	замеренный перепад	V'	мм рт.ст.	7I7,8	7I7,8	7I7,9				
I6	с поправкой на $t_{рт}$ и столбик воды	V	мм рт.ст.	7I4,7	7I4,7	7I4,4				
I7	давление	$p'_к$	кгс/см^2	0,0290	0,0290	0,0293				
I8	Среднее давление	$p_к^{ср}$	кгс/см^2	0,0325	0,0324	0,0324				
I9	Температура конденсата после конденсатора	$t_к$	°С	-	-	-				
20	Температура насыщения в конденсаторе	$t_{нас}$	°С	25,2	25,I	25,I				
2I	Переохлаждение конденсата	Δt	°С	-	-	-				
	Температура циркуляционной воды на:									
22	входе	$t'_{ц\,в}$	°С	9,0	8,85	8,9				
23	выходе	$t''_{ц\,в}$	°С	22,7	22,5	2I,6				
24	Температурный напор конденсатора	δt	°С	2,5	2,6	3,5				$\delta t = t_{нас} - t''_{ц\,в}$
25	Скорость падения вакуума при отключенном эжекторе	$C_{вак}$	мм/мин	7,0	5,5	3,5				
	Для каждого регенеративного подогревателя (или подогревателя сетевой воды)									
	Давление пара в камере отбора:									
I	усредненное опытное значение	$P'_{i\,отб}$	кгс/см^2	I4,I2	I2,93	II,46				Ввести поправки на высоту установки манометра, тарировку, барометрическое давление $\frac{P_{i\,отб} - P_{iп}}{P_{iп}} = \Delta P$
2	с учетом поправок	$P_{i\,отб}$	кгс/см^2	I5,62	I4,425	I2,95				
	Давление в подогревателе:									
3	усредненное опытное значение	$P'_{iп}$	кгс/см^2	I3,0	I2,I	II,02				
4	с учетом поправок	$P_{iп}$	кгс/см^2	I4,70	I3,80	I2,62				
5	Потеря давления в паропроводе отбора	ΔP	%	0,925	0,625	0,330				
6	Температура насыщения в подогревателе	$t_{нас}$	°С	I96,0	I93,4	I89,0				
7	Температура дренажа на выходе из подогревателя	$t_{i\,др}$	°С	I88,0	I85,2	I83,4				
	Температура воды:									
8	на входе	t'_i	°С	I69,8	I69,0	I69,6				
9	на выходе	t''_i	°С	I92,6	I89,6	I87,6				
I0	после обвода	$t_{обв}$	°С	I92,0	I90,0	I86,8				
II	Температурный напор	δt	°С	3,4	3,8	I,4				$\delta t = t_{нас} - i''_i$

Окончание таблицы 9

№ п.п.	Показатель	Обозначение	Размерность	До капитального ремонта			После капитального ремонта			Примечание
				N= 100%	N= 80%	N= 60%	N=100%	N=80%	N=60%	
	Для каждого выносного охладителя дренажа									
I	Температура воды на: входе	t'	°С	77,0	72,8	7I,4				
2	выходе	t''	°С	83,3	79,I	77,4				
3	Температура дренажа на входе	$t_{др}$	°С	II6,4	II3,2	II0,0				
4	Разность температур дренажа на входе и воды на выходе	$\Delta t'$	°С	-	-	-				$\Delta t'=t_{др}-t''\leq 12$

турбину);

г) точки или линии фактических температур за подогревателями по результатам экспресс-испытаний.

При отсутствии данных по номинальным температурам за каждым подогревателем производится сравнение фактических температур с температурами насыщения при различных давлениях в отборах, а также с данными предыдущих испытаний и испытаний аналогичных турбин.

9.3.3. Данные опытов по исследованию регенерации в предлагаемом объеме (см. разд. 9.I.) не являются основанием для изменения норм $t_{п.в}$; эти нормы могут быть изменены только после проведения более детальных испытаний в широком диапазоне нагрузок с учетом возможного загрязнения трубной системы регенеративных подогревателей.

9.3.4. Главными показателями работы подогревателей сетевой воды являются обеспечение минимального температурного напора и допустимого падения давления в паропроводах, идущих к ним. Для подогревателей сетевой воды также строится график $t_{вых} = f(P_{отб})$.

9.3.5. Так как экономичная работа турбины зависит от наладки системы регенерации, следует проводить обследование регенеративных подогревателей, подогревателей сетевой воды ежеквартально по упрощенной программе. При этом замеряются для каждого подогревателя (при любой нагрузке турбины) только давление в камере отбора (манометром класса 0,5) и температура воды за подогревателем. Эти данные наносятся на график $t_{вых} = f(P_{отб})$; если опытная точка температуры за подогревателем оказывается ниже линии номинального нагрева, требуется наладка подогревателя.

9.3.6. Эффективность работы конденсатора оценивается сравнением температурного напора и переохлаждения конденсата с нормативными величинами, а также поддержанием норм вакуума.

Нормативные данные по конденсатору, а также методика контроля за правильной эксплуатацией конденсатора и анализа технико-экономических показателей представлены в "Нормативных характеристиках конденсационных установок паровых турбин типа К" (СЦНТИ ОРГРЭС, 1974).

9.4. Примеры результирующих кривых

На рис. 23 приведены зависимости $t_{вых} = f(P_{отб})$. Как видно из рисунка, температурный напор ПНД № 2 велик (вызвано плохой работой схемы отсоса воздуха); за ПВД № 6Б, 7Б, 8Б температура питательной воды ниже, чем за аналогичным ПВД нитки А, вследствие большой потери давления в паропроводах отборов к ПВД нитки Б и неравномерного распределения воды по ниткам А и Б.

I0. СНЯТИЕ СТАТИЧЕСКОЙ ХАРАКТЕРИСТИКИ СИСТЕМЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ ТУРБИНЫ

I0.I. Рабочая программа опытов

Опыты на холостом ходу

I0.I.I. Разгрузить блок. По мере разгружения один корпус котла перевести на растопочную нагрузку, затем остановить. Закрыть ГПЗ-2 от этого корпуса.

Разгрузить второй корпус до растопочной нагрузки. Давление свежего пара должно быть близко к номинальному.

I0.I.2. Перевести защиты котла на сигнал, вывести из работы защиты блока и турбины по отключению генератора.

I0.I.3. Разгрузить турбину до нуля, отключить генератор от сети.

I0.I.4. Открыть пусковые байпасы, закрыть главную паровую задвижку.

I0.I.5. Возбудить генератор для возможности измерять частоту вращения по частотомеру. Напряжение возбуждения устанавливается близким к номинальному.

I0.I.6. Установить синхронизатором частоту вращения 3080-3I00 об/мин.

I0.I.7. Приготовиться к записи значений следующих параметров:

а) давления управляющей жидкости с точностью + 0,I кгс/см^2 по манометру класса 0,5-0,6;

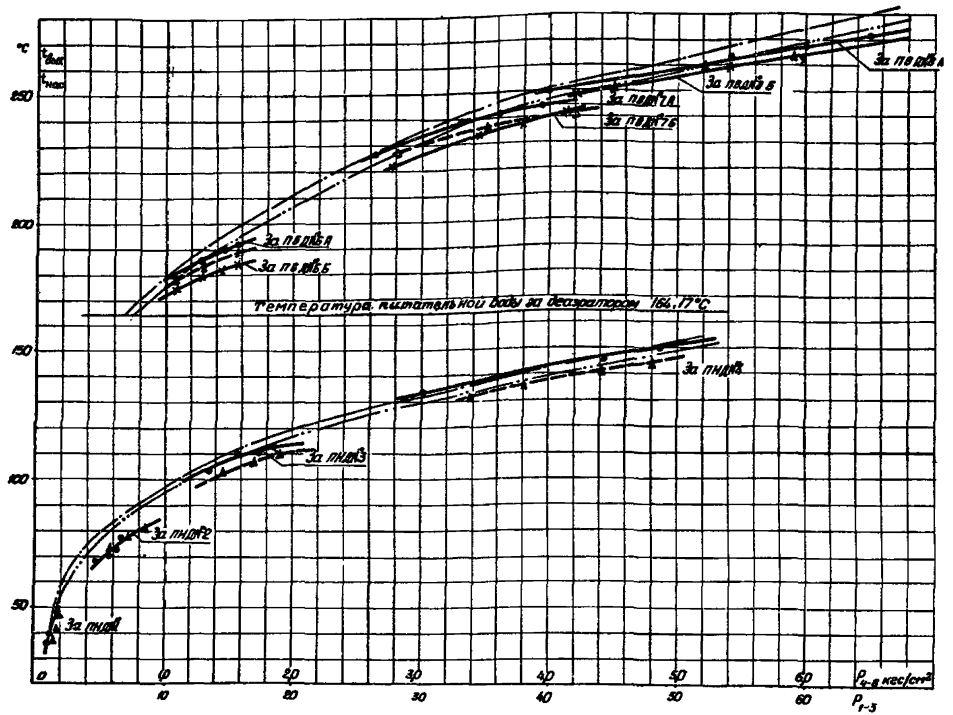


Рис. 23. Зависимость температуры воды за подогревателями от давления пара в камерах отборов (на примере Лукомльской ГРЭС):

——·——· температура насыщения $t_{нас}$, соответствующая давлению в отборе P_i $(t_{нас} = f(P_{отб}))$;

——·——· температура насыщения $t_{нас}$, соответствующая давлению в подогревателе с учетом примерно 7% потерь давления в трубопроводе отбора; —▲— —▲— тепловые испытания, проведенные ОРГРЭС;

—●—●— экспресс-испытания до капитального ремонта

б) частоты вращения по лабораторному частотомеру класса 0,2 с ценой деления 0,1 Гц.

10.1.8. Прикрывая байпасы ГПЗ, уменьшать расход пара на турбину, пока частота вращения не станет медленно понижаться.

Клапаны ЧВД при этом начнут медленно открываться. Медленного протекания этого процесса следует добиваться плавностью регулировки подачи пара.

10.1.9. С момента уменьшения частоты вращения наблюдатель у частотомера подает звуковые (световые) сигналы к фиксированию давлений управляющей жидкости и частоты тока при прохождении стрелки частотомера через целые деления (максимально через два деления).

10.1.10. При достижении давления управляющей жидкости 28–30 кгс/см^2 начать увеличение расхода пара на турбину с тем, чтобы повторить фиксацию параметров на обратном ходе для получения значения нечувствительности регулирования.

Примечание. При уменьшении частоты вращения не допускать ее снижения сверх необходимой для полного открытия сервомоторов клапанов ЧВД ($p_{упр} > 30$ кгс/см^2).

10.1.11. При номинальном давлении пара перед турбиной на холостом ходу (3000 об/мин) записать давление управляющей жидкости, ход сервомотора первого и второго клапанов и положение синхронизатора.

10.1.12. Проверить совпадение количества записей у обоих наблюдателей и при его несовпадении повторить опыты.

Опыты под нагрузкой

10.1.13. Нагрузочная характеристика может быть получена из серии в 10–12 опытов, порядок проведения которых изложен ниже (см. 10.1.14 – 10.1.17).

10.1.14. При нормальной тепловой схеме и номинальных параметрах пара изменять нагрузку турбины в пределах от номинальной до минимально возможной по условиям режима блока. Каждая новая нагрузка устанавливается такой, чтобы получить по всем диапазоне 10–12 точек. В каждом опыте производится по три записи через 3–5 мин.

I0.I.I5. Допускаются следующие отклонения параметров пара:

а) максимально допустимое отклонение среднего значения давления от номинального ± I2 кгс/см^2;

б) максимально допустимое отклонение от среднего значения давления ± 4,5 кгс/см^2;

в) отклонение вакуума ± 2 мм рт.ст.;

г) отклонение температуры свежего пара и пара промперегрева ± 6°С.

I0.I.I6. Записываются следующие параметры:

а) электрическая нагрузка по штатному проверенному прибору;

б) давление управляющей жидкости;

в) давление пара перед турбиной, в линиях холодного и горячего промперегрева;

г) температура пара перед турбиной и в линии горячего промперегрева;

д) вакуум в конденсаторе по ртутному прибору;

е) барометрическое давление.

I0.I.I7. Рекомендуется изменять нагрузку турбины только в одном направлении - нагружения или разгружения.

I0.2. Обработка полученных результатов

I0.2.I. Зависимость давления управляющей жидкости от частоты вращения строится по результатам опытов на холостом ходу турбины нанесением на график без введения каких-либо поправок. После построения получаются две кривые, отражающие движение сервомотора при снижении и повышении частоты вращения (рис.24).

I0.2.2. Нагрузочная характеристика, то есть зависимость между приведенной электрической нагрузкой $N_э^{пр}$ и давлением управляющей жидкости, строится на отдельном графике по результатам опытов под нагрузкой. При этом к опытным значениям мощности вводятся поправки, учитывающие отклонения параметров пара от номинальных во время выполнения опытов (рис. 25):

$$N_э^{пр} = N_э^{оп}\left[\frac{P_0^н}{P_0^{оп}}\sqrt{\frac{T_0^{оп}}{T_0^н}}\left(1+\frac{\beta_{t_0}}{100}\right)\left(1+\frac{\beta_{t_{пп}}}{100}\right)\left(1+\frac{\beta_{\Delta P_{пп}}}{100}\right)\right] \pm \Delta N_{P_к}, \quad (6)$$

где $N_э^{оп}$ - опытная электрическая мощность;

$P_0^н$, $P_0^{оп}$ - номинальное и опытное давления свежего пара;

$T_0^н$, $T_0^{оп}$ – номинальная и опытная температура свежего пара °К;

β_{t_0} – поправка на отклонение температуры свежего пара от номинальной (приведена на графике рис. 7);

$\beta_{t_{пп}}$ – поправка на отклонение температуры пара промперегрева от номинальной (приведена на графике рис. 10);

$\beta_{\Delta P_{пп}}$ – поправка на отклонение значения потери давления в тракте промперегрева от номинального (приведена на графике рис. 9);

$\Delta N_{P_к}$ – поправка на отклонение значения вакуума от номинального (приведена на графике рис. 15). Для нахождения этой поправки расход пара в конденсатор принимается приближенно в каждом опыте по материалам балансовых испытаний или типовым характеристикам.

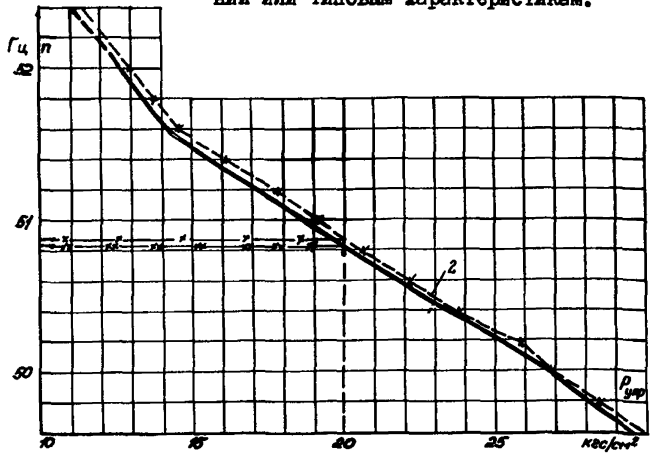


Рис. 24. Статическая характеристика регулирования турбины (на примере Лукомльской ГРЭС):

I – при проведении опытов со снижением частоты вращения; 2 – при проведении опытов с повышением частоты вращения; $P_{упр}$ – давление управляющей жидкости

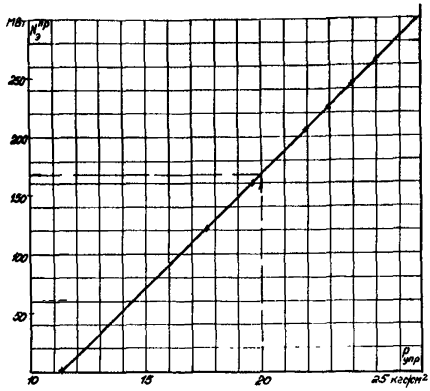


Рис. 25. Характеристика нагружения турбины (на примере Лукомльской ГРЭС):
$P_{упр}$ – давление управляющей жидкости

I0.2.3. По двум графикам, построенным согласно пп. I0.2.I. и I0.2.2., строится третий, результирующий график – собственно характеристика статической неравномерности регулирования частоты вращения. Техника построения заключается в следующем: задавая произвольно значение давления управляющей жидкости, находят соответствующие ему мощность (см.рис. 25) и частоту тока (см.рис.24) и наносят их на результирующий график (рис. 26). Шаг задания значений должен обеспечить охват изломов на обеих исходных характеристиках. Первой точкой графика должно быть положение холостого хода турбины, последней – положение полной ее нагрузки. Так как зависимость давления управляющей жидкости от частоты вращения состоит из двух кривых (прямой и обратный ход), то одной мощности из второго графика будут соответствовать две частоты вращения из первого графика и обе они переносятся на третий график (см. рис.26).

I0.3. Анализ результатов

I0.3.I. Из графика статической неравномерности (см.рис. 26) определяются:

– величина общей степени неравномерности при номинальной нагрузке;

– минимальное и максимальное значения местной степени неравномерности;

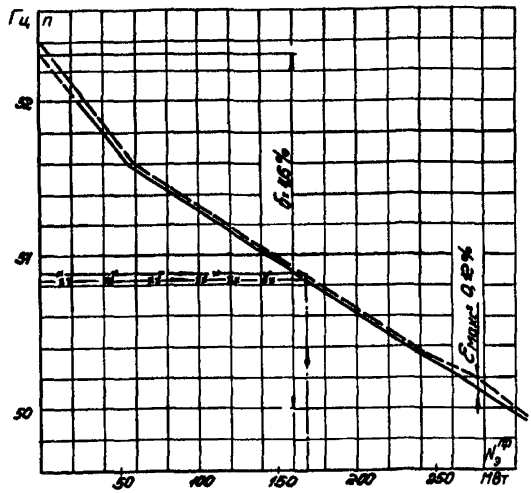


Рис. 26. Суммарная статическая характеристика турбины (на примере Лукомльской ГРЭС): δ – неравномерность; ε – степень нечувствительности

– максимальная нечувствительность регулирования.

10.3.2. Общая степень неравномерности при номинальной нагрузке (%) определяется разницей частоты вращения при нулевой и номинальной нагрузках, отнесенной к 3000 об/мин:

$$\delta = \frac{n_{xx} - n_{ном}}{3000} 100 . \qquad (7)$$

Вычислив это значение (которое ориентировочно должно составлять 5%), следует сравнить его со значением неравномерности, объявленным заводом-изготовителем (по формуляру), со значением, оговоренным ПТЭ, а также со значением, полученным в предыдущем испытании.

Первые два сравнения позволят сделать вывод о нормальном или ненормальном состоянии системы. Третье сравнение позволит сделать вывод об изменениях, которые произошли в системе регулирования.

При отклонениях от норм анализ исходных графиков и их сравнение с предыдущими дадут представление о причине неудов-

летворительного состояния системы регулирования.

10.3.3. Местная степень неравномерности определяется несколько сложнее. Если на результирующем графике имеется участок кривой, явно выпадающий из ее плавного протекания, следует продлить этот участок прямой линией в обе стороны до пересечения линии с вертикалями, проведенными из точек нулевой и номинальной мощностей на графике. В точках пересечения с вертикалями определить значения частоты вращения. Их разность (%), отнесенная к 3000 об/мин (соответствует 50 Гц), составит величину местной неравномерности, т.е. ту величину неравномерности, которая имела бы место, если бы вся кривая была такого наклона, как анализируемый участок.

Для значений местной неравномерности приведены допуски в ПТЭ. Если при сравнении окажется, что отдельные участки выходят за пределы допуска, состояние системы регулирования следует считать неудовлетворительным; тогда необходимо проанализировать исходные графики и указать на возможные причины неполадок.

10.3.4. Нечувствительность регулирования (%) определяется по разности частоты вращения при одной и той же мощности и прямом и обратном ходе сервомотора

$$\varepsilon = \frac{\Delta n}{3000} 100 . \qquad (8)$$

Сравнение максимального значения нечувствительности на характеристике со значениями, заданными заводом-изготовителем и ПТЭ, укажет на допустимость безопасной эксплуатации турбины.

Протяженность участка повышенной нечувствительности и его местоположение позволяет выявить источник дефекта при наладочных работах.

10.3.5. Рекомендуется при построении графиков не спрямлять линии, а проводить их соединением опытных точек.

II. ПРОВЕРКА СОВМЕСТНОЙ ПЛОТНОСТИ АВТОМАТИЧЕСКИХ ЗАТВОРОВ И СОВМЕСТНОЙ ПЛОТНОСТИ РЕГУЛИРУЮЩИХ КЛАПАНОВ ЧВД И ЧСД

II.I. Рабочая программа

Плотность пароораспределения должна проверяться паром номинальных параметров на прогретой турбине.

II.I.I. Разгрузить энергоблок. По мере разгружения один корпус котла перевести на растопочную нагрузку, затем его остановить. Закрыть ГПЗ-2 от этого корпуса.

Разгрузить второй корпус до растопочной нагрузки. Параметры пара номинальные.

II.I.2. Перевести защиты котла на сигнал, вывести из работы защиты блока и турбины по отключению генератора и по закрытию стопорных клапанов турбины.

II.I.3. Выполнить приготовления к проверке плотности автозатворов (время на приготовления лимитировано беспаровым режимом проточной части и не должно превышать 3 мин.):

а) отключить турбину кнопкой золотников автомата безопасности, генератор оставить включенным в сеть, открыть БРОУ-I;

б) взвести золотники автомата безопасности и открыть синхронизатором стопорные клапаны свежего пара и пара промперегрева, не открывая регулирующих;

в) расхаживающими устройствами закрыть полностью стопорные клапаны ЧВД и ЧСД, открыть синхронизатором регулирующие клапаны ЧВД и ЧСД;

г) проверить, поддерживают ли БРОУ давление пара перед турбиной 240 кгс/см^2.

II.I.4. Приготовиться к записям плотности автозатворов и отключить генератор от сети. Записать кривую выбега ротора до I500 об/мин.

II.I.5. Выполнить приготовления к проверке плотности регулирующих клапанов:

а) восстановить нормальную частоту вращения ротора, для чего сначала закрыть регулирующие клапаны, затем открыть стопорные клапаны расхаживающими устройствами, затем синхронизатором

повысить частоту вращения;

б) проверить, поддерживают ли БРОУ номинальное давление пара.

II.I.6. Приготовиться к записям плотности регулирующих клапанов, быстро закрыть синхронизатором регулирующие клапаны ЧВД и ЧСД. По мере снижения частоты вращения следить, чтобы не произошло открытие сервомотора, но также и закрытие стопорных клапанов, для этого синхронизатор следует установить примерно на 9-I0 мм по лимбу.

Записать кривую выбега ротора до I500 об/мин.

II.I.7. При испытании допустимы отклонения параметров пара: давления перед турбиной ± I0 кгс/см^2; вакуума ± 5 мм рт.ст.

II.I.8. Записываются следующие параметры:

- перед и после опытов - давление пара перед стопорным клапанами ЧВД и вакуум в конденсаторе;

- во время опытов - частота вращения ротора (по штатному тахометру) и время по секундомеру при прохождении стрелки тахометра через каждые I00 об/мин. Время отсчитывается от момента закрытия проверяемых клапанов.

II.2. Обработка полученных результатов

II.2.I. Кривые выбега ротора от 3000 до I500 об/мин строятся на одном графике в координатах "об/мин" - "время" без каких-либо дополнительных поправок.

II.3. Анализ результатов

II.3.I. На кривые выбега, характеризующие плотность стопорных и регулирующих клапанов, накладывается кривая "чистого" выбега - кривая выбега при полностью закрытых органах парораспределения (регулирующих, стопорных клапанах и ГПЗ).

II.3.2. Сравнение времени выбега до I500 об/мин при закрытии проверяемого органа с временем "чистого" выбега служит критерием оценки плотности. Плотность считается удовлетворительной, если эта разность составляет не более 20% времени выбега до I500 об/мин для "чистой" кривой.

II.3.3. Кривая "чистого" выбега снимается после капитального ремонта и служит образцом для указанных сравнений. Особенностью ее является то обстоятельство, что при выбеге гарантируется отсутствие поступления пара в турбину через клапаны, для чего при таком испытании обеспечивается отсутствие давления пара перед клапанами плотным закрытием запорной арматуры и дренированием участка паропровода перед клапанами.

В дальнейшем эта кривая "чистого" выбега может служить эталоном для сравнительной оценки состояния турбины и плотности органов парораспределения.

II.3.4. Пример построения кривых выбега для оценки плотности органов парораспределения турбины представлен на рис.27.

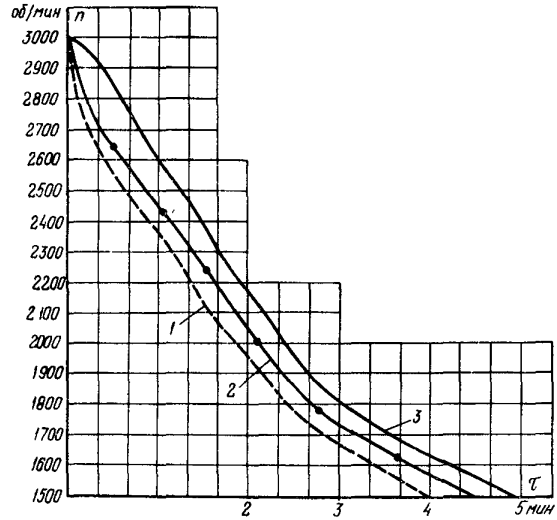


Рис. 27. Плотность органов парораспределения турбины (на примере Лукомльской ГРЭС):

I - чистый выбег; 2 - закрыты регулирующие клапаны; 3 - закрыты стопорные клапаны

О Г Л А В Л Е Н И Е

I. Общая часть..... 3
2. Назначение экспресс-испытаний..... 4
3. Цели и причины проведения экспресс-испытаний элементов турбины..... 4
4. Приборы, применяемые при экспресс-испытаниях.. 6
5. Схема измерений при экспресс-испытаниях..... 6
6. Снятие характеристик парораспределения..... 6
7. Проверка работы турбины с максимальной электрической нагрузкой..... I9
8. Оценка состояния проточной части..... 22
8.I. Рабочая программа испытаний..... 22
8.2. Методика обработки полученных результатов 30
8.3. Типовые ошибки при испытаниях..... 36
8.4. Анализ полученных результатов..... 37
8.5. Проверка готовности схемы турбоустановки к проведению экспресс-испытаний проточной части..... 40
8.6. Обработка опытных данных 40
8.7. Примеры результирующих кривых..... 40
8.8. Поправки к мощности и давлению на отклонение параметров пара от номинальных 4I
8.9. Дополнительные поправочные коэффициенты.. 46
8.I0. Определение КПД цилиндров высокого и среднего давления..... 48
9. Проверка работы системы регенерации, подогревателей сетевой воды и конденсатора..... 49
I0. Снятие статической характеристики системы регулирования турбины..... 56
II. Проверка совместной плотности автоматических затворов и совместной плотности регулирующих клапанов ЧВД и ЧСД..... 64

Ответственный редактор В.А.Кудрявцева

Техн.редактор Е.И.Сапожникова Корректор О.Н.Корчагина

3,9 уч.-изд.л. Цена 39 коп. (434/76) Заказ № 239/76
Подписано к печати 3/XII 1976 г. Тираж 1050 экз.

Ротапринт СПО ОРГРЭС
109432, Москва, Е-432, 2-й Кожуховский проезд,д.29,корп.6

gost.e-ecolog.ru