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

ТИПОВАЯ ИНСТРУКЦИЯ ПО ПУСКУ ИЗ РАЗЛИЧНЫХ ТЕПЛОВЫХ СОСТОЯНИЙ И ОСТАНОВУ МОНОБЛОКА МОЩНОСТЬЮ 110 МВт С ТУРБИНОЙ Т-110/120-130 И ГАЗОМАЗУТНЫМ КОТЛОМ

ТИ 34-70-048-85

СПО
СОЮЗТЕХЭНЕРГО
Москва 1986

gost.e-ecolog.ru

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

ТИПОВАЯ ИНСТРУКЦИЯ ПО ПУСКУ ИЗ РАЗЛИЧНЫХ ТЕПЛОВЫХ СОСТОЯНИЙ И ОСТАНОВУ МОНОБЛОКА МОЩНОСТЬЮ 110 МВт С ТУРБИНОЙ Т-110/120-130 И ГАЗОМАЗУТНЫМ КОТЛОМ

ТИ 34-70-048-85

СЛУЖБА ПЕРЕДОВОГО ОПЫТА ПО "СОЮЗТЕХЭНЕРГО"
Москва 1986

Р А З Р А Б О Т А Н О Производственным объединением по наладке, совершенствованию технологии и эксплуатации электростанций и сетей (ПО "Союзтехэнерго"),
Всесоюзным дважды ордена Трудового Красного Знамени теплотехническим научно-исследовательским институтом им.Ф.Э.Дзержинского (ВТИ),
Производственным объединением "Турбомоторный завод" (ТМЗ)

И С П О Л Н И Т Е Л И Е.Е.ГОВЕРДОВСКИЙ, В.В.ХОЛЩЕВ, Ю.Н.СМИРНОВ (ПО "Союзтехэнерго"), Е.Р.ПЛОТКИН, Ю.А.РАДИН, М.Н.ЗИНГЕР (ВТИ), Л.С.ИОФФЕ, А.В.СЕМЕНОВ (ТМЗ), И.А.ОБЕРДЕРФЕР (Орловская ТЭЦ)

У Т В Е Р Ж Д Е Н О Главным техническим управлением по эксплуатации энергосистем 27.12.85 г.

Заместитель начальника Д.Я.ШАМАРАКОВ

© СПО Союзтехэнерго, 1986.

ТИПОВАЯ ИНСТРУКЦИЯ ПО ПУСКУ ИЗ РАЗЛИЧНЫХ ТЕПЛОВЫХ СОСТОЯНИЙ И ОСТАНОВУ МОНОБЛОКА МОЩНОСТЬЮ 110 МВт С ТУРБИНОЙ Т-110/120-130 И ГАЗОМАЗУТНЫМ КОТЛОМ

ТИ 34-70-048-85
Вводится впервые

Срок действия установлен
с 01.01.86 г.
до 01.01.90 г.

I. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

I.I. Настоящая Типовая инструкция разработана для теплофикационных моноблоков 110 МВт с турбиной Т-110/120-130 ТМЗ, барабанным газомазутным котлом и типовой пусковой схемой (рис.I, см. вклейку), обязательными элементами которой являются совмещенное пуско-сбросное устройство со сбросом пара после него в пароприемное устройство конденсатора и в коллектор паровых собственных нужд, пусковые впрыски в главные паропроводы и перед КПП-I с системой регулирования давления воды, перемычка между питательными трубопроводами энергоблоков с подключением ее до и после ПВД, продувочный трубопровод за ПСУ вместо продувочного трубопровода за котлом.

I.2. Типовая инструкция разработана для энергоблоков с турбинами, оснащенными системой обогрева фланцевого соединения ЦВД через обнизку (разработка ПО ТМЗ-ВТИ) и системой продувки перепускных труб высокого давления, и котлами, оснащенными устройством расхолаживания барабана (разработка Уралтехэнерго).

При разработке типовой инструкции использованы результаты работы, выполненной ПО "Союзтехэнерго", ВТИ им.Ф.Э.Дзержинского, ПО "Турбомоторный завод" и Орловской ТЭЦ на теплофикационном энергоблоке с турбиной Т-110/120-130 и котлом ТГМЕ-454.

Типовая инструкция согласована с заводами-изготовителями основного энергетического оборудования, научно-исследовательскими институтами и электростанциями.

I.3. Типовая инструкция ориентирована на условия работы энергоблока в базовом режиме с 20-30 плановыми остановами в год.

I.4. Разбивка защит по группам и порядок их включения при пуске энергоблока приведены в приложении I.

Порядок включения автоматических регуляторов при пуске энергоблока приведен в приложении 2.

Основные принципы организации режимов пуска и останова энергоблока изложены в приложении 3.

I.5. Типовая инструкция составлена применительно к условиям эксплуатации энергоблока с использованием в полном объеме средств измерений, автоматики и защит, предусмотренных соответствующими руководящими указаниями, а также дополнительного объема теплотехнического контроля (см.приложение) и ориентирована на проведение пусков и остановов энергоблока обычным составом оперативной вахты, без привлечения дополнительного персонала.

I.6. В Типовой инструкции указаны последовательность и условия проведения основных технологических операций при пуске и останове энергоблока и приведены графики-задания пуска и останова. Краткая характеристика режимов пуска энергоблока приведена в приложении 5.

I.7. В графиках-заданиях пуска энергоблока указан диапазон начальных температур металла верха ЦВД в зоне регулирующей ступени турбины, в пределах которого должен реализовываться заданный график нагружения, и сетка кривых изменения температуры свежего пара (в месте отвода пара на ПСУ).

Температуру свежего пара следует выдерживать в соответствии с кривыми, отвечающими фактической начальной температуре металла верха ЦВД в зоне регулирующей ступени.

При промежуточном тепловом состоянии ЦВД турбины, не предусмотренном в графиках-заданиях, пуск энергоблока производится по графику-заданию для ближайшего более холодного температурного состояния турбины.

I.8. При задержках с нагружением энергоблока температуру свежего пара следует повышать с заданной скоростью вплоть до номинального значения. При последующем нагружении повышение нагрузки может быть ускорено до нагрузки, соответствующей достигнутой температуре свежего пара, при этом должны соблюдаться критерии надеж-

ности оборудования, указанные в инструкциях заводов-изготовителей и в данной Типовой инструкции.

I.9. В графиках-заданиях пуска энергоблока указаны расход топлива и питательной воды, давление в конденсаторе, частота вращения ротора, электрическая нагрузка, давление свежего пара перед турбиной, температура свежего пара перед отводом его на ПСУ.

Электрическая нагрузка как показатель нагрузки теплофикационного энергоблока показана условно и относится к работе энергоблока на чисто конденсационном режиме.

При подключении ПСУ к коллектору паровых собственных нужд или включении в работу теплофикационного отбора показателем нагрузки энергоблока является расход питательной воды.

I.I0. Пуск энергоблока запрещается при условиях, указанных в ПТЭ (§ I9.II) и заводских инструкциях для основного и вспомогательного оборудования.

I.II. На основе Типовой инструкции должны быть разработаны местные инструкции с учетом особенностей оборудования и характеристик естественного остывания основных элементов энергоблока. При составлении местных инструкций принципиальные положения настоящей Типовой инструкции разрешается изменять только на основании соответствующих экспериментальных данных после согласования с ПО "Союзтехэнерго" и ВТИ им.Ф.Э.Дзержинского.

I.I2. В тексте настоящей Типовой инструкции и пусковой схеме энергоблока приняты следующие сокращения и термины:

АВР - автоматическое включение резервного оборудования.
АГП - автомат гашения поля.
БЗК - бак запаса чистого конденсата.
БЩУ - блочный щит управления.
ВПУ - валоповоротное устройство турбины.
ГПЗ - главная паровая задвижка.
ДВ - дутьевой вентилятор.
Д-6 - деаэратор повышенного давления.
Др - дроссельный клапан.
ЗЗУ - защитно-запальное устройство.
КПП - конвективный пароперегреватель котла.
КС - ключ защит;
КСН - блочный коллектор собственных нужд.

КТЦ - котлотурбинный цех;
КУ - коллектор уплотнений турбины.
КЭН - конденсатный электронасос.
МНУ - насос уплотнений вала генератора.
ПВД - подогреватель высокого давления.
ПЗ - паровая задвижка;
ПМН - пусковой масляный насос;
ПНД - подогреватель низкого давления.
ПС - подогреватель сальниковый.
ПСГ - подогреватель сетевой воды
ПСУ - пуско-сбросное устройство.
ПЭН - питательный электронасос.
РВД - ротор высокого давления.
РДД - регулятор давления деаэратора.
РВП - регенеративный воздухоподогреватель.
РК - регулирующий клапан.
РКД - регулирующий клапан дренажа.
РУК - регулятор уровня в конденсаторе.
РКС - регулирующий клапан сбросной.
РКЭ - регулирующий клапан эжектора.
РПК - регулирующий питательный клапан.
РСД - ротор среднего давления.
СК - стопорный клапан.
СН - сливной насос.
УП - указатель положения.
ЦВД - цилиндр высокого давления.
ЦНД - цилиндр низкого давления;
ЦСД - цилиндр среднего давления.
ЦТАИ - цех тепловой автоматики и измерений.
Ш - шайбовый набор.

2. ПУСК ЭНЕРГОБЛОКА ИЗ ХОЛОДНОГО СОСТОЯНИЯ

2.I. Подготовительные операции

2.I.I. Перед пуском энергоблока осмотреть все основное и вспомогательное оборудование и подготовить его к пуску в соответствии с инструкциями по эксплуатации. При этом необходимо убедиться:

- в окончании всех работ на оборудовании, снятии закороток и заземлений, заглушек, завершении уборки всего оборудования, лестниц и площадок, в закрытии нарядов на производство ремонтных работ;

- в исправном состоянии телефонной связи, рабочего и аварийного освещения на рабочих местах, на БЩУ и местных щитах управления;

- в наличии противопожарного инвентаря на всех контрольных постах, в готовности схем пожаротушения.

2.I.2. В оперативном журнале начальника смены ответственным лицом должна быть сделана запись о времени начала пусковых операций на энергоблоке.

2.I.3. Предупредить о предстоящем пуске энергоблока:

- начальника смены электроцеха - для подготовки к сборке схем электродвигателей вспомогательного оборудования;

- начальника смены химического цеха - для подготовки к анализам воды, пара, конденсата, газа, к контролю за заполнением корпуса генератора водородом, к увеличению расхода обессоленной воды;

- начальника смены цеха тепловой автоматики и измерений - для подготовки к включению средств измерений, авторегуляторов, защит, блокировок и технологической сигнализации;

- начальника смены топливно-транспортного цеха - для подготовки к бесперебойному обеспечению топливом.

2.I.4. Проверить:

- запас обессоленной воды в баках и ее качество;

- давление газа в станционных газопроводах;

- запас мазута в баках, его подогрев и готовность оборудования мазутного хозяйства к подаче мазута в котел;

- наличие запального газа для розжига мазутных форсунок, горелок, а также работу ЗЗУ;

- наличие комплекта тарированных рабочих и резервных мазутных форсунок;

- готовность действующего оборудования электростанции к обеспечению энергоблока паром от стороннего источника.

2.I.5. Дежурному персоналу электроцеха в соответствии с инструкциями по эксплуатации электрической части энергоблока:

- проверить схему соединений и надежность питания собственных нужд энергоблока и состояние изоляции генератора, трансформатора и резервного возбудителя;

- собрать рабочие электрические схемы электродвигателей собственных нужд энергоблока. Опробовать в испытательном положении электродвигатели 6 кВ.

2.I.6. Дежурному персоналу ЦТАИ:

- собрать схемы электроприводов запорной и регулирующей арматуры;

- подать напряжение в цепи питания средств измерений, устройств защит, блокировок, автоматики и сигнализации;

- включить все средства измерения и отметить время их включения на диаграммах;

- совместно с дежурным персоналом КТЦ опробовать дистанционное управление оперативной арматурой и шиберами с контролем сигнализации их положения.

2.I.7. Дежурному персоналу КТЦ:

- собрать схему циркуляционного водоснабжения турбины и технического водоснабжения вспомогательных механизмов, включить циркуляционные насосы в работу и установить расход охлаждающей воды через основную поверхность конденсатора и через встроенный пучок;

- подготовить к пуску и опробовать подъемные насосы системы газоохлаждения генератора, проверить их блокировки и остановить в резерв;

- собрать схему смазки турбоагрегата, проверить и при необходимости долить масло в маслобак турбины в соответствии с указаниями инструкции завода-изготовителя;

- включить в работу резервный, а затем пусковой маслонасос; в соответствии с указаниями местной инструкции довести температуру масла до $40^{\circ}C$, после чего отключить пусковой масляный насос;

- проверить в соответствии с указаниями инструкции завода-изготовителя АВР масляных насосов;

- по согласованию с электроцехом, в соответствии с местной инструкцией произвести опробование насосов МНУ генератора и проверить их АВР; включить в работу насосы МНУ [1];

---

[1] Перед включением в работу МНУ создать избыточное давление воздуха в генераторе.

- включить ВПУ турбины;

- сообщить персоналу электроцеха о готовности генератора к заполнению водородом;

- собрать схему газовоздушного тракта котла;

- собрать схему пожаротушения и очистки РВП;

- установить на всех горелках тарированные мазутные форсунки;

- собрать схему мазутопроводов в пределах котла, подготовить трубопровод подачи пара на продувку мазутных форсунок и распыл мазута;

- собрать схему подачи природного газа;

- подготовить к включению тягодутьевое оборудование котла, установку дробеструйной очистки, паровую обдувку КПП и РВП и калориферную установку котла в соответствии с местными инструкциями;

- собрать технологическую схему питательного электронасоса для его работы через линию рециркуляции; вентиль на линии из промежуточной ступени насоса оставить закрытым;

- собрать схему для проведения предпусковой деаэрации воды в деаэраторе с использованием сливного насоса ПНД № 3. Подготовить технологическую схему насоса к работе.

2.I.8. В соответствии с указаниями инструкции по пуску и обслуживанию турбоагрегатов произвести следующие операции:

- собрать схему регенерации низкого давления по основному конденсату, греющему пару, отсосу воздуха из корпусов ПНД и конденсату греющего пара с отводом дренажа всех подогревателей в конденсатор турбины и включить регуляторы уровня в ПНД;

- собрать схему подпитки энергоблока обессоленной водой и при необходимости заполнить конденсатосборники конденсаторов до нормального уровня. Создать проток обессоленной воды через ПСГ-I;

- подготовить и включить в работу КЭН со сбросом конденсата через линию рециркуляции в конденсатор. Задвижку за клапаном РУК-I оставить закрытой. Поочередно опробовать в работе все КЭН и их АВР, оставить в работе один насос;

- открыть задвижку за клапаном РУК-I и заполнить трубные системы ПНД, питательный и сливной насосы ПНД № 3 обессоленной

водой; заполнить бак деаэратора до рабочего уровня[I], после чего закрыть задвижки на трубопроводе нормального добавка обессоленной воды в конденсатор и на трубопроводе основного конденсата за РУК-I;

- взвести приводы обратных клапанов на отборах турбины.

2.I.9. Включить в работу пусковой масляный насос и проверить работу узлов систем регулирования и пораспределения турбин в соответствии с инструкцией завода-изготовителя.

2.I.I0. Дежурному персоналу ЦТАИ совместно с персоналом КТЦ провести комплексное опробование технологических защит энергоблока с воздействием на исполнительные устройства в соответствии с указаниями Норм[2] (за исключением защиты при понижении вакуума в конденсаторе).

В оперативных журналах КТЦ и ЦТАИ записать результаты проверки.

2.I.II. Поставить под давление коллектор собственных нужд энергоблока, для чего:

- убедиться в том, что задвижки на трубопроводах подачи пара из коллектора собственных нужд энергоблока ко всем потребителям пара и на трубопроводах подачи пара из отборов и турбины к деаэратору и калориферам котла закрыты;

- открыть дренажи на коллекторе собственных нужд энергоблока, прогреть трубопроводы от общестанционной магистрали со сбросом пара в общеблочный атмосферный расширитель и поставить коллектор под давление открытием задвижки ПЗ-I.

2.I.I2. Подготовить и включить в работу сливной насос ПНД № 3 с расходом воды по контуру: сливной насос - трубопровод основного конденсата турбины - колонка деаэратора - всасывающий трубопровод питательных насосов - всасывающий трубопровод сливного насоса.

[I] Если пуск производится после опрессовки пароводяного тракта котла и барабан котла заполнен до верхнего уровня, заполнение бака деаэратора производить до нижнего разрешенного уровня.

[2] Нормы технического обслуживания технологических защит теплоэнергетического оборудования на тепловых электростанциях. - М.: СПО ОРГРЭС, I977.

2.I.I3. Прогреть паропровод подачи пара от коллектора собственных нужд на деаэратор, открыть полностью задвижку на подводе пара к деаэратору и открытием регулирующего клапана установить давление в колонке деаэратора 0,I2 МПа, включить регулятор давления в деаэраторе. Нагреть воду в баке деаэратора до I04°С. При появлении парения из уплотнений ПЭН подать конденсат на уплотнения и отрегулировать его расход.

2.I.I4. Одновременно с проведением предпусковой деаэрации собрать схему для заполнения котла водой.

О т к р ы т ь:

- воздушники котла;
- задвижку на линии рециркуляции из барабана в экономайзер.

З а к р ы т ь:

- вентиль на линии из промежуточной ступени ПЭН;
- дренажи на линиях опорожнения трубопроводов питательной воды и из корпусов ПВД;
- задвижки до, после и на обводе ПВД;
- арматуру узла питания;
- дренажи нижних точек котла;
- аварийный сброс из барабана.

2.I.I5. Приступить к заполнению котла водой, для чего:

- собрать схему заполнения котла от общестанционного коллектора питательной воды и заполнить трубопроводы до узла питания котла водой с температурой I60°С,
- открыть запорную и регулирующую арматуру диаметром 65 мм узла питания котла. Питание котла прекратить по достижении растопочного уровня в барабане (I00 мм ниже среднего уровня). Убедиться, что уровень в барабане не снижается.

2.I.I6. Подготовить схему паропроводов свежего пара к растопке.

О т к р ы т ь:

- продувку из рассечки пароперегревателя;
- дренажи радиационного перегревателя и ограждения;
- ГПЗ турбины;
- регулирующий клапан ПСУ;
- РКС и задвижку ПЗ-3 на трубопроводе сброса редуцированного пара в конденсатор турбины;

- дренажи: главного паропровода перед отводом пара на ПСУ, перепускных труб ЦВД, всех цилиндров и отборов турбины, боковых регулирующих клапанов ЦВД;

- стопорный клапан.

З а к р ы т ь :

- байпас ПП3;

- регулирующие клапаны турбины;

- вентили впуска воздуха системы расхолаживания турбины;

- задвижки на паропроводе отвода пара за ПСУ на коллектор собственных нужд ПЗ-2 и в атмосферу ПЗ-4.

2.I.I7. Подготовить к растопке схему впрысков собственного конденсата, для чего открыть общую задвижку и индивидуальную запорную арматуру впрысков I, П, Ш, а также регулирующие клапаны впрыска I. Убедиться в закрытии регулирующих клапанов впрысков П и Ш и арматуры узла впрыска питательной воды.

2.I.I8. Включить регулятор давления пара в коллекторе уплотнений и подать пар на уплотнения турбины из КСН. Включить пусковой эжектор. Включить эжектор отсоса из охладителя уплотнений и отрегулировать работу системы уплотнений.

2.I.I9. При достижении давления в конденсаторе 0,05 МПа включить основной эжектор. Опробовать защиту на отключение энергоблока при понижении вакуума в конденсаторе с воздействием на исполнительные механизмы в соответствии с местной инструкцией по опробованию общеблочных защит. Восстановить исходную схему для прогрева главного паропровода.

2.I.20. При растопке котла на газе заполнить газом и продуть газопроводы котла.

2.I.2I. При растопке на мазуте поставить под давление паромазутопроводы котла. Включением рециркуляции поднять температуру мазута перед котлом до I20-I30°С, установить давление пара и мазута перед форсунками 0,5-0,6 МПа.

2.I.22. Включить в работу дутьевой вентилятор, РВП и другое вспомогательное оборудование котла в соответствии с указаниями местных инструкций.

2.I.23. Провентилировать газовоздушный тракт котла в течение I0 мин.

2.I.24. При растопке на мазуте установить температуру воздуха перед РВП на уровне 70°С.

2.2. Пуск энергоблока (рис.2)

2.2.I. При давлении в конденсаторах турбины не выше 0,06 МПа (вакуум 300 мм рт.ст.) растопить котел, включив две крайние форсунки (горелки). Расход топлива установить на уровне I0-I3% номинального. При розжиге на мазуте с включением форсунок закрыть вентиль на линии рециркуляции.

2.2.2. При появлении избыточного давления (примерно через 20 мин после розжига):

- закрыть воздушники котла;
- закрыть дренажи радиационного пароперегревателя и ограждений;
- подать конденсат на конечный впрыск в конденсаторы.

2.2.3. Проверить содержание кислорода в питательной воде за деаэратором. При снижении содержания кислорода до I0 мкг/кг отключить сливной насос и закрыть задвижки на перемычке между питательным и сливным насосами.

2.2.4. Проверить готовность и включить в работу питательный насос со сбросом воды в деаэратор через линию рециркуляции. Подготовить схему подачи воды от промежуточной ступени питательного насоса к охладителю ПСУ.

2.2.5. Закрыть арматуру на линии подпитки котла от общестанционного коллектора; открыть запорные задвижки до, после и на сбводе ПВД.

2.2.6. Заполнить питательной водой трубную систему ПВД в соответствии с местной инструкцией. Проследить за открытием впускного клапана ПВД. Подготовить к работе гидравлическую часть защиты ПВД.

2.2.7. Проверить действие защиты ПВД по I пределу совместно с исполнительными органами (впускным клапаном, сервомотором, импульсными клапанами и задвижками на трубопроводах отборов пара и на трубопроводах питательной воды). При проверке действия защиты повышение уровня в корпусе ПВД имитировать устройством контроля уровня, например, открытием уравнительного вентиля при закрытом "минусовом" вентиле дифманометра защиты. При опробовании защиты проверить ее быстродействие. После проверки действия защиты восстановить исходную схему по пару и питательной воде. Задвижку на

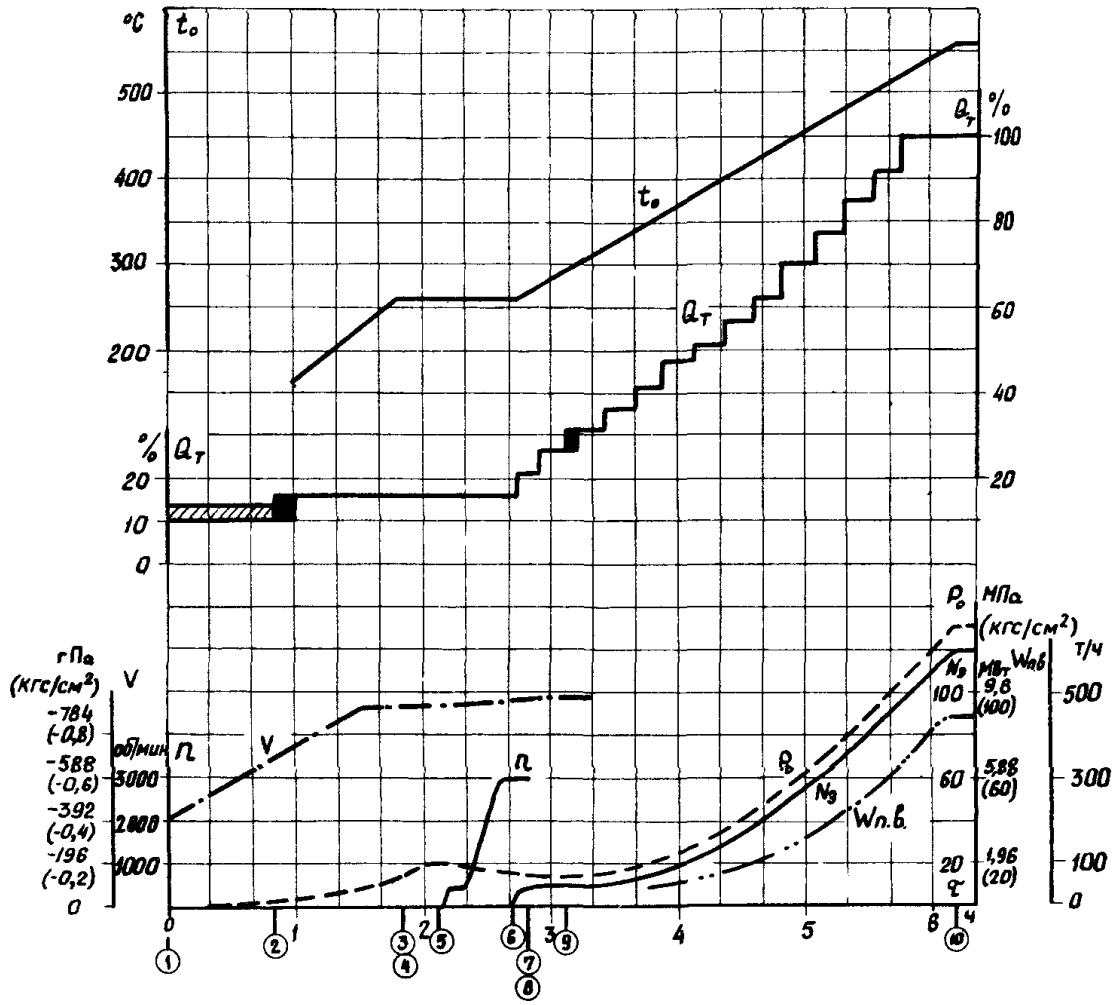

°C
t_o
500
400
300
200
%
Q_T
20
10
0
%
Q_T
100
80
60
40
20
t_o
Q_T
P_o
МПа
(кгс/см²)
$N_э$
МВт
$W_{нб}$
т/ч
100
9,8
(100)
60
5,88
(60)
20
1,96
(20)
500
300
100
0
Q
$N_э$
$W_{п.б.}$
гПа
(кгс/см²)
-784
(-0,8)
-588
(-0,6)
-392
(-0,4)
-196
(-0,2)
0
V
n
об/мин
3000
2000
1000
V
n
0
1
2
3
4
5
6
ч
①
②
③
④
⑤
⑥
⑦
⑧
⑨

Рис.2. График-задание пуска энергоблока из холодного состояния (температура металла верха ЦВД в зоне регулирующей ступени 150-100°С).

Примечание. При $t_{цвд}$<100°С продолжительность нагружения энергоблока увеличивается на 1 ч.

1 - розжиг двух горелок (форсунок) нижнего яруса котла; 2 - розжиг всех горелок (форсунок) нижнего яруса котла; 3 - ввод пускового впрыска в главный паропровод; 4 - перевод редуцированного пара после ПСУ на коллектор собственных нужд; 5 - подача пара в турбину открытием регулирующего клапана ЦВД; 6 - включение генератора в сеть, прикрытие ПСУ до 10% по УП; 7 - открытие регулирующих клапанов ЦВД до 160 мм по УП (открытие РК № 1, 2, 3); 8 - включение системы обогрева фланцевого соединения корпуса ЦВД; 9 - розжиг всех горелок (форсунок) верхнего яруса котла; 10 - отключение системы обогрева фланцевого соединения корпуса ЦВД;

▨ - диапазон начальной форсировки топлива; ■ - период подключения горелок котла; $N_э$ - электрическая нагрузка; n - частота вращения ротора турбогенератора; V - вакуум в конденсаторе; P_0 - давление свежего пара перед турбиной; $W_{п.в}$ - расход питательной воды в котел; $B_т$ - расход топлива; t_0 - температура свежего пара перед отводом на ПСУ

сбводе ПВД не открывать.

2.2.8. Открыть задвижки на линии подпитки энергоблока и за РУК-I. Включить в работу регуляторы подпитки энергоблока химически обессоленной водой и уровня в конденсаторе.

2.2.9. При давлении в барабане 0,5 МПа закрыть запорную арматуру на линии продувки из рассечки пароперегревателя и дренаж перед отводом на ПСУ.

Увеличить расход топлива до I5-I6% номинального, подключив в работу остальные форсунки (горелки) нижнего яруса.

2.2.I0. При повышении температуры пара за ПСУ до 200°С ввести в работу впрыск за РКС на сбросе пара в конденсатор, а при повышении температуры до 250°С ввести в работу впрыск ПСУ. Подать конденсат на охлаждение в верхнюю часть расширителей дренажей турбины.

2.2.II. Периодическое восстановление уровня в барабане осуществлять через регулирующий питательный клапан диаметром 65 мм узла питания котла.

2.2.I2. Подготовить схему впрысков питательной воды, для чего открыть:

- регулирующий клапан и вентиль на сбросе питательной воды в деаэратор;
- вентиль перед узлом впрыска питательной воды;
- вентиль пускового впрыска за котлом (первый поток).

Включить регулятор давления воды в системе впрысков.

2.2.I3. При температуре пара за котлом 260°С включить в работу пусковой впрыск (первый поток) для поддержания указанной температуры перед турбиной.

2.2.I4. При повышении давления свежего пара перед ПСУ до I,5 МПа и при давлении пара в коллекторе собственных нужд 0,7-0,8 МПа перевести сброс редуцированного пара в КСН, для чего:

- предупредить оператора соседнего энергоблока об этой операции:
- прикрытием РКС поднять давление за ПСУ до 0,8 МПа;
- открыть задвижку ПЗ-2 на трубопроводе к коллектору собственных нужд;
- полностью закрыть РКС и задвижку ПЗ-3 на сбросе пара в конденсатор, прекратить подвод конденсата к охлаждающему устрой-

ству за РКС. Отключить конечный впрыск в конденсаторы;

- оператору соседнего энергоблока следить за давлением в КСН, поддерживая его постоянным.

2.2.I5. При повышении давления свежего пара до 2,0 МПа, стабильной температуре пара перед турбиной 260°С и давлении в конденсаторе 0,034 МПа (вакуум не менее 500 мм рт.ст.) приступить к подаче пара в турбину, для чего:

- проверить по указывающему прибору значение отклонения стрелки указателя искривления вала ротора, которое не должно превышать 0,05 мм;

- проверить все критерии по турбоагрегатам в соответствии с местной инструкцией (температуру масла, поступающего на смазку подшипников и на сливе из картеров подшипников, относительные удлинения роторов, осевой сдвиг роторов и др.);

- проверить температуру металла стопорного клапана и перепускных труб турбины, которая должна находиться на уровне I80-200°С.

Температура металла главного паропровода перед отводом пара на ПСУ должна быть близкой к температуре свежего пара;

- открытием регулирующих клапанов подать пар в турбину и довести частоту вращения ротора до 500 об/мин. Убедиться, что ВПУ отключилось:

- сделать выдержку в течение 10 мин и тщательно прослушать турбину.

2.2.I6. Плавно, в течение 20 мин повысить частоту вращения до номинальной; при этом критические частоты вращения валопровода проходить быстро, контролируя по прибору значение искривления вала ротора. Перед повышением частоты вращения давление в конденсаторе должно быть 0,02I6 МПа (вакуум не менее 600 мм рт.ст). При повышении частоты вращения давление в конденсаторах должно понижаться и к выходу на частоту вращения 2400 об/мин составлять не более 0,0II8 МПа (вакуум не менее 670 мм рт.ст.).

При частоте вращения 3000 об/мин проверить по приборам давление масла, развиваемое основным масляным насосом турбины. В соответствии с указаниями инструкции по обслуживанию турбины перейти с пускового на главный масляный насос, после чего остановить пусковой масляный насос и открыть его задвижку на стороне нагнетания.

2.2.I7. Сообщить оператору соседнего энергоблока о предстоящем включении генератора в сеть и уменьшении расхода пара через ПСУ на коллектор собственных нужд энергоблока.

2.2.I8. Синхронизировать и включить генератор в сеть. Прикрыть ПСУ до I0% по УП[1], открыть регулирующие клапаны турбины на I60 мм по УП сервомотора (открыты РК I,2 и 3). Убедиться, что электрическая нагрузка турбогенератора составляет I0 МВт.

2.2.I9. Подать пар на обогрев фланцевого соединения ЦВД[2] в соответствии с местной инструкцией.

2.2.20. После включения генератора в сеть увеличить расход топлива до 20-2I% номинального.

2.2.2I. Перейти с периодического на постоянное питание котла, для чего:

- включить в работу растопочный регулятор уровня воды в барабане с воздействием на регулирующий питательный клапан диаметром I00 мм узла питания котла;

- закрыть регулирующий питательный клапан диаметром 65 мм и проверить работу растопочного регулятора.

2.2.22. Дальнейшее увеличение расхода топлива выполнять в соответствии с графиком-заданием; при расходе топлива 25-26% номинального включить в работу горелки верхнего яруса.

2.2.23. После прогрева турбины на начальной нагрузке (через I ч 20 мин после включения генератора в сеть) закрыть дренажи перепускных труб всех цилиндров и отборов турбины, боковых регулирующих клапанов.

2.2.24. При нагрузке 30 МВт перевести питание деаэратора паром от III отбора турбины, уставку-задание регулятору давления в деаэраторе установить на уровне 0,59 МПа.

2.2.25. При нагрузке 40 МВт включить в работу сливной насос ПНД № 3, проследить за автоматическим закрытием регулирующего клапана и запорной задвижки на отводе дренажа из ПНД № 3

---

[1] При последующем нагружении энергоблока поддерживать давление в КСН изменением степени открытия ПСУ.

[2] При опробовании автомата безопасности турбины пар из камеры регулирующей ступени на обогрев фланцевого соединения подать при работе турбины на холостом ходу.

в конденсаторы турбины.

Переключить воздействие растопочного регулятора уровня воды в барабане на основной регулирующий питательный клапан диаметром 250 мм узла питания котла. Закрывая регулирующий питательный клапан диаметром I00 мм проследить за тем, чтобы основной РПК вступил в работу, после чего закрыть РПК диаметром I00 мм.

2.2.26. В процессе нагружения энергоблока контролировать постоянство открытия трех регулирующих клапанов турбины на I60 мм по УП.

2.2.27. Включение нижнего отопительного отбора (ПСГ № I) производить при нагрузке не менее 30 МВт, верхнего отопительного отбора (ПСГ № 2) - при нагрузке не менее 50 МВт.

Переход турбины на режим работы по тепловому графику выполнять в соответствии с указаниями местных эксплуатационных инструкций.

2.2.28. Повышать температуру свежего пара перед турбиной в соответствии с графиком-заданием. Регулировать температуру пара с помощью пускового впрыска за котлом, подключив на впрыск 2-й поток питательной воды, периодически изменяя задание регулятору.

Пусковой впрыск поддерживать в диапазоне регулирования с помощью штатных впрысков. При достижении расчетных температур за поверхностями нагрева, контролируемых впрысками, перевести впрыски на автоматическое управление.

При достижении номинальной температуры свежего пара перед турбиной отключить пусковой впрыск и схему постоянного расхода.

2.2.29. При повышении давления в деаэраторе до 0,59 МПа проследить за работой регулятора давления в деаэраторе. Перевести питание эжекторов и уплотнений турбины от деаэратора. С помощью РКЭ отрегулировать давление пара перед эжекторами на уровне 0,5 МПа.

2.2.30. В процессе нагружения энергоблока перевести сброс конденсата греющего пара ПВД в деаэратор в соответствии с местной инструкцией.

2.2.3I. При повышении давления свежего пара перед турбиной до номинального поддерживать его на этом уровне регулирующими клапанами ЦВД.

2.2.32. Во время нагружения энергоблока обращать особое внимание на показания приборов:

- указывающих осевой сдвиг и относительные удлинения роторов;

- регистрирующих температуру металла верха и низа, фланцев и шпилек ЦВД;

- регистрирующих температуру масла на входе в подшипники и сливе из них, температуру баббита колодок упорного подшипника;

- регистрирующих вакуум в конденсаторах;

- указывающих давление и температуру пара в камере регулирующей ступени и в контрольных точках проточной части турбины;

- указывающих температуру пара в выхлопной части, температуру циркуляционной воды до и после конденсаторов.

2.2.33. По окончании нагружения энергоблока и достижении номинальной температуры свежего пара:

- включить в работу основной регулятор уровня в барабане и отключить растопочный регулятор;

- отключить обогрев фланцевого соединения ЦВД.

3. ПУСК ЭНЕРГОБЛОКА ИЗ НЕОСТЫВШЕГО СОСТОЯНИЯ ПОСЛЕ ПРОСТОЯ 48-55 ч (рис.3)

3.1. Убедиться в нормальной работе оборудования энергоблока, которое не отключалось после останова.

3.2. Выполнить подготовительные операции в соответствии с указаниями пп.2.1.1-2.1.9 и 2.1.12-2.1.14.

3.3. Дежурному персоналу ЦТАИ совместно с персоналом КТЦ провести опробование защит энергоблока и АВР в соответствии с графиком периодичности опробования защит.

3.4. Заполнить барабан котла до растопочного уровня в соответствии с указаниями п.2.1.15.

3.5. Подготовить схему паропроводов свежего пара к растопке.

О т к р ы т ь :

- продувку из рассечки пароперегревателя котла;

- дренажи радиационного перегревателя и ограждений котла;

- регулирующий клапан ПСУ;

- РКС и задвижку ПЗ-3 на трубопроводе сброса редуцированного пара в конденсатор турбины;

- дренажи главного паропровода перед отводом пара на ПСУ и перепускных труб ЦВД;

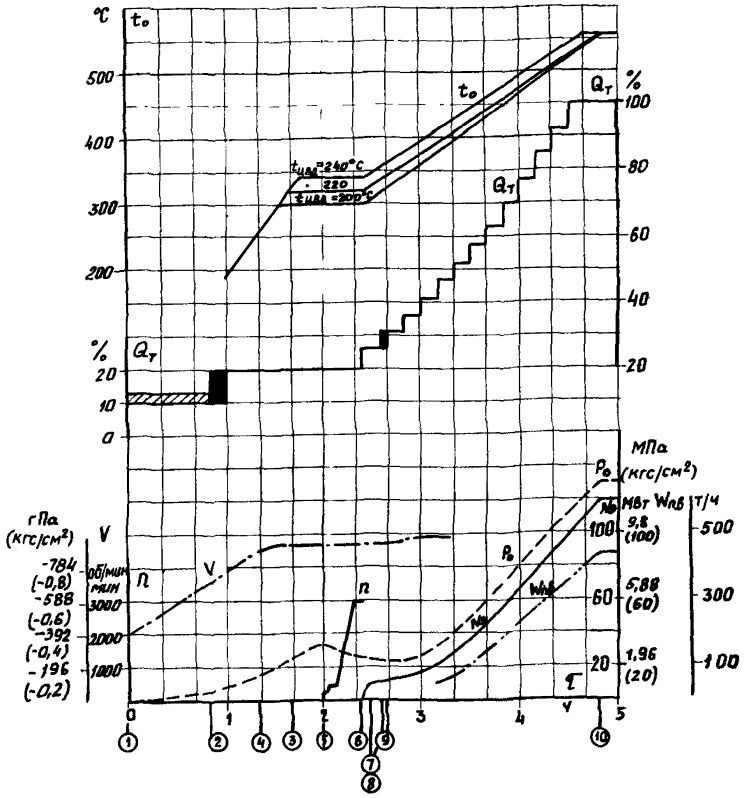


Рис.3. График-задание пуска энергоблока из неостывшего состояния (температура металла верха ЦВД в зоне регулирующей ступени 200-240 °С, продолжительность простоя 48-55 ч);

$t_{ЦВД}$ - температура металла верха ЦВД в зоне паровпуска.

Остальные обозначения см.рис.2

- стопорный клапан.

З а к р ы т ь:

- ГПЗ и ее байпас;

- регулирующие клапаны турбины;

- дренажи боковых регулирующих клапанов ЦВД, цилиндров и отборов турбины;

- вентили впуска воздуха системы охлаждения турбины;

- задвижки на паропроводе отвода пара за ПСУ на коллектор собственных нужд ПЗ-2 и в атмосферу ПЗ-4.

3.6. Подготовить к растопке схему впрысков собственного конденсата в соответствии с указаниями п.2.I.I7.

3.7. Выполнить операции по набору вакуума в конденсаторах турбины в соответствии с указаниями пп. 2.I.I8 и 2.I.I9.

3.8. Выполнить операции по подготовке котла к растопке в соответствии с указаниями пп.2.I.20-2.I.24.

3.9. Растопить котел в соответствии с указаниями п.2.2.I и 2.2.2.

3.I0. После окончания предварительной деаэрации питательной воды перевести питание котла от питательного насоса энергоблока в соответствии с указаниями пп.2.2.3 - 2.2.5 и 2.2.8.

3.II. Заполнить питательной водой трубную систему ПВД, проверить срабатывание защиты I и II предела на сигнал в соответствии с указаниями п.4.4. "Сборника директивных материалов по эксплуатации энергосистем (теплотехническая часть)" (М.: Энергоиздат, I98I).

3.I2. При давлении в барабане 0,5 МПа закрыть продувку из рассечки пароперегревателя котла.

3.I3. Через I ч после розжига котла увеличить расход топлива до 20% номинального, подключив в работу остальные форсунки (горелки) нижнего яруса.

3.I4. При повышении температуры пара перед ПСУ до температуры металла стопорного клапана открыть байпас ГПЗ, затем полностью открыть ГПЗ и начать прогрев стопорного клапана и перепускных труб. Закрыть байпас ГПЗ.

3.I5. Закрыть дренаж главного паропровода перед отводом пара на ПСУ.

3.I6. При повышении температуры пара за ПСУ до 200°С ввести в работу впрыск за РКС на сбросе пара в конденсаторы, а при по-

вышении температуры пара за ПСУ до 250°С ввести в работу впрыск ПСУ, поддерживая температуру пара за ПСУ и РКС на уровне соответственно 250 и 200°С.

3.17. Подать конденсат на охлаждение в верхнюю часть расширителей дренажей турбины.

3.18. Периодическое восстановление уровня в барабане осуществлять через регулирующий питательный клапан диаметром 65 мм узла питания котла.

3.19. Подготовить схему впрысков питательной воды в соответствии с указаниями п.2.2.12.

3.20. При повышении температуры пара за котлом до уровня, превышающего температуру металла верха ЦВД в зоне регулирующей ступени на 100°С, включить в работу пусковой впрыск (первый поток) для поддержания указанной температуры перед турбиной.

3.21. При повышении давления свежего пара перед ПСУ до 1,5 МПа перевести сброс редуцированного пара в коллектор собственных нужд в соответствии с п.2.2.14.

3.22. При повышении температуры металла подъемных участков перепускных труб ЦВД до температуры на 15°С меньшей температуры металла верха ЦВД в зоне регулирующей ступени закончить этап предварительного прогрева и подготовиться к подаче пара в турбину, для чего:

- открыть дренажи из колен за боковыми регулирующими клапанами турбины, дренажи цилиндров и отборов турбины;
- проверить по приборам на БЩУ все контрольные параметры по турбоагрегату в соответствии с указаниями п.2.2.15;
- убедиться, что температура металла стопорного клапана составляет не менее 250°С, а температура металла главного паропровода перед ГПЗ равна температуре свежего пара;
- убедиться, что давление в конденсаторе составляет не более 0,0216 МПа (вакуум не менее 600 мм рт.ст.).

3.23. При давлении свежего пара перед турбиной примерно 3,5 МПа и температуре, на 100°С превышающей температуру металла верха ЦВД в зоне регулирующей ступени, приступить к подаче пара в турбину, для чего:

- открытием регулирующих клапанов произвести толчок ротора и довести частоту его вращения до 500 об/мин, убедиться, что ВПУ

отключилось;

- сделать выдержку на этой частоте вращения в течение 5 мин и тщательно прослушать турбину;

- в течение I0 мин повысить частоту вращения ротора до номинальной; при этом критические частоты вращения валопровода проходить быстро, контролируя по прибору значение искривления вала ротора;

- при повышении частоты вращения ротора вакуум в конденсаторах должен также повышаться и при частоте вращения 2400 об/мин должен быть не менее 670 мм рт.ст. (давление не более 0,0II8 МПа);

- при частоте вращения 3000 об/мин отключить пусковой масляный насос в соответствии с указаниями п.2.2.I6.

3.24. Сообщить оператору соседнего энергоблока о предстоящем включении генератора в сеть и уменьшении расхода пара через ПСУ на коллектор собственных нужд энергоблока.

3.25. Синхронизировать и включить генератор в сеть. Прикрыть ПСУ до I0% по УП,[1] открыть регулирующие клапаны турбины на I60 мм по УП сервомотора (открыты регулирующие клапаны № I, 2 и 3). Отрегулировать температуру пара за ПСУ на уровне 250°С.

Убедиться, что электрическая нагрузка турбогенератора составляет примерно I0 МВт.

Подать пар на обогрев фланцевого соединения ЦВД в соответствии с местной инструкцией.

3.26. После включения генератора в сеть увеличить расход топлива до 26% номинального.

3.27. Перейти с периодического на постоянное питание котла в соответствии с указаниями п.2.2.2I.

3.28. Включить в работу горелки верхнего яруса. Дальнейшее увеличение расхода топлива выполнять в соответствии с графиком-заданием.

3.29. При нагрузке 30 МВт закрыть дренажи перепускных труб, боковых регулирующих клапанов, цилиндров и отборов турбины.

---

[1] При последующем нагружении энергоблока поддерживать давление в КСН изменением степени открытия ПСУ.

3.30. В процессе нагружения энергоблока выполнить указания пп.2.2.24-2.2.32.

3.31. По окончании нагружения энергоблока и достижении номинальной температуры свежего пара выполнить операции в соответствии с указаниями п.2.2.33.

4. ПУСК ЭНЕРГОБЛОКА ИЗ НЕОСТЫВШЕГО СОСТОЯНИЯ ПОСЛЕ ПРОСТОЯ 24-31 ч (рис.4)

4.1. Убедиться в нормальной работе оборудования энергоблока, которое не отключалось после останова.

4.2. Выполнить подготовительные операции в соответствии с указаниями пп.2.1.1-2.1.9 и 2.1.12-2.1.15 [1].

Дежурному персоналу ЦТАИ совместно с персоналом КТЦ провести опробование защит энергоблока и АВР в соответствии с графиком периодичности опробования защит.

4.3. Открыть задвижку на линии рециркуляции из барабана в экономайзер.

4.4. Подготовить к растопке схему впрысков собственного конденсата в соответствии с указаниями п.2.1.17.

4.5. Выполнить операции по набору вакуума в конденсаторах турбины в соответствии с указаниями пп.2.1.18 и 2.1.19.

4.6. Выполнить операции по подготовке котла к растопке в соответствии с указаниями пп.2.1.20-2.1.24. Открыть дренажи радиационного пароперегревателя и ограждений котла, а также дренаж перед отводом на ПСУ.

4.7. Растопить котел в соответствии с указаниями п.2.2.1. Расход топлива установить на уровне 13% номинального.

4.8. Одновременно с розжигом открыть РКС и ПЗ-3 на сбросе пара в конденсатор, плавно открыть ПСУ. Подать конденсат на конечный впрыск в конденсаторы.

---

[1] Если в процессе останова поддерживался уровень в барабане, то операции по пп.2.1.14 и 2.1.15 - не выполнять.

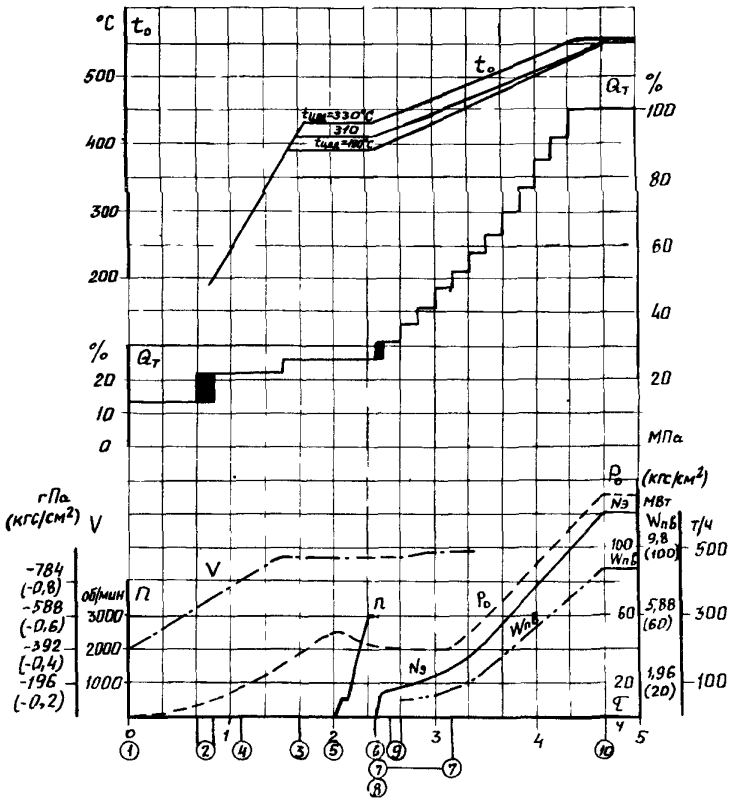


Рис.4. График-задание пуска энергоблока из неостывшего состояния (температура металла верха ЦВД в зоне регулирующей ступени 290-330°С, продолжительность простоя 24-31 ч).

Обозначения см.рис.2 и 3

4.9. Закрыть дренажи радиационного пароперегревателя и ограждений котла.

4.10. После окончания предварительной деаэрации питательной воды перевести питание котла от питательного насоса энергоблока в соответствии с указаниями пп.2.2.3-2.2.5 и 2.2.8.

4.11. Примерно через 40 мин после розжига котла увеличить расход топлива до 22% номинального, подключив в работу остальные форсунки (горелки) нижнего яруса.

4.12. Ввести в работу впрыски за РКС и за ПСУ в соответствии с указаниями п.3.16.

4.13. При повышении температуры пара перед ПСУ до температуры металла стопорного клапана открыть дренажи перепускных труб ЦВД, стопорный клапан, байпас ГПЗ, затем ГПЗ и начать прогрев стопорного клапана и перепускных труб. Закрыть байпас ГПЗ.

4.14. Закрыть дренаж главного паропровода перед отводом пара на ПСУ.

4.15. Подать конденсат на охлаждение в верхнюю часть расширителей дренажей турбины.

4.16. При повышении давления свежего пара перед ПСУ до 1,5 МПа перевести сброс редуцированного пара в коллектор собственных нужд в соответствии с п.2.2.14.

4.17. Периодически восстанавливать уровень в барабане через регулирующий питательный клапан диаметром 65 мм узла питания котла.

4.18. Заполнить питательной водой трубную систему ПВД в соответствии с указаниями п.3.11.

4.19. Подготовить схему впрысков питательной воды в соответствии с указаниями п.2.2.12.

4.20. Увеличить расход топлива до 26% номинального.

4.21. При повышении температуры пара за котлом до уровня, превышающего температуру металла верха ЦВД в зоне регулирующей ступени на 100°С, включить в работу пусковой впрыск (первый поток) для поддержания указанной температуры перед турбиной.

4.22. При повышении температуры металла подъемных участков перепускных труб ЦВД до температуры на 15°С меньшей температуры металла верха ЦВД в зоне регулирующей ступени закончить этап предварительного прогрева, убедиться, что корпус стопорного клапана

прогрет до 300-320°С, температура главного паропровода перед ГПЗ равна температуре свежего пара.

4.23. Проверить все контрольные параметры по турбоагрегату в соответствии с указаниями п.2.2.I5, убедиться, что давление в конденсаторе составляет не более 0,02I6 МПа (вакуум не менее 600 мм рт.ст.) и продолжает снижаться.

Открыть дренажи из колен за боковыми регулирующими клапанами ЦВД, цилиндров и отборов турбины.

4.24. При температуре свежего пара, превышающей температуру металла верха ЦВД в зоне регулирующей ступени на I00°С, и давлении 4,9 МПа приступить к подаче пара в турбину в соответствии с указаниями п.3.23.

4.25. Сообщить оператору соседнего энергоблока о предстоящем включении в сеть генератора и уменьшении расхода пара через ПСУ на коллектор собственных нужд энергоблока.

4.26. Синхронизировать и включить генератор в сеть. Прикрыть ПСУ до I0% по УП [1], при этом регулирующие клапаны турбины открывать таким образом, чтобы давление свежего пара перед турбиной сохранилось на прежнем уровне. Убедиться, что электрическая нагрузка турбогенератора составляет I5 МВт.

4.27. Закрыть дренажи перепускных труб, боковых регулирующих клапанов, всех цилиндров и отборов турбины, прекратить подачу конденсата на охлаждение в расширители дренажей турбины.

4.28. Подать пар на обогрев фланцевого соединения ЦВД в соответствии с местной инструкцией.

4.29. Одновременно с включением генератора в сеть включить горелки верхнего яруса и увеличить расход топлива до 3I% номинального. Дальнейшее увеличение расхода топлива выполнять в соответствии с графиком-заданием.

4.30. При нагружении турбогенератора (примерно до 40 МВт) давление свежего пара перед турбиной поддерживать постоянным за счет постепенного открытия регулирующих клапанов турбины до I60 мм по указателю сервомотора (открытием первых трех регулирующих клапанов), после чего воздействие на регулирующие клапаны

---

[1] При последующем нагружении энергоблока поддерживать давление в КСН изменением степени открытия ПСУ.

прекратить вплоть до повышения давления свежего пара перед турбиной до I2,7 МПа.

4.3I. Перейти с периодического на постоянное питание котла в соответствии с указаниями п.2.2.2I.

4.32. В процессе нагружения энергоблока выполнить указания пп.2.2.24-2.2.32.

4.33. По окончании нагружения энергоблока и достижении номинальной температуры свежего пара выполнить операции в соответствии с указаниями п.2.2.33.

5. ПУСК ЭНЕРГОБЛОКА ИЗ ГОРЯЧЕГО СОСТОЯНИЯ ПОСЛЕ ПРОСТОЯ 8-I0 ч (рис.5)

5.I. Убедиться в нормальной работе оборудования энергоблока, которое не отключалось после останова.

5.2. Выполнить необходимые подготовительные операции в соответствии с указаниями пп.2.I.I-2.I.9.

5.3. Убедиться, что сохранилось избыточное давление в деаэраторе. В противном случае выполнить операции по предварительной деаэрации воды в деаэраторе в соответствии с указаниями пп.2.I.I2 2.I.I4.

5.4. Установить растопочный уровень воды в барабане, при необходимости подпитав котел от общестанционной магистрали.

5.5. Подготовить к растопке схему впрысков собственного конденсата в соответствии с указаниями п.2.I,I7.

5.6. Выполнить операции по набору вакуума в конденсаторах турбины в соответствии с указаниями пп.2.I,I8 и 2.I.I9.

5.7. Выполнить операции по подготовке котла к растопке в соответствии с указаниями пп.2.I.20-2.I.24.

5.8. Перевести питание котла с общестанционного коллектора на питательный насос энергоблока в соответствии с указаниями пп.2.2.4-2.2.6 и 2.2.8.

5.9. Подать пар от коллектора собственных нужд на деаэратор в соответствии с указаниями п.2.I.I3, включить регулятор давления в деаэраторе с уставкой 0,245 МПа.

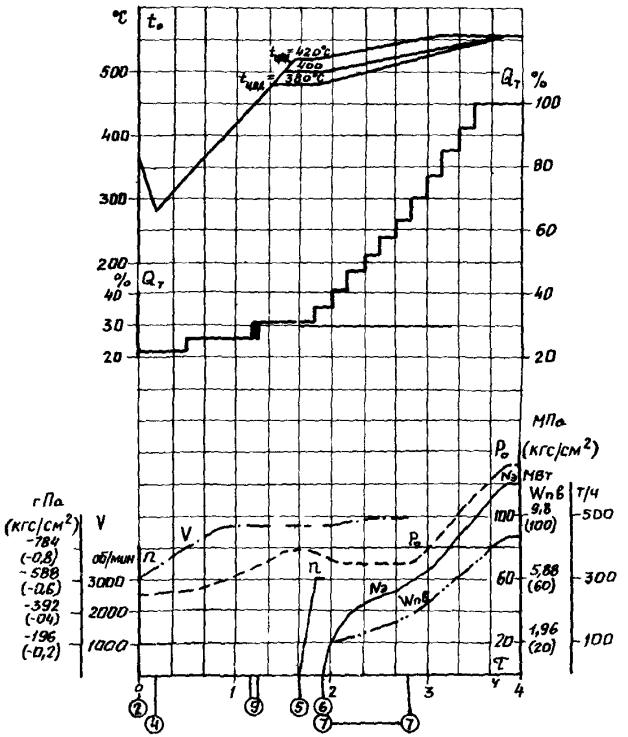


Рис.5. График-задание пуска энергоблока из горячего состояния (температура металла верха ЦВД в зоне регулирующей ступени 380-420°С, продолжительность простоя 8-10ч).

Обозначения см.рис.2 и 3

5.I0. При давлении в конденсаторах турбины не более 0,02I6 МПа (вакуум не менее 600 мм рт.ст.) растопить котел, включив четыре форсунки (горелки) нижнего яруса. Расход топлива установить на уровне 22% номинального. При розжиге на мазуте с включением форсунок закрыть рециркуляцию мазута.

5.II. Одновременно с розжигом открыть задвижки ПЗ-2 и ПЗ-3 за ПСУ. Предупредить оператора соседнего энергоблока о подключении ПСУ к КСН. Плавно, в течение I0 мин открыть ПСУ, не допуская снижения давления пара в барабане. Включить впрыск за ПСУ, поддерживая за ней температуру пара на уровне 250°С.

5.I2. Включить в работу растопочный регулятор уровня воды в барабане с воздействием на регулирующий питательный клапан диаметром I00 мм узла питания котла.

5.I3. Через 30 мин после розжига увеличить расход топлива до 26% номинального.

5.I4. При повышении температуры пара перед ПСУ до температуры металла стопорного клапана открыть дренажи перепускных труб ЦВД, стопорный клапан, байпас ГПЗ, затем ГПЗ и начать прогрев стопорного клапана и перепускных труб.

Подать конденсат на охлаждение в верхнюю часть расширителей дренажей турбины. Закрыть байпас ГПЗ.

5.I5. Включить в работу горелки верхнего яруса и установить расход топлива на уровне 3I% номинального. Дальнейшее нагружение по топливу производить согласно графику-заданию.

5.I6. Подготовить схему впрысков питательной воды, для чего:

- открыть регулирующий клапан и вентиль на линии сброса питательной воды в деаэратор;
- открыть вентиль перед узлом впрыска питательной воды;
- включить регулятор давления воды в системе впрысков.

При росте температуры пара за КПП-I, КПП-П выше 500°С включить впрыск I по питательной воде.

5.I7. При повышении температуры металла подъемных участков перепускных труб ЦВД до температуры, на I5°С меньшей температуры металла верха ЦВД в зоне регулирующей ступени закончить этап предварительного прогрева. Открыть дренажи боковых регулирующих клапанов ЦВД, проверить все контрольные параметры по турбоагрегату в соответствии с указаниями п.2.2.I5.

5.I8. При температуре свежего пара перед турбиной 500°С и давлении в конденсаторах не более 0,0II8 МПа (вакуум не менее 670 мм рт.ст.) осуществить толчок ротора турбины регулирующими клапанами, плавно, в течение 7-I0 мин повысив частоту вращения ротора до номинальной. При этом критические частоты вращения валопровода проходить быстро, контролируя по прибору значение искривления вала ротора. При частоте вращения 3000 об/мин отключить пусковой масляный насос в соответствии с указаниями п.2.2.I6.

5.I9. Сообщить оператору соседнего энергоблока о предстоящем включении в сеть генератора и уменьшении расхода пара через ПСУ на коллектор собственных нужд.

5.20. Синхронизировать и включить генератор в сеть. Прикрыть ПСУ до I0% по УП[1], при этом регулирующие клапаны турбины открывать таким образом, чтобы давление свежего пара перед турбиной сохранилось на прежнем уровне. Отрегулировать температуру пара за ПСУ на уровне 250°С. Убедиться, что электрическая нагрузка турбогенератора составляет примерно 20 МВт.

5.2I. Закрыть дренажи перепускных труб и боковых регулирующих клапанов ЦВД турбины, прекратить подачу конденсата на охлаждение в расширители дренажей турбины.

5.22. При нагружении турбогенератора (до 60 МВт) давление свежего пара перед турбиной поддерживать постоянным постепенным открытием регулирующих клапанов турбины до I60 мм по указателю сервомотора (открытием первых трех регулирующих клапанов), после чего воздействие на регулирующие клапаны прекратить вплоть до повышения давления свежего пара перед турбиной до I2,7 МПа.

5.23. При повышении давления в Ш отборе турбины до 0,5 МПа перевести питание деаэратора паром от Ш отбора, уставку - задание регулятору давления установить на уровне 0,59 МПа.

5.24. В процессе нагружения энергоблока выполнить указания пп.2.2.25-2.2.32. Повышение температуры свежего пара перед турбиной выполнять в соответствии с графиком-заданием.

---

[1] При нагружении энергоблока поддерживать давление в КСН изменением степени открытия ПСУ.

По окончании нагружения и достижении номинальной температуры свежего пара включить в работу основной регулятор уровня в барабане и отключить растопочный регулятор.

6. ОСТАНОВ ЭНЕРГОБЛОКА БЕЗ РАСХОЛАЖИВАНИЯ СБСРУДОВАНИЯ

6.I. Перед разгружением энергоблока выполнить следующие операции:

6.I.I. Перевести уплотнения турбины, основные эжекторы, калориферную установку котла на питание паром от коллектора собственных нужд энергоблока. Дренаж калориферов перевести на дренажный бак.

6.I.2. Отключить теплофикационную установку в соответствии с местной инструкцией.

6.I.3. Сообщить оператору соседнего энергоблока о предстоящем разгружении и останове, после чего прикрыть ПСУ, через которую подается пар на коллектор собственных нужд, до минимального значения (примерно I0% по УП).

6.I.4. Путем расхаживания убедиться в отсутствии заедания стопорного и регулирующих клапанов свежего пара.

6.I.5. Провести опробование резервного и аварийного электронасосов смазки.

6.2. Разгрузить энергоблок со скоростью 4 МВт/мин с сохранением номинальных параметров свежего пара перед турбиной до нагрузки 30 МВт.

6.2.I. Разгружая турбину, постоянно вести наблюдение за приборами, показывающими температуру металла фланцев и шпилек, верха и низа цилиндра, относительное сокращение роторов; их показания не должны превышать допустимых значений.

6.2.2. В процессе разгружения следить за температурой масла на сливе из подшипников, не допуская резкого повышения или понижения температуры масла. При нагрузке 30 МВт проследить за открытием линии рециркуляции КЭН.

6.2.3. При нагрузке 60 МВт перевести дренаж ПВД на конденсатор.

Отключить сливной насос. Момент перевода дренажей ПВД и ПНД определяется для каждого конкретного энергоблока уровнем в корпусах подогревателей.

6.2.4. При нагрузке 50 МВт перевести питание деаэраторов на пар от КСН.

6.2.5. При нагрузке 40 МВт перейти на питание котла через регулирующий питательный клапан диаметром 100 мм узла питания котла.

6.3. При нагрузке 30 МВт погасить котел ключом останова. Проследить за срабатыванием защиты энергоблока, закрытием стопорного и регулирующих клапанов турбины, обратных клапанов отборов.

6.4. Проконтролировать отключение турбогенератора под воздействием реле обратной мощности. В случае отказа срабатывания реле отключить турбогенератор с БЩУ, для чего:

- проследить по показаниям ваттметра за отсутствием нагрузки на турбине;
- убедиться, что давление в регулирующей ступени турбины снизилось до нуля;
- убедиться, что ГПЗ идет на закрытие;
- отключить генератор, не допуская работу турбины в беспаровом режиме более 4 мин.

Отключить ПСУ и прекратить подачу воды на ее охлаждающее устройство.

6.5. При частоте вращения ротора 2800 об/мин включить резервный электронасос смазки и следить, чтобы давление масла в системе смазки было нормальным. Прекратить подачу охлаждающей воды на маслоохладители.

6.6. Прекратить непрерывную продувку котла и подпитать барабан до верхнего уровня, после чего остановить питательный насос. Последующую периодическую подпитку барабана производить водой с температурой 230°С от общестанционной магистрали питательной воды.

6.7. После вентиляции в течение 10 мин отключить ДВ. Закрыть все шиберы и направляющие аппараты на газовоздушном тракте. Остановить РВП после достижения температуры уходящих газов 150°С.

6.8. Зарегистрировать время и кривую выбега ротора при нормальном вакууме вплоть до полного останова ротора.

6.9. Отключить подачу пара на основные эжекторы. Если останов производится без снятия кривой выбега, при частоте вращения 500 об/мин прекратить подачу пара на основные эжекторы с таким расчетом, чтобы к моменту останова ротора и включения ВПУ вакуум в конденсаторе был снижен до нуля.

6.10. Закрыть задвижки на линии добавка химически обессоленной воды в конденсатор и задвижку за клапаном РУК.

6.11. Подачу пара на уплотнения турбины и эжектор отсоса пара из уплотнений отключить только после полного снижения вакуума.

6.12. Сразу после останова ротора включить ВПУ, убедиться по сигнальным лампам и индикатору, что шестерни вошли в зацепление и двигатель ВПУ работает. Проследить по месту за вращением вала ротора.

6.13. Прекратить подачу пара из деаэратора на уплотнения штоков регулирующих клапанов.

6.14. Прекратить подачу пара на деаэратор.

6.15. Выполнить гидравлическую опрессовку трубных систем ПНД, для чего:

6.15.1. Закрыть задвижки на линиях отвода конденсата греющего пара после всех ПНД и зафиксировать уровни конденсата в их корпусах по водомерным стеклам[1].

6.15.2. Закрыть задвижку на линии основного конденсата в деаэратор после последнего ПНД. Открыть задвижку после клапана РУК, при необходимости прикрыть арматуру на линии рециркуляции КЭН, не допуская ее полного закрытия.

6.15.3. Наблюдать за уровнем конденсата в корпусе ПНД в течение 15-20 мин, фиксируя его изменение. Контролировать давление по тракту конденсата, не допуская роста его выше рабочего.

---

[1] При проверке плотности ПНД, не имеющих запорной арматуры на линиях отвода конденсата, выполнить указания разд.4.2 (п.4,г) "Сборника директивных материалов по эксплуатации энергосистем (Теплотехническая часть)" - М.: Энергоиздат, 1981.

6.I5.4. Если при опрессовке ПНД подъем уровня в корпусе будет происходить со скоростью I см/мин и более, отключить ПНД и вывести его в ремонт.

6.I6. Остановить конденсатные насосы, прекратить подачу конденсата на уплотнения вакуумной арматуры, на предохранительные клапаны ПСГ-I, на охлаждение автозатвора стопорного клапана и шпонок под лапами цилиндров, на уплотнения ПЭН.

6.I7. После останова турбины дренажные и продувочные вентили на цилиндрах и перепускных трубах не открывать до остывания металла ЦВД до I50°С.

6.I8. После снижения температуры металла выхлопных патрубков турбины до 50°С остановить циркуляционные насосы, закрыть задвижки на напорных и сливных линиях охлаждающей воды.

6.I9. При полном остывании турбины, т.е. когда температура металла низа ЦВД в зоне регулирующей ступени достигнет I50°С, отключить ВПУ и остановить резервный электронасос смазки.

7. ОСТАНОВ ЭНЕРГОБЛОКА С РАСХОЛАЖИВАНИЕМ ТУРБИНЫ (рис.6)

7.I. Перед разгружением энергоблока выполнить операции в соответствии с пп.6.I.I-6.I.5.

7.2. Подать пар на обогрев фланцевого соединения ЦВД турбины в соответствии с местной инструкцией, после чего сделать выдержку в течение I5 мин.

7.3. Подготовить к работе систему пусковых впрысков питательной воды, для чего:

7.3.I. Открыть вентили перед регулирующими клапанами пускового впрыска за котлом и пускового впрыска I.

7.3.2. Открыть вентили на сбросе в деаэратор и перед шайбовым набором узла впрыска питательной воды клапаном Др-4 на сбросе в деаэратор поддерживать давление питательной воды превышающим на 2 МПа давление перегретого пара за котлом.

7.4. Уменьшением расхода топлива разгрузить энергоблок до 60 МВт со скоростью 2 МВт/мин в соответствии с инструкциями по эксплуатации котла и турбины.Параметры пара перед турбиной поддер-

живать номинальными. При разгружении выполнить указания пп.6.2.1-6.2.3..

7.5. Подать пар от штоков клапанов, а при необходимости - свежий пар на переднее уплотнение ЦВД турбины, повысив температуру пара, поступающего на переднее уплотнение, до 300°С путем подмешивания горячего пара.

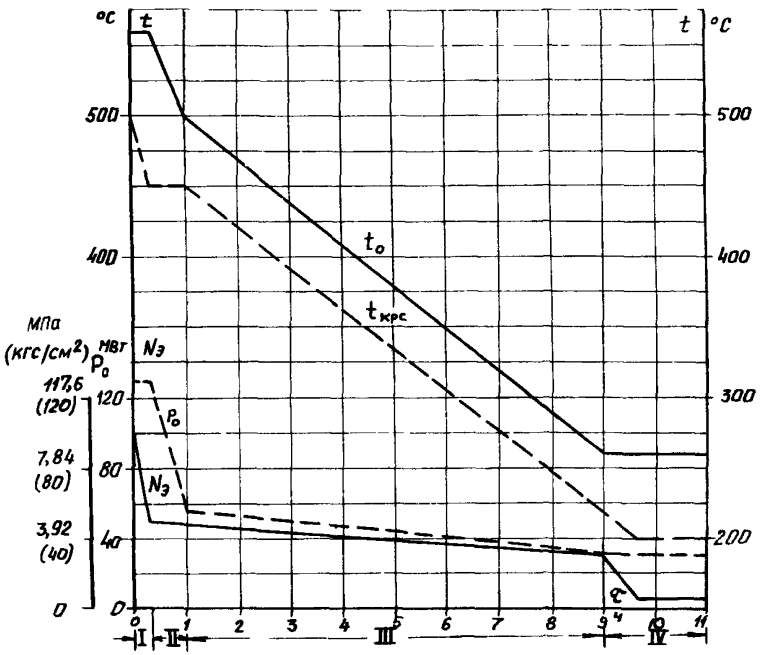


Рис.6. График-задание останова энергоблока с расхолаживанием турбины:

I - разгружение блока при постоянных параметрах свежего пара; II - снижение давления свежего пара за счет открытия регулирующих клапанов ЦВД; III - снижение температуры свежего пара; IV - расхолаживание турбины при минимальной нагрузке;

$t_{крс}$ - температура пара в регулирующей ступени турбины.

Остальные обозначения см.рис.2

7.6. Вводом в работу штатных впрысков I,II,III до полного их открытия начать снижение температуры свежего пара за котлом со скоростью 2°С/мин до температуры 500°С, подключив при необходимости пусковой впрыск I.

Одновременно начать плавное открытие регулирующих клапанов турбины до 200 мм по указателю сервомотора. Открытие клапанов проводить таким образом, чтобы температура пара в регулирующей ступени оставалась постоянной. Контроль за этой температурой вести по регистратору, установленному на БЩУ.

7.7. После стабилизации режима: снижения температуры свежего пара до 500°С, давления пара до 6,0 МПа, нагрузки до 50-55 МВт - приступить к снижению температуры свежего пара перед турбиной до 400°С со скоростью 0,5°С/мин (5°С за I0 мин) за счет отключения горелок верхнего яруса с сохранением постоянного расхода топлива на котел. При этом выполнить следующие операции:

7.7.I. При температуре свежего пара 500°С погасить крайнюю горелку.

7.7.2. Контролируя темп снижения температуры пара перед турбиной, отключить другую крайнюю горелку верхнего яруса.

7.7.3. При температуре пара 450°С отключить средние горелки верхнего яруса.

7.8. После отключения горелок верхнего яруса дальнейшее снижение температуры свежего пара до 280-290°С выполнить (при неизменной нагрузке) с той же скоростью (0,5°С/мин) включением в работу пускового впрыска за котлом, для чего:

7.8.I. Включить в работу пусковой впрыск за котлом.

7.8.2. По исчерпании запаса регулирования открыть вентиль на линии подачи воды помимо шайбового набора. Дальнейшее поддержание диапазона регулирования осуществлять прикрытием клапана на линии сброса воды в деаэратор.

7.9. Дальнейшее снижение температуры пара за котлом с 290 до 260°С выполнить за счет уменьшения подачи топлива на горелки нижнего яруса (при разгружении турбины выполнить указания пп.6.2.4 и 6.2.5).

7.I0. При параметрах свежего пара перед турбиной 3 МПа и 260°С, а также постоянном расходе топлива для дальнейшего охлаждения разгрузить турбину прикрытием регулирующих клапанов до

5 МВт. Давление свежего пара при этом держать постоянным на уровне 3 МПа открытием ПСУ в коллектор собственных нужд.

7.II. Сделать выдержку на этой нагрузке в течение I ч. К концу выдержки температура ЦВД в зоне регулирующей ступени составит примерно 200°С.

7.I2. По окончании выдержки прекратить подачу пара от штоков клапанов и свежего пара (если он использовался) на переднее уплотнение ЦВД.

7.I3. Отключить систему обогрева фланцевого соединения ЦВД.

7.I4. Прекратить подвод пара в турбину, закрыв стопорный и регулирующие клапаны ключом защиты с БЩУ либо кнопкой выключения турбины на корпусе переднего подшипника.

7.I5. Погасить котел и полностью закрыть ПСУ.

7.I6. Дальнейшие операции по останову турбины выполнить в соответствии с указаниями пп.6.4-6.I9.

8. ОСТАНОВ ЭНЕРГОБЛОКА С РАСХОЛАЖИВАНИЕМ КОТЛА И ГЛАВНОГО ПАРОПРОВОДА (рис.7)

8.I. Разгрузить и остановить энергоблок в соответствии с указаниями пп.6.I-6.5. При этом ПСУ оставить открытой на I0% по УП.

8.2. Дальнейшие операции по останову турбоагрегата выполнить в соответствии с указаниями пп.6.8-6.I9.

8.3. Остановить питательный насос. В дальнейшем котел не подпитывать.

8.4. На период расхолаживания дутьевой вентилятор оставить в работе. Температуру воздуха за калорифером поддерживать не выше 40°С.

8.5. Включить схему расхолаживания в следующем порядке:

8.5.I. Открыть вентили на барабане расхолаживаемого котла и дренаж на общестанционном коллекторе - продуть линию.

8.5.2. Закрыть вентили на барабане расхолаживаемого котла и открыть на работающем - продуть линию.

8.5.3. Закрыть дренаж и открыть вентили на барабане расхолаживаемого котла.

8.6. Дроссельным клапаном ПСУ снизить давление в барабане

с I3 до I0 МПа за I5 мин.

8.7. Загрузить ДВ (I скорость), открыв полностью направляющий аппарат.

8.8. Дальнейшее снижение давления пара до 2 МПа выполнить со скоростью 0,I5 МПа/мин.

8.9. При давлении 2,0 МПа открыть продувку и дренаж радиационного пароперегревателя, аварийный сброс из барабана.

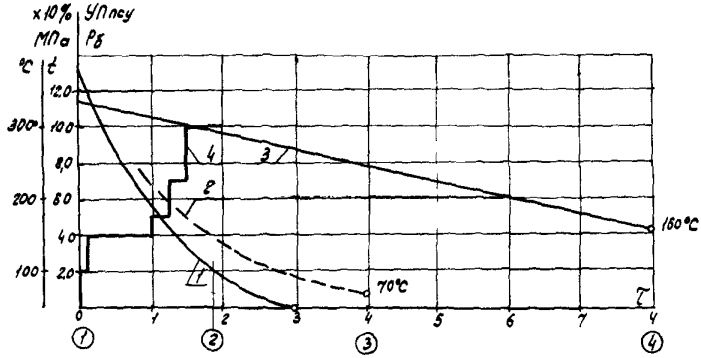


Рис.7. График-задание останова котла с расхолаживанием барабана и главного паропровода:

I - давление в барабане; 2 - температура газов в переходном газоходе; 3 - температура верха барабана; 4 - указатель положения клапана ПСУ

Перечень операций:

I - включение схемы расхолаживания, начало открытия ПСУ в коллектор собственных нужд;
2 - перевод ДВ на 2-ю скорость, открытие продувки и дренажа радиационного пароперегревателя, аварийного сброса из барабана, перевод сброса пара из коллектора с.н. в атмосферу;
3 - останов ДВ, открытие люков и лазов газовоздушного тракта;
4 - отключение схемы расхолаживания

8.I0. Перевести сброс пара после ПСУ в атмосферу, для чего закрыть ПЗ-2 и открыть ПЗ-4 (см.рис.7). Перевести ДВ на 2-ю скорость и открыть направляющий аппарат, контролируя силу тока электродвигателя.

8.II. При температуре воздуха в поворотном газоходе 70°С отключить ДВ, открыть люки и лазы газовоздушного тракта. При температуре металла верха барабана I50 (I60)°С отключить схему расхолаживания.

9. АВАРИЙНЫЙ ОСТАНОВ ЭНЕРГОБЛОКА

9.I. При аварийном отключении энергоблока системой защит или с помощью ключей останова проконтролировать все воздействия на механизмы и арматуру, предусмотренные системами защит и блокировок. Особенно внимательно проследить за закрытием защитной и запорной арматуры на линии подачи топлива к котлу, стопорных и регулирующих клапанов турбины, а также обратных клапанов на ее отборах. Проконтролировать отключение генератора, при необходимости отключить генератор с БЩУ в соответствии с указаниями п.6.4. Сквитировать ключи отключенного оборудования.

9.2. Закрыть ПСУ и прекратить подачу воды на ее охлаждающее устройство.

9.3. Отключить регуляторы впрысков и закрыть регулирующие клапаны.

9.4. При частоте вращения ротора турбины 2800 об/мин включить резервный электронасос смазки.

9.5. Прекратить подачу сетевой воды на ПСГ-I и ПСГ-2 и отключить регулятор давления теплофикационного отбора.

9.6. Проследить за переводом питания эжекторов и уплотнений турбины от КСН и отрегулировать давление пара перед ними.

9.7. Подпитать барабан котла до верхнего уровня от общестанционной магистрали. Прекратить непрерывную продувку котла.

В случае аварийного останова с упуском уровня воды в барабане из-за разрывов в циркуляционной системе или при невозможности питания котла из-за других повреждений, а также при разрыве в пароперегревателе необходимо включать в работу систему расхолаживания барабана.

9.8. Оставить в работе конденсационную установку, поддерживая давление в конденсаторах не выше 0,0II8 МПа (вакуум не менее 670 мм рт.ст.).

9.9. Прекратить подачу пара на деаэратор.

9.10. После вентиляции в течение 10 мин отключить ДВ, закрыть все шиберы и направляющие аппараты на газовоздушном тракте котла.

9.11. После установления причины аварийного останова должны быть начаты операции либо по подготовке энергоблока к пуску, либо по выводу оборудования в ремонт. В случае невозможности пуска энергоблока (необходим ремонт оборудования) выполнить операции по останову вспомогательного оборудования в соответствии с указаниями пп.6.8-6.19. При необходимости выполнения ремонтных работ на турбине, требующих ее расхолаживания, включить систему воздушного охлаждения в соответствии с указаниями ПО ТМЗ.

Если причина аварийного отключения не препятствует пуску энергоблока, начать операции по пуску в соответствии с указаниями разд.6 при сокращенной до I ч длительности растопки котла до подачи пара в турбину.

Приложение I

ПОРЯДОК ВКЛЮЧЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ЗАЩИТ ПРИ ПУСКЕ ЭНЕРГОБЛОКА

Защита	Результаты действия защиты	Момент включения
I. Защиты, включаемые автоматически, при		
Осевом смещении ротора	Останов турбины и энергоблока	При подаче напряжения в цепи питания защит
Срабатывании электрических защит блока генератор - трансформатор	То же	То же
Повышении уровня в любом ПВД до II предела	-"-	-"-
Понижении уровня масла в демпферном баке системы уплотнений генератора	-"-	-"-
Понижении давления масла в системе смазки турбины	-"-	-"-
Отключении котла ключом	-"-	-"-

Продолжение приложения I

Защита	Результаты действия защиты	Момент включения
Повышении давления пара в нижнем теплофикационном отборе	Останов турбины и энергоблока	При подаче напряжения в цепи питания защит
2. Защиты, включаемые автоматически в определенных условиях, при		
Отключении котла защитой	Останов энергоблока и турбины	После включения генератора в сеть
Аварийном падении вакуума в конденсаторе турбины	Останов турбины и энергоблока	То же
Закрытии стопорного клапана	То же	После взведения стопорного клапана
Отключении турбины ключом	-"-	То же
Останове питательного насоса	Останов энергоблока, котла и турбины	После включения генератора в сеть
Отключении генератора от сети	Останов энергоблока, котла и турбины	То же
Повышении частоты вращения турбины на 11-12% выше номинальной	Останов турбины и котла	После взведения стопорного клапана
Отсутствии подачи охлаждающей воды на маслоохладители турбины	То же	То же
3. Защиты, включаемые оперативным персоналом с помощью ключа КС-1, при		
Отключении дутьевого вентилятора	Останов котла и энергоблока	После розжига двух горелок
Понижении разности давлений газа перед горелками и в топке	То же	То же
Повышении разности давлений газа перед горелками и в топке	-"-	-"-
Понижении давления мазута перед форсунками	-"-	-"-
Повышении давления в топке	-"-	-"-

Окончание приложения I

Защита	Результаты действия защиты	Момент включения
4. Защиты, включаемые оперативным персоналом с помощью ключа КС-2, при		
Перепитке котла (П предел)	Останов котла и энергоблока	После розжига двух горелок
Упуске уровня (П предел)	То же	То же
Отключении РВП	-"-	-"-
5. Защиты, включаемые оперативным персоналом с помощью ключа КС-3, при		
Погасании факела	Останов котла и энергоблока	При нагрузке 30% номинальной
6. Защиты, включаемые оперативным персоналом с помощью ключа КС-4, при		
Понижении температуры свежего пара перед турбиной	Останов турбины и энергоблока	После достижения номинального значения температуры свежего пара в стопорном клапане турбины
Понижении или повышении температуры свежего пара за котлом	Останов котла и энергоблока	То же

Приложение 2

ПОРЯДОК ВКЛЮЧЕНИЯ АВТОМАТИЧЕСКИХ РЕГУЛЯТОРОВ ПРИ ПУСКЕ ЭНЕРГОБЛОКА

Наименование	Функции при пуске	Момент включения
Регуляторы уровня в ПНД	Поддержание постоянного уровня	При сборке схемы ПНД
Регуляторы уровня в ПВД	То же	Перед включением ПВД в работу

Продолжение приложения 2

Наименование	Функции при пуске	Момент включения
Регулятор давления прижимного масла в системе уплотнений генератора	Поддержание постоянного давления масла	При появлении давления масла в напорной магистрали системы уплотнений генератора
Регулятор перепада давлений масло-водород	Поддержание постоянного перепада давлений уплотняющего масла и водорода	То же
Регулятор уровня в конденсаторе турбины	Поддержание постоянного уровня	При включении конденсатных насосов
Регулятор уровня в деаэраторе	Поддержание постоянного уровня	В начале постоянной подпитки котла питательным насосом
Регулятор давления в деаэраторе	Поддержание заданного давления	При подаче пара в деаэратор
Регулятор подачи пара на уплотнения турбины	То же	При подаче пара на уплотнения турбины
Регулятор давления "до себя" на турбине	Поддержание номинального давления свежего пара перед турбиной	При достижении номинального давления 12,7 МПа
Регулятор давления пара в нижнем отопительном отборе	Поддержание заданного давления в отборе	При нагрузке более 30 МВт
Регулятор давления в верхнем отопительном отборе	То же	При нагрузке более 60 МВт
Регулятор уровня в конденсатосборнике ПСГ-1	Поддержание заданного уровня	При включении нижнего отопительного отбора
Регулятор уровня в конденсатосборнике ПСГ-2	То же	При включении верхнего отопительного отбора
Растопочный регулятор уровня в барабане	Поддержание постоянного уровня	После перехода на клапан диаметром 100 мм
Регулятор уровня в барабане	То же	После перехода на основной клапан

Окончание приложения 2

Наименование	Функции при пуске	Момент включения
Стабилизатор расхода мазута или газа	Поддержание расхода топлива в соответствии с заданием	В соответствии с местными инструкциями
Главный регулятор	Поддержание номинального давления свежего пара	По окончании нагружения энергоблока
Регулятор температуры свежего пара за котлом	Поддержание номинальной температуры свежего пара с помощью штатного впрыска Ш	При достижении номинальной температуры свежего пара
Регулятор непрерывной продувки	Поддержание определенного расхода непрерывной продувки	По окончании нагружения энергоблока
Регулятор пусковых впрысков свежего пара.	Поддержание заданной температуры свежего пара за пусковыми впрысками	При достижении заданной для данного вида пуска температуры пара
Регулятор давления воды в системе впрысков	Поддержание заданного перепада давлений на линиях впрысков	Перед включением регуляторов пусковых впрысков
Регулятор общего воздуха	Поддержание определенного избытка воздуха в топке	По окончании нагружения энергоблока
Регулятор наддува потолка	Поддержание постоянного перепада давлений между тепляым ящиком и топкой	После розжига двух горелок на котле
Регулятор температуры за ПСУ	Поддержание постоянной температуры за ПСУ	При достижении температуры за ПСУ 250°С
Регулятор температуры на сбросе редуцированного пара в конденсатор	Поддержание постоянной температуры за РКС	При достижении температуры за РКС 200°С

Приложение 3

ОСНОВНЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПРИНЦИПЫ ОРГАНИЗАЦИИ РЕЖИМОВ ПУСКА И ОСТАНОВА ЭНЕРГОБЛОКА

I. В зависимости от теплового состояния оборудования режимы пуска подразделяются на следующие основные группы:

- из холодного состояния: при полностью остывших котле и паропроводах и температуре металла верха ЦВД в зоне регулирующей ступени не более I50°С;

- из неостывшего состояния: при температуре металла верха ЦВД в зоне регулирующей ступени I50-400°С, что характерно для простоя примерно 2 сут при несохранившемся давлении в пароводяном тракте и I сут при давлении в пароводяном тракте до I,0 МПа;

- из горячего состояния: при сохранившемся избыточном давлении в пароводяном тракте котла и температуре металла верха ЦВД в зоне регулирующей ступени выше 400°С.

2. Характер остывания основных элементов энергоблока и подтвержденная расчетами термонапряженного состояния допустимость в определенных пределах остывания корпуса стопорного клапана принципиально позволяют при пусках без сохранения давления в барабане котла (простои энергоблока более I сут) выполнять предварительный прогрев этих элементов сразу до регулирующих клапанов турбины.

Однако с учетом выявленного характера остывания главного паропровода при растопке котла, связанного с выносом конденсата из змеевиков пароперегревателя, и возможности попадания влажного пара в более горячий стопорный клапан в Типовой инструкции предусмотрен предварительный прогрев элементов энергоблока при пусках из всех тепловых состояний, кроме холодного, в два этапа: при открытом ПСУ до ГПЗ турбины, а при повышении температуры свежего пара до температуры металла стопорного клапана - до регулирующих клапанов турбины. Открытию ГПЗ должно предшествовать открытие байпаса ГПЗ диаметром 20 мм с целью исключения теплового удара по перепускным трубам и выравнивания давления до и после ГПЗ.

3. С целью более равномерного прогрева барабана при пусках из холодного и неостывшего состояний растопка котла выполняет-

ся на крайних горелках нижнего яруса для ускорения прогрева боковых панелей топки, подключенных к торцам барабана. Начальный расход топлива выбирается равным 10% номинального, если барабан холодный, и 13% номинального, если барабан неостывший (температура его верха выше 100°С). Замедленный рост начального давления (температуры насыщения) обеспечивается за счет полного открытия ПСУ, продувки из рассечки пароперегревателя и ограждений.

Соблюдение допустимой разности температур по периметру барабана 60°С, как правило, обеспечивается без включения системы прогрева барабана при пусках.

При пусках из горячего состояния, когда условия прогрева барабана не являются лимитирующими, растопка котла осуществляется розжигом всех горелок нижнего яруса, начальная форсировка по топливу выбирается равной 22% номинального расхода. При этом продувка из рассечки пароперегревателя, *как и дренаж пароперегревателя*, и ограждений, не используются, а сброс пара осуществляется через ПСУ. Порядок открытия ПСУ определяется условием сохранения начального давления в барабане котла.

4. Для получения расходов пара, требуемых для разворота и начального нагружения турбины при оптимальной продолжительности этапа предварительного прогрева, а также заданного уровня предтолчковой температуры свежего пара перед турбиной при пуске из горячего состояния последующая подфорсировка топки при работе всех горелок нижнего яруса принята равной:

16% - при пусках из холодного состояния;

20% - при пусках после 2 сут простоя;

26% - при пусках после I сут простоя;

31% - при пусках после ночного простоя.

5. Для заполнения котла водой и периодической подпитки после розжига используется перемычка по питательной воде от соседнего работающего блока. Время включения питательного насоса определяется условием подачи питательной воды на охлаждение редуцированного пара за ПСУ.

6. Инструкция ориентирована на использование сбросного пара при пусках для обеспечения паровых собственных нужд энергоблока. При этом при пусках из холодного и неостывшего состояния

перевод пара на коллектор собственных нужд выполняется при повышении давления свежего пара примерно до I,5 МПа, что при характерном для этого типа энергоблоков рабочем давлении в КСН 0,7-0,8 МПа позволяет выполнить перевод практически без изменения давления свежего пара. При пусках из горячего состояния сброс пара после ПСУ на КСН осуществляется сразу же после растопки котла.

7. Для уменьшения влияния аккумулирующего эффекта паровпускных частей турбины на температуру пара, поступающего в сопловые коробки турбины, предусмотрен предварительный прогрев этих элементов (концевого участка паропровода, ГПЗ, СК, перепускных труб).

Режимные испытания показали, что для этого типа энергоблока определяющим является прогрев относительно длинных горизонтальных и подъемных участков перепускных труб к регулирующим клапанам № 2 и 3. Выполненные на основании опытных данных расчеты показали, что при недогреве перепускных труб на I5°С до температуры металла верха ЦВД в зоне регулирующей ступени получаемое при развороте турбины снижение температуры пара в этой зоне является допустимым с точки зрения термонапряженного состояния ротора высокого давления. Поэтому температура металла перепускных труб, на I5°С меньшая температуры металла верха ЦВД в зоне регулирующей ступени, принята за критерий завершения предварительного прогрева при пусках из всех тепловых состояний, кроме холодного. Остальные указанные выше элементы энергоблока прогреваются при этом до температуры металла верха ЦВД в зоне регулирующей ступени.

При пуске из холодного состояния температура металла перепускных труб должна быть на 20-30°С выше температуры насыщения свежего пара с целью получения допустимой влажности в проточной части турбины.

8. Для всех типов пусков принята единая технология подачи пара в турбину, повышения частоты вращения ротора и начального нагружения:

8.I. Подача пара в турбину и повышение частоты вращения ротора до номинальной производятся регулирующими клапанами ЦВД при полностью открытом ПСУ и некотором снижении давления свежего пара.

8.2. На этапе разворота предусматривается одна выдержка на частоте вращения ротора 500-800 об/мин в течение 5-15 мин в зависимости от теплового состояния турбины для ее прослушивания, а затем плавный подъем за 10-20 мин до номинальной частоты вращения. На этом этапе пар в турбину поступает через два или один клапан (РК № 1 и 2). Степень их открытия при нминальной частоте вращения составляет примерно 100 мм по УП главного сервомотора. Паровая коробка клапана № 4 (см.рис.1) прогревается за счет перетоков через перемычку к клапану № 1, а клапан № 3 закрыт и степень его прогрева зависит от давления свежего пара.

8.3. На этапе включения генератора в сеть и взятия начальной нагрузки снижение давления свежего пара за котлом за счет закрытия ПСУ должно быть минимальным. Исходя из этого, при пусках из холодного состояния и после простоев 2 сут после включения генератора в сеть регулирующие клапаны открываются на 160-170 мм по указателю положения сервомотора. При этом происходит открытие РК № 1,2 и 3. При пусках после простоя 1 сут и из горячего состояния открытие РК до указанного уровня производится с учетом поддержания давления свежего пара за котлом постоянным.

9. При принятой технологии выбор начальной температуры пара перед подачей его в турбину определялся, с одной стороны, температурным состоянием ЦВД и скоростью изменения температуры пара за двухвенечной регулирующй ступенью при развороте турбины, с другой - скоростями прогрева регулирующих клапанов, цилиндра и ротора на этапе нагружения.

Исходя из термонапряженного состояния РВД в зоне первого отсека переднего концевого уплотнения ЦВД, исходная температура свежего пара перед подачей его в турбину принята на 100°С выше температуры металла верха ЦВД в зоне регулирующей ступени. При пусках из холодного состояния начальная температура принята 260°С, исходя из регулировочных возможностей котла, отстройки от температуры насыщения и получения допустимой влажности в проточной части турбины.

При пусках после ночного простоя уровень температуры свежего пара выбран 500°С, при давлении свежего пара 7-8 МПа.

10. Последующее нагружение турбины производится при неизменном положении регулирующих клапанов турбины (примерно 170 мм по УП сервомотора). Выбранное положение клапанов позволяет к мо-

менту выхода на номинальную нагрузку получить номинальное давление пара перед турбиной.

Скорость повышения температуры свежего пара при нагружении должна быть не более 3,0°С/мин. Это условие выбрано, исходя из допустимой доли повреждаемости при пускоостановочных режимах, равной 0,5, и общем числе пусков за срок службы 600 (900).

II. При исходной температуре металла верха ЦВД в зоне регулирующей ступени менее 400°С используется система обогрева фланцевого соединения ЦВД, которая включается после включения генератора в сеть. Отключение системы обогрева производится после окончания нагружения и выхода на номинальные параметры свежего пара.

При использовании модернизированной системы обогрева фланцевого соединения ЦВД установлены следующие предельно допустимые разности температур:

- по ширине фланца ....-50 ÷ +80°С;
- между внутренней поверхностью фланца и серединой шпильки .....-20 ÷ +55°С.

I2. Температура свежего пара при пусках энергоблока регулируется пусковым впрыском, установленным за котлом. Пусковой впрыск включается при достижении температуры, необходимой для толчка турбины, и используется на всех этапах пуска энергоблока, вплоть до повышения температуры пара до номинальной.

I3. При всех пусках защита змеевиков ширм и КПП от высоких температур обеспечивается впрыском I: штатным (на собственном конденсате) и пусковым (на питательной воде).

I4. В зависимости от применяемой технологии останова энергоблока подразделяются на следующие группы:

- без расхолаживания оборудования;
- с расхолаживанием турбины;
- с расхолаживанием котла и паропроводов;
- аварийные.

I5. Останов без расхолаживания оборудования производится при выводе энергоблока в резерв, а также для ремонтных работ, не связанных с тепловым состоянием котла, паропроводов и турбины. Технология останова энергоблока принята максимально упрощенной и предусматривает разгрузку энергоблока до 30 МВт на номинальных параметрах со скоростью 4 МВт/мин с последующим погашением котла и отключением турбины и генератора.

При останове оборудования в резерв поддержание уровня в барабане котла обеспечивается питательной водой с температурой 230°С от соседнего работающего энергоблока через перемычку.

I6. Останов с расхолаживанием котла и паропроводов применяется при необходимости ремонта поверхностей нагрева котла в топке и газоходах. Разгружение энергоблока с последующим его отключением выполняется аналогично останову без расхолаживания оборудования. С погашением котла дутьевой вентилятор остается в работе на весь период расхолаживания. Расхолаживание барабана паром соседнего котла (через перемычку) выполняется без поддержания уровня в барабане. С помощью ПСУ регулируется темп снижения давления пара, сбрасываемого сначала в коллектор собственных нужд, затем в атмосферу.

Примечание. Приведенный на рис.7 график расхолаживания барабана котла отражает процесс расхолаживания при существующей линии подвода насыщенного пара к верхним коллекторам барабана диаметром 20 мм. В типовой пусковой схеме (см.рис.I) эта линия предусматривается диаметром 65 мм без уменьшения диаметра в месте прохода через тело барабана. Такая модернизация позволит сократить продолжительность расхолаживания металла барабана по сравнению с указанной в графике.

I7. Останов с расхолаживанием турбины проводится при выводе блока в капитальный ремонт, а также в случаях, когда предполагаются ремонтные работы, требующие вскрытия турбины. Расхолаживание проводится на скользящем давлении свежего пара при плавном снижении температуры пара до 260°С. Дальнейшее расхолаживание достигается за счет прикрытия регулирующих клапанов со снижением нагрузки до 5 МВт при постоянном давлении свежего пара около 3 МПа, поддерживаемом подключением ПСУ на КСН.

Для упрощения операций технология ориентирована на изменение на каждом этапе расхолаживания лишь одного из регулируемых параметров (нагрузки, давления, температуры свежего пара, положения регулирующих клапанов).

Приложение 4

ОБЪЕМ ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ

I. С целью оптимизации контроль за температурным режимом пароперегревателя при пусках котла целесообразно ограничить штатными гильзовыми термоэлектрическими термометрами, установленными на выходе из отдельных ступеней, отказавшись от измерений с помощью витковых термоэлектрических термометров. В пусковых режимах в первую очередь необходимо обеспечить контроль за температурой пара за КПП-I и КПП-П, как наиболее теплонапряженных поверхностей нагрева в таких режимах, а также за температурой пара за КПП-IУ (по обоим потокам). Результаты указанных измерений должны быть выведены на автоматическую регистрацию наряду с существующей регистрацией температуры металла барабана. Последняя должна быть скорректирована следующим образом:

- сокращено количество измерений температур по барабану (верх-низ) до 6: по центру и в крайних сечениях;

- предусмотрено измерение температуры металла пароотводящей и водоопускной труб барабана;

- предусмотрено измерение температуры питательной воды за экономайзером (для контроля при заполнении барабана).

2. Для контроля за температурой металла перепускных труб ЦВД предусматривается измерение температур подъемных участков перепускных труб.

Приложение 5

КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РЕЖИМОВ ПУСКА ЭНЕРГОБЛОКА

Исходная температура металла верха ЦВД в зоне регулирующей ступени, °С	Ориентировочная продолжительность простоя* энергоблока, ч	Продолжительность пуска**, ч-мин	Параметры пара перед толчком ротора турбины		Продолжительность повышения частоты вращения ротора и работы на холостом ходу, мин	Продолжительность нагружения энергоблока до 100%, ч-мин	Температура пара к моменту окончания нагружения, t_0, °С	Общая продолжительность пуска энергоблока, ч-мин
			p_0 МПа	t_0 °С				
≤ 150	> 100	2-10	2,0	260	30	3-30	555	6-10
200-240	48÷55	2-00	3,5	300-340	25	2-25	555	4-50
290-330	24÷31	2-00	5,0	390-430	25	2-15	555	4-40
380-420	8÷10	1-40	8,0	480-520	15	1-55	555	3-50

* Продолжительность простоя - время с момента отключения генератора от сети при останове энергоблока до толчка ротора при последующем пуске.

** Продолжительность пуска - время от розжига горелок до толчка ротора турбины.

О Г Л А В Л Е Н И Е

I. Общие положения 3

2. Пуск энергоблока из холодного состояния 6

3. Пуск энергоблока из неостывшего состояния после простоя 48–55 ч 20

4. Пуск энергоблока из неостывшего состояния после простоя 24–3I ч 25

5. Пуск энергоблока из горячего состояния после простоя 8–I0 ч 29

6. Останов энергоблока без расхолаживания оборудования 33

7. Останов энергоблока с расхолаживанием турбины 36

8. Останов энергоблока с расхолаживанием котла и главного паропровода 39

9. Аварийный останов энергоблока 4I

П р и л о ж е н и е I. Порядок включения технологических защит при пуске энергоблока 42

П р и л о ж е н и е 2. Порядок включения автоматических регуляторов при пуске энергоблока 44

П р и л о ж е н и е 3. Основные технологические принципы организации режимов пуска и останова энергоблока 47

П р и л о ж е н и е 4. Объем теплотехнического контроля 53

П р и л о ж е н и е 5. Краткая характеристика режимов пуска энергоблока 54

Литературный редактор Ф.С.Кузьминская
Технический редактор Н.Д.Архипова
Корректор К.И.Миронова

Подписано к печати 05.08.86 Формат 60x84 1/16
Печать офсетная Усл.печ.л. 3,26 Уч.-изд.л. 3,2 Тираж 450 экз.
Заказ № 449/86 Издат. № 86619 Цена 48 коп.

Производственная служба передового опыта эксплуатации
энергопредприятий Союзтехэнерго
105023, Москва, Семеновский пер., д.15

Участок оперативной полиграфии СПО Союзтехэнерго
109432, Москва, 2-й Кожуховский проезд, д.29,строение 6

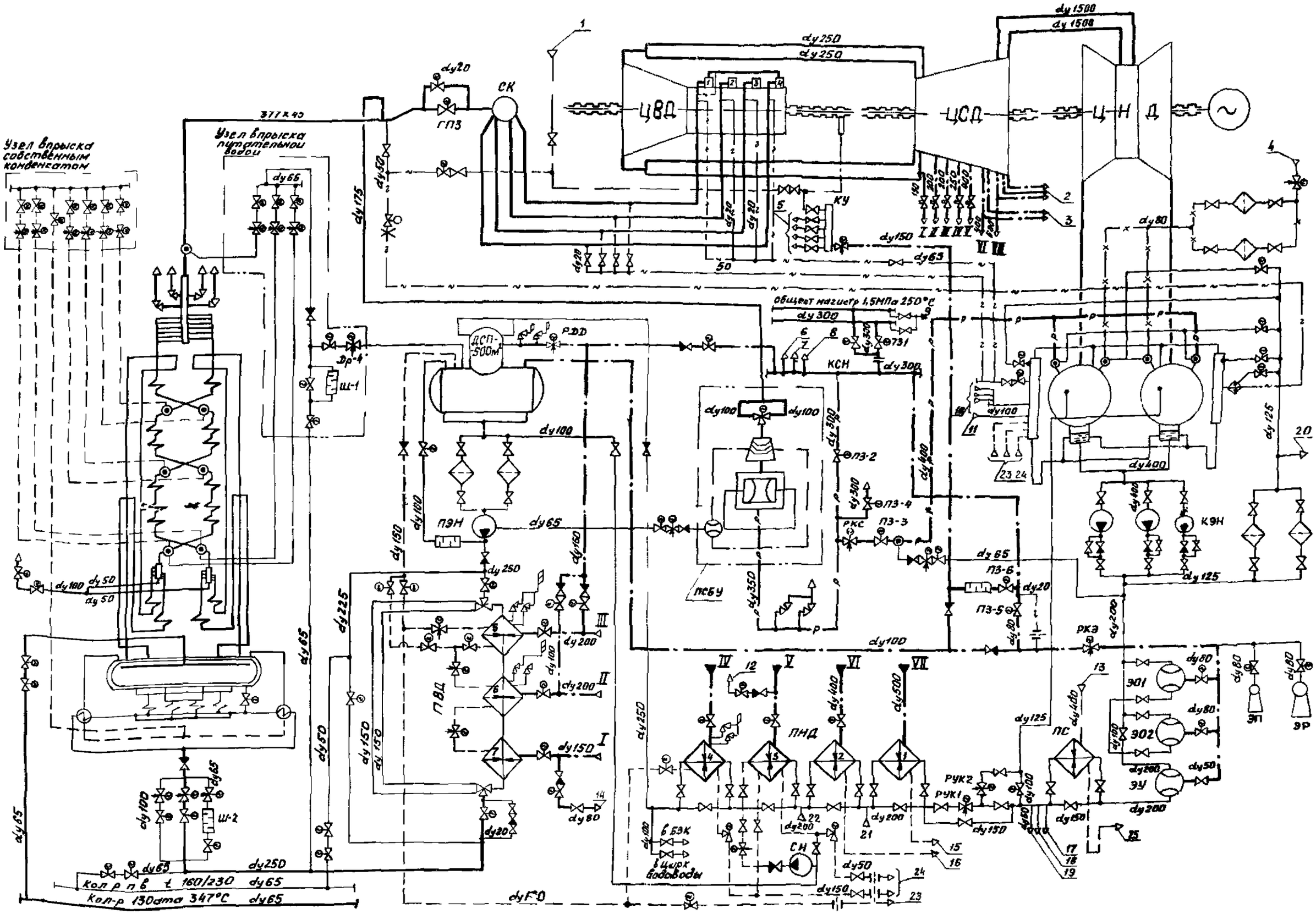


Рис.I. Типовая пусковая схема теплофикационного блока 110 МВт с газомазутным барабанным котлом и турбиной Т-110/120-130 ТМЗ:

I - пар от штоков клапанов турбины, 2 - пар от УI отбора в ПСГ № I; 3 - пар от УI отбора в ПСГ № 2; 4 - добавок химически обессоленной воды в конденсатор; 5 - пар на уплотнения турбины; 6 - пар на подогреватели сырой воды; 7 - пар на калориферы котла от ТСН; 8 - пар на распыл мазута в мазутных форсунках; 9 - пар на слив и разогрев мазута; I0 - дренажи обратных клапанов отборов турбины; II - аварийная подпитка энергоблока; I2 - пар на калориферы котла от У отбора турбины; I3 - пар от уплотнений турбины в (ПС); I4 - пар от I отбора на собственные нужды энергоблока; I5 - дренаж ПНД № I в ПСГ № I; I6 - дренаж ПНД № 2 в ПСГ № 2; I7 - конденсат на уплотнения предохранительных клапанов ПСГ № I; I8 - конденсат на уплотнения ПЭН и КЭН; I9 - конденсат в систему защиты ПВД; 20 - конденсат на взведение ЛОС; 2I - конденсат из ПСГ № I; 22 - конденсат из ПСГ № 2; 23 - конденсат ПНД в расширитель дренажей турбины, 24 - конденсат ПНД № 3,4 в расширитель дренажей турбины; 25 - конденсат ПНД № I в конденсатор турбины; 30 - эжектор основной; ЭП - эжектор пусковой, ЭР - эжектор расхолаживания турбины; ЭУ - эжектор уплотнений

РОССИЙСКОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
ЭНЕРГЕТИКИ И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ "ЕЭС РОССИИ"

ДЕПАРТАМЕНТ НАУКИ И ТЕХНИКИ

УДК 621.165+621.18-182.7-57(083.96)

ИЗМЕНЕНИЕ №1

"ТИПОВОЙ ИНСТРУКЦИИ ПО ПУСКУ ИЗ РАЗЛИЧНЫХ ТЕПЛОВЫХ СОСТОЯНИЙ И ОСТАНОВУ МОНОБЛОКА МОЩНОСТЬЮ 110 МВт С ТУРБИНОЙ Т-110/120-130 И ГАЗОМАЗУТНЫМ КОТЛОМ: ТИ 34.70-048-85" (М.: СПО Союзтехэнерго, 1986)

Утверждено Департаментом науки и техники РАО "ЕЭС России" 06.11.96 г.
Начальник А.П. БЕРСЕНЕВ

1. Пункт 1.10 дать в следующей редакции:

"1.10. Пуск энергоблока запрещается при условиях, указанных в п. 4.5.11 "Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации: РД 34.20.501-95" (М.: СПО ОРГРЭС, 1996) и заводских инструкциях для основного и вспомогательного оборудования."

2. Пункт 2.1.20 дать в следующей редакции:

"2.1.20. Перед растопкой котла на газе должна быть произведена контрольная опрессовка газопроводов котла воздухом и проверена герметичность закрытия запорной арматуры перед горелками газом в соответствии с "Типовой инструкцией по эксплуатации газового хозяйства тепловых электростанций: РД 34.20.514-92" (М.: СПО ОРГРЭС, 1994)."

3. Раздел 2.2 дополнить пунктом 2.2.34:

"2.2.34. При растопке котла скорость прогрева нижней образующей барабана и перепад температур между верхней и нижней образующими барабана не должны превышать допустимых значений:

скорость прогрева ..... 30°С за 10 мин
перепад температур при растопке..... 60°С"

4. Пункт 3.4 дать в следующей редакции:

"3.4. Заполнение неостывшего котла разрешается при температуре металла верха опорожненного барабана не выше 160°С. Если температура металла верха барабана превышает 140°С, заполнение его водой для гидроопрессовки запрещается."

5. Раздел 8 дополнить пунктами 8.12 и 8.13:

"8.12. При останове котла скорость охлаждения нижней образующей барабана и перепад температур между верхней и нижней образующими барабана не должны превышать допустимых значений:

скорость охлаждения ..... 20°С за 10 мин
перепад температур при останове..... 80°С

8.13. Спуск воды из остановленного котла разрешается после понижения давления в нем до 1 МПа."

gost.e-ecolog.ru