МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ СССР
ГЛАВНОЕ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ ЭНЕРГЕТИКИ И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ПРОВЕРКЕ И ИСПЫТАНИЯМ АВТОМАТИЧЕСКИХ СИСТЕМ РЕГУЛИРОВАНИЯ И ЗАЩИТ ПАРОВЫХ ТУРБИН

МУ 34-70-062-83
(СО 153-34.30.310)
РД 34.30.310

СПО
ОРГРЭС
Москва 1991

gost.e-ecolog.ru

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ СССР
ГЛАВНОЕ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ ЭНЕРГЕТИКИ И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ПРОВЕРКЕ И ИСПЫТАНИЯМ АВТОМАТИЧЕСКИХ СИСТЕМ РЕГУЛИРОВАНИЯ И ЗАЩИТ ПАРОВЫХ ТУРБИН

МУ 34-70-062-83

СЛУЖБА ПЕРЕДОВОГО ОПЫТА ОРГРЭС

Москва 1991

Р А З Р А Б О Т А Н Ы Московским головным предприятием ПО "Союзтехэнерго", предприятием "Южтехэнерго", ВТИ им.Ф.Э.Дзержинского при участии ПОТ ЛМЗ им.XXП съезда КПСС

И С П О Л Н И Т Е Л И Ф.Ю.ГЛАЗЕР (Южтехэнерго), М.Н.МАНЬКИН (МГП "Союзтехэнерго"), В.В.ЛЫСКО (ВТИ), М.С.ФРАГИН (ПОТ ЛМЗ им.XXП съезда КПСС)

У Т В Е Р Ж Д Е Н О Главным техническим управлением по эксплуатации энергосистем I6.I2.83 г.

Заместитель начальника Д.Я.ШАМАРАКОВ

© СПО ОРГРЭС, I99I.

УДК 621.165

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ПРОВЕРКЕ И ИСПЫТАНИЯМ АВТОМАТИЧЕСКИХ СИСТЕМ РЕГУЛИРОВАНИЯ И ЗАЩИТ ПАРОВЫХ ТУРБИН

МУ 34-70-062-83

Срок действия установлен
с 01.06.84 г. до 31.12.94 г.

Настоящие Методические указания разработаны в соответствии с требованиями ПТЭ, руководящими документами Государственной инспекции по эксплуатации электростанций и сетей Минэнерго СССР и указаниями заводов-изготовителей паровых турбин, с учетом опыта эксплуатации и испытаний систем автоматического регулирования и защиты паровых турбин и выпускаются взамен "Руководящих указаний по проверке систем регулирования основных типов паровых турбин" (М.: СЦНТИ ОРГРЭС, 1973).

Методические указания распространяются на персонал специализированных наладочных и ремонтных организаций Минэнерго СССР, служб наладки РЭО и ПЭО, цехов наладки, турбинного и котлотурбинного цехов тепловых и атомных электростанций.

Методические указания устанавливают общий порядок организации и проведения испытаний автоматических систем регулирования и противоразгонной защиты паровых турбин.

Методические указания не отменяют имеющихся указаний заводов-изготовителей паровых турбин по объему и методике эксплуатационного контроля и испытаний систем регулирования и защиты турбин их конструкций.

С выходом настоящих Методических указаний отменяются "Методические указания по проверке паровой плотности стопорных и регулирующих клапанов паровых турбин блочных электростанций. МУ 34-70-049-83" (М.: СПО Союзтехэнерго, 1983) и "Типовая инструкция по испытанию противоразгонной защиты паровых турбин. ТИ 34-70-015-83" (М.: СПО Союзтехэнерго, 1983).

СПИСОК
ИСПОЛЬЗУЕМЫХ СОКРАЩЕНИЙ

АБ	- автомат безопасности
АП	- автомат питания
АСР	- автоматическая система регулирования
АУМТ	- аварийное управление мощностью турбины
БМЗ	- Брянский машиностроительный завод
БПУ	- быстродействующее пропорциональное устройство
БРОУ	- быстродействующая редукционно-охладительная установка
БРФ	- блок релейной форсировки
ВД	- высокое давление
ВЗ	- встроенная задвижка
ВС	- встроенный сепаратор
ГМН	- главный масляный насос
ГПЗ	- главная паровая задвижка
ЗАБ	- золотник автомата безопасности
ЗРД	- золотник регулятора давления
ЗРС	- золотник регулятора скорости
ЗУ	- защитное устройство
КОС ВД (НД)	- клапан обратный серводвигательный высокого давления (низкого давления)
КИП	- контрольно-измерительные приборы
КТЗ	- Калужский турбинный завод
МТИ	- манометр точного измерения
МУ	- методические указания
МУТ	- механизм управления турбины
нв	- неравномерность (условная единица управляющего воздействия, изменяющего электрическую нагрузку ТГ от номинальной до нуля)
НРТ	- насос регулирования турбины
НСС	- начальник смены станции
ОК	- обратный клапан
ОМ	- ограничитель мощности
ПА	- противоаварийная автоматика

ПО ТМЗ (ТМЗ)	- производственное объединение "Турбомоторный завод"
ПОАТ ХТЗ (ХТЗ)	- производственное объединение атомного турбостроения "Харьковский турбинный завод"
ПОТ ЛМЗ	- производственное объединение турбостроения "Ленинградский металлический завод"
ППТО	- паропаровой теплообменник
ППГ, ППХ	- паропровод горячего и холодного промперегрева соответственно
ПРД	- поворотная регулирующая диафрагма
ПСБУ	- пускосбросное устройство
ПСБУ-СН	- пускосбросное устройство собственных нужд
РД	- регулятор давления
РС	- регулятор скорости
РК	- регулирующий клапан
РКВД	- регулирующий клапан высокого давления
РКСД	- регулирующий клапан среднего давления
РОУ	- редукционная охладительная установка
СД	- среднее давление
СК	- стопорный клапан
СКВД	- стопорный клапан высокого давления
СКСД	- стопорный клапан среднего давления
СРК	- стопорно-регулирующий клапан
ТГ	- турбогенератор
ЧВД, ЧСД, ЧНД	- часть высокого, среднего и низкого давления соответственно
ЦВД, ЦСД, ЦНД	- цилиндр высокого, среднего и низкого давления соответственно
ЭГП	- электрогидравлический преобразователь
ЭГСР	- электрогидравлическая система регулирования
ЭМП	- электромеханический преобразователь
ЭЧСР	- электрическая часть системы регулирования

I. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

I.I. Требования к АСР турбин ТЭС и АЭС определяются руководящими документами и материалами Минэнерго СССР, Минэнергомаша и подчиненных им специализированных организаций [I-6] .

I.2. Методики проверок и испытаний, включенные в МУ, разработаны в соответствии с существующими требованиями к устройству и эксплуатации АСР и защиты от разгона паровых турбин [I-7] и опытом эксплуатации АСР.

Основные их положения согласованы с заводами-изготовителями турбин.

I.3. Текущее состояние АСР и защиты турбин должно регулярно контролироваться по существующим методикам (или с применением имеющихся диагностических средств). Сроки и объемы проверок и испытаний АСР и защиты регламентированы ПТЭ, инструкциями заводов - изготовителей турбин и другими соответствующими руководящими материалами Минэнерго СССР и должны выдерживаться [2-6]. При этом следует руководствоваться указаниями документа, который предъявляет более жесткие требования к срокам или объемам испытания.

Если во время эксплуатации АСР или при испытаниях будут выявляться какие-либо недостатки в ее работе, сроки и объемы последующих испытаний необходимо назначать с учетом опыта эксплуатации и наладки АСР.

I.4. Объемы испытания АСР головных турбин, а также турбин после реконструкции, при которой изменена динамика АСР или турбины, назначаются с учетом требований п.I.3, а также конструктивных особенностей новой системы. Испытания таких АСР проводятся по специальным рабочим программам, согласованным с заводом-изготовителем турбины или разработчиком проекта ее реконструкции.

I.5. Электрические системы регулирования паровых турбин должны испытываться по соответствующим инструкциям заводов-изготовителей этих систем.

I.6. Противоразгонная защита турбины обязана обеспечивать сохранность ТГ при самом опасном аварийном режиме - при мгновенном сбросе электрической нагрузки до нуля и отказе при этом АСР. Поэтому она должна быть всегда надежной, что должно обеспечиваться

правильной ее эксплуатацией, своевременным ремонтом и испытаниями в регламентированные сроки.

I.7. Результаты испытаний и проверок защиты турбин должны записываться в оперативный журнал начальника смены турбинного (котлотурбинного) цеха и в специальный журнал инженера по регулированию (или назначенного специалиста турбинного цеха), а также в формуляры (карты измерений) узлов защиты.

Результаты испытаний АСР должны заноситься в формуляры узлов АСР и в журнал инженера по регулированию; экспериментальные зависимости должны оформляться в одной и той же принятой форме (например, по форме графиков, приложенных к заводской технической документации), что упрощает контроль текущего состояния АСР.

I.8. Выявленные испытаниями отклонения настройки АСР от требований ПТЭ или завода-изготовителя турбины должны устраняться немедленно или при первой возможности в зависимости от серьезности недостатка и имеющихся в этой части руководящих указаний или требований завода. При невозможности устранения недостатка ремонтом узлов АСР или средствами, рекомендуемыми заводской инструкцией по наладке, должен быть решен вопрос о допустимости дальнейшей эксплуатации турбины, а о выявленном дефекте сообщено заводу-изготовителю турбины.

Отклонение устройства, настройки и эксплуатации защиты турбины от имеющихся технических условий и требований (Минэнерго СССР, заводских) не допускается.

I.9. Испытания и проверки АСР и защиты турбин при выходе их из ремонта должны выполняться в следующей очередности:

I.9.I. На остановленной турбине:

а) опрессовать повышенным давлением системы снабжения АСР рабочей жидкостью;

б) проверить работу узлов системы снабжения АСР рабочей жидкостью;

в) визуально проверить действия защиты АСР;

г) снять статические характеристики узлов АСР и защиты;

д) измерить время закрытия стопорных и регулирующих органов парораспределения при воздействии на органы защиты турбины и на БI-Ф;

е) измерить время МУТ;

ж) измерить время закрытия (посадки) серводвигателей КОС отборов пара.

I.9.2. При пуске турбины (при вращении ротора с малой частотой):

а) проверить плотность закрытия органов парораспределения и защиты (РК, СК, ПРД, приводов ОК и др.), разделительной диафрагмы ЧВД-ЧСД турбин К-I60-I30;

б) испытать астатические предохранительные клапаны промышленных регулируемых отборов пара и противодавления турбины.

При пуске после ремонта турбин атомных электростанций и электростанций с поперечными связями объемы работ по п.I.9.2 выполняются на холостом ходу турбины.

I.9.3. При работе турбины на холостом ходу:

а) проверить закрытие (посадки) стопорных и регулирующих клапанов и выбег ротора турбины при воздействии на защиту дистанционно и по месту;

б) проверить плотность закрытия РК, СК и ПРД регулируемых отборов пара, если испытание не было проведено ранее (см. п.I.9.3,*а*);

в) проверить работу бойков (колец) АБ маслом и повышением частоты вращения ротора;

г) испытать астатические промышленные предохранительные клапаны регулируемых отборов пара, если испытание не было проведено ранее (см.п.I.9.2,*б*);

д) снять статические характеристики АСР;

е) измерить время закрытия РК, СК, ПРД, ОК с серводвигателями двухстороннего действия и малой подачи пускового насоса АСР.

I.9.4. При работе турбины под нагрузкой:

а) испытать статические предохранительные клапаны промышленных отборов пара и предохранительные клапаны теплофикационных отборов пара;

б) провести статические испытания АСР;

в) провести расхаживание РК и СК на полный ход, где это предусмотрено, или на частичный и оценку надежности расхаживания (по критериям инструкции);

г) испытать АСР мгновенным сбросом нагрузки (после монтажа или реконструкции турбины).

I.IO. Все испытания и проверки АСР и защиты (в том числе на остановленной турбине) должны производиться по рабочим программам, включающим в себя в общем случае:

- цели, режим и объем испытания;
- объем подготовительных работ: проверку с составлением протокола поправок и установку проверенных КИП, а также приспособлений;
- перечень временных подключений к цепям измерения ТТ, к свободным блок-контактам реле защит, блокировок и сигнализации;
- перечень технологических защит, подлежащих отключению и переводу на сигнал на время проведения испытания;
- перечень операций, обеспечивающих безопасность проведения опыта и достоверность его результатов;
- предельные значения контролируемых в опыте параметров (частота вращения ротора, давление рабочей жидкости в линиях АСР и защиты, давление свежего пара и в проточной части турбины, параметры тепломеханического состояния турбины), при которых дежурный персонал обязан самостоятельно принимать срочные меры, не ожидая указаний руководителя испытаний;
- количество и расстановку персонала при проведении испытаний, исходя из конструктивных и схемных особенностей турбоустановки и характера испытаний; действия персонала (в том числе самостоятельные) при возможных нарушениях режима работы оборудования, при отказах элементов защиты и регулирования турбины;
- указания инструкции завода-изготовителя, учитывающие особенности конструкции турбины, АСР и защиты;
- организационные положения;
- руководство испытанием (техническое и оперативное);
- мероприятия по технике безопасности (см.разд.I3).

Рабочие программы согласовываются с руководством КТЦ, ЦНИ, ЦТАИ, цеха наладки, электрического цеха и утверждаются главным инженером электростанции (дополнительно см.п.I.4 и 9.I.4).

I.II. Настоящие МУ устанавливают общий порядок наиболее рациональных, эффективных и наименее опасных способов испытаний АСР и защиты паровых турбин при условии использования имеющихся на электростанциях и в специализированных наладочных организациях средств измерений (показывающих, регистрирующих, автоматических) в соответ-

ствии с [2-6]. Порядок каждого испытания представлен в виде краткого технологического перечня операций. При более сложных испытаниях кратко даются основные требования к испытываемому устройству и цель испытания. Справочные материалы (основные определения и понятия, средства измерения и параметры, подлежащие измерению при различных видах испытаний) и отдельные практические рекомендации приведены в приложения I-I3.

2. ПРОВЕРКА ПАРОВОЙ ПЛОТНОСТИ СТОПОРНЫХ И РЕГУЛИРУЮЩИХ КЛАПАНОВ ТУРБИН

2.I. Общие положения по проверке плотности клапанов

2.I.I. Паровую плотность клапанов блочных турбин проверяют или в процессе останова блока или при его пуске при давлении пара в конденсаторе не более 8 кПа (0,08 кгс/см^2), расчетном давлении газа в системе охлаждения генератора и нормальном эксплуатационном давлении пара в коллекторе концевых уплотнений ротора турбины и при контроле параметров тепломеханического состояния турбины.

2.I.2. Плотность каждой группы клапанов блочных турбин (СКВД, РКВД, СКСД, РКСД) определяют раздельно и оценивают по значению установившейся частоты вращения ротора $n^{оп}$ при давлении пара перед закрытыми клапанами группы в пределах, указанных в табл.I.

Таблица I

Турбина	Давление пара (абс.) при проверке плотности клапанов, МПа (кгс/см²) перед клапанами			
	СД		ВД	
	Минимальное	Максимальное	Минимальное	Номинальное
К-160-130 ХТЗ*, К-200-130 ЛМЗ	1,1 (11)	2,9/2,4 (29/24)	6,5 (65)	13 (130)
К-300-240, К-500-240 ЛМЗ и ХТЗ, К-800-240 ЛМЗ	1,8 (18)	3,5 (35)	8,0 (80)	24 (240)
Т-250/300-240 ТМЗ	1,6 (16)	3,2 (32)	8,0 (80)	24 (240)

*Дополнительно см.разд.2.4.

Группа клапанов считается плотной, если измеренная в опыте установившаяся частота вращения ротора удовлетворяет условию

$$n^{оп} \leqslant n^{доп}, \qquad (1)$$

где $n^{доп}$ - допускаемая частота вращения ротора, обусловленная работой пара, протекающего через неплотности проверяемой группы клапанов (с учетом протечек пара в турбину через концевые уплотнения турбины, разделительную диафрагму и др.).

Значение $n^{доп}$ определяют или по опытным кривым (рис.1-4), или по критериям завода-изготовителя турбины в зависимости от фактического значения давления пара.

2.1.3. Плотность РКВД и РКСД турбин электростанций с поперечными связями, турбин АЭС и блочных турбин при их останове с номинальными параметрами пара проверяют при номинальном давлении пара перед клапанами и оценивают по критериям, установленным заводом-изготовителем турбины или ПТЭ. Плотность клапанов СД турбин блоков с однобайпасной пусковой схемой проверяется только при пуске блока. Плотность СРКСД турбин К-160-130 может проверяться и при останове и при пуске блока.

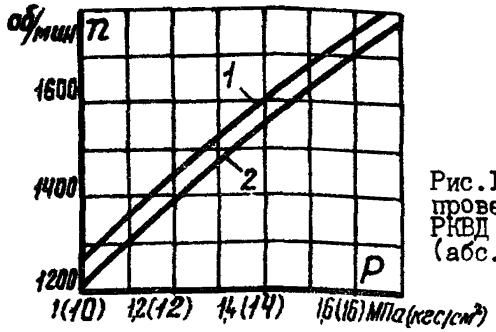


Рис.I. Допустимая максимальная частота вращения ротора при проверке плотности разделительной диафрагмы совместно с РКВД и СРКСД турбины К-160-130 ХТЗ в функции давления пара (абс.) перед разделительной диафрагмой: I - при P_0 = 13 МПа ≈ 130 кгс/см²; 2 - при P_0 = 6,5 МПа ≈ 65 кгс/см²

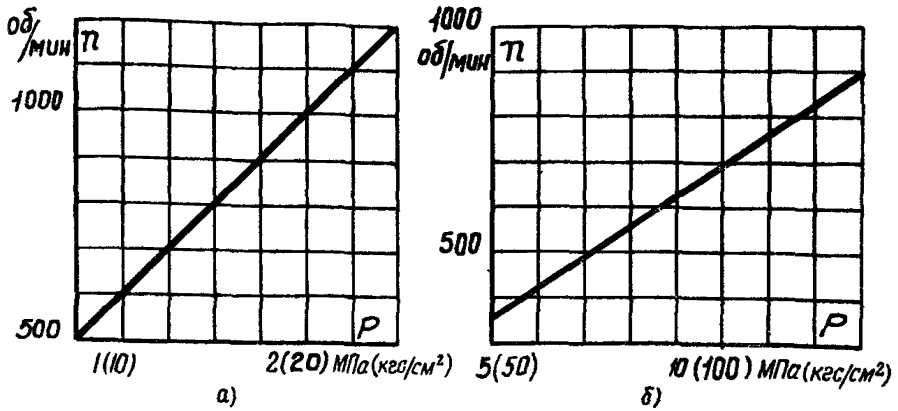


Рис.2. Допустимая максимальная частота вращения ротора при раздельной проверке плотности клапанов турбины К-200-130 ЛМЗ в функции давления пара (абс.) перед закрытыми клапанами:

а - РКСД и СКСД; *б* - РКВД и СКВД

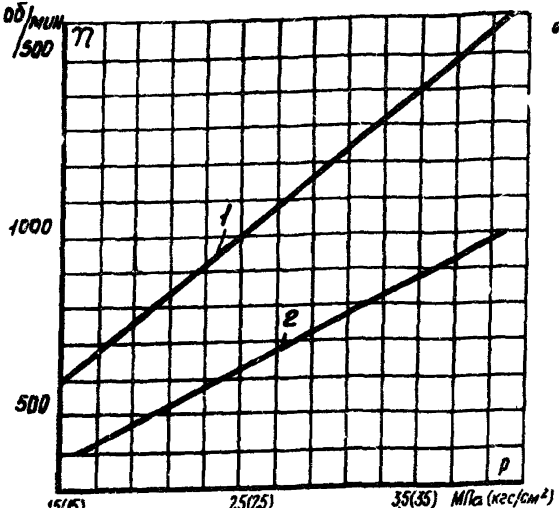


Рис.3. Допустимая максимальная частота вращения ротора при раздельной проверке плотности клапанов СД турбин К-300-240, К-500-240, К-800-240 и Т-250/300-240 в функции давлений пара (абс.) перед закрытыми клапанами:

I - РКСД турбин К-300-240 ЛМЗ и Т-250/300-240 ТМЗ; 2 - РКСД турбин К-500-240, К-800-240 ЛМЗ; СРКСД турбин К-300-240 и К-500-240 ХТЗ; СКСД турбин К-300-240, К-500-240 и К-800-240 ЛМЗ и Т-250/300-240 ТМЗ

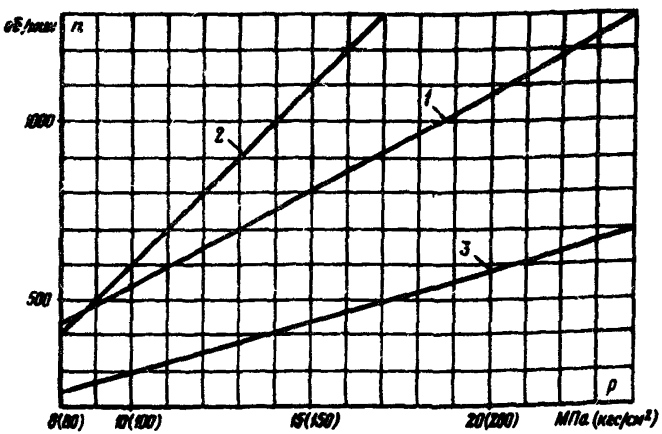


Рис.4. Допустимая максимальная частота вращения ротора при раздельной проверке плотности клапанов ВД турбин К-300-240, К-500-240, К-800-240 и Т-250/300-240 в функции давления пара (абс.) перед закрытыми клапанами: I - СКВД и РКВД перечисленных турбин ЛМЗ и ТМЗ; 2 - СКВД и РКВД турбин К-300-240 и К-500-240 ХТЗ; 3 - СКВД и РКВД перечисленных турбин ЛМЗ и ТМЗ, работающих в блоке с котлом, имеющим ПТО

2.I.4. Плотность клапанов турбин, в АСР которых не предусмотрено независимое закрытие СК (при открытых РК), проверяют и оценивают по методикам и критериям завода-изготовителя турбины.

2.I.5. Оперативное руководство проверкой плотности клапанов осуществляет заместитель начальника турбинного цеха (КТЦ) при участии в испытании инженера по регулированию.

2.2. Подготовка к проверке плотности клапанов

2.2.I. Устанавливают поверенные манометры класса I,0 для измерения давления свежего пара перед ГПЗ, СКВД, РКВД, в коллекторе концевых уплотнений турбины, в камерах регулируемых отборов пара, в конденсаторе турбины (приложение 3 и 4).

2.2.2. Сверяют с лабораторным частотомером показания тахометров и частотомеров, установленных на турбине и БЩУ для контроля частоты вращения ротора турбины, подготавливают ручной тахометр; проверяют состояние указателей положения СК, РК и ПСБУ.

2.2.3. Обеспечивают надежную оперативную связь между руководителем испытаний, находящимся на отметке обслуживания турбины, и БЩУ.

2.2.4. Расставляют по местам участвующий в испытаниях персонал и инструктируют его соответственно указаниям пп.I3.2, I3.4 и I3.6.

2.2.5. Отключают защиту, действующую на котел при закрытии СК.

2.2.6. Производят внеочередную запись параметров блока в суточную ведомость.

2.3. Проверка плотности клапанов турбины Т-I00-I30 ПО ТМЗ с блочной компоновкой ТЭЦ

2.3.I. Для проверки плотности клапанов при номинальном давлении свежего пара блок разгружают до холостого хода, выполняя операции по удержанию относительного расширения ротора в допустимых пределах, генератор отключают от сети; закрывают вентиль на соединительной (импульсной) линии РД, задвижки на линиях верхнего регулируемого и регенеративных отборов пара; отключают подогре-

ватели сетевой воды (по сетевой воде и дренажам); убеждаются, что задвижки на всех линиях дренажей пара по тракту "СКВД - ЦНД" закрыты.

Порядок проверки следующий:

а) проверяют плотность ПРД, для чего после стабилизации режима блока при частоте вращения ротора турбины 3000 об/мин закрывают их, воздействуя на МЭО серводвигателя ЦНД и контролируя процесс подъема давления пара в камере нижнего отбора, тепломеханическое состояние турбины и другие параметры (см.пп.2.2.I и 2.2.2). Опыт прекращают открытием ПРД, когда давление пара в камере нижнего отбора достигнет 0,I МПа (I кгс/см^2), и ПРД считают плотными;

б) проверяют плотность СКВД, для чего его закрывают расхаживающим устройством и контролируют выбег ротора и другие параметры (см.п.2.3.I,$а$); СКВД считают плотным, если частота вращения ротора уменьшится до 700 об/мин;

в) проверяют плотность РКВД, для чего при частоте вращения ротора 600-400 об/мин их закрывают с помощью МУТ полностью, а СКВД и ПРД оставляют открытыми. Контролируют выбег ротора и другие параметры; РКВД считают плотными, если частота вращения ротора уменьшится до 300 об/мин.

2.3.2. Для проверки плотности клапанов при пуске блока по типовой технологии режим его стабилизируют при частоте вращения ротора ТГ 600-700 об/мин и давлении свежего пара 6,5 МПа (65 кгс/см^2). Готовят тепловую схему аналогично п.2.3.I.

Проверяют сначала плотность клапанов, а затем ПРД по технологии, изложенной в пп.2.3.I,$б$,$в$,$а$; СКВД и РКВД считают плотными, если частота вращения ротора снизится до 350 и 200 об/мин соответственно. Плотность ПРД оценивают по критерию п.2.3.I,$а$.

2.4. Проверка плотности клапанов турбины К-I60-I30 ХТЗ

2.4.I. Для проверки плотности клапанов при номинальном давлении свежего пара блок разгружают более медленно с таким расчетом, чтобы после отключения ТГ от сети были обеспечены нормальные показатели тепломеханического состояния турбины в течение 40-80 мин при вращении ротора с частотой I600-2000 об/мин.

Для измерения давления менее I0 МПа (I кгс/см^2) на выхлопе пара из ЧВД до задвижек ППХ устанавливают параллельно с имеющимся манометром мановакуумметр с нормально закрытым вентилем перед ним (для включения мановакуумметра в работу только на время измерения давления).

Порядок проверки следующий:

а) при проверке плотности СРКСД включают пусковой маслонасос и турбину отключают ключом ее останова; закрывают ГПЗ и ее байпас; открывают дренажи между ГПЗ и СКВД, закрывают (при необходимости обжимают вручную) задвижки на линиях ППХ и убеждаются по мановакуумметру, что давление пара на выхлопе ЧВД снизилось до значения давления пара в конденсаторе; проверяют закрытие автоматического клапана на линии пара, охлаждающего экраны патрубков ППГ (эта линия должна быть перекрыта и при проверке плотности клапанов), а также закрытия СКВД, РКВД и СРКСД (по указателям их положения, по величине зазоров между кулаками и роликами РКВД, по выбегу ротора турбины); открывают БРОУ-2 полностью.

При частоте вращения ротора 800-600 об/мин поднимают давление пара перед СРКСД до 2,9 МПа (29 кгс/см^2) прикрытием БРОУ-2 и убеждаются, что давление пара на выхлопе ЧВД не увеличилось.

Стопорно-регулирующие клапаны СД считают плотными, если частота вращения ротора после этих операций снизится до 300 об/мин. Давление пара перед СРКСД снижают полным открытием БРОУ-2, взводят защиту турбины и открывают СК;

б) при проверке плотности РКВД устанавливают давление свежего пара равным I3 МПа (I30 кгс/см^2) корректировкой открытия БРОУ-I, поднимают частоту вращения ротора до 400-500 об/мин кратковременным открытием СРКСД с помощью МУТ; закрывают вентили на дренажных линиях между ГПЗ и СКВД и открывают байпас ГПЗ, одновременно контролируя давление пара на выхлопе ЧВД. При повышении этого давления до 40 кПа (0,4 кгс/см^2) байпас ГПЗ закрывают и считают РКВД неплотными. При меньшем его значении закрывают задвижки на линиях ГПП и открывают вентили на линиях дренажей перед СРКСД (СКВД открыт, СРКСД и задвижки на линиях ППХ закрыты, см.п.2.4.I,*а*).

Регулирующие клапаны ВД считают плотными, если при перечисленных условиях частота вращения ротора снизится до 300 об/мин;

в) при проверке плотности СКВД повышают частоту вращения до 400-500 об/мин открытием серводвигателя РКВД до 30 мм (с помощью

МУТ) и последующим открытием байпаса ПП3 так, чтобы давление пара за ним установилось равным $0,6 \div 0,7 p_0$, после чего серводвигатель РКВД прикрывают до 5-I0 мм по указателю его положения. Устанавливают пробковые краны на рабочих линиях серводвигателей СРКСД в положение полного их закрытия (для предотвращения открытия встроенных в СРКСД разгрузочных клапанов при последующем открытии РКВД): закрывают СКВД вращением маховика ОМ в сторону "Убавить", шток гидравлического автомата безопасности (ГАБ) устанавливают на защелку в верхнем положении и ОМ возвращают в начальное рабочее положение. Убеждаются, что после выполнения этих операций СК остался закрытым, а серводвигатель РКВД открытым на 5-I0 мм (если СК откроется, операции по его закрытию повторяют при большем смещении ОМ).

Открывают серводвигатель РКВД до I50 мм и одновременно следят за давлением пара перед разделительной диафрагмой, за выбегом ротора и другими параметрами.

Стопорный клапан ВД считают плотным, если частота вращения ротора при этих условиях и давлении пара перед СКВД I3 МПа (I30 кгс/см^2) снизится до 300 об/мин. МУТ выводят до упора в сторону "Убавить", пробковые краны устанавливают в рабочее положение, ГАБ освобождают от защелки и взводят СКВД;

г) при схеме блока без задвижек на линиях ПП плотность РКВД и СКВД проверяют раздельно, но совместно с СРКСД (при закрытых задвижках на линиях ПП аналогично изложенному в пп.2.4.I, *а* и *б*) и считают их плотными, если установившаяся частота вращения ротора в каждом опыте будет превышать не более чем на 300 об/мин частоту вращения, зафиксированную при проверке плотности СРКСД (см.п.2.4.I, *а*);

д) плотность разделительной диафрагмы проверяют при подводе пара одновременно к диафрагме, СРКСД и РКВД по следующей схеме: закрывают вентили на линиях дренажей перед СРКСД, открывают задвижки на линиях ПП, поднимают частоту вращения ротора до I000-I200 об/мин кратковременным осторожным открытием СРКСД (воздействием на МУТ); открывают задвижки на линиях ПП и поднимают давление пара перед СРКСД и разделительной диафрагмой до I,I-I,3 МПа (II-I3 кгс/см^2) прикрытием БРОУ-2; убеждаются, что давление пара перед закрытыми РКВД равно I3 МПа. Контролируют изменение частоты вращения ротора и другие параметры (см.пп.2.I.I, 2.2.I и 2.2.2).

Разделительную диафрагму считают плотной (совместно с СРКСД и РКВД), если установившаяся частота вращения ротора не превышает допустимую по кривой I рис.I. Если во время опыта давление пара в конденсаторе отличалось от 3,5 кПа (0,035 кгс/см^2), то к измеренной (опытной) частоте вращения ротора вносят поправку 80 об/мин на каждый I кПа (0,0I кгс/см^2) отклонения. При этом в пределах 3,5-8 кПа поправка берется с плюсом, а в пределах 3,5-2,0 кПа - с минусом.

2.4.2. Для проверки плотности клапанов при пуске блока по типовой технологии его режим стабилизируют при частоте вращения ротора турбины 600-700 об/мин и давлении свежего пара 6,5 МПа (65 кгс/см^2). Порядок проверки следующий:

а) при проверке плотности СРКСД собирают тепловую схему турбины аналогично описанному в п.2.4.I,*а* , поднимают давление пара перед СРКСД до 2,9 МПа и оценивают плотность СРКСД так же, как указано в п.2.4.I,*а* ;

б) при проверке плотности РКВД и СКВД используют методику, изложенную в пп.2.4.I,*б* ,*в* ,*г* ; РКВД и СКВД считают плотными, если при их раздельной проверке частота вращения ротора снижается до 200 об/мин, а при совместной с СРКСД (по схеме п.2.4.I,*г*) снижается до 400 об/мин;

в) при проверке плотности разделительной диафрагмы (совместно с СРКСД и РКВД) используют методику, изложенную в п.2.4.I,*д* , но плотность оценивают по кривой 2 рис.I.

2.5. Проверка плотности клапанов турбины К-200-I30 ЛМЗ

2.5.I. Пускают турбину по типовой технологии и стабилизируют режим блока при частоте вращения ротора 600-800 об/мин (РКСД, СКСД, задвижки на линиях дренажей турбины и промперегрева открыты; температура пара на выхлопе ЦВД не менее I50^{0}С).

2.5.2. Для проверки плотности клапанов СД закрывают байпасы ГПЗ, СКВД их расхаживающими устройствами, РКВД и РКСД с помощью МУТ; открывают задвижки на сбросных турбопроводах из горячего промперегрева в конденсатор.

Порядок проверки следующий:

а) при проверке плотности РКСД закрывают серводвигатель ЦВД-ЦСД до нуля, повышают давление пара перед ними до I,I-I,3 МПа

(II-I2 кгс/см^2) воздействием на пусковую РОУ и на задвижки сбросных паропроводов из линий ППП (температуру пара перед РКСД устанавливают не менее 240°С). Спустя I5-20 мин фиксируют установившуюся частоту вращения ротора, другие параметры (пп.2.I.I, 2.2.I, 2.2.2) и оценивают плотность РКСД по кривой I рис.2;

б) при проверке плотности СКСД их закрывают расхаживающими устройствами, открывают серводвигатель ЦВД-ЦСД на 75-80 мм по его шкале (РКСД при этом открыты, РКВД закрыты), спустя I5-20 мин фиксируют установившуюся частоту вращения ротора, другие параметры и оценивают плотность СКСД по кривой I рис.2.

2.5.3. Для проверки плотности клапанов ВД паропроводы промперегрева обеспаривают: закрывают пусковую РОУ, РКСД, открывают СКСД; открывают задвижки на сбросных паропроводах из линий ППГ. Порядок проверки следующий:

а) при проверке плотности РКВД открывают байпасы ГПЗ, устанавливают давление пара перед СКВД равным 6,5 МПа (65 кгс/см^2) корректировкой расхода топлива на котел; поднимают частоту вращения ротора до 400 об/мин с помощью МУТ; закрывают задвижки на сбросных паропроводах из линий ППГ; закрывают РКВД установкой серводвигателя ЧВД-ЧСД на 75-80 мм хода по его шкале (СКВД, СКСД и РКСД открыты), спустя I5-20 мин фиксируют установившуюся частоту вращения ротора, другие параметры и оценивают плотность РКВД по кривой 2 рис.2;

б) при проверке плотности СКВД поднимают частоту вращения ротора до 400 об/мин с помощью МУТ, закрывают СКВД расхаживающими устройствами и открывают РКВД установкой их серводвигателя на I20-I50 мм по указателю положения; спустя I5-20 мин фиксируют установившуюся частоту вращения ротора, другие параметры и оценивают плотность СКВД по кривой 2 рис.2.

2.6. Проверка плотности клапанов турбины К-300-240 и К-500-240 ЛМЗ и ХТЗ, Т-250/300-240 ТМЗ

2.6.I. Пускают энергоблок по типовой технологии с подъемом частоты вращения ротора турбины до 800 об/мин (турбины К-500-240 ХТЗ - до I000 об/мин) подачей пара только в ЦВД и сбросом его из ППП в конденсатор через клапан (задвижку) на сбросных трубопроводах (РКСД и СКСД закрыты расхаживающими устройствами, вентили на

дренажах турбины и паропроводов ППП открыты; давление свежего пара равно 2-4 МПа ≈20-40 кгс/см^2 и температура не менее 250°С).

2.6.2. Для проверки плотности клапанов СД давление пара перед ЦСД повышают в течение 30 мин до установленного в п.2.6.I значения давления свежего пара постепенным полным закрытием задвижки на сбросном трубопроводе из паропроводов промперегрева в конденсатор (до полного закрытия задвижки), а также вентилей на линиях дренажей из ЦВД и паропроводов промперегрева.

Порядок проверки клапанов следующий:

а) при проверке плотности СКСД открывают полностью РКСД расхаживающими устройствами, спустя I5-20 мин фиксируют установившуюся частоту вращения ротора и другие параметры (см.пп.2.I.I, 2.2.I и 2.2.2);

б) при проверке плотности РКСД их закрывают полностью и открывают СКСД, спустя I5-20 мин фиксируют установившуюся частоту вращения ротора и другие параметры.

Если перед этими опытами частота вращения ротора снизится до 300 об/мин, ее предварительно повышают до 400-500 об/мин открытием РКСД.

Плотность СКСД и РКСД оценивают по соответствующей кривой рис.3.

2.6.3. Для проверки плотности клапанов ВД устанавливают давление свежего пара равным 8 МПа (80 кгс/см^2) корректировкой топлива на котле, повышают частоту вращения ротора до 800 об/мин воздействием на МУТ (РКСД и СКСД открыты, задвижки на паропроводах сброса пара из паропроводов промперегрева в конденсатор и вентили на дренажах из ЦВД и паропроводов промперегрева закрыты).

Порядок проверки следующий:

а) при проверке плотности РКВД их закрывают полностью с помощью МУТ и спустя I5-20 мин фиксируют установившуюся частоту вращения ротора и другие параметры;

б) при проверке плотности СКВД их закрывают расхаживающими устройствами и открывают РКВД, спустя I5-20 мин фиксируют установившуюся частоту вращения ротора и другие параметры.

Плотность РКВД и СКВД оценивают по соответствующей кривой рис.4.

2.6.4. На турбинах, работающих в блоке с котлом, имеющим ППТО, плотность клапанов ВД проверяют при давлении свежего пара и частоте вращения ротора, указанных в п.2.6.3. При этом задвижки на паропроводах сброса пара из паропроводов промперегрева в конденсатор, а также вентили на дренажных линиях ЦВД и тракта промперегрева открыты; СКСД и РКСД закрыты расхаживающими устройствами. Проверку плотности РКВД и РКСД производят аналогично п.2.6.3, *а* и *б* и оценивают по кривой 3 рис.4. Одновременно проверяют давление пара перед клапанами СКСД, которое при установившейся частоте вращения ротора в пределах 400-800 об/мин и отсутствии протечек пара через ППТО должно быть равно соответственно 0,04-0,08 МПа (0,4-0,8 кгс/см^2).

2.7. Проверка плотности клапанов турбины К-800-240-3 ЛМЗ

2.7.1. Для проверки плотности клапанов СД прогревают систему промперегрева паром от ПСБУ-СН в соответствии с инструкцией по обслуживанию турбины (СКВД, РКВД и РКСД закрыты). В конце прогрева температуру пара перед ЦСД устанавливают соответственно тепловому состоянию ЦСД, но не менее 250°С (температура металла конечного участка паропровода горячего промперегрева перед ЦСД не менее 215°С).

Давление пара перед СКСД поднимают до 1,8-2,0 МПа (18-20 кгс/см^2) прикрытием задвижек на сбросных трубопроводах из горячего промперегрева в конденсатор, механизмы расхаживания СКВД и РКВД устанавливают в положение полного закрытия клапанов, открывают СКСД и РКСД с помощью МУТ, пускают турбину подачей пара в ЦСД и стабилизируют режим при частоте вращения ротора 800 об/мин.

Порядок проверки следующий:

а) при проверке плотности РКСД их закрывают расхаживающими устройствами и спустя 15-20 мин фиксируют установившуюся частоту вращения ротора и другие параметры (см.пп.2.1.1, 2.2.1 и 2.2.2);

б) при проверке плотности СКСД их закрывают, а РКСД открывают расхаживающими устройствами и спустя 15-20 мин фиксируют установившуюся частоту вращения ротора и другие параметры (если перед опытом частота вращения ротора будет ниже 300 об/мин, ее предварительно повышают до 400-500 об/мин приоткрытием РКСД).

Плотность РКСД и СКСД оценивают по кривой 2 рис.3.

2.7.2. Устанавливают МУТ в положение, соответствующее полному закрытию клапанов, механизмы расхаживания СКВД, РКВД и СКСД переводят в рабочее положение, систему промперегрева обеспаривают.

2.7.3. Для проверки плотности клапанов ВД устанавливают частоту вращения ротора 700-800 об/мин. При этом СКСД, РКСД, дренажи турбины и паропроводов промперегрева открыты; температура пара (металла) на выхлопе ЦВД не ниже 200°С, температура пара перед ЦСД не ниже 250°С; температура среды перед ВЗ котла равна 360-370°С (из условия получения в ВС пароводяной смеси со степенью сухости 18-20%).

Давление свежего пара устанавливают равным не менее 8 МПа (80 кгс/см^2) корректировкой расхода воды и топлива на котел и регулировкой открытия ПСБУ, режим блока стабилизируют.

Порядок проверки следующий:

а) при проверке плотности РКВД их закрывают расхаживающими устройствами и спустя 15-20 мин фиксируют установившуюся частоту вращения ротора и другие параметры;

б) при проверке плотности СКВД их закрывают и открывают РКВД расхаживающими устройствами, спустя 15-20 мин фиксируют установившуюся частоту вращения ротора и другие параметры.

Плотность РКВД и СКВД оценивают по кривой I рис.4.

3. ПРОВЕРКА ПАРОВОЙ ПЛОТНОСТИ РК, ПРД И ПОВОРОТНЫХ ЗАСЛОНОК РЕГУЛИРУЕМЫХ ОТБОРОВ ПАРА, ПРОВЕРКА РАБОТЫ ОБРАТНЫХ И ПРЕДОХРАНИТЕЛЬНЫХ КЛАПАНОВ

3.1. Общие положения

3.1.1. Парораспределительные органы регулируемых отборов пара должны быть плотными для исключения опасного повышения частоты вращения ротора турбины обратным потоком пара из линий отбора при мгновенном сбросе до нуля электрической нагрузки ТГ.

3.1.2. Обратные клапаны на линиях регулируемых отборов пара должны быть плотными для исключения опасного повышения частоты вращения ротора обратным потоком пара из линий отбора при мгновенном сбросе до нуля электрической нагрузки ТГ и отказе закрытия РК, ПРД или регулирующей заслонки отбора.

Обратные клапаны оборудуются силовым (чаще серводвигательным) приводом для принудительной посадки по сигналу от АБ, если турбина эксплуатируется по отбору в параллель с РОУ или другими турбинами, а также при высоком давлении пара регулируемого промышленного отбора.

Турбины Т-100-130, Т-175-130 и Т-250/300-240 ТМЗ, ПТ-80-130 и Т-180/210-130 ЛМЗ предохраняются от опасного разгона ротора обратным потоком пара из конденсатосборников индивидуальных подогревателей сетевой воды с помощью специальных дроссельных решеток.

Исправность принудительных приводов ОК и ограничивающих решеток должна обеспечиваться правильной их эксплуатацией и ремонтом.

3.1.3. Предохранительные клапаны регулируемых отборов пара и противодавления турбины предохраняют ее от опасного повышения давления пара в камерах отбора (или на выхлопе), возможного в случае отказа АСР.

Предохранительные клапаны регулируемых отборов пара должны быть настроены и проверяться в установленные сроки независимо от условий эксплуатации - с расходом или без расхода пара в отбор.

3.1.4. Обратные клапаны регенеративных отборов пара на плотность не проверяются, если не имеется об этом специальных указаний завода-изготовителя турбины.

3.1.5. Условия проведения испытаний аналогичны изложенным в пп.2.1.1 и 2.1.5.

3.2. Проверка плотности обратных клапанов регулируемых отборов пара

3.2.1. Плотность ОК каждого регулируемого отбора пара проверяют или при пуске турбины, или при ее останове. При наличии у отбора пара нескольких трубопроводов установленные на них ОК проверяются одновременно.

3.2.2. При пуске турбины плотность ОК проверяют по следующей методике:

а) устанавливают проверенный манометр класса 1,0 для измерения давления пара между ОК и задвижкой на линии отбора, проверяют исправность указателя положения серводвигателя принудительного закрытия ОК; подготавливают ручной тахометр для измерения частоты вращения ротора;

б) стабилизируют режим работы турбины и блока при частоте вращения ротора $(0,2\text{-}0,3)n^{н}$; закрывают ГПЗ и их байпасы (при наличии последних), а также СКВД и РКВД и убеждаются, что давление пара перед ними отсутствует (вентили на линиях дренажей между ГПЗ и СКВД открыты);

в) открывают медленно и поочередно задвижки на каждой линии регулируемого отбора пара (или на линии от постороннего источника пара - см.п.3.2.4) и поднимают давление пара между задвижками и ОК, контролируя частоту вращения ротора.

Плотность ОК считают удовлетворительной, если установившаяся при испытании частота вращения ротора $n^{оп}$ удовлетворяет следующему условию:

$$n^{оп} \leq n^{доп} \frac{p_{отб}^{оп}}{p_{отб}^{макс}}, \qquad (2)$$

где $n^{доп} = 0,25n^{н}$ - допустимая (максимальная) частота вращения, развиваемая ротором за счет работы пара, протекающего в турбину из линии отбора через неплотности ОК при максимальном давлении пара отбора ($p_{отб}^{макс}$);

$p_{отб}^{оп}$ - давление пара между задвижкой и ОК в опыте.

3.2.3. При останове турбины плотность ОК проверяют по следующей методике:

а) выполняют подготовку к испытанию (см.п.3.2.2,*а*);

б) стабилизируют режим блока (турбины) на холостом ходу при номинальной частоте вращения ротора;

в) открывают осторожно задвижки на линиях регулируемого отбора пара (или на линии от постороннего источника - см.п.3.2.4), контролируя давление пара между задвижками и ОК положение серводвигателя РКВД и частоту вращения ротора, которую одновременно поддерживают номинальной воздействием на МУТ. В случае полного закрытия РКВД и, как следствие, произвольного подъема частоты вращения ротора из-за выхода его из-под управления АСР, опыт прекращают закрытием задвижки на линии отбора и ОК считают неплотным. В случае нормальной работы АСР опыт продолжают;

г) вводят в работу ОМ турбины так, чтобы частота вращения ротора снизилась не более чем на 0,2-0,25% номинальной (при отсутст-

вии ОМ серводвигатель РКВД подпирают специальным упором, ограничивающим ход его в сторону открытия РК), записывают частоту вращения ротора n_1 , положение серводвигателя РКВД (с точностью $\pm 0{,}5$ мм) и параметры пара, в том числе давление пара между задвижкой и ОК;

д) снижают давление пара между задвижкой и ОК и после полного закрытия задвижек на линиях регулируемого отбора пара измеряют установившуюся частоту вращения ротора n_2 . При этом положение серводвигателя РКВД должно оставаться равным записанному в п.3.2.3,г . Плотность ОК считают удовлетворительной, если снижение частоты вращения удовлетворяет следующему условию:

$$n_1 - n_2 \leq 0{,}25 n^{н} \frac{p_{отб}^{оп}}{p_{отб}^{макс}} \quad . \qquad (3)$$

3.2.4. Линия для подвода пара к ОК от постороннего источника должна иметь две задвижки для отключения ее от источника пара и от линии отбора (после испытания ОК), манометры для контроля давления пара за задвижками и линию дренажа (из минимальной отметки) и должна быть рассчитана на расход пара

$$D = 0{,}1 \xi D_0^{xx}, \qquad (4)$$

где ξ - коэффициент ценности пара отбора [26];
D_0^{xx} - расход пара на холостой ход турбины.

3.3. Испытание предохранительных клапанов регулируемых отборов пара

В зависимости от конструкции предохранительных клапанов (статические или астатические [8]) и конструкции парораспределительного органа отбора (РК, ПРД или поворотная заслонка, обладающие неравнозначными возможностями по плотности), а также в зависимости от значения параметров свежего пара (пускается или останавливается блок) предохранительные клапаны отборов пара испытывают при соответствующих условиях.

3.3.I. Испытание предохранительных астатических клапанов промышленных отборов пара при пуске блока проводят по следующей методике:

а) устанавливают проверенный манометр класса 0,6 для измерения давления пара в камере отбора; проверяют исправность указателей положения серводвигателя РК отбора пара и предохранительных клапанов; закрывают вентиль на соединительной (импульсной) линии РД;

б) проверяют визуально исправность предохранительных клапанов;

в) стабилизируют режим пускаемого блока при частоте вращения ротора турбины $(0,2 \div 0,3) n^{н}$. Если из опыта эксплуатации турбины известно, что плотность клапанов отбора пара высокая, вентили на линиях дренажей из ЧВД оставляют открытыми;

г) инструктируют и расставляют по местам участвующий в испытании персонал: для управления механизмом РД, МУТ и одновременного контроля давления пара в камере отбора и частоты вращения ротора; для экстренного отключения турбины воздействием на ее защиту при опасном повышении давления пара в камере отбора или частоты вращения ротора, а также при осевом (относительном) смещении ротора за пределы допустимого;

д) прикрывают РК регулируемого отбора пара с помощью механизма управления РД, контролируя ход серводвигателя, давление в отборе и другие параметры (см.п.3.3.I,г). В случае полного закрытия РК отбора давление в камере его повышают открытием РКВД и следят за повышением частоты вращения ротора и давления в камере отбора.

Опыт заканчивают прикрытием РКВД и открытием РК отбора в случаях:

- срабатывания предохранительного клапана;
- повышения давления в камере отбора до верхнего предела настройки предохранительных клапанов;
- невозможности дальнейшего повышения давления пара в камере отбора до нежелательного уровня по условиям прогрева турбины.

При срабатывании клапанов фиксируют давление пара в камере отбора и факт смещения штока предохранительного клапана на полный ход;

е) устанавливают на грузовой рычаг сработавшего клапана дополнительный груз (не нарушая установку основных) с расчетом по-

вышения уровня его срабатывания на 5-10% и опыт повторяют, испытывая 2-й клапан по методике, изложенной в п.3.3.1,*д* ;

ж) снимают с грузового рычага дополнительные грузы, открывают вентиль на соединительной линии к РД.

3.3.2. Испытание предохранительных астатических клапанов промышленных отборов пара на холостом ходу турбины проводят по методике, изложенной в п.3.3.1, но при номинальной частоте вращения ротора. Давление пара в конденсаторе при этом устанавливают не более 10 кПа (0,1 кгс/см^2). Прикрытие РК отбора ведут не спеша, но и без излишней затяжки.

Если после полного закрытия РК отбора давление в камере отбора не достигнет необходимого значения, опыт прекращают открытием РК отбора. Опыт повторяют после закрытия всех дренажей из турбины.

После успешного испытания предохранительных клапанов таким методом проверку плотности РК отбора не выполняют (так как РК плотные). Выполняют операции по п.3.3.1,*ж* .

3.3.3. Испытание предохранительных клапанов отборов пара при работе турбины под нагрузкой.

Статические предохранительные клапаны, а также астатические клапаны в сочетании с ПРД и поворотными заслонками в качестве регулирующих органов отбора проверяют по следующей методике:

а) выполняют подготовительные операции аналогично изложенному в пп.3.3.1,*а* , *б* , *г* ;

б) стабилизируют режим блока при конденсационной нагрузке турбины в пределах (0,15÷0,20) $N_э^{н*}$ и записывают давление пара в камере отбора $P_{отб}$ (при полностью открытых РК отбора);

в) прикрывают РК (ПРД, заслонку) отбора воздействием на механизм управления РД, контролируя подъем давления пара в камере отбора, ход серводвигателя РКВД и РК отбора, электрическую нагрузку ТГ и фиксируют давление пара в камере отбора в момент срабатывания предохранительного клапана и ход его штока. При испытании статического клапана давление пара в отборе продолжают повышать и фиксируют его также при смещении штока предохранительного клапана на полный ход.

---

*При испытании астатического предохранительного клапана нагрузка ТГ должна соответствовать расходу пара через полностью открытый предохранительный клапан.

Опыт прекращают:

- открытием РК (ПРД, заслонки) отбора механизмом управления РД после нормального испытания клапана;

- отключением турбины воздействием на защиту при отказе посадки астатического клапана и неуспешной попытке принудительной его посадки имеющимися средствами;

г) выполняют операции по п.3.3.I,*ж*.

В оперативном журнале указывают давление пара в момент срабатывания каждого клапана, полный ход каждого клапана и давление пара при полном ходе каждого статического клапана.

3.4. Проверка плотности пароразпределительных органов регулируемых отборов пара турбины

Плотность пароразпределительных органов каждого отбора проверяют на холостом ходу турбины по следующей технологии:

а) выполняют подготовку аналогично пп.3.3.I,*а*, *б*, *г*; 2.2.I-2.2.3;

б) устанавливают номинальную частоту вращения ротора (задвижки на всех регулируемых и регенеративных отборах пара закрыты, подогреватели отключены по воде, где это предусмотрено конструкцией их, выполнены условия п.2.I.6, 2.2.2);

в) закрывают плавно (но без излишнего замедления) пароразпределительные органы отбора, действуя на механизм управления РД и контролируя положение серводвигателей РК, давление пара в камере отбора и другие параметры, и выполняют следующее:

- при проверке плотности ПРД и поворотных заслонок теплофикационного отбора на не полностью остывшей турбине закрывают вентили на линиях дренажей из ЧВД и ЧСД через I5-20 мин после начала опыта (опыт может продолжаться 25-30 мин);

- при проверке плотности РК промышленных регулируемых отборов пара закрывают вентили на линиях дренажей (если в ходе опыта выявится в этом необходимость) только после прекращения опыта открытием РК отбора. После этого опыт повторяют согласно указаниям п.3.4,2.

Плотность пароразпределительного органа считают удовлетворительной, если в процессе его закрытия (частичного или полного) в

камере регулируемого отбора установится давление пара, указанное заводом-изготовителем турбины в соответствующем формуляре (инструкции), а при отсутствии указания завода - максимально возможное в условиях эксплуатации турбины (в пределах расчетного).

3.5. Испытание предохранительных клапанов противодавления турбины

Предохранительные клапаны противодавления турбины проверяют аналогично предохранительным клапанам отборов пара: астатические - по методике пп.3.3.1 и 3.3.2, статические - по методике п.3.3.3. Давление пара повышают прикрытием задвижки на линии противодавления

4. ИСПЫТАНИЕ ПРОТИВОРАЗГОННОЙ ЗАЩИТЫ ТУРБИНЫ

4.1. Общие положения по проверке противоразгонной защиты

4.1.1. Предохранение турбогенератора от особо опасных режимов, способных вызвать его разрушение, осуществляет система защиты, частично связанная с АСР, но действующая независимо от нее. При достижении предельно допустимой частоты вращения ротора турбины противоразгонная защита вступает в действие и прекращает доступ пара в турбину быстрым закрытием всех СК, КОС, КОСМ, отсечных клапанов и РК, если последние не были закрыты действием АСР. Быстродействие и надежность защиты определяется условием, изложенным в п.1.6.

Противоразгонные функции выполняет также АСР по каналам РС и БРФ.

4.1.2. Настройку, испытание и эксплуатацию противоразгонной защиты производят в соответствии с условиями, указанными в пп.1.1 и 1.3.

4.1.3. Эксплуатация турбины с неисправным или отключенным по какой-либо причине одним из двух бойков АБ, а также с неисправным гидравлическим АБ запрещается. При обводнении масла и ухудшении его качества срок между проверками АБ сокращают за счет дополнительного расхаживания его бойков (колец) маслом на холостом ходу турбины с обязательной проверкой всей цепи защиты. Периодичность дополнительного расхаживания АБ определяет главный инженер электро-

станции с учетом конкретных условий работы защиты. Одновременно разрабатывают и внедряют мероприятия по устранению причин обводнения или ухудшения качества масла.

4.2. Проверка противоразгонной защиты на остановленной турбине

4.2.I. Перед пуском турбины проверяют визуально правильность функционирования и скорость срабатывания органов противоразгонной защиты при воздействии на ЗУ (рычаг выключения турбины) по месту и дистанционно, а также скорость закрытия (визуально) и отсутствие видимых заеданий серводвигателей всех РК и СК, а также ОК всех регулируемых и регенеративных отборов пара. При пуске турбины после монтажа и капитального ремонта время закрытия серводвигателей СК, РК (ПРД, поворотных заслонок), ОК регулируемых отборов и КОС измеряют по следующей методике[1]:

а) собирают схему измерения времени закрытия серводвигателей и ходов золотников (последнее делают только при специальных исследованиях) или схему осциллографирования АСР и защиты (см.приложения 7-9). Подготавливают КИП в соответствии с приложениями 2,3 и (пп.I и 2) приложения II;

б) включают пусковой НРТ, устанавливают давление и температуру рабочей жидкости в АСР в соответствии с указаниями завода-изготовителя турбины;

в) проверяют отключение турбины задвижками на паропроводах свежего пара, горячего промперегрева, производственных и теплофикационных отборов;

г) открывают СК (ОК, КОС) полностью, а РКВД до положения, соответствующего номинальной нагрузке, и записывают в журналы наблюдений положение серводвигателей и другие параметры;

д) включают осциллограф (схему измерения времени) и воздействуют на ЗУ или рычаг выключения турбины. Опыт проводят сначала раз-

---

[1] При исследовании кулачкового парораспределения головных турбин осциллографируют также ход каждого РК, которые закрывают воздействием на защиту.

дельно по цепи каждого бойка (ЗАБ), а затем при установке защиты в нормальное рабочее положение; опыт повторяют при дистанционном воздействии на каждое ЗУ в отдельности и затем одновременно на оба ЗУ). Ход серводвигателя СК при повторении опыта ограничивают их расхаживающим устройством до значения I0-I5%, достаточного для включения концевого выключателя;

е) осциллографируют процессы запуска БРФ и работы АСР. За начало процесса принимают момент выхода сигнала от выходного реле защиты, отключающей ТГ и запускающей одновременно БРФ;

ж) осциллографируют работу КОС. За начало процесса принимают момент поступления напряжения на соленоиды импульсных клапанов (КИС), а конец - момент посадки привода КОС. Это время должно быть не более I с [9]. Допускается осциллографирование электрических сигналов от свободных блок-контактов реле системы сигнализации положения КИС и КОС.

4.2.2. Из осциллограммы процесса работы АСР и защиты определяют:

а) время запаздывания закрытия серводвигателей СК, РК, ОК, золотников и других элементов (t_4, t_5, t_6 и т.д. на рис.5). Время запаздывания серводвигателей исчисляют от момента воздействия на защиту - момент быстрого воздействия на орган ручного выключения турбины, появление на соленоидах ЗУ или ЭМП напряжения;

б) время перемещения (собственное время закрытия) РК, СК, ОК и золотников (T_4, T_5, T_6 и т.д. на рис.5).

Общее время закрытия серводвигателя (t + T) не должно превышать значений, указанных заводом-изготовителем турбины в ее инструкции (формуляре).

Если время закрытия серводвигателей клапанов заводом-изготовителем не дано (турбины выпуска до I950 г.), его определяют испытанием после ремонта и принимают за норму при условии, что АСР удовлетворяет требованию ПТЭ в части мгновенного сброса электрической нагрузки.

4.2.3. Из осциллограммы запуска БРФ дополнительно определяют время запаздывания тока ЭМП, которое должно быть менее времени запаздывания выключателя ТГ на 0,06-0,08 с (относительно момента выхода сигнала из выходного реле защиты).

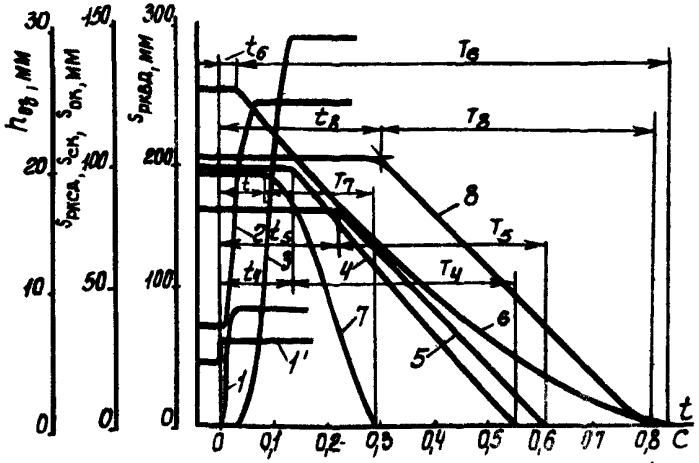


Рис.5. Осциллограмма процесса работы АСР и защиты (на остановленной турбине): I и I' - перемещение ЗАБ или сигнал от электроконтактов ЗАБ (ток соленоидов ЗАБ) соответственно; 2 - перемещение отсечного золотника (ОЗ) серводвигателя РКВД; 3 - перемещение ОЗ серводвигателя РКСД; 4 - перемещение СКВД; 5 - перемещение СКСД; 6 - перемещение серводвигателя РКВД; 7 - перемещение серводвигателя РКСД; 8 - перемещение серводвигателя ОК

4.3. Подготовка к испытанию противоразгонной защиты на холостом ходу турбины

4.3.I. Проверяют плотность РК и СК (см.разд.2 и 3), в связи с чем выполняют подготовку в объеме разд.2.2.

4.3.2. Устанавливают на отметке обслуживания турбины специальный проверенный манометр, позволяющий с точностью I% (не менее) контролировать давление пара перед турбиной в период испытаний, которое должно соответствовать значениям, приведенным в п.4.6.2, *а* или *б*.

4.3.3. Проверяют соответствие давления рабочей жидкости в системе регулирования и линиях защиты заводским данным, исправность всех регулирующих и парозапорных органов (осмотром); нормальное функционирование электрической схемы приводов ГПЗ и их байпасов, схемы дистанционного выключения турбины; наличие у турбины и исправность средств пожаротушения.

4.3.4. Устанавливают напряжение статора генератора 90% номинального.

4.4. Проверка надежности закрытия клапанов турбины при работе ее на холостом ходу

4.4.I. Устанавливают номинальную частоту вращения ротора ТГ, СК открывают полностью.

4.4.2. Расставляют участвующий в испытаниях персонал с таким расчетом, чтобы после срабатывания защиты ему было видно положение серводвигателей всех РК, СК, ОК, КОСМ и отсечных клапанов.

4.4.3. Записывают положение серводвигателей и параметры пара.

4.4.4. Нажимают кнопку ЭУ и убеждаются, что все клапаны быстро закрылись; отпускают кнопку ЭУ и убеждаются, что клапаны остались закрытыми, ротор ТГ продолжает выбег. Записывают параметры. При частоте вращения ротора $(0,8 \div 0,7)n^{н}$ защиту выводят и частоту вращения ротора восстанавливают до номинального значения.

4.4.5. Повторяют опыт при поочередном воздействии на второе ЭУ и на ключ останова турбины (дистанционно). При ненадежном закрытии (медленном, неравномерном или неполном) какого-либо серводвигателя принимают меры к устранению выявленного недостатка и опыт повторяют.

4.5. Испытание бойков АБ маслом при работе турбины на холостом ходу

4.5.I. Устанавливают частоту вращения ротора, указанную в инструкции завода-изготовителя (для этого опыта) или равную $0,95n^{н}$.

4.5.2. Расставляют персонал по местам (см.п.4.4.2).

4.5.3. Переводят переключающий механизм АБ в положение для раздельного испытания бойка и подают масло к бойку.

4.5.4. Повышают медленно частоту вращения ротора воздействием на МУТ и фиксируют ее значение в момент срабатывания бойка (кольца). Если боек сработает при частоте вращения ротора, отличающейся более чем на I% от той, что имела место в момент сраба-

тывания бойка при предыдущем аналогичном испытании, опыт повторяют, если при повышении частоты вращения до $(1,02 \div 1,03) n^{н}$ боек не сработает, опыт прекращают и выясняют причины отказа; если боек сработает при частоте вращения ротора, равной той, что имела место в момент срабатывания бойка при предыдущем испытании, перекрывают подачу масла к бойку, снижают частоту вращения до исходной, фиксируют частоту вращения ротора в момент посадки бойка на место. Производят аналогично испытание второго бойка. Результаты испытания отражают в технической документации на АБ и в оперативном журнале начальника смены.

При испытании колец АБ турбин ПО ТМЗ удостоверяют только факт срабатывания кольца, так как из-за малой астатичности (при номинальной частоте вращения ротора) состояние его настройки можно оценить только при испытании повышением частоты вращения ротора.

рганизация испытания бойков АБ
ыжением частоты вращения ротора ТГ

Испытание АБ повышением частоты вращения ротора является заключительным в комплексе испытаний противоразгонной защиты (см.разд.2,3 и пп.4.2-4.5) и наиболее ответственным. Его выполняют при соблюдении ряда условий.

4.6.I. Ограничивают расход пара на турбину (с целью исключения возможности разгона ротора ТГ свыше частоты $I,I3\,n^{н}$) двумя возможными способами в зависимости от параметров пара;

а) при давлении пара, близком к номинальному, прикрывают байпасы ГПЗ (или ГПЗ) так, чтобы при номинальной частоте вращения ротора перепад давления пара $\Delta p^{нач} = p_0 - p_1$ на байпасе установился около $0,2\,p_0$, где p_0 - давление пара перед ГПЗ, p_1 - давление пара за ГПЗ [23].

Тогда при подъеме частоты вращения ротора до $(I,I2 \div I,I3) n^{н}$ в байпасе ГПЗ должен установиться критический расход пара, характеризующийся отношением давлений $p_1 : p_0 \leqslant 0,55$ и не зависящий от дальнейшего открытия РКВД. Если в ходе опыта выявится, что это условие не соблюдается (частоту вращения ротора не удается повысить до нужного уровня или отношение $p_1 : p_0$ значительно больше 0,55), частоту вращения ротора снижают до $n^{н}$, корректируют $\Delta p^{нач}$ и опыт повторяют;

б) устанавливают (в процессе пуска блока по типовой программе) давление свежего пара равным 2-3 МПа (20-30 кгс/см^2) и производят испытание АБ, причем после повышения частоты вращения ротора до $(1{,}105 \div 1{,}111)\,n^{н}$ проверяют значение открытия РКВД. Если оно составляет 85-90% их открытия, соответствующего номинальной нагрузке ТГ, опыт заканчивают повышением частоты вращения ротора до срабатывания бойка АБ. При отклонении открытия РКВД от указанного значения частоту вращения ротора снижают до номинальной, давление свежего пара соответственно корректируют и опыт повторяют.

4.6.2. Расставляют по местам и инструктируют участвующий в испытании персонал с учетом условий, изложенных в пп.13.2, 13.4 и 13.6. Оперативный руководитель испытаний располагается у кнопки ручного отключения турбины (ЗУ) и контролирует частоту вращения ротора по стрелочному тахометру (частотомеру).

Другие участники испытаний контролируют частоту вращения ротора по следующим приборам:

- стрелочному частотомеру класса 0,2;
- тахометрам на турбине и на БЩУ (сверенным по стрелочному частотомеру в пределах его шкалы);
- ручному тахометру с ценой деления не более 20 об/мин (при его установке должно быть исключено проскальзывание валика тахометра относительно хвостовика ротора);
- манометру давления на линии нагнетания импеллера, проградуированному в оборотах в минуту (по частоте вращения ротора ТГ).

Текущее значение частоты вращения ротора определяют по стрелочным приборам, сверяя взаимно их показания в процессе опыта, максимальное (момент срабатывания бойка) - по электронно-цифровому.

4.6.3. Включают в работу следующие блоки ЭЧСР, обеспечивающие противоразгонную защиту ТГ:

а) блок дифференциатора, закрывающий РК турбины при повышении частоты вращения ротора более $1{,}03\,n^{н}$ с ускорением, превышающим расчетное значение;

б) блок предварительной защиты, закрывающий РК и СК турбины при повышении частоты вращения ротора более $1{,}04\,n^{н}$ с ускорением, превышающим расчетное значение, и обеспечивающий последующее открытие СК и РК в необходимой последовательности при исчезновении превышения частоты вращения и ускорения над расчетными значениями (для турбин ПОТ ЛМЗ).

4.6.4. Отключают на время испытаний блоки начальной коррекции неравномерности и разгрузки по давлению свежего пара в электроприставках ЭПК-300. В электроприставках, входящих в состав ЭЧСР турбин К-500-240-2, К-500-240-4, К-800-240-4, К-800-240-5, К-1200-24С и других отключение каких-либо блоков не требуется.

4.6.5. Оперативным руководителем испытаний назначают начальника турбинного цеха (КТЦ) или его заместителя. Испытания ведут строго по рабочей программе.

4.7. Испытание бойков АБ повышением частоты вращения ротора ТГ

4.7.1. Готовят режим блока и турбину согласно указаниям пп.4.6.2, 4.6.4 и 13.2. Переводят на сигнал защиту, отключающую котел при закрытии СК (работоспособность цепей дистанционного отключения турбины при этом сохраняют).

4.7.2. Расставляют по рабочим местам и инструктируют участвующий в испытаниях персонал (см.п.4.6.3).

4.7.3. Производят проверку надежности закрытия клапанов защитой (см.п.4.4).

4.7.4. Записывают показания всех частотомеров и тахометров, давление пара перед и за ГПЗ, в конденсаторе, открытие серводвигателей РКВД, давление рабочей жидкости в линиях защиты и АСР, в том числе в линиях нагнетания и всасывания импеллера; параметры тепломеханического состояния турбины.

4.7.5. Удаляют из опасной зоны ТГ посторонних лиц и объявляют по поисковой связи об испытании АБ турбины.

4.7.6. Воздействуют на МУТ или разгонное устройство так, чтобы повышение частоты вращения ротора от $n^н$ до $1{,}12\,n^н$ происходило равномерно и в течение 20-90 с, серводвигатель РКВД после очередного дозирования расхода пара возвращался к исходному положению. В момент срабатывания бойка фиксируют частоту вращения ротора (при наличии импеллера - давление в линии всасывания и нагнетания его).

В случае повышения частоты вращения ротора до 112% и отказа срабатывания бойка опыт прерывают воздействием на защиту и выясняют причины.

4.7.7. Отключают сработавший боек и испытывают аналогично второй, при этом фиксируют частоту вращения ротора в моменты срабатывания и первого, и второго бойков.

При отклонении настройки бойка за пределы, установленные заводом или ПТЭ, его настраивают или ревизуют, исходя из выявленного дефекта, и испытание обоих бойков повторяют в изложенной последовательности.

4.7.8. При наличии у АБ лишь одного бойка его испытывают дважды.

4.7.9. Анализируют (для накопления опыта) режим проведенного испытания, пользуясь диаграммами приборов, регистрирующих давление пара в регулирующей ступени и давление рабочей жидкости в линии управления РК. При правильном ведении опыта значение пиков давления на лентах не должно превышать 5-10% номинальной.

4.8. Расхаживание бойков АБ при работе турбины под нагрузкой

4.8.1. Опыт проводят при частоте электросети не менее 49,5* Гц в следующем порядке:

а) расставляют операторов у механизма расхаживания бойков и у МУТ;

б) расхаживают каждый боек АБ в соответствии с инструкцией завода-изготовителя турбины. Возврат механизма расхаживания в рабочее положение производят плавно, контролируя своевременность посадки бойка на место.

4.8.2. Если во время расхаживания бойков произойдет закрытие парораспределительных органов, оперативно выполняют следующее:

а) переводят механизм расхаживания в рабочее положение, при котором масло не поступает в камеры бойков, и убеждаются в возврате бойка на место;

---

*У ряда турбин частота вращения ротора, соответствующая посадке бойка после его срабатывания, может оказаться более 49,5 Гц. У этих турбин бойки следует испытывать при более высокой частоте, желательно при 50 Гц.

б) устанавливают МУТ в положение, соответствующее полному закрытию РКВД и СКВД, и взводят защиту;

в) нагружают турбину до 25-30% номинальной нагрузки быстро, а затем со скоростью, обусловленной эксплуатационной инструкцией. Продолжительность операций по пп.4.8.2, *а* и *б* не должны превышать времени, допускаемого заводом-изготовителем турбины при беспаровом режиме.

Дефект механизма расхаживания устраняют.

5. СТАТИЧЕСКИЕ ИСПЫТАНИЯ АСР НА ОСТАНОВЛЕННОЙ ТУРБИНЕ

Целью статических испытаний АСР на остановленной турбине является проверка соответствия ее настройки (технического состояния узлов) требованиям завода-изготовителя турбины, в частности, выявление степени неравномерности АСР по ходу ЗРС, неравномерности регулирования давления пара, нечувствительности и устойчивости.

5.I. Подготовка к статическим испытаниям

5.I.I. Подготавливают турбину в объеме требований п.I3.2.

5.I.2. Составляют перечень КИП и приспособлений, необходимых для испытания в соответствии с рабочей программой (см.приложения 3 и пп.I и 2 приложения II).

5.I.3. Поверяют КИП с составлением перечня поправок и устанавливают их на турбину.

5.I.4. Подготавливают журналы наблюдений (см.п.3 приложения II) и бланки для построения графиков в процессе испытания; подбирают технические материалы (графики предыдущих испытаний, расчетные характеристики и др.) и в результате анализа их назначают опытные точки - значения задающего параметра - в количестве, достаточном для построения достоверной зависимости.

5.I.5. Проверяют визуально работу системы снабжения АСР рабочей жидкостью: значение и стабильность давлений в линии нагнетания НРТ, после фильтров, в линиях управления; работу аккумуляторов жидкости, эксгаустеров (при масляной системе), температуру рабочей жидкости.

5.I.6. Проверяют отключение турбины от котла и получают разрешение на проведение испытания.

5.I.7. Стабилизируют температуру рабочей жидкости в соответствии с указанием завода-изготовителя.

5.I.8. Для испытания АСР турбин выпуска до I950 г. (с "тихоходным" РС) удаляют из РС пружины для получения свободы перемещения его муфты, если в конструкции не предусмотрено устройство для перемещения ЗРС.

5.2. Испытание цепи регулирования частоты вращения ротора конденсационных турбин

5.2.I. Устанавливают все механизмы управления узлами АСР в нормальное рабочее положение (ОМ турбины, разгонное устройство, механизмы расхаживания серводвигателей, механизм управления регулятора "до себя" и др.).

5.2.2. Расставляют наблюдателей по местам и обучают их (см. п.4 приложения II).

5.2.3. Устанавливают МУТ (ЗРС, муфту РС) на упор при закрытых РК и по команде записывают положение МУТ, промежуточных усилителей, серводвигателей РК и СК; значения давлений силовой жидкости, в линиях управления РК и СК и др.; температуру рабочей жидкости (последнюю фиксируют в начале и конце опыта).

5.2.4. Проверяют правильность произведенных отсчетов показаний приборов (записи контролируют до освоения наблюдателями техники отсчета).

5.2.5. Устанавливают очередную опытную точку смещением МУТ в направлении "Прибавить", не допуская обратного его хода в случае смещения далее намеченного положения. Это условие подготовки опытной точки необходимо и обязательно для выявления нечувствительности АСР и механизмов. Через 3-5 с по команде производят запись наблюдаемых параметров.

Действуя аналогично, МУТ перемещают ступенями до его упора при открытых РК, а затем перемещают в обратную сторону (ступенями) до упора при закрытых РК.

5.2.6. Вводят к опытным параметрам поправки (разд.I2.I) и строят характеристики (рис.6), из которых определяют следующее:

а) моменты вступления в работу усилителей и серводвигателей по ходу МУТ и значение полных их ходов;

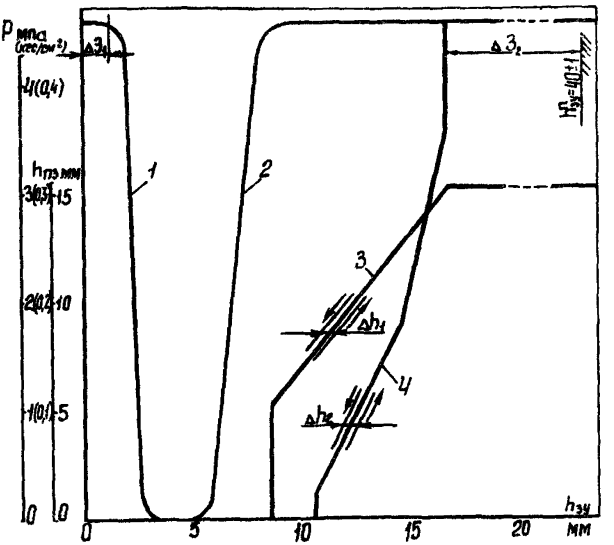


Рис.6. Характеристика золотника управления турбины К-300-240 ЛМЗ:

I - ход золотника регулятора безопасности; 2 - изменение давления масла в линии управления автоматическими затворами; 3 - ход буксы промзолотника $h_{пз}$; 4 - изменение давления масла в линии управления РК

б) значение неравномерности АСР, выраженное в миллиметрах хода МУТ (ЗРС) и соответствующее ходу серводвигателя РКВД от положения его при номинальной нагрузке ТГ до положения при нулевой (холостой ход ТГ);

в) нечувствительность узла Δh_1 и канала АСР Δh_2, выраженную в единицах хода МУТ;

г) значение запасов хода МУТ ($\Delta 3_1$) от его упора при закрытых РК до положения в момент включения в работу первого механизма, а также от его положения в момент окончания изменения давления в линии управления РК до упора МУТ при открытых РК ($\Delta 3_2$).

В случае отклонения какого-либо параметра опытных характеристик за пределы указанного заводом допуска настройка механизмов канала регулирования скорости должна быть откорректирована до пуска турбины (с повторным испытанием АСР).

5.3. Испытание цепи регулирования частоты вращения ротора и цепи регулирования противодавления турбин с противодавлением

5.3.1. Снимают характеристики цепи регулирования частоты вращения ротора методом, изложенным в разд.5.2.

5.3.2. Повторяют опыт при установке ЗРД в положение, соответствующее максимальной электрической нагрузке турбины (минимальное противодавление), и одновременно убеждаются, что РС полностью закрывает РК, после чего имеет еще достаточный запас хода.

5.3.3. Устанавливают МУТ и ЗРС в положение, соответствующее максимальному расходу свежего пара и номинальной частоте вращения ротора, и снимают характеристики регулирования противодавления посредством ступенчатого перемещения ЗРД (опрессовкой мембраны РД, см.разд.5.6). При этом убеждаются, что РД может закрыть РК турбины до положения их при нулевой нагрузке ТГ (не более во избежание беспарового режима турбины).

5.3.4. Снимают диаграмму положений ЗРД, ЗРС и серводвигателя (по указаниям завода-изготовителя турбины).

5.3.5. Строят характеристики по данным пп.5.3.1 и 5.3.2 аналогично п.5.2.6 и дополнительно характеристики канала РД, диаграмму положения золотников и сервомотора РК.

5.4. Испытание цепи регулирования частоты вращения ротора и цепей регулирования давления пара регулируемых отборов турбины

5.4.1. Снимают по методике разд.2 характеристики цепи регулирования частоты вращения ротора при положении переключателя режимов и ЗРД, соответствующем режиму без отборов пара.

5.4.2. Повторяют опыт при положении переключателя режимов для работы с отборами пара и положении ЗРД, соответствующем максимальному, нулевому и частичным отборам пара, и при этом убеждаются в следующем:

а) при положениях ЗРД и переключателя режимов, соответствующих максимальным расходам пара в регулируемые отборы, и положении МУТ, соответствующем максимальной электрической нагрузке ТГ на режиме с отборами пара, можно полностью закрыть серводвигатели РКВД, РКСД и ПРД (поворотных заслонок) смещением ЗРС в сторону "Убавить", при этом остается положенный запас хода ЗРС; смещением ЗРС в сторону "Прибавить" серводвигатели РКВД можно полностью открыть, при этом также остается положенный запас хода ЗРС;

б) при положениях ЗРД и переключателя режимов, соответствующих режиму без отборов пара, и положении МУТ, соответствующем максимальной электрической нагрузке ТГ на этом режиме, смещением ЗРС в сторону "Прибавить" серводвигатели РКВД можно открыть только до положения, соответствующего указанной максимальной электрической нагрузке ТГ (если это условие не обеспечено, ТГ может перегружаться при резких аварийных снижениях частоты электросети).

5.4.3. Устанавливают ЗРС в положение, соответствующее номинальной частоте вращения ротора, а МУТ, переключатель режимов и ЗРД - в положение, соответствующее максимальной электрической нагрузке и максимальным расходам пара в отборы. Снимают характеристики цепей регулирования давления каждого отбора пара, поочередно перемещая ступенями их ЗРД в сторону "Убавить" "Прибавить" до упора, и фиксируя давление жидкости в линиях управления, перемещения ЗРД, промежуточных усилителей и серводвигателей РКВД, РКСД и ПРД (поворотных заслонок). При отсутствии устройства для смещения ЗРД опыт проводят опрессовкой мембраны РД (см.разд.5.6).

5.4.4. Снимают диаграмму положений суммирующих золотников и сервомоторов (по указаниям завода-изготовителя турбины).

5.4.5. Строят характеристики АСР, аналогичные описанным в п.5.2.6, которые дополняют характеристиками, снятыми при перемещении ЗРС и ЗРД на режиме с отборами пара, и диаграммой положения золотников и серводвигателей.

5.5. Испытание РС

5.5.I. Присоединяют к РС линию имитации импеллера (РС конструкции ПОАТ ХТЗ) или манометрический пресс (РС конструкции ПО ТМЗ, БМЗ).

5.5.2. Опрессовкой мембраны РС (см.разд.5.6) давлением, соответствующим давлению импеллера при изменении частоты вращения ротора в пределах $(0,9 \div I,2)n^{H}$, снимают зависимости хода ЗРС и серводвигателей РКВД и РКСД от давления импеллера, из которых определяют следующее:

а) давление импеллера, при котором ЗРС начинает вращаться;

б) давление импеллера, при котором ЗРС отрывается от упора;

в) положение ЗРС, соответствующее давлению импеллера при номинальной частоте вращения ротора;

г) положение ЗРС и давления импеллера в контрольных точках характеристики (в том числе момент вступления в работу дополнительных сливных окон РС);

д) ход ЗРС на одно значение неравномерности (см.п.5.2.6, δ) и полный его ход.

5.6. Испытание РД

5.6.I. Отсоединяют от РД соединительную (импульсную) трубку и камеру мембраны РД заливают водой.

5.6.2. Заполняют соединительную трубку манометрического пресса маслом и пресс присоединяют к камере РД.

5.6.3. Повышают, а затем понижают ступенями давление в камере мембраны РД (в расчетных пределах) и снимают зависимости хода ЗРД от давления в камере мембраны.

Если измерение хода ЗРД невозможно, измеряют давление рабочей жидкости на выходе из РД или хода суммирующего золотника, а также хода серводвигателей РК, ПРД и поворотной заслонки (в соответствии с формуляром завода).

Опыт проводят при установке механизма управления РД в положения, соответствующие минимальному, среднему и максимальному давлению пара в камере регулируемого отбора.

5.6.4. Строят опытную статическую характеристику РД в функции давления на мембрану $P_м$ (рис.7), из которой определяют:

а) полный ход ЗРД $h^{м}_{рд}$ (от упора до упора) (мм) и соответствующее изменение давления в камере мембраны $\Delta P' = P_3 - P_2$ (МПа $\approx$ кгс/см^2).

б) степень неравномерности регулирования

$$\delta = \frac{\Delta P^{нв}}{P_{ср}} 100 = \frac{P_3 - P_2}{P_2 + P_3} 2 \cdot 100\% . \qquad (5)$$

Более точное значение степени неравномерности определяют по результатам испытания АСР при работе турбины с нагрузкой (разд.7.5-7.7);

в) нечувствительность РД ΔP_{ε}, МПа (кгс/см^2);

г) диапазон возможного регулирования давления $\Delta P = P_3 - P_1$, МПа (кгс/см^2);

д) удельную неравномерность регулятора давления, МПа (кгс/см^2) на один миллиметр хода ЗРД.

5.7. Испытание сервомоторов

5.7.1. Открывают, а затем закрывают серводвигатель ступенями в пределах всего его хода воздействием на его расхаживающее устройство, МУТ или ОМ и записывают положение серводвигателя, его золотника (при возможности), давление рабочей жидкости под золотником и под поршнем серводвигателя.

5.7.2. Строят зависимости (рис.8), из которых определяют:

а) давление рабочей жидкости под поршнем серводвигателя в моменты окончания закрытия (P_1) и в момент окончания открытия его (P_2);

б) максимальное давление жидкости под поршнем серводвигателя (P_3) при максимальном открытии золотника серводвигателя и перепаде давлений ($P_c - P_3$) между давлением жидкости в силовой линии и под поршнем серводвигателя;

в) максимальный ход серводвигателя и его нечувствительность (ΔP).

Аналогично строят характеристику выключателя серводвигателя.

5.7.3. Повторяют опыт, если обнаружится большая нечувствительность серводвигателя, при:

а) ослаблении затяжки сальниковых уплотнений серводвигателя;

б) отсоединении серводвигателя от механизма парораспределения.

По результатам испытаний определяют причины дефекта.

5.7.4. Снимают характеристику статической жесткости звена "отсечной золотник - серводвигатель", если серводвигатель неустойчив и в зонах с увеличенными переменными внешними нагрузками зависимость хода серводвигателя от давления в линии управления нелинейна (см.п.7.2.7). Методика получения характеристики (рис.9) в условиях электростанции следующая:

а) переводят серводвигатель воздействием на МУТ в крайнее положение (на упор) так, чтобы в одной из его полостей установилось максимальное давление рабочей жидкости. Записывают давления в обеих полостях серводвигателя (под и над поршнем) и в линии силовой жидкости, положения серводвигателя и его отсечного золотника. Если по конструктивным особенностям серводвигателя измерение положения золотника организовать невозможно, опыт проводят при заклиненном поршне серводвигателя (например, на упоре) и вместо положения отсечного золотника фиксируют давление в линии управления РК, положение промежуточного золотника или, наконец, положение ЗРС, и характеристику жесткости строят в функции этих параметров;

б) устанавливают в полостях серводвигателя различные давления (воздействием на МУТ) и записывают его параметры. Повторяют опыт при обратном ходе МУТ;

в) из характеристики жесткости определяют:

- минимальное давление жидкости P_1 в каждой полости серводвигателя, значение которого обусловливается протечками рабочей жидкости в нее через зазоры золотника и серводвигателя;

- максимальное давление жидкости P_2 в каждой полости серводвигателя, значение которого обусловливается возможностями прохода жидкости в полости через золотник, а также утечками жидкости из нее через зазоры серводвигателя и золотника;

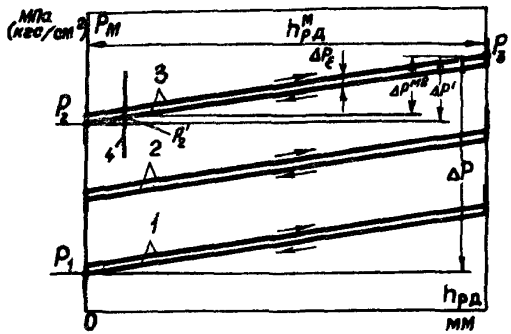


Рис.7. Статическая характеристика регулятора давления: I,2 и 3 - установка механизма управления РД соответственно на минимальное, среднее и максимальное давление; 4 - ход ЗРД, соответствующий номинальному расходу пара в отбор (или номинальной нагрузке турбогенератора для регулятора противодавления)

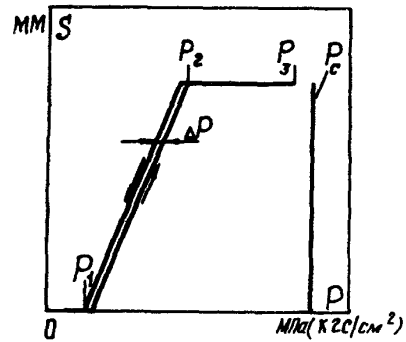


Рис.8. Силовая характеристика серводвигателя одностороннего действия

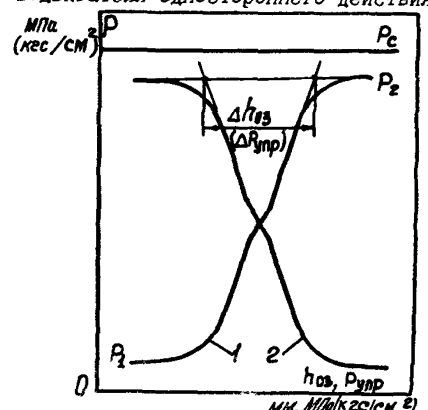


Рис.9. Характеристика жесткости отсечного золотника серводвигателя двустороннего действия: I и 2 - давление жидкости под и над поршнем серводвигателя соответственно

- смещение отсечного золотника $\Delta h_{03}(\Delta h_{3PC}, \Delta h_{MYT})$, определяющее максимальную разность давления жидкости $\Delta P = P_2 - P_1$ на поршне серводвигателя.

Сравнением опытных значений P_1, ΔP и Δh с их значениями, взятыми из расчетной характеристики или из характеристики, снятой при удовлетворительном состоянии звена "золотник - серводвигатель", определяют степень герметичности серводвигателя.

5.8. Испытание органов парораспределения

5.8.1. Осматривают механизм парораспределения, измеряют зазоры между кулаками и их роликами (при установленном серводвигателе на упор и закрытых РК); проверяют исправность роликов и кулаков, реечного зубчатого зацепления и т.д. Записывают температуру металла корпуса турбины.

5.8.2. Открывают и затем закрывают ступенями РК (ПРД, поворотную заслонку) воздействием на МУТ, ОМ, расхаживающее устройство серводвигателя и записывают положения РК и серводвигателя (или давление жидкости в линии управления).

5.8.3. Строят зависимости хода РК от хода серводвигателя (давления в линии управления), из которых определяют моменты начала и конца хода каждого РК, перекрыши в ходах РК, наклоны и точки излома характеристик РК, значения их максимальных ходов. Отклонение этих показателей работы парораспределения от расчетных их значений или от полученных при предыдущих испытаниях парораспределения будет подтверждать нарушение его настройки и необходимость ее корректировки.

5.9. Испытание ОМ турбины

5.9.1. Открывают РКВД с помощью МУТ до положения, соответствующего максимальной нагрузке ТГ, и записывают ход их серводвигателей.

5.9.2. Вращают маховик ОМ в сторону "Убавить" до момента появления на БЩУ сигнала от ОМ. Записывают положения ОМ и серводвигателей.

5.9.3. Вращают маховик МУТ в сторону "Прибавить" и следят за ходом серводвигателя РКВД. После останова РКВД (под действием ОМ)

записывают положения серводвигателей и убеждаются, что останов их произошел примерно через 5% хода сверх установленного в п.5.9.I) (принятого за I00%). Устанавливают с помощью МУТ ход серводвигателей РКВД, зафиксированный в п.5.9.I.

5.9.4. Прикрывают серводвигатели РКВД воздействием на ОМ и делают 4-5 записей положения ОМ и серводвигателей, включая положение ОМ на упоре в сторону "Убавить"; заканчивают опыт при обратном вращении ОМ.

5.9.5. Строят зависимость ходов серводвигателей от хода ОМ, из которой определяют момент поступления сигнала на БЩУ и значение максимального ограничения хода серводвигателя, которое должно быть для ОМ, не оснащенного системой сигнализации о его включении в работу, на уровне, соответствующем холостому ходу ТГ (не более).

5.I0. Испытание МУТ

5.I0.I. Открывают РКВД до их положения, соответствующего максимальной нагрузке ТГ.

5.I0.2. Подают на электродвигатель МУТ сигнал "Убавить" и при непрерывном его действии измеряют секундомером время перемещения РКВД до их положения, соответствующего нулевой нагрузке ТГ.

5.I0.3. Повторяют опыт при действии сигнала "Прибавить" и перемещении РКВД от положения при нулевой до положения при максимальной нагрузке ТГ.

Время закрытия и открытия серводвигателей (на неравномерность) должно быть примерно равным и находиться в пределах 40-50 с (для турбин, управляемых автоматикой).

5.I0.4. Аналогично (см.п.5.I0.2) измеряют время действия МУТ на быстрой скорости (турбины ПОТ ЛМЗ, ПОАТ ТМЗ и др.), которое должно быть в 7-8 раз меньше, чем при малой скорости.

5.I0.5. Измеряют ток электродвигателя при нормальном ходе МУТ и при проскальзывании его фрикциона в крайних положениях МУТ. Определяют надежность фрикциона сравнением измеренных токов с номинальным и максимально допустимым током электродвигателя.

5.I0.6. Определяют динамику канала МУТ, осциллографируя напряжение на зажимах его электродвигателя и ход сревводвигателя РКВД (давление в линии управления РК) при поочередной подаче на элек-

тродвигатель МУТ сигналов "Убавить" и "Прибавить" длительностью 5 с каждый с паузой между ними 5 с. Из осциллограммы определяют время запаздывания t_1 и t_2 и время выбега t_3'' и t_4'' системы (рис.I0), которые должны быть для турбин, управляемых автоматикой блока, не более соответственно I и 0,5% времени МУТ (см.п.5.I0.3), т.е. 0,4-0,5 и 0,2-0,25с соответственно.

5.II. Испытание ЭГП

5.II.I. Открывают РКВД до их положения, соответствующего максимальной нагрузке ТГ.

5.II.2. Отключают и подключают ЭГП по линии управления РК, подают (и снимают) напряжение в обмотку подмагничивания ЭМП и убеждаются, что открытие РКВД при этих операциях практически не изменяется.

5.II.3. Подают в обмотку управления ЭМП ток (от постороннего источника), нарастающий ступенями через 0,I нв в пределах 0-I,5 нв, и записывают на каждой ступени силу тока и ход серводвигателя РКВД (давление в линии управления при наличии нескольких серводвигателей РК).

5.II.4. Продолжают опыт в быстром темпе: производят записи при силе тока ЭМП I,75; 2,0; 2,5; 3,0; 2,0 и I,75 нв в течение I-I,25 мин (во избежание перегрева обмотки).

5.II.5. Заканчивают опыт снятием сигнала с ЭМП ступенями через 0,I нв и записью на каждой ступени параметров.

5.II.6. Повторяют опыт подачей в ЭМП отрицательного тока (при конструкции ЭГП двухстороннего действия).

5.II.7. Строят зависимости (рис.II), из которых определяют:

а) начальную нечувствительность канала ЭГП ($I^{нач}$) - силу тока ЭМП, при которой серводвигатель РКВД начинает перемещаться;

б) неравномерность канала ЭГП - изменение силы тока ЭМП, вызывающее перемещение серводвигателей РКВД от положения их при максимальной до положения при нулевой нагрузке ТГ или наоборот ($\Delta I^{нв}$);

в) максимальный ход золотника ЭГП ($h^{м}$), а также его перемещение, соответствующее одной неравномерности ($\Delta h^{нв}$);

г) нечувствительность канала ЭГП (ΔI) по ходу золотника (см.п.5.II.7,$а$) и по ходу главного серводвигателя (см.п.5.II.7,$б$),

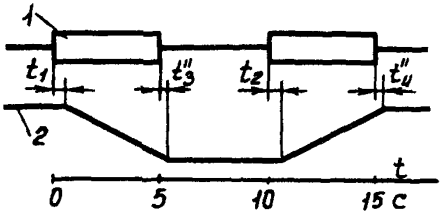


Рис.I0. Осциллограмма динамики МУТ: I - напряжение на выводах электродвигателя; 2 - изменение давления в линии ЗРС (управления)

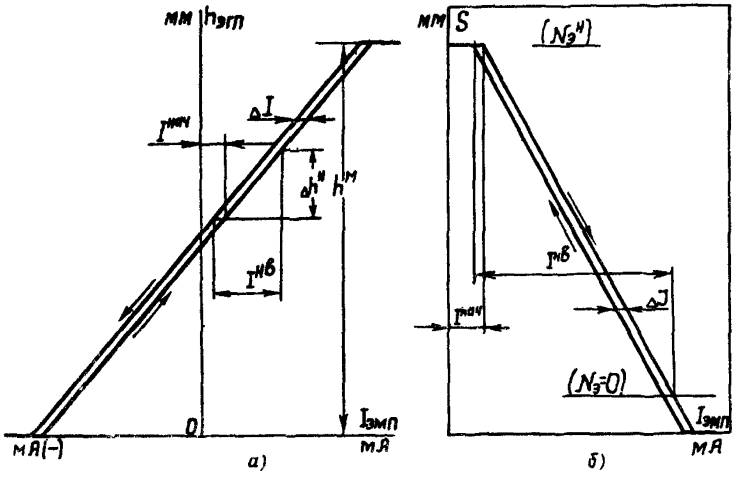


Рис.II. Характеристики ЭП:
а - по ходу выходного звена ЭГП; *б* - по ходу серводвигателя РК

выраженную в единицах силы тока или в процентах от значения изменения тока на неравномерность.

6. СТАТИЧЕСКИЕ ИСПЫТАНИЯ АСР ПРИ РАБОТЕ ТУРБИНЫ НА ХОЛОСТОМ ХОДУ

Целью испытания является:

а) определение пределов изменения частоты вращения ротора ТГ (при невсережимном РС);

б) получение зависимостей ЗРС и ходов сервомоторов РКВД (или изменения давления в линии управления РК) от изменения частоты вращения ротора ТГ. В зависимости от конструктивных особенностей тепловой схемы блока и турбины зависимости получают при пользовании одной из методик, изложенных в разд.6.3, 6.4 и 6.5;

в) проверка устойчивости АСР в пределах диапазона синхронизации ТГ.

6.I. Подготовка к испытаниям

6.I.I. Выполняют подготовительные работы в соответствии с пп.5.I.2-5.I.4, а при выходе турбины из ремонта выполняют проверку в соответствии с пп.I.9.3,*а, б, в, г*.

6.I.2. Выводят турбину на холостой ход. При испытании АСР перед остановами ТГ блок разгружают более медленно с таким расчетом, чтобы после отключения ТГ от электросети были обеспечены нормальные показатели тепломеханического состояния турбины в течение 40-80 мин работы ее на холостом ходу. При пуске турбины по типовой программе давление свежего пара устанавливают не менее 50% номинального, давление пара в конденсаторе не более I0 кПа (0,I кгс/см^2).

Устанавливают номинальное напряжение ТГ и к его цепям измерения подключают лабораторный частотомер (см.приложение 4 и п.5 приложения II).

6.2. Проверка пределов изменения частоты вращения ротора

6.2.I. Изменяют частоту вращения ротора, смещая МУТ от нижнего до верхнего его упора и фиксируют ее при положении МУТ на нижнем упоре в момент начала смещения ЗРС и при положении МУТ на верхнем упоре; фиксируют ход ЗРС при номинальной частоте вращения ротора; корректируют значение хода ЗРС, если в этом выявилась необходимость и эта операция предусмотрена конструкцией РС.

6.2.2. Изменяют ступенями по 0,75-I,5% частоту вращения ротора в пределах $0,97n^{н}$ - $(I,005n^{н}+\delta)$ и фиксируют положение МУТ (по штатному указателю или по числу оборотов маховика), положения ЗРС, частоту вращения ротора, давление жидкости в линиях нагнетания и всасывания импеллера.

6.2.3. Строят зависимость частоты вращения ротора от хода МУТ (рис.I2), которую затем корректируют сдвигом на Δn_{p_0} (эквидистантно), если опыт был проведен при давлении свежего пара меньше номинального (см.п.6.3.5). Строят также зависимости хода ЗРС и давления в линиях нагнетания и всасывания импеллера от частоты вращения ротора турбины, при этом используют также данные, полученные при испытании АБ (см.п.4.7.6).

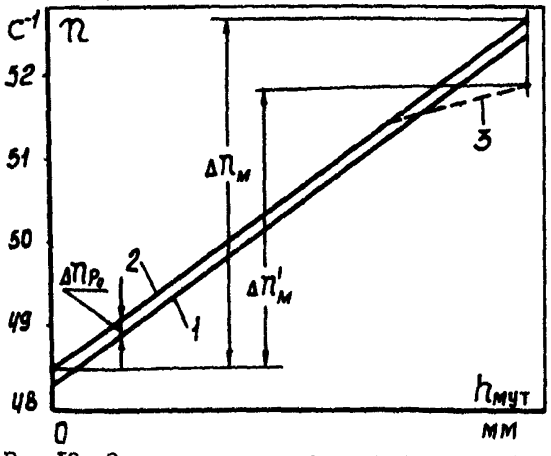


Рис.I2. Зависимость частоты вращения ротора от хода МУТ ($n^{н}$=50 $с^{-1}$): I и 2 - при опытных и номинальных параметрах свежего пара соответственно; 3 - при работе дополнительных окон РС

Из характеристик определяют:

а) пределы изменения частоты вращения ротора ТГ $\Delta n_м$ и $\Delta n'_м$;

б) положения ЗРС в контрольных точках - вступление РС в работу (уровень частоты), положения при номинальной частоте вращения ротора и в точках перелома характеристики (РС конструкции ХТЗ, ТМЗ);

в) наклон характеристики ЗРС (об/мин/мм);

г) достаточность хода МУТ для испытания АБ (турбин ПОТ ЛМЗ);

д) давление в линиях всасывания и нагнетания импеллера при номинальной частоте вращения ротора и частоте, при которой срабатывает АБ (по данным испытаний АБ, см.п.4.7.6).

6.3. Снятие характеристик цепи регулирования частоты вращения ротора ТГ изменением расхода свежего пара ГПЗ или их байпасами

6.3.I. Готовят журналы наблюдений и инструктируют наблюдателей (см.п.5 приложения II).

6.3.2. Выполняют опыт № I:

а) устанавливают с помощью МУТ частоту вращения ротора n = = (I,0I7÷I,02) $n^н$ и по команде руководителя испытаний записывают положения ЗРС и серводвигателя РКВД (или давление в линии управления РК), давление в линии нагнетания импеллера;

б) прикрывают байпас ГПЗ с таким расчетом, чтобы давление пара за ним установилось равным 0,8-0,6 P_0, а частота вращения ротора стала уменьшаться с ускорением I,5-2%/мин (45-60 об/мин/мин при $n^н$ = 3000 об/мин); подают команды на запись параметров строго в моменты достижения ротором значения частоты вращения, указанных в журнале наблюдений руководителя испытаний. Опыт заканчивают после перемещения серводвигателей РКВД на упор;

в) открывают байпас ГПЗ так, чтобы частота вращения ротора стала увеличиваться с ускорением, указанным в п.6.3.2,$б$, и аналогично проводят опыт, который заканчивают при снижении разности давления пара на байпасе ГПЗ до 0,05-0,02 P_0 и прикрытия РК до начального значения;

г) проверяют в каждом журнале наблюдений число записей, которое должно быть равно числу поданных команд (на запись) и в случае расхождения выясняют место пропуска записи и возможность построе-

ния достоверной характеристики по имеющимся данным. При отрицательном результате анализа опыт повторяют.

6.3.3. Выполняют опыт № 2. Устанавливают частоту вращения ротора с помощью МУТ равной $0,97\,n^{н}$ и проводят опыт аналогично изложенному в п.6.3.2.

6.3.4. Выполняют опыт № 3 в следующем порядке:

а) устанавливают частоту вращения ротора с помощью МУТ равной $1,005\,n^{н}$;

б) прикрывают байпас ППЗ, как указано в п.6.3.2,*б* , одновременно удерживая частоту вращения ротора в пределах $1\text{-}1,005\,n^{н}$ вращением МУТ в сторону "Прибавить". Прекращают воздействие на МУТ, когда серводвигатели РКВД установятся в положение, соответствующее $N_{э}^{н}$ (при $n = 1 \div 1,005\,n^{н}$);

в) приоткрывают байпас ППЗ и проводят опыт аналогично изложенному в п.6.3.2 (только в начале при увеличении, а затем при уменьшении частоты вращения ротора).

6.3.5. Строят зависимости хода ЗРС и серводвигателей, давления в линии нагнетания импеллера от частоты вращения ротора, из которых определяют:

а) неравномерность АСР (рис.13, $\Delta n^{нв}$). Положение сервомотора РКВД на холостом ходу турбины принимают расчетное, затем после разгружения ТГ с номинальными параметрами пара его уточняют и пролонгируют зависимость в пределах ΔS , увеличив соответственно значение неравномерности АСР на Δn_{P_0};

б) наклоны зависимостей ЗРС, об/мин/мм;

в) степень нечувствительности РС и канала регулирования частоты вращения ротора:

$$\varepsilon = \frac{\Delta n\,\varepsilon}{n^{н}}\,100 + \varepsilon_{n} \,, \qquad (6)$$

где Δn - разность частот вращения ротора, отсчитанная соответственно по зависимости ЗРС или серводвигателя при выбранном их ходе и неизменном положении МУТ;

ε_{n} - нечувствительность (инерционность) прибора (см.п.5 приложения II);

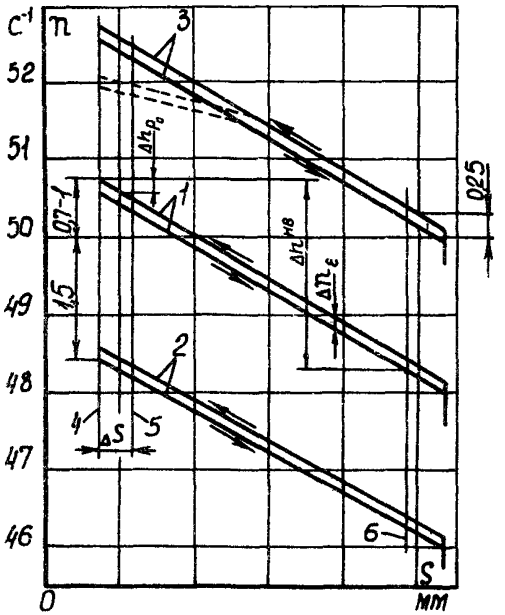


Рис.I3. Характеристика канала регулирования частоты вращения ротора турбины ($n^{н}$=50 $с^{-1}$): I,2 и 3 - установка МУТ соответственно условиям опытов I,2 и 3; 4 и 6 - положения серводвигателя РКВД, соответствующие холостому ходу и номинальной нагрузке ТГ при номинальных параметрах пара; 5 - положение серводвигателя, соответствующее холостому ходу ТГ при опытных параметрах пара

г) значение изменения давления жидкости в линии нагнетания импеллера и хода ЗРС на одно значение неравномерности.

6.4. Снятие характеристик цепи регулирования частоты вращения ротора изменением расхода пара в ЧСД турбины

Проводят испытание аналогично изложенному в разд.6.3, но частоту вращения ротора изменяют за счет регулирования задвижкой расхода пара от котла непосредственно в промежуточный пароперегреватель (при наличии в схеме блока линии подачи свежего пара в промежуточный пароперегреватель). Этот способ позволяет получить перемещение серводвигателей РКВД во всем диапазоне их хода, что невозможно достигнуть испытанием по описанному ранее способу при $p_0 < p_0^н$. Испытание можно вести также по способу разд.6.3, но с добавкой пара в промежуточный пароперегреватель для более полного закрытия РКВД.

При испытании этим способом следует контролировать давление пара в промежуточном пароперегревателе, не допуская его значения более 10% номинального.

6.5. Снятие характеристик цепи регулирования частоты вращения ротора изменением расхода свежего пара регулирующими клапанами турбины

Способ применим для турбин, имеющих два блока клапанов свежего пара и более (опробован по рекомендации ПОТ ЛМЗ на турбинах К-300-240 и К-800-240-2 ЛМЗ, К-300-240 и К-500-240 и К-500-240 ХТЗ).

6.5.1. Производят подготовку к испытаниям аналогично п.6.3.1; отключают защиту по несоответствию закрытия РК и СК.

6.5.2. Закрывают СКВД, кроме одного, через который турбина питается паром. Если через оставленный в работе СКВД питаются паром несколько РК с независимыми приводами, оставляют в работе один из них, остальные закрывают расхаживающими устройствами.

6.5.3. Устанавливают с помощью МУТ частоту вращения ротора турбины равной $(1,017 \div 1,02)\, n^н$ и производят запись установившейся частоты вращения ротора, положений ЗРС, серводвигателей РКВД блоков клапанов, у которых закрыты СК, давления жидкости в линии управления РК.

6.5.4. Прикрывают расхаживающим устройством серводвигатель РКВД блока, через который питается турбина паром, так, чтобы час-

тота вращения ротора уменьшилась на 0,2-0,4% и производят запись наблюдаемых параметров.

6.5.5. Уменьшают далее таким способом частоту вращения ротора ступенями по 0,2-0,4% до полного открытия серводвигателей РК отключенных блоков клапанов и на каждой ступени частоты записывают наблюдаемые параметры, а затем аналогично увеличивают частоту вращения, выводя из работы расхаживающее устройство работающего РК.

6.5.6. Открывают СКВД другого блока клапанов и закрывают СК работавшего блока (их расхаживающими устройствами); повторяют опыт аналогично описанному в пп.6.5.3 и 6.5.5, воздействуя на серводвигатель РК работающего блока клапанов и регистрируя положения серводвигателя РК отключенных блоков клапанов.

6.5.7. Снимают аналогично зависимости при установке начальной частоты вращения ротора равной $0,97n^{н}$, а затем $1,05n^{н}$ и строят зависимости, как изложено в п.6.3.5.

7. СТАТИЧЕСКИЕ ИСПЫТАНИЯ АСР ПРИ РАБОТЕ ТУРБИНЫ ПОД НАГРУЗКОЙ

Целью испытаний является проверка нагрузочной характеристики турбины, ее диаграммы пораспределения, устойчивости АСР и точности управления турбиной; обеспечения предельных режимов турбин с регулируемыми отборами пара; уточнение зависимости хода серводвигателя РКВД от хода РС (хода буксы РС).

7.I. Подготовка к испытаниям под нагрузкой

7.I.I. Готовят приборы, приспособления и журналы наблюдений в объеме пп.5.I.2-5.I.4 с учетом рекомендаций приложения 5, пп.I-4 приложения II и разд.I3.

7.I.2. Готовят режим турбины: прогревают ее в течение не менее 8 ч при нагрузке $(0,7\div1)N_{э}^{н}$, если турбина перед испытанием была остановлена; приводят тепловую схему работы турбины в соответствие с проектной. На турбинах электростанций с поперечными связями расход питательной воды устанавливают и поддерживают во время испытания равным расходу свежего пара с разбежкой не более $\pm$I0%.

Давление пара в конденсаторе поддерживают имеющимися средствами близким к нормальному для данного конденсатора (и режима).

Все схемные переключения, обусловленные изменением нагрузки (включение и отключение ПВД, корпусов котла, питательных турбонасосов и др.), производят во время испытания в соответствии с эксплуатационными инструкциями. О проведении этих операций сообщают заблаговременно руководителю испытаний, который отмечает время их выполнения в журнале ведения опыта.

7.2. Испытание АСР конденсационных турбин

7.2.1. Устанавливают максимальную нагрузку ТГ при номинальных параметрах пара допускается отклонение давления свежего пара ±3%, температуры свежего пара и пара промперегрева от +5 до -10°С. При испытании с автоматической регистрацией параметров АСР и турбины отклонение давления свежего пара от номинального значения допускается не более ±1,5%.

Режим стабилизируют в течение 8-10 мин. О завершении стабилизации судят по прекращению изменения давления и температуры свежего пара в регулирующей ступени и в промежуточном пароперегревателе, вакуума в конденсаторе и электрической нагрузки ТГ.

7.2.2. Расставляют наблюдателей по местам и подают команду на отсчет и запись показаний приборов. Производят проверку правильности произведенных отсчетов и записей параметров. Через 2-3 мин запись параметров повторяют.

7.2.3. Уменьшают нагрузку ТГ на $(0,05 \div 0,1) N_э^н$ с помощью МУТ и корректировкой питания котла, стабилизируют режим турбины и производят по команде записи параметров (дважды).

7.2.4. Разгружают ТГ ступенями по $(0,05 \div 0,1) N_э^н$ до нижнего предела регулировочного диапазона блока (или до нуля), действуя аналогично изложенному и выполняя следующие условия:

а) назначают опытные точки с учетом конкретной формы расчетных или прежних опытных характеристик, в частности, парораспределения. При этом в зонах с пониженной эффективностью хода серводвигателя режим для очередной опытной точки устанавливают по его ходу (не по нагрузке ТГ);

б) строят в процессе ведения испытания нагрузочную характеристику турбины с приведением измеренной нагрузки $N_э^{оп}$ по формуле

$$N_э = N_э^{оп} \frac{p_0^н}{p_0^{оп}} ; \qquad (7)$$

в) уточняют сразу по ходу опыта форму нагрузочной характеристики в случае ее отклонения от расчетной; выясняют отсутствие ошибок измерения, нестабильности режима, зависания РК и др., назначают дополнительные опытные точки.

7.2.5. Продолжают опыт повышением нагрузки ТГ ступенями до максимальной, действуя аналогично изложенному в пп.7.2.2-7.2.4.

7.2.6. Обрабатывают результаты испытаний (см.разд.I2) и строят зависимости, приведенные на рис.I4.

7.2.7. Анализируют результаты испытаний (см.приложение I2).

7.3. Испытание АСР турбин К-I60-I30

Характеристика механизма парораспределения турбин К-I60-I30 заметно изменяется с изменением степени ее прогрева, в связи с чем испытание на ней ведут в следующем порядке.

7.3.I. Назначают опытные точки при нагрузках ТГ: I65, I55, I60, I45, I50, I35, I40, I25, I30 и т.д. и ведут опыт аналогично изложенному в разд.7.2 (в части подготовки режима и организации записей).

При построении графиков точки, снятые после уменьшения нагрузки, обозначают одним условным знаком, а после повышения - другим.

При такой последовательности испытания получают более достоверные данные о нечувствительности механизма парораспределения.

7.4. Испытание АСР турбин при скользящем давлении свежего пара

При ограничении по каким-либо причинам паропроизводительности котла блока, а также при ограниченных возможностях электростанции изменять нагрузку ТГ снимают нагрузочную характеристику при скользящем давлении свежего пара в следующем порядке.

7.4.I. Проводят испытание аналогично изложенному в разд.7.2 при номинальных параметрах пара в разрешенном по условиям эксплуа-

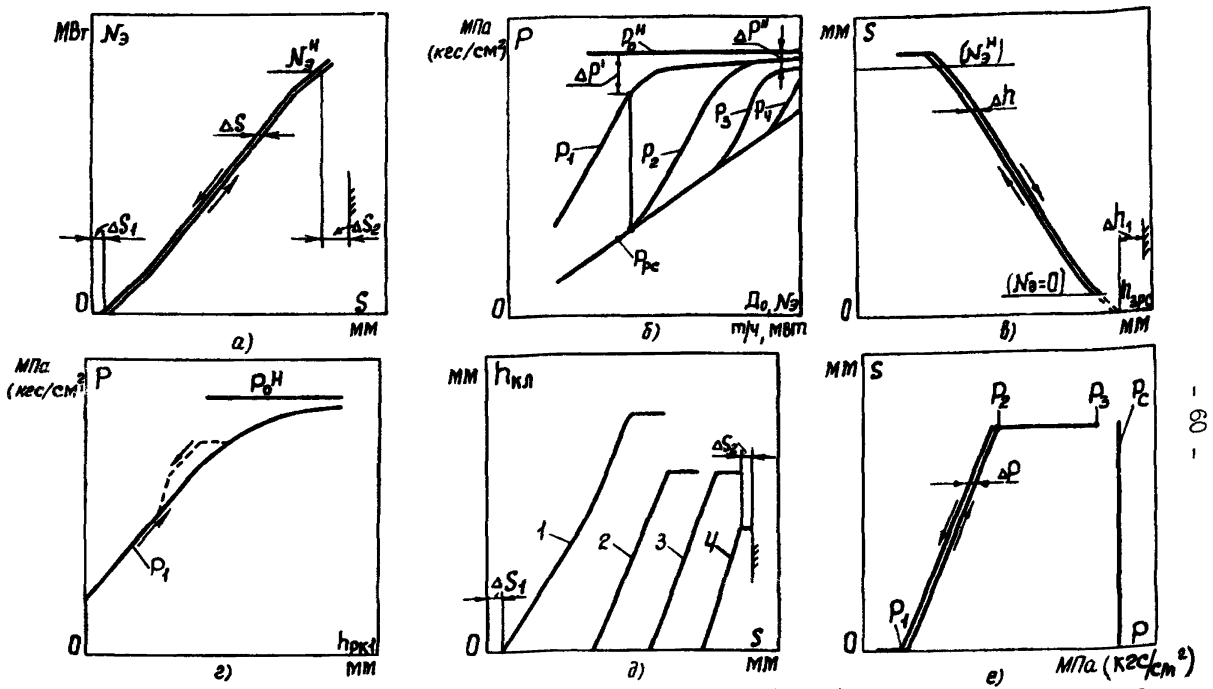


Рис.I4. Характеристики АСР и парораспределения конденсационной турбины, полученные при ее работе под нагрузкой:

а - нагрузочная характеристика турбины; *б* - диаграмма парораспределения; *в* - зависимость хода серводвигателя РК от хода муфты РС или хода ЗРС (муфты ЗРС), приведенная к постоянной частоте вращения ротора турбины (по характеристике РС); *г* - зависимость изменения давления пара за РК от хода его штока; *д* - зависимость ходов штоков РК от хода серводвигателя (или кулачкового вала распределительного механизма); *е* - зависимость хода серводвигателя РК от давления рабочей жидкости под его поршнем

тации ТГ диапазоне нагрузок, включая максимальную при имеющейся паропроизводительности котла.

7.4.2. Открывают дополнительно сервомоторы РКВД на 5-I0% их полного хода и при уменьшенном соответственно давлении свежего пара стабилизируют режим блока и записывают параметры, в том числе нагрузку ТГ. Продолжают открывать серводвигатели РКВД ступенями по 5-I0% до смещения их на упор при неизменной нагрузке котла и на каждой ступени записывают параметры. Закрывают серводвигатели (и ведут опыт) также ступенями до восстановления номинального давления свежего пара.

7.4.3. Проводят опыт аналогично и при меньших значениях паропроизводительности котла, при которых блок работает по графику нагрузок, охватывая в итоге весь диапазон рабочего хода серводвигателя РК.

7.4.4. Приводят измеренные нагрузки ТГ и другие параметры к номинальным параметрам пара (см.разд.I2) и по ним строят характеристики (см.п.7.2.6).

7.5. Испытание АСР турбин с противодавлением в режиме с переменным противодавлением

7.5.I. Выполняют подготовительные работы в объеме, указанном в разд.7.I (РД противодавления включен в работу).

7.5.2. Устанавливают режим турбины и начинают опыт аналогично указанному в пп.7.2.I и 7.2.2.

7.5.3. Уменьшают нагрузку ТГ на $(0,05 \div 0,1) N_э^н$ за счет увеличения противодавления турбины нагружением РОУ или других питающих коллектор противодавления турбин (при неизменной установке МУТ и механизма управления РД). Производят запись параметров.

7.5.4. Повторяют аналогично уменьшение нагрузки ТГ ступенями до полного его разгружения и на каждой ступени производят запись параметров (см.также п.7.2.4). Заканчивают опыт при увеличении нагрузки ТГ ступенями.

7.5.5. Вводят к опытным параметрам поправки (см.разд.I2). Строят зависимости, приведенные на рис.I4, и дополнительно зависимости ходов ЗРД и серводвигателя РК, нагрузки ТГ от давления отработавшего пара (рис.I5), при этом нагрузочную характеристику турбины (кривая 2) строят при переменном противодавлении.

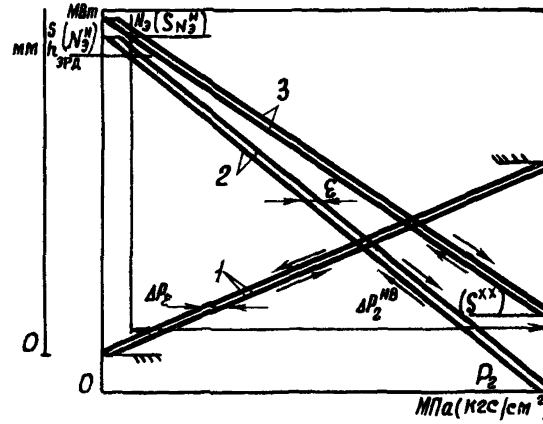


Рис.I5. Характеристики АСР турбины с противодавлением, полученные при работе ее под нагрузкой: I - ход ЗРД; 2 - изменение нагрузки ТГ; 3 - ход серводвигателя РК

Из характеристик определяют неравномерность $\Delta P_2^{нв}$ и нечувствительность ΔP_ε АСР по каналу РД и пределы регулирования противодавления.

7.6. Испытание АСР турбин с противодавлением в режиме с постоянным противодавлением

Если по условиям эксплуатации изменение противодавления турбины в пределах неравномерности РД недопустимо, испытание проводят при изменении нагрузки ТГ механизмом управления РД с одновременным восстановлением противодавления за счет изменения расхода пара в его коллектор от других его источников. Проводят опыт аналогично изложенному в разд.7.5.

Характеристики строят также при условии изменения противодавления соответственно неравномерности регулирования противодавления. Поправку к противодавлению находят по следующей формуле:

$$\Delta P_2 = \frac{\Delta P_2^{нв} - \Delta P_{\varepsilon}}{S^{н} - S^{xx}} \left(S^{н} - S^{оп}\right) + \left(P_2^{н} - P_2^{оп}\right), \qquad (8)$$

где $S^{н}$, $S^{оп}$, S^{xx} - положения серводвигателя РКВД соответственно при номинальной, опытной и нулевой нагрузках ТГ;

$\Delta P_2^{нв}$ и ΔP_{ε} - неравномерность канала регулирования противодавления и нечувствительность РД (по данным испытания на остановленной турбине, см.рис.7);

$P_2^{н}$ и $P_2^{оп}$ - противодавление, принятое за номинальное (обычно противодавление при снятии I-й опытной точки) и фактическое в опыте.

Поправки к мощности вводят по найденным значениям ΔP_2 (см. п.I2.3).

7.7. Испытание АСР турбин с регулируемыми отборами пара

7.7.I. Проводят испытание на конденсационном режиме по методике разд.п.7.2, но при отклонении давления свежего пара от номинального значения не более ±I,5%.

7.7.2. Проводят испытание при включенных РД отборов:

а) повторяют опыт по п.7.7.I при постоянных расходах пара в отборы (25, 50, 75 и I00% максимального) и при неизменном положении механизмов управления РД;

б) изменяют попеременно расход пара в каждый отбор (ступенями, ст максимального до нуля; при максимальной нагрузке ТГ и максимальном расходе пара в другой регулируемый отбор пара) за счет корректировки тепловой нагрузки параллельно работающих турбин или РОУ; при подогревателях сетевой воды - изменением расхода последней.

7.7.3. Строят графики для режима без отборов пара (см.п.7.2.6) и дополнительно следующие:

а) зависимости ходов серводвигателей РКВД, РКСД и ПРД от нагрузки ТГ (или расхода свежего пара) при неизменных расходах пара в регулируемые отборы;

б) диаграммы парораспределения РКВД и РКСД в функции расхода пара в ЧВД и ЧСД соответственно (см.рис.I4,*б*);

в) зависимости давлений пара в камерах регулируемых отборов, нагрузки ТГ, ходов ЗРД и серводвигателей РК (ВД, СД и НД) от расхода пара в отбор (в каждый отдельно).

7.7.4. Из характеристик определяют следующее:

а) значения максимальных расходов пара в регулируемые отборы и максимальных электрических нагрузок в конденсационном режиме и в режиме с отборами пара;

б) степень неравномерности и нечувствительности каналов РД и РС и их автономность;

в) правильность работы и экономичность парораспределения (см. приложение I2).

7.8. Проверка нечувствительности АСР по каналу МУТ

Методика проверки применяется, если имеют место следующие условия:

а) время закрытия РК и время открытия РК при действии МУТ равны (см.пп.5.I0.2 и 5.I0.3);

б) АСР обладает удовлетворительной устойчивостью.

7.8.I. Отключают от электродвигателя МУТ каналы режимной и противоаварийной автоматики и в его цепи подключают электросекундомеры.

7.8.2. Подают на МУТ сигнал в сторону "Убавить" длительностью, достаточной для снижения нагрузки ТГ на 2-3%. После стабилизации режима записывают нагрузку ТГ ($N_{э0}$), положения серводвигателя РКВД и ЗРС, частоту вращения ротора, давление свежего пара.

7.8.3. Подают на электродвигатель МУТ сигнал "Убавить" длительностью 3 с и по электросекундомеру отсчитывают его фактическое значение (t_1).

После стабилизации режима блока записывают нагрузку ТГ ($N_{э1}$) и другие параметры. Определяют значение снижения нагрузки ТГ по формуле

$$\Delta N_{э1} = N_{э0} \frac{p_0^н}{p_{0(0)}^{оп}} - N_{э1} \frac{p_0^н}{p_{0(1)}^{оп}}, \qquad (9)$$

где $P^{оп}_{0(0)}$ и $P^{оп}_{0(1)}$ - давление свежего пара во время измерения нагрузки N_{30} и N_{31} соответственно.

Это уменьшение нагрузки ΔN_{31} получают после исключения из канала МУТ нечувствительности (операций по п.7.8.2).

7.8.4. Записывают повторно нагрузку ТГ $\Delta N_{31'}$ и другие параметры и подают на МУТ сигнал "Прибавить" длительностью 3 с (t_2). Стабилизируют режим блока, записывают нагрузку ТГ (ΔN_{32}) и другие параметры и определяют значение приращения нагрузки по формуле

$$\Delta N_{32} = N_{32}\frac{P^{н}_{0}}{P^{оп}_{0(2)}} - N_{31'}\frac{P^{н}_{0}}{P^{оп}_{0(1')}} , \qquad (10)$$

где $P^{оп}_{0(2)}$ и $P^{оп}_{0(1')}$ - давление свежего пара во время измерения нагрузки N_{32} и $N_{31'}$ соответственно.

Это приращение нагрузки ТГ получают без предварительного исключения нечувствительности из канала МУТ.

7.8.5. Вводят к значению ΔN_{32} поправку на разность длительности подаваемых сигналов "Убавить" и "Прибавить" и по формуле находят приведенное приращение нагрузки

$$\Delta N^{пр}_{32} = \Delta N_{32} - \frac{\Delta N_{31}}{t_1}\left(t_2 - t_1\right) . \qquad (11)$$

7.8.6. Вводят при необходимости поправку на изменение частоты электросети (Δf) за время определения прироста нагрузки $\Delta N_э$ (например, за время между измерениями N_{30} и N_{31} по формуле

$$\pm\Delta N_э\left(f\right) = N^{н}_{э}\frac{\pm\Delta f}{\delta_м} , \qquad (12)$$

где Δf - приращение частоты электросети в процентах номинальной частоты вращения ротора;

$\delta_м$ - местная степень неравномерности.

7.8.7. Определяют степень нечувствительности АСР по каналу МУТ, %:

$$\varepsilon = \frac{\Delta N_{31} - \Delta N^{пр}_{32}}{N^{н}_{э}} 100 . \qquad (13)$$

7.9. Проверка нечувствительности АСР по каналу ЭГП

При отсутствии в схеме ЭМП специальных средств контроля нечувствительности ее проверяют по следующей методике.

7.9.I. Отключают ЭМП от системной и противоаварийной автоматики.

7.9.2. Вводят в управляющую обмотку ЭМП от постороннего источника сигнал, нарастающий ступенями по 50% расчетной начальной нечувствительности ЭГП ($I^{нач}$ на рис.II), и на каждой ступени записывают силу тока сигнала, положение золотника ЭГП (ход якоря ЭМП), положение серводвигателя РКВД и нагрузку ТГ. Увеличивают сигнал до уменьшения нагрузки ТГ на 5-I0%, если в ходе опыта золотник ЭГП и серводвигатель перемещаются равномерно. Снимают сигнал с ЭМП ступенями и повторяют записи параметров.

Если по мере ступенчатого увеличения тока ЭМП до $I,5I^{нач}$ золотник ЭГП не перемещается, то с ЭМП снимают и опыт проводят после отключения ЭГП от АСР по гидравлической линии управления.

7.9.3. Строят зависимости ходов ЭГП и серводвигателя РКВД от тока ЭМП, из которых определяют начальную нечувствительность ЭГП, а также нечувствительность канала ЭГП.

7.I0. Проверка нагрузочной характеристики турбины по каналу ЭГП

Нагрузочная характеристика турбины по каналу ЭГП $N_э = f(I_{эмп})$ может быть получена следующими двумя способами:

а) опытным путем - вводом в управляющую обмотку ЭМП нарастающего ступенями сигнала от постороннего источника и записью на намеченных ступенях необходимых параметров - $I_{эмп}$, $N_э$, P_0, t_0, P_2; положений серводвигателя и ЭГП. Испытание ведут аналогично изложенному в разд.7.2 и 7.9;

б) построением, используя нагрузочную характеристику турбины (см.рис.I4,*а*) и характеристику канала ЭГП (см.рис.II,*б*), снятую на неработающей турбине.

Нагрузочная характеристика по каналу ЭГП используется для настройки режимной и противоаварийной автоматики.

8. ПОСТРОЕНИЕ СТАТИЧЕСКОЙ ХАРАКТЕРИСТИКИ АСР

8.I. Графическое построение статической характеристики

8.I.I. Строят характеристику канала регулирования частоты вращения ротора (рис.I6) для трех положений МУТ согласно опытам № I-3 (см.разд.6.3-6.5) и нагрузочную характеристику турбины (квадранты I и II). Совмещают в порядке, обусловленном стрелками (у линий построения), характерные точки обеих характеристик (начало и конец их, точки перелома) и получают статическую характеристику АСР (квадрант III).

Если форма зависимости на рис.I4,*б* заметно отличается от расчетной или от полученной при испытании на неработающей турбине, когда паровые усилия на РКВД не действуют, статическую характеристику АСР строят аналогичным совмещением не двух, а трех следующих зависимостей:

$x(h_{ЗРС}) = f(n)$, снятой при работе турбины на холостом ходу;

$S = f(x)$ или $S = f(h_{буксы\ ЗРС})$, снятой при работе турбины под нагрузкой (зависимость рис.I4,*б*);

$N_э = f(S)$, т.е. нагрузочной характеристики.

8.I.2. Определяют следующие параметры статической характеристики:

а) степень неравномерности АСР (по каждому из трех опытов),%:

$$\delta = \frac{n_1 - n_2}{n^н} 100 = \frac{\Delta n^{нв}}{n^н} 100, \qquad (I4)$$

где n_1 - частота вращения ротора при нулевой нагрузке ТГ, отсчитанная по характеристике, полученной при повышении частоты вращения ротора;

n_2 - частота вращения ротора при максимальной нагрузке ТГ, отсчитанная по характеристике, полученной при понижении частоты вращения ротора (при том же положении МУТ);

б) местную степень неравномерности АСР, которая подсчитывается для каждого участка характеристики, отличающегося наклоном, по формулам (I5) или (I6), %:

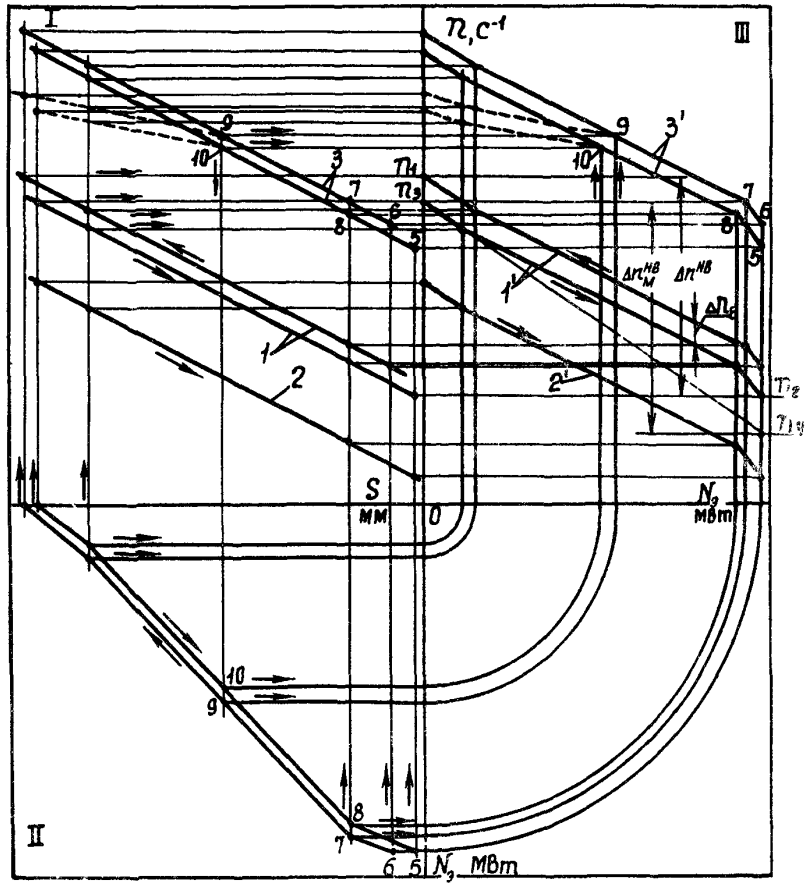


Рис.I6. Графическое построение статической характеристики АСР: I,2 и 3 - характеристики соответственно опытам I,2 и 3

$$\delta_м = \frac{n_3 - n_4}{n^н} 100 = \frac{\Delta n_м^{нв}}{n^н} 100, \qquad (15)$$

где n_3 и n_4 - частоты вращения ротора, отсчитанные на абсциссах нулевой и номинальной нагрузок соответственно в точках пересечения с линией, проведенной с наклоном местного участка статической характеристики;

$$\delta_M = \frac{N_э^н}{N_{э1} - N_{э2}} \cdot \frac{n_{м2} - n_{м1}}{n^н} 100, \qquad (16)$$

где $N_{э1}$ и $N_{э2}$ - границы нагрузок ТГ на рассматриваемом линейном участке статической характеристики АСР;

$n_{м2}$ и $n_{м1}$ - частоты вращения ротора ТГ на соответствующих границах нагрузок линейного участка статической характеристики;

в) степень нечувствительности АСР, %;

$$\varepsilon = \frac{\Delta n_\varepsilon}{n^н} 100, \qquad (17)$$

где Δn_ε - разность между максимальной и минимальной частотами вращения ротора при неизменной нагрузке турбины и неизменной установке МУТ (на рис.16 разность Δn_ε условно дана необычно большой для наглядности построения).

8.2. Построение статической характеристики АСР совмещением точек опытных зависимостей

8.2.1. Определяют из нагрузочной характеристики турбины положения серводвигателя, соответствующие максимальной и минимальной нагрузкам и точкам перелома характеристики. Положения серводвигателя, отсчитанные по кривой разгружения турбины квадрант П, точки 6 и 7 (на рис.16) заносят в графу 1 табл.2, а положения, отсчитанные по кривой нагружения - в графу 2 (точки 5 и 8); значения электрической нагрузки, соответствующие этим положениям серводвигателя, заносят в графу 3 табл.2.

8.2.2. Соответственно внесенным в табл.2 положениям серводвигателя находят по характеристике канала регулирования частоты вращения ротора (квадрант I) значения последней и вносят их в табл.2: в графу 4 - отсчитанные по кривой, снятой при увеличении частоты, и в графу 5 - отсчитанные по кривой, снятой при уменьшении частоты Аналогично находят и заносят в табл.2 параметры, соответствующие всем точкам излома нагрузочной характеристики.

Таблица 2

Ход серводвигателя соответственно номеру точки по кривой (мм) при		Нагрузка турбины, МВт	Частота вращения ротора турбины соответственно номеру точки по кривой (об/мин) при	
снижении нагрузки	повышении нагрузки		повышении частоты	понижении частоты
I	2	3	4	5
-	5	5(6)	-	5
6	-	6(5)	6	-
7(8)	-	7	7	-
-	8(7)	8	-	8
9	-	9	9	-
-	I0	I0	-	I0

Примечание. В табл.2 указаны точки согласно рис.I6, по которым проставляются поименованные параметры.

8.2.3. Из характеристики канала регулирования частоты вращения ротора дополнительно определяют координаты точек ее перелома (например, точки 9 и I0 в квадранте I) и заносят их в графы 5, 4, 2 и I аналогично списанному. По найденным положениям серводвигателя определяют из нагрузочной характеристики нагрузки ТГ и вносят их в графу 3.

Табл.2 заполняют соответственно каждому опыту, проведенному на холостом ходу турбины.

8.2.4. По данным граф 3,4 и 5 строят статическую характеристику АСР турбины соответственно трем опытам, приведенным на холостом ходу турбины.

8.3. Построения статической характеристики АСР турбин с противодавлением и с регулируемыми отборами пара

8.3.1. Турбины с противодавлением

Статическую характеристику АСР турбин с противодавлением строят по каналу регулирования давления (см.разд.7.5 и 7.6) и по каналу регулирования частоты вращения ротора (см.разд.7.1 и 7.2).

Обе характеристики строят при переменном противодавлении турбины (в пределах неравномерности РД).

Из статических характеристик определяют их параметры (см.пп. 5.6.4 и 8.1.2).

8.3.2. Турбины с регулируемыми отборами пара

Построение статической характеристики для режимов с регулируемыми отборами пара представляет определенные методические и технические сложности. Учитывая, что АСР современных серийных турбин с регулируемыми отборами пара достаточно совершенны, их каналы регулирования скорости и давления обладают высокой степенью автономности, которая контролируется по диаграммам положений золотников и серводвигателей и выполнением комплекса испытаний, получение экспериментальной статической характеристики АСР для режимов с регулируемыми отборами пара в условиях эксплуатации турбин не обязательно. Статическая характеристика для этих турбин строится только для конденсационного режима.

9. ИСПЫТАНИЯ ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ ИМПУЛЬСНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ТУРБОАГРЕГАТА

9.1. Общие положения по импульсным испытаниям турбины

9.1.1. Целью испытаний по определению импульсных характеристик турбоагрегата (в дальнейшем - импульсных испытаний) является получение динамических характеристик АСР и турбины, необходимых для настройки ПА, воздействующей на АСР турбины. Дополнительно проверяется возможность послеаварийного ограничения мощности энергоблока в пределах регулировочного диапазона.

9.I.2. При разработке методики импульсных испытаний учтены существующие в настоящее время типовые схемы ПА [9], требования руководящих документов [3 и 4] и использован опыт импульсных испытаний, выполненных ПО "Союзтехэнерго" и другими организациями на турбинах энергоблоков.

9.I.3. Импульсные испытания делятся на типовые и проверочные. Типовые испытания выполняются на двух-трех головных образцах турбоагрегатов.

Целью типовых импульсных испытаний является получение типовой импульсной характеристики (рис.I7), а также характеристик движения серводвигателей РК (рис.I8), которые определяют работу системы аварийного управления мощностью турбины (приложение I4). Характеристики снимают вначале на остановленной турбине при широком спектре импульсов, начиная с прямоугольных, а затем с релейным съемом сигнала.

Используются следующие прямоугольные импульсы:

Сила тока ЭМП, нв	Длительность импульса, с						
0,5				0,I0	0,I5	0,25	0,35
I,0	0,05	0,I	0,I5	0,25	0,35	0,5	0,7
2,0	0,05	0,I	0,I5	0,25	0,35	0,5	0,7
3,0	0,05	0,I	0,I5	0,20	0,25	0,5	0,7
4,0	0,05	0,I	0,I5	0,20	0,25	0,3	0,5

Примечание. Опыты с силой тока ЭМП 3,0 нв и длительностью импульса 0,05; 0,25 и 0,7 с выполнить дважды.

Повторить опыты:

- с прямоугольным сигналом силой тока 4,0 нв длительностью 0,I и 0,2 с с задним экспоненциальным фронтом 3 с от остаточного тока 0,5; 0,75 и I нв;

- с прямоугольным сигналом длительностью 0,I и 0,2 с силой тока 4,0 нв с задним экспоненциальным фронтом 3 с и остаточным ограничивающим током 0,3; 0,5 и 0,8 нв.

В итоге осциллографирования процессов импульсных разгружений турбины и соответствующей обработки осциллограмм получают импульсные диаграммы - зависимости $N=f(t)$ (кривая 2 на рис.I9) для широко-

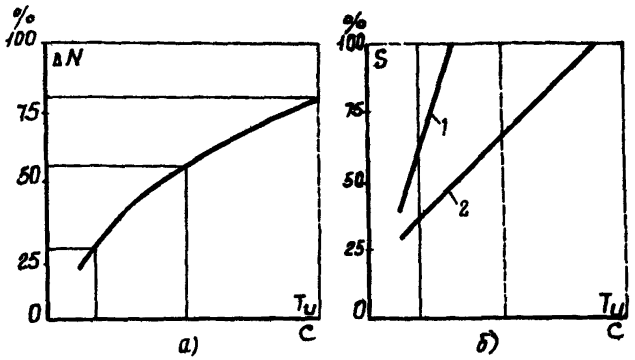


Рис.I7. Характеристики импульсной разгрузки турбины: *а* - типовая импульсная характеристика; *б* - характеристики движения серводвигателей РКВД (I) и РКСД (2)

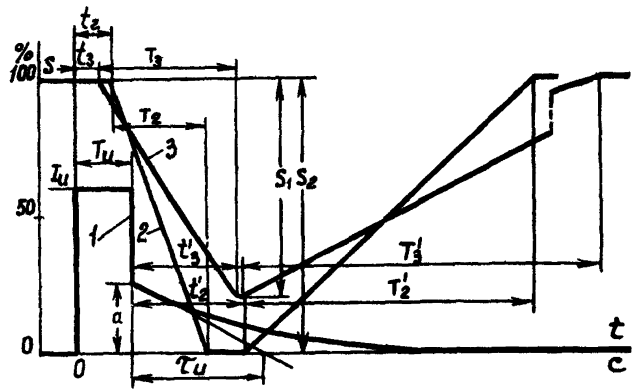


Рис.I8. Характеристики, определяющие глубину импульсной разгрузки турбины: I - импульс на входе в ЭМП (в ЭЧСР); 2 и 3 - перемещение серводвигателей РКВД и РКСД соответственно

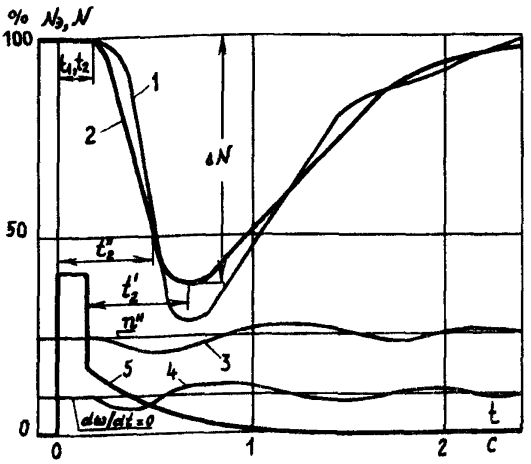


Рис.I9. Импульсная диаграмма турбины:
I - осциллограмма электрической нагрузки ТГ; 2 - диаграмма механической нагрузки ТГ (импульсная диаграмма); 3 - частота вращения ротора; 4 - ускорение ротора

го спектра параметров импульса (I_u,T_u ,α,τ_u, см.рис.I8) с восстановлением начальной нагрузки или с ограничением ее.

Проверочные импульсные испытания выполняются на серийных турбоагрегатах с формированием импульсов штатными устройствами ПА. В их объем входят:

а) испытания на остановленной турбине для оценки соответствия параметров перемещения органов парораспределения аналогичным параметрам типовых импульсных характеристик;

б) один-два контрольных опыта под нагрузкой с послеаварийным ограничением мощности (в случае необходимости).

Обычно назначают три ступени импульсной разгрузки: 30, 55 и 80% номинальной мощности, а послеаварийное ограничение - в пределах регулировочного диапазона блока, оговоренных в ТУ на турбину и других заводских документах.

9.I.4. Типовые импульсные испытания проводятся по рабочей программе, разработанной организацией, проводящей испытания, и согласованной с заводом-изготовителем турбины, ЦДУ и Главтехуправле-

нием Минэнерго СССР. Проверочные импульсные испытания проводятся по рабочей программе, составленной электростанцией и согласованной с заводом-изготовителем турбины и ОДУ.

9.2. Подготовка к импульсным испытаниям

9.2.I. Приводят оборудование энергоблока и его автоматику в соответствие с существующими требованиями к его маневренности [2, 3, 4, 9].

9.2.2. Убеждаются, что настройка АСР турбины соответствует требованиям ПТЭ и завода-изготовителя турбины, а схема ПА - ее проекту.

9.2.3. Готовят схему осциллографирования тока ЭМП (или напряжения), напряжения в цепях электродвигателя МУТ, активной нагрузки ТГ; положений электродвигателей РКВД и РКСД, ЭГП; давлений в линиях управления РК; сигналов от свободных блок-контактов системы сигнализации СКВД и СКСД при их положении "Открыто". При типовых испытаниях дополнительно готовят осциллографирование механической мощности турбины при наличии датчика или частоты вращения ротора (в масштабе осциллограммы не более I об/мин/мм); давления пара перед турбиной, в регулирующей ступени, перед ЧСД и в контрольной ступени ЧСД; давления рабочей жидкости в силовой линии АСР, в линии управления РК и других параметров применительно к конкретной конструкции АСР (см.приложения 6 и 9).

9.2.4. Готовят схему формирования импульсов для ввода в ЭМП (или в ЭЧСР; усилитель ЭМП, электроприставку при их наличии). Если в ЭЧСР имеется блок формирования импульсов, при испытании используют его.

При проверочных импульсных испытаниях используют стандартные импульсы, заложенные в аппаратуру ПА.

9.2.5. Проверяют работу предохранительных клапанов на линиях свежего пара, пара промперегрева и регулируемых отборов перед импульсными испытаниями на работающем блоке.

9.2.6. Проводят организационные мероприятия соответственно пп.I.I0, 9.2.4 и разд.I3.

9.3. Типовые импульсные испытания на остановленной турбине

Целью испытаний является определение параметров импульсов для последующих испытаний на работающем энергоблоке. Методика испытаний следующая.

9.3.I. Устанавливают необходимую температуру рабочей жидкости АСР.

9.3.2. Задают скорость кассете осциллографа 40-I00 мм/с. Открывают серводвигатель РКВД до положения, соответствующего номинальной нагрузке ТГ.

9.3.3. Включают в работу кассету и подают в ЭМП импульс; останавливают кассету по завершении переходного процесса АСР - через 3-I2 с в зависимости от формы и силы импульса (более детально техника осциллографирования изложена в приложении 9 и в разд.II.4).

Минимальную длительность импульса выбирают из расчета перемещения сервомотора РКВД на 30-50%, максимальную - из расчета нахождения РКВД в закрытом положении в продолжение 0,I-0,5 с в зависимости от конструкции турбины.

Для оценки идентичности отработки импульсов отдельные опыты дублируют. Ток ограничения нагрузки подбирают по нагрузочной характеристике турбины, построенной по каналу ЭГП (см.разд.7.I0).

9.3.4. Строят характеристики движения сервомоторов РКВД и РКСД в функции длительности импульса τ_u при разных его значениях (см.п.9.8.4).

9.4. Проверочные импульсные испытания на остановленной турбине

В задачу испытаний входит проверка соответствия движения серводвигателей типовой характеристике их движения, что выполняют по следующей методике.

9.4.I. Снимают импульсные диаграммы АСР с подачей стандартных импульсов от устройства ПА.

9.4.2. По осциллограммам определяют параметры движения серводвигателей и сравнивают их с аналогичными параметрами по зависимостям, приложенным к типовой импульсной характеристике (для соот-

ветствующих T_u). В случае различия сравниваемых параметров более 10% их значения находят по типовым зависимостям значение разгрузки ΔN , соответствующее полученным параметрам. Если отличие по разгрузке составит также более $\pm$10% номинальной, время импульса T_u в устройствах ПА соответственно корректируют.

9.5. Импульсные испытания на холостом ходу турбины

На турбинах, НРТ которых связан с валом турбины (К-160-130, К-200-130, К-220-44 и др.), предварительные импульсные испытания выполняют при работе их на холостом ходу, а не на остановленной турбине. При этом используют следующую методику.

9.5.1. Открывают серводвигатель РКВД на значение, соответствующее номинальной нагрузке ТГ при частоте вращения ротора $n = (0,98 \div 1,015) n^{н}$ (см.п.6.3.4).

9.5.2. Включают в работу кассету осциллографа и подают импульс в ЭМП. В остальном методика сохраняется аналогичной изложенной в разд.9.4 и 9.5. Ввиду большой сложности ведения опытов на холостом ходу количество их сводят к возможному минимуму.

9.6. Типовые импульсные испытания при работе турбины под нагрузкой

9.6.1. Подготавливают оборудование блока соответственно указаниям п.9.3 и разд.13, осциллографическую аппаратуру соответственно п.9.3.3; проверяют характеристики ЭП и МУТ соответственно разд.5.10, 5.11, 7.8 и 7.10.

9.6.2. Устанавливают на ТГ номинальную нагрузку. Записывают параметры АСР и блока (перед каждым опытом).

9.6.3. Вводят в ЭМП поочередно импульсы с силой $0,5 I_u$, $0,75 I_u$ и I_u при выбранных по результатам испытаний на остановленной турбине значениях их параметров a и τ_u. Длительность импульсов T_u увеличивают так, чтобы был обеспечен диапазон разгрузки от 30 до 80% номинальной мощности турбины. Количество опытов для импульса разной силы назначают 4-6 с расчетом возможности построения достоверной типовой импульсной характеристики.

9.6.4. Корректируют при необходимости параметры импульсов ПА (I_u, I_u, a, τ_u) по результатам испытаний (п.9.6.3) и проводят аналогично опыты вводом в АСР импульсов от ПА. Процесс импульсной разгрузки с последующим ограничением осциллографируют в течение 40-60 с с переводом кассеты на скорость 25 и 10 мм/с.

9.6.5. Выясняют после обработки и анализа осциллограмм точность автоматической разгрузки и ограничения нагрузки ТГ заданными импульсами.

9.6.6. Строят типовую импульсную характеристику и характеристики движения серводвигателей (см.разд.9.9).

9.7. Проверочные импульсные испытания при работе турбины под нагрузкой

9.7.1. Готовят турбину и блок аналогично указаниям пп.9.6.1 и 9.7.2, схему осциллографирования - соответственно п.9.3.3.

9.7.2. Вводят в ЭМП поочередно импульсы от ПА и процессы осциллографируют. Число опытов может быть ограничено, например, проведением опыта с максимальным по силе импульсом, с ограничением или без ограничения нагрузки. Сравнивают полученные в опыте значения глубины разгрузки ΔN и ограничения нагрузки с заданными их значениями; сравнивают также параметры движения серводвигателей с соответствующими параметрами движения, взятыми из зависимостей, приложенных к типовой импульсной характеристике. В случае совпадения полученных при проверочных испытаниях значений параметров движения сервомоторов РКВД и СКВД с их значениями по типовой импульсной характеристике и одновременно при значительных отличиях опытных разгрузок ΔN от значения ΔN по типовой импульсной характеристике (если ΔN по результатам опыта определялась) следует проверить характеристику пароораспределения турбины и расходить КОС, а затем опыт повторить.

9.8. Обработка результатов импульсных испытаний

9.8.1. Обрабатывают осциллограммы в объеме п.12.7.2, приняв за начало отсчета времени процесса момент подачи импульса в ЭМП.

9.8.2. Дифференцируют графическим методом [27] частоту вращения ротора и строят диаграмму его ускорения ($\frac{d\omega}{dt}$) и импульсную диаграмму механической мощности турбины (МВт) (см.рис.19), пользуясь формулой

$$N = N_э + 1{,}02 \cdot 10^5 I n^н \frac{dn}{dt} , \qquad (I8)$$

где $N_э$ - текущие значения активной электрической нагрузки ТГ, МВт;

I - момент инерции роторов турбины и генератора (берется по данным завода-изготовителя), кг·м·с^2;

ω - угловая частота вращения ротора, I/с;

$\frac{d\omega}{dt}$ - текущие значения ускорения ротора, I/с^2.

9.8.3. Определяют из импульсной диаграммы следующие параметры:

а) время запаздывания начала уменьшения механической мощности (t_2), с;

б) время уменьшения механической мощности на 50% (t_2''), с;

в) скорость уменьшения механической мощности в диапазоне нагрузок 95-30%, %/с;

г) время запаздывания начала увеличения механической мощности t_2', с;

д) глубину уменьшения механической мощности (ΔN), МВт;

е) скорость увеличения механической мощности при открытии РКВД и РКСД и при открытии только РКВД (после открытия РКСД), %/с.

9.8.4. Строят по ΔN типовую импульсную характеристику турбины (см.рис.I7,*а*) и по импульсным диаграммам, снятым на остановленной турбине и при работе ее под нагрузкой, характеристики движения серводвигателей - максимальные их хода в функции длительности импульса $T_и$ (см.рис.I7,*б*) и следующие параметры (соответственно обозначениям рис.I8):

- запаздывание движения серводвигателей на закрытие (t_2, t_3 и т.д.);

- время движения серводвигателей до нижнего упора (t_2, t_3 и т.д.);

- запаздывание начала открытия серводвигателя после снятия прямоугольной части импульса (t_2', t_3' и т.д.);

- время движения серводвигателей на открытие (t_2', t_3' и т.д.).

Обычно значения t_2, t_3, T_2, T_3, t_2', t_3' относительно постоянные в широком диапазоне изменения $T_и$. Значения T_2' и T_3' определяются постоянной времени $\tau_и$ экспоненты съема сигнала.

Характеристики движения серводвигателей, снятые на остановленной и работающей турбине, и их параметры прилагаются к типовой импульсной характеристике турбин

9.9. Анализ результатов импульсных испытаний

9.9.I. Сравнивают параметры импульсного изменения механической мощности турбины, а также результаты испытаний МУТ и ЭПП с нормативными показателями [3 и 4] и делают выводы о возможности и способах привлечения турбин к аварийному управлению мощностью или о необходимости изменений в настройке или структуре АСР и ПА.

9.9.2. Сравнивают результаты проверочных испытаний с типовыми импульсными характеристиками, а также характеристиками движения серводвигателей (см.пп.9.4.2 и 9.7.2).

I0. ИСПЫТАНИЕ ПРОТИВОРАЗГОННОЙ ЗАЩИТЫ МГНОВЕННЫМ СБРОСОМ ПАРОВОЙ НАГРУЗКИ ТУРБИНЫ

I0.I. Цель и условия испытания сбросом паровой нагрузки

I0.I.I. Испытание мгновенным сбросом паровой нагрузки турбины выполняют с целью проверки эксплуатационной надежности всего комплекса защит турбины от разгона - канала регулирования частоты вращения ротора (за исключением РС), канала противоразгонной защиты (за исключением бойков и ЗАБ), клапанов (РК, СК, ПРД, заслонок), ОК регенеративных и регулирующих клапанов регенеративных и регулируемых отборов пара [I0].

Оценка плотности регулирующих и отсечных клапанов, а также СК на паропроводах после сепаратора - промперегревателя турбин блоков АЭС может быть выполнена только по результатам мгновенного сброса паровой нагрузки.

Опыт сбросом паровой нагрузки проводят также перед опытами мгновенным сбросом электрической нагрузки, что позволяет значительно уменьшить риск опасного разгона турбины и в ряде случаев сократить количество опытов сбросом нагрузки.

10.1.2. Сброс паровой нагрузки проводят при эксплуатационном состоянии защиты: расхаживание РК, СК, ОК, КОС, проверка их плотности, испытание АБ и АСР непосредственно перед опытом не требуется. Тепловая схема блока и турбины эксплуатационная, потребители пара регенеративных и регулируемых отборов подключены к турбине; нагрузка ТГ не менее $0,75N_э^н$, органы парораспределения регулируемых отборов пара частично открыты.

10.1.3. Опыт производят мгновенным закрытием РК турбины посредством запуска БРФ с последующим закрытием СК ключом останова турбины. Отключение генератора от сети производят блокировкой или вручную после выхода ТГ в "моторный" режим. При отсутствии БРФ опыт выполняют отключением турбины ключом ее останова.

Процессы работы АСР, защиты от разгона и снижения нагрузки ТГ осциллографируют.

10.2. Подготовка к сбросу паровой нагрузки

10.2.1. Составляют рабочую программу испытаний (см.разд.1.10 и разд.13).

10.2.2. Собирают схемы осциллографирования нагрузки ТГ, напряжения тока в цепи соленоидов защитных устройств (для фиксации момента отключения турбины), напряжения тока на входе в ЭМП (для фиксации момента начала опыта); положения серводвигателей РК, СК, ПРД (заслонок), ОК сбросных клапанов; электрических сигналов от свободных блок-контактов реле системы сигнализации КИС и КОС при положении "Закрыто"; давлений пара перед турбиной, в линии промперегрева, в камерах регулируемых отборов и другие параметры (в общем случае).

10.2.3. Проверяют работу предохранительных клапанов на линиях свежего пара, горячего и холодного промперегрева, в камерах регулируемых отборов пара.

10.2.4. Проверяют АВР резервных и аварийных маслонасосов; оценивают (визуально) правильность действия автоматических регуляторов технологических процессов, включение защит и блокировок.

10.2.5. Подготавливают специальную схему подачи воздействия длительностью 10 с на дополнительный вход БРФ или схему запуска БРФ и удержания его в этом состоянии в продолжение 10 с, если конструкция ЭМП позволяет ввод сигнала на столь длительное время.

При невозможности длительного включения БРФ, а также при отсутстви ЭГП опыт проводят отключением турбины ключом ее останова.

I0.2.6. Выполняют требования правил техники безопасности и противопожарной безопасности и проводят инструктаж персонала.

I0.2.7. Проверяют работу БРСУ открытием ее клапана на 5-I0% и прогревают в течение 5-I0 мин при открытом до 3% клапане (по указателю его положения).

I0.2.8. Включают ПЭН на рециркуляцию.

I0.2.9. Переводят собственные электрические нужды блока на питание от резервного трансформатора.

I0.2.I0. Отключают и переводят на сигнал защиты, действующие при закрытии СК на останов блока; защиты по прекращению расхода пара в промежуточном пароперегревателе (если останов блока после опыта не планируют). Выполнение операций отключенных защит поручают при необходимости дежурному персоналу.

I0.3. Проведение сброса паровой нагрузки

I0.3.I. Получают разрешение НСС на проведение опыта и корректируют режим блока.

I0.3.2. Подготавливают рабочий режим осциллографа при скорости кассеты 40-I00 мм/с. Записывают параметры пара блока и АСР, нагрузку ТГ и одновременно оповещают по поисковой связи о проведении сброса нагрузки с ТГ и необходимости посторонним лицам покинуть опасную для пребывания ячейку блока.

I0.3.3. Проводят по поисковой связи счет: с I до I5 с интервалом между отсчетами I с. При счете 2, 3 включают в работу кассету осциллографа, при счете 5 запускают БРФ и прослеживают по ваттметру за сбросом нагрузки ТГ; при счете I0 закрывают СК ключом останова турбины. Если СК, РК, все КОС и ГПЗ закрылись и нагрузка ТГ установилась ниже нуля, отключают ТГ от электросети, если это не выполнит автоматика.

I0.3.4. Сразу после закрытия РК и СК производят операции по переводу котла на растопочную нагрузку или по его останову.

I0.3.5. При счете I5 уменьшают скорость кассеты осциллографа до 25-I0 м/с; через 30 и 60 с после начала опыта цепь канала нагрузки ТГ на осциллографе прерывают на I-2 с для фиксации на осци-

лограмме нуля нагрузки ТГ. Кассету осциллографа останавливают через I-I,5 мин хода опыта.

I0.3.6. При возникновении аварийной ситуации испытание прекращают и действуют в соответствии с эксплуатационными инструкциями. В частности:

а) при отказе срабатывания какой-либо защиты операцию ее выполняют вручную;

б) при отказе открытия БРОУ подрывают дистанционно предохранительные клапаны на линиях свежего пара;

в) при отключении блока действием защит, а также при отказе открытия или посадки какого-либо предохранительного клапана и неуспешной попытке принудительной его посадки блок останавливают.

I0.3.7. Восстанавливают проектную схему запуска БРФ.

I0.4. Обработка осциллограмм испытания защиты сбросом паровой нагрузки

I0.4.I. Выполняют первичную обработку осциллограмм (см.п.I2.7.I).

I0.4.2. Определяют площадь осциллограммы, ограниченную ординатой t_0 , абсциссой $N_э = 0$ и кривой 3 (рис.20, осциллограмма нагрузки ТГ). Для удобства расчета разбивают площадь на элементарные площадки ΔS , достаточно близкие по форме к прямоугольнику, трапеции или треугольнику. Так, на рис.20 выделены прямоугольник со сторонами $N_э^{нач}$ (в момент t_0) и $t_{0,33}$; треугольник с катетами $N_э^{нач}$ и $(t_{0,89} - t_{0,33})$, трапеция с высотой $(t_{I,0} - t_{0,89})$; прямоугольник со стороной $(t_{I,26} - t_{I,0})$ и треугольник с катетом $(t_к - t_{I,26})$, а также площадь треугольника, заштрихованного горизонтальными линиями с углом при $t_{0,89}$.

I0.4.3. Определяют энергию, выработанную ТГ и отданную в электросеть за время от t_0 до $t_к$ (МВт · с), т.е. до момента снижения нагрузки ТГ до нуля (назовем ее опытной энергией пролетного пара):

$$A_{пп}^{оп} = M \sum_{t_0}^{t_к} P_a^{ср} \Delta t = M \sum_{t_0}^{t_к} \Delta S ; \qquad (I9)$$

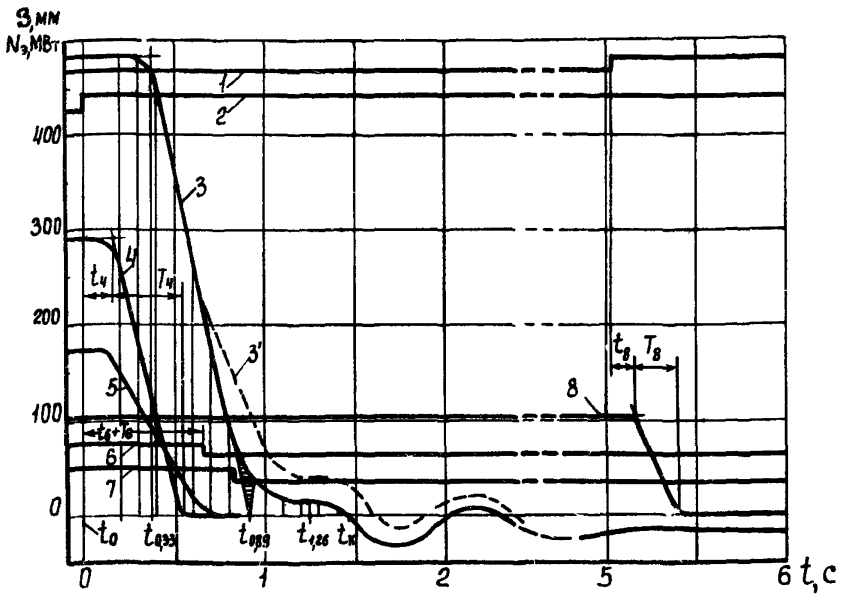


Рис.20. Расшифровка осциллограммы мгновенного сброса паровой нагрузки: I - напряжение соленоидов ЭУ; 2 - напряжение (ток) ЭМП; 3 - изменение электрической нагрузки ТГ; 3 - то же при отказе КОС; 4 - ход серводвигателя РКВД; 5 - ход серводвигателей РКСД; 6 и 7 - сигналы закрытия КОС ЧВД и ЧНД соответственно; 8 - ход стопорного клапана

где M - масштаб записи нагрузки ТГ, МВт/мм осциллографа;

$P_a^{ср} = \frac{P_a^n + P_a^{n+1}}{2}$ - среднее значение ординат нагрузки ТГ на участке осциллограммы, ограниченном временем $\Delta t = t_{n+1} - t_n$, мм (осциллограммы);

ΔS - значения элементарных площадей, выделенных на осциллограмме, мм (осциллограммы) на секунду.

I0.4.4. Определяют время запаздывания серводвигателей РК и КОС от момента поступления импульса в ЭМП (t_4 и др.); СК от момента поступления импульса в ЭУ турбины (t_8 и др.), а также время закрытия серводвигателей (T_4, T_8 и др.). Если сброс нагрузки производил-

ся отключением турбины ключом ее останова, время запаздывания РК, СК и КОС и снижения нагрузки определяют от момента поступления импульса на ЗУ.

10.5. Анализ результатов испытания защиты сбросом паровой нагрузки

10.5.1. Определяют приведенную энергию пролетного пара $A_{пп}^{пр}$ (МВт.с), соответствующую условиям мгновенного сброса номинальной электрической нагрузки ТГ:

$$A_{пп}^{пр} = A_{пп}^{оп} \frac{N_э^н}{N_э^{оп}} \pm \left(t_з^э - t_з^п\right) N_э^н = \left(\frac{A_{пп}^{оп}}{N_э^{оп}} \pm \Delta t_з\right) N_э^н, \qquad (20)$$

где $t_з^э$ и $t_з^п$ - время запаздывания закрытия РК при мгновенных сбросах электрической и паровой нагрузки соответственно.

Для приведения $A_{пп}^{оп}$ к условиям мгновенного сброса электрической нагрузки ТГ с одновременным включением БРФ принимают $t_з^э$ = = -0,07 с, так как момент поступления сигнала в ЭМП опережает момент отключения ТГ от сети на 0,07 с; при сбросе электрической нагрузки без форсирования АСР $t_з^э$ = 0,15 ÷ 0,35 с. Более точное значение $t_з^э$ выбирают из опыта испытания АСР конкретного типа турбины.

10.5.2. Оценивают надежность работы АСР и противоразгонной защиты по следующим факторам:

а) значению работы пролетного пара:

$$A_{пп}^{пр} \leqslant A^{пред}, \qquad (21)$$

где $A^{пред}$ - работа пара, вызывающая повышение частоты вращения ротора ТГ на 9% сверх номинальной (приложение 10).

По $A_{пп}^{пр}$ можно определить значение вероятного максимального повышения частоты вращения ротора при мгновенном сбросе электрической нагрузки [10];

б) значениям запаздывания и закрытия РК, СК и КОС;

в) характеру изменения нагрузки ТГ в процессе поочередного закрытия РК, КОС и СК. В частности, при неплотном закрытии РКВД и

РКСД или ОК регулируемых отборов пара может сохраниться остаточная нагрузка на ТГ (или малая отрицательная нагрузка моторного режима), которая с закрытием СК резко изменится (остаточная - снизится, отрицательная - возрастет); при неплотной посадке КОС темп снижения нагрузки ТГ в конце и после закрытия РК будет замедленным и может растянуться на несколько секунд (линия 3′ на рис.20).

Аналогичную информацию о плотности закрытия РК и КОС получают также из анализа диаграммы импульсной разгрузки (кривая I на рис. I9), если опыт проведен с импульсом достаточно большой длительности.

I0.5.3. По результатам анализа заключают о допустимости проведения опытов мгновенным сбросом нагрузки.

II. ИСПЫТАНИЕ АСР МГНОВЕННЫМ СБРОСОМ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ НАГРУЗКИ

II.I. Цель и условия испытания сбросом электрической нагрузки

II.I.I. Целью испытания является проверка способности АСР удерживать частоту вращения ротора ниже уровня настройки срабатывания автомата безопасности при мгновенном сбросе до нуля нагрузки ТГ.

II.I.2. Опыты проводят отключением генератора от электросети при работе турбины с номинальными параметрами пара, полностью включенной системой регенерации тепла, при включенной электрической части АСР (БРФ, дифференциатора, электроприставки, ЭЧСР) и при следующих нагрузках:

а) на турбинах конденсационных и с противодавлением - $0,5N_э^н$, а затем при нагрузке, соответствующей максимальному расходу пара на турбину;

б) на турбинах с регулируемыми отборами пара:

- $0,5N_э^н$, а затем при нагрузке, соответствующей максимальному расходу пара, допускаемому при конденсационном режиме;

- номинальной электрической нагрузке и максимальном расходе пара в I-й регулируемый отбор;

- максимальной электрической нагрузке при максимальных расходах свежего пара и пара в регулируемые отборы.

Число опытов сбросом электрической нагрузки может изменяться, исходя из конкретных условий и задач испытания. Для некоторых конструкций АСР турбин с регулируемыми отборами пара наиболее тяжелым режимом может быть мгновенный сброс максимальной нагрузки при отключенных отборах пара.

II.I.3. Общее техническое руководство испытаниями мгновенным сбросом электрической нагрузки осуществляет главный инженер электростанции или лицо, им уполномоченное; оперативное руководство - НСС в соответствии с рабочей программой.

II.2. Подготовка к мгновенному сбросу электрической нагрузки ТГ

II.2.I. Готовят рабочую программу с учетом указаний пп.I.4 и разд.I.I0 и I3.

II.2.2. Рассматривают и утверждают на техническом совещании при главном инженере электростанции следующие вопросы:

а) мероприятия по технике безопасности, предусмотренные рабочей программой (назначают ответственного за их выполнение);

б) перечень тепловых защит, которые должны быть выведены на время испытаний и включены на сигнал (например, защиты по I-му уровню воды в барабане котла, по прекращению расхода питательной воды, по прекращению расхода пара в промежуточном пароперегревателе и др.);

в) способ отключения генератора от сети с условием:

- сохранения возбуждения статора генератора (для работы частотомеров);

- одновременной подачи импульсов на запуск БРФ и КОС;

г) действия дежурного персонала при возможных аварийных ситуациях.

II.2.3. Проверяют следующее:

а) плотность закрытия РК и СК;

б) работу АБ при повышении частоты вращения ротора (одновременно сверяют показания всех штатных и контрольных тахометров и частотомеров, фиксируют давление импеллера при частоте вращения ротора I,025; I,05; I,075; I,I0 $n^{н}$ и в момент срабатывания АБ);

в) посадку КОС регенеративных отборов пара, если в опыте с мгновенным сбросом паровой нагрузки был зафиксирован их отказ;

г) плотность закрытия обратных клапанов на линиях регулируемых отборов пара;

д) статическую характеристику АСР;

е) включение регуляторов давления регулируемых отборов пара (регулятора противодавления) на холостом ходу турбины при установке МУТ и механизмов управления РД в положения, соответствующие максимальным электрической и тепловой нагрузкам. Выход турбины из-под управления РС при выполнении этой проверки будет свидетельствовать о ненормальной настройке АСР. Если испытание защиты мгновенным сбросом паровой нагрузки по каким-либо причинам не проводилось, выполняют также проверки по пп.I0.2.3 и I0.2.4.

В случае неудовлетворительного результата любой из перечисленных проверок испытания откладывают до устранения выявленного недостатка с последующим повторением проверки.

II.2.4. Определяют по результатам сверки показаний тахометров с лабораторным частотомером (см.п.II.2.3) поправки к показаниям тахометров у турбины и на БЩУ и устанавливают у каждого прибора карту поправок (в крупном масштабе). На манометре давления импеллера наносят метку против деления, соответствующего давлению в момент срабатывания кольца АБ, для дублирования контроля предельного уровня частоты вращения ротора.

II.2.5. Собирают схемы осциллографирования параметров пара и параметров АСР (см.приложения 6 и 9), исходя из задач испытания.

II.2.6. Готовят режим турбины:

а) выполняют операции согласно пп.I0.2.6-I0.2.I0;

б) устанавливают режим работы турбины, предусмотренный программой испытаний;

в) прикрывают ГПЗ и задвижки на линиях регулируемых отборов пара до момента начала дросселирования ими пара (где это допускается схемой управления задвижек);

г) проверяют визуально схему включения БРФ и ЭГП, обратив особое внимание на правильную полярность подаваемых сигналов;

д) проверяют выполнение условий, перечисленных в п.II.2.2;

е) распределяют между оперативным персоналом ключи управления БРОУ, ГПЗ, задвижками паропроводов регулируемых отборов пара, за-

щитных устройств турбины (дистанционного и непосредственно у турбины), срыва вакуума в конденсаторе (дистанционно и у эжектора), отключения ТГ от сети, корректировки возбуждения генератора, асинхронного перевода собственных нужд блока на генератор и др.; распределяют обязанности по контролю и выполнению операций отключенных защит; расставляют по местам дежурных, контролирующих проход посторонних лиц в опасных зонах турбины (ячейки блока).

II.3. Проведение мгновенного сброса электрической нагрузки

II.3.I. Выполняют условия, перечисленные в пп.I0.3.I и I0.3.2.

II.3.2. Производят по поисковой связи счет с I до I5 с интервалом между отсчетами I с. При счете 2,3 включают в работу кассету осциллографа, при счете 5 отключают от электросети генератор и прослеживают процессы снижения нагрузки ТГ, повышения частоты вращения ротора и закрытия РК. Одновременно при счете 6, если нагрузка с ТГ снизилась, открывают БРОУ, закрывают ГПЗ и задвижки отборов (их ключами управления). При подъеме частоты вращения ротора до уровня настройки АБ подают импульс на ЭУ турбины; при дальнейшем подъеме частоты вращения ротора действуют соответственно п.I3.4.

При удержании частоты вращения ротора до уровня настройки срабатывания АБ закрытие ГПЗ и других задвижек прекращают, если схема управления ими позволяет это выполнить (текущее значение быстро изменяющейся частоты вращения ротора оценивают не по электронно-цифровому, а по стрелочному прибору).

II.3.3. Контролируют действие защит и блокировок, при их отказе операции выполняют вручную; принимают меры или по удержанию энергоблока на холостом ходу, или по выводу его на останов, действуя по эксплуатационным инструкциям.

II.3.4. После выхода ТГ на холостой ход и стабилизации частоты вращения ротора на новом уровне выключают осциллограф из работы (через 30-60 с после начала опыта) и устанавливают частоту вращения ротора номинальной с помощью МУТ.

II.4. Анализ осциллограммы мгновенного сброса электрической нагрузки

II.4.I. Производят первичную обработку и первичную расшифровку осциллограммы (см.п.I2.7.I) и делают заключение о возможности проведения очередного опыта сбросом электрической нагрузки.

II.4.2. Обрабатывают осциллограмму (см.также п.I2.7.2) и определяют из нее следующее:

а) максимальное (динамическое) повышение частоты вращения ротора, %:

$$\Delta n^{макс} = \frac{n^{макс} - n^{нач}}{n^{н}} 100, \qquad (22)$$

где $n^{нач}$ и $n^{макс}$ – частота вращения ротора перед сбросом нагрузки и максимальная в опыте соответственно;

б) статическое повышение частоты вращения ротора, %:

$$\Delta n^{стат} = \frac{n^{хх} - n^{нач}}{n^{н}} 100, \qquad (23)$$

где $n^{хх}$ – частота вращения ротора после выхода турбины на холостой ход (при неизменном положении МУТ);

в) время ротора ТГ, с:

$$T_р = \Delta T \frac{N_э^{оп}}{N_э^{н}} \cdot \frac{n^{н}}{\Delta n}, \qquad (24)$$

где ΔT – время повышения частоты вращения ротора на величину Δn при максимальном (в опыте) его ускорении соответственно касательной, проведенной к началу кривой разгона ротора (рис.2I; $T_р = 0{,}6 \frac{95}{I00} \cdot \frac{50}{2{,}5} = II{,}4$ с);

$N_э^{оп}$ – нагрузка ТГ перед опытом, %;

Δn – выбранный произвольно диапазон повышения частоты вращения ротора, $с^{-I}$;

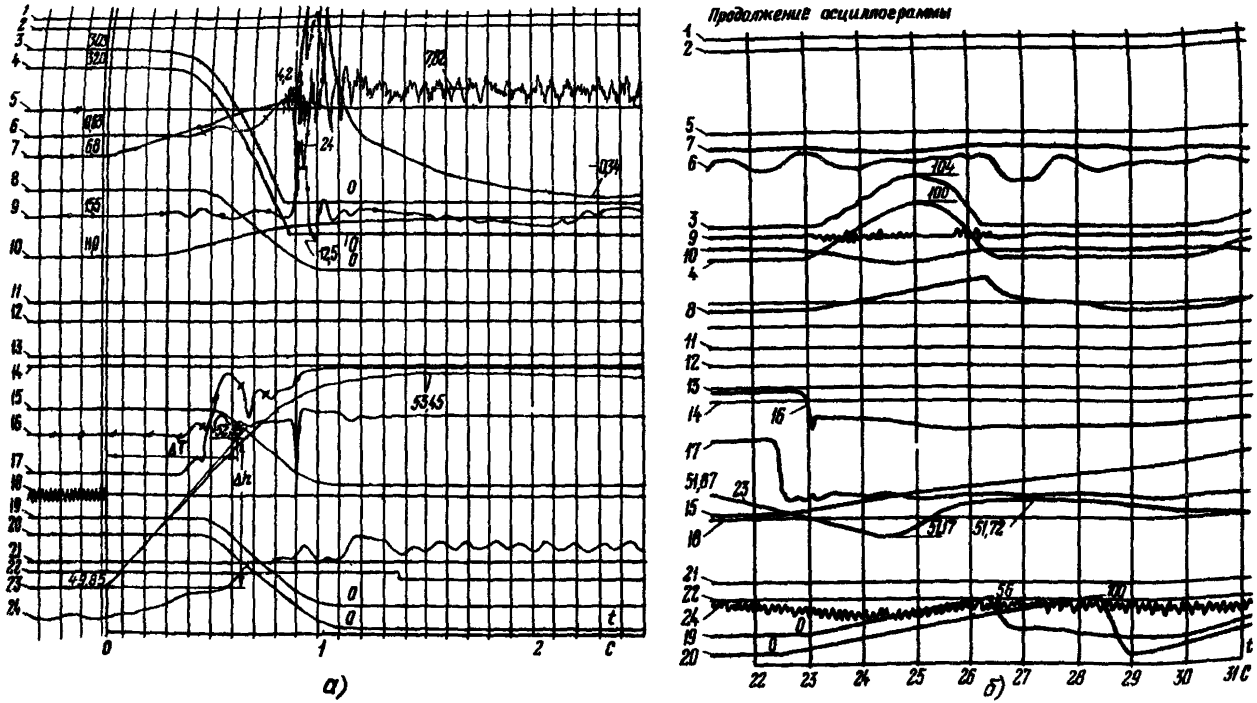


Рис.21. Осциллограмма мгновенного сброса электрической нагрузки 95% турбогенератора: I и 2 - напряжение ЭМП и соленоидов в ЗУ соответственно; 3 и 4 - ход серводвигателей РКВД; 5 - ход золотника ЭГП; 6 и 9 - давление в линиях всасывания нагнетания ГМН соответственно; 7 - давление в линии нагнетания импеллера; 8, I5, I9 и 20 - ход серводвигателей РКСД; I0 - давление в линии управления РК; II, I2, I3, I4 - ход серводвигателей СК; I6 и I7 - давление над поршнем серводвигателя РКСД и над мембраной его выключателя соответственно; I8 - ток статора генератора; 2I и 22 - сигналы срабатывания КОС ВД и КОС НД соответственно; 23 - частота вращения ротора; 24 - ход ЭРС

г) пределы колебаний давления рабочей жидкости в линиях АСР (силовой, соединительных, всасывания ГМН и др.); давление ее под поршнем серводвигателя в момент открытия РК при выходе ТГ на холостой ход;

д) качество процесса регулирования при выходе турбины на холостой ход.

Так, согласно осциллограмме рис.21 после отключения генератора от сети (синусоида 18, t = 0) частота вращения ротора 23 и давление импеллера 7 начали возрастать и практически одновременно стал перемещаться ЗРС 24 и снижать давление в линии управления РК 10. В итоге через 0,78 с закрылись главные серводвигатели и через 1,08 с - серводвигатели защитных РК промперегрева. Через 1,5 с частота вращения ротора поднялась от 49,85 до 53,45 $с^{-1}$; через 15,5 с снизилась до 51,4 $с^{-1}$ и турбина стала выходить на холостой ход под управлением РК (эта часть осциллограммы на рис.21 не приведена). Таким образом, динамическое повышение частоты вращения ротора достигло 7,2%, а статическое - 3,13%.

Благодаря относительно большому времени ротора и малой степени нечувствительности АСР динамическое повышение частоты вращения ротора, несмотря на относительно большое время закрытия серводвигателей, оказалось незначительным.

На осциллограмме (см.рис.21) зафиксированы следующие негативные явления:

а) большие колебания давления на стороне всасывания ГМН (кривая 6), которое повышалось от 0,063 до 0,42 МПа (0,63 до 4,2 кгс/см^2) и снижалось на 0,097 МПа (0,97 кгс/см^2), т.е. ниже атмосферного на 0,034 МПа (0,34 кгс/см^2). Последнее может привести к срыву насоса (недостаток устранен реконструкцией линии подвода масла);

б) неустойчивость АСР после выхода турбины на холостой ход при высокой частоте вращения ротора. Этот недостаток устраняется увеличением местной неравномерности АСР в зоне холостого хода турбины (при повышенной частоте вращения ротора);

в) неполная компенсация золотника ЭГП по давлению силового масла (в динамике): при колебаниях давления масла возникает кратковременное смещение золотника ЭГП на 50% полного хода;

г) отказ сигнализации закрытия КОС ВД 21, что было установлено дополнительной проверкой положения КОС после сброса нагрузки.

Результаты испытаний позволяют сделать заключение о надежной работе АСР при мгновенном сбросе электрической нагрузки ТГ. Если включить в работу ЭГП по каналу ЕРФ, максимальное повышение частоты вращения ротора при мгновенном сбросе электрической нагрузки снизится до 6% (согласно расчету по методике [10]).

12. ОБРАБОТКА РЕЗУЛЬТАТОВ ИСПЫТАНИЙ АСР

Результаты испытаний представляют в табличной или графической форме, а также в виде осциллограмм. Данные для таблиц и графиков предварительно обрабатывают в следующем объеме:

а) определяют среднее опытное значение параметра (для дублированных опытов);

б) вносят к среднему значению параметра поправку на погрешность прибора (по паспорту поправок) и на его установку (на несовпадение нуля указателя с началом хода исследуемого элемента; на разницу высот точки измерения давления и установки манометра, измеряющего давление жидкости);

в) приводят параметр к номинальным условиям.

12.1. Поправки к показаниям расходомеров

К опытным расходам пара вводят следующие поправки на:

а) погрешность вторичного прибора (по протоколу тарировки);

б) отклонение плотности рабочего тела при опытных параметрах $\gamma^{оп}$ от ее расчетного значения $\gamma^{расч.}$:

$$G = G^{оп}\sqrt{\frac{\gamma^{оп}}{\gamma^{расч}}} \qquad (25)$$

в) отклонение опытных параметров пара от номинальных:

$$G^{пр} = G\,\frac{\rho^{н}}{\rho^{оп}}\sqrt{\frac{T^{оп}}{T^{н}}}\,, \qquad (26)$$

где G - расход пара опытный или предварительно приведенный.

I2.2. Поправки к опытной нагрузке ТГ конденсационных турбин

Опытную нагрузку ТГ приводят к номинальным параметрам пара по формуле

$$N_э^{пр} = A\beta_{t_0} N_э^{оп} \pm \Delta N_{p_2}, \qquad (27)$$

где $A = \frac{p_0^н}{p_0^{оп}} \sqrt{\frac{T_0^{оп}}{T_0^н}}$ – поправочный коэффициент на приведение расхода пара к номинальным параметрам; при отклонениях $T_0^{оп}$ не более $\pm 5^{\circ}C$ значение корня принимают равным единице;

$\beta_{t_0} = \left(1 + \frac{\alpha_{t_0}}{100} + \frac{\alpha_{t_{пп}}}{100}\right)$ – поправочный коэффициент к мощности на отклонение в опыте температуры свежего пара и пара после промежуточного пароперегревателя от их номинальных значений; α_{t_0} и $\alpha_{t_{пп}}$ берутся по специальным поправочным кривым, выданным заводом-изготовителем или полученным при тепловых испытаниях турбины;

ΔN_{p_2} – поправка на отклонение давление отработавшего пара от номинального (определяется по поправочным кривым).

I2.3. Поправки к опытной нагрузке турбин с противодавлением

Опытную нагрузку (или расход свежего пара) приводят к номинальным условиям аналогично разд.I2.I и I2.2. При давлении свежего пара 3,5 МПа (35 кгс/см^2) и ниже учитывают влияние противодавления на мощность ТГ (расход пара) в коэффициенте A по формуле

$$A = \sqrt{\frac{(p_0^н)^2 - (p_2^н)^2}{(p_0^{оп})^2 - (p_2^{оп})^2}} \sqrt{\frac{T_0^{оп}}{T_0^н}} = K \sqrt{\frac{T_0^{оп}}{T_0^н}}. \qquad (28)$$

I2.4. Поправки к опытным параметрам турбин с регулируемыми отборами пара

Результаты испытаний АСР турбин с регулируемыми отборами пара к номинальным условиям не приводят ввиду сложности этой операции, поэтому испытания АСР этого типа турбин проводят при условии отклонения давления свежего пара от номинального не более $\pm 1{,}5\%$.

Обработку параметров ведут согласно пп.I2.I,*а*, *б*.

I2.5. Приведение давления пара за РК и по ступеням турбины к номинальным условиям

Опытное давление пара за РК приводят по формуле

$$p_{кл}^{пр} = p_{кл}^{оп} \frac{p_0^н}{p_0^{оп}} . \qquad (29)$$

Опытное давление пара по ступеням проточной части p_x конденсационной турбины и отработавшего пара определяют по формулам:

$$p_x^{пр} = A p_x^{оп} ; \qquad (30)$$

$$p_2^{пр} = A p_2^{оп} . \qquad (31)$$

Давление пара по ступеням проточной части турбины с противодавлением определяют по формуле

$$p_x^{пр} = \sqrt{(K p_x^{оп})^2 - (K p_2^{оп})^2 + (p_2^н)^2} , \qquad (32)$$

где K - коэффициент формулы, приведенной в разд.I2.4.

I2.6. Обработка и анализ осциллограмм процессов АСР

I2.6.I. Первичную расшифровку и анализ осциллограмм производят сразу после их проявления: определяют времена запаздывания и

закрытия серводвигателей РК и КОС и значения максимальных отклонений параметров (электрической нагрузки ТГ, частоты вращения ротора, давления свежего пара и пара в регулируемых отборах; давления рабочей жидкости в силовой линии, под поршнем серводвигателя во время открытия РК и др.) и на основе этих данных оценивают качество работы АСР и допустимость проведения очередного опыта; выясняют необходимость корректировки объемов информации, схемы осциллографирования, а также расположения на поле осциллограммы изображений параметров, их масштабов.

I2.6.2. Окончательную обработку осциллограмм производят одним из трех способов:

- нанесением шкалы времени непосредственно на осциллограмме по отметкам времени осциллографа, принимая за нуль момент поступления в АСР возмущающего сигнала (начало опыта), а также значений параметров (перед опытом и в характерных точках процесса, в том числе максимальных их отклонений, см.рис.2I);

- построением графиков (в функции времени) по результатам расшифровки осциллограммы (см.рис.20);

- нанесением на осциллограммы масштабов изображений и при необходимости начальных значений параметров (рис.22).

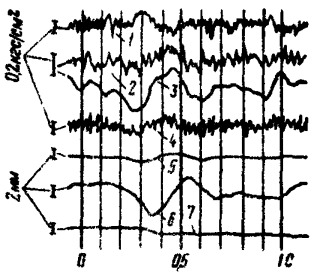


Рис.22. Осциллограмма пульсации давлений, золотников и серводвигателей (до наладки АСР): I - давление в линии нагнетания ГМН; 2 и 3 - давление в линии всасывания ГМН и импеллера соответственно; 4 - давление в линии нагнетания импеллера; 5 - движение ЗРС; 6,7 - движения отсечного золотника и серводвигателя РКВД соответственно

При обработке осциллограмм первым способом изображения отдельных параметров метят при необходимости отличительными знаками.

При обработке вторым способом на графике размещают ряд функционально связанных параметров так, чтобы анализ процесса максимально упрощался. Это достигается выбором оптимальных масштабов шкал параметров, рациональным расположением их относительно поля графика, нанесением на график минимума необходимых для анализа параметров и отличительной пометкой отдельных линий.

Обработка первым и вторым способами позволяет сохранить натуральный вид осциллограммы со всеми мелкими деталями процесса, что в ряде случаев является важным.

I2.6.3. Изображение параметра расшифровывают в следующем порядке:

а) составляют таблицу текущих отклонений изображения параметра от его начального или конечного состояния. За базу для отсчета отклонения изображения параметров принимают линейные участки осциллограмм (СК, ЗУ, ток ЭМП и др.) или специальную запись свободного (от импульса) шлейфа;

б) определяют по масштабу значение отклонения параметра в опыте и вносят ее в таблицу;

в) суммируют значения отклонений параметра с начальным (или конечным) значением его и находят текущее его значение.

I2.6.4. Анализируют результаты осциллографирования аналогично изложенному в разд.I0.5 и II.4.

I3. ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ

Автоматическая система регулирования и защита паровых турбин состоят из ряда расположенных вокруг корпусов турбины силовых механизмов, подвижные элементы которых частично открыты и перемещаются импульсно под действием больших усилий, развиваемых у большинства АСР рабочей жидкостью, легко воспламеняющейся и с большим давлением. Испытания их в ряде случаев производят на режимах, близких к предельным по прочности отдельных элементов конструкции турбин. Эти факторы обусловливают для персонала электростанции повышенную потенциальную опасность и определяют необходимость строгого выполнения при обслуживании и испытании АСР установленных правил техники эксплуатации энергооборудования, техники безопасности радиационной и пожарной безопасности. Кроме общих требований ПТБ [I2, I3, 29] должны выполняться приведенные ниже.

I3.I. Приспособления, предназначенные для присоединения датчиков линейных перемещений к подвижным звеньям механизмов АСР, не должны иметь выступающих частей (консольных), способных при их резком перемещении создавать опасность для лиц, обслуживающих АСР; тройники, отводы и переходы, предназначенные для установки датчи-

ков давления и содержащие сварные элементы, должны быть выполнены в соответствии с действующими нормалями.

I3.2. До начала испытаний АСР должно быть выполнено следующее:

а) закончены все ремонтно-наладочные работы на узлах АСР, освобождены от мусора, горючих материалов и посторонних предметов площадки обслуживания АСР и проходы, убраны леса;

б) опрессована гидравлическая система рабочей жидкости повышенным давлением (после ремонта), проверена осмотром исправность ее, а также узлов АСР и защиты. При наличии утечек рабочей жидкости и свищей на трубопроводах свежего пара динамические испытания АСР и защиты не допускаются;

в) удалены из зоны АСР посторонние лица, вывешены на механизмах запрещающие плакаты: "Не подходить, опасная зона", на опасных проходах - "Проход закрыт"; назначены дежурные для удаления посторонних лиц из опасных зон ТГ на время испытаний сбросом нагрузки и повышением частоты вращения ротора более $1{,}05\,n^{н}$;

г) проверено качество работы и при необходимости налажена поисковая связь блока, организована оперативная связь с БЩУ руководителя испытаний (оператора осциллографов), если он по ходу опыта находится вне БЩУ;

д) укомплектована турбинная установка всеми первичными средствами пожаротушения согласно нормам оснащения ими электростанций;

е) все участники испытаний, в том числе наблюдатели, проинструктированы оперативным руководителем испытаний об обязанностях (см. разд.I3.4) и по вопросам техники безопасности; указаны звенья системы, приближение или прикасание к которым недопустимо (кулачковые механизмы, штоки серводвигателей, кнопки ЗУ или ЗАБ, механизмы расхаживающих устройств, конечные выключатели защит и блокировок; запорные вентили манометрических реле, блокировок и электроконтактных манометров);

ж) обеспечены условия для безопасного пребывания наблюдателей на рабочих местах.

I3.3. До испытаний при вращающемся роторе турбины должна быть выполнена проверка плотности всех регулирующих и парозапорных ее органов, испытаны АБ и предохранительные клапаны регулируемых отборов пара, если конструкция клапанов и турбины позволяет это выполнить до включения генератора в сеть (после выхода турбины из капитального ремонта).

I3.4. Испытания АСР и защиты должны проводиться строго по рабочей программе. Кроме технических вопросов в рабочей программе должны содержаться специфические для данного испытания требования ПТБ, ППБ и ПРБ и указаны обязанности всех участников испытаний. В частности, при испытаниях с повышением частоты вращения ротора свыше $1{,}05\,n^{н}$ должно быть отражено следующее:

а) режим блока перед опытом устанавливают только по распоряжению руководителя испытаний;

б) в ходе опыта не допускают выполнения каких-либо операций, способных изменить давление пара перед турбиной, в промежуточном пароперегревателе, в камерах регулируемых отборов пара, на выхлопе турбины (воздействие на ГПЗ, ПСБУ, регуляторы пара концевых уплотнений турбины, вентили на линиях дренажей турбины и котла; на органы, изменяющие нагрузку котла);

в) контроль повышения частоты вращения ротора в ходе опыта ведут непрерывно все участники испытаний, которые в случае необходимости обязаны самостоятельно воздействовать на защиту и другие органы управления режимом турбины для предотвращения опасного разгона ротора;

г) при опасном не управляемом автоматикой повышении частоты вращения ротора персонал, участвующий в испытаниях, выполняет самостоятельно следующее:

- прекращает доступ пара в турбину воздействием дистанционно и по месту на все ее органы управления режимом (МУТ, выключатели и расхаживающие устройства СК, кнопки и ключи останова турбины, ГПЗ и задвижки на линиях регулируемых отборов пара и отдельных регенеративных, например, отбора, питающего деаэратор;

- срывает вакуум в конденсаторе турбины;

- открывает дистанционным воздействием предохранительные клапаны свежего пара и пара промперегрева, отключает котел (при блочной схеме);

- отключает НРТ (турбины мощностью 250 МВт и выше с серводвигателями одностороннего действия).

I3.5. Экспериментальные электрические КИП и осциллографическая аппаратура должны устанавливаться и эксплуатироваться с соблюдением следующих условий:

а) временное подключение приборов к сборкам питания 220 В производит дежурный электрик с разрешения начальника электроцеха с

установкой автоматов питания (АП) непосредственно у приборов и при работах длительностью более одной смены дополнительно в групповом щите (сборке), из которого запитываются приборы;

б) присоединение приборов к измерительным цепям генератора, к технологическим защитам и системам сигнализации (к свободным блок-контактам их реле) выполняет дежурный персонал электроцеха и цеха ТАИ в соответствии с рабочей программой испытаний;

в) питание приборов (при временных схемах) и подсоединение их к цепям измерения генератора выполняют кабелем типа ШРПЛ, который трассируют на высоте не менее 2,5 м над площадками и проходами с вывешиванием на видных местах предупреждающих плакатов: "Стой! Высокое напряжение!";

г) концы всех кабелей, присоединяемых к приборам, маркируют ("Напряжение 220", "Фаза А, 100 В" и др.), свободные концы кабелей, не присоединенные к выводам приборов (или к выводам в сборках шкафов), надежно изолируют для исключения случайных их контактов с токоведущими элементами;

д) все приборы надежно заземляют согласно их паспортам; исправность контура заземления проверяют ежедневно перед подачей напряжения на приборы (визуально);

е) работа с осциллографической аппаратурой и КИП под напряжением проводится оператором при наличии вблизи второго специалиста, ознакомленного со способом снятия напряжения с приборов в случае экстренной необходимости (выключением АП);

ж) при перерывах работ питание с приборов снимают выключением АП, установленного в сборке.

13.6. Изменение режима работы энергоустановки и электрические переключения, предусмотренные рабочей программой, производятся дежурным персоналом только по распоряжению оперативного руководителя испытаний, исключая случаи, требующие срочного принятия мер по устранению угрожающих аварийных ситуаций (в соответствии с эксплуатационными инструкциями). О проведенных в этих условиях изменениях режима сообщают оперативному руководителю испытаний.

13.7. При возникновении на энергоустановке, электростанции или в энергосистеме аварийной ситуации испытания прерываются.

Приложение 1
Справочное

ОПРЕДЕЛЕНИЯ И ОБОЗНАЧЕНИЯ

Параметр или узел	Определение	Обозначение
Электрическая нагрузка (нагрузка) ТГ, кВт, МВт	Мощность на выводах генератора	$N_э$
Номинальная нагрузка ТГ, кВт, МВт	Максимальная нагрузка ТГ, разрешенная для длительной эксплуатации при нормальном режиме работы энергоблока (турбины)	$N_э^н$
Паровая нагрузка турбины, кВт, МВт	Мощность, развиваемая ротором паровой турбины	N
Рабочая жидкость АСР	Жидкость, применяемая в гидравлических связях и узлах АСР	
РД	Устройство, измеряющее и преобразующее давление регулируемой среды в сигнал для ввода в последующие звенья АСР	
РС	Устройство, измеряющее и преобразующее частоту вращения ротора турбины в сигнал для ввода в последующие звенья АСР	
Серводвигатель	Силовое устройство, управляющее промежуточным звеном цепи АСР или регулирующим органом турбины	
МУТ или синхронизатор турбины	Устройство, позволяющее изменять частоту вращения ротора при работе турбины на холостом ходу и при включенном ТГ в изолированную электросеть или изменять нагрузку ТГ при работе его в общую сеть ("в параллель")	
ЭГП	Быстродействующее пропорциональное устройство, преобразующее электрические сигналы в импульсы для ввода в последующие звенья АСР	

Продолжение приложения I

Параметр или узел	Определение	Обозначение
Регулирующий орган турбины	Устройство, регулирующее расход пара в турбину (РК, ПРД, поворотная заслонка)	
Канал (цепь) регулирования	Цепь, состоящая из регулятора, промежуточных усилителей и регулирующего органа, объединенных кинематическими, электрическими или гидравлическими связями	
Ход РС, мм	Перемещение выходного звена РС - муфты, золотника	$x, h_{ЗРС}$
Ход РД, мм	Перемещение выходного звена РД - мембраны, поршня, золотника	$h_{РД}$
Ход МУТ, мм	Перемещение звена МУТ - штока, золотника, штурвала, определяющего частоту вращения ротора или нагрузку турбины	$h_{МУТ}$
Ход серводвигателя, мм	Перемещение выходного звена серводвигателя (штока, вала)	S
Ход золотника, мм	Перемещение золотника, управляющего промежуточным серводвигателем или серводвигателями РК, СК и т.д.	h
Ход ЗРС, серводвигателя, изменение давления масла в соединительной линии, соответствующие одному значению неравномерности, мм (МПа)	Перемещение выходного звена ЗРС, серводвигателя, изменение давления масла в соединительной линии, соответствующие изменению нагрузки ТГ от нулевой до номинальной (и наоборот)	$h^{нв}, S^{нв}, (p^{нв})$
Максимальный (полный) ход золотника, серводвигателя, клапана, мм	Перемещение выходного звена механизма от одного упора до другого	$h^{п}, S^{п}$
Пределы изменения частоты вращения ротора с помощью МУТ	Пределы установившихся частот вращения ротора на холостом ходу турбины, выраженные в долях или процентах номинальной, соответствующие положениям МУТ на его упорах	
Установившееся состояние параметра	Состояние параметра, когда среднее значение его изменяется в	

Продолжение приложения I

Параметр или узел	Определение	Обозначение
	пределах не более 0,I% номинального значения в минуту*	
Установившееся (стабилизированное) состояние блока	Состояние блока при неизменном положении задатчиков его нагрузки, когда среднее значение нагрузки ТГ изменяется в пределах не более 0,3% в минуту	
Нормальный режим работы турбины	Работа турбины при номинальных параметрах пара, расчетной тепловой схеме и частоте вращения ротора, соответствующей частоте электросети	
Нечувствительность ("мертвая зона") АСР, об/мин	Максимальный диапазон изменения частоты вращения ротора, при котором положение регулирующего органа, управляемого регулятором, не изменяется	Δn_{ε}
Степень нечувствительности АСР	То же, в процентах номинальной частоты вращения ротора	ε
Нечувствительность ("мертвая зона") узла, МПа, мм	Максимальный диапазон изменения входного параметра узла, при котором выходной параметр узла не изменяется	
Статическая характеристика АСР по каналу регулирования частоты вращения ротора	Зависимость установившихся значений частоты вращения ротора турбины от установившихся значений нагрузки ТГ (при неизменных положениях МУТ, механизмов управления РД и постоянных расходах пара в регулируемые отборы)	
Статическая характеристика узла	Зависимость значений выходного параметра узла от установившихся значений входного параметра	
Неравномерность АСР, об/мин	Разность установившихся частот вращения ротора, выраженная в процентах номинальной и соответствующая нулевой и номинальной установившимся нагрузкам ТГ при неизменных положениях МУТ, механизмов управления РД, постоянн-	$\Delta n^{нв}$

*Предельные значения изменения параметров взяты из опыта испытаний АСР.

Продолжение приложения I

Параметр или узел	Определение	Обозначение
	ных расходах пара в регулируемые отборы и нормальном режиме работы турбины	
Степень неравномерности АСР	То же, в процентах номинальной частоты вращения ротора	
Местная степень неравномерности АСР	Степень неравномерности АСР в диапазоне линейного участка ее статической характеристики (см.п.8.1.2,*б*)	$\delta_м$
Неравномерность ЭПП	Изменение силы тока на входе в ЭМП, вызывающее изменение нагрузки ТГ от максимальной до нуля (и наоборот)	
Устойчивость АСР	Способность АСР устанавливать новый уровень регулируемого параметра в соответствии с введенным в нее сигналом	
Время запаздывания закрытия (открытия) серводвигателя, с	Время от момента ввода в АСР сигнала до начала закрытия (открытия) серводвигателя	$t(t')$
Время закрытия серводвигателя РК, с	Время хода серводвигателя от его положения при номинальной нагрузке ТГ до упора при закрытых РК, отсчитанное от момента страгивания серводвигателя после ввода в АСР (защиту) максимального сигнала	T
Время открытия серводвигателя, с	Время хода серводвигателя от упора при закрытых РК до положения его при максимальной нагрузке ТГ, отсчитанное от момента страгивания серводвигателя после мгновенного снятия сигнала, например, с ЭПП	
Время МУТ, с	Время разгружения ТГ от положения серводвигателя при номинальной нагрузке до положения серводвигателя при нулевой нагрузке (или наоборот) при непрерывном действии на электродвигатель МУТ сигнала номинальной силы	
Номинальное давление свежего пара, МПа (кгс/см²)	Расчетное давление пара перед стопорным клапаном турбины, указанное в ее паспорте (фир-	P_0'

Окончание приложения I

Параметр или узел	Определение	Обозначение
	менной табличке, установленной на турбине)	
Давление пара за регулирующим клапаном (№ I,2,3 и т.д.), МПа (кгс/см²)	Давление пара перед группой сопл, питаемой паром через клапан (№ I,2,3 и т.д.)	$P_{1,2,3\ и\ т.д}$
Давление пара в камере регулирующей ступени МПа (кгс/см²)	Давление пара в камере после первого диска ротора (ЧВД, ЧСД или ЧНД) при групповом регулировании	$P_{рс}$
Давление пара в камере регулируемого отбора (или в камере мембраны РД), МПа (кгс/см²)	Давление пара перед регулирующим органом пара отбора высокого или низкого давления соответственно (при испытании РД - давление манометрического пресса)	$P_{отб}\ (P_м)$
Давление отработавшего пара, МПа (кгс/см²)	Давление пара на выхлопе из турбины (в конденсаторе)	P_2
Номинальная температура свежего пара, К (°С)	Расчетная температура пара перед стопорным клапаном турбины, указанная в ее паспорте	$T_0^н\ (t_0^м)$
Расход свежего пара, кг/с (т/ч)	Расход пара на турбину	G_0
Расход пара в регулируемый отбор, кг/с (т/ч)	Расход пара из камеры регулируемого отбора	$G_{отб}$
Давление силовой жидкости АСР, МПа (кгс/см²)	Давление рабочей жидкости после фильтров на силовой линии АСР	$P_с$
Давление управляющей жидкости, МПа (кгс/см²)	Давление в линии управления РК (СК)	$P_{упр}$
Номинальная частота вращения ротора турбины (ТГ), $с^{-1}$, (об/мин)*	Расчетная частота вращения ротора, указанная в паспорте турбины	$n^н$
Опытные параметры (пара, АСР), МПа (кгс/см²), мм	Значение параметра (пара, АСР), зафиксированного в опыте	$P^{оп}, S^{оп}$ и др.

*В настоящих МУ используются обе единицы измерения частоты вращения ротора в зависимости от того, каким прибором она измеряется - частотомером или тахометром.

Приложение 2
Обязательное

ПАРАМЕТРЫ, ОСЦИЛЛОГРАФИРУЕМЫЕ ПРИ ИСПЫТАНИИ АСР И ЗАЩИТЫ НА ОСТАНОВЛЕННОЙ ТУРБИНЕ

Параметр	Рекомендуемый тип преобразователя
Перемещение кнопки ЗУ, ЗРБ, выключающих турбину	Реохорд[1] или электрический контакт, установленный в начале хода контролируемого звена
Напряжение на входе в соленоиды ЗУ, в обмотку управления ЭМП	Избиратель пределов Р-0I0 (или магазины сопротивлений Р-I55 и Р-I57)*
Перемещение серводвигателей СКВД, РКВД, СКСД, РКСД, ПРД, поворотных заслонок, промежуточного золотника, сбросных клапанов, ОК; перемещение РК, золотника ЭПП	Реохорд[1]
Давление рабочей жидкости в линиях АСР и защиты (силовой, соединительных), в полостях серводвигателей[2]	Сапфир-22ДИ*** с блоком питания 22-БП-36 исполнения I и 2**
Положение КОС ("Открыто", "Закрыто"), напряжение соленоидов импульсного клапана	Свободные блок-контакты реле системы сигнализации положения КОС

[1] Используют с преобразователями перемещения ПТ-68, НП-РIМ или специальным магазином сопротивлений (см.приложение 9).

[2] Осциллографируют при специальных исследованиях (см.п.I.4).

* Приборы, указанные в скобках, сняты с производства.

** Блоки исполнения I и 2 питают соответственно 3 и 6 датчиков.

*** Обозначение: Сапфир-22ДИ-2I50-02-УХЛ^{X} 3.I-0,5/4 кгс/см^2-0,5 (преобразователь класса 0,5 с выходным сигналом 0-5 мА для избыточного давления 4 кгс/см^2, аналогично для 6, I0, I6 и 25 кгс/см^2);

Сапфир-22ДИ-2I60-02-УХЛ^{X} 3.I-0,5/25 кгс/см^2-0,5 (для избыточного давления 25 аналогично 40, 60, I00, I60 кгс/см^2);

Сапфир-22ДИ-2I60-02-УХЛ^{X} 3.I-0,5/I60 кгс/см^2-0,5 (избыточного давления I60 кгс/см^2; аналогично для 250, 400, 600 и I000 кгс/см^2).

Приложение 3
Обязательное

ПАРАМЕТРЫ, ИЗМЕРЯЕМЫЕ ПРИ СТАТИЧЕСКИХ ИСПЫТАНИЯХ АСР НА ОСТАНОВЛЕННОЙ ТУРБИНЕ

Параметр	Рекомендуемый прибор для измерения
Перемещение золотника, промежуточного золотника, МУТ, РД, дифференциатора, муфты РС	Индикатор ИЧ-10, ИЧ-25, ИЧ-50
Перемещение клапанов серводвигателей РКВД, СКВД, РКСД, СКСД и органов парораспределения регулируемых отборов пара, сбросных клапанов, ОК	Указатель хода с ценой деления шкалы 1 мм
Угол поворота кулачкового вала РКВД, РКСД	Указатель угла поворота с ценой деления шкалы 1 град.
Зазоры между кулаком (клином) и кулачковым роликом механизма парораспределения	Щуп пластинчатый № 1, 2, 3 ГОСТ 882-75
Давление рабочей жидкости в напорной линии НРТ, в полостях серводвигателей, в линиях АСР и защиты	Манометр МТИ, класс 1,5
Давление рабочей жидкости в линии управления РК и СК, в линии имитации импеллера; давление в камере мембраны РД	Манометр МТИ, класс 0,6
Температура рабочей жидкости АСР (масла перед маслоохладителями или воды в баке регулирования)	Термопреобразователь сопротивления
Температура металла в зоне регулирующей ступени ЧВД	Термоэлектрический преобразователь

Приложение 4
Обязательное

ПАРАМЕТРЫ, ИЗМЕРЯЕМЫЕ ПРИ СТАТИЧЕСКИХ ИСПЫТАНИЯХ АСР НА ХОЛОСТОМ ХОДУ ТУРБИНЫ

Параметр	Рекомендуемый прибор для измерения
Частота вращения ротора турбины	Электронно-цифровой частотомер Ф246 (Ф205) или стрелочный частотомер Ф5043 (Д506)*
Перемещение муфты РС или золотника, поршня промежуточного серводвигателя	Индикатор ИЧ-10, ИЧ-25, ИЧ-50
Перемещение серводвигателя РКВД	Указатель хода с ценой деления 1 мм
Давление рабочей жидкости в линиях управления РК, в линиях всасывания и нагнетания импеллера	Манометр МТИ, класс 0,6

Примечание. В скобках указаны приборы, снятые с производства.

Приложение 5
Обязательное

ПАРАМЕТРЫ, ИЗМЕРЯЕМЫЕ ПРИ СТАТИЧЕСКИХ ИСПЫТАНИЯХ АСР НА РАБОТАЮЩЕЙ ТУРБИНЕ ПОД НАГРУЗКОЙ

Параметр	Рекомендуемый прибор для измерения
А. При визуальном снятии показаний с приборов	
Частота электросети	Частотомер Ф-246 или (Д-506)
Перемещение золотника РД, РС (муфты); промежуточного золотника, МУТ	Индикатор ИЧ-10, ИЧ-25, ИЧ-50

Окончание приложения 5

Параметр	Рекомендуемый прибор для измерения
Перемещение клапанов и серводвигателей РКВД, СКСД и органов парораспределения регулируемых отборов пара	Указатель хода с ценой деления шкалы 1 мм
Давление рабочей жидкости в линиях АСР и защиты, в полостях серводвигателей; давление свежего пара за каждым РКВД[1], в регулирующей ступени, до РКСД и после него	Манометр МТИ, класс 1,0; 1,5
Давление рабочей жидкости в линиях всасывания и нагнетания импеллера; давление пара в камерах регулируемых отборов, противодавления	Манометр МТИ, класс 0,6
Расход пара свежего, в регулируемые отборы, к постоянным потребителям регенеративных отборов; расход питательной воды	Расходомер, класс 1,0; 1,5
Нагрузка ТГ	Трехфазный ваттметр, класс 0,2; 0,5
Вакуум в конденсаторе	Ртутный вакуумметр, манометр абсолютного давления
Температура свежего пара	Термоэлектрический преобразователь
Барометрическое давление	Пружинный анероид или ртутный барометр
Б. При автоматической записи параметров информационно-вычислительными комплексами энергоблоков (ИВ-500, АСВТ-Д, АСВТ-М и др.)	
Давление	Сапфир-22ДИ (см.сноску*** в приложении 2)
Ход серводвигателей клапанов	Реохорд с преобразователями ПТ-ТП-69, НП-РТМ
Расходы пара, питательной воды	Преобразователь расхода

Примечание. В скобках указан прибор, снятый с производства.

[1]Если точки измерения давлений пара за клапанами предусмотрены конструкцией турбины.

Приложение 6
Обязательное

ПАРАМЕТРЫ АСР И ЗАЩИТЫ, ОСЦИЛЛОГРАФИРУЕМЫЕ ПРИ ИСПЫТАНИИ АСР МГНОВЕННЫМ СБРОСОМ НАГРУЗКИ

Параметр	Рекомендуемый тип преобразователя
Ток статора генератора	Ваттметр ТГ
Нагрузка ТГ	Преобразователь мощности П-022-5 (П-004 и П-005)
Частота вращения ротора ТГ	Тахогенератор
Давление пара (свежего, в регулирующей ступени, в камерах регулируемых отборов, перед РКСД и за ним, за РКВД)	Сапфир-22ДИ (см.сноску*** в приложении 2)
Параметры, перечисленные в приложении 2 (кроме перемещения кнопки ЗУ и ЗРБ)	

Примечания: 1. В скобках указаны приборы, снятые с производства.-2. При измерении тока статора генератора используют падение напряжения в токовой цепи ваттметра. В канал осциллографа включают избиратель пределов Р-010, гальванометр с собственной частотой 300-400 Гц.-3. О преобразователях частоты вращения ротора дополнительно см.п.5 приложения 8.

Приложение 7

Справочное

ИЗМЕРЕНИЕ ВРЕМЕНИ ПЕРЕМЕЩЕНИЯ СЕРВОДВИГАТЕЛЕЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКИМ СЕКУНДОМЕРОМ

Электрический секундомер включают по схеме, представленной на рис.23. При открытом серводвигателе контакт К1 замкнут, контакт К2 разомкнут. При смещении серводвигателя с упора контакт К1 размыкается и включает электрический секундомер. При переходе серводвигателя на нижний упор контакт К2 замыкается и выключает электрический секундомер.

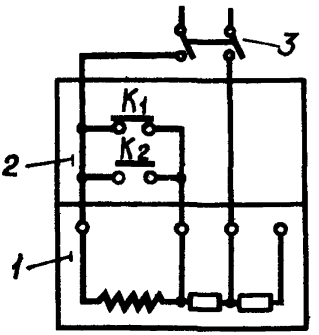


Рис.23. Схема измерения времени хода серводвигателя: I - схема электрического секундомера; 2 - электрические контакты; 3 - выключатель питания схемы

В качестве контактов используют контакты системы сигнализации положения серводвигателей или устанавливают специальные, например микроконтакты МП 2I02.

При измерении времени закрытия КОС электрический секундомер включают в работу импульсом от свободных контактов реле, воздействующего на соленоиды импульсных клапанов (КИС), а выключают из работы импульсом от свободных блок-контактов реле системы сигнализации КОС "Закрыто".

Приложение 8
Справочное

ОСЦИЛЛОГРАФИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ АСР

I. Методика осциллографирования

Исследуемые параметры (ход подвижных звеньев, давление, частота вращения ротора, нагрузка ТГ и др.) преобразуют с помощью спе-

циальных преобразователей (датчиков) в электрические сигналы необходимого значения и регистрируют гальванометрами осциллографа на фотобумаге (осциллограмме). Из осциллограммы определяют:

- последовательность изменения параметров и время процесса. Последнее определяют по отметкам на осциллограмме времени датчиком осциллографа или по осциллограмме напряжения электросети - синусоиде;

- отклонения параметров при переходном процессе и при установившемся состоянии относительно их начального значения.

Гальванометры (шлейфы) осциллографа метрологической проверке не подлежат. Поэтому перед осциллографированием каждый канал осциллографа в составе первичного преобразователя (датчика), магазина сопротивления и гальванометра тарируют (устанавливают масштаб осциллографирования) при условии измерения осциллографируемого параметра прибором соответствующего класса (см.приложения 2-6), а перемещение луча гальванометра ("зайчика") - по шкале экрана осциллографа.

2. Технология осциллографирования

Составляют формуляр осциллографирования (см.приложение 9), в котором указывают наименование параметра и начальное расположение луча его гальванометра на шкале экрана (графы 8 и 9), ожидаемую форму кривой его осциллограммы (графа 9) при выбранном масштабе тарировки (графы 5 и 6); номер канала осциллографа и гальванометра (графы I и 2), магазина сопротивлений с условным его обозначением (графа 3).

Согласно формуляру собирают схему осциллографирования, тарируют каналы и устанавливают на экране осциллографа лучи гальванометров на их места; устанавливают скорость движения фотобумаги с

учетом времени протекания и характера осциллографируемого процесса и делают пробные съемки при разных уровнях напряжения в цепи гальванометров. По проявленной осциллограмме выбирают оптимальное значение напряжения осветителя, обеспечивающего четкость линий осциллограммы при минимальном фоне на ее поле.

Аппаратуру прогревают в рабочем режиме, проверяют исходное положение "лучей гальванометров" на экране при установленном для опыта режиме АСР; включают электродвигатель кассеты, корректируют напряжение осветителя гальванометров, по команде руководителя испытаний включают в работу кассету и спустя 0,5-I с (при скорости фотобумаги 50-I00 мм/с) подают в АСР сигнал. Кассету останавливают по окончании переходного процесса АСР (защиты).

3. Преобразователи линейных перемещений

Преобладающее количество информации при осциллографировании АСР получают с помощью первичных преобразователей движения. В их качестве используют омические, индукционные или емкостные. Реохордный преобразователь Союзтехэнерго (рис.24) состоит из проволочного потенциометра I3, токосъемных контактов I5 и деталей корпуса. Токосъемные контакты соединены с правым (на рис.24) штырьком разъема с помощью спаянных между собой деталей II, I0, 7 и 8. Другие штырьки разъема соединены проводами непосредственно с потенциометром. Электрическая схема преобразователя закрыта кожухом 9.

Преобразователь крепится к корпусу исследуемого объекта с помощью головки 20 (отверстие диаметром 6 мм), а подвижная его часть (детали I, 6, 8, I2, I5) присоединяются к перемещающемуся элементу объекта с помощью шпильки I.

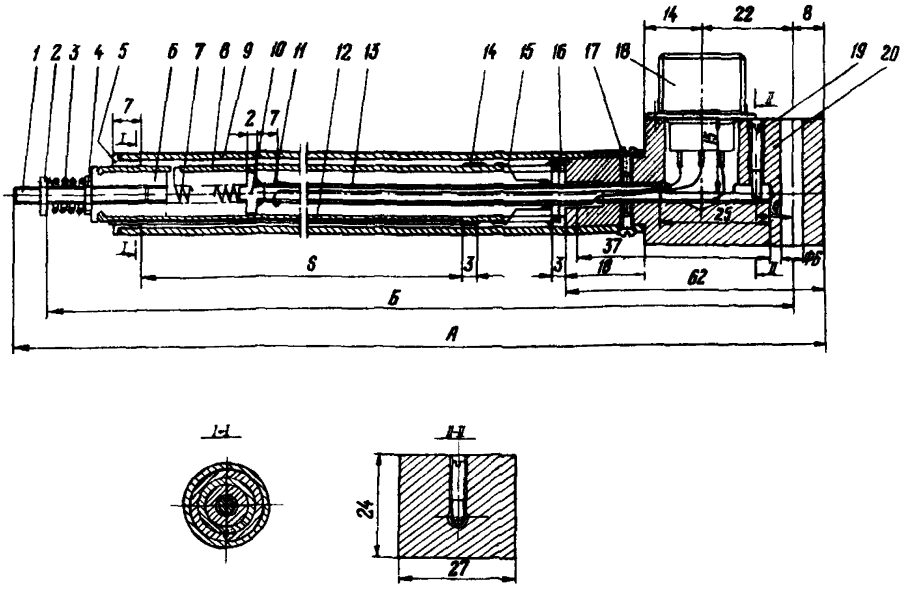


Рис.24. Трубчатый реохорд:

I - шпилька М5, ℓ =35мм по ГОСТ I477-75 - I шт.; 2 - гайка М5 по ГОСТ 59I5-70 - I шт.; 3 - контактная пружина из пружинной стали - I шт.; 4 - гайка М5 по ГОСТ 59I5-70 - I шт.; 5 - втулка из латуни, высота бурта 2 мм - I шт.; 6 - втулка из текстолита, высота бурта 3 мм - I шт.; 7 - электропроводник - пружина диаметром проволоки 0,5 мм из латуни, бронзы или стали - I шт.; 8 - трубка наружным диаметром I2xI мм из латуни - I шт.; 9 - трубка наружным диаметром I6x0,9 мм из латуни - I шт.; I0 - пробка-поршень из латуни - I шт.; II - металлическая трубка наружным диаметром 4,5 мм - I шт.; I2 - шпонка из медной проволоки диаметром 2 мм - I шт.; I3 - намотка сопротивления 40-I00 0м из константана - I шт.; I4 - упорное кольцо толщиной I мм из латуни - I шт.; I5 - электроконтакт (запасная часть реле РП серии 200) - 2 шт.; I6 - кольцо из латуни - I шт.; I7 - винт М3, ℓ = 5 мм по ГОСТ I7474-80 - 2 шт.; I8 - разъем ВШ-3 - I шт.; I9 - установочный винт М3, ℓ = I5 мм по ГОСТ I477-75 - I шт.; 20 - головка из текстолита или эбонита - I шт.

Дополнительные сведения о реохордном преобразователе приведены в табл.4.

Таблица 4

Расчетный ход S, мм	Установочная база Б (минимальная), мм	Габаритный размер А (минимальный), мм	Длина трубок (мм) при диаметре, мм		
			4,5	I2	I6
25	I30	I58	85	70	55
50	I60	I88	II0	I00	95
II0	245	273	I75	I70	I78
I70	3I0	338	240	235	248
300	455	483	370	380	393
350	5I5	543	420	440	453

4. Магазин сопротивлений

Для получения линейной зависимости выходного тока реохорда от хода исследуемого звена реохорд включают в схему специального магазина сопротивлений. На рис.25 представлен один канал магазина (из десяти) с общим источником питания, построенного на базе трансформатора TI следующих параметров: железо Ш 20/40; число витков (из провода ПЭВ2): W_1 =I226 диаметром 0,3 мм; W_2-W_{11}=59 диаметром 0,47 мм. Напряжение 220 В/I0 В.

Потенциометрами R_1 и R_3 устанавливают масштаб осциллографирования и "нуль" схемы.

5. Преобразователи частоты вращения ротора

Преобразование частоты вращения ротора в электрический сигнал производят следующими преобразователями:

а) тахогенератором, включенным в листовую схему;

б) частотомером с аналоговым выходом, подключенным к измерительным цепям генератора;

в) датчиком давления, подключенным к линии нагнетания импеллера;

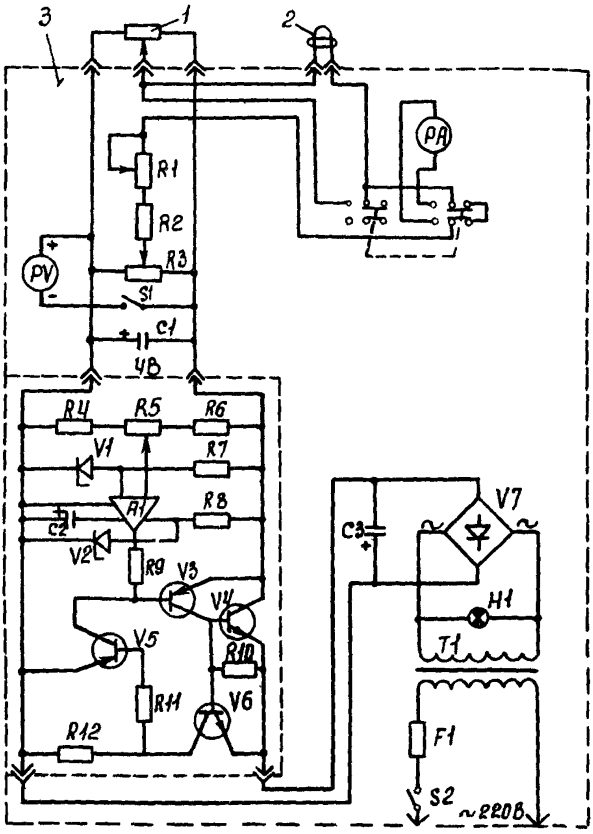


Рис.25. Схема канала магазина сопротивлений для датчика линейных перемещений: I - реохордный датчик (40-I00 Ом); 2 - гальванометр канала осциллографа; 3 - канал магазина сопротивлений; AI - микросхема IУТ40IА; CI,C3 - конденсатор 2000,0хI0; C2 - конденсатор 4700 пф; FI - предохранитель; HI - лампа; PA - амперметр (50-0-50 мА); PV - вольтметр (7,5 В); RI - резистор (2,7 кОм); R2 - резистор 47 Ом; R3, R8, RI0 - резистор 470 Ом; R4, R7 - резистор 2,2 кОм; R5 - резистор I кОм; R6, R9 - резистор 560 Ом; RII, RI2 - резистор 3 кОм; SI, S2 - тумблер; TI - трансформатор; VI - диод полупроводниковый КС I47; V2 - стабилитрон полупроводниковый Д8I4Г; V3, V5 - транзистор МПII5; V4 - транзистор КТ 80I; V6 - транзистор МП IIIБ; V7 - прибор выпрямительный КЦ 403А

г) гальванометром осциллографа, суммирующего частоту электросети с частотой статора генератора, отключенного от сети по методу биения;

д) преобразователем малых линейных перемещений (например, тензобалка), подключенным к ЗРС;

е) специальным преобразователем частоты вращения ротора.

Наиболее доступным является метод биения, с помощью которого фиксируют значение динамического (максимального) и статического увеличения частоты вращения ротора после мгновенного сброса электрической нагрузки. При номинальной частоте вращения ротора 50 $с^{-I}$ частоту вращения ($с^{-I}$) определяют по формуле

$$n = f\left(1 + \frac{Б}{\Delta f}\right), \qquad (33)$$

где f - частота электросети, $с^{-I}$;

$Б$ - число биений напряжения, имеющих примерно равный период и принятых для расчета;

Δf - число периодов напряжения электросети, приходящихся на Б биений.

При номинальной частоте вращения, отличной от 50 $с^{-I}$, в формулу вводят соответствующий пропорциональный коэффициент.

Метод биения дает удовлетворительный результат при условии осциллографирования со скоростью фотобумаги не менее I00 мм/с и расположения осциллограмм синусоиды частоты сети и биений при максимальной их взаимной близости, что повышает возможную точность отсчета времени биений.

6. Тензометрические преобразователи давления и малых перемещений

В силу относительной несложности конструкции широкое распространение получили преобразователи давлений, малых перемещений, построенные на основе тензодатчиков [I4, I5] . Они работают вместе с усилителями "Топаз 3", 8АНЧ-7Н, ТА-5 и др., что с какой-то степени снижает доступность использования тензодатчиков (преобразователь Сапфир-22ДИ содержит в себе усилитель).

Большим преимуществом преобразователей, построенных на базе тензодатчиков, является малая их постоянная времени.

Номер опыта	Дата	Скорость кассеты, мм/с	Напряжение канала осветителя, В
1,2,5,6		40	7
3,4,8,9		I00	9

Формуляр
осциллографирования АСР
типа _____

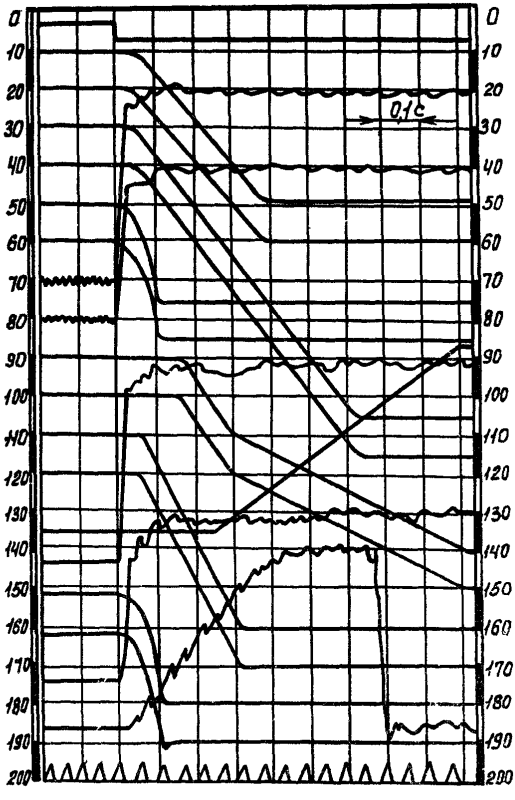
Осциллограф		Магазин сопротивлений		Тарировка каналов осциллографа			Параметр
Номер канала	Тип/номер гальванометра	Номер канала	Уставка	Ход луча, мм	Изменение параметра	Номер датчика	
I		5		5	20-0	К	Ход ЗАБ
2		①		37,5	75-0	Р-5	Ход серводвигателя СКВД правого
3		②		37,5	75-0	Р-6	Ход серводвигателя СКВД левого
8		③		80	320-0	Р-I0	Ход серводвигателя РКВД правого
9		④		80	320-0	Р-II	Ход серводвигателя РКВД левого
6		⑤		25	0-25	Р-I6	Ход отсечного золотника серводвигателя ВД правого
7		⑥		25	0-25	Р-I7	Ход отсечного золотника серводвигателя ВД левого
4		◇1		50	I2-2	Д-3	Давление в линии I-го усиления
5		◇2		40	I8-0	Д-2	Давление в коллекторе защиты ВД
I2		⑦		50	I50	Р-I2	Ход серводвигателя СКСД правого
I3		⑧		50	I50	Р-I3	Ход серводвигателя СКСД левого
I5		⑨		50	I50	Р-I4	Ход серводвигателя РКСД правого
I6		⑩		50	I50	Р-I5	Ход серводвигателя РКСД левого
I0		⑪		25	0-80	Р-2	Ход клапана сбросного
II		◇3		50	I2-2	Д-4	Давление в следящей линии I-го усиления
I8		⑫		30	0-30		Ход отсечного золотника серводвигателя РКСД правого
I9		⑬		30	0-30		Ход отсечного золотника серводвигателя РКСД левого
I4		◇4		40	I6-0	Д-4	Давление в коллекторе защиты правом
		◇5		50	22-I0	Д-5	Давление силовой воды за фильтром
20		6		I0	I0	-	Напряжение электросети

№_____
и защиты турбины
ст. № _____ ГРЭС _____
Дата: 198 г.

Приложение 9
Рекомендуемое

Осциллограф Н-004

Шкала экрана осциллографа (нуль слева и ожидаемая форма осциллограммы)	Примечание



Приложение 10
Справочное

ПРЕДЕЛЬНАЯ РАБОТА ПРОЛЕТНОГО ПАРА ТУРБИНЫ

Завод-изготовитель	Тип турбины	Значение предельной работы, МВт·с	Тип генератора
ПОТ ЛМЗ	К-50-90-3	45	
	К-100-90-2	95	
	К-100-90-6	75	
	К-200-130-1; К-200-130-2	130	
	К-300-240-2; К-300-240-3	190	
	К-500-240-2; К-500-240-4	280	
	К-800-240-2	400	
	К-800-240-3; К-800-240-5	385	
	К-1200-240	1050	
	К-1000-60/3000	1290	
	ПТ-50-90/13	47	
	ПТ-50-130/7; ПТ-50-130/13	47	
	ПТ-80/100-130/13	60	
КТЗ ПОАТ ХТЗ	ПТ-25-90/10	23	
	К-160-130	125	
	К-300-240-1; К-300-240-2	240	
	К-500-240-1; К-500-240-2	320	
	К-220-44	260	
	К-500-65/3000	535	
	К-500-60/3000	525	
	К-750-65/3000	590	
	К-1000-60/1500	1345	
	К-1000-60/1500-2	1450	
ПО ТМЗ	Р-38-130/34	23	ТВФ-60-2
	Т-50-130	48	ТВФ-60-2
		58	ТВ-60
	ПТ-50-130	47	ТВФ-60-2
		58	ТВ-60
	Т-100-130	76	ТВФ-120-2
	Т-175/210-130	193	ТГВ-200-М
	Т-250/300-240	228	ТВВ-320-2

Окончание приложения 10

Завод-изготовитель	Тип турбины	Значение предельной работы, МВт·с	Тип генератора
	ПР-25-90/10; Т-25-90	29	ТВС-30
	ПР-25-90/10/0,9	21	ТВС-30
	ПТ-135/165-130/15	110	ТВВ-160-2УЗ
		122	ТВВ-160-2
	Р-100-130/15	38	ТВФ-100-2

Приложение 11
Справочное

ВОПРОСЫ ОРГАНИЗАЦИЙ ИСПЫТАНИЙ АСР

1. Объем информации, получаемой в опыте

Объем измерений параметров в каждом опыте назначают, исходя из конкретных его задач (получение установленных зависимостей), условий обработки результатов испытаний (приведение, например, к номинальным параметрам пара) и контроля режима (температура рабочей жидкости, температура металла корпусов турбины, осевое положение и относительное расширение ротора и др.).

Отдельные параметры, наиболее важные для результата опыта, измеряют двумя приборами (дублируют). К таким параметрам относят нагрузку ТГ, положение серводвигателя РКВД, давление свежего пара.

На основании объемов измерений составляют перечень точек измерения параметров (в сумме для всех опытов).

2. Подготовка измерительных приборов

Подбирают в соответствии с перечнем измерений и проверяют приборы с составлением таблиц или графиков поправок к их показаниям (манометры, расходомеры); устанавливают приборы на место щитовых (с предварительной продувкой соединительных линий).

Проверяют исправность указателей хода серводвигателей и регулирующих клапанов, производят установку их "на нуль" шкалы. Если это выполнить до опыта не представляется возможным, определяют поправку "на нуль" в процессе или после опыта. Штатные шкалы с ценой деления более I мм заменяют с расчетом обеспечения точности измерения хода не менее $\pm 0,5\%$. При использовании для шкалы миллиметровой бумаги точность делений последней проверяют штангенциркулем или измерительной линейкой (ГОСТ 427-75) до наклейки бумаги на стойку и после нее. При наклейке шкалы смазывают клеем стойку и к ней слегка прижимают шкалу, избегая ее деформации сжатием или растяжением.

Монтируют и подключают к узлам АСР дополнительные измерительные приборы и устройства (индикаторы, имитаторы давления импеллера или давления в камере регулируемого отбора и др.).

Нумеруют все точки измерения (согласно перечню точек измерений) хорошо видимой надписью на приборе мелом или наклейкой номера, что облегчит ориентацию наблюдателей среди других КИП.

Проверяют и при необходимости тарируют каналы автоматической системы измерений с нестандартными преобразователями, например, линейных перемещений (если опыт планируют с автоматической регистрацией параметров).

3. Подготовка журналов наблюдений и необходимой технической документации

В каждый журнал наблюдений вносят от трех до шести параметров (с указанием их порядковых номеров согласно перечню точек измерения), в том числе не более двух наиболее важных для опыта или относительно быстро меняющихся параметров с условием расположения измеряющих эти параметры приборов один вблизи другого.

Готовят бланки для зависимостей, которые планируют строить в процессе хода опыта; подбирают и анализируют зависимости, расчетные и полученные при предыдущих испытаниях; изучают материалы по ремонту и эксплуатации АСР (см.приложение I2).

4. Обучение наблюдателей

Информируют наблюдателей об условиях проведения опыта, о технике съема показаний с приборов и записи в журнал (строго по команде, в обусловленной очередности); знакомят со шкалой приборов и обучают правильному отсчету показаний (без искажения за счет параллакса); записывают паспортные номера приборов в журналы наблюдений.

Проверяют слышимость команд на местах наблюдений.

Разъясняют требования техники безопасности и обеспечивают условия для безопасного пребывания наблюдателей на рабочих местах.

5. Организация испытания АСР при работе турбины на холостом ходу

Испытания АСР на холостом ходу турбины проводят при непрерывном медленном изменении частоты вращения ротора. При быстром, а также неравномерном изменении частоты вращения результаты испытания будут недостоверными.

В журнал руководителя испытаний вносят перед опытом ряды частот с дискретностью 0,4% номинальной (0,2 $с^{-1}$ при $n^{н}$ = 50 $с^{-1}$) в следующем порядке:

	Опыт I	Опыт 2	Опыт 3
I.	50,8 V	48,4 V	49,6 V
2.	6 V	2 V	8 V
3.	4 и т.д.	48,0 и т.д.	50,0 и т.д.
4.	2	8	2
5.	50,0	6	4
6.	8 и т.д.	4	6
7.	6 Λ	2 и т.д.	8 и т.д.
8.	4 Λ	47,0 Λ	5I,0 Λ
9.	2 Λ	8 Λ	2 Λ
I0.	49,0 Λ и т.д.	6 Λ и т.д.	4 Λ и т.д

Ориентируясь во время опыта этими данными, руководитель испытаний подает звуковые сигналы на запись точно в моменты достижения ротором указанных в журнале частот вращения и одновременно производит отметку (рядом с записью частоты) о подаче сигнала на запись параметров наблюдателями, содержащую в себе также информацию о направлении изменения частоты. Так, в опытах I и 2, когда частота вращения ротора уменьшается, отметку ставят в виде знака острием вниз, а затем, когда частота вращения ротора увеличивается, знак ставят острием вверх. В случае срыва опыта, например из-за быстрого изменения частоты, его повторяют. При этом отметки в журнале руководителя испытаний и записи в журналах наблюдателей располагают отдельными столбцами (рядом с прежними записями).

В каждый журнал наблюдений вносят лишь один параметр. Во время опыта наблюдатели следят за изменением параметра, отсчитывая текущее его значение непрерывно, а в момент поступления сигнала значение его оперативно заносят в журнал. Записи в журналах наблюдатели располагают столбцами, как в журнале руководителя испытаний: при уменьшении частоты вращения ротора пишут от верхней строки журнала вниз, при увеличении - от нижней строки журнала вверх. Идентичность записей в журналах упрощает первичный анализ и дальнейшую обработку опытных данных.

При организации измерения частоты вращения ротора обращают внимание на следующие факторы:

а) при использовании электронно-цифрового частотомера учитывают возможную ошибку при измерении меняющейся частоты, поскольку он показывает не текущее мгновенное ее значение, а среднее за период индикации T. При относительно стабильном темпе изменения частоты рассматриваемая ошибка показаний прибора может быть оценена по формуле

$$\Delta n = a_0 \, \Delta n_T , \qquad (34)$$

где $a_0 = 0{,}5 \div 1{,}5$ - коэффициент, зависящий от момента отсчета показания в периоде индикации T: при съеме показаний сразу после появления на табло новой цифры $a_0 = 0{,}5$, а при съеме в конце периода T, т.е. перед появлением новой цифры $a_0 = 1{,}5$;

Δn_T - приращение измеряемой частоты вращения за период индикации T.

Эта ошибка показаний прибора, удваиваясь при принятой методике определения нечувствительности АСР, может составлять существенную величину. Так, при максимально допустимом для опыта ускорении ротора I об/мин/с, времени индикации T=I с и среднем значении коэффициента a_0 =I удвоенная ошибка частотомера равна 2 об/мин, т.е. 22% допустимой нечувствительности АСР (при $n^н$ = 3000 об/мин).

Время индикации у рекомендуемого для испытаний АСР частотомера Ф 246 равно 0,25 с. Ошибка его показаний при равных прочих условиях в 4 раза меньше подсчитанной и практически может не учитываться (при ускорении частоты не более I об/мин/с).

Использование стрелочных частотомеров для снятия характеристик АСР на холостом ходу турбины не желательно, поскольку определение их инерционных свойств (ε_n в формуле 6) относительно сложна;

б) систематическое использование лабораторного стрелочного частотомера в условиях повышенной вибрации, возможной в районе переднего стула турбины, может вызвать появление у него нечувствительности. В связи с этим такой прибор должен систематически проверяться в части его нечувствительности по более точному лабораторному частотомеру, например по электронно-цифровому Ф 246;

в) при использовании частотомера, показания которого в какой-то степени зависят от уровня напряжения возбуждения генератора, значение последнего устанавливают перед каждым опытом (I, 2 и 3) номинальным и в процессе хода опыта его не изменяют.

Приложение I2
Справочное

ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЙ КОНТРОЛЬ АСР

Экспериментальные характеристики АСР позволяют оценить правильность выполненной при ее наладке настройки и контролировать техническое ее состояние в процессе межремонтной кампании. Последнее осуществляется сверкой фактического значения отдельных параметров АСР при выбранных для контроля нагрузках ТГ с их значениями по экспериментальным и расчетным характеристикам. К таким параметрам можно отнести давление рабочей жидкости до и после фильтров, в соединительных линиях, под поршнями серводвигателей и др.; положения МУТ, ЗРС, серводвигателей, РК и др.

Анализ этих параметров позволяет уточнить объемы предстоящего ремонта АСР. Так, из характеристик, полученных при статических испытаниях АСР во время работы турбины под нагрузкой, можно выявить следующие недостатки:

а) отклонение формы нагрузочной характеристики ТГ от расчетной будет подтверждать вероятность нарушения расчетной закономерности ходов РКВД (см.рис.I4,*д*), в том числе возможно нарушение работы разгрузки РК от паровых усилий, например зависание чашек РК при смещении штока РК в пределах хода разгрузочного клапана (см.рис.I4,*г*);

б) местные искривления зависимости (см.рис.I4,*в*), совпадающие с "всплесками" давления под поршнем серводвигателя при нагружении турбины (см.рис.I4,*е*) и не обусловленные кинематикой механизма АСР, будут подтверждать недостаточную статическую жесткость серводвигателя РКВД. В этом случае статическую характеристику АСР строят с учетом характеристики рис.I4,*в*;

в) появление зон нечувствительности на графиках рис.I4,*в*, *е* и в ряде случаев рис.I4,*а*,*б*,*г*,*д* будет подтверждать наличие повышенной нечувствительности (заеданий) в РК или в механизме их привода;

г) перепады давления пара ΔP_1 в момент открытия РК и ΔP_2 после полного открытия РК (см.рис.I4,*б*), превышающие расчетные, будут подтверждать нарушение (увеличение) перекрыш в открытиях РК и недостаточность хода РК;

д) снижение герметичности серводвигателя будет проявляться увеличением перепада давлений $P_c - P_з$ на рис.I4,*е* и т.д.

Аналогичный анализ опытных характеристик может быть проведен по всем узлам АСР и защиты.

Главной характеристикой АСР является ее статическая характеристика, ее параметры: общая степень неравномерности, местная степень неравномерности и степень нечувствительности АСР. Местная степень неравномерности и нечувствительности определяют собою долю участия турбины в первичном регулировании частоты электросети, а общая степень неравномерности и степень нечувствительности определяют значение максимального повышения частоты вращения ротора ТГ после мгновенного полного сброса электрической нагрузки (при неизменном быстродействии АСР). В связи с этим параметры статической рактеристики регламентированы ПТЭ и должны выдерживаться в течение межремонтного периода.

У ряда конструкций турбин используется принцип разделения статической и динамической характеристик АСР (турбины ПОАТ ХТЗ, ПО ТМЗ и др.). Этот принцип позволяет обеспечить при работе турбины с частотой вращения ротора, близкой к номинальной, местную степень неравномерности АСР для всех уровней нагрузки на верхнем пределе допуска. Местную степень неравномерности АСР таких систем оценивают по наклонам статической характеристики в зоне частот вращения ротора, близких к номинальной. Общую степень неравномерности определяют по методике, изложенной в разд.8 настоящих МУ.

Приложение I3
Справочное

ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЙ КОНТРОЛЬ АВТОМАТОВ БЕЗОПАСНОСТИ

I. Причинами отказов АБ могут быть следующие:

- заедание бойка (кольца) из-за коррозии, зашламления, перекосов (бойка или направляющих его втулок);
- уменьшение эксцентриситета бойка из-за износа опорных поверхностей;
- ограничение хода бойка или большой зазор между бойком и расцепляющим рычагом;
- большое усилие начального натяжения пружины, удерживающей расцепляющий рычаг в зацеплении;
- отказ золотника АБ.

2. Причинами самопроизвольного срабатывания АБ могут быть следующие:

- уменьшение начального натяжения пружины бойка;
- уменьшение зазора между бойком и расцепляющим рычагом;
- уменьшение начального натяжения пружины, удерживающей расцепляющий рычаг в зацеплении;
- повышение вибрации турбины, биения консольной части ротора, в которой установлен боек;
- попадание масла в канал бойка;
- износ деталей в зацеплении рычага.

При ремонте (ревизии) АБ проверяют следующее:

- надежность поступления масла в каналы бойка при установке механизма их расхаживания в соответствующие положения;

- отсутствие попадания масла в каналы бойков из сопла и от потоков масла в картере при установке механизма расхаживания бойков в рабочее положение;

- надежность отключения рычага расцепления от расхаживаемого маслом бойка и надежность кинематической связи другого бойка с рычагом;

- зазор между бойками АБ и рычагом расцепления (также между другими деталями бойка и рычагом); зазор между бойками и указателями положения бойков;

- усилие, расцепляющее рычаг расцепления АБ, легкость перемещения механизма расхаживания бойков АБ (маслом);

- дренажные отверстия из масляных камер бойков;

- правильность заполнения формуляра АБ;

- во время эксплуатации турбины надлежащее качество масла.

4. При настройке бойков АБ сохраняют имеющуюся очередность их срабатывания. В случае перемены очередности оба бойка проверяют повышением частоты вращения дважды.

По окончании настройки бойков заполняют формуляр.

Приложение I4

КРАТКИЕ СВЕДЕНИЯ ПО УСТРОЙСТВУ СИСТЕМ АВАРИЙНОГО УПРАВЛЕНИЯ МОЩНОСТЬЮ ТУРБИНЫ

Аварийное управление мощностью турбин предназначено для быстрого изменения генерируемой нагрузки с целью воздействия на электромеханические процессы в энергосистемах при авариях в них; АУМТ осуществляет импульсную разгрузку турбин (канал динамического воздействия) и послеаварийное ограничение мощности (канал статического воздействия) в пределах регулировочного диапазона блока. В некоторых случаях АУМТ обеспечивает форсированный набор мощности. Строится АУМТ в тесной увязке с автоматикой управления мощностью блока в нормальном режиме, а при отсутствии последней - с автоматикой котла и аварийной разгрузки блоков. Предусмотрен также автономный режим работы АУМТ. При переводе действием АУМТ блока на новый послеаварийный режим может происходить срабатывание БРОУ и предохранительных клапанов котла.

Канал динамического воздействия (ДВ) АУМТ выполняется как программное устройство однократного действия. Он воздействует на АСР турбины через ЭПП импульсом заранее заданной стандартной формы (кривая I на рис.I8). Значение I_u в общем случае должно обеспечивать смещение регулирующих органов турбины с минимальным запаздыванием t_2 и t_3 и максимальной скоростью и выбирается по рекомендации завода-изготовителя турбины (или на основании результатов испытаний) в пределах от 2,5 мв для турбин ПОАТ ХТЗ до 4 мв для турбин ПОТ ЛМЗ. Длительность импульса T_u определяет глубину импульсной разгрузки ТГ ΔN.

Зависимость глубины разгрузки ΔN от T_u при стандартных значениях I_u для данной турбины называют типовой импульсной характеристикой (на рис.I7,a). Выбор значений ΔN и I_u производят в общем случае на основании расчетов электромеханических процессов при авариях в энергосистемах с учетом действия АУМТ и типовых импульсных характеристик турбин.

Импульс с ЭМП снимают вначале релейно, а затем от значения его силы a - по экспоненте с постоянной времени τ_u . Такой съем сигнала улучшает качество переходного процесса - выхода турбины на послеаварийный режим. Значения a и τ_u выбирают на основании расчета, а затем уточняют при испытании ПА.

Отклонение отработки от задания по глубине разгрузки ΔN каналом ДВ допускается не более $\pm$I0% номинальной мощности турбины.

Канал статического воздействия (СВ) осуществляет воздействие на МУТ турбины и переводит ее в новый режим, соответствующий послеаварийному состоянию энергосистемы. Канал СВ бывает низкой и высокой точности. Канал низкой точности лишь переставляет МУТ в новое положение путем подачи сигнала калиброванной длительности на его двигатель. Погрешность канала находится в пределах 20-30% значения задания на изменение мощности. Канал высокой точности организуется на основе замкнутого по мощности контура с воздействием на агрегат через ЭПП при одновременном или последующем переводе сигнала на МУТ. Погрешность такого канала не превышает 3% номинальной мощности на всем протяжении процесса изменения мощности.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

I. - Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей. Издание тринадцатое, переработанное и дополненное. М.: Энергия, 1977.

2. - Требования к оборудованию энергетических блоков мощностью 300 МВт и выше, определяемые условиями их автоматизации. М.: СПО ОРГРЭС, 1976.

3. - Технические требования к маневренным характеристикам проектируемых и модернизируемых энергоблоков теплоэлектроцентралей. М.: СПО Союзтехэнерго, 1980.

4. - Технические требования к маневренным характеристикам и технологической автоматики ТЭС. М.: СПО Союзтехэнерго, 1977.

5. - Типовая инструкция по испытанию противоразгонной защиты паровых турбин. ТИ 34-70-015-83. М.: СПО Союзтехэнерго, 1983.

6. - Методические указания по проверке плотности стопорных и регулирующих клапанов турбин блочных электростанций. М.: СПО Союзтехэнерго, 1983.

7. - ГОСТ 24277-80-ГОСТ 24279-80. Турбины паровые стационарные, конденсационные и теплофикационные (общие технические требования).

8. С у р и с П.Я. Предохранительные и обратные клапаны паротурбинных установок. М.: Энергоиздат, 1982.

9. - Эксплуатационный циркуляр № Т-5/69. Наладка и обслуживание системы обратных клапанов паровых турбин. М.: СЦНТИ ОРГРЭС, 1970.

I0. - Основные положения по аварийному управлению мощностью паровых турбин. М.: ВНИИЭ, 1983.

II. - Инструкция по эксплуатационным испытаниям защиты от разгона турбины К-300-240 ХТГЗ путем мгновенного сброса паровой нагрузки. М.: СЦНТИ ОРГРЭС, 1975.

I2. - Правила техники безопасности при эксплуатации теплосилового оборудования электростанций. М.: Атомиздат, 1972.

I3. - Правила техники безопасности при обслуживании устройств тепловой автоматики, теплотехнических измерений и защит. М.: Атомиздат, 1974.

14. Глазер Ф.Ю. Упрощенный метод осциллографирования переходных процессов регулирования паровых турбин. М.: БТИ ОРГРЭС, 1961.
Глазер Ф.Ю. Осциллографирование процессов регулирования паровых турбин. М.: Энергия, 1964.
16. Розенблит Г.Б., Виленский П.И., Горелик Я.И. Датчики с проволочными преобразователями. М.: Машиностроение, 1966.
17. Веллер В.Н. Автоматическое регулирование паровых турбин. М.: Энергия, 1977.
18. Веллер В.Н., Киракосянц Г.А. Водяная система регулирования паровых турбин. М.: Энергия, 1970.
19. Щегляев А.В., Смельницкий С.Г. Регулирование паровых турбин. М.: Госэнергоиздат, 1962.
20. Тубянский Л.И., Френкель Л.Д. Паровые турбины высокого давления ЛМЗ. М.: Госэнергоиздат, 1956.
1. - Паровые турбинные установки атомных электростанций/ Под ред. Ю.Ф.Косяка М.: Энергия, 1978.
2. - Паровая турбина К-160-130 ХТГЗ/Под ред.С.П.Соболева. М.: Энергия, 1980.
23. - Паровая турбина К-300-240 ХТГЗ/ Под ред.Ю.Ф.Косяка. М.: Энергия, 1981.
24. Фрагин М.С., Волчегорский М.Л. Станционные испытания систем регулирования паровых турбин ЛМЗ. - Теплоэнергетика, 1983, № 1.
25. Рыжков В.К., Пахомов В.А., Фрагин М.С. Повышение надежности и качества систем регулирования мощных паровых турбин ЛМЗ. - Теплоэнергетика, 1981, № 1.
26. Рыжков В.К., Фрагин М.С., Щетинин А.А., Прудовский Л.С. Методика испытания плотности органов пораспределения паровых турбин. - Электрические станции, 1979, № 7.
27. Рубинштейн Я.М., Щепетильников М.И. Расчет влияния изменений в тепловой схеме на экономичность электростанции. М.: Энергия, 1969.
28. Фильчаков П.Ф. Справочник по высшей математике. Киев: Наукова думка, 1973.

О Г Л А В Л Е Н И Е

Список используемых сокращений 4

I. Общие положения 6

2. Проверка паровой плотности стопорных и регулирующих клапанов турбин I0

2.I. Общие положения по проверке плотности клапанов I0

2.2. Подготовка к проверке плотности клапанов..... I4

2.3. Проверка плотности клапанов турбины Т-I00-I30 ПО ТМЗ с блочной компоновкой ТЗЦ I4

2.4. Проверка плотности клапанов турбины К-I60-I30 ХТЗ I5

2.5. Проверка плотности клапанов турбины К-200-I30 ЛМЗ I8

2.6. Проверка плотности клапанов турбины К-300-240 и К-500-240 ЛМЗ и ХТЗ, Т-250/300-240 ТМЗ..... I9

2.7. Проверка плотности клапанов турбины К-800-240-3 ЛМЗ 2I

3. Проверка паровой плотности РК, ПРД и поворотных заслонок регулируемых отборов пара, проверка работы обратных и предохранительных клапанов 22

3.I. Общие положения 22

3.2. Проверка плотности обратных клапанов регулируемых отборов пара 23

3.3. Испытание предохранительных клапанов регулируемых отборов пара 25

3.4. Проверка плотности парораспределительных органов регулируемых отборов пара турбины 28

3.5. Испытание предохранительных клапанов противодавления турбины 29

4. Испытание противоразгонной защиты турбины 29

4.I. Общие положения по проверке противоразгонной защиты 29

4.2. Проверка противоразгонной защиты на остановленной турбине 30

4.3. Подготовка к испытанию противоразгонной защиты на холостом ходу турбины 32

4.4. Проверка надежности закрытия клапанов турбины при работе ее на холостом ходу 33
4.5. Испытание бойков АБ маслом при работе турбины на холостом ходу 33
4.6. Организация испытания бойков АБ повышением частоты вращения ротора ТГ 34
4.7. Испытание бойков АБ повышением частоты вращения ротора ТГ 36
4.8. Расхаживание бойков АБ при работе турбины под нагрузкой 37
5. Статические испытания АСР на остановленной турбине 38
5.I. Подготовка к статическим испытаниям 38
5.2. Испытание цепи регулирования частоты вращения ротора конденсационных турбин 39
5.3. Испытание цепи регулирования частоты вращения ротора и цепи регулирования противодавления турбин с противодавлением 4I
5.4. Испытание цепи регулирования частоты вращения ротора и цепей регулирования давления пара регулируемых отборов турбины 42
5.5. Испытание РС 43
5.6. Испытание РД 43
5.7. Испытание сервомоторов 44
5.8. Испытание органов парораспределения 47
5.9. Испытание ОМ турбины 47
5.I0. Испытание МУТ 48
5.II. Испытание ЭГП 49
6. Статические испытания АСР при работе турбины на холостом ходу 5I
6.I. Подготовка к испытаниям 5I
6.2. Проверка пределов изменения частоты вращения ротора 52
6.3. Снятие характеристик цепи регулирования частоты вращения ротора ТГ изменением расхода свежего пара ГПЗ или их байпасами 53
6.4. Снятие характеристик цепи регулирования частоты вращения ротора изменением расхода пара в ЧСД турбины 56
6.5. Снятие характеристик цепи регулирования частоты вращения ротора изменением расхода свежего пара регулирующими клапанами турбины..... 56
7. Статические испытания АСР при работе турбины под нагрузкой 57
7.I. Подготовка к испытаниям под нагрузкой 57

7.2. Испытание АСР конденсационных турбин 58
7.3. Испытание АСР турбин К-I60-I30 59
7.4. Испытание АСР турбин при скользящем давлении свежего пара 59
7.5. Испытание АСР турбин с противодавлением в режиме с переменным противодавлением 6I
7.6. Испытание АСР турбин с противодавлением в режиме с постоянным противодавлением 62
7.7. Испытание АСР турбин с регулируемыми отборами пара 63
7.8. Проверка нечувствительности АСР по каналу МУТ 64
7.9. Проверка нечувствительности АСР по каналу ЭПП 66
7.I0. Проверка нагрузочной характеристики турбины по каналу ЭПП 66
8. Построение статической характеристики АСР 67
8.I. Графическое построение статической характеристики 67
8.2. Построение статической характеристики АСР совмещением точек опытных зависимостей 69
8.3. Построения статической характеристики АСР турбин с противодавлением и с регулируемыми отборами пара 7I
9. Испытания по определению импульсных характеристик турбоагрегата 7I
9.I. Общие положения по импульсным испытаниям турбины 7I
9.2. Подготовка к импульсным испытаниям 75
9.3. Типовые импульсные испытания на остановленной турбине 76
9.4. Проверочные импульсные испытания на остановленной турбине 76
9.5. Импульсные испытания на холостом ходу турбины 77
9.6. Типовые импульсные испытания при работе турбины под нагрузкой 77
9.7. Проверочные импульсные испытания при работе турбины под нагрузкой 78
9.8. Обработка результатов импульсных испытаний ... 78
9.9. Анализ результатов импульсных испытаний 80
I0. Испытание противоразгонной защиты мгновенным сбросом паровой нагрузки турбины 80
I0.I. Цель и условия испытания сбросом паровой нагрузки 80
I0.2. Подготовка к сбросу паровой нагрузки 8I

I0.3. Проведение сброса паровой нагрузки 82
I0.4. Обработка осциллограмм испытания защиты сбросом паровой нагрузки 83
I0.5. Анализ результатов испытания защиты сбросом паровой нагрузки 85
II. Испытание АСР мгновенным сбросом электрической нагрузки 86
II.I. Цель и условия испытания сбросом электрической нагрузки 86
II.2. Подготовка к мгновенному сбросу электрической нагрузки ТГ 87
II.3. Проведение мгновенного сброса электрической нагрузки 89
II.4. Анализ осциллограммы мгновенного сброса электрической нагрузки 90
I2. Обработка результатов испытаний АСР 93
I2.I. Поправки к показаниям расходомеров 93
I2.2. Поправки к опытной нагрузке ТГ конденсационных турбин 94
I2.3. Поправки к опытной нагрузке турбин с противодавлением 94
I2.4. Поправки к опытным параметрам турбин с регулируемыми отборами пара 95
I2.5. Приведение давления пара за РК и по ступеням турбины к номинальным условиям 95
I2.6. Обработка и анализ осциллограмм процессов АСР 95
I3. Техника безопасности 97
Приложение I. Определения и обозначения I0I
Приложение 2. Параметры, осциллографируемые при испытании АСР и защиты на остановленной турбине I06
Приложение 3. Параметры, измеряемые при статических испытаниях АСР на остановленной турбине... I07
Приложение 4. Параметры, измеряемые при статических испытаниях АСР на холостом ходу турбины... I08
Приложение 5. Параметры, измеряемые при статических испытаниях АСР на работающей турбине под нагрузкой I09
Приложение 6. Параметры АСР и защиты, осциллографируемые при испытании АСР мгновенным сбросом нагрузки II0
Приложение 7. Измерение времени перемещения серводвигателей электрическим секундомером II0
Приложение 8. Осциллографирование процессов АСР III

Приложение 9. Формуляр осциллографирования АСР и защиты турбины II8
Приложение I0. Предельная работа пролетного пара турбины II9
Приложение II. Вопросы организации испытаний АСР I20
Приложение I2. Эксплуатационный контроль АСР I24
Приложение I3. Эксплуатационный контроль автоматов безопасности I26
Приложение I4. Краткие сведения по устройству систем аварийного управления мощностью турбины I27
Список использованной литературы I29

Подписано в печати 0I.04.9I Формат 60x84 I/I6
Печать офсетная Усл.печ.л.7,9I Уч.-изд.л.8,I Тираж I470 экз.
Заказ №100/9I Издат. № 90068

Производственная служба передового опыта эксплуатации энергопредприятий ОРГРЭС
I05023, Москва, Семеновский пер., д.I5
Участок оперативной полиграфии СПО ОРГРЭС
I09432, Москва, 2-й Кожуховский проезд, д.29, строение 6

gost.e-ecolog.ru