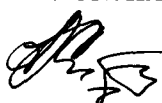


Федеральное агентство по атомной энергии
Федеральное государственное унитарное предприятие
«Российский государственный концерн по производству электрической
и тепловой энергии на атомных станциях»
(концерн «Росэнергоатом»)
Филиал ФГУП концерн «Росэнергоатом» «Балаковская атомная станция»
(Балаковская АЭС)

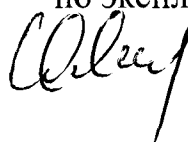
УТВЕРЖДАЮ
Первый заместитель
главного инженера
по эксплуатации
 А.М. Сиротин
06.08.2007 г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ОПИСАНИЕ


Система паропроводов свежего пара второго контура
ТО.1,2,3,4.РА.ОТ/192

СОГЛАСОВАНО


Зам. главного инженера
по эксплуатации блоков № 1, 2

 Ю.М. Марков
02.08.2007 г.

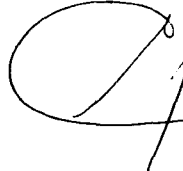
Зам. главного инженера
по эксплуатации блоков № 3, 4

 В.Н. Бессонов
01.08.2007 г.


Начальник ТЦ-1

 А.С. Науменко
12.07.2007 г.

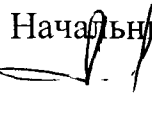
Начальник ТЦ-2

 С.А. Елецкий
19.07.2007 г.

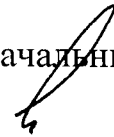
РАЗРАБОТАНО

Начальник ОТ
 А.В. Атаманов
11.07.2007 г.

СОГЛАСОВАНО

Начальник ЦТАИ
 А.М. Кацман
25.07.2007 г.

Начальник ПТО

 М.В. Швецов
02.08.2007 г.

Балаково
2007

П Т О	КОНТРОЛЬНЫЙ ЭКЗЕМПЛЯР
	Per. № 1059-02

Содержание

1.	Общие положения.....	4
2.	Назначение системы	5
2.1.	Назначение и принцип работы системы.....	5
2.2.	Проектные требования к системе.....	5
2.3.	Принципы построения системы	6
3.	Описание системы	6
3.1.	Описание технологической схемы.....	6
3.2.	Связь с другими системами	9
3.3.	Размещение оборудования системы	9
4.	Элементы системы.....	10
4.1.	Паропроводы свежего пара с опорами и подвесками	10
4.2.	Главные паровые задвижки RA11,12,13,14S01	16
4.3.	Задвижки на байпасе ГПЗ RA11,14S02	20
4.4.	Дроссельные клапаны на байпасе ГПЗ RA11,14S03	23
4.5.	Клапаны запорно-дроссельные БПУ-К RC11,12S01,02	28
4.6.	Дросселирующие устройства RC11,12E01,02,03,04	32
4.7.	Технологические ограничения	33
4.8.	Нарушения в работе.....	34
5.	Системы контроля, управления и защиты.....	37
5.1.	Общие представления.....	37
5.2.	Блокировки системы RA	38
5.3.	Регулирование	40
5.4.	Сигнализация.....	47
6.	Контрольно-измерительные приборы	47
6.1.	Общие представления.....	47
6.2.	Перечень позиций отборов и датчиков.....	47
7.	Режимы эксплуатации системы.....	49
7.1.	Режим готовности к работе системы RA.....	49
7.2.	Работа системы RA по прямому назначению	49
7.3.	Особенности работы системы RA.....	50
7.4.	Вывод в ремонт системы RA	50
8.	Обслуживание системы RA	51
8.1.	Функциональное опробование	51
8.2.	Техническое обслуживание	52
8.3.	Оперативное обслуживание.....	54
9.	Технические данные	55
9.1.	Паропроводы свежего пара RA	55
9.2.	Главные паровые задвижки RA11,12,13,14S01	55
9.3.	Задвижки на байпасе ГПЗ RA11,14S02	55
9.4.	Дроссельные клапаны на байпасе ГПЗ RA11,14S03	56
9.5.	Клапаны запорно-дроссельные БПУ-К RC11,12S01,02	56
9.6.	Дроссельные устройства RC11,12E01,02,03,04	57

Приложение.

Характерные инциденты, происходившие при эксплуатации системы РА	58
Перечень принятых сокращений	60

1. Общие положения

1.1. Настоящий документ представляет собой техническое описание системы паропроводов свежего пара второго контура (турбинное отделение), проектное обозначение системы – РА (далее – тех. описание).

1.2. Настоящее тех. описание распространяется на оборудование системы РА блоков 1-4. Отличия для каждого энергоблока указаны по тексту в соответствующих разделах настоящего тех. описания. Состав и границы системы РА определяются проектным назначением системы и технологическими схемами.

1.3. В настоящем тех. описании содержится подробная информация о назначении и принципах работы системы РА, конструкции оборудования системы и об особенностях ее эксплуатации.

1.4. В соответствии с документом «Балаковская АЭС. Техническое обоснование безопасности сооружения и эксплуатации. Блок 1(2,3,4)» главные паропроводы относятся к системам нормальной эксплуатации, важным для безопасности, и имеют классификационное обозначение «2Н».

1.5. При разработке данного тех. описания была использована следующая документация:

- 1) «Балаковская АЭС. Техническое обоснование безопасности сооружения и эксплуатации. Блок 1(2,3,4)»;
- 2) «Инструкция по эксплуатации. Паропроводы свежего пара второго контура» (ИЭ.1.РА.ТЦ-1/38, ИЭ.2.РА.ТЦ-1/02);
- 3) «Инструкция по эксплуатации. Система паропроводов свежего пара второго контура» (ИЭ.3.РА.ТЦ-2/02, ИЭ.4.РА.ТЦ-2/02);
- 4) технологическая схема «Система главных паропроводов» (С.1.ТЦ-1/23, С.2.ТЦ-1/04) альбома «Схемы технологических систем ТО» (АС.1(2).ТЦ-1/01);
- 5) технологическая схема «Система главных паропроводов» (С.3.ТЦ-2/23, С.4.ТЦ-2/04) альбома «Технологические схемы машзала турбинного цеха № 2» (АС.3.ТЦ-2/01, АС.4.ТЦ-2/02);
- 6) «Карта уставок. Технологические уставки защит, блокировок и сигнализации турбинного отделения» (КУ.1,2,3,4.ТЗБ.ЦТАИ/02);
- 7) «Математическая запись. Алгоритмы технологических защит и блокировок турбинного отделения» (МЗ.1,2,3,4.ТЗБ.ЦТАИ/02);
- 8) «Паспорт. Задвижка Ду 600» (973-600-ЭБА ПС);
- 9) «Задвижки. Техническое описание и инструкция по эксплуатации» (1117-500-Э ТО);
- 10) «Паспорт. Клапан дроссельный Ду 150» (959-150-Э-01 ПС);
- 11) «Паспорт. Клапан запорно-дроссельный» (960-300/350-Э1 ПС);
- 12) «Паспорт. Задвижка Ду 100» (1010-100-Э-02 ПС);
- 13) «Паспорт. Задвижка Ду 100» (1154-100-ЭА ПС);
- 14) «Паспорт. Клапан запорно-дроссельный» (1036-300/300-Э ПС);
- 15) «Клапаны дроссельные. Техническое описание и инструкция по эксплуатации» (1097-150-Э ТО);

16) «Клапаны запорно-дроссельные. Техническое описание и инструкция по эксплуатации» (960-30/350-Э ТО);

17) «Техническое описание. Система цифрового автоматического регулирования предтопкового прогрева главных паропроводов и СРК турбины» (ТО.1,2.АСУТ.ЦТАИ(7)/04);

18) «Техническое описание. Система цифрового автоматического регулирования давления пара в ГПК» (ТО.1,2.АСУТ.ЦТАИ(5)/04);

19) «Техническое описание. Система цифрового автоматического регулирования предтопкового прогрева главных паропроводов и СРК турбины» (ТО.3,4.АСУТ.ЦТАИ(7)/04);

20) «Техническое описание. Система цифрового автоматического регулирования давления пара в ГПК» (ТО.4.АСУТ.ЦТАИ(5)/04);

21) «Инструкция по эксплуатации. Система автоматического регулирования прогрева главных паропроводов, СРК, СПП» (ИЭ.3.САР.ЦТАИ/82);

22) «Инструкция по эксплуатации. Система автоматического регулирования давления пара в ГПК» (ИЭ.3.САР.ЦТАИ/85);

23) «Инструкция по построению, оформлению и содержанию технического описания системы (оборудования)» (И.ОТ/08);

24) «Инструкция по оформлению производственно-технических документов Балаковской АЭС» (И.ПТО/01).

2. Назначение системы

2.1. Назначение и принцип работы системы

2.1.1. Система паропроводов свежего пара предназначена для транспортировки насыщенного пара от четырех парогенераторов к турбоустановке энергоблока.

2.1.2. Система РА функционирует во всех режимах нормальной эксплуатации блока, включая переходные режимы, в режимах нарушения нормальных условий эксплуатации и в аварийных режимах.

2.1.3. В номинальном режиме, режимах частичных нагрузок система транспортирует свежий пар к турбине. В режимах изменения нагрузки, а также в режимах пуска или останова блока, в режимах нарушения нормальных условий эксплуатации система позволяет регулировать давление во втором контуре путем сброса избыточного пара, образующегося в парогенераторах, в конденсатор турбины, технологический конденсатор или в атмосферу.

2.2. Проектные требования к системе

2.2.1. При разработке проекта системы РА учитывались следующие основные требования, предъявляемые к этой системе:

1) обеспечить плановое и аварийное расхолаживание реактора и отвод остаточных тепловыделений;

2) быстродействие БРУ-К выбрано таким, чтобы к 15-ой секунде иметь пропускную способность по пару не менее 900 т/ч (расход выбран для режима закрытия стопорных клапанов турбины со 100 % мощности реактора и полной потери электропитания АЭС при условии однократного срабатывания ПК ПГ);

3) обеспечить отсечение турбины от парогенераторов при плановом останове турбоустановки и при нарушениях условий нормальной эксплуатации.

2.3. Принципы построения системы

2.3.1. Система состоит из четырех ниток паропроводов Ду 600, подводящих свежий пар от четырех парогенераторов к турбине.

2.3.2. Для отвода остаточных тепловыделений реактора и расхолаживания первого контура в режимах нормальной эксплуатации, в режимах нарушения нормальных условий эксплуатации (не связанных с обесточиванием) и для предотвращения срабатывания ИПУ ПГ в режимах, связанных с повышением давления во 2-ом контуре, в машзале установлены четыре БРУ-К – быстродействующие редуccionные установки, обеспечивающие отвод свежего пара в конденсатор турбины.

2.3.3. Для отсечения турбины от парогенераторов при плановом останове турбоустановки и при нарушениях условий нормальной эксплуатации на горизонтальных участках паропроводов свежего пара установлены главные паровые задвижки (ГПЗ).

2.3.4. Дренажно-сбросные линии из главных паропроводов перед ГПЗ выбраны, исходя из суммарного расхода пара 10 % от пропускной способности одного БРУ-К, то есть для диапазона расходов, в котором регулирование с помощью БРУ-К неэффективно (до 90 т/ч).

3. Описание системы

3.1. Описание технологической схемы

3.1.1. Принципиальная технологическая схема паропроводов свежего пара представлена на рис. 3.1.1.

3.1.2. Полные технологические схемы системы РА блоков 1-4 представлены в альбомах технологических схем турбинных цехов 1, 2:

1) «Схемы технологических систем ТО» (АС.1.ТЦ-1/01), схема «Система главных паропроводов» (С.1.ТЦ-1/23);

2) «Схемы технологических систем ТО» (АС.2.ТЦ-1/01), схема «Система главных паропроводов» (С.2.ТЦ-1/04);

3) «Технологические схемы машзала турбинного цеха № 2» (АС.3.ТЦ-2/01), схема «Система главных паропроводов» (С.3.ТЦ-2/23);

4) «Технологические схемы машзала турбинного цеха № 2» (АС.4.ТЦ-2/02), схема «Система главных паропроводов» (С.4.ТЦ-2/04).

3.1.3. Система паропроводов свежего пара второго контура (турбинное отделение) включает в себя:

- 1) четыре паропровода свежего пара с опорами и подвесками;
- 2) ГПЗ (РА11,12,13,14S01);
- 3) задвижки на байпасе ГПЗ (РА11,14S02);
- 4) дроссельные клапаны на байпасе ГПЗ (РА11,14S03);
- 5) БРУ-К (RC11S01,02, RC12S01,02);
- 6) систему дренажей паропроводов свежего пара;
- 7) систему КИП.

3.1.4. Пар от каждого парогенератора подается на турбину по четырем паропроводам свежего пара Ду 600.

3.1.5. На отметке 21,3 м в машзале на каждом паропроводе выполнены отводы Ду 500, которые объединяются двумя паровыми коллекторами. Оба коллектора объединены четырьмя перемычками Ду 300 и двумя Ду 200, на которых установлены четыре БРУ-К (RC11S01,02, RC12S01,02) и два БРУ-СН (RQ11,12S01) – быстродействующие редукционные установки для отвода свежего пара соответственно в конденсатор турбины и коллектор собственных нужд энергоблока.

3.1.6. На отметке 13 м на горизонтальных участках паропроводов установлены ГПЗ (РА11,12,13,14S01) – для отключения турбины от парогенераторов.

3.1.7. Для регулирования скорости прогрева участков паропроводов после ГПЗ (до стопорных клапанов турбины) выполнены байпасы ГПЗ – один на две нитки – диаметром 150 мм каждый, с запорной задвижкой (РА11,14S02) и регулирующим клапаном (РА11,14S03).

3.1.8. Система дренажей паропроводов свежего пара предназначена для отвода конденсата из паропроводов свежего пара, образующегося при прогреве паропроводов. Отвод дренажей из паропроводов свежего пара осуществляется в сепаратор влаги RD34B01, в конденсатор турбины SD11W01 и расширитель дренажей машзала RT20B01 при отсутствии вакуума в конденсаторе.

3.1.9. На дренажно-сбросной линии в сепаратор влаги RD34B01 установлена запорная арматура RT11,12,14S11, RT10S11,12 и дроссельная шайба RT10E11.

3.1.10. На общей дренажно-сбросной линии в конденсатор турбины Ду 80 установлены запорная задвижка RT10S01, регулирующий клапан RT10S02 и дроссельная шайба RT10E10.

3.1.11. Для отвода дренажа из паропроводов свежего пара в режиме горячего резерва блока при отсутствии вакуума в конденсаторе из общей дренажно-сбросной линии предусмотрено ответвление Ду 50 в расширитель дренажного бака RT20B01. На этом ответвлении установлены запорная задвижка RT10S31, регулирующий клапан RT10S32 и дроссельная шайба RT10E31.

3.1.12. Для отвода конденсата из паропроводов свежего пара за ГПЗ, в конце которого имеется подъемный участок к СРК SE11,12,13,14S01, дополнительно смонтирована дренажная линия Ду 32 с запорной арматурой SH24S11,12 и дроссельной шайбой SH24E01.

3.1.13. Для контроля режима дренирования паропроводов свежего пара на участке между арматурой и дроссельной шайбой на трубопроводах дренажей и продувок свежего пара после RT10S02, SH24S12 смонтированы штуцеры, запорные вентили и установлены по месту показывающие манометры.

3.2. Связь с другими системами

3.2.1. Система сброса пара в конденсатор (RC) обеспечивает отвод пара в конденсатор турбины через БРУ-К при пусках, сбросах электрической нагрузки, останове и расхолаживании энергоблока.

Граничная арматура – RC11,12S01,02.

3.2.2. Система паропроводов собственных нужд (RQ) служит для снабжения паром эжекторов и уплотнений основной турбины и приводных турбин ТПН, деаэраторов, ПЭМ, ПБ ТФУ, приводных турбин питательных насосов, потребителей РО, для расхолаживания РУ через ТК, а при работе РУ на мощности – и общестанционного паропровода собственных нужд.

Граничная арматура – RQ11,12S01.

3.2.3. Система дренажей машзала (RT) обеспечивает отвод дренажа из паропроводов свежего пара до ГПЗ в сепаратор влаги RD34B01, в конденсатор турбины SD11W01 и расширитель дренажей машзала RT20B01 при отсутствии вакуума в конденсаторе.

Граничная арматура – RT11,12,14S11, RT10S01,02, RT10S31,32.

3.2.4. Система дренажей машзала высокого давления (SH) обеспечивает отвод дренажа из паропроводов свежего пара после ГПЗ и с СРК в расширитель дренажей турбины SH10B01.

Граничная арматура – SH24S11,12.

3.2.5. Система химконтроля (RX) обеспечивает отбор пара из паропроводов свежего пара.

Граничная арматура – RX11,12,13,14S01.

3.2.6. Система измерения и контроля параметров системы РА.

Граничная арматура - коренные вентили на импульсных линиях датчиков КИП и манометров.

3.3. Размещение оборудования системы

3.3.1. Оборудование системы РА размещено в машзале турбинного отделения. Перечень основного оборудования приведен в табл. 3.3.1.

Таблица 3.3.1

Наименование	Оперативное обозначение	Ряд	Ось	Отметка, м
Паропроводы свежего пара	РА	А-Б	1-4	27-10
ГПЗ	РА11,12,13,14S01	А-Б	3-4	13
Задвижка на байпасе ГПЗ	РА11,14S02	А-Б	3-4	13
РК на байпасе ГПЗ	РА11,14S03	А-Б	3-4	13
БРУ-К	RC11,12S01,02	А-Б	1-2	22

4. Элементы системы

4.1. Паропроводы свежего пара с опорами и подвесками

4.1.1. Паропроводы свежего пара предназначены для транспортировки насыщенного пара давлением 60 кгс/см^2 и температурой 274°C от четырех парогенераторов к ЦВД турбины и рассчитаны на максимальный суммарный пропуск пара 6430 т/ч .

4.1.2. Паропроводы системы РА выполнены из стали 20. Технические характеристики паропроводов приведены в подразделе 9.1. настоящего тех. описания.

4.1.3. Крепление паропроводов свежего пара машинного зала осуществляется при помощи пружинных опор, пружинных подвесок и направляющих опор.

4.1.4. Схемы расположения опор и подвесок трубопроводов системы РА блока 1 приведены на рис. 4.1.1 (листы 1, 2). Для блоков 2, 3, 4 отличия заключаются лишь в проектном количестве пружинных опор и подвесок, что отражено на рис. 4.1.2 (листы 1, 2).

4.1.5. Пружинные подвески и опоры обеспечивают перемещение паропроводов в вертикальном направлении. В зависимости от размера вертикального смещения и нагрузки пружинные подвески выполнены с одной или несколькими пружинами на каждой тяге. Направляющие опоры предохраняют трубопроводы от вибрации.

4.1.6. Перечень проектного количества опор и подвесок трубопроводов систем паропроводов свежего пара приведен в табл. 4.1.1.

Таблица 4.1.1

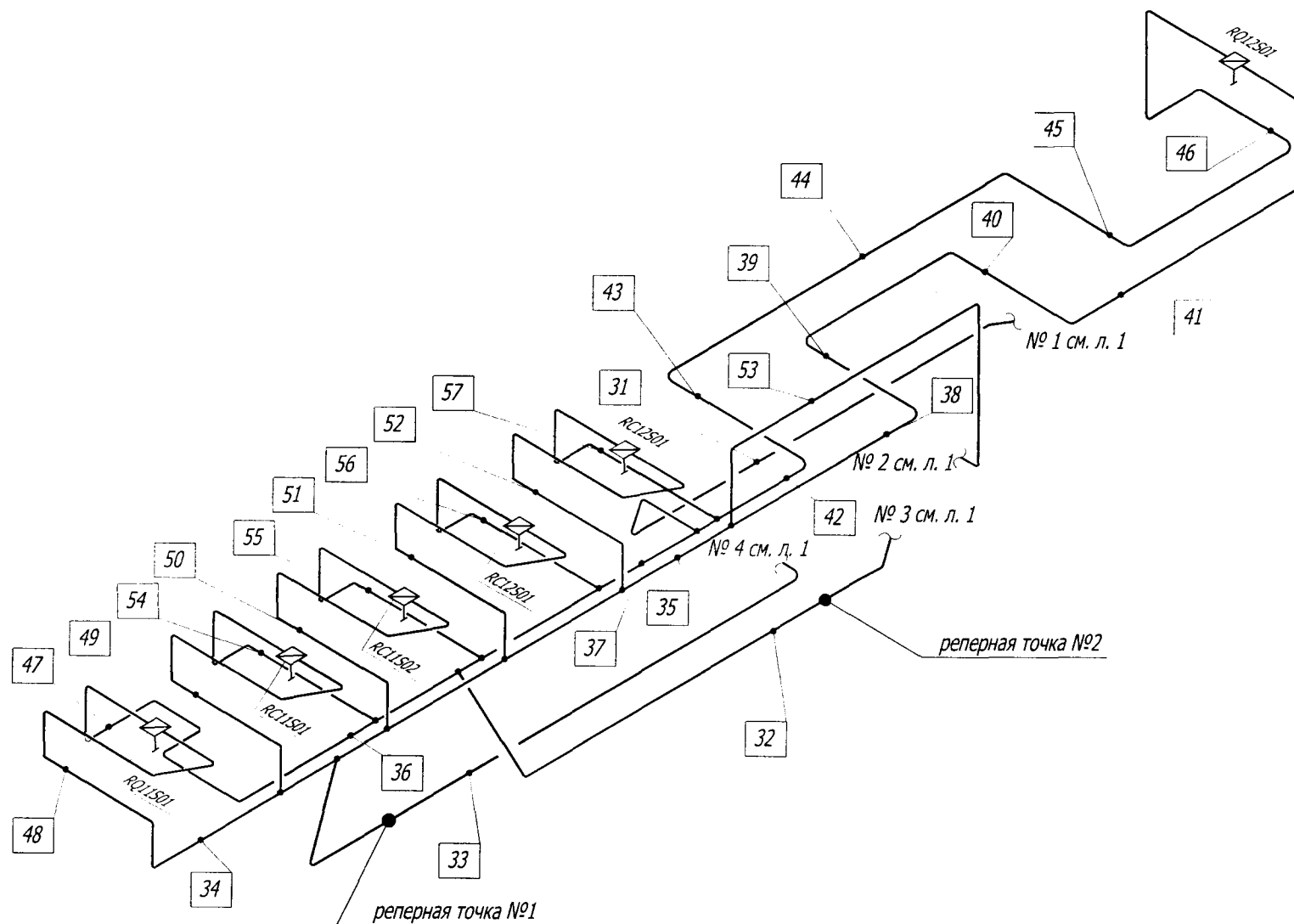
Наименование	Количество, шт	
	Блок 1	Блоки 2, 3, 4
Пружинные опоры	6	10
Пружинные подвески	72	67
Направляющие опоры	4	4
ИТОГО:	82	81

4.1.7. Для отслеживания температурных перемещений паропроводов свежего пара в ППР-2007 на данных трубопроводах в машзале блока 1 установлены шесть реперных устройств. Места установки данных устройств приведены на рис. 4.1.1 (листы 1, 2).

4.1.8. При температурных перемещениях паропроводов свежего пара реперы вычерчивают на неподвижных, горизонтальных алюминиевых пластинах траектории перемещения колен в горизонтальной плоскости. Перемещения в вертикальной плоскости замеряются по изменению вылета иглы реперного устройства. Расчетные величины температурных перемещений паропроводов свежего пара указаны в табл. 4.1.2.

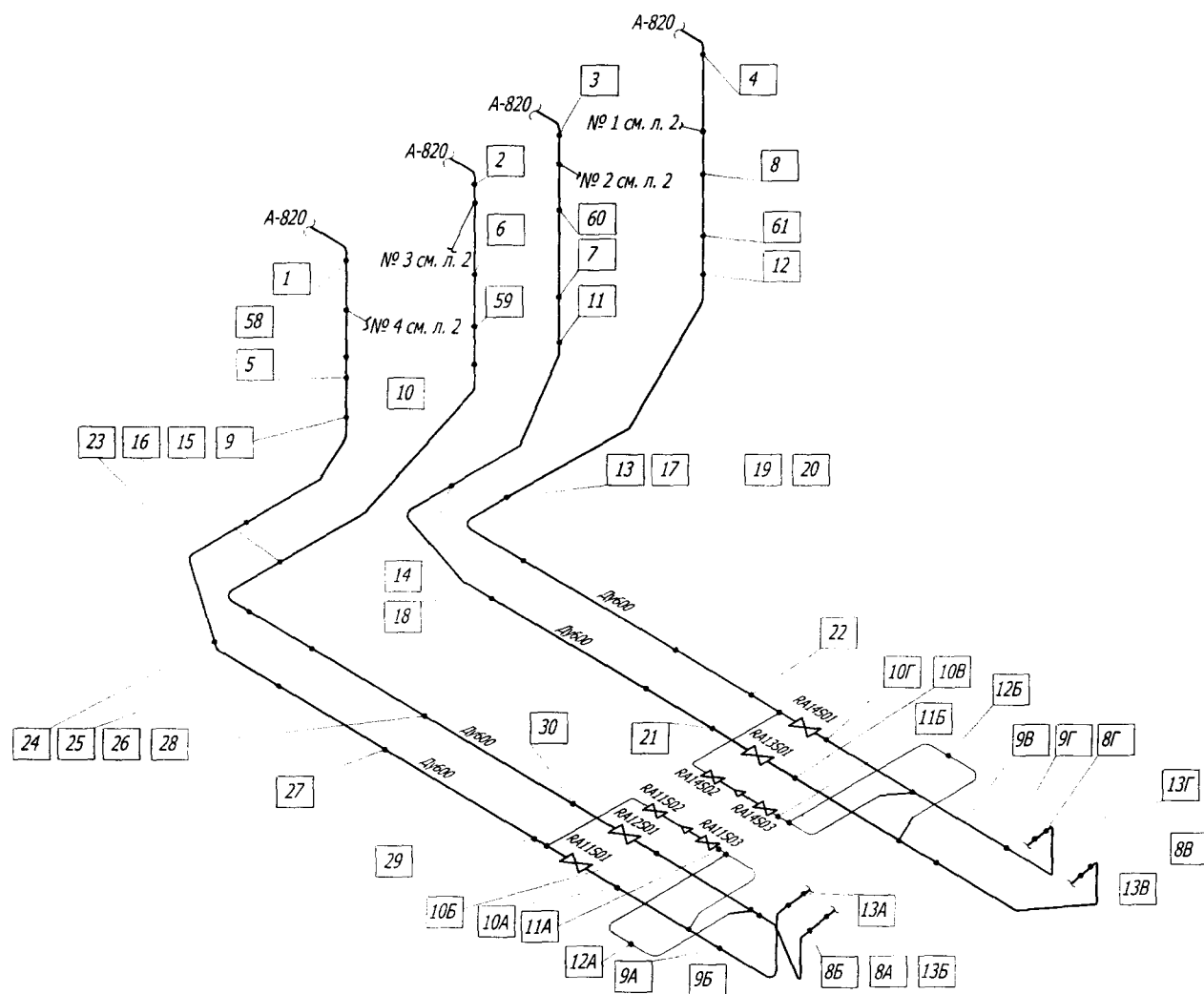
Таблица 4.1.2

Точка замера перемещений	Проектные величины перемещения по осям, мм		
	X_1	X_2	X_3
1	-8	-31	-21
2	-10	9	-47
3	-107	44	-80
4	-110	11	-95
5	-125	41	-88
6	-127	58	-72



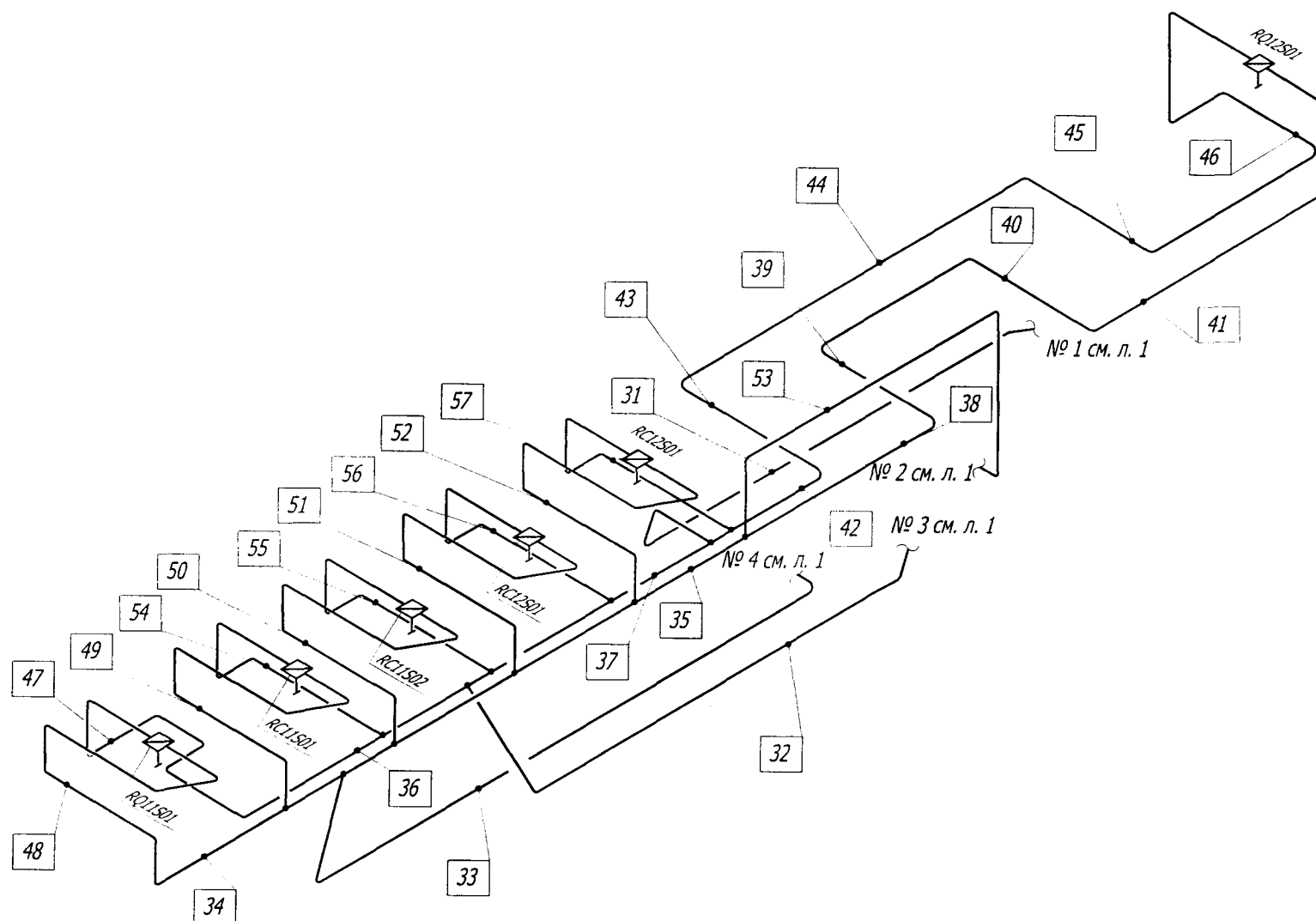
31-47, 54-57 – пружинные подвески, 48-53 – пружинные опоры.

Рисунок 4.1.1 – Схемы расположения опор и подвесок паропроводов системы RA (блок 1). Лист 2



1-30, 8-12А, 8-12Б, 8-10В, 8-10Г – пружинные подвески, 13А, 13Б, 13В, 13Г – пружинные опоры, 58-61 – направляющие опоры.

Рисунок 4.1.2 – Схемы расположения опор и подвесок паропроводов системы РА (блоки 2, 3, 4). Лист 1



31-47, 54-57 – пружинные подвески, 48-53 – пружинные опоры.

Рисунок 4.1.2 – Схемы расположения опор и подвесок паропроводов системы RA (блоки 2, 3, 4). Лист 2

4.2. Главные паровые задвижки RA11,12,13,14S01

4.2.1. Главные паровые задвижки RA11,12,13,14S01 предназначены для установки в качестве запорных устройств на паропроводах свежего пара. Данные задвижки не применяются в качестве регулирующей арматуры. Технические характеристики ГПЗ приведены в подразделе 9.2. настоящего тех. описания.

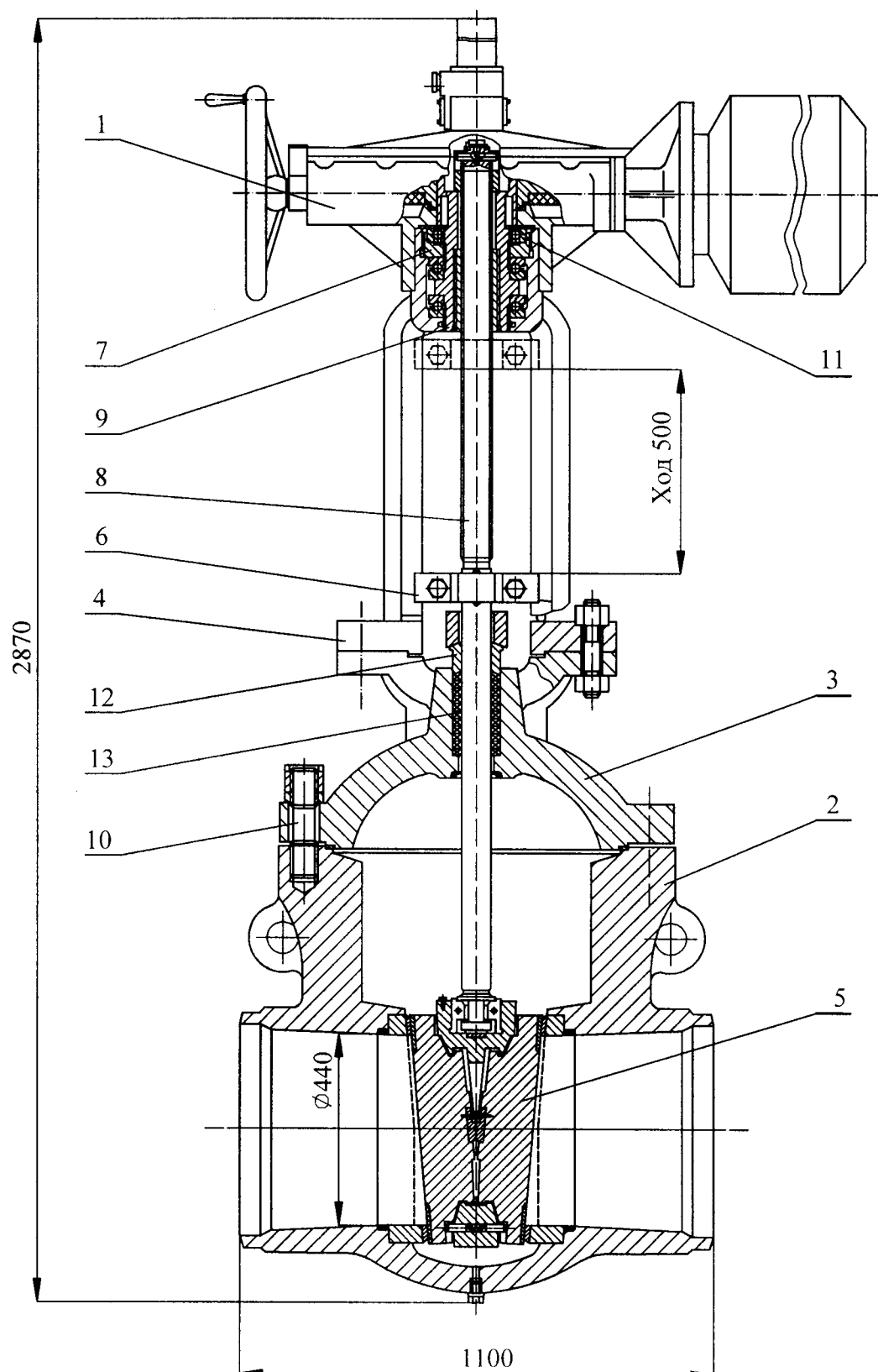
4.2.2. Все ГПЗ Ду 600, установленные на паропроводах свежего пара, произведены Чеховским заводом энергетического машиностроения (ЧЗЭМ). На блоках 1, 2 установлены ГПЗ типа 973-600-ЭБА. На блоках 3, 4 – типа 1117-500-Э-02. Конструктивные особенности данных задвижек приведены на рис. 4.2.1 и 4.2.2.

4.2.3. Запорные органы ГПЗ типа 973-600-ЭБА и типа 1117-500-Э-02 принципиальных отличий не имеют. Запорный орган состоит из двух самоустанавливающихся тарелок (рис. 4.2.3). Распорное усилие передается на тарелки двумя грибками. Соединение тарелок с обоймой байонетное, фиксация тарелок в определенном положении осуществляется при помощи двух штифтов, распираемых пружиной. Регулирование положения тарелок относительно седел, создание «перекрыши» осуществляется подбором высоты грибков.

4.2.4. Принцип работы ГПЗ:

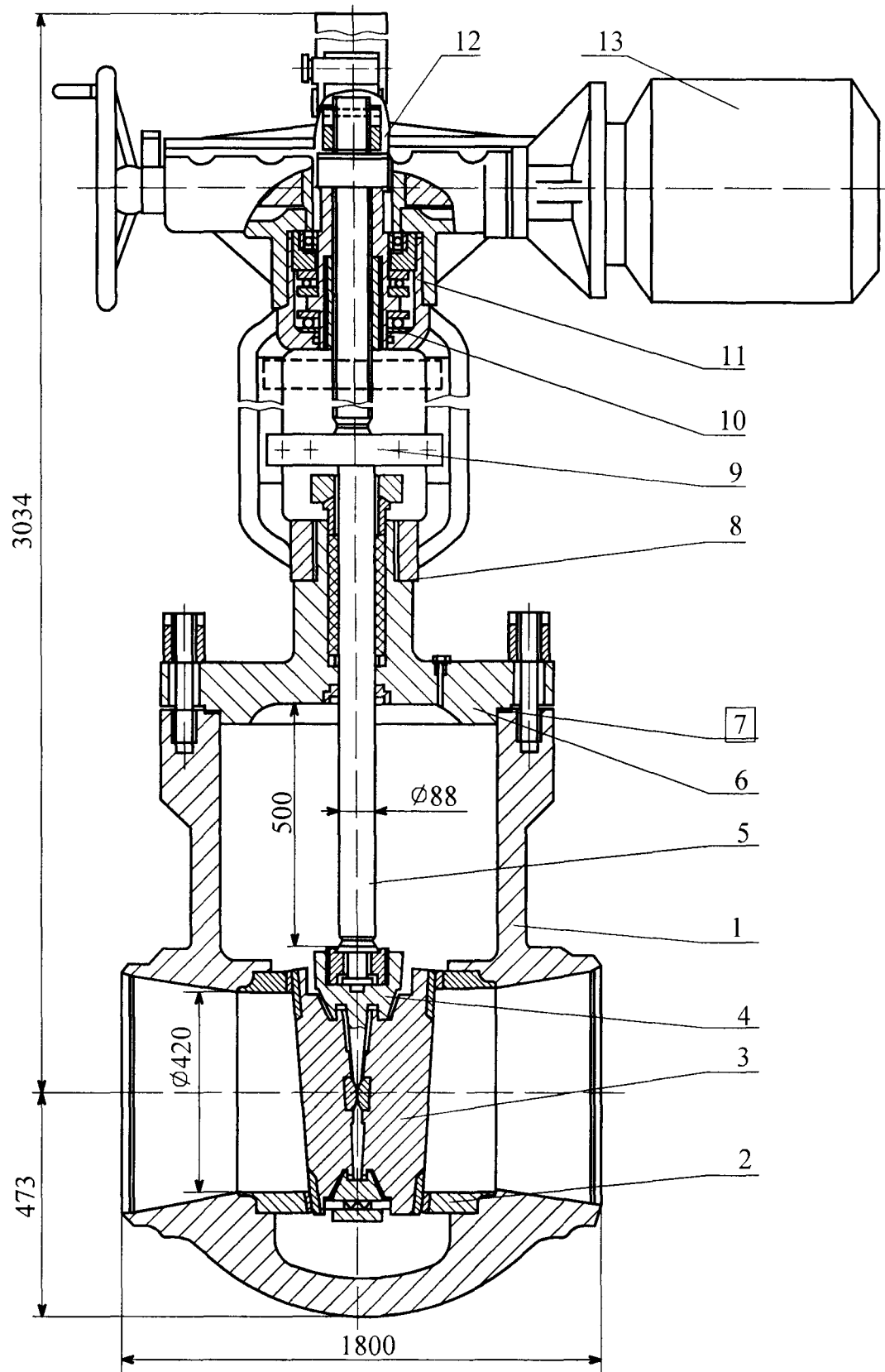
- 1) посредством привода вращается втулка шпинделя;
- 2) вращательное движение втулки шпинделя преобразуется в поступательное движение сопряженного с ней шпинделя;
- 3) вместе со шпинделем перемещается затвор, открывая или закрывая задвижку, конструкция затвора обеспечивает перекрытие среды при любом направлении потока;
- 4) для предотвращения поломки шпинделя, деформации гайки упорной и затвора в случае аварийного режима (выхода из строя концевых выключателей), т.е. при приложении номинального крутящего момента на втулке шпинделя, под гайкой упорной, установлен демпфер;
- 5) шпиндель соединен с обоймой, поступательное движение которой осуществляется по направляющим корпуса.

4.2.5. Материалы основных деталей ГПЗ: корпуса и крышки – сталь 20ГСЛ; шпинделя – сталь 25Х2М1Ф; набивка сальника – прессованные кольца марки АГ-50.



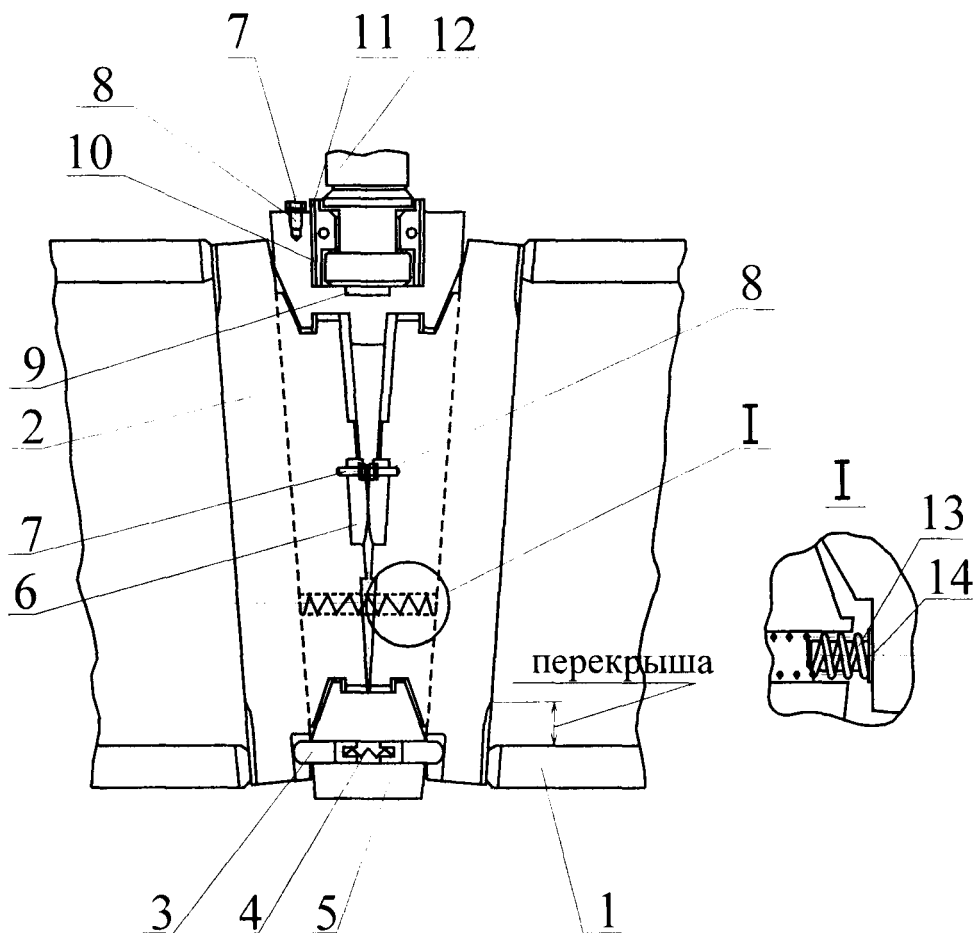
1 – привод, 2 – корпус, 3 – крышка, 4 – бугель, 5 – тарелка, 6 – ползун, 7 – кольцо упорное, 8 – шпindel, 9 – втулка шпинделя, 10 – шпилька, 11 – шарикоподшипник, 12 – грундбукса, 13 – набивка сальника.

Рисунок 4.2.1 – Главная паровая задвижка типа 973-600-ЭБА



1 – корпус, 2 – седло, 3 – затвор, 4 – обойма, 5 – шпindel, 6 – крышка, 7 – узел уплотнения «корпус-крышка», 8 – узел уплотнения «крышка-шпindel», 9 – ползун, 10 – втулка шпинделя, 11 – ходовой узел шпинделя, 12 – опорный узел задвижки, 13 – электропривод.

Рисунок 4.2.2 – Главная паровая задвижка типа 1117-500-Э-02



1 – седло, 2 – тарелка, 3 – штифт, 4 – пружина, 5 – обойма, 6 – грибок, 7 – стопор грибка, 8 – болт, 9 – пята, 10 – полувтулка, 11 – стопор втулки, 12 – шпindelь, 13 – пружина, 14 – фиксатор пружины.

Рисунок 4.2.3 – Запорный орган ГПЗ

4.3. Задвижки на байпасе ГПЗ RA11,14S02

4.3.1. Задвижки RA11,14S02 предназначены для установки в качестве запорных устройств на байпасе ГПЗ. Данные задвижки не применяются в качестве регулирующей арматуры. Технические характеристики задвижек RA11,14S02 приведены в подразделе 9.3. настоящего тех. описания.

4.3.2. Все запорные задвижки Ду 100, установленные на байпасах ГПЗ, произведены ЧЗЭМ. На блоках 1, 2, 3 установлены задвижки типа 1010-100-Э-02. На блоке 4 – типа 1154-100-ЭА. Конструктивные особенности данных задвижек приведены на рис. 4.3.1 и 4.3.2.

4.3.3. Задвижки состоят из корпуса с вварными седлами, крышки, бугеля, затвора, шпинделя, узла сальникового уплотнения шпинделя, приводной головки и привода.

4.3.4. Корпусы задвижек – штамповарные. Крышки задвижек изготовлены из литых и кованых заготовок. Соединение корпуса с крышкой в задвижках бесфланцевое, самоуплотняющееся, уплотнение – асбестографитовая набивка.

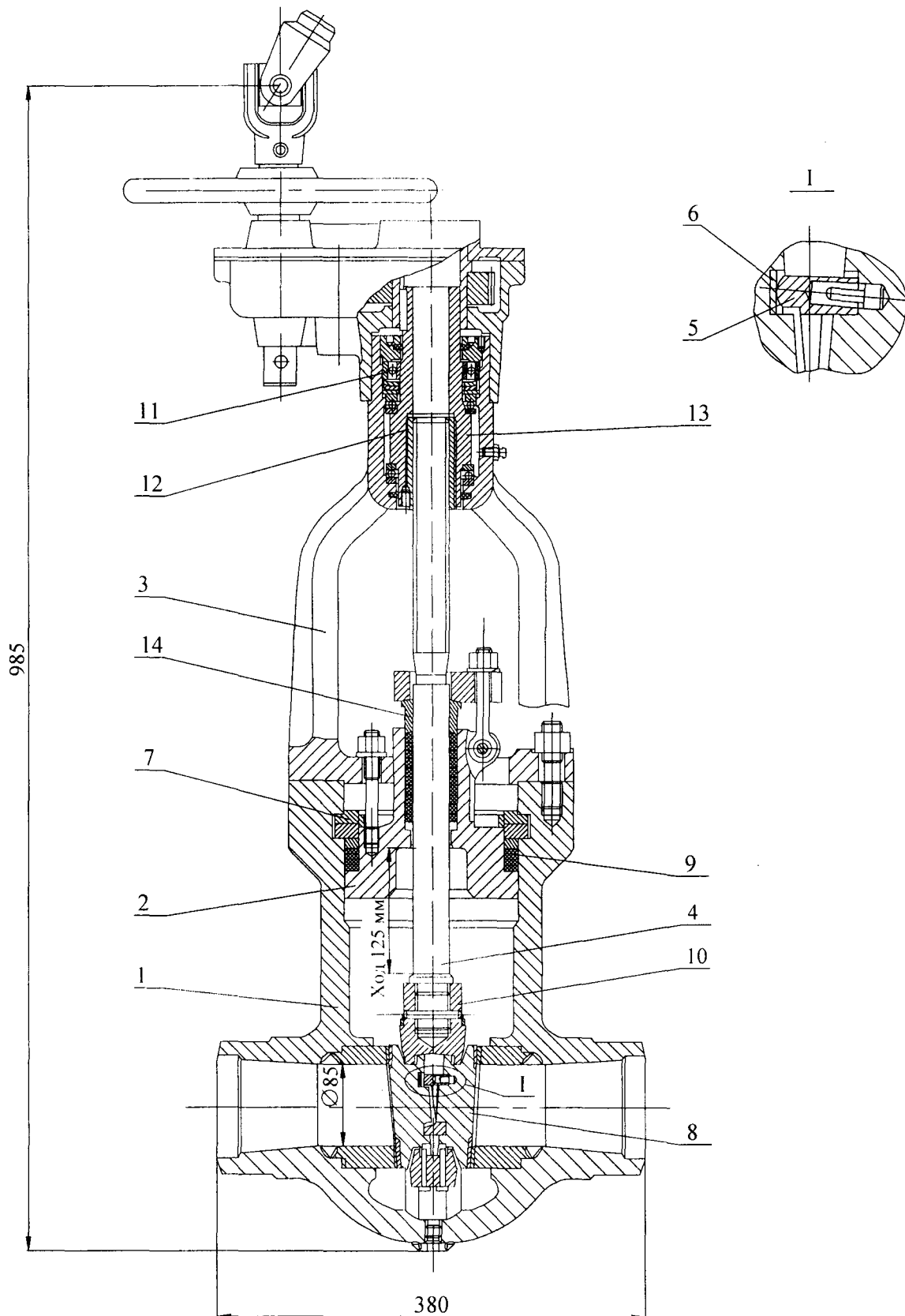
4.3.5. Бугели задвижек – литые. В верхней части бугеля расположена приводная головка шпинделя, образованная стальной втулкой, соединенной с электроприводом и шпинделем и опирающейся через шарикоподшипники на бугель.

4.3.6. Принцип работы задвижек:

- 1) посредством привода вращается втулка шпинделя (13);
- 2) вращательное движение втулки шпинделя преобразуется в поступательное перемещение сопряженного с ней шпинделя (4);
- 3) вместе со шпинделем перемещается затвор (8), открывая или закрывая задвижку; конструкция затвора обеспечивает перекрытие среды при любом направлении потока;
- 4) поступательное движение шпинделя осуществляется за счет обоймы (10), с которой шпиндель соединен и которая движется по направляющим корпуса;
- 5) герметичность по отношению к внешней среде обеспечивается сальниковым узлом уплотнения «крышка-шпиндель» и узлом уплотнения «корпус-крышка».

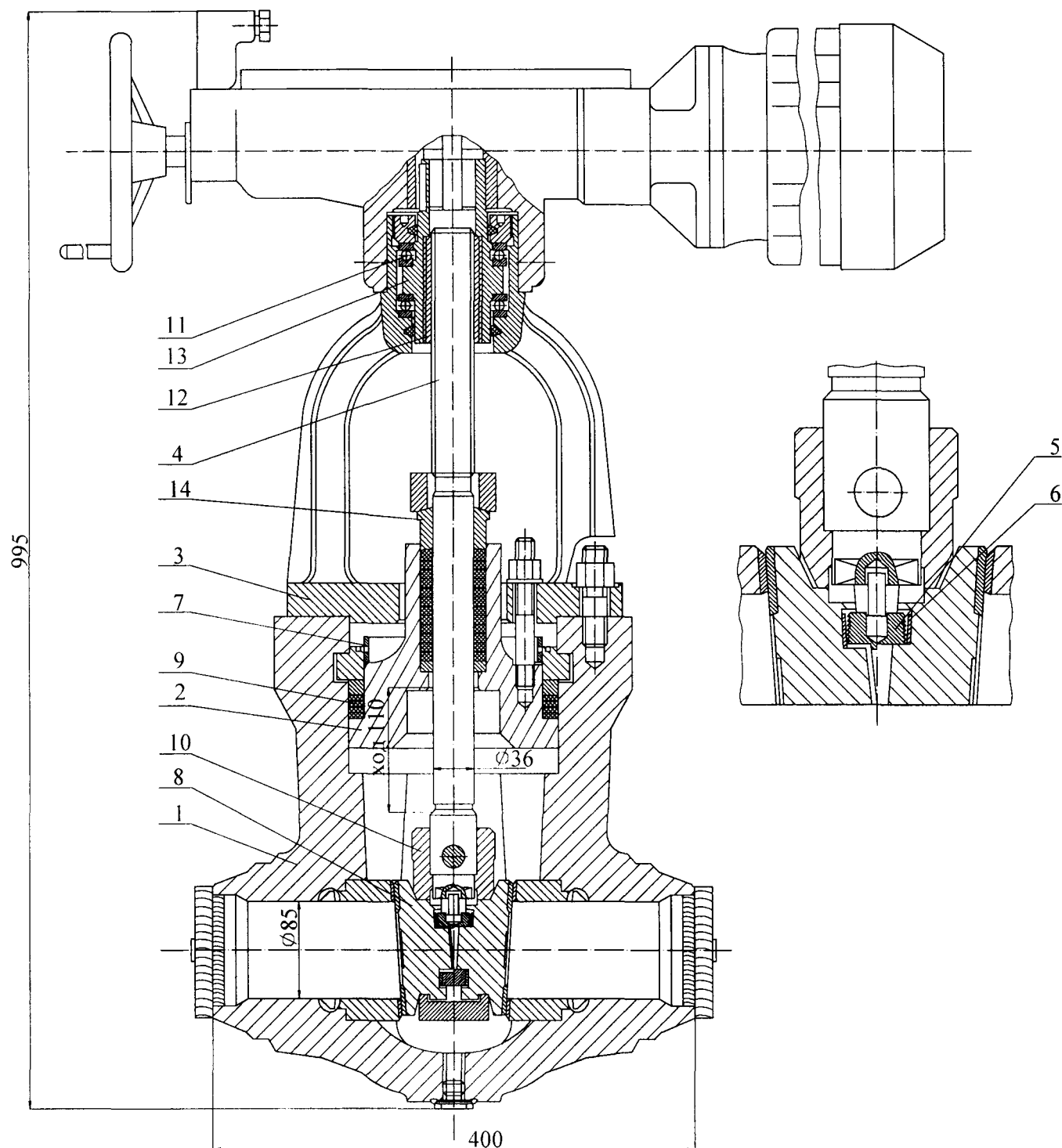
4.3.7. Материалы основных деталей запорной задвижки типа 1010-100-Э-02: корпус – сталь 15ГС; крышка – сталь 25; бугель – сталь 25Л; шпиндель – сталь 25Х2М1Ф; набивка сальника – прессованные кольца марки АГ-50.

4.3.8. Материалы основных деталей запорной задвижки типа 1154-100-ЭА: корпус – сталь 20; крышка – 12Х1МФ; бугель – сталь 25Л; шпиндель – сталь 25Х2М1Ф; набивка сальника – прессованные кольца марки АГ-50.



1 – корпус, 2 – крышка, 3 – бугель, 4 – шпindelь, 5 – кольцо распорное, 6 – прокладка регулирующая, 7 – кольцо установочное, 8 – затвор, 9 – кольца набивочные, 10 – обойма, 11 – шарикоподшипник, 12 – втулка резьбовая, 13 – втулка шпинделя, 14 – грундбукса.

Рисунок 4.3.1 – Запорная задвижка типа 1010-100-Э-02



1 – корпус, 2 – крышка, 3 – бугель, 4 – шпindelь, 5 – кольцо распорное, 6 – прокладка регулирующая, 7 – кольцо установочное, 8 – затвор, 9 – кольца набивочные, 10 – обойма, 11 – шарикоподшипник, 12 – втулка резьбовая, 13 – втулка шпинделя, 14 – грундбукса.

Рисунок 4.3.2 – Запорная задвижка типа 1154-100-ЭА

4.4. Дроссельные клапаны на байпасе ГПЗ RA11,14S03

4.4.1. Дроссельные клапаны на байпасе ГПЗ RA11,14S03 служат в качестве управляемого дросселирующего органа для дросселирования давления пропускаемой среды. Технические характеристики дроссельных клапанов RA11,14S03 приведены в подразделе 9.4. настоящего тех. описания.

4.4.2. Все дроссельные клапаны Ду 150, установленные на байпасах ГПЗ, произведены ЧЗЭМ. На блоках 1, 2 установлены дроссельные клапаны типа 959-150-Э-01. На блоках 3, 4 – типа 1097-150-Э-01. Конструкции данных типов дроссельных клапанов приведены на рис. 4.4.1 и 4.4.2.

4.4.3. Корпус (1), в выходном патрубке которого вварено седло, имеющее проходное сечение для пропуска рабочей среды, выполнено в виде набора отверстий.

4.4.4. Крышка (4) расположена во внутренней полости горловины корпуса. Внутри крышки помещается сальниковая набивка (8), состоящая из прессованных асбесто-графитовых колец, уплотняемых через грундбуксу (11), планку нажимную (12), и двумя откидными болтами (35). Болты откидные шарнирно закрепляются в крышке (4) при помощи осей (36).

4.4.5. Уплотнение разъема крышки с корпусом обеспечивается сальниковой набивкой (5), уплотняемой шпильками (37). Кольцо установочное (7) служит для фиксации в требуемом положении колец разъемных (6).

4.4.6. Бугель (13) закрепляется на корпусе шпильками (10) с гайками (9). Во внутренней полости верхней части бугеля помещен узел перемещения шпинделя (16) и связанного с ним штока. На наружной поверхности в верхней части бугеля монтируется встроенный электропривод. Также на наружной части бугеля размещена масленка (25) для подачи смазки во внутреннюю полость. Для предотвращения вытекания смазки из полости предусмотрено кольцо войлочное (19), а также сальник, состоящий из сальниковой набивки (28). Сальниковая набивка (28) уплотняется грундбуксой (15) через фланец (14) при помощи болтов (29).

4.4.7. Шибер (2) образует с седлом дросселирующий орган калана. К шиберу болтами (38) прикреплены направляющие планки (40). Против самоотвинчивания болты застопорены проволокой (39), изготовленной из нержавеющей стали.

4.4.8. Шток (3) соединяется с шибером (2) нижним Т-образным концом. Шпиндель (16) соединен со штоком при помощи резьбового соединения. В нижней части шпинделя закрепляется ползун, состоящий из двух стопорных планок (32, 33), скрепляемых болтами (30) с гайками (31). Ползун препятствует вращательному движению шпинделя, обеспечивая его поступательное движение и, одновременно передвигаясь во время работы вдоль шкалы, нанесенной на бугеле, указывает положение рабочего органа.

4.4.9. Верхний конец шпинделя ходовой резьбой соединен с втулкой резьбовой (17), ввинченной во втулку шпинделя (26) и застопоренной от вывинчивания винтом стопорным (27).

4.4.10. Узел перемещения шпинделя состоит из втулки шпинделя (26), размещенной между двумя упорными шарикоподшипниками (24) и радиальным шарикоподшипником (21). Между упорным и радиальным шарикоподшипниками

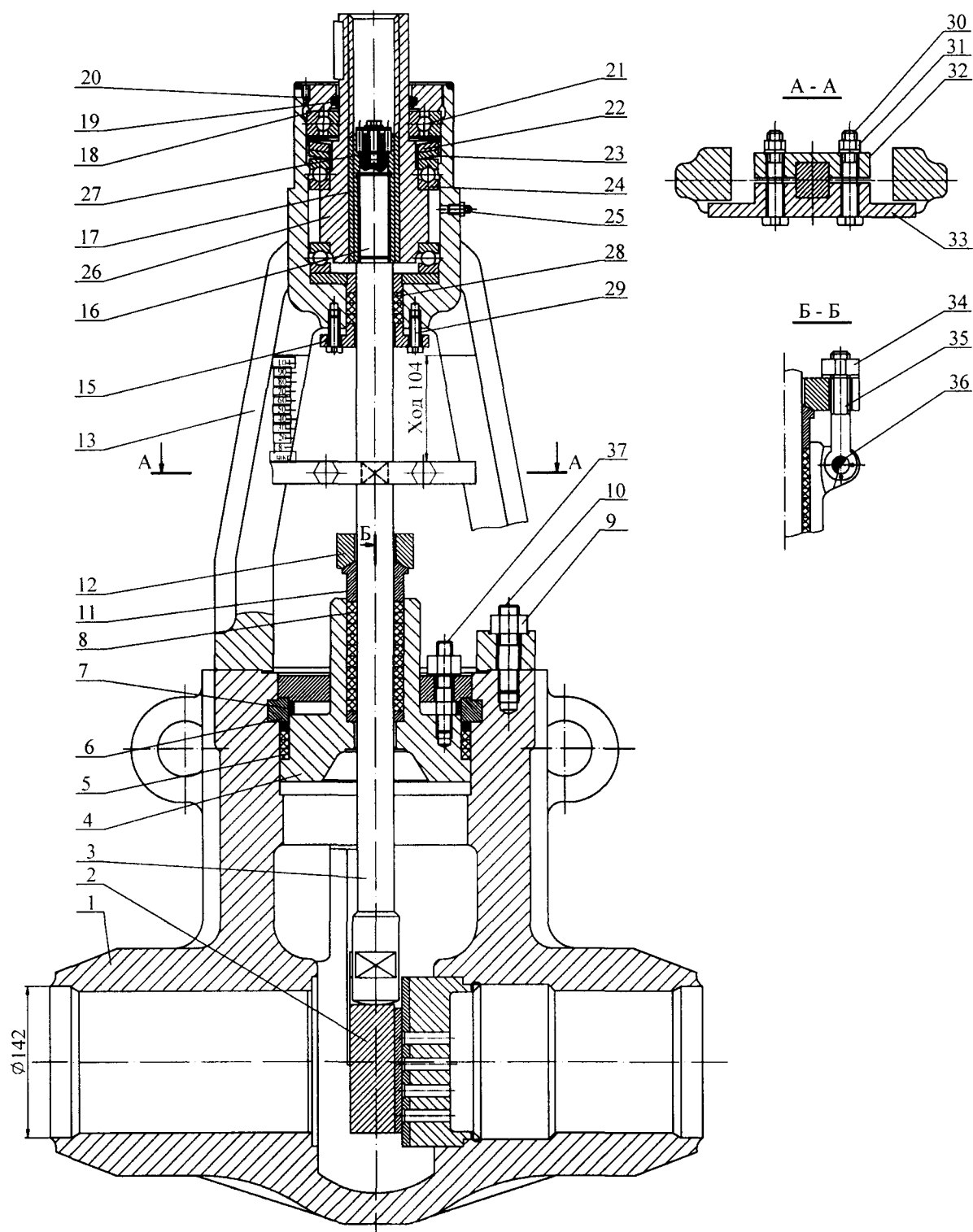
расположены компенсаторы (22, 23). Сжатие деталей узла перемещения штока осуществляется кольцом упорным (18), ввинчиваемым на резьбе в верхнюю часть бугеля. Против самоотвинчивания кольцо упорное застопорено винтом (20).

4.4.11. Принцип работы дроссельного клапана заключается в следующем: вращением при помощи встроенного электропривода втулки шпинделя осуществляется поступательное перемещение шпинделя и соединенных с ним штока и шибер. При перемещении шибер относительно седла происходит изменение проходного сечения седла и обеспечивается процесс дросселирования давления протекающей через клапан рабочей среды.

4.4.12. Расходная характеристика дроссельных клапанов RA11,14S03 приведена на рис. 4.4.3.

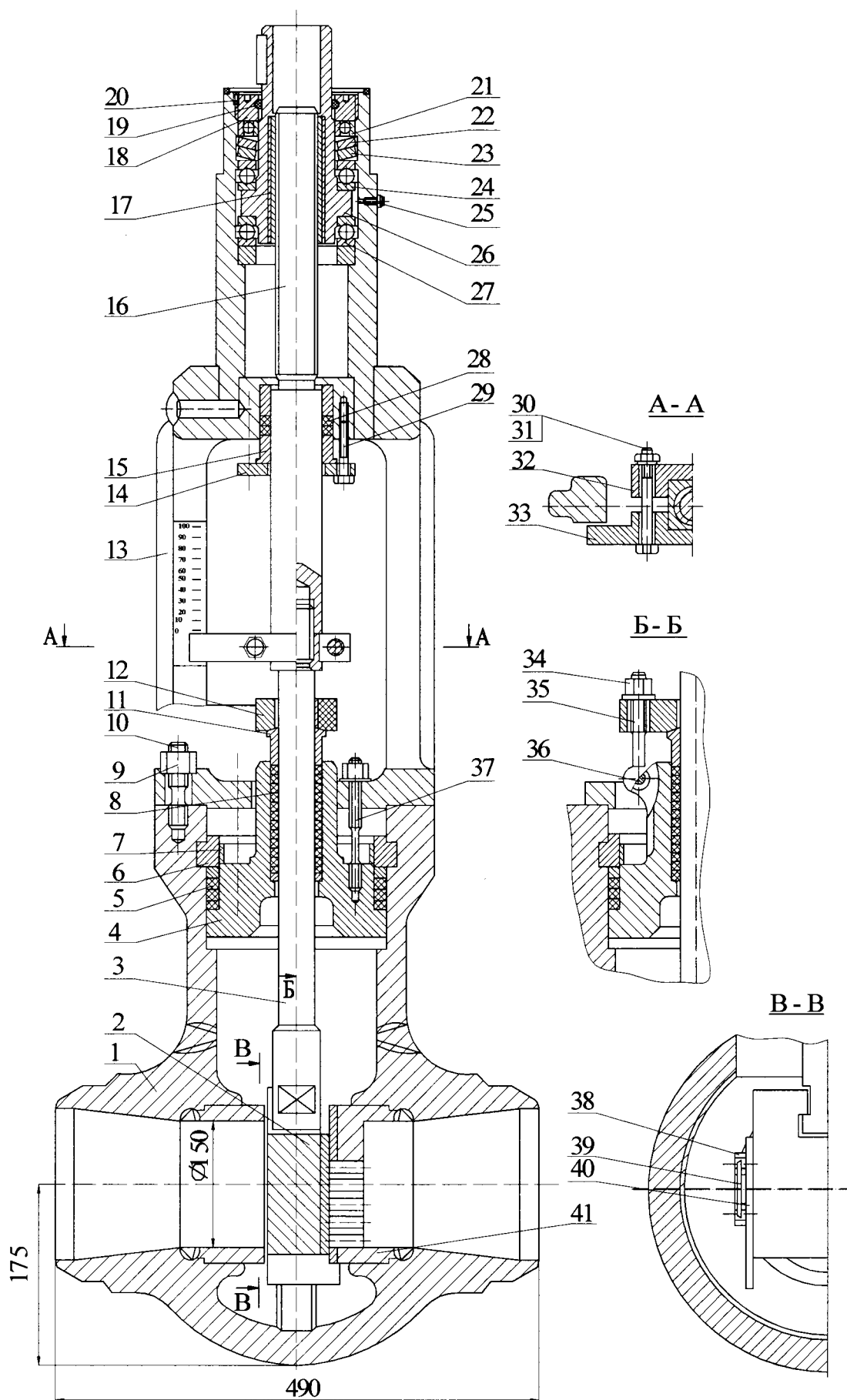
4.4.13. Материалы основных деталей дроссельного клапана типа 959-150-Э-01: корпус – сталь 20ГСЛ; шибер – сталь 20; шток – сталь ХН35ВТ; крышка – сталь 25; бугель – сталь 25Л; седло – сталь 12Х18Н10Т.

4.4.14. Материалы основных деталей дроссельного клапана типа 1097-150-Э-01: корпус – сталь 15ГС; шибер – сталь 08Х18Н10Т; шток – сталь 25Х2М1Ф; крышка – сталь 25; бугель – сталь 25Л; шпиндель – сталь 38Х2МЮА; седло – сталь 12Х18Н10Т.



1 – корпус, 2 – шибер, 3 – шток, 4 – крышка, 5, 8, 28 – сальниковая набивка, 6 – кольцо разъемное, 7 – кольцо установочное, 9, 31, 34 – гайка, 10, 37 – шпилька, 11, 15 – грундбукса, 12 – планка нажимная, 13 – бугель, 14 – фланец, 16 – шпindelь, 17, 26 – втулка, 18 – кольцо упорное, 19 – кольцо войлочное, 20, 27 – винт, 21 – радиальный шарикоподшипник, 22, 23 – компенсаторы, 24 – упорный шарикоподшипник, 25 – масленка, 29, 30, 35, 38 – болт, 32, 33 – планки стопорные, 36 – оси, 39 – проволока, 40 – планки направляющие, 41 – седло.

Рисунок 4.4.1 – Конструкция дроссельного клапана на байпасе ГПЗ
типа 959-150-Э-01



1 – корпус, 2 – шибер, 3 – шток, 4 – крышка, 5, 8, 28 – сальниковая набивка, 6 – кольцо разъемное, 7 – кольцо установочное, 9, 31, 34 – гайка, 10, 37 – шпиль-

ка, 11, 15 – грундбукса, 12 – планка нажимная, 13 – бугель, 14 – фланец, 16 – шпindelь, 17, 26 – втулка, 18 – кольцо упорное, 19 – кольцо войлочное, 20, 27 – винт, 21 – радиальный шарикоподшипник, 22, 23 – компенсаторы, 24 – упорный шарикоподшипник, 25 – масленка, 29, 30, 35, 38 – болт, 32, 33 – планки стопорные, 36 – оси, 39 – проволока, 40 – планки направляющие, 41 – седло.

Рисунок 4.4.2 – Конструкция дроссельного клапана на байпасе ГПЗ
типа 1097-150-Э-01

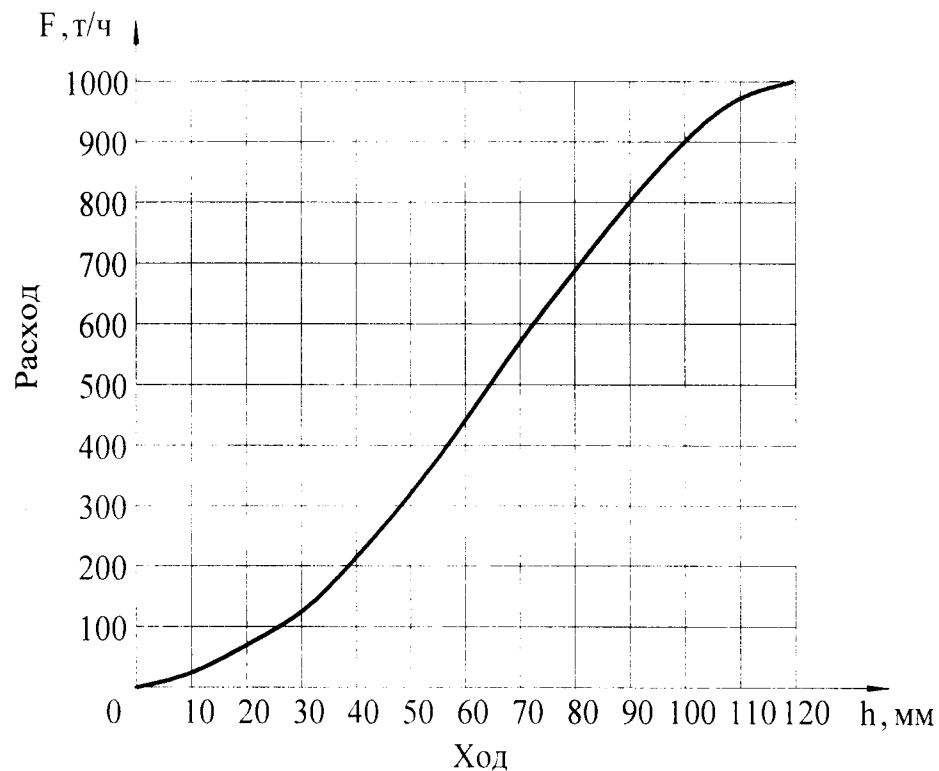


Рисунок 4.4.3 – Расходная характеристика дроссельных клапанов RA11,14S03

4.5. Клапаны запорно-дроссельные БРУ-К RC11,12S01,02

4.5.1. Клапаны запорно-дроссельные служат в качестве управляемых дросселирующих органов быстродействующих редукционных установок и осуществляют дросселирование давления пропускаемого пара из основного паропровода свежего пара в конденсатор турбины совместно с дроссельными устройствами, установленными последовательно за клапанами.

4.5.2. Все БРУ-К, установленные на блоках Балаковской АЭС, произведены ЧЗЭМ. На блоках 1, 2 установлены БРУ-К типа 960-300/350-Э. На блоках 3, 4 – типа 1115-300/350-Э. Конструкции данных типов клапанов приведены на рис. 4.5.1 и 4.5.2. Принципиальных отличий в рабочей части клапанов нет.

4.5.3. Клапаны установлены на горизонтальных участках паропроводов в положении штоком вверх и присоединены к трубопроводу посредством сварки. Управление клапанами может осуществляться вручную – маховиком электропривода и дистанционно (автоматически) – встроенным электроприводом. Питание клапана относится ко 2-ой категории.

4.5.4. Клапаны состоят из следующих деталей:

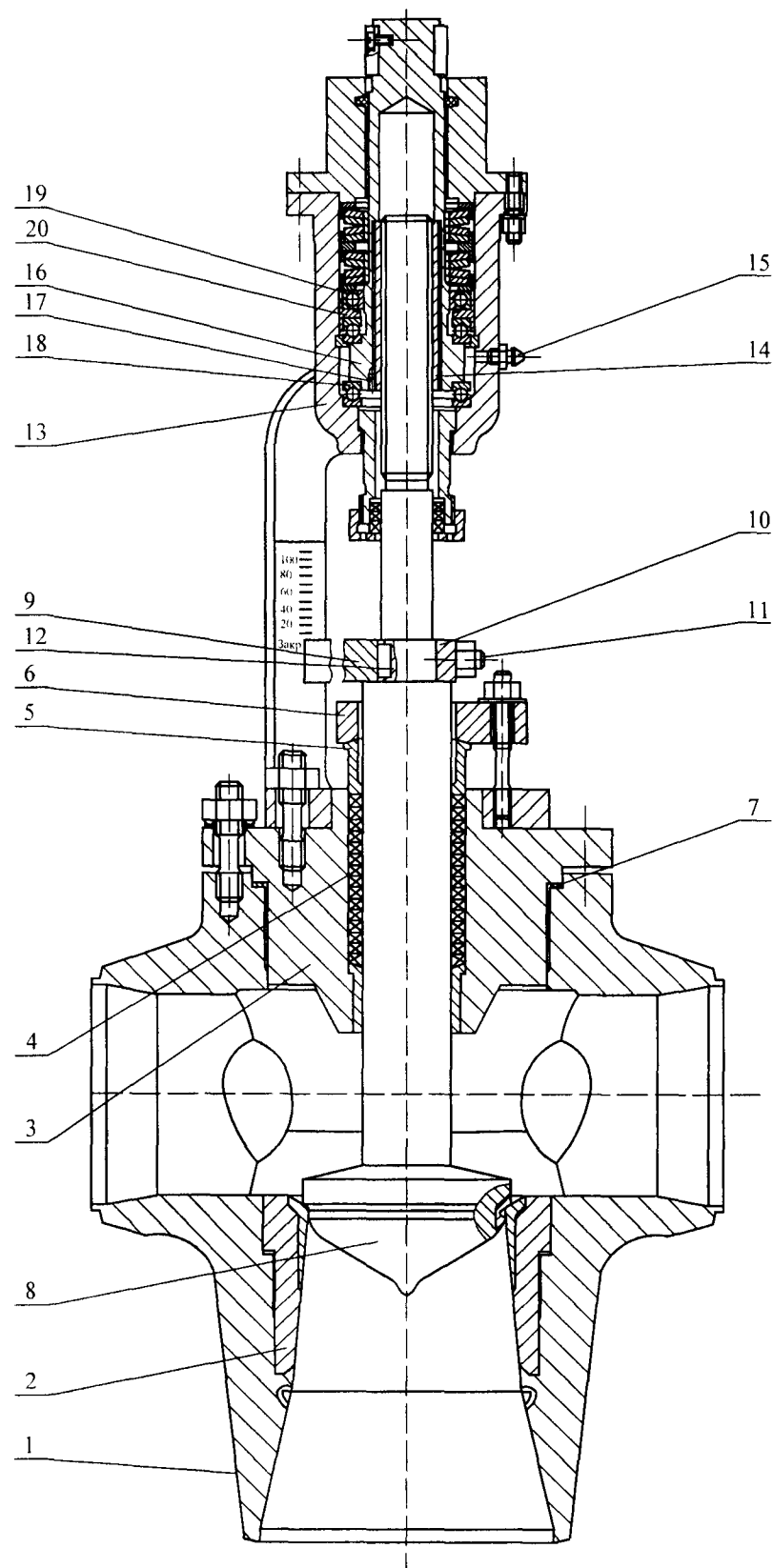
1) корпус (1), в который вварено седло (2), имеющее наплавленную уплотнительную поверхность конусной формы;

2) крышка (3), устанавливаемая в горловине корпуса; внутри крышки помещена сальниковая набивка, состоящая из прессованных асбестографитовых колец (4), уплотняемая через грундбуксу (5) и планку нажимную (6); уплотнение разъема крышки с корпусом обеспечивается прокладкой зубчатой (7);

3) шток (8) с наплавленным профилированным концом; в средней части штока закреплен ползун, состоящий из двух стопорных планок (9, 10), скрепленных двумя шпильками (11); для предотвращения проворачивания штока относительно ползуна, последний закреплен на штоке при помощи шпонки (12); ползун препятствует вращательному движению штока, обеспечивая его поступательное движение и одновременно является указателем положения дросселирующего органа, передвигаясь во время работы вдоль шкалы, нанесенной на бугель (13); верхний конец штока сопрягается ходовой резьбой с резьбовой втулкой (14);

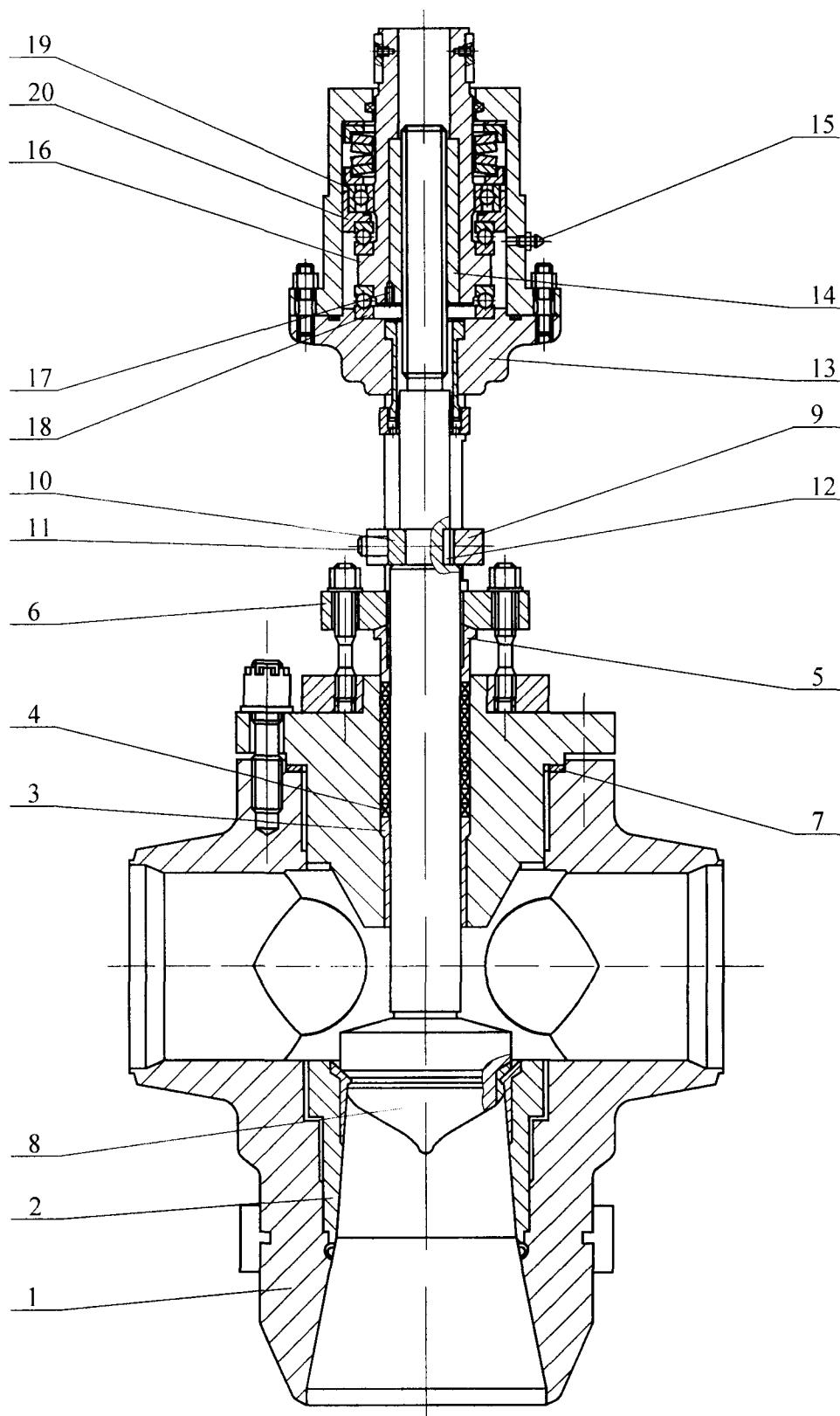
4) бугель (13), закрепленный на крышке; у клапана серии 960 в верхней части бугеля, и у клапана серии 1115 в крышке бугеля размещена масленка (15) для подачи смазки в узел перемещения штока;

5) узел перемещения штока, состоящий из резьбовой втулки (14), ввернутой во втулку шпинделя (16) и застопоренной против самоотвинчивания тремя винтами (17); втулка шпинделя размещена между двумя упорными подшипниками (18) и радиальным подшипником (19), размещенном в ползуне (20).



1 – корпус, 2 – седло, 3 – крышка, 4 – асбестографитовые кольца, 5 – грун-
дбукса, 6 – планка нажимная, 7 – прокладка зубчатая, 8 – шток, 9, 10 – планка
стопорная, 11 – шпилька, 12 – шпонка, 13 – бугель, 14 – втулка резьбовая,
15 – масленка, 16 – втулка шпинделя, 17 – винт, 18 – упорный подшипник,
19 – радиальный подшипник, 20 – ползун.

Рисунок 4.5.1 – Запорно-дроссельный клапан типа 960-300/350-Э



1 – корпус, 2 – седло, 3 – крышка, 4 – асбестографитовые кольца, 5 – грун-
дбукса, 6 – планка нажимная, 7 – прокладка зубчатая, 8 – шток, 9, 10 – планка
стопорная, 11 – шпилька, 12 – шпонка, 13 – бугель, 14 – втулка резьбовая,
15 – масленка, 16 – втулка шпинделя, 17 – винт, 18 – упорный подшипник,
19 – радиальный подшипник, 20 – ползун.

Рисунок 4.5.2 – Запорно-дрессельный клапан типа 1115-300/350-Э

4.5.5. Принцип работы запорно-дрессельных клапанов заключается в следующем: при помощи встроенного электропривода осуществляется поступательное движение штока. При перемещении профилированного окончания штока относительно седла изменяется площадь проходного сечения для пропуска рабочей среды. Тем самым обеспечивается процесс дресселирования и регулирования расхода среды.

В качестве материала для наплавки седла и штока применены сплавы, обладающие высокой эрозиостойкостью, достаточной твердостью и стойкостью против задирання.

Наличие притертых уплотнительных поверхностей на седле и штоке позволяет осуществлять полное закрытие проходного сечения.

4.5.6. Расходная характеристика БРУ-К RC11,12S01,02 приведена на рис. 4.5.3.

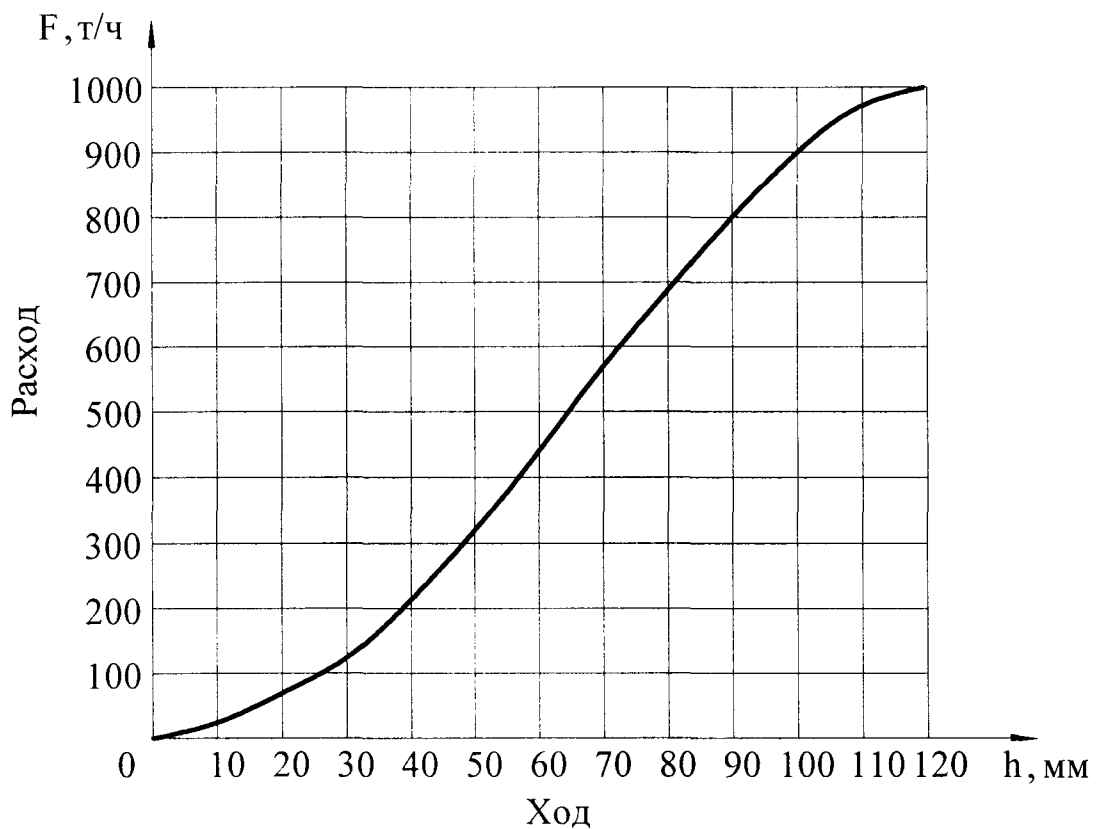


Рисунок 4.5.3 – Расходная характеристика БРУ-К

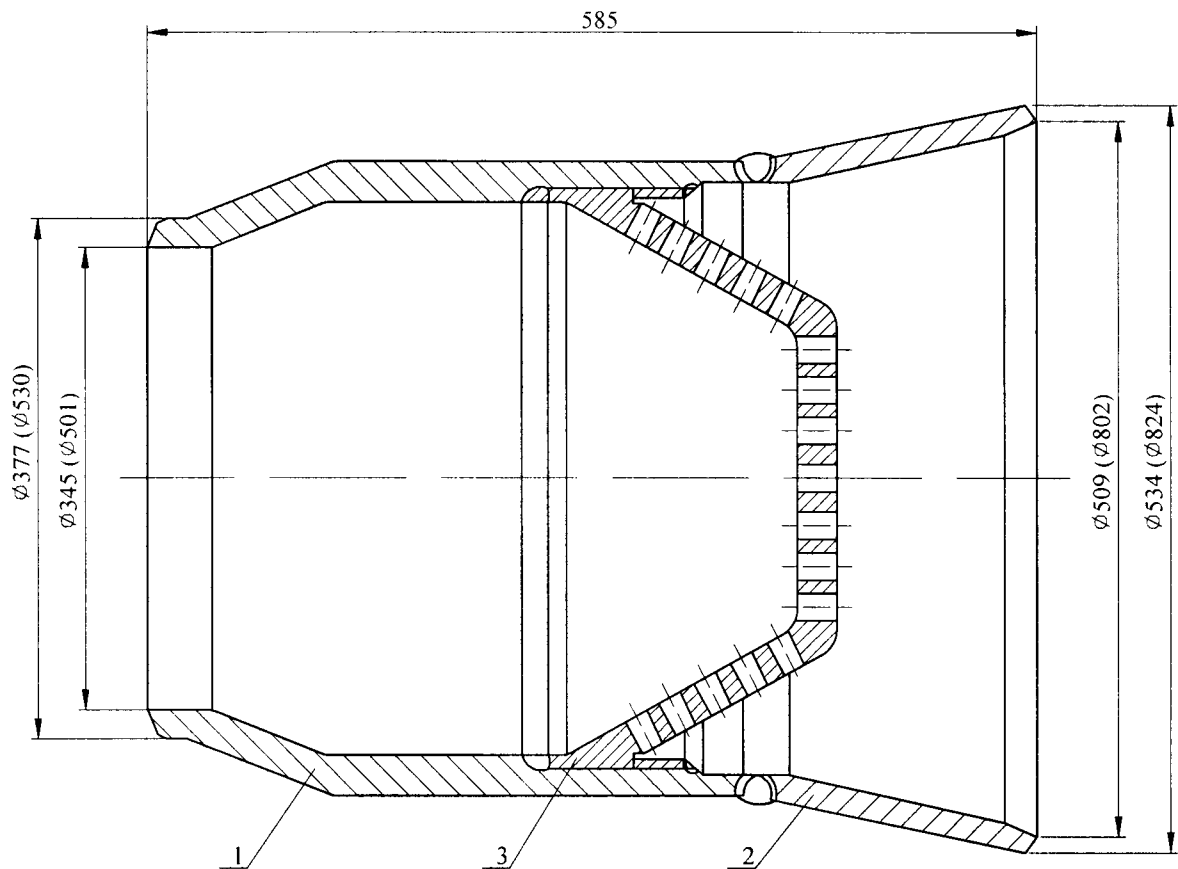
4.6. Дросселирующие устройства RC11,12E01,02,03,04

4.6.1. После БРУ-К последовательно установлены два дросселирующих устройства одной конструкции Ду 350/500 и Ду 500/800 (рис. 4.6.1).

4.6.2. Данные дроссельные устройства имеют сварное исполнение дроссельных элементов и состоят из корпуса с присоединительными патрубками и дроссельных решеток, приваренных к корпусу.

4.6.3. Дросселирование среды обеспечивается за счет сужения проходного сечения в решетках и последующего резкого расширения.

4.6.4. Технические характеристики дроссельных устройств приведены в подразделе 9.6. настоящего тех. описания.



1 – корпус, 2 – патрубок, 3 – дроссельная решетка.

Рисунок 4.6.1 – Дросселирующие устройства RC11,12E01,02,03,04

4.7. Технологические ограничения

4.7.1. Запрещается пуск и эксплуатация системы РА при:

- 1) истечении срока очередного технического освидетельствования;
- 2) наличии видимых повреждений опор и подвесок паропроводов, заземлений паропроводов;
- 3) появлении гидравлических ударов в паропроводах;
- 4) обнаружении разрыва или сквозной трещины на паропроводах;
- 5) отсутствии или разрушении теплоизоляции.

4.7.2. При прогреве паропроводов свежего пара скорость повышения температуры металла не должна превышать 5 °С/мин.

4.7.3. Разность температур металла трубопроводов свежего пара «верх-низ» перед ГПЗ по окончании прогрева не должна превышать 15 °С.

4.7.4. При эксплуатации паропроводов свежего пара запрещается:

- 1) повышать давление в паропроводах более 80 кгс/см² (кроме проведения гидроиспытаний, испытаний ПК ПГ и ПК КД);
- 2) превышать скорость прогрева и расхолаживания паропроводов более 5 °С/мин;
- 3) производить сброс пара в конденсатор турбины при давлении в нем 0,23 кгс/см² (абс.) и более.

4.7.5. При обнаружении свищей на неотключаемых участках паропроводов система РА должна быть выведена в ремонт в период, определяемый главным инженером электростанции.

4.7.6. Разрешается работа энергоблока на уровне мощности 100 % N_{ном} при отказе одного БРУ-К в течение 72 часов. После истечения 72 часов работы нагрузка энергоблока должна быть снижена до уровня мощности 90 % N_{ном} до устранения дефекта.

4.7.7. При отказе двух БРУ-К допускается работа энергоблока на уровне мощности 90 % N_{ном} в течение 72 часов, после чего нагрузка должна быть снижена до 50 % N_{ном} до устранения дефектов.

4.7.8. При отказе трех БРУ-К допускается работа энергоблока на уровне мощности 50 % N_{ном} в течение 72 часов. Если по истечении этого времени не удалось устранить дефекты, РУ должна быть переведена в горячее состояние.

4.7.9. При обслуживании паропроводов запрещается:

- 1) выполнять ремонтные работы на элементах, находящихся под давлением;
- 2) вставлять на ограждения площадок, трубопроводы, а также на конструкции и перекрытия, не предназначенные для прохода и не имеющие специальных ограждений;
- 3) регулировать пружинные подвески;
- 4) применять спецодежду, не предназначенную для работы в условиях действия высоких температур.

4.8. Нарушения в работе

4.8.1. Возможные отклонения от нормального режима работы системы РА и действия персонала по устранению нарушений приведены в табл. 4.8.1.

4.8.2. Характерные инциденты, происходившие при эксплуатации системы РА, приведены в приложении.

Таблица 4.8.1

Симптомы	Вероятные причины	Действия
1. Вибрация паропроводов свежего пара	1. Неисправность подвесной системы паропроводов	Проверить исправность пружинных опор и подвесок, при необходимости восстановить поврежденные опоры и подвески в период останова энергоблока
	2. Неполное дренирование паропроводов	Выполнить тщательное дренирование паропроводов через дренажи
2. Парение через сальники арматуры	Износ уплотнения штоков	Во время ремонта произвести ревизию арматуры
3. Появление течей, парений из-под изоляции паропроводов	1. Появление трещин в сварных соединениях паропроводов по штуцерам, пробкам арматуры на корпусах	Во время останова энергоблока произвести ремонт сварного соединения в соответствии с ПНАЭ Г-7-009-89, ПНАЭ Г-7-010-89
	2. Разуплотнение фланцевых разъемов крышек арматуры	Во время останова энергоблока выполнить переуплотнение фланцевых разъемов арматуры
4. Невозвращение паропровода в прежнее исходное положение при его нагревании или остывании	Защемление паропровода	Во время останова энергоблока устранить защемление
5. Температура на поверхности теплоизоляции более 45 °С при температуре воздуха в машзале в районе паропроводов не более 25 °С	1. Выход из строя теплоизоляции (старение теплоизоляции). 2. Установлены непроектные теплоизоляционные материалы, некачественно выполнены теплоизоляционные работы	Выполнить ремонт теплоизоляции
6. Перегрузка пружинных подвесок (зазор между витками пружин менее 2 мм)	Выход из строя соседних подвесок (обрыв тяг, разрушение пружин)	Во время останова энергоблока восстановить работоспособность соседних подвесок
7. Пропуск арматуры при отключении участка паропровода в ремонт	1. Неплотное прилегание рабочего органа к седлу арматуры. 2. Попадание посторонних предметов под седло запорного органа	Во время останова энергоблока произвести ревизию арматуры, отремонтировать или, при необходимости, заменить

Симптомы	Вероятные причины	Действия
8. Отказ арматуры системы	1. Неисправности в цепях электропитания и управления (включая электропривод) арматуры	Произвести ремонт без останова энергоблока в случае отсутствия необходимости разуплотнения корпуса и изменения положения рабочего органа арматуры
	2. Неисправности проточной части (заклинивание рабочего органа, обрыв штока)	Во время останова энергоблока произвести ревизию арматуры, отремонтировать или, при необходимости, заменить
9. Несрабатывание БРУ-К при повышении давления в ГПК более 68 кгс/см ²	1. Заклинивание клапана БРУ-К в закрытом положении	Проверить на легкость хода БРУ-К ручным приводом, при появлении тугого хода выполнить ревизию привода БРУ-К
	2. Низкий вакуум в конденсаторе (давление в конденсаторе ТГ более 0,23 кгс/см ² (абс))	Выяснить и устранить причину ухудшения вакуума в конденсаторе
	3. Давление конденсата на впрыск в пароприемное устройство до задвижки RC20S01,02 меньше 12 кгс/см ²	Выяснить причину понижения давления конденсата, поднять давление
	4. Повышение температуры пара после БРУ-К вследствие:	
	1) неоткрытия задвижки RC20S01(02) по любой из причин: а) нет зацепления электродвигателя с приводом; б) задвижка заклинена в закрытом положении; в) неисправность блокировки на открытие задвижки	Выполнить ремонт полумуфт электродвигателя и привода RC20S01(02), восстановить зацепление электродвигателя с приводом Выполнить ревизию привода задвижки Открыть RC20S01(02) дистанционно, выяснить причину неработоспособности блокировки
	2) неполное открытие регулирующего клапана RC21(22)S01 на линии впрыска в пароприемные устройства конденсатора	Открыть RC21(22)S01 дистанционно, выяснить причину неполного открытия РК RC21(22)S01, при необходимости, во время останова энергоблока выполнить ревизию клапана или заменить

Симптомы	Вероятные причины	Действия
	3) неправильная настройка концевых выключателей БРУ-К	Проверить и, при необходимости, произвести настройку концевых выключателей. Для исключения дальнейшего повышения давления в ГПК, исходя из технологического состояния РУ и ТА, изменением их нагрузки восстановить баланс тепла между первым и вторым контурами
10. Незакрытие клапана БРУ-К после срабатывания при достижении уставки закрытия $57,0 \text{ кгс/см}^2$	1. Заклинивание БРУ-К в открытом положении	При мощности РУ не менее 40 % $N_{ном}$ расходить БРУ-К дистанционно или ручным приводом
	2. Обесточение электропривода БРУ-К	Проверить БРУ-К на легкость хода, выяснить причину обесточения электропривода БРУ-К
	3. Неисправность цепей управления	Сообщить НС ЦТАИ для устранения неисправности. Для исключения дальнейшего расхолаживания РУ закрыть БРУ-К ручным приводом и, исходя из технологического состояния РУ и ТА, изменением их нагрузки восстановить баланс тепла между первым и вторым контурами
11. Понижение давления пара второго контура ниже 60 кгс/см^2 при мощности $N_{ру}$ равной 0	Незакрытие или пропуск в закрытом положении любой из арматуры: 1) БРУ-К RC11,12S01,02; 2) БРУ-CH RQ11,12S01; 3) ГПЗ RA11,12,13,14S01; 4) байпаса ГПЗ RA11,14S02; 5) RT10S01,31; RT10S12	1. Проверить закрытие (закрыть) указанной арматуры для восстановления давления во втором контуре. 2. При невозможности выполнения п. 1 действовать в соответствии с п. 4.7.3. 3. После выполнения п. 1 и стабилизации режима работы РУ и ТА выяснить причину незакрытия клапана БРУ-К и принять меры по устранению неисправности

4.8.3. При возникновении аварийного режима работы оборудования системы действовать в соответствии с «Инструкцией по ликвидации нарушений нормальной эксплуатации на системах и оборудовании турбинного отделения» (И.1.ТЦ-1/20, И.2.ТЦ-1/20, И.3.ТЦ-2/18, И.4.ТЦ-2/18).

5. Системы контроля, управления и защиты

5.1. Общие представления

5.1.1. Для системы паропроводов свежего пара предусмотрены управление и контроль во всех режимах эксплуатации блока.

5.1.2. Все средства автоматизации приняты в сейсмостойком исполнении. Для измерения используются преобразователи давления типа «Сапфир-22», для автоматического регулирования и для формирования температуры второго контура, как функции $T=f(P)$, – аппаратура «Каскад-2», АСУТ (на блоках 1, 2, 4) и аппаратура ТСА М2002 (на блоке 3).

5.1.3. Основными параметрами, характеризующими работу системы паропроводов свежего пара, являются давление в паропроводе и разность температур насыщения первого и второго контуров, измеряемая как функция давления.

5.1.4. Система автоматического управления обеспечивает реализацию защит и блокировок, необходимых для работы системы во всех предусмотренных проектом режимах.

5.1.5. Кроме автоматического управления предусмотрено дистанционное индивидуальное управление электроприводной арматурой непосредственно с БЩУ.

5.1.6. На панели БЩУ НУ27 размещены:

- 1) ключи управления запорной и регулирующей арматурой системы РА;
- 2) лампы сигнализации положения запорной и регулирующей арматуры системы РА;
- 3) табло технологической и вызывной сигнализации.

5.1.7. Индикация положения и ключи управления БРУ-К расположены на пульте БЩУ НУ67 (на блоках 1, 2), НУ65 (на блоках 3, 4).

5.1.8. На дисплеи рабочего места ВИУТ выведены фрагменты SA1, SA2, где представлена в цифровом виде информация по основным технологическим параметрам системы РА, состояния БРУ-К, а также сигнализация отклонения параметров, аварийного отключения механизмов, хода и останова арматуры в промежуточном положении.

5.1.9. Контроль работы СЦАР системы РА, БРУ-К на блоках 1, 2 осуществляется по видеокадрам на ПЭВМ: 02Т1, 02Т2, 02Т3, 02Т4, 02Т5, 02Т9, 06Т4, 06Т7, 06Т10. Информация о состоянии СЦАР системы РА, БРУ-К на блоках 1, 2 представляется подсветкой транспарантов и сигнальных ламп на ПУИ: В210, В250, В210-01.

5.1.10. Контроль работы СЦАР системы РА, БРУ-К на блоке 3 осуществляется по видеокадрам на АРМ БЩУ: «Регуляторы прогрева СРК», «Аналоговые сигналы ШУ-204», «Регуляторы БРУ-К», «Аналоговые сигналы ШУ-205».

5.1.11. Контроль работы СЦАР системы РА, БРУ-К на блоке 4 осуществляется по технологическим кадрам ПЭВМ АСУТ: «Регуляторы прогрева паропроводов и СРК» и «Регуляторы БРУ-К». Информация о состоянии СЦАР системы РА, БРУ-К на блоке 4 представляется подсветкой транспарантов и сигнальных ламп на панели И210.

5.2. Блокировки системы РА

5.2.1. Перечень блокировок, воздействующих на арматуру системы РА, приведен в табл. 5.2.1.

Таблица 5.2.1

Оперативное наименование	Условия срабатывания	Воздействие
RAB01	Наличие одного из условий: ГПЗ RA11S01 открыта или ГПЗ RA12S01 открыта	Закрытие запорной арматуры на байпасе ГПЗ RA11S02
RAB02	Наличие одного из условий: ГПЗ RA13S01 открыта или ГПЗ RA14S01 открыта	Закрытие запорной арматуры на байпасе ГПЗ RA14S02
SEF00B01	При закрытии двух стопорных клапанов с разных сторон ЦВД	Закрытие с запретом открытия всех ГПЗ RA11,12,13,14S01 и всей арматуры на байпасе ГПЗ RA11,14S02,03

5.2.2. Перечень блокировок СЦАР прогрева главных паропроводов свежего пара и СРК турбины приведен в табл. 5.2.2.

Таблица 5.2.2

Условия блокировки	Действие блокировки	Примечание
1. Повышение рабочего значения температуры металла корпусов СРК-1,2(3,4) более 215 °С	Принудительное открытие РК RA11(14)S03	Блокировка выводится переводом RA11,14C03 в режим дистанционного управления
2. Повышение температуры металла корпусов всех СРК более 230 °С и открытое состояние РК RA11,14S03	1. Открываются ГПЗ RA11,12,13,14S01. 2. После полного открытия ГПЗ: 1) принудительно закрываются РК RA11,14S03; 2) закрываются задвижки RA11,14S02 перед РК RA11,14S03. 3. После полного закрытия РК RA11,14S03 регуляторы RA11,14C03 автоматически отключаются	Блокировка выводится переводом RA11,14C03 в режим дистанционного управления

5.2.3. Перечень блокировок СЦАР давления пара в ГПК приведен в табл. 5.2.3.

Таблица 5.2.3

Условия блокировки	Действие блокировки	Примечание
1. Повышение давления пара в конденсаторах турбины более $0,23 \text{ кгс/см}^2$	Принудительное закрытие с запретом открытия РК БРУ-К RC11.12S01, RC11.12S02 по цепям защит	Действие блокировки снимается при снижении давления пара в конденсаторах турбины менее $0,2 \text{ кгс/см}^2$ (бл. 1, 2) $0,23 \text{ кгс/см}^2$ (бл. 3, 4)
2. Снижение менее 12 кгс/см^2 давления охлаждающей воды на впрыск в ПСУ до задвижек RC20S01,S02	Принудительное закрытие с запретом открытия РК БРУ-К RC11.12S01, RC11.12S02 по цепям защит	Действие блокировки снимается при давлении на впрыске более 12 кгс/см^2
3. Срабатывание защит турбины со срывом вакуума	Принудительное закрытие с запретом открытия РК БРУ-К RC11.12S01, RC11.12S02 по цепям защит	
4. Неоткрытие задвижек RC20S01,S02 через 30 с после подачи команд на их открытие	Принудительное закрытие с запретом открытия РК БРУ-К RC11.12S01, RC11.12S02 по цепям защит	
5. Снижение давления пара в ГПК менее 57 кгс/см^2	Принудительное закрытие с запретом открытия РК БРУ-К RC11.12S01, RC11.12S02 по цепям защит	Действие блокировки снимается при повышении давления в ГПК более 59 кгс/см^2 (бл. 1, 2) 57 кгс/см^2 (бл. 3, 4)
6. Повышение температуры пара в ПСУ более 100°C	Через 30 секунд с момента формирования сигнала производится принудительное закрытие с запретом открытия соответствующей группы РК БРУ-К RC11S01, RC11S02 (RC12S01, RC12S02) по цепям защит	
7. Сход любого из РК БРУ-К с КВ «Закрыто»	По цепям защит открываются задвижки RC20S01,S02	
8. Через 20 с после закрытия всех РК БРУ-К	По цепям защит закрываются задвижки RC20S01,S02	
9. Повышение давления пара в ГПК более 68 кгс/см^2	По цепям защит выдаются команды принудительного открытия всех РК БРУ-К с запретом их закрытия	Команды снимаются при снижении давления пара в ГПК менее 68 кгс/см^2
10. Наличие сигнала «Сброс нагрузки», подтвержденного скоростью снижения величины, заданной в ЭГСП мощности более 50 МВт/с	Принудительно открываются все РК БРУ-К пропорционально величине сброса заданной в ЭГСП мощности (не более 400 МВт)	

Условия блокировки	Действие блокировки	Примечание
11. Выполнение следующих условий: 1) СК турбины открыты (достаточно открытия двух СК на одной стороне турбины); 2) ВГ включен; 3) все РК БРУ-К закрыты	С выдержкой времени 20 с после совпадения всех условий включается стерегущий режим работы БРУ-К «Р1»	При отсутствии хотя бы одного условия включения режима «Р1» выбирается пуско-остановочный режим «Р2» без установленной выдержки времени 12 с
12. Выполнение следующих условий: 1) СК турбины закрыты (достаточно закрытия по одному СК на каждой стороне турбины); 2) усредненное открытие РК БРУ-К меньше 25 %	С выдержкой времени 12 с после совпадения всех условий включается пуско-остановочный режим работы БРУ-К «Р2»	Режим «Р2» включается без выдержки времени при отсутствии хотя бы одного условия включения стерегущего режима «Р1»
13. Перевод переключателя «Разрешение ДУ БРУ-К» на панели БЩУ в положение «БРУ-К1» или «БРУ-К2» («БРУ-К3» или «БРУ-К4») и снятие с автоматического управления RC11C01 или RC11C02 (RC12C01 или RC12C02)	Снимается запрет открытия РК БРУ-К в стерегущем режиме и формируется разрешение на дистанционное управление РК	

5.3. Регулирование

5.3.1. Регуляторы прогрева паропроводов свежего пара и СРК турбины RA11,14C03

5.3.1.1. СЦАР прогрева паропроводов свежего пара и СРК турбины предназначена для:

- 1) управления подачей греющего пара к СРК турбины;
- 2) регулирования температуры пара за ГПЗ с целью обеспечения допустимой скорости прогрева паропроводов свежего пара от ГПЗ до СРК и корпусов СРК перед толчком турбины;
- 3) регулирования давления пара за ГПЗ в соответствии с температурой насыщенного пара.

5.3.1.2. Пар к четырем СРК турбины подается двумя линиями. Соответственно два регулятора управляют подачей греющего пара к СРК турбины:

- 1) регулятор RA11C03 – к СРК SE11,12S01;
- 2) регулятор RA14C03 – к СРК SE13,14S01.

5.3.1.3. Регулирование температуры пара за ГПЗ RA11,12S01 осуществляется регулятором RA11C03 воздействием на РК RA11S03, за ГПЗ RA13,14S01 – регулятором RA14C03 воздействием на РК RA14S03.

5.3.1.4. Конструкция РК RA11,14S03 приведена в подразделе 4.4. настоящего тех. описания.

5.3.1.5. В состав системы регулирования входят блокировки с воздействием на следующую арматуру:

- 1) RA11,14S02 – запорные задвижки на байпасе ГПЗ перед РК RA11,14S03;
- 2) RA11,12,13,14S01 – ГПЗ на линии подачи греющего пара соответственно к СРК SE11,12,13,14S01.

5.3.1.6. Работа блокировок СЦАР прогрева главных паропроводов свежего пара и СРК турбины приведена в подразделе 5.2. настоящего тех. описания.

5.3.1.7. Скорость прогрева паропроводов свежего пара и СРК турбины, обеспечиваемая регуляторами RA11,14C03, составляет 3,0 °С/мин.

5.3.1.8. Каждый регулятор RA11,14C03 поддерживает давление пара за соответствующим РК RA11,14S03 на уровне заданного значения, рассчитанного в соответствии с заданной температурой насыщенного пара за РК. Заданное значение температуры пара определяется на основе реальной температуры металла корпусов СРК турбины и величины приращения, зависящей от теплового состояния металла СРК.

5.3.1.9. Режимы работы СЦАР прогрева паропроводов свежего пара и СРК турбины на блоках 1, 2, 3 приведены в табл. 5.3.1.

Таблица 5.3.1

Тип режима	Условия включения режима	Примечания
1. Режим прогрева паропроводов и СРК «РПП СРК» регулятора RA11(14)C03	БРУ-32 РК RA11(14)S03 установлены в положение «АВТ» и выполнено одно из следующих условий: 1) давление пара за РК RA11(14)S03 в момент включения регуляторов больше 2 кгс/см ² ; 2) увеличение давления пара за РК RA11(14)S03 на 1 кгс/см ² от величины текущего значения давления пара, зафиксированного в момент начала первичного открытия РК при включении регуляторов (этап первичного открытия РК RA11(14)S03 завершен)	Прогрев паропроводов и СРК турбины завершается при повышении температуры металла корпусов СРК турбины более 215 °С принудительным открытием РК RA11,14S03
2. Блокирование роста уставок параметров пара для регулятора RA11(14)C03	Регулятор RA11(14)C03 находится в режиме «АУ» и осуществлено автоматическое или ручное блокирование режима «РПП СРК»	Регулятор RA11(14)C03 поддерживает текущее значение давления пара за РК RA11(14)S03 (заданному значению «Р _{уст} » присваивается текущее значение давления пара в момент срабатывания блокировки)

Тип режима	Условия включения режима	Примечания
3. Стерегающий режим работы регулятора RA11(14)C03	Регулятор RA11(14)C03 находится в режиме «АУ» и температура металла корпусов СРК турбины увеличилась более 215 °С	После увеличения температуры металла корпусов СРК-1,2(3,4) более 215 °С формируется программный запрет работы соответствующего регулятора и РК RA11(14)S03 принудительно открывается (если РК не открылся при работе режима «РПП СРК»)

5.3.1.10. Режимы работы СЦАР прогрева паропроводов свежего пара и СРК турбины на блоке 4 приведены в табл. 5.3.2.

Таблица 5.3.2

Тип режима	Условия включения режима	Примечания
1. Режим прогрева паропроводов и СРК «РПП СРК» регулятора RA11,14C03	Одновременное выполнение следующих условий: 1) БРУ-32 РК RA11,14S03 установлены в положение автоматического управления «АВТ»; 2) задвижки RA11,14S02 перед РК RA11,14S03 открыты	Прогрев паропроводов и СРК турбины завершается при повышении температуры металла корпусов СРК более 215 °С принудительным открытием РК RA11,14S03
2. Стерегающий режим работы регулятора RA11,14C03	Регулятор RA11,14C03 находится в режиме автоматического управления «АУ» и выполнение одного из следующих условий: 1) заблокирован режим прогрева паропроводов и СРК; 2) температура металла корпусов СРК более 215 °С и полностью открыты оба РК RA11,14S03; 3) температура металла корпусов СРК более 215 °С, открыты ГПЗ RA11,12,13,14S01, закрыты задвижки RA11,14S02 перед РК RA11,14S03, оба РК RA11,14S03 полностью закрыты	В стерегающем режиме работы формируется программный запрет выходных команд регуляторов RA11,14C03

5.3.2. Регулирование давления пара в ГПК (БРУ-К) RC11C01, RC11C02, RC12C01, RC12C02

5.3.2.1. СЦАР давления пара в ГПК предназначена:

1) для поддержания заданного значения давления пара в ГПК при разогреве и расхолаживании энергоблока, при пуске, подъеме электрической мощности и останове ТГ, в режиме стационарной работы энергоблока в пределах нормальной (безопасной) эксплуатации;

2) для предотвращения повышения давления пара в ГПК при сбросах электрической мощности ТГ за пределы нормальной (безопасной) эксплуатации;

3) для программного изменения заданного значения давления пара в ГПК при разогреве и расхолаживании энергоблока в соответствии с алгоритмом работы СЦАР.

5.3.2.2. В состав СЦАР давления пара в ГПК входят:

- 1) регуляторы БРУ-К RC11C01, RC11C02, RC12C01, RC12C02;
- 2) блокировки, формирующие команды на открытие, закрытие РК БРУ-К RC11S01, RC11S02, RC12S01 и RC12S02;
- 3) блокировки, формирующие запреты открытия, закрытия РК БРУ-К;
- 4) блокировки, формирующие команды управления задвижками RC20S01, RC20S02.

5.3.2.3. Работа блокировок СЦАР давления пара в ГПК приведена в подразделе 5.2. настоящего тех. описания.

5.3.2.4. Регуляторы БРУ-К RC11C01, RC11C02, RC12C01, RC12C02 воздействуют соответственно на РК БРУ-К RC11S01, RC11S02, RC12S01 и RC12S02. Конструкция данных РК приведена в подразделе 4.5. настоящего тех. описания.

5.3.2.5. В СЦАР давления пара в ГПК реализовано два режима работы регуляторов БРУ-К:

- 1) пуско-остановочный «Р2»;
- 2) стерегущий «Р1».

Выбор стерегущего или пуско-остановочного режимов выполняется автоматически независимо от включенного или отключенного состояния регулятора.

5.3.2.6. В пуско-остановочном режиме работы САР давления в ГПК в качестве задания регуляторам БРУ-К берется текущее значение давления пара в ГПК в момент включения регуляторов и затем регуляторы поддерживают давление в ГПК на этом уровне с неравномерностью $0,04 \text{ кгс/см}^2$ на 1 % открытия РК по УП.

5.3.2.7. В стерегущем режиме САР давления в ГПК заданное значение давления пара в ГПК устанавливается равным 64 кгс/см^2 и поддерживается со статизмом 4 кгс/см^2 и точностью $\pm 0,5 \text{ кгс/см}^2$.

5.3.2.8. Режимы работы СЦАР давления пара в ГПК на блоках 1, 2, 3 приведены в табл. 5.3.3.

Таблица 5.3.3

Тип режима	Условия включения режима	Примечания
1. Стерегущий режим работы «Р1»	1. Стерегущий режим «Р1» работы регуляторов БРУ-К выбирается при одновременном выполнении следующих условий: 1) ВГ включен; 2) СК турбины открыты (достаточно открытия двух СК на одной из сторон турбины); 3) все четыре РК БРУ-К закрыты	Если нет условий для выбора стерегущего режима «Р1» выбирается пуско-остановочный режим «Р2» (в данном случае включение режима «Р2» производится без установленной выдержки времени 12 с)

Тип режима	Условия включения режима	Примечания
	2. Стережущий режим «Р1» включается через 20 с при переходе из пуско-остановочного режима «Р2» работы регуляторов БРУ-К после одновременного выполнения следующих условий: 1) ВГ включен; 2) СК турбины открыты; 3) все четыре РК БРУ-К закрыты	
2. Пуско-остановочный режим работы «Р2»	1. Основной режим работы режим «Р2» работы регуляторов БРУ-К выбирается при наличии хотя бы одного из следующих условий: 1) ВГ отключен; 2) СК турбины закрыты; 3) хотя бы один из четырех РК БРУ-К не закрыт	Пуско-остановочный режим отключается при наличии условий включения стережущего режима
	2. Пуско-остановочный режим «Р2» включается через 12 с при переходе из стережущего режима работы регуляторов БРУ-К, если усредненное открытие РК БРУ-К (четвертая часть суммарного положения четырех РК БРУ-К) меньше 25 % и выполняется хотя бы одно из следующих условий: 1) ВГ отключен; 2) СК турбины закрыты (достаточно закрытия хотя бы одного из двух СК на каждой стороне турбины)	
3. Режим «РАЗОГРЕВ» (реализуется только в режиме «Р2»)	Выбор режима разогрева осуществляется нажатием соответствующей кнопки «РЗГР» независимо от включенного или отключенного состояния регулятора	В режиме разогрева производится прогрев второго контура со скоростью 10 °С/ч
4. Режим «Расхолаживание 1» (реализуется только в режиме «Р2»)	Выбор режима осуществляется нажатием соответствующей кнопки «РАСХ1» независимо от включенного или отключенного состояния регулятора	В режиме «Расхолаживание 1» производится расхолаживание второго контура со скоростью 15 °С/ч
5. Режим «Расхолаживание 2» (реализуется только в режиме «Р2»)	Выбор режима осуществляется нажатием соответствующей кнопки «РАСХ2» независимо от включенного или отключенного состояния регулятора	В режиме «Расхолаживание 2» производится расхолаживание второго контура со скоростью 30 °С/ч

Тип режима	Условия включения режима	Примечания
6. Режим опробования БРУ-К (реализуется в стерегущем режиме «Р1»)	Установка в соответствующее положение двух переключателей на панели БЩУ «Разрешение ДУ БРУ-К» (1-ый - для РК RC11S01,S02, 2-ой - для RC12S01,S02). Каждый переключатель «Разрешение ДУ БРУ-К» имеет индивидуальные положения для двух РК БРУ-К: 1) первый переключатель: а) положение «БРУ-К1» - для RC11S01; б) положение «БРУ-К2» - для RC11S02; 2) второй переключатель: а) положение «БРУ-К3» - для RC12S01; б) положение «БРУ-К4» - для RC12S02. Дополнительным условием, разрешающим дистанционное воздействие на РК БРУ-К в стерегущем режиме «Р1», является установка переключателя БРУ-32, опробуемого РК в положение «ДИСТ»	В режиме опробования разрешено дистанционное воздействие на РК БРУ-К и снимается запрет открытия БРУ-К. Опробование БРУ-К отменяется: 1) при появлении технологических запретов работы БРУ-К с принудительным закрытием РК, при повышении давления пара в ГПК более 68 кгс/см^2 ; 2) в режиме сброса нагрузки ТГ. При опробовании БРУ-К формируется программный технологический запрет работы цифровых регуляторов БРУ-К (запрет выходных команд регуляторов)
7. Режим сброса нагрузки	Режим «Сброс нагрузки» включается при наличии дискретного сигнала «Сброс нагрузки», подтвержденного снижением заданной мощности со скоростью больше 50 МВт/с и отключается после полного закрытия всех РК БРУ-К	Принудительно открываются все РК БРУ-К пропорционально величине сброса заданной в ЭГСП мощности (не более 400 МВт)

5.3.2.9. Режимы работы СИАР давления пара в ГПК на блоке 4 приведены в табл. 5.3.4.

Таблица 5.3.4

Тип режима	Условия включения режима	Примечания
1. Стерегущий режим работы «Р1»	Стерегущий режим «Р1» включается с выдержкой времени 20 с при одновременном выполнении следующих условий: 1) СК турбины открыты; 2) ВГ включен; 3) полное закрытие всех РК БРУ-К	Если нет условий для выбора стерегущего режима «Р1» выбирается пуско-остановочный режим «Р2» (в данном случае включение режима «Р2» производится без установленной выдержки времени 12 с)

Тип режима	Условия включения режима	Примечания
2. Пуско-остановочный режим работы «Р2»	Пуско-остановочный режим «Р2» включается с выдержкой времени 12 с при одновременном выполнении следующих условий: 1) СК турбины закрыты (достаточно закрытия хотя бы одного из двух СК с разных сторон турбины); 2) усредненное открытие РК БРУ-К (четвертая часть суммарного положения четырех РК БРУ-К меньше 25 %)	Пуско-остановочный режим отключается при наличии условий включения стерегущего режима
3. Режим «РАЗОГРЕВ» (реализуется только в режиме «Р2»)	Выбор режима разогрева осуществляется нажатием соответствующей кнопки «РАЗОГРЕВ» и кнопки «ДЕБЛОКИРОВКА»	В режиме разогрева производится прогрев контура со скоростью 20 °С/ч
4. Режим «Расхолаживание 1» (реализуется только в режиме «Р2»)	Выбор режима разогрева осуществляется нажатием соответствующей кнопки «РАСХОЛАЖ 1» и кнопки «ДЕБЛОКИРОВКА»	В режиме «Расхолаживание 1» производится расхолаживание второго контура со скоростью 30 °С/ч
5. Режим «Расхолаживание 2» (реализуется только в режиме «Р2»)	Выбор режима разогрева осуществляется нажатием соответствующей кнопки «РАСХОЛАЖ 2» и кнопки «ДЕБЛОКИРОВКА»	В режиме «Расхолаживание 2» производится расхолаживание второго контура со скоростью 60 °С/ч
6. Режим опробования БРУ-К (реализуется в стерегущем режиме «Р1»)	Установка в соответствующее положение переключателя режима опробования БРУ-К на панели БЩУ предусмотрены переключатели «1 Разр. РУЧН 2» («3 Разр. РУЧН 4»). Положение «1» - для RC11S01, положение «2» - для RC11S02, положение «3» - для RC12S01, положение «4» - для RC12S02	В режиме опробования разрешено дистанционное воздействие на РК БРУ-К и снимается запрет открытия БРУ-К. Опробование БРУ-К отменяется при выполнении хотя бы одного из следующих условий: 1) появлении технологических запретов работы БРУ-К с принудительным закрытием РК, при повышении давления пара в ГПК более 68 кгс/см ² ; 2) в режиме сброса нагрузки ТГ. При опробовании БРУ-К формируется программный технологический запрет работы цифровых регуляторов БРУ-К (запрет выходных команд регуляторов)

5.4. Сигнализация

5.4.1. При нарушении технологических режимов работы системы РА на БЩУ передаются сигналы, указывающие на нарушение технологического процесса и место нарушения. При достижении значений уставок срабатывания сигнализации на панелях БЩУ высвечивается табло, сопровождающееся звуковым сигналом. Перечень сигнализационных световых табло представлен в табл. 5.4.1.

Таблица 5.4.1

Наименование табло	Уставка срабатывания	Панель БЩУ
$P_{ГПК} > 68$	Более 68 кгс/см ²	НУ27
Обесточение RC11S01,02 (блоки 1, 2)	Отсутствует питание БРУ-К (RC11S01,02)	НУ27
Обесточение RC12S01,02 (блоки 1, 2)	Отсутствует питание БРУ-К (RC12S01,02)	НУ27
$P_{ГПК} > 70$	Более 70 кгс/см ²	НУ18

6. Контрольно-измерительные приборы

6.1. Общие представления

6.1.1. Для контроля и обеспечения постоянной эксплуатационной готовности системы РА, а также для дистанционного управления системой проектом предусмотрены точки измерения давления, температуры среды и металла паропроводов. Вывод данных осуществляется на РМОТ и на приборы панелей БЩУ.

6.2. Перечень позиций отборов и датчиков

6.2.1. Точки измерения давления и температуры системы РА приведены в табл. 6.2.1.

6.2.2. В таблице указаны буквенные обозначения функционального признака:

- 1) А – сигнализация (светозвуковая);
- 2) В – блокировки;
- 3) С – регулирование;
- 4) J – показания на стрелочных приборах, самописцах, цифровых индикаторах;
- 5) R – регистрация.

Таблица 6.2.1

Позиция и место отбора	Позиция датчика	Функциональное назначение		Уставка	Номинальное значение
		Показание	Функциональный признак		
Давление пара перед ГПЗ, кгс/см ²	RA11P01 RA12P01 RA13P01 RA14P01	УВС	В В В J	↓ 51 ↓ 51 ↓ 51, ↑ 54	60
Давление пара за ГПЗ, кгс/см ²	RA11,12,13,14P02		С		60
Температура верхней образующей паропроводов перед ГПЗ	RA11,12,13,14T01 RA11,12,13,14T05	ВП УВС	J		260
Температура нижней образующей паропроводов перед ГПЗ	RA11,12,13,14T02 RA11,12,13,14T06	ВП УВС	J		260
Температура верхней образующей паропроводов за вертикальным участком	RA11,12,13,14T03 RA11,12,13,14T07	ВП УВС	J		260
Температура нижней образующей паропроводов за вертикальным участком	RA11,12,13,14T04 RA11,12,13,14T08	ВП УВС	J		260
Положение РК на байпасе ГПЗ, %	RA11,14S03	БЩУ УВС	J		0-100
Давление пара в ГПК, кгс/см ²	RC11P01 3,4 RC11P03 1,2 RC14P01	БЩУ УВС УВС	А, С J, В J, В	↑ 68 ↓ 56 ↓ 56	
Положение РК БРУ-К, %	RC11,12S01,02	БЩУ УВС	J		0-100
Давление в дренажной линии после RT10S02	RT10P02	По месту	J		
Давление в дренажной линии после SH24S12	SH24P11	По месту	J		

7. Режимы эксплуатации системы

7.1. Режим готовности к работе системы РА

7.1.1. Подготовка к вводу системы РА в режим готовности к работе производится согласно инструкции по эксплуатации ИЭ.1.РА.ТЦ-1/38, ИЭ.2.РА.ТЦ-1/02, ИЭ.3.РА.ТЦ-2/02, ИЭ.4.РА.ТЦ-2/02.

7.1.2. Наличие записи в журнале проверок ТЗиБ и об окончании проверки технологических защит и блокировок по паропроводам свежего пара в соответствии с программой «Комплексная проверка технологических защит и блокировок (ТО-9) турбинного отделения» (для каждого блока).

7.1.3. Готовность к работе системы РА характеризуется следующим состоянием:

- 1) давление в паропроводах свежего пара отсутствует;
- 2) коллектор СН включен в работу, давление пара в КСН – 9,0-11,0 кгс/см²;
- 3) отсутствуют замечания по опорно-подвесной системе трубопроводов систем РА, RC;
- 4) теплоизоляция, площадки обслуживания паропроводов свежего пара исправны;
- 5) имеются таблички маркировки арматуры;
- 6) отсутствуют видимые повреждения арматуры, дренажей, заземления паропроводов;
- 7) переключатель БРУ-32 БРУ-К установлен в положении «Дист.»;
- 8) электросхемы управления арматурой RC11,12S01,02, RA11,12,13,14S01, RA11,14S02,03, RT10S01,02, RC20S01,02, RC21,22S01, RC23S01,02 собраны;
- 9) произведена проверка быстродействия и работы указателей положения БРУ-К.

7.1.4. Введены в работу системы:

- 1) контроля и отображения информации (УВС);
- 2) технической воды группы В (VB);
- 3) циркулоснабжения машзала (VC);
- 4) основного конденсата (RM);
- 5) вакуумной системы турбоустановки (SD);
- 6) деаэрационной установки;
- 7) ХОВ (UA);
- 8) дренажей машзала (RT);
- 9) питательной воды (RL);
- 10) гидроподъема роторов турбины (SC) и ВПУ.

7.2. Работа системы РА по прямому назначению

7.2.1. Работа системы РА по прямому назначению заключается в транспортировке насыщенного пара давлением 60 кгс/см² и температурой 274 °С от четырех парогенераторов к ЦВД турбины.

7.2.2. Система функционирует во всех режимах нормальной эксплуатации энергоблока, включая пуск и останов, в режимах нарушения нормальных условий эксплуатации и в аварийных режимах.

7.2.3. Сброс пара в конденсатор при пусках, сбросах электрической нагрузки, остановах и расхолаживании энергоблока обеспечивается БРУ-К.

7.3. Особенности работы системы РА

7.3.1. Поскольку паропроводы свежего пара имеют достаточно большой диаметр Ду 600, для них, как для крупного оборудования, очень важен режим прогрева в процессе пуска энергоблока.

7.3.2. Для предотвращения недопустимых напряжений в металле паропроводов свежего пара скорость их прогрева не должна превышать 5 °С/мин.

7.3.3. Порядок прогрева паропроводов свежего пара в различных режимах работы РУ приведен в инструкции по эксплуатации ИЭ.1.РА.ТЦ-1/38, ИЭ.2.РА.ТЦ-1/02, ИЭ.3.РА.ТЦ-2/02, ИЭ.4.РА.ТЦ-2/02.

7.3.4. При прогреве паропроводов свежего пара образуется значительное количество конденсата, для отвода которого организуется дренаж. Несмотря на организацию дренажа паропроводов свежего пара при определенных условиях в отдельных участках паропроводов накапливается конденсат с последующим забросом влаги в ЦВД при пуске.

7.3.5. Для предотвращения попадания влаги в ЦВД из паропроводов свежего пара в процессе пуска необходимо выполнение следующих мероприятий:

- 1) устранение контруклонов на паропроводах свежего пара регулировкой опор, осуществление контроля состояния опорно-подвесной системы паропроводов;
- 2) обеспечение проходимости дренажей паропроводов свежего пара, определение их работоспособности;
- 3) соблюдение мероприятий режимного характера, а именно:
 - а) предварительно продувать основные магистрали через дренажи до и после ГПЗ и перемычек через БРУ-К или БРУ-СН не менее 30 минут;
 - б) разворот турбины производить при тепловой мощности ЯППУ не менее 35-40 % от номинального (для обеспечения выноса возможных скоплений конденсата) и закрытых БЗОК неработающих петель;
 - в) в ходе разворота турбины не включать ГЦН и не открывать БЗОК;
 - г) отключать турбину закрытием СРК при отключении любого ГЦН во время разворота турбины.

7.4. Вывод в ремонт системы РА

7.4.1. Вывод в ремонт системы РА осуществляется согласно инструкции по эксплуатации ИЭ.1.РА.ТЦ-1/38, ИЭ.2.РА.ТЦ-1/02, ИЭ.3.РА.ТЦ-2/02, ИЭ.4.РА.ТЦ-2/02.

7.4.2. После останова системы РА перевести регуляторы БРУ-К в режим «Расхолаживание 1» («Расхолаживание 2») (режимы работы регуляторов системы

РА приведены в подразделе 5.3. настоящего тех. описания) и произвести расхолаживание оборудования системы.

7.4.3. По мере снижения давления свежего пара контролировать скорость расхолаживания металла паропроводов 15 °С/ч (30 °С/ч).

7.4.4. Вывод в ремонт системы РА характеризуется следующим состоянием:

1) ГПЗ (РА11,12,13,14S01), арматура на байпасах ГПЗ (РА11,14S02), БРУ-К (RC11,12S01,02), БРУ-СН (RQ11,12S01), арматура на трубопроводе дренажа из паропроводов свежего пара в конденсатор (RT10S01,02), арматура на трубопроводах дренажа из паропроводов свежего пара в сепаратор влаги (RT11,12,14S11, RT10S11,12) закрыта;

2) давление в паропроводах свежего пара отсутствует;

3) произведено дренирование паропроводов свежего пара;

4) предприняты все необходимые меры по исключению ошибочного открытия арматуры системы РА.

8. Обслуживание системы РА

8.1. Функциональное опробование

8.1.1. В соответствии с «Инструкцией по проведению периодических испытаний и проверок систем турбинного отделения нормальной эксплуатации, важных для безопасности» (И.1,2,3,4.ТЦ-1,2/26) на системе РА выполняются следующие работы:

1) обследование главного паропровода перед КПП согласно рабочей программе «Обследование трубопроводных систем машзала в период до и после ремонтов и наблюдения за состоянием трубопроводных систем в процессе эксплуатации» (РП.1,2,3,4.ТЦ/56);

2) опробование БРУ-К перед пуском и один раз в три месяца при работе РУ на мощности в соответствии рабочей программой «Испытания БРУ-К при состояниях энергоблока «горячее» и «перегрузка топлива» (РП.1(2).РС.ТЦ-1/67(68), РП.3(4).РС.ТЦ-2/49(37)) и рабочей программой «Опробование БРУ-К при работе энергоблока на мощности» (РП.1(2).РС.ТЦ-1/61(64), РП.3(4).РС.ТЦ-2/53(54)).

8.1.2. При пуске энергоблока после ППР или ремонта арматуры производить проверку работы арматуры БРУ-К (RC11,12S01,S02); ГПЗ и их байпасов (РА11,12,13,14S01; РА11,14S02,03) путем ее полного открытия-закрытия в соответствии с рабочей программой «Опробование исполнительной части арматуры турбинного отделения (ТО-8) во время ППР, КПП» (для каждого блока). Контроль положения арматуры производить по сигнализации на БЩУ и по месту.

8.1.3. Опробование защит и блокировок системы паропроводов свежего пара производится в соответствии с программой «Комплексная проверка технологических защит и блокировок (ТО-9) турбинного отделения» (для каждого блока). Выполняется перед пуском энергоблока после ППР продолжительностью более 10 суток.

8.1.4. Опробование защит и блокировок выполняется персоналом смены ТЦ-1(2), ЦТАИ, ЭЦ под руководством НС ТЦ-1(2) с записью результатов в «Журнале проверок ТЗиБ» и оперативных журналах НС ТЦ-1(2) и НСБ.

8.2. Техническое обслуживание

8.2.1. Техническое обслуживание и ремонт оборудования АС входят в систему организационно-технических мер по обеспечению безопасности, подлежащих реализации на этапе эксплуатации АС.

8.2.2. Техническое обслуживание системы паропроводов свежего пара производится персоналом цехов по принадлежности, изучившим НТД по ТОиР и знающим конструкцию оборудования при работе энергоблока и в период ГПР.

8.2.3. Обследование и контроль металла паропроводов свежего пара и сварных швов производится в объеме и в сроки, приведенные в табл. 8.2.1.

Таблица 8.2.1

Наименование узлов и элементов оборудования, подлежащих контролю	Методы контроля	Объем контроля, %	Периодичность	Примечания
1. Сварные соединения по тракту свежего пара: от быстродействующей отсекающей задвижки до регулирующих клапанов турбины, включая перемычки до задвижек и поперечной связи, и от регулирующих клапанов до СПП	ВК	10 от кол-ва сварных соединений	Через 15-20 тысяч часов работы, затем не позже, чем каждые 45 тысяч часов работы	Неотключаемые участки трубопроводов до первой запорной арматуры в объеме не менее 50 %. Контроль согласно рабочим программам
	УЗК	10 от кол-ва сварных соединений		
2. Сварные соединения опор с трубопроводами	ВК	100	Через 15-20 тысяч часов работы, затем не позже, чем каждые 45 тысяч часов работы	В местах нарушения изоляции
	КК или МПК	По результатам ВК		

Наименование узлов и элементов оборудования, подлежащих контролю	Методы контроля	Объем контроля, %	Периодичность	Примечания
3. Гибы	ВК	20	Через 15-20 тысяч часов работы, затем не позже, чем каждые 45 тысяч часов работы	
	КК или МПК	По результатам ВК и УЗТ гибов с минимальной толщиной стенки		
	УЗТ	20		От количества гибов в 6-7 точках по растянутой линии, в т.ч. реперных, изменяя участки контроля
	УЗК	Два реперных гига		
4. Радиусные переходы тройников	ВК	100	Через 15-20 тысяч часов работы, затем не позже, чем каждые 45 тысяч часов работы	
	МПК	100		
5. Арматура (корпусы снаружи)	ВК	100	Через 15-20 тысяч часов работы, затем не позже, чем каждые 45 тысяч часов работы	25 % всего количества арматуры, меняя арматуру
6. Радиусные переходы корпуса арматуры снаружи	МПК	100	Через 15-20 тысяч часов работы, затем не позже, чем каждые 45 тысяч часов работы	25 % всего количества арматуры, меняя арматуру

8.2.4. Техническое обслуживание арматуры системы РА производится во время регламентных обходов и включает в себя:

1) проверку плотности к внешней среде (через уплотнения фланцевых соединений, через сальниковое уплотнение шпинделя (штока), крышки, через металл корпусных деталей и сварных швов);

2) проверку плотности в запорном органе (отсутствует пропуск среды при закрытом положении запорного органа); выполняется при технологической возможности в момент пуска или останова системы;

3) проверку надёжности крепления фланцевых соединений, присоединения электропривода, узлов дистанционного управления (комплект крепёжных деталей полный, одинаковые размерные стандарты шпилек, гаек, болтов, резьбовая часть шпильки (болта) выходит из гайки, гайки завинчены до упора в шайбы, колонка, штанги и шарниры дистанционного привода не имеют повреждений);

4) проверку отсутствия вибрации и посторонних шумов, стуков в арматуре и приводе (вибрация отсутствует, уровень шума в районе арматуры не отличается от уровня шума трубопровода, посторонние шумы в корпусах арматуры и привода отсутствуют).

8.3. Оперативное обслуживание

8.3.1. Система паропроводов свежего пара находится в оперативном ведении НС АЭС и в оперативном управлении НСБ.

8.3.2. При эксплуатации системы РА необходимо постоянно контролировать:

1) давление в паропроводах свежего пара перед СРК на предмет поддержания его на номинальном уровне 60 ± 2 кгс/см², не допуская его резкого изменения;

2) температурный режим работы паропровода:

а) отсутствие превышения допустимых скоростей прогрева для паропроводов 5 °С/мин;

б) отсутствие превышения допустимой разности температур «верх-низ» паропровода 15 °С;

3) отсутствие повышенной вибрации паропроводов, посторонних шумов и гидроударов.

8.3.3. НС ТЦ совместно с ВИУТ должен производить анализ:

1) распечаток важнейших параметров машзала (протоколов РСМ) два раза в смену;

2) распечаток протоколов регистрации аналоговых сигналов в случае отклонения параметров системы РА от номинальных (по заявке ВИУТ);

3) распечаток протоколов регистрации аналоговых и дискретных сигналов в случае проведения работ по отдельным программам.

8.3.4. При эксплуатации энергоблока производить осмотры паропроводов, оборудования и арматуры на предмет выявления дефектов и своевременного их устранения в соответствии с регламентом работ, выполняемых эксплуатационным персоналом на оборудовании и системах ТЦ, утвержденным ГИС, с оформлением записей в оперативных журналах.

8.3.5. Во время осмотра паропроводов свежего пара особое внимание необходимо обращать на:

1) отсутствие течей и парений по основному металлу и сварным стыкам трубопроводов и уплотнений арматуры;

2) целостность тепловой изоляции;

3) исправность конструкций опор и подвесок;

4) плотность прилегания плоскостей скользящих опор, отсутствие защемлений;

5) вибрацию паропроводов.

8.3.6. Дефекты, выявленные в период проведения оперативного обслуживания, заносить в «АСУ-Дефект».

9. Технические данные

9.1. Паропроводы свежего пара РА

9.1.1. Технические данные паропроводов свежего пара приведены в табл. 9.1.1.

Таблица 9.1.1

Параметр	Величина
Давление рабочее, кгс/см ²	80
Температура рабочая, °С	295
Давление ГИ, кгс/см ²	110
Температура ГИ, °С	50

9.2. Главные паровые задвижки РА11,12,13,14S01

9.2.1. Технические данные ГПЗ РА11,12,13,14S01 приведены в табл. 9.2.1.

Таблица 9.2.1

Параметр	Величина	
	973-600-ЭБА	1117-500-Э-02
Диаметр условный, мм	600	600
Давление расчетное, кгс/см ²	86	86
Температура расчетная, °С	300	300
Номинальный крутящий момент на втулке шпинделя, Н·м	4000	6000
Коэффициент гидравлического сопротивления	0,61	0,72
Время открытия (закрытия) задвижки от электропривода, с	40	32
Рабочая среда	Пар	Пар
Масса, кг	4472	5091

9.3. Задвижки на байпасе ГПЗ РА11,14S02

9.3.1. Технические данные задвижек на байпасе ГПЗ РА11,14S02 приведены в табл. 9.3.1.

Таблица 9.3.1

Параметр	Величина	
	1010-100-Э-02	1154-100-ЭА
Диаметр условный, мм	100	100
Давление рабочее, кгс/см ²	120	120

Параметр	Величина	
	1010-100-Э-02	1154-100-ЭА
Температура рабочей среды, °С	250	250
Номинальный крутящий момент на втулке шпинделя, Н·м	280	250
Коэффициент гидравлического сопротивления	0,32	0,32
Время открытия (закрытия) задвижки от электропривода, с	65	58
Рабочая среда	Пар	Пар
Масса, кг	224	244

9.4. Дроссельные клапаны на байпасе ГПЗ RA11,14S03

9.4.1. Технические данные дроссельных клапанов на байпасе ГПЗ RA11,14S03 приведены в табл. 9.4.1.

Таблица 9.4.1

Параметр	Величина	
	959-150-Э-01	1097-150-Э-01
Диаметр условный, мм	150	150
Давление расчетное, кгс/см ²	86	86
Температура рабочей среды, °С	300	300
Крутящий момент на шпинделе, Н·м	200	291
Максимальный ход шибера, мм	104	104
Время открытия (закрытия) задвижки от электропривода, с	39	39
Рабочая среда	Пар	Пар
Масса, кг	416	416

9.5. Клапаны запорно-дроссельные БРУ-К RC11,12S01,02

9.5.1. Технические характеристики запорно-дроссельных клапанов приведены в табл. 9.5.1.

Таблица 9.5.1

Параметр	Величина	
	960-300/350-Э	1115-300/350-Э
Диаметр условный, мм	300/350	300/350
Давление рабочее, кгс/см ²	80	80

Параметр	Величина	
	960-300/350-Э	1115-300/350-Э
Температура рабочей среды, °С	300	300
Максимальный крутящий момент на втулке шпинделя, Н·м	3000	3000
Диаметр маховика, мм	320	500
Пропускная способность, т/ч	900	900
Время открытия от электропривода, с	15	15
Ход, мм	100	120
Масса с электроприводом, кг	1891	2150

9.6. Дроссельные устройства RC11,12E01,02,03,04

9.6.1. Технические характеристики дроссельных устройств, установленных после БРУ-К, приведены табл. 9.6.1.

Таблица 9.6.1

Параметр	Величина	
	350/500	500/800
Рабочее давление P_1/P_2 , мм	45/25,5	25,5/15,3
Рабочая температура t_1/t_2 , °С	260/225	225/197
Масса, кг	187	228
Материал основных деталей	Сталь 20	Сталь 20ГСЛ

Приложение

Характерные инциденты, происходившие при эксплуатации системы РА

1.1. Событие, произошедшее 20.09.94 года на Балаковской АЭС

1.1.1. 20.09.94 года при пуске из горячего состояния ТГ № 3 Балаковской АЭС был остановлен через 12 минут после включения в сеть из-за внезапного роста вибрации подшипников 1, 2, 3 до 5-8 мм/с. На выбеге был зафиксирован рост температуры баббита подшипника от 2 до 98 °С.

1.1.2. После останова ротора при работе ВПУ отмечен эксцентриситет ротора ВД по штатному прибору более 0,4 мм при нормативном 0,05 мм. Через 10 часов работы на ВПУ прогиб ротора устранился, эксцентриситет ротора составил 0,015 мм.

1.1.3. Обследование состояния и проверка на проходимость дренажных трубопроводов ЦВД подтвердили их работоспособность.

1.1.4. Была выполнена ревизия подшипников 2, 3. При вскрытии подшипника 2 был обнаружен незначительный наклеп баббита вкладышей подшипника из-за вибрации и натяг баббита на нижней половине подшипника из-за нарушения условия смазки, связанного с расцентровкой роторов высокого и низкого давления (РВД-РНД1). Расцентровка роторов из-за деформации фундамента с момента последнего ремонта в 1993 г. составила 0,75 мм по радиусу и 0,2 мм по торцу муфты.

1.1.5. Проведенное расследование причиной резкого повышения вибрации подшипников назвало:

- 1) нарушение условий смазки подшипников 2, 3 из-за расцентровок;
- 2) скопление влаги в перепускных трубах ЦВД и последующий вынос ее в проточную часть при нагружении турбины в условиях повышенной расцентровки роторов.

1.1.6. В отчете об этом нарушении отмечались недостаточная эффективность системы дренирования и прогрева паропроводов и перепускных труб турбоустановки и недостаток контроля режимов дренирования и прогрева при пуске турбины по температуре металла паропроводов свежего пара, СРК, перепускных паропроводов и паровпуска ЦВД.

1.1.7. В целях предотвращения впредь захолаживания ЦВД при пуске турбины были выполнены следующие мероприятия:

- 1) заменен штуцер подключения коллектора дренажей перепускных труб ЦВД в первый отбор на Ду 50;
- 2) на дренажных трубопроводах определены и освобождены от теплоизоляции участки, предназначенные для контроля работоспособности на ощупь по месту;
- 3) разработана и выдана на рабочие места «Технологическая карта контроля состояния дренажей турбины перед пуском»;
- 4) введен порядок выполнения операций с дренажами по бланку переключений;

5) разработано и реализовано на всех энергоблоках Балаковской АЭС техническое решение «О реконструкции дренажей паропроводов свежего пара турбоустановки К-1000-60/1500-2».

1.2. Событие, произошедшее 03.01.2001 года на Балаковской АЭС

1.2.1. 03.01.2001 при опробовании арматуры 1RA11S01 после текущего ремонта был обнаружен стук в приводе типа 973-600-ЭАБ. 04.01.2001 электропривод арматуры 1RA11S01 выведен в ремонт. Работоспособность восстановлена регулировкой электропривода, уменьшением осевого зазора перемещения червяка.

1.2.2. Причиной неисправности электропривода на арматуре 1RA11S01 явилась некачественная сборка и регулировка привода арматуры в период ремонта.

1.2.3. Отклонений от пределов и условий безопасной эксплуатации нет.

1.3. Событие, произошедшее 30.06.2004 года на Балаковской АЭС

1.3.1. На энергоблоке № 2 Балаковской АЭС проводились пусковые операции после ППР-2004. Мощность реакторной установки 20 % $N_{ном}$. В дежурстве три канала систем безопасности.

1.3.2. 30.06.2004 в 19:40 не открылись ГПЗ 2RA12,14S01. Причиной не открытия задвижек явилось заклинивание затворов в корпусах вследствие термоопрессовки. После перевода реакторной установки в горячее состояние и снижении температуры главных паропроводов на 20-25 °С (снижение давления в ГПК до 50 кг/см²) ГПЗ 2RA12,14S01 отжаты до легкого хода.

1.3.3. Отклонений от пределов и условий безопасной эксплуатации нет.

1.4. Событие, произошедшее 17.01.2010 года на Балаковской АЭС

1.4.1. Энергоблок №4 Балаковской АЭС работал на номинальном уровне мощности.

1.4.2. При регламентном обходе оборудования в пом. А820 обнаружено парение трубки управляющего контура ГПК ПГ 4TX50S03. Далее произошло самопроизвольное открытие и непосадка ГПК 4TX50S03 ПГ-1. Попытка закрыть ГПК воздействием на КУ с БЩУ оказалась unsuccessful. Оперативным персоналом с БЩУ отключен ГЦН-1, закрыт БЗОК. Произошло срабатывание ускоренной разгрузки энергоблока, затем срабатывание АЗ.

1.4.3. Непосредственная причина: разрушение трубки управляющего контура ГПК под воздействием циклических нагрузок по линии концентрации напряжений при выполнении технического обслуживания ИПУ ПГ.

1.4.4. Коренная причина: недостатки процедур (фирма «Sebim») по тех. обслуживанию и ремонту предприятия-изготовителя.

1.4.5. Выполнена замена импульсных трубопроводов управляющего контура ИПУ ПГ 4TX50S03, 4TX60S04. Доработаны технические условия на ремонт ПК фирмы «Sebim».

Перечень принятых сокращений

АС	атомная станция
АСУТ	автоматизированная система управления турбиной
АЭС	атомная электрическая станция
БЗОК	быстрозапорный отсечной клапан
БРУ-К	быстродействующая редукиционная установка - конденсатор
БРУ-СН	быстродействующая редукиционная установка собственных нужд
БЩУ	блочный щит управления
ВГ	выключатель генератора
ВД	высокое давление
ВИУТ	ведущий инженер по управлению турбиной
ВК	визуальный и измерительный контроль
ВП	вторичный прибор
ВПУ	валоповоротное устройство
ГИ	гидравлические испытания
ГИС	главный инженер атомной станции
ГПЗ	главная паровая задвижка
ГПК	главный паровой коллектор
ГЦН	главный циркуляционный насос
ДУ	дистанционное управление
ИМ	исполнительный механизм
ИПУ	импульсное предохранительное устройство
ИПЭВМ	инструментальная ПЭВМ
ИЭ	инструкция по эксплуатации
КВ	концевой выключатель
КД	компенсатор давления
КИП	контрольно-измерительные приборы
КК	капиллярный контроль
КПР	капитальный плановый ремонт
КСН	коллектор собственных нужд
МПК	магнитопорошковый контроль
НС	начальник смены
НСБ	начальник смены блока
НТД	нормативно-техническая документация
ОПЭВМ	оперативная ПЭВМ

ПБ	пиковый бойлер
ПГ	парогенератор
ПК	предохранительный клапан
ППР	плановый предупредительный ремонт
ПСУ	паро-сбросное устройство
ПУИ	панель управления и индикации
ПЭВМ	персональная электронно-вычислительная машина
ПЭМ	пароэжекторная машина
РК	регулирующий клапан
РМОТ	рабочее место оператора технолога
РСМ	регистрирующая самопишущая машина
РУ	реакторная установка
СК	стопорный клапан
СН	собственные нужды
СПП	сепаратор-пароперегреватель
СРК	стопорно-регулирующий клапан
СЦАР	система цифрового автоматического регулирования
ТА	турбоагрегат
ТГ	турбогенератор
ТЗиБ	технологические защиты и блокировки
ТК	технологический конденсатор
ТОиР	техническое обслуживание и ремонт
ТПН	турбопитательный насос
ТФУ	теплофикационная установка
УВС	управляющая вычислительная система
УЗК	ультразвуковой контроль
УЗТ	ультразвуковое измерение толщин
ХОВ	химобессоленная вода
ЦВД	цилиндр высокого давления
ЭЧ	электронная часть
ЯППУ	ядерная паро-производящая установка

Лист регистрации изменений

[illegible]

Извещение об изменении

Балаковская АЭС	Извещение	Дата ре- гистр.	Листов извещ.	Приложение	Рассылка
ОИТПЭ	иш. 1753- 11	10.06.2011	1	Лист 59	ТБ-1 ТБ-2 ОБНЗ ИСТАЧ УТБ КСБ-1 КСБ-2 КСБ-3 КСБ-4
Шифр документа		Наименование			
ТО.1,2,3,4.РА.ОТ/192		Техническое описание. Система паропроводов свежего пара второго контура.			
Причина	Опыт эксплуатации				
Изм.	Содержание изменения				КСБ-4
1	<p>Лист 59 без изм. заменить листом 59 с изм.1: подраздел 1.4 - введен</p>				
					ИНО
					946264
Составил	Максимов В.М.	27.04.11	Согласовано		
Проверил	Галкин С.В.	27.04.11	13ГИЭ	Сиротин А.М.	27.04.11
Нач. ОИТПЭ	Лизунов М.М.	27.04.11	ЗГИЭЗ,4	Романенко О.Е.	29.04.11
Нач. ПТО	Игонин А.Ю.	27.04.11	Нач. ТЦ-1	Сиротин А.А.	27.04.11
Утвердил	Сиротин А.М.	27.04.11	Нач. ТЦ-2	Елецкий С.А.	28.04.11
Нормоконтроль	Сахнова И.А.	27.04.11	Нач.ЦТАИ	Морев А.Н.	27.04.11
Изменения внес					