

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический

Кафедра автоматизации производственных процессов и электротехники

Направление подготовки 15.03.04 - Автоматизация технологических
процессов и производств

Направленность (профиль) образовательной программы: Автоматизация
технологических процессов и производств в энергетике

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. заведующего кафедрой

_____ А.А. Остапенко

« _____ » _____ 2017г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Система регулирования частоты и мощности турбоагрегата
Благовещенской ТЭЦ

Исполнитель

студент группы 341об

подпись, дата

Д.Г. Кожемяко

Руководитель

доцент, канд. техн. наук

подпись, дата

Д.А. Теличенко

Консультант

по безопасности и
экологичности

доцент, канд. техн. наук

подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

профессор, д-р.техн. наук

подпись, дата

О.В. Скрипко

Благовещенск 2017

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический

Кафедра автоматизации производственных процессов и электротехники

УТВЕРЖДАЮ

Заведующего кафедрой

_____ А.А. Остапенко

«___» _____ 2017г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Кожмяко Дмитрия Геннадьевича

1.

Тема выпускной квалификационной работы: Система регулирования частоты и мощности турбоагрегата Благовещенской ТЭЦ

(утверждена приказом от 07.12.2016 №2673-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной выпускной квалификационной работы: _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе _____

1. Рабочие документы ЭЧСР турбоагрегата ст. №4 Благовещенской ТЭЦ;

2. Электрические и гидравлические схемы регуляторов частоты вращения и активной мощности турбоагрегатов первой очереди; _____

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): описание объекта автоматизации; выбор и расчет технологических средств; разработка и расчет системы регулирования частоты и мощности турбоагрегата первой очереди Благовещенской ТЭЦ на основании решений принятых для турбоагрегата ст. №4

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) Техническое задание, паспорта турбоагрегатов, технологические и структурные схемы регуляторов, алгоритмы регулирования.

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) к.т.н., доцент кафедры БЖД А. Б. Булгаков

7. Дата выдачи задания _____

Руководитель выпускной квалификационной работы: Теличенко Денис Алексеевич
доцент кафедры АППиЭ, доцент, канд. техн. наук

(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению

(дата): _____

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа общим объемом 103 страницы содержит 38 иллюстраций, 4 таблицы, 7 приложений, 23 использованных источника.

ТЭЦ, ТУРБОАГРЕГАТ, ПРОГРАММНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС, УПРАВЛЕНИЕ, РЕГУЛИРОВАНИЕ, КОНТРОЛЛЕР, АВТОМАТИЗАЦИЯ, МОЩНОСТЬ, ИЗМЕРЕНИЕ, ЧАСТОТА

Цель выпускной работы: изучение регуляторов частоты вращения и активной мощности турбоагрегатов первой и второй очередей Благовещенской ТЭЦ. Создание решений по модернизации регуляторов частоты вращения и активной мощности турбоагрегатов станции №2 и №3, основываясь на решениях принятых в регулировании турбоагрегата №4.

В выпускной квалификационной работе были исследованы объект автоматизации, изучена принципиальная схема технологического процесса. В соответствии с технологическим процессом, и расположением силового оборудования, были получены:

- 1) Принципиальные схемы регуляторов;
- 2) Возможные варианты модернизации;
- 3) Необходимое оборудование по каждому из вариантов;
- 4) Электрические схемы;
- 5) Рекомендации по внедрению системы;
- 6) Данные о области применения.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	8
1 Описание объекта автоматизации и существующих решений	10
1.1 Общие сведения о предприятии	10
1.2 Реализация задачи регулирования частоты и мощности для второй очереди БТЭЦ	12
1.2.1 ПТК ЭЧСР	13
1.2.2 САР частоты и мощности турбоагрегата	15
1.2.3 Автоматический регулятор активной мощности	16
1.2.4 Автоматический регулятор частоты вращения	19
1.3 Существующая схема регулирования частоты и мощности агрегатов станции №2 и №3	26
1.3.1 САР частоты и мощности турбоагрегата	27
1.4 Модернизированная САР УТЗ	32
1.5 Гибридная система	35
1.6 Обоснование модернизации	35
2 Предлагаемые решения	37
2.1 Варианты модернизации	37
2.2 Модернизация с применением привода Exlar	41
2.2.1 Выбор оборудования	41
2.2.2 Электрические соединения	52
2.3 Модернизация с применением гидросистемы BoshRexroth	58
2.3.1 Выбор оборудования	60
2.3.2 Схема электрических соединений	65

2.4	САР механизмом управления турбиной	68
2.5	Механические решения	69
2.6	Системы защиты турбоагрегата	72
3	Безопасность и экологичность	78
3.1	Безопасность	78
3.1.1	Техника безопасности при работе с регулирующими системами	78
3.1.2	Безопасность при работе с гидравликой	79
3.1.3	Безопасность модернизированной системы регулирования	81
3.1.4	Электробезопасность	82
3.1.5	Экологичность	83
3.2	Чрезвычайные ситуации	83
	Заключение	87
	Библиографический список	88
	Приложение А ЭГСРиЗ турбоагрегата новой очереди	90
	Приложение Б ЭГСР турбоагрегата Т-110/120-130-2	91
	Приложение В Структурная схема гибридной ЭГСР	93
	Приложение Г Техническое задание на разработку	94
	Приложение Д Электрическая схема с применением Exlar	101
	Приложение Е Электрическая схема системы с применением BoshRexroth	102
	Приложение Ж Структурная схема системы защиты турбины	103

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

- ВПУ – валоповоротное устройство
- ГПЗ – главная паровая задвижка
- ГЧСР – гидравлическая часть системы регулирования
- ЗРБ – золотники регулятора безопасности
- ИВС – информационно-вычислительная система
- МДМ – максимально длительная мощность
- МН – маслонасос
- МУТ – механизм управления турбиной
- НСР – насос системы регулирования турбины
- ПД – поворотные диафрагмы
- ППУ – пароприемное устройство
- ПУЭ – правила устройства электроустановок
- ПТЭ – правила технической эксплуатации Российской Федерации
- РБ – регулятор безопасности
- РВД – ротор высокого давления
- РГ – ротор генератора
- РДС – реле давления масла в системе смазки
- РК – регулирующий клапан
- РМ – регулятор мощности
- РНД – ротор низкого давления
- СК – стопорный клапан
- ТУ – технические условия
- ТЭС – тепловая электростанция
- ТЭЦ – тепловая электроцентраль
- УТЗ – Уральский турбинный завод
- ЦВД – цилиндр высокого давления
- ЦНД – цилиндр низкого давления
- ЭГП – электрогидравлический преобразователь

ЭГП-С – электрогидравлический преобразователь-сумматор

ЭКМ – электроконтактный манометр

ЭМВ – электромагнитный выключатель

ЭМП – электромеханический преобразователь

ЭЧСР – электронная часть системы регулирования

n – частота вращения РТ, с⁻¹(об/мин)

$N_{ном}$ – номинальная мощность турбины, МВт.

ВВЕДЕНИЕ

Потребление энергии является обязательным условием существования человечества. Вся история цивилизации это история изобретения всё новых и новых способов преобразования энергии в другие виды, освоение новых ее источников и что в конечном итоге приводит к еще большему ее потреблению.

За последние 200 лет человечество совершило огромный скачек в области энергетики, потребление энергии возросло в несколько десятков раз, а если сравнивать настоящее время с первобытным, то в сейчас человек потребляет в 100 раз больше энергии, и живет в 4 раза дольше.

В современном мире энергетика является основой развития базовых отраслей промышленности, определяющих прогресс общественного производства. Представить себе жизнь современного мира без электроэнергии – невозможно.

Электрическая энергия находит широкое применение во всех областях народного хозяйства и в быту. Этому способствуют такие ее свойства, как универсальность и простота использования, возможность производства в больших количествах промышленным способом и передачи на большие расстояния.

Производство электроэнергии мира составляет примерно 14 трлн. кВт-ч. Основная часть производства приходится на небольшую группу стран, в которую входят США(3600 млрд. кВт-ч), Япония(930 млрд. кВт-ч), Китай(900 млрд. кВт-ч), Россия(845 млрд. кВт-ч), Франция, Германия и др.

Теплоэнергетика это основа энергетического комплекса планеты. Более 60% всей электроэнергии мира вырабатывается на тепловых электростанциях (ТЭС, ТЭЦ, КЭС и др.), примерно 20% на гидроэлектростанциях и около 17% на атомных. Несмотря на наличие массы недостатков, связанных с загрязнением окружающей среды и высокой себестоимости электроэнергии, тепловые станции используются повсеместно. Их огромным плюсом является их универсальность, или как говорят – мультитопливность.

Россия не стала исключением, преобладание тепловых станций у нас огромное. Они заняли большую, 68% нишу производства электроэнергии.

Основными видами топлива для тепловых станций России являются природный и попутный нефтяной газ, и конечно же уголь. Причем на газу работает большинство ТЭС европейской части, а угольные преобладают на Дальнем Востоке и Сибири[24].

В данном проекте рассматривается создание модернизированной системы регулирования частоты и мощности турбоагрегата Благовещенской ТЭЦ для турбоагрегатов первой очереди.

Настоящая система предназначена для регулирования двух основных параметров работы всего турбоагрегата, поддержание на необходимом уровне которых, является задачей первичного регулирования всей станции в целом.

Устаревшие системы регулирования представляют собой комплекс сложной гидромеханической системы и электронных регуляторов, обладающий большими габаритами, сложностью настройки, которую производят специалисты сторонних предприятий, и низкой динамикой работы.

Целесообразность данного проекта обусловлена наличием на станции успешно функционирующей, современной системы регулирования, установленной на турбоагрегате станции №4. Такая система обладает лучшим быстродействием и большей надежностью, обеспечивает точное соблюдение необходимых параметров, а турбоагрегат, находящийся под управлением такой системы обладает большой маневренностью и стабильностью работы.

Таким образом, система, разработанная в настоящем проекте, будет основана на успешных решениях, использованных в современных системах регулирования, а использование таких систем на старых турбоагрегатах позволит улучшить показатели регулирования всего предприятия в целом [21].

ОПИСАНИЕ ОБЪЕКТА АВТОМАТИЗАЦИИ И СУЩЕСТВУЮЩИХ РЕШЕНИЙ

1.1 Общие сведения о предприятии

Благовещенская ТЭЦ – базовое предприятие энергетики Амурской области. История строительства Благовещенской ТЭЦ начинается с шестидесятых годов.

План развития промышленности города Благовещенска на 1971-1975 гг. предусматривал строительство нескольких энергоемких промышленных предприятий, расширение и реконструкцию действующих, интенсивное развитие сельского хозяйства пригородных совхозов, строительство жилых домов. После уточнения тепловых нагрузок промышленности и жилищно-коммунального сектора города, учитывая дефицит электроэнергии в энергосистеме Дальнего Востока, задержку ввода мощностей Зейской ГЭС - было принято решение об увеличении проектной мощности БТЭЦ с 210 до 260 мВт (Решение №100 Главсеверовосток-энерго от 23 августа 1968 года, утверждено заместителем министра Энергетики и электрификации СССР - Финогеновым Я.М.).

Для уменьшения стоимости строительства Госпланом СССР было предложено для покрытия пиковой нагрузки вместо энергетического котла установить водогрейные. В соответствии с этим предложением было утверждено откорректированное задание, на проектирование согласно которому, был утвержден следующий состав оборудования: - одна турбина типа ПТ-60-130; - две турбины типа Т-110/120-130-2; - три котлоагрегата типа БКЗ-420-100; - два водогрейных котла типа КВГМ-100.

Строительство первой очереди Благовещенской ТЭЦ закончилось в декабре 1985 года пуском котла БКЗ-420-140/13 ст. №3 и турбина Т-110-120/130 ст.№3. Установленная мощность достигла проектной мощности и составила 280 мВт электрической и 689 Гкал/час тепловой мощности.

Развитие промышленности области, строительство жилья в Благовещенске неуклонно вели к увеличению количества потребителей тепловой и элект-

трической энергии. Стал актуальным вопрос расширения ТЭЦ, строительства II очереди [12].

С 2005 года дискуссии о необходимости завершения строительства 2-й очереди Благовещенской ТЭЦ возобновились, на фоне создавшегося дефицита тепловой мощности для теплоснабжения вновь строящихся объектов и неблагоприятных тенденций в экологической обстановке, создаваемой большим количеством малых котельных эксплуатирующихся в г. Благовещенске.

Толчком к решению вопроса об источниках финансирования строительства на Дальнем Востоке новых энергетических объектов тепловой генерации, послужили решения Правительства Российской Федерации о передаче в управление ОАО «РусГидро» Государственного пакета акций ОАО «РАО Энергетические системы Востока» и увеличении доли Государства в активах ОАО «РусГидро» на сумму 50 миллиардов рублей, путем выкупа пакета дополнительной эмиссии акций.

После реализации принятых решений 2011 году ОАО «РАО Востока» заключило договор на проектирование строительства второй очереди Благовещенской ТЭЦ. Таким образом, на данный момент СП «Благовещенская ТЭЦ» является филиалом АО «ДГК» «Амурская генерация».

Вторая очередь Благовещенской ТЭЦ – это фактически расширение мощностей действующей станции. После сооружения второй очереди, установленная электрическая мощность станции выросла на 120 МВт и составила 400 МВт, тепловая мощность выросла на 188 Гкал/ч, а именно до 1005 Гкал/ч. Годовая выработка составила 464 млн. кВтч, а годовой отпуск электроэнергии – 427.0 млн. кВтч. В качестве топлива для производства электроэнергии и тепла предполагается использовать уголь месторождения «Ерковецкий».

В рамках строительства второй очереди был установлен пятый котлоагрегат и четвертый турбоагрегат, возведена четвертая градирня, смонтированы дополнительные трансформаторы, произведено расширение открытого распределительного устройства, модернизирована система топливоподачи с расширени-

ем под пятый котлоагрегат и проложено порядка 7 километров железнодорожных путей[3].

Значение Благовещенской ТЭЦ в жизни города переоценить невозможно. Помимо обеспечения жителей города и промышленных предприятий электроэнергией, она так же является центральным поставщиком тепловой энергии в городе, будь то ГВС, отопление, или пар, необходимый некоторым предприятиям города для функционирования, таким как молочные заводы и тепличные блоки.

Переходя к рассмотрению объекта автоматизации, следует отметить, что для проектирования задуманной нами системы регулирования, необходимо провести анализ уже существующих схем, функционирующих на предприятии. Таким образом, следует начать с систем турбоагрегата второй очереди, так как при строительстве данного агрегата, были приняты новые решения, которые и будут рассмотрены ниже. Проектируемая нами система должна в максимальной степени повторить именно системы этого турбоагрегата. К тому же, можно рассмотреть использование вычислительной части турбоагрегата второй очереди для управления регулированием турбин первой очереди.

1.2 Реализация задачи регулирования частоты и мощности для второй очереди БТЭЦ

Паровая турбина Т-120/140-12,8-2 производства ОАО «Силовые машины – ЗТЛ, ЛМЗ, Электросила, Энергомашэкспорт» «Ленинградский металлургический завод» в Санкт - Петербурге». Турбина паровая, теплофикационная с двумя регулируемые отборами пара, номинальной мощностью $N_{ном.} = 152,7$ МВт на конденсационном режиме, с частотой вращения $n = 3000$ об/мин. предназначена для непосредственного привода электрического генератора. Паровая турбина представляет собой одновальный двухцилиндровый агрегат, состоящий из однопоточного цилиндра высокого давления (ЦВД) и двухпоточного цилиндра низкого давления (ЦНД). Турбина имеет два теплофикационных отбора пара (нижний и верхний), предназначены для ступенчатого подогрева се-

тевой воды в теплофикационной установке, состоящей из ПСГ – 1 и ПСГ – 2. В ЦВД организован отбор пара на подогреватели: ПВД, ПНД и ПСГ.

Турбина предназначена для непосредственного привода электрического генератора ТЗФП-160-2МУЗ «Электросила» переменного тока с воздушным охлаждением, монтируемого на общем фундаменте с турбиной, и отпуска тепла на теплофикацию[19].

В следующих пунктах, будут описаны решения, принятые в подходах к регулированию данным турбоагрегатом компанией Emerson.

1.2.1 ПТК ЭЧСР

Программно технический комплекс ЭЧСР разработан на базе программно-технического комплекса Ovation версии 3.5.x (далее по тексту ПТК Ovation) разработки и изготовления фирмы EmersonProcessManagement. Технические средства ПТК Ovation обеспечивают полное согласование с полевым оборудованием, смежными системами по интерфейсным каналам связи, логико-арифметическую обработку, в том числе фильтрацию и подавление дребезга, а также взаимодействие с оперативным и обслуживающим персоналом посредством устройств человеко-машинного интерфейса.

ПТК ЭЧСР предназначен для автоматизации процессов управления паровой турбины Т-120/140-12,8-2 и обеспечивает надёжное и качественное управление, регулирование и защиту турбины во всех допустимых по техническим условиям технологических режимах работы турбины и в аварийных ситуациях.

ПТК ЭЧСР реализует полный объем функций, которые позволяют осуществлять пуск турбоагрегата, синхронизацию с сетью, защиту от разгона турбоагрегата при сбросе нагрузки, автоматическое управление турбиной во всех режимах работы турбоагрегата во взаимодействии с гидравлической частью системы регулирования и защиты. Реализация выполнена на базе программно-технического комплекса Ovation.

ПТК Ovation является программно-аппаратной платформой ПТК ЭЧСР паровой турбины Т-120/140-12,8-2, обеспечивающей:

- сбор и обработку входной информации от датчиков, устройств и смежных систем;
- формирование выходных команд управления на исполнительные механизмы, устройства и смежные системы в соответствии с запрограммированной логикой работы или заданиями оператора;
- отображение оперативной и архивной информации в виде видеограмм, трендов, сводных таблиц;
- текстовую (с цветовым кодированием) и звуковую сигнализацию;
- взаимодействие с оператором посредством интуитивно понятного человеко-машинного интерфейса основанного на стандартных принципах Windows-приложений;
- диагностику собственных программно-аппаратных средств с автоматическим переходом на резерв (только для резервированных частей системы);
- защиту от несанкционированного доступа и регистрацию действий оперативного персонала;
- архивирование и документирование;
- программирование, конфигурирование и внесение динамических изменений без прерывания работы;
- контроль исполнения программ;
- сервисные функции, такие как калибровка измерительных каналов, предоставление сведений о системе и ее основных устройствах (контроллеры и АРМ), ведение журнала регистрации ошибок.

Комплекс технических средств ПТК ЭЧСР представлен следующими уровнями оборудования:

- нижний уровень – шкаф контроллеров ЭЧСР и шкаф усилителей ЭЧСР. Нижний уровень управления предназначен для аппаратного согласования ПТК ЭЧСР с полевым оборудованием паровой турбины и логико-арифметической обработки получаемой как с поля, так и от эксплуатирующего персонала информации;

– верхний уровень – рабочие станции операторов, инженеров, сервера. Верхний уровень управления предназначен для организации человеко-машинного интерфейса ПТК ЭЧСР с эксплуатирующим персоналом, контроля и автоматизированного управления технологическим процессом, предоставлении средств хранения распределенной базы данных, инструментов программирования и конфигурирования ПТК в целом;

– коммуникационный уровень – сетевая коммутационная аппаратура, кабельные линии связи. Коммуникационный уровень управления предназначен для организации надежного и отказоустойчивого командно-информационного обмена между верхним и нижним уровнями управления, а также стыковки к ПТК ЭЧСР сторонних сетевых устройств и систем.

ПТК ЭЧСР является частью электрогидравлической системы регулирования турбины и предназначена для управления нагрузкой турбоагрегата и обеспечения противоаварийной защиты турбины.

Управление осуществляется путем передачи электрических сигналов, вырабатываемых в ПТК ЭЧСР, в гидравлическую часть системы регулирования через ЭПП-С.

Информация на вход ПТК ЭЧСР поступает в виде аналоговых (непрерывных) сигналов от датчиков входных параметров и в виде дискретных команд от внешних устройств.

1.2.2 САР частоты и мощности турбоагрегата

Многие потребители, в том числе и механизмы собственных нужд электростанции, требуют строго определенной частоты электрического тока, т.е. частоты вращения турбогенераторов.

Согласно Правилам технической эксплуатации частота электрической сети должна быть $50 \pm 0,1$ Гц во избежание самопроизвольного перераспределения мощности между потребителями, что может привести к значительным потерям энергии и нарушению устойчивости системы вплоть до отключения отдельных потребителей. Таким образом, регулирование частоты вращения ротора турбоагрегата является первостепенной задачей.

Постоянное равенство между требуемой и вырабатываемой мощностью турбоагрегата или группы их, можно обеспечить изменением расхода пара на турбину.

Машинист турбины не в состоянии изменять расход пара непрерывно и с необходимой точностью, поэтому поддержание частоты вращения обеспечивается системой автоматического регулирования турбины.

Таким образом, главной функцией автоматического регулирования турбины является поддержание частоты вращения ротора генератора и его активной мощности. Этими функциями занимаются автоматический регулятор активной мощности (АРАМ), и автоматический регулятор частоты вращения (АРЧВ).

1.2.3 Автоматический регулятор активной мощности

Режим регулирования мощности (РМ) турбогенератора предназначен для формирования задания положения регулирующих клапанов паровой турбины по сигналу текущего задания мощности. Регулятор мощности включается автоматически после синхронизации и включения генератора в сеть. При этом турбинный контроллер автоматически набирает начальную нагрузку 2-5 МВт для отстройки от моторного режима генератора. Также регулятор мощности может быть включен по команде оператора в любое время при отсутствии каких-либо ограничений и при работе турбины в регулировочном диапазоне.

Регулятор мощности автоматически отключается по любому из следующих событий:

- генератор отключился от сети;
- сработала система защит турбины;
- стопорные и защитные клапана закрыты;
- ЭЧСР переключилась в режим регулирования частоты вращения или давления свежего пара.

Контур регулирования мощности содержит:

- задатчик плановой электрической мощности;
- задатчик темпа изменения мощности;

- задатчик максимальной мощности;
- задатчик минимальной мощности;
- регулятор электрической мощности.

Все задатчики принимают значения в цифровой форме, заданные оператором на экране рабочей станции.

Задатчик плановой электрической мощности выполняет следующие функции:

- формирует текущее значение планового задания регулятору мощности турбины по конечному заданию электрической мощности и заданному темпу ее изменения. Оба задания устанавливаются оператором с АРМ;
- реализует ограничения, приостанавливая изменение планового задания нагрузки в сторону усугубления ограничения;
- переходит в режим отслеживания текущей нагрузки при невозможности ее изменения после смены задания;
- ограничивает величину скачка и темпа изменения задания;
- ограничивает диапазон изменения планового задания нагрузки турбины.

Структурно задатчик состоит из задатчика конечной электрической мощности (с диапазоном от 30 МВт до 130 МВт), задатчика скорости изменения заданной мощности (с диапазоном от 0 до 5 МВт/мин) и схемы ограничения скорости, при помощи которого реализуется линейно-нарастающий или линейно-убывающий закон изменения заданного значения мощности блока. Структурная схема программного обеспечения регулятора мощности показана на рисунке 1.

Конечное задание электрической мощности формируется с учетом следующих составляющих:

- плановое задание, которое введено оператором;
- задание, которое поступило от центрального регулятора;
- неплановое задание, которое поступило от частотного корректора.

Текущее задание мощности формируется в соответствии со значениями ограничений по максимуму (от задатчика минимальной мощности) и минимуму

(отдатчика максимальной мощности) и интегрируется датчиком мощности с заданным темпом (см. рисунок 1, блок ИНТ.), а затем передается на регулятор мощности.

Регулятор мощности реализует пропорционально-интегральный (ПИ) закон регулирования. В режиме регулирования мощности текущее задание в МВт с учетом технологических ограничений масштабируется в сигнал задания положения РК в процентах и корректируется коэффициентом отношения номинального давления пара перед турбиной к текущему заданию по давлению.

Реализовано два режима регулятора мощности: разомкнутый контур и замкнутый контур.

Замкнутый контур управления мощностью (регулятор мощности) поддерживает заданное значение мощности с обратной связью по мощности. В качестве сигнала обратной связи используется сигнал среднего значения из двух измерений электрической активной мощности генератора [19].

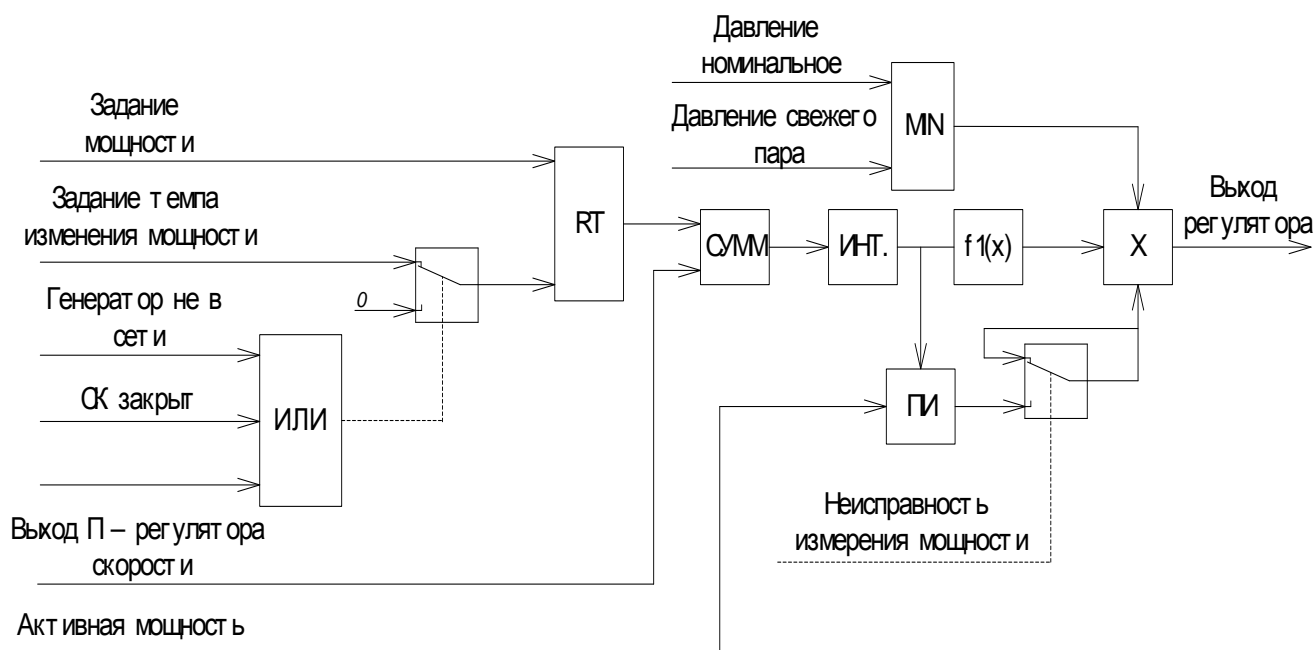


Рисунок 1 – Структурная схема ПО регулятора

Турбинный контроллер автоматически переключается из режима регулирования мощности в разомкнутый контур в случае отказа датчика измерения мощности.

Разомкнутый контур управления мощностью (управление регулирующими клапанами по нагрузочной характеристике $f_l(x)$) поддерживает заданное значение мощности без обратной связи по мощности.

Регулирующие клапаны в зависимости от задания открываются в определенное, заложенное в ПО, положение, соответствующее заданной мощности при текущем давлении свежего пара.

Для предотвращения падения давления свежего пара, повышения давления в регулирующей ступени или повышения давления пара в теплофикационном отборе выходной сигнал регулятора мощности проходит через выделители минимума (блок MIN) с выходными сигналами регулятора минимального давления свежего пара и регулятора максимального давления пара в регулирующей ступени.

Для участия в нормированном первичном регулировании частоты сети предусматривается канал частотного корректора. Сигнал частотного корректора суммируется (СУММ) с заданием мощности. При увеличении частоты задание автоматически уменьшается, при уменьшении – увеличивается. Предусматривается возможность оперативной настройки зоны нечувствительности и статизма регулирования [23].

1.2.4 Автоматический регулятор частоты вращения

Регулирование частоты вращения ротора турбоагрегата происходит на двух уровнях. На первом уровне происходит первичное регулирование частоты с помощью частотного корректора. На втором в дело вступает непосредственно регулятор. Начнем с частотного корректора.

Частотный корректор (ЧК) предназначен для реализации функции первичного регулирования частоты и мощности энергоблока. В зависимости от величины и знака отклонения частоты сети от нормированного (50 Гц) ЧК вырабатывает поправку к заданному значению базовой нагрузки блока [23].

Коррекция задания по нагрузке, которая поступает от частотного корректора, рассчитывается по следующей формуле:

$$N_f = \frac{100 \times (f_0 - f)}{f_0 \times k_f}; \quad (1)$$

где:

f_0 – номинальное значение частоты вращения турбины, 3000 об/мин;

f – текущее значение частоты вращения;

k_f – коэффициент неравномерности по частоте.

Соотношение между изменением частоты и электрической нагрузкой определяется коэффициентом неравномерности, может оперативно меняться в пределах 4-6 %.

Зона нечувствительности по отклонению частоты равняется ± 10 мГц при включенном в работу частотном корректоре и может оперативно меняться до ± 500 мГц.

При отключенном положении частотного корректора для участия в общем первичном регулировании частоты и мощности алгоритм выполняет функцию пропорционального регулятора скорости с зоной нечувствительности ± 30 мГц и статизмом 5%.

Структурная схема частотного корректора показана на рисунке 2.

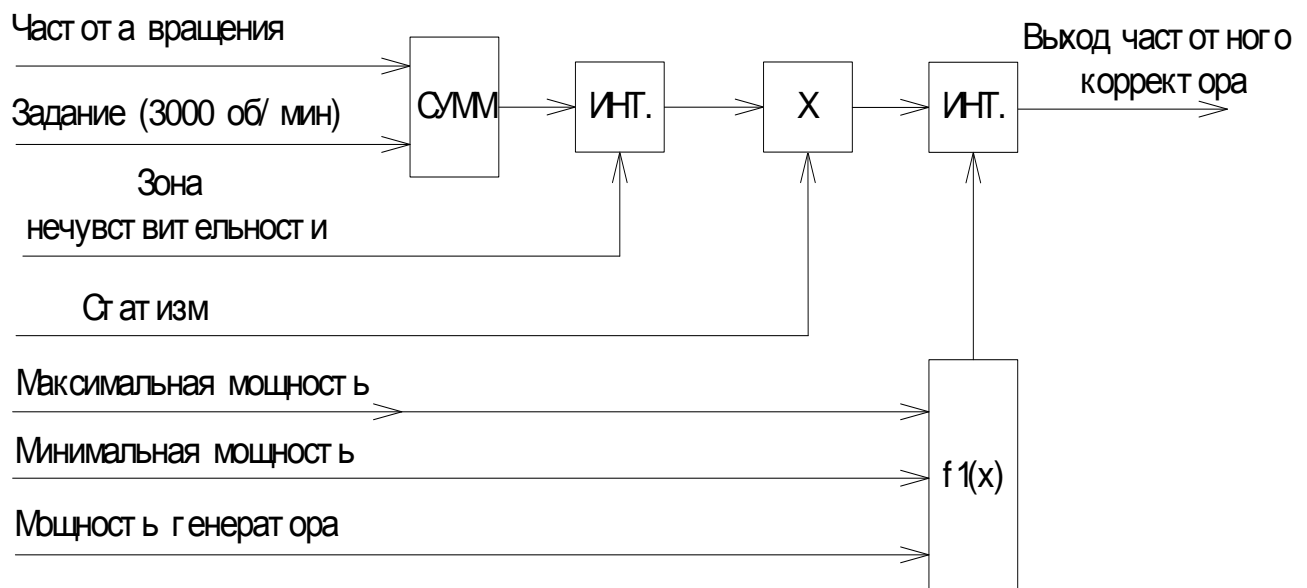


Рисунок 2 – Структурная схема ПО частотного корректора

Далее рассмотрим регулятор частоты вращения.

Регулятор частоты вращения ротора турбины предназначен для точного поддержания заданной частоты вращения на пуске, синхронизации генератора с сетью, а так же в аварийных режимах при отключении генератора от сети. На рисунке 3 показана структурная схема программного обеспечения регулятора частоты вращения.

Контур регулирования частоты вращения состоит из задатчика частоты вращения, модуля измерения частоты вращения и регулятора частоты вращения.

Частота вращения

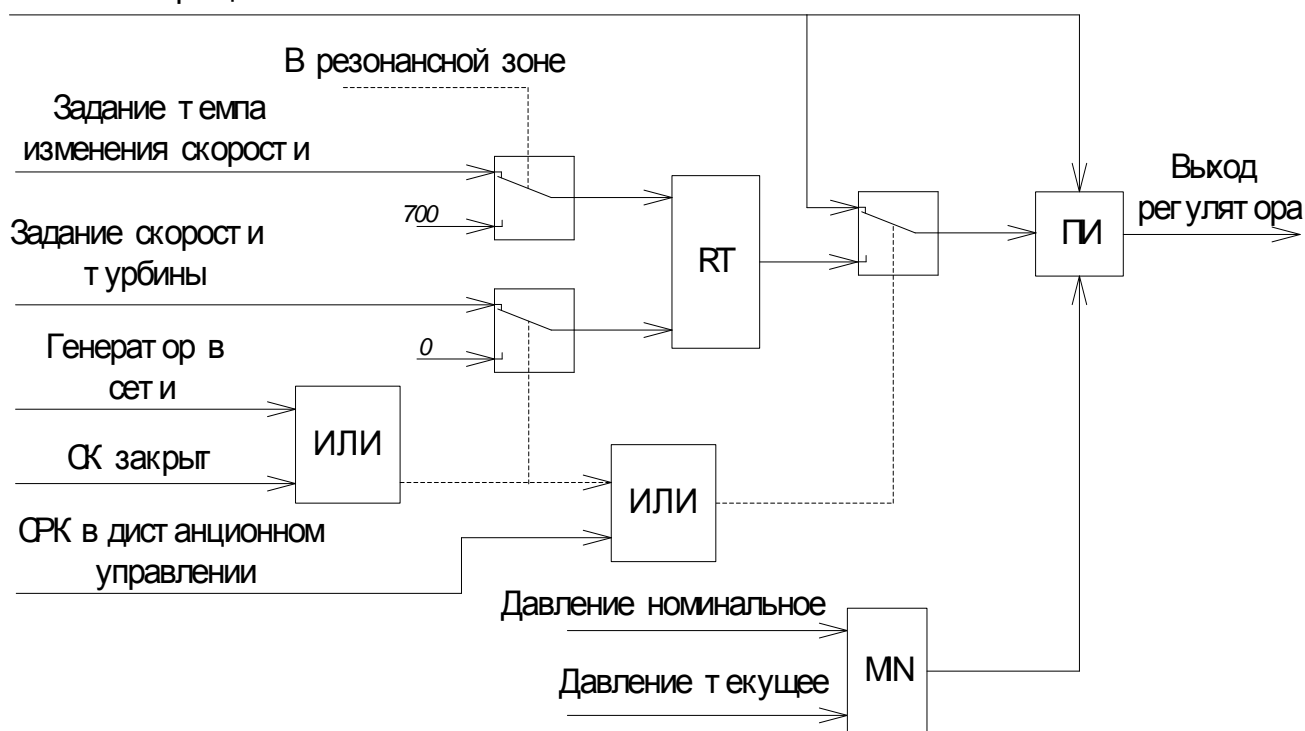


Рисунок 3 – Структурная схема ПО регулятора скорости

Задатчик частоты вращения управляется оператором с АРМ, а также, когда генератор не в сети, достигнуты подсинхронные обороты и включен автосинхронизатор командами синхронизатора («ПРИБАВИТЬ», «УБАВИТЬ»), которые воздействуют на задатчик частоты вращения. Один импульс синхронизатора или ключа синхронизации длительностью не менее 100 мс приводит к изменению задания частоты вращения на 1 об/мин.

Текущее значение задания, которое интегрируется с установленным оператором темпом к конечной величине, подается на вход регулятора.

Регулятор частоты вращения обеспечивает возможность синхронизации генератора на любой допустимой частоте сети и работу с минимальной нагрузкой (около 10% от номинального значения) когда генератор работает на нагрузку собственных нужд блока.

Логическая схема определения текущей частоты вращения ротора турбины в диапазоне критических частот автоматически переключает темп изменения скорости на 700 об/мин для быстрого преодоления опасного диапазона скоростей.

Сигнал конечного задания (задание от оператора) по частоте вращения ограничивается максимальным допустимым значением, которое зависит от режима работы турбины и составляет 3050 об/мин, а при включении разрешения теста противоразгонной защиты автоматически переключается на 3360 об/мин для преодоления диапазона регулирования.

Величина текущего (и конечного) задания по частоте вращения автоматически устанавливается в ноль, если происходит хотя бы одно из следующих событий:

- сработала подсистема защит турбины;
- стопорный клапан турбины закрыт.

Модуль измерения частоты вращения формирует сигналы текущей частоты вращения турбины, которые являются исключительно важными для реализации алгоритмов ЭГЧСР. В качестве исходного для измерения частоты вращения ротора турбины используются быстродействующие измерители частоты вращения, принимающие импульсные сигналы от трех независимых датчиков скорости. Электронные модули измерения скорости располагаются в разных вервях контроллера, исключаяющих вероятность одновременного отказа.

Плохое качество канала измерения определяется по плохому качеству (BAD) исходного сигнала или отклонению значения параметра от двух других каналов измерения, находящихся в хорошем качестве измерения, на величину

10% номинального значения оборотов. Отказ любого из каналов измерения формирует сигнал особого статуса измерения модуля обработки для оповещения оператора.

Формирование выходного сигнала данного модуля обработки определяется как максимальное измерение из трех при исправности всех каналов измерения.

В случае отказа одного из каналов измерения выходное значение модуля определяется как максимальное значение из двух других достоверных каналов измерения.

Отказ модуля измерения частоты вращения определяется в том случае если:

- определены плохого качества любые два из трех каналов измерения;
- рассогласование между всеми тремя каналами измерения составляет более 10% от номинальной частоты вращения;
- если один из каналов находится в плохом качестве, а два других имеют рассогласование более 10% от номинальной частоты вращения.

При развороте турбины регулятор частоты вращения реализует пропорционально-интегральный закон управления (рисунок 3, блок ПИ).

Разбаланс регулятора рассчитывается согласно формулы:

$$\varepsilon = F_{\text{зад}} - F; \quad (2)$$

где:

ε – разбаланс регулятора;

$F_{\text{зад}}$ – задание по частоте вращения ротора турбины;

F – текущее значение частоты вращения.

Регулятор частоты вращения не имеет зоны нечувствительности по рассогласованию. Для уменьшения степени перерегулирования частоты вращения предусмотрен алгоритм автоматического замедления темпа изменения частоты вращения до 0 об/мин. Замедление темпа повышения частоты осуществляется по аperiodическому закону, если разница между уставкой конечной цели задания и текущим значением программного задания менее 100 об/мин.

С целью оптимизации настроек ПИ-регулятора частоты вращения при отклонении давления свежего пара от номинального в пусковых режимах используется динамическая коррекция основных коэффициентов регулирования:

$$K_p = K \cdot \frac{P_{ОП}}{P_{НОМ}}; \quad (3)$$

$$K_1 = K \cdot \frac{P_{ОП}}{P_{НОМ}}; \quad (4)$$

где:

$P_{ОП}$ – давление свежего пара;

$P_{НОМ}$ – давление пара в пусковых режимах;

K – коэффициент коррекции.

ЭЧСР автоматически переключается в режим регулирования частоты вращения в любом из следующих случаев:

- генератор отключился от сети;
- сработала подсистема защит турбины [23].

Датчиками входных параметров являются датчики давления свежего пара, давления пара в регулирующей ступени ЦВД, давления пара в теплофикационном отборе к ПСГ-1 и управляющего давления САР, датчики мощности генератора и датчики частоты вращения турбогенератора.

Датчик мощности для измерения трехфазной электрической мощности генератора состоит из двух датчиков мгновенной мощности, включенных на фазные токи и линейные напряжения.

Датчики частоты вращения ротора выполнены в ЭЧСЗ и являются неотъемлемой частью электронного автомата безопасности (ЭАБ). В ЭЧСР из ЭЧСЗ поступают обработанные и верифицированные сигналы. Номинальная частота сигнала, получаемого от ЭАБ при частоте вращения ротора турбины 3000 об/мин, составляет 3000 Гц.

По способу воздействия на гидравлическую часть системы регулирования и требованию к быстрдействию реализации программ управления, задачи

ЭЧСР объединены в группы: быстродействующий -5 мс, быстродействующий - 20 мс, и медленнодействующий -100 мс контуры управления.

Быстродействующие контура управления предназначены для выполнения функций позиционирования сервомоторов РК и ПД турбины, обеспечения противоразгонной защиты турбины и реализации команд противоаварийной автоматики ПАА. Они воздействуют на электрогидравлические преобразователи ЭГП-С.

Медленнодействующий контур обеспечивает, в соответствии с выбранным режимом:

- режим автоматического регулирования частоты вращения турбины в процессе пуска;
- режим регулирования мощности турбогенератора;
- режим регулирования давления пара перед турбиной;
- режим регулирования давления пара в теплофикационном отборе.

В процессе пуска турбины ПТК ЭЧСР управляет частотой вращения ротора турбины воздействием на ЭГП-С. Команды ручного задатчика (рисунок 4), от автомата пуска турбины и автосинхронизатора поступают на вход интегратора, в котором формируется уставка по частоте вращения.

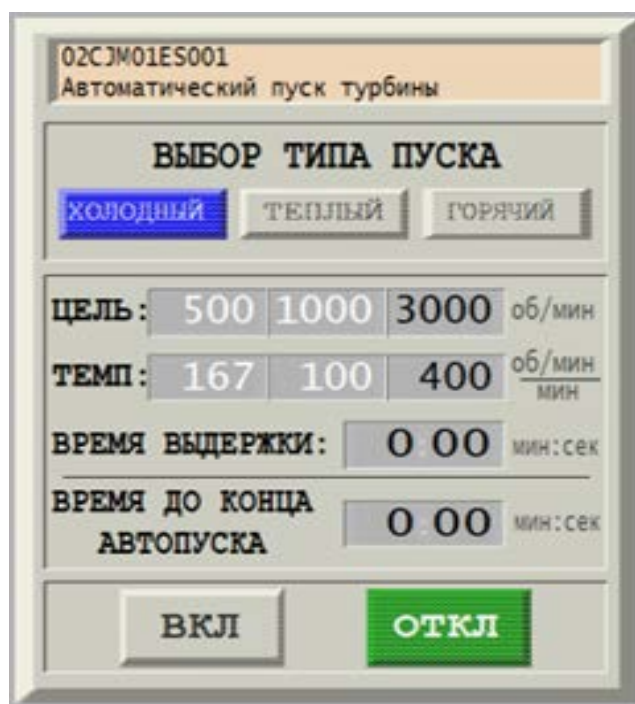


Рисунок 4 – Автомат пуска турбины на экране АРМ

Значение уставки сравнивается с фактической частотой вращения в регуляторе частоты. Вычисленный сигнал рассогласования по частоте поступает на вход ПИ-регулятора (см. рисунок 3).

Работа других каналов регуляторов в этом режиме блокируется.

После включения генератора в сеть автоматически включается режим регулирования мощности турбогенератора с заданием начальной нагрузки 5 МВт воздействием на ЭПП-С.

В режиме регулирования мощности обеспечивается стабилизация мощности турбоагрегата на уровне, заданной машинистом блока, и автоматический переход с одного уровня мощности на другой. Значение заданной уставки сравнивается с фактической электрической мощностью генератора от двух датчиков мощности. Вычисленный сигнал рассогласования по мощности поступает на вход ПИ-регулятора.

При отказе двух датчиков электрической мощности регулятор автоматически переключается в режим разомкнутого управления по статической нагрузочной характеристике.

Регулятор частоты вращения остается в работе и реализует пропорциональный закон регулирования с предустановленным значением статизма и зоны нечувствительности.

По сигналу «Отказ ПТК ЭЧСР» формируется команда в схему управления электромагнитами ЭАБ (ЭЧСЗ) на отключение турбины[23].

Упрощенная структурная схема ЭГСРиЗ турбоагрегата новой очереди, представлена в приложении А.

1.3 Существующая схема регулирования частоты и мощности агрегатов станции №2 и №3

В данном подпункте будет рассмотрен непосредственно объект автоматизации. Будут изучены основные характеристики, применяемые регуляторы частоты вращения и активной мощности, принципы их работы и алгоритмы регулирования, после чего будет рассмотрена возможность модернизации данных

систем и перевод управления регуляторами на современную систему турбоагрегата новой очереди.

В первой очереди производства действуют 3 турбоагрегата, которые сконструированы и построены еще в советское время. Два из них являются близнецами, это турбоагрегаты типа Т-110/120-130-2, и один типа ПТ-60-130. Перспективным направлением на данный момент можно считать модернизацию только двух однотипных агрегатов, то есть турбоагрегат ТП – 60 – 130 в данном проекте рассматриваться не будет.

Турбоагрегат Т-110/120-130-2 является детищем уральского турбинного завода, и представляет собой трехцилиндровую конструкцию, номинальной мощностью 120 МВт [14].

1.3.1 САР частоты и мощности турбоагрегата

Рассматриваемый турбоагрегат имеет намного упрощенную систему регулирования, по сравнению с агрегатом второй очереди о котором говорилось выше. Некоторые измерения и преобразования величин здесь проводятся чисто механическим путем, который, как и следовало ожидать, вносит некоторые неточности в процесс регулирования. Так же, большее количество движущихся частей и использование примитивных технологий, снижает общую надежность всей системы. Напомним, что мы рассматриваем только регулирование частоты и мощности турбоагрегата [14].

В турбинах Уральского турбинного завода мощностью свыше 40 МВт, имеются четыре регулирующих клапана свежего пара, расположенных на ЦВД. Размещены они таким образом, что бы пар после клапанов сразу поступал в сопловые коробки, что исключает вредное влияние на процессы регулирования пара, который содержался бы в их объеме. Два верхних клапана расположены на верхней половине цилиндра, а два боковых подсоединены к нижней половине, на рисунке 5 изображена схема расположения клапанов свежего пара, если смотреть на турбину со стороны переднего подшипника.

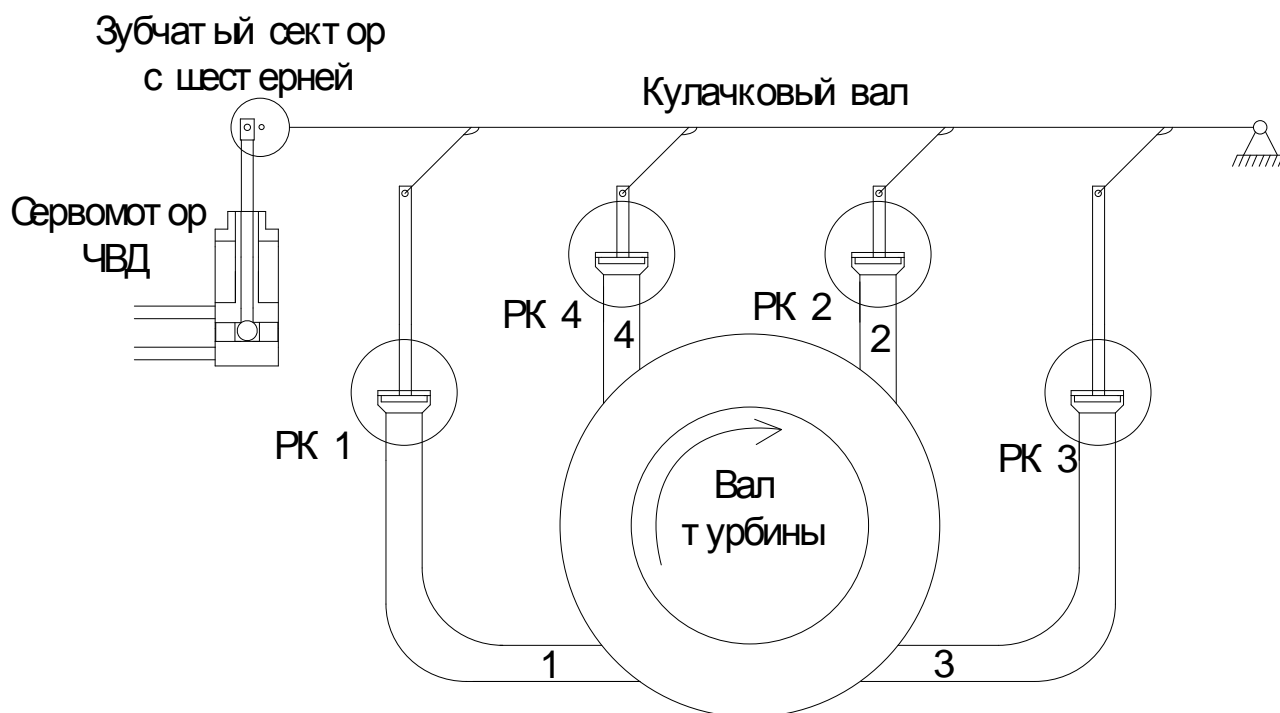


Рисунок 5 – Схема расположения клапанов свежего пара на ЦВД

Привод регулирующих клапанов осуществляется кулачковым распределительным устройством, кулачковый вал лежит на двухрядных сферических роликовых подшипниках. Вращение кулачковому валу передается от сервомотора ЧВД, поступательное перемещение поршня которого преобразуется во вращательное с помощью зубчатого сектора и шестерни [23].

Система автоматического регулирования выполнена электрогидравлической. Она имеет гидромеханическую часть, включающую в полном объеме контур регулирования частоты вращения и усилительную и исполнительную части контуров регулирования отборов пара. Электрическая часть САР представлена электронными регуляторами электрической нагрузки турбины и регулируемых отборов пара.

Электрогидравлическая часть САР выполнена по полусвязной схеме с сохранением связи регулятора частоты вращения к сервомотору регулирующих клапанов отборов. Автономность регулирования обеспечивается использованием в электронных регуляторах мощности и отборов пара ПИ – закона регулирования, который обеспечивает необходимую точность поддержания параметров и практически не снижает устойчивости работы регулирования при полном или

частичном отказе от принципа связанности. Для повышения надежности САР в аварийных режимах, в контуре регулирования частоты вращения используются перекрестные связи.

Электрическая часть системы регулирования содержит регуляторы электрической мощности турбогенератора – ТРМ, отопительного отбора – РОО и температуры подпиточной воды – РТПВ, которые управляют сервомоторами ЧВД и ЧНД турбины(М1 и М2), и регулирующим клапаном на обводе ПВД(М3). На рисунке 6 показана упрощенная схема ЭЧСР [3].

Упрощенная структурная схема гидравлической системы регулирования представлена в приложении Б.

Для управления режимами работы турбоагрегата используется переключатель SA1. В положении 1 действует конденсационный режим, в положении 2 – конденсационный с регулируемыми отборами пара, в положении 3 режим работы по тепловому графику с возможностью регулирования температуры подпиточной воды.

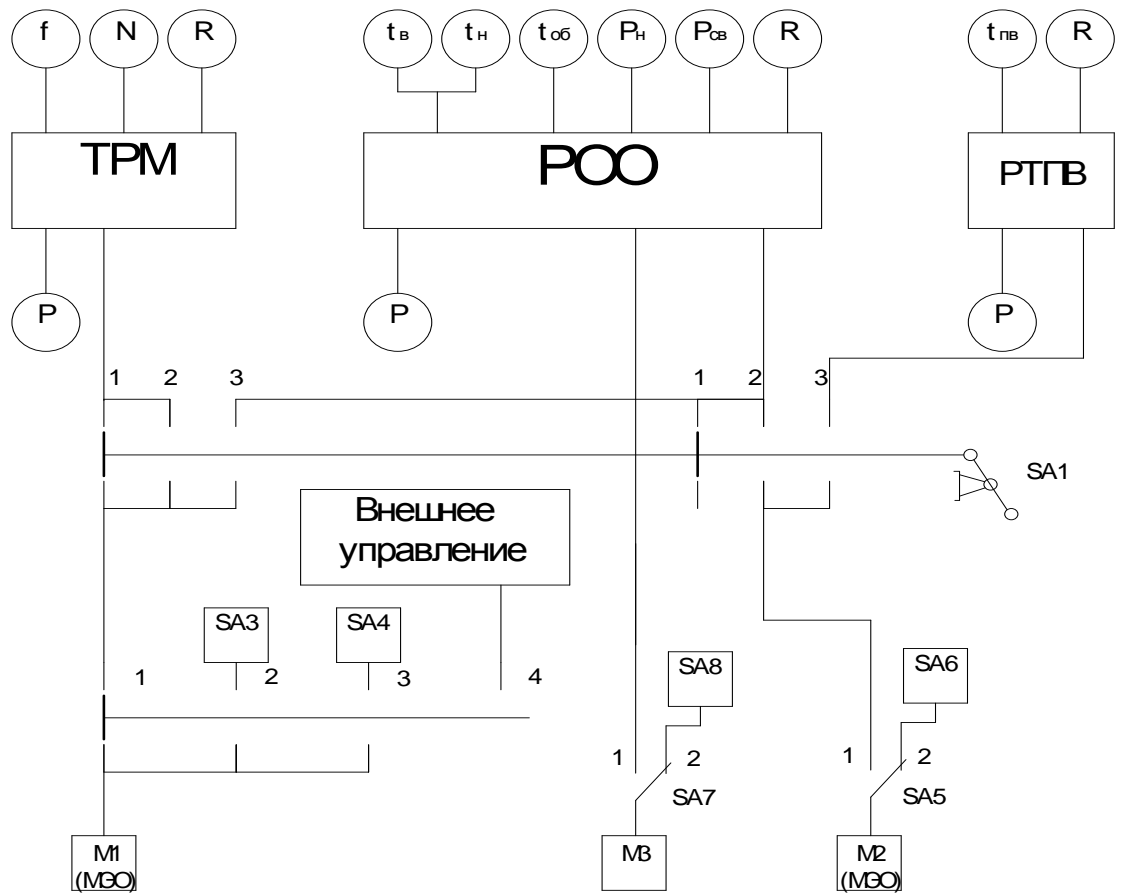


Рисунок 6 – Схема электрической ЧСР

Управление механизмом М1 осуществляется через переключатель места управления SA2, имеющий четыре положения, в положении «1» М1 управляется от регуляторов ЭЧСР, в положениях «2» и «3» - вручную, посредством пультов управления SA3 и SA4, и в положении «4» предусмотрено управление от внешних систем.

В верхней части рисунка 6 изображена шина датчиков, где: f – датчик частоты сети; N – датчик электрической мощности; R – задатчики; t_v – датчик температуры воды за ПСГ – 2; t_n – датчик температуры воды за ПСГ – 1; $t_{об}$ – датчик температуры обратной воды; P_n – датчик давления пара в нижнем отопительном отборе; $P_{св}$ – датчик давления сетевой воды; $t_{пв}$ – датчик температуры подпитывающей воды.

Помимо этого, в работе постоянно находится гидродинамический регулятор частоты вращения, не зависимо от режима работы турбины. На рисунке 7 изображена его упрощенная схема.

В качестве измерителя частоты в регуляторе частоты вращения используется импульсный насос импеллер, входящий в насосную группу, расположенную на валу турбины в блоке переднего подшипника.

Связь ЭЧСР и регулятора частоты вращения осуществляется через механизм М1, представляющий собой МЭО.

Для изменения частоты вращения турбины на холостом ходу, и нагрузки при работе в сети, служит МУТ, являющийся приводом - задатчиком частоты вращения и синхронизатором одновременно [3].

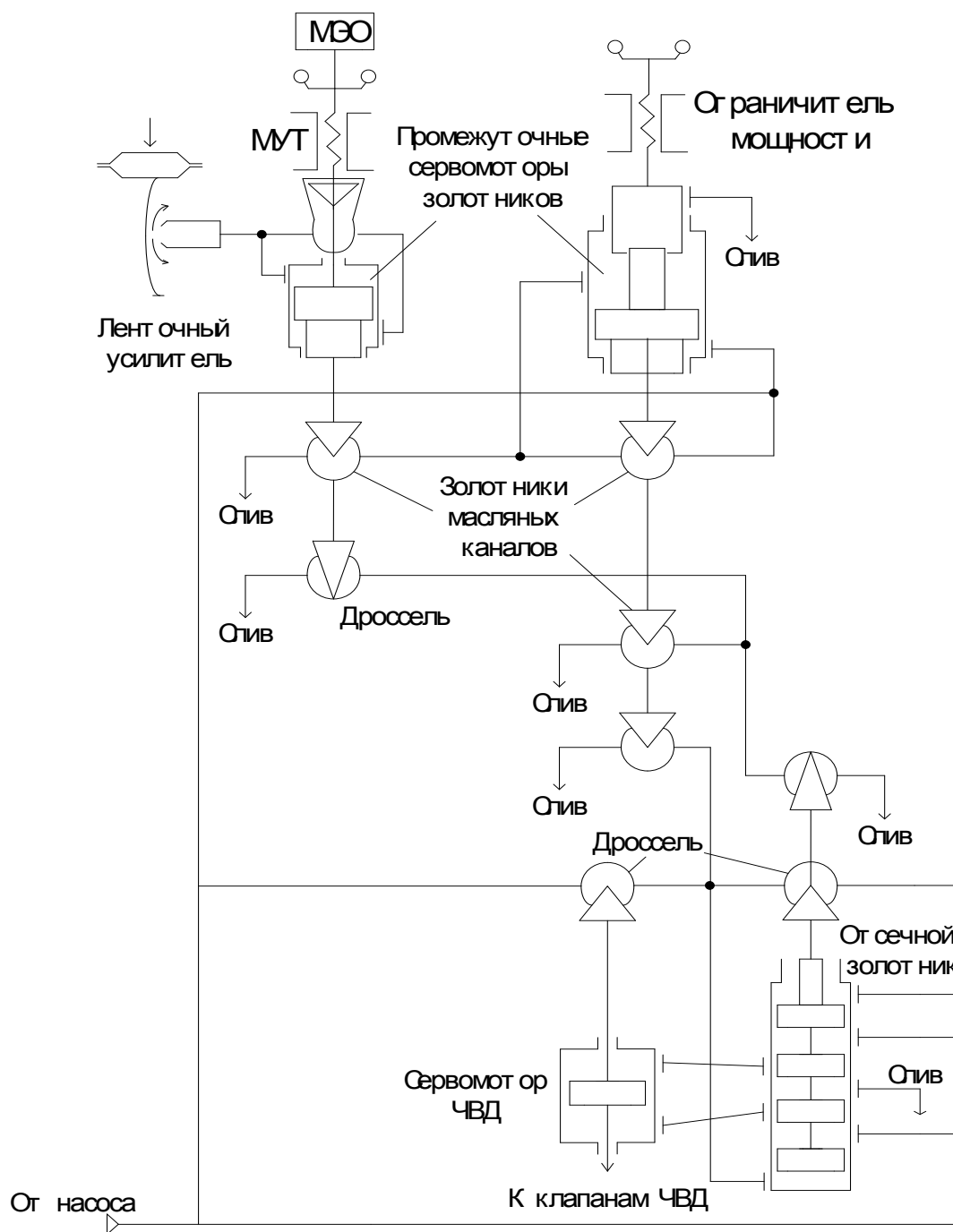


Рисунок 7 – Схема РЧВ

Узким местом рассмотренной выше системы является ее технологическая «отсталость» от современного оборудования. Это и многое другое привело к тому, что заводы – изготовители подобного оборудования стали предлагать собственные разработки модернизированных регулирующих систем турбоагрегата. Ниже мы проведем небольшое исследование решений, предлагаемых заводами изготовителями и компаниями занимающимися разработками автоматических систем, по модернизации систем регулирования турбин.

1.4 Модернизированная САР УТЗ

В опытном порядке в конце 90-х годов прошлого века, САР и СЗ нескольких турбин УТЗ были реконструированы с заменой гидродинамического регулятора частоты вращения и систем защиты на электронные. Опыт эксплуатации таких турбин подтвердил более высокие качественные и эксплуатационные характеристики электронных регуляторов над традиционными [3].

Реализованные работы в ходе испытаний подтвердили преимущества микропроцессорных электрогидравлических систем регулирования и защиты над традиционными гидродинамическими, что послужило основой для планового перехода на выпуск турбин с современными микропроцессорными ЭГ-СРиЗ.

Причины, лежащие в основе перехода заводов-изготовителей, в том числе и УТЗ, к микропроцессорным системам регулирования и защиты паровых турбин, можно условно разделить на внешние и внутренние. К внешним причинам следует отнести:

- естественное развитие технической базы вычислительной и управляющей техники, массовое ее применение в других областях (машиностроении, информации, медицине, транспорте и т. п.);

- закономерное повышение требований к качеству электрической и тепловой энергии, производимой паротурбинными установками, которого невозможно достичь традиционными средствами;

- повышение требований к надежности систем защиты турбоагрегатов в связи со значительным уровнем выработки расчетного ресурса оборудования и накоплением усталостных и других видов дефектов, способных повлечь увеличение числа аварийных ситуаций;

- человеческий фактор, заключающийся в снижении привлекательности трудовой деятельности по обслуживанию (наладке, испытаниям, ремонту) механогидравлических систем регулирования, в котором значительную долю составляет ручной труд.

Внутренние причины:

- стремление завода-изготовителя предельно упростить систему регулирования и защиты, чтобы уменьшить трудозатраты на ее производство, испытание и наладку, как на стендах завода, так и на электростанции;

- невозможность реализации современной технологии работы турбины средствами механогидравлических систем автоматического регулирования и защиты.

Задачей системы регулирования и защиты является в конечном итоге перемещение парораспределительных органов турбины (регулирующих и стопорных клапанов, регулирующих диафрагм и т.п.) в соответствии с заложенными алгоритмами. В традиционных системах указанные функции полностью выполняются средствами гидравлики и механики, причем гидравлика выполняет все функции преобразования сигналов и их усиления вплоть до значения, необходимого для перемещения парораспределительных органов (выходное звено каждого контура регулирования - главный сервомотор с управляющим золотником) [2, 11].

Современные электрогидравлические системы регулирования и защиты выполняют все функции формирования и усиления сигналов регулирования в электрической части системы регулирования и защиты (ЭЧСРиЗ). Функции перемещения парораспределительных органов исполняются в гидравлической части (ГЧСРиЗ), поскольку гидравлика на сегодняшний день не имеет альтернативы по комплексу свойств «мощность - быстродействие».

Для рассматриваемой нами турбины УТЗ предлагаются ЭГП электромеханического типа. Основой такого ЭГП является электромеханический преобразователь (ЭМП), представляющий собой электродвигатель постоянного тока, работающий по типу шагового. На рисунке 8 изображена структурная схема внедрения ЭМП в систему регулирования.

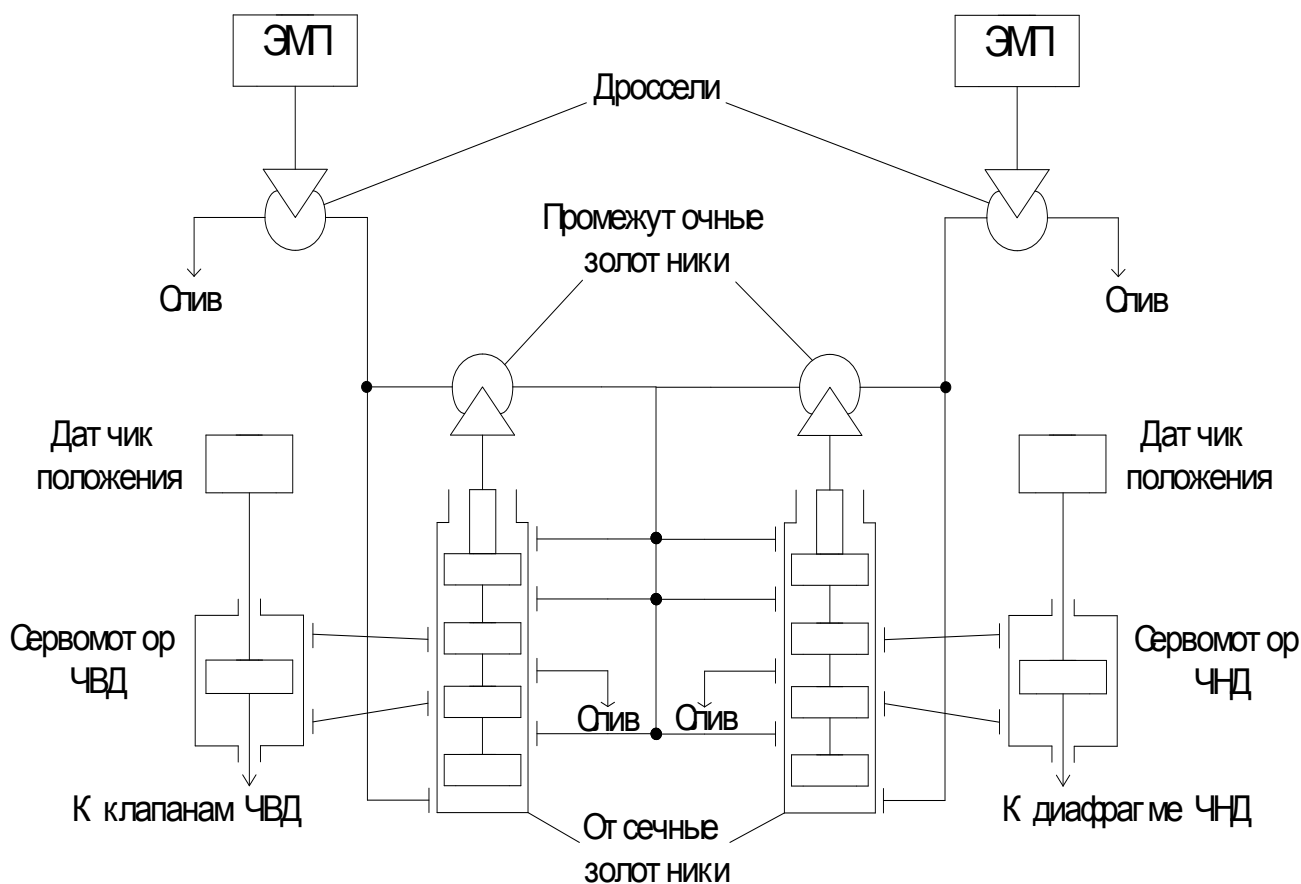


Рисунок 8 – Схема внедрения ЭМП в САР

ЭМП преобразует электрический (цифровой) сигнал регулирования в механическую величину - определенное положение вала двигателя. Жестко соединенный с ним золотник с управляющим дросселем (окном) является вторым - механогидравлическим - звеном преобразователя ЭМП электромеханического типа имеют, как правило, высокую точность позиционирования (до 8000... 64 000 позиций на оборот) и достаточно высокое быстродействие ($< 0,05... 0,1с$), определяемое рабочей частотой электродвигателя.

Электрогидравлическая система регулирования и защиты (ЭГСРиЗ) состоит из двух основных частей, гидравлической и электрической.

Гидравлическая часть (ГЧСР) реализует алгоритмы управления и защиты путем перемещения парораспределительных органов.

Электрическая часть (ЭЧСР) формирует сигналы регулирования и защиты паровой турбины в соответствии с заложенными алгоритмами во всем возможном диапазоне эксплуатационных режимов работы (толчок, разворот, холо-

стой ход, синхронизация, работа в сети под нагрузкой), а также при возникновении аварийных ситуаций в ходе эксплуатации (сброс нагрузки, аварийный останов) [14].

Завод предлагает ЭГСРиЗ на базе промышленных серийно – выпускаемых контроллеров и исполнительных механизмов.

1.5 Гибридная система

Идея создания гибридной системы состоит в том, что бы объединить гидравлическую часть системы регулирования предлагаемую заводом в качестве модернизации, и электрическую часть системы регулирования от турбоагрегата №4 второй очереди компании Emerson.

Проблемой данного решения является то, что на регулирование каждой из турбин, по требованиям регламентирующей литературы, положено использовать отдельную вычислительную часть, то есть использование ЭЧСР Emerson уже выполняющую роль ЭЧСР для турбоагрегата второй очереди – возможно, но недопустимо. В приложении В изображена структурная схема гибридной ЭГСР.

Таким образом, какой бы ни была гидравлическая часть регулятора, от установки новых контроллеров для регулирования отказаться невозможно. Поэтому, в дальнейшем, при рассмотрении и расчете вариантов замены и модернизации старой ГЧСР, примем как факт, что роль ЭЧСР для рассматриваемых систем, будет выполнять система Ovation компании Emerson, точно такая же, как и на второй очереди.

1.6 Обоснование модернизации

На основании анализа существующих систем регулирования на турбоагрегатах старой и новой очередей Благовещенской ТЭЦ, можно сделать вывод, что использование современных подходов к автоматизации регулирования на турбоагрегатах, дает возможность более точного, стабильного и маневренного регулирования и управления турбинами.

На основании изученных материалов и утверждения сделанного выше, можно сделать вывод, что применяемый для турбин нового поколения подход к регулированию, можно тиражировать на машины прошлых поколений.

Такие разработки велись с середины 90-х годов как производителями самих турбоагрегатов, так и компаниями занимающимися промышленной автоматизацией, такими как Emerson, CompressorControlsCorporation, «Уралэнерго-ремонт», «Interautomatika» и другими.

Готовые решения хоть и являются более удобными в плане внедрения и пусконаладочных мероприятий, все же являются крайне дорогими, а в некоторых случаях избыточными в плане оборудования. К тому же приобретение таких комплектов предполагает их установку от предприятия производителя, что так же вносит финансовые корректировки.

В следующей главе нашей работы, будет рассмотрено несколько вариантов модернизации системы регулирования, с точки зрения самостоятельного внедрения.

1.7 Техническое задание на разработку

Техническое задание является одним из важнейших этапов проектирования. Техническое задание для ВКР разработано согласно требованиям ГОСТ 934.602-89 «Техническое задание на создание автоматизированной системы».

Текст технического задания представлен в Приложении В.

2 ПРЕДЛАГАЕМЫЕ РЕШЕНИЯ

Рассмотрим несколько вариантов модернизации регулирующей аппаратуры, их особенности, достоинства и недостатки. Произведем подбор необходимого оборудования, составим схемы подключений, а итогом будет являться выбор наилучшего варианта.

2.1 Варианты модернизации

После изучения различной литературы и рассмотрения реализованных проектов по модернизации турбоагрегатов на Российских тепловых станциях, нами было выделено несколько наиболее подходящих и перспективных на наш взгляд подходов к модернизации регулирующей аппаратуры.

Итак, выделим три основных варианта модернизации:

- с непосредственным приводом отсечных золотников гидравлических сервомоторов от электромеханического преобразователя типа «Exlar»;
- с непосредственным приводом отсечных золотников гидравлических сервомоторов от электрогидравлического преобразователя типа «BoshRexroth»;
- с установкой ЧРП на МУТ за место штатного МЭО.

Так, или иначе, модернизация по любому из предложенных вариантов включает в себя установку полноценной ЭЧСР, или ЭЧСРиЗ, установка необходимых датчиков для ее функционирования, а так же ЭМП или ЭГП.

Исходя из этого, вариант с ЧРП мы сразу посчитали не целесообразным. Причиной этому стало то, что он предполагает оставление действующей гидравлической системы регулирования, все изменения которой сводятся к замене МЭО механизма управления турбиной на частотно регулируемый привод (см. рисунок 9), который требует программного управления, частотного привода и как уже говорилось выше, полноценной ЭЧСР. Таким образом, не достигнув тех качественных характеристик системы регулирования, которые можно получить двумя другими вариантами, мы тратим практически те же ресурсы на рассмотренную систему, при этом оставляя морально устаревшую гидравлику. К тому же стоит отметить, что настройка ГЧСР на Благовещенской ТЭЦ вы-

полняется сторонними организациями за отдельную плату, и при использовании варианта с ЧРП от этого не уйти, а значит затраты несколько увеличиваются. Но всё же, эта система является самой дешевой из трех взятых на рассмотрение. Приблизительные затраты на модернизацию по такому варианту достигнут около 3-5 миллионов рублей.

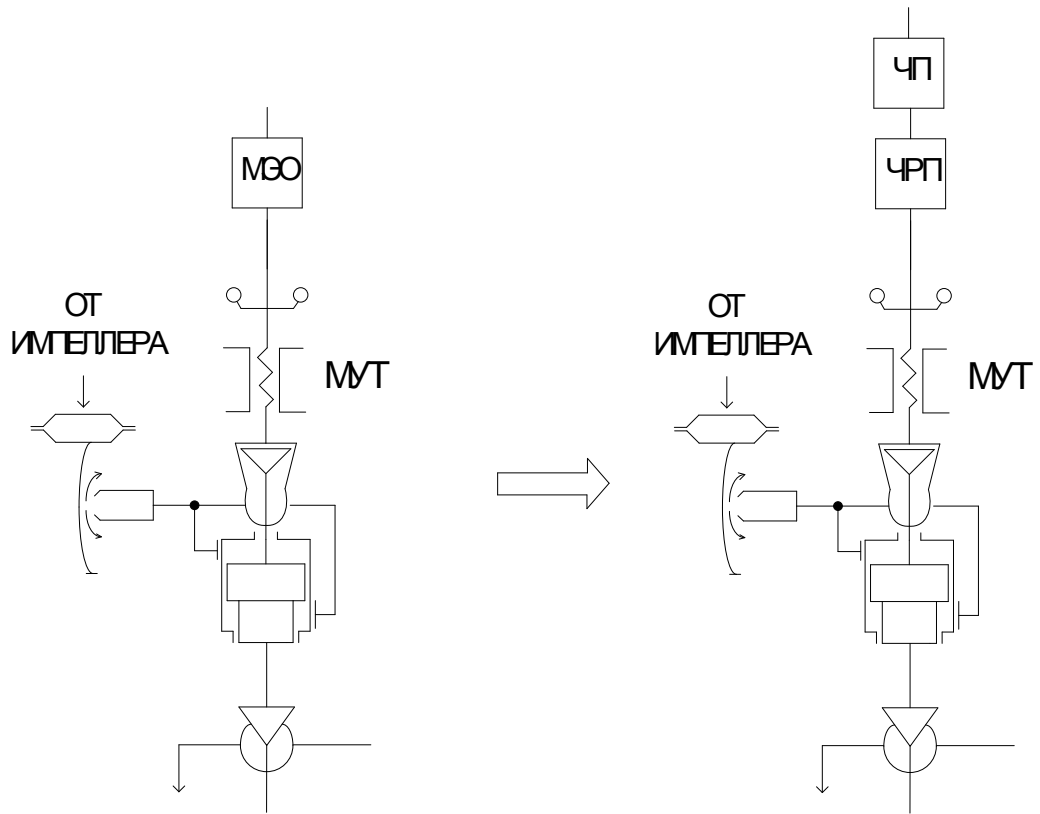


Рисунок 9 – Механизм перехода на ЧРП МУТа

Наиболее распространенным вариантом модернизации гидравлических систем регулирования турбин является установка ЭМП фирмы Exlar(США). Компания является мировым лидером в производстве серводвигателей высочайшего класса и соответствующей этому классу цены. На рисунке 10 изображен общий вид сервомотора.

Сервоприводы EXLAR практически не требуют обслуживания, очень удобны и рациональны с точки зрения управления и обеспечивают высочайшую точность позиционирования, скорость срабатывания и удобство эксплуатации [18].



Рисунок 10 – Линейный сервомотор Exlar

Привод имеет несколько встроенных датчиков (положения, перемещения и др.), большой диапазон нагрузок в зависимости от модели (до 18 000 кг), и возможность монтажа на клапана любых типов. Схема установки электропривода на отсечной золотник показана на рисунке 11.

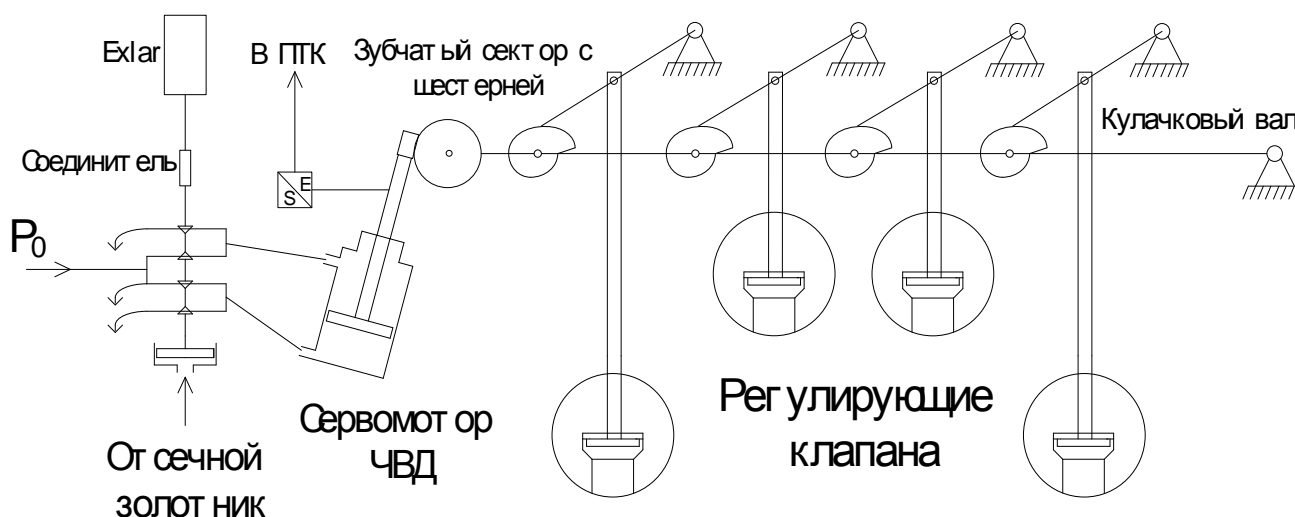


Рисунок 11 – Схема установки Exlar на отсечной золотник

Самым большим недостатком модернизации с применением привода Exlar, является высокая стоимость оборудования. Привод, имеющий необходимые нам параметры, является чрезвычайно дорогим, к тому же, для его функционирования необходим специальный блок управления - сервоусилитель, имеющий так же высокую стоимость. Прибавим к этим деньгам затраты на приобретение

ЭЧСР, демонтаж старой гидравлической части и подгонку нового оборудования и получим весьма не малые суммы. По предварительным подсчетам, сумма модернизации системы регулирования одного турбоагрегата, может достигать 9 - 12 миллионов рублей.

Третий вариант модернизации системы регулирования мы обозначили как переход на управление отсечным золотником с помощью гидравлического привода компании BoshRexroth. На рисунке 12 представлена схема установки привода в систему регулирования.

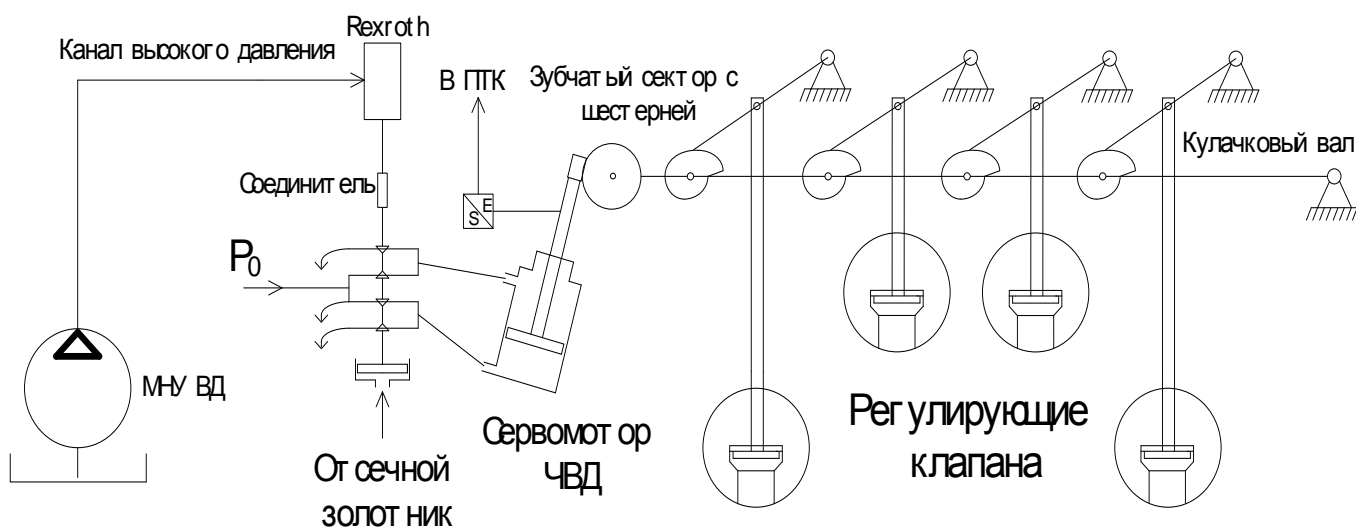


Рисунок 12 – Схема установки BoshRexroth на отсечной золотник

Компания BoschRexroth является дочерним предприятием всемирно известной компании Bosh, специализирующаяся на технологических решениях для промышленности, включая гидравлические приводы, автоматизированные решения и системы управления.

Из схемы приведенной на рисунке 13 видно, что принцип установки электрогидравлического преобразователя, в отличии от ЭМП Exlar, требует установки дополнительного узла в виде маслонапорной установки. Эту часть системы можно было бы исключить, если бы штатная МНУ турбины смогла дать необходимое давление для ЭГП, равное 160 – 180 кгс/см². Таким образом, особенностью данной системы является двухконтурность масляной системы.

Высокое рабочее давление данного ЭГП обеспечивает отличное быстродействие системы, хорошую точность позиционирования и высокую механическую мощность. Так же как и ЭМП Exlar, ЭГП BoshRexroth имеет встроенный датчик обратной связи, необходимый для функционирования ЭЧСР [15].

Таким образом, рассматриваемый вариант, помимо самого сервоцилиндра, требует установки дополнительной МНУ высокого давления, что в свою очередь вносит дополнительное обременение в виде финансовых затрат. Конечная стоимость установки такого типа оборудования, выходит дороже, чем система с использованием привода Exlar на 1 – 2 миллиона.

Для сравнения, можно предложить способ, использованный в системе регулирования турбоагрегата второй очереди, схема показана в приложении А.

Ниже будет рассмотрен каждый вариант по отдельности, проведем подбор оборудования и составим схемы.

2.2 Модернизация с применением привода Exlar

Первым рассмотрим вариант с установкой электропривода фирмы Exlar.

Для преобразования мощности электромотора в линейное перемещение привода компания Exlar использует специально разработанный механизм роликового ходового винта. Планетарные ролики, установленные вокруг передвигающегося штока привода, входят в резьбу, которая с огромной точностью нарезана на внутренней поверхности полого якоря привода.

Линейное перемещение получается при точной синхронизации с вращением якоря. В связи с тем, что данный механизм роликового ходового винта характеризуется намного большей суммарной поверхностью контакта, такие приводы обладают очень большим сроком службы и могут выдерживать большие нагрузки при более высоких скоростях, чем устройства аналогичных размеров на основе шарикового ходового винта.

2.2.1 Выбор оборудования

Подбор оборудования начнем с наибольшего, а именно с самого сервопривода.

У компании Exlar есть несколько типов электрических сервоприводов. Основными параметрами, создающими отличия между каждым типом, являются:

- номинальное усилие штока;
- максимальный ход штока;
- максимальная скорость перемещения штока;
- степень защиты привода (по градации IP).

Для нашей цели подходит привод среднего звена, тип привода обозначается как GSX. Диапазон номинального усилия штока у данного типа привода самый широкий, так же как и ход штока. Исходя из данных анализа, для перемещения отсечного золотника турбин УТЗ типа Т-110, необходимо усилие около 6...8 кН, и ход штока около 220 миллиметров. Таким образом, для выполнения нашей задачи, возьмем привод ExlarGSX30-1005, обладающий мощностью около 1.5 киловатт, ходом штока около 250 миллиметров, линейная скорость которого почти 700 миллиметров в секунду. Данный тип сервопривода имеет встроенный импульсный энкодер, с помощью которого система может с большой точностью определить реальные параметры двигателя, такие как скорость и ускорение, а так же в каком положении находится шток сервопривода.

Напомним, что для функции регулирования нам необходимо два таких привода, один на управление золотником сервомотора клапанов ЧВД, и второй для управления золотником сервомотора поворотной диафрагмы ЧНД.

Компания Exlar предлагает большое количество модификаций своих приводов. По желанию заказчика они могут комплектоваться различными устройствами обратной связи, будь то энкодеры или резольверы, так же возможно взрывозащищенное исполнение любого типа сервопривода, есть возможность выбора материала из которого изготавливается корпус сервоцилиндра и др. В таблице ниже, указаны основные возможные опции для сервоприводов Exlar.

Таблица 1 – Возможные комплектации сервоприводов Exlar

Опции предлагаемые компанией			
Принадлежность	Название	Код	Описание
Контроль перемещения	Внешнее антиротационное устройство	AR	Устройство, предотвращающее вращение штока привода
	Шлицевой шток	SR	Шлицевая проточка штока привода
	Преднагруженная передача	PF	Обеспечение полностью безлюфтового перемещения привода
	Тыловой электрический тормоз	RB	Встроенный удерживающий тормоз
	Защитный сильфон	PB	Установка защитного сильфона для защиты штока привода
	Ручной привод, маховик	HW	Установка на боковой части ручного маховика
	Регулируемые концевики	L1 L2 L3	Установка на привод до трех внешних концевых выключателей
	Набор специальных опций	XT	Различные опции перемещения (датчики усилия, высокотемпературное исполнение сильфона и др.)
	Датчик линейного перемещения	LT	Привод поставляется со встроенным датчиком линейного перемещения штока на полный ход привода
Опции двигателя	Специальные модификации двигателя	XM	Различные модификации двигателя привода.
	Нестандартная смазка	XL	Применение специальных смазок, отличных от MobilithSHC220, или масляного охлаждения.
Исполнение корпуса	Глянцевое белое эпоксидное покрытие	FG	Покрытие допущенное к применению в пищевой промышленности.
	Гальваническое никелевое покрытие	EN	Никелированный корпус.
	Корпус из нержавеющей стали	SS	Корпус привода полностью из нержавеющей стали, но изменяются габариты и снижается на 25% характеристики привода.
	Высокопрочное анодирование	HC	Корпус с высокопрочным бесцветным анодным покрытием.
	Специальное исполнение корпуса	HX	Любое другое исполнение корпуса не указанное выше.

Не трудно догадаться, что для такого мощного и точного устройства как сервопривод Exlar, необходима усилительная часть, служащая для преобразования слабого сигнала с контроллера в электрический сигнал необходимый сервоприводу для работы и обработки канала обратной связи. На рисунке 13 показана схема соединения типовой системы сервоцилиндр – сервоусилитель.

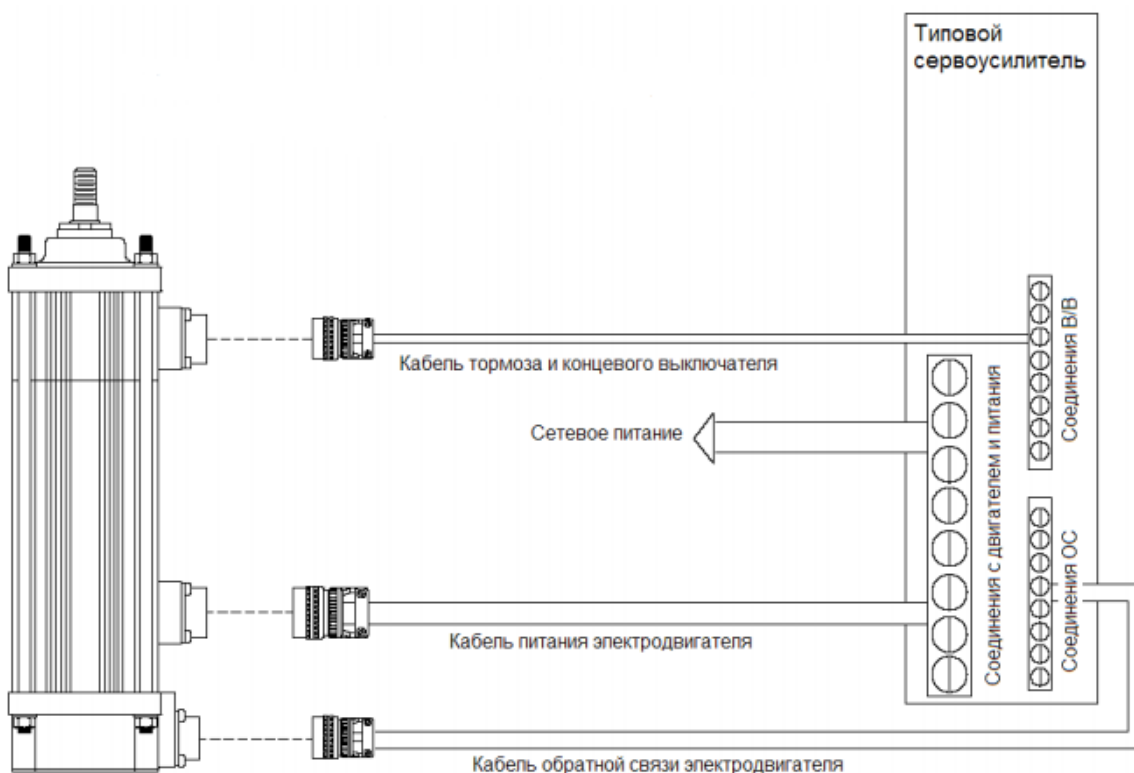


Рисунок 13 – Схема типовой соединения привода Exlarc сервоусилителем

Таким образом, следующим устройством которое мы рассмотрим, будет сервоусилитель.

Для сервоприводов Exlar, многие компании советуют использовать сервоусилители уже известной нам фирмы Emerson, серии UNIDRIVESP (см. рисунок 14).

Сервоусилитель UnidriveSP от компании ControlTechniques представляют собой высокотехнологичный, мощный инструмент для решения задач управления с помощью электроцилиндров и сервомоторов Exlar.

Аббревиатура SP не даром расшифровывается как Solution Platform. Обладая огромным количеством модулей расширения, преобразователь частоты Unidrive готов подстроиться под любую, даже самую сложную задачу.



Рисунок 14 – Сервоусилители серии UNIDRIVESP:

1 – монтажные крепления, 2 – панель управления, 3 – разъем сопряжения с модулями

Поддерживаются все типы датчиков обратной связи, встроенные три аналоговых входа и два аналоговых выхода, шесть дискретных входов и четыре дискретных выхода, мощный контроллер. Перечисленные характеристики могут быть расширены за счет дополнительных модулей.

Сервоусилитель Unidrive SP рекомендованы для задач, предъявляющих высокие требования к управлению движением, самодиагностики и обработки различных аварийных режимов. За счет мощного, свободно программируемого контроллера, возможно написание любого алгоритма работы, например в код программы можно внести кривые клапанов, на которых установлен электроцилиндр Exlar. Это позволяет разгрузить основной контроллер и уменьшить общий временной цикл системы.

Главной характеристикой подбора сервоусилителя является его мощность. Точнее мощность сервопривода, которым данный сервоусилитель будет

управлять. Мощность выбранного нами ранее сервопривода Exlar составляет чуть более полутора киловатт, значит исходя из данных таблицы 2, представленной ниже, выберем сервопривод с артикулом 1403.

Таблица 2 – Характеристики сервоусилителей UnidriveSP

Артикул	Ном. Мощность при 380 В, кВт	Макс. непрерывный ток, А	Пиковый ток, А
1401	1,1	2,8	3,0
1402	1,5	3,8	4,1
1403	2,2	5,0	5,5
1404	3,0	6,9	7,5
1405	4,0	8,8	9,6
1406	5,5	11	12,1

Таким образом, мы выбрали два основных устройства, необходимые нам в первую очередь для выполнения задачи регулирования по варианту модернизации с использованием сервоприводов компании Exlar [13].

Далее нам необходимо выбрать оборудование, необходимое для функционирования ЭЧСР, а именно контроллеры, модули УСО и датчики. Стоит отметить, что это оборудование является универсальным по отношению к рассматриваемым нами трем системам, поэтому повторное его описание в рассмотрении двух других вариантов мы производить не будем.

Ранее мы уже отметили то, что в качестве ЭЧСР мы выберем систему Ovation от Emerson, хорошо знакомую персоналу станции. К тому же, в настоящий момент предприятие Благовещенская ТЭЦ тесно сотрудничает с данной компанией, которая после выполнения обязательств по наладке второй очереди, ведет новый проект по автоматизации магистральных насосных станций.

В комплект оборудования системы Ovation входит шкаф, в котором находится два контроллера (один основной, второй резервный) и несколько модулей УСО, состав и количество которых определяется заказчиком.

Для функционирования ЭЧСР, нам необходимо иметь данные о скорости турбины. Напомним, что в аналоговой гидравлической системе регулирования,

сигнал этого не требовалось, функцию датчика скорости там выполнял насос импеллер, напрямую преобразующий скорость вала ротора турбины в давление масла. Здесь же требуется точное числовое значение, и получать мы его будем с помощью каскада датчиков, работающих по принципу эффекта Холла.

Многие компании, занимающиеся модернизацией систем регулирования, в том числе и Emerson, перешли на использование именно таких бесконтактных датчиков.

В каскаде находится три датчика, работа которых предполагается по логике два из трех, что обеспечивает хорошую точность и должную надежность измерения.

Система, используемая на второй очереди станции, имеет название CSI6300, общий вид которой представлен на рисунке 15.

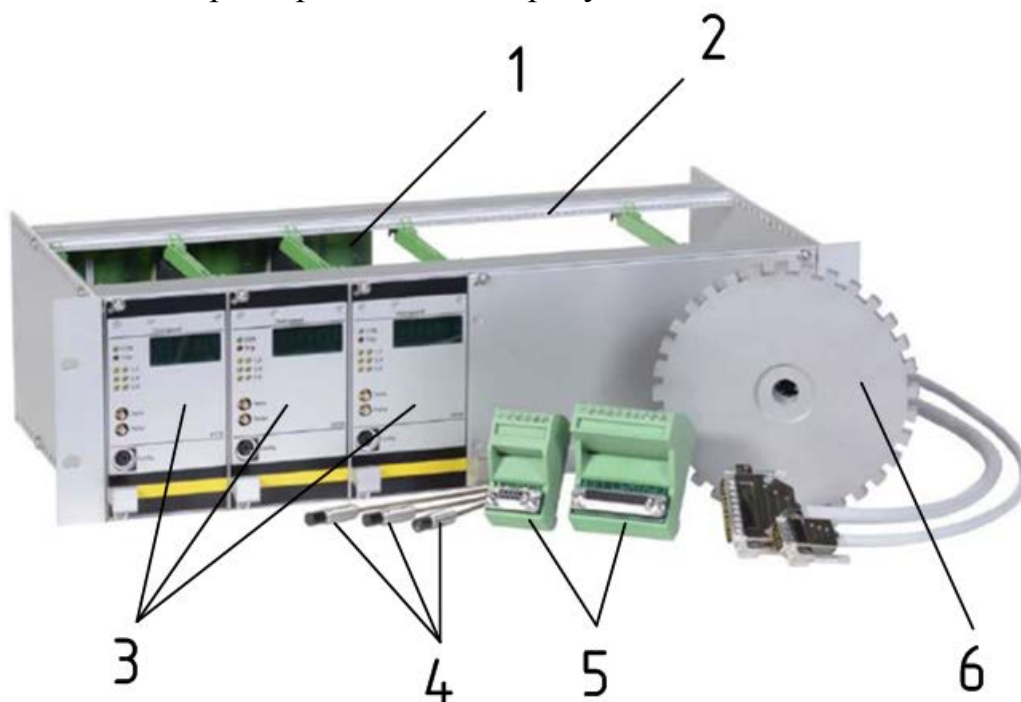


Рисунок 15 – Система измерения скорости:

- 1 – задняя панель, 2 – рама, 3 – устройства контроля, 4 – датчики вихревого поля, 5 – конвертеры, 6 – зубчатое колесо

Для создания переменного магнитного поля, которое будут фиксировать датчики, необходима установка специального колеса, с прорезями по периметру, внешним видом напоминающего прямозубую шестерню. Общий вид такого

колеса видно на рисунке 15, а на рисунке 16 показано его рабочее положение. Данное зубчатое колесо является частью индивидуального исполнения.

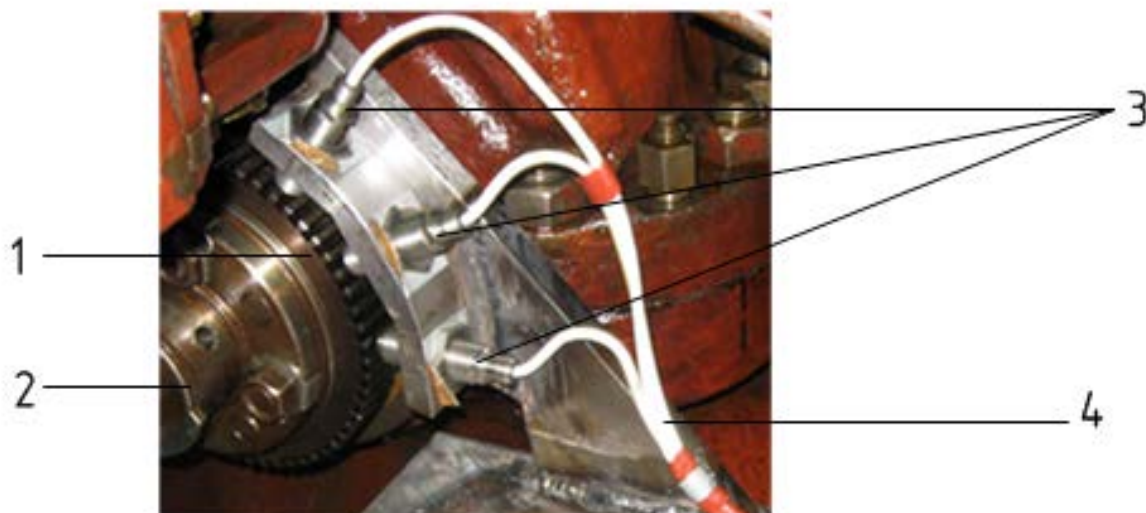


Рисунок 16 – Система измерения, установленная на турбине:

1 – зубчатое колесо, 2 – вал ротора турбины, 3 – датчики вихревого поля,
4 – кабель

Для работы системы CSI 6300 SIS необходима подача питания в 24 вольта постоянного тока, с мощностью, как минимум, 30 Вт. Допустимый диапазон напряжений от +19 В до +31,2 В постоянного тока. В том случае, если напряжение питания превысит + 33 В постоянного тока, система CSI 6300 SIS отключит соответствующую линию подачи питания [23].

В качестве источника тока для системы измерения выберем продукцию компании «КонтрАвт», хорошо известную инженерам автоматизации в отрасли промышленности. Блок питания мы выбрали мощностью 72 Ватта, PSM -72-24 (см. рисунок 17). Данный блок питания выпускается в пластиковом корпусе и с креплением на DINрейку [19].

Для регулирования мощности генератора, нам необходимо иметь данные о ней в настоящее время. Получать значение мощности мы будем с помощью уже установленных датчиков, которые в настоящее время используются на станции, эти датчики имеют стандартный токовый выход на 4 – 20 мА, поэтому не составит труда подключить их к новой системе. Так же мы поступим и с по-

казаниями давлений в отборе и паропроводе свежего пара, необходимые нам параметры будем получать с действующих датчиков, с тем же токовым выходом.



Рисунок 17 – Блок питания PSM – 72 - 24

Напомним, что весь процесс регулирования сводится к перемещению штока гидравлического привода, который в свою очередь воздействует на клапана свежего пара. А значит, учитывая все параметры, а главными в этом случае будут сигналы по давлению пара на впуске и в отборах, система должна приоткрыть или призакрыть клапана. Для обеспечения точного позиционирования штока электроцилиндра, необходима информация о положении штока гидроцилиндра в настоящее время, для этого существуют датчики линейного перемещения и положения. Спектр современных электрических датчиков положения достаточно широк. Поскольку в настоящее время в конструкции паровых турбин используются исключительно линейные гидравлические сервомоторы, приоритет среди прочих имеют датчики линейных перемещений.

Наиболее распространены индуктивные, потенциометрические, дифференциально-трансформаторные, магнестрикционные и др. Все они позволяют преобразовывать линейные перемещения штока рабочего органа в электрический сигнал (аналоговый или цифровой).

Так же для формирования сигнала положения сервомотора часто применяются электрические датчики углового перемещения, разнообразие которых

значительно превосходит разнообразие линейных датчиков. Очевидно, что они первоначально разрабатывались для определения углового положения вращающихся валов машин или механизмов и в силу полной идентичности измеряемого движения приобрели совершенно характерные конструктивные решения. Среди датчиков углового перемещения следует выделить 2 больших группы: поворотные электрические дифференциальные трансформаторы и энкодеры.

Особенностью применения любых типов датчиков углового перемещения для измерения положения гидравлических сервомоторов состоит в необходимости преобразования линейного измеряемого положения сервомотора в угловое положение вала датчика. В простейшем виде (и надо сказать, в наиболее надёжном с точки зрения конструкции) такой привод может быть реализован как рычажный, однако при этом возникает проблема линейности преобразования поступательного движения во вращательное.

Определённой альтернативой привода для линейного преобразования поступательного движения во вращательное является применение вытяжных тросиковых датчиков. На рисунке 18 показаны все три типа датчиков перемещения.

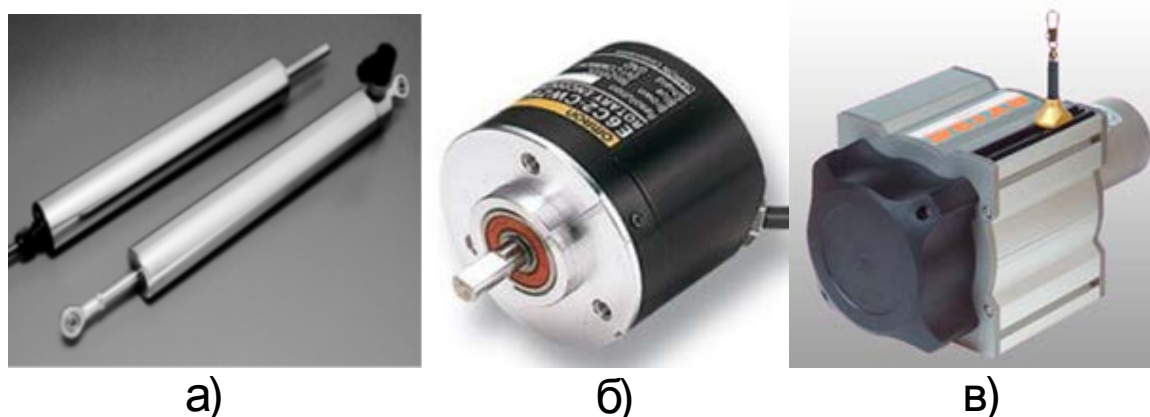


Рисунок 18 – Датчики положения: а) – линейный, б) – угловой, в) – тросиковый

Естественно, что каждый из типов датчиков имеет свои достоинства и недостатки. Таким образом, следует отметить, что при выборе первичного датчика для реализации надёжного измерения положения сервомотора для его работы

в замкнутом контуре регулятора положения, приоритет при прочих равных условиях должен отдаваться надёжности и безотказности конструкции датчика положения, даже в ущерб некоторым другим характеристикам, например линейности. Такой анализ, выполненный на УТЗ при разработке ЭГСРиЗ для теплофикационных паровых турбин, показал преимущество датчиков углового перемещения с рычажной передачей [12].

Отходить от мнений профессионалов мы не будем, и выберем датчик перемещения из рекомендованной группы.

Свой выбор мы остановили на инкрементном энкодере. Точность современных энкодеров достигает значения в несколько десятков тысяч позиций на оборот, что обеспечивает невероятно маленькую зону нечувствительности. Для наших целей подходит инкрементный энкодер, хорошо зарекомендовавший себя в отрасли автоматике и технологий компании Omron, модель E6C3-C (см. рисунок 18 - б). Основные параметры данной модели энкодера представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Характеристики энкодера Omron E6C3-C

Тип	Датчик угла поворота, оптический инкрементальный энкодер
Диаметр вала	8мм
Диаметр корпуса	50мм
Разрешение	100...3600 имп/об
Макс. скорость вращения	6000 об/мин
Выходной сигнал	PNP, NPN, токовый, по напряжению
Температура эксплуатации	-20...80 С°
Питание	5...24 В, DC
Подключение	Кабель PUR, 1 м
Материал корпуса	алюминий

Подключение энкодера к ПТК осуществляется через модуль дискретных сигналов. Соединение вала энкодера со штоком гидроцилиндра осуществляется

посредством металлических рычагов, принцип соединения показан на рисунке 19.

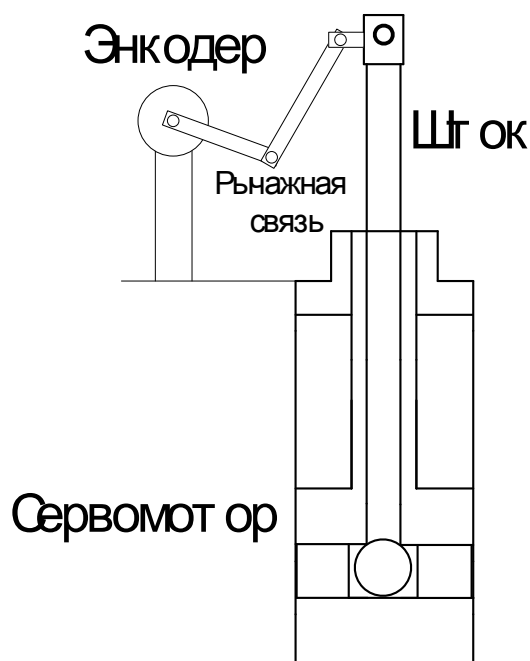


Рисунок 19 – Пример установки энкодера на сервомоторе

Металлические рычаги, соединяющие вал энкодера со штоком гидроцилиндра, являются частью индивидуального исполнения.

Последние три датчика, необходимые для функционирования рассматриваемого варианта модернизации, два из них это датчики давления пара, один из которых, установлен на трубопровод свежего пара, а второй в трубопроводе отбора пара, а третий – датчик мощности, отдаваемой генератором в сеть. Осуществлять выбор этих датчиков мы не будем, так как они уже установлены на рассматриваемых нами турбоагрегатах, и подключение их к новой системе не составит труда.

На этом, выбор устройств, необходимых нам для модернизации системы регулирования турбоагрегата по варианту установки электроцилиндра Eclair можно завершить.

2.2.2 Электрические соединения

Для получения работоспособной системы, нам необходимо составить электрическую схему соединений выбранного выше оборудования.

Сразу следует отметить, что способов подключения некоторых узлов существует несколько, и какой будет оптимален в той или иной ситуации заранее учесть невозможно, к тому же производитель оборудования оставляет за собой право в любой момент изменить конфигурацию своего оборудования, но все же нам необходимо разработать конечный и работоспособный вариант схемы.

Начнем с простого, а именно подключение стационарных датчиков. Напомню, у нас их используется три штуки, это один датчик мощности, и два датчика давления пара, один из которых используется для контроля давления пара в отборе, а второй для контроля давления пара на впуске, перед регулирующими клапанами.

Выше мы оговорили тот факт, что данные датчики могут быть подключены по стандартному интерфейсу для аналоговых датчиков – токовому сигналу 4–20мА. Что бы обеспечить данный тип подключения нам необходимо иметь только модуль аналогового ввода для контроллера, соединение выполняется по двух- или трехпроводной схеме, мы выбираем стандартную двухпроводную. На рисунке 20 изображена схема подключения аналогового датчика к контроллеру.

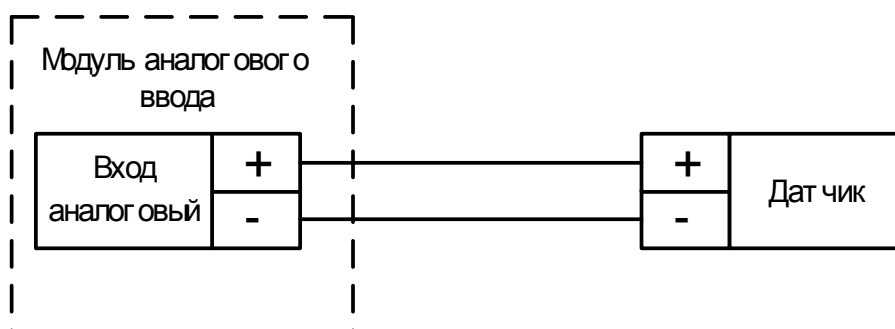


Рисунок 20 – Схема соединения аналогового датчика

Следует отметить, что информация с данных датчиков является оперативной и срочной. И при том, что есть возможность получения данных с датчиков из стационарной сети(через интерфейсыRS-485, LAN, или другие), где обновление происходит с небольшой задержкой, делать это абсолютно.

Далее рассмотрим подключение выбранного нами инкрементного энкодера компании Omron. У взятого энкодера, сигнал на выходе имеет импульсную форму, а значит, подключение к контроллеру будет происходить через мо-

дуль дискретного входа. Основной проблемой подключения данного типа энкодеров является то, что существует необходимость согласования частот выдачи импульсов энкодером, и частоты опроса портов контроллером. Естественно, что частота опроса контроллером портов должна быть больше, и достаточной для того чтобы корректно произвести подсчет импульсов, а зависит эта частота от скорости работы самого контроллера, а так же длительности цикла работы программы. Но, данные условия можно не учитывать, если заставить контроллер считать импульсы в отдельной подпрограмме, с использованием механизма прерываний [12].

Данный энкодер имеет пятипроводную схему подключения, два провода – это питание, которое будет подаваться от взятого блока питания, а остальные три – фазы, по которым происходит передача импульсов. Схема подключения изображена на рисунке 21.

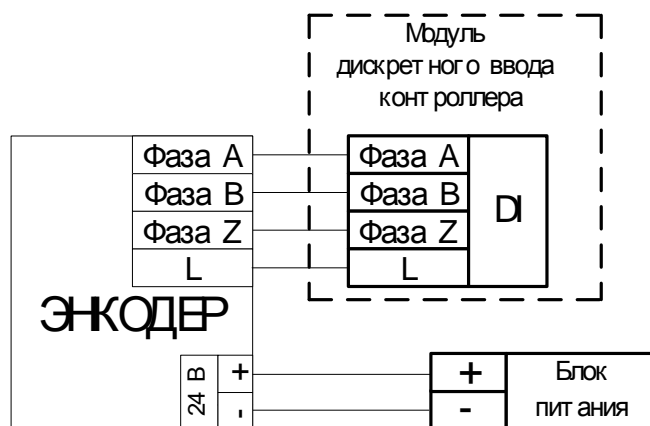


Рисунок 21 – Схема подключения энкодера

Далее перейдем к системе измерения скорости, и ее подключения к ПТК.

Система контроля состояния CSI 6300, выбранная нами для функционирования в качестве датчика скорости, является вполне самостоятельным комплексом, который можно настроить на определенный алгоритм работы, и принимать с него всевозможные сигналы, вплоть до сигнала прямого управления нагрузками, которые можно использовать для полного отключения турбины.

Рассматриваемая система состоит из четырех блоков, изображенных на рисунке 22, это непосредственно датчик вихревых токов, специальный конвертер, блок системы контроля, выполняющий функции расчета и формирования

необходимых управляющих сигналов и специальная панель, объединяющая три устройства контроля и содержащая на себе необходимую обвязку для передачи информации или управления нагрузками [22].

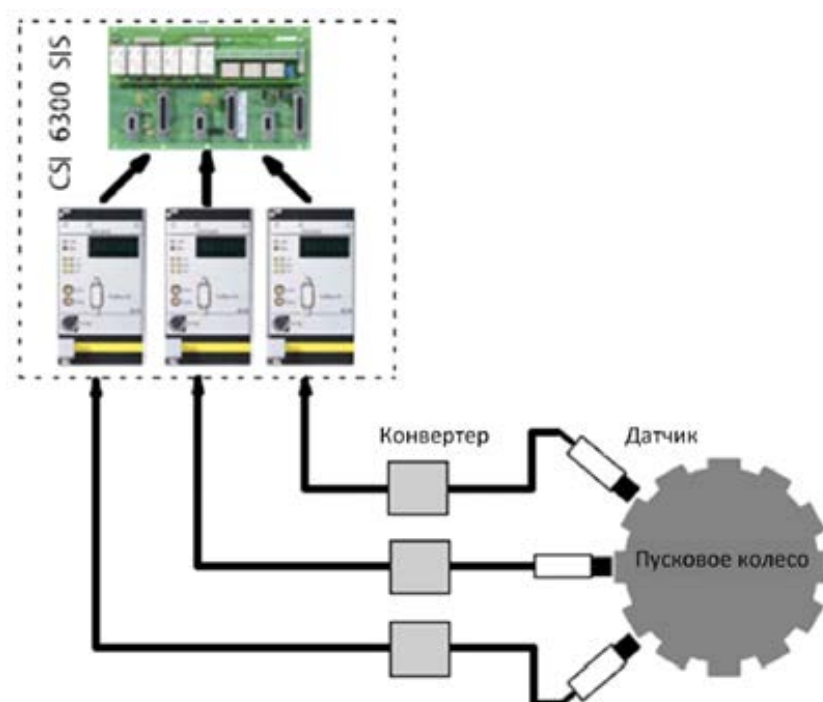


Рисунок 22 – Система CSI 6300

Подключение конвертеров к блокам контроля, так же как и подключение датчика к конвертеру, происходит посредством проводного соединения, с помощью специального экранированного кабеля, который является комплектным.

Нам необходимо получать информацию с системы о количестве оборотов турбины, сделанных за определенный промежуток времени, а именно – за минуту. Сделать это можно несколькими способами, будь то аналоговый сигнал по току, дискретные импульсные сигналы, или пакеты данных, переданные по сети. Самым точным способом получения данных, в случае измерения скорости, является способ передачи дискретными импульсами. Такой способ применен в системе регулирования турбоагрегата ст. №4. Остановимся так же на нем.

Для получения импульсных сигналов от системы CSI 6300, ПТК Ovation использует специальные модули обработки скорости, на каждый канал необходим свой отдельный модуль, принцип передачи сигналов изображен на рисунке 23.

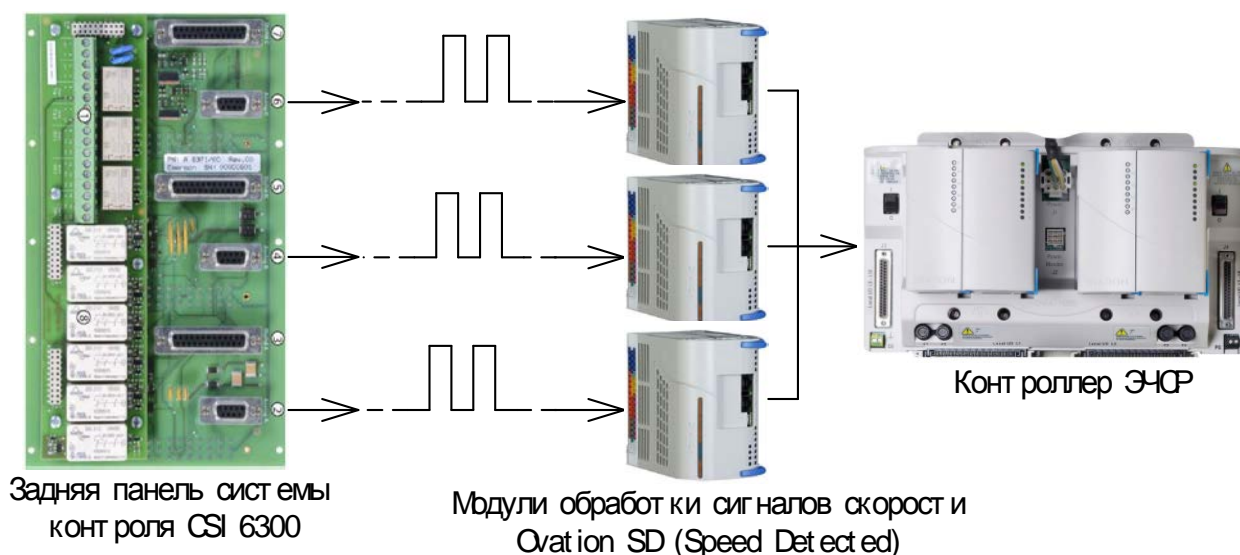


Рисунок 23 – Принцип работы считывания скорости

Подключение такого типа происходит при помощи 25-ти контактного клеммного блока типа Sub-D. По данной линии так же происходит подключение входных дискретных сигналов и сетей RS. На схемах условно обозначим подключение дискретного выхода как двухпроводной канал. Схема подключения системы CSI 6300 изображена на рисунке 24.

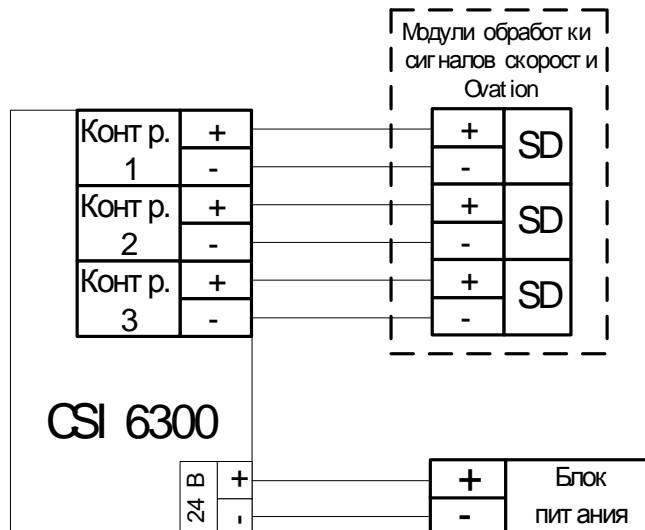


Рисунок 24 – Общая схема подключения системы CSI 6300

Если подключение такого типа, по какой либо причине не устроит, следующим по порядку, наиболее перспективным методом получения информации выделим аналоговый сигнал по току. Данная система поддерживает два основных типа аналоговой передачи сигнала, а именно 0..20мА и 4..20мА, которые

так же могут быть инвертированы, график зависимости аналогового сигнала от частоты вращения ускорения показан на рисунке 25.

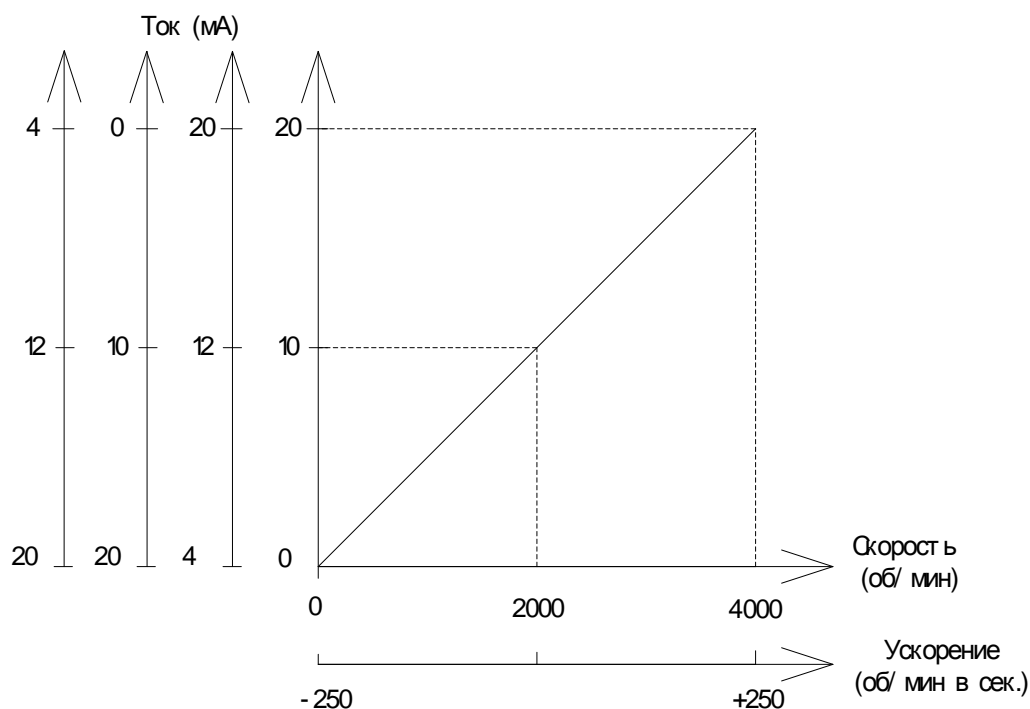


Рисунок 25 – Зависимость токового сигнала от физических показателей

Перейдем к рассмотрению подключения исполнительного механизма, а именно сервоцилиндра Exlarпод управлением сервоусилителя UnidriveSP. Комплекс из этих двух устройств, так же как и систему CSI 6300, примем как одно устройство, тем более что одно без другого лишено какого либо смысла в нашей системе. Да и подключение сервомотора к сервоусилителю происходит посредством комплектных кабелей, имеющих специальные унифицированные разъемы.

Что же касается подключения сервоусилителя к ПТК, то существует два основных варианта подключения управляющих сигналов, это дискретные цифровые входы, и аналоговые входы. Так же, следует отметить, что данный тип сервоусилителя, имеет пару особо точных, прецизионных аналоговых входов, предназначенных только для управления скоростью и ускорением сервомотора, подключенного к сервоусилителю, на этом типе подключения мы и остановимся.

Логично, что для распознавания сервоусилителем направления движения управляемого им сервоцилиндра, необходим какой то сигнал, который будет менять логику работы с положительной на отрицательную. Для этой цели, в выбранном нами сервоусилителе существуют несколько дискретных входов. На одном из этих входов и будет регистрироваться сигнал смены направления движения сервомотора, получаемый от управляющего контроллера.

Схема подключения сервоусилителя к ПТК, а так же подключение питания, показана на рисунке 26.

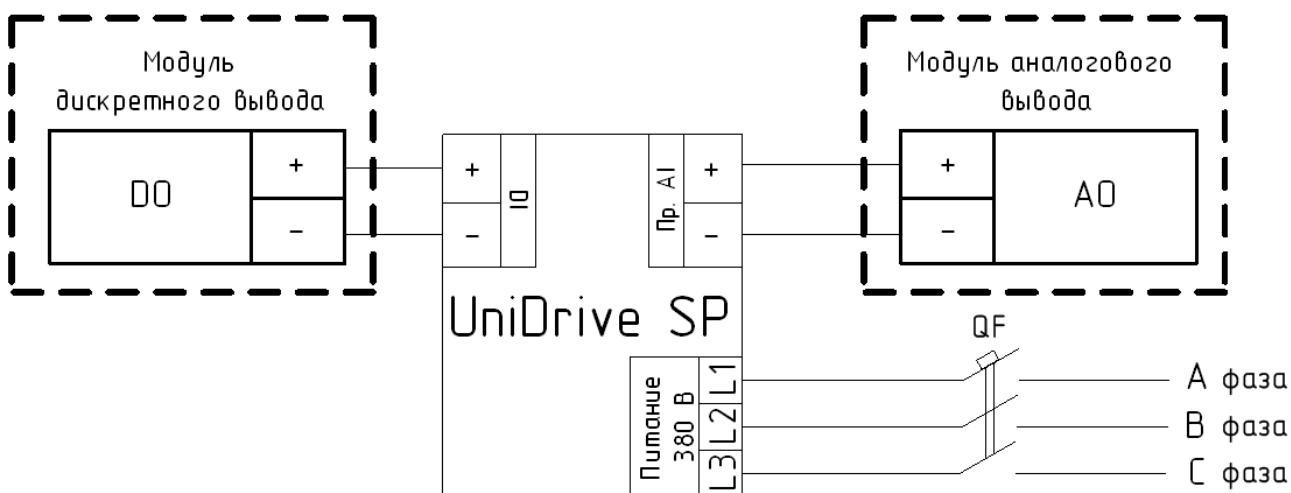


Рисунок 26 – Подключение сервоусилителя к ПТК и питанию

Так же, сервоусилитель имеет дискретный выход, по сигналу с которого, на ПТК будет регистрироваться ошибка работы или сообщение о неисправности.

На этом, проектирование электрической схемы для варианта модернизации с применением электрического сервоцилиндра компании Exlar можно завершить, полная электрическая схема всех соединений, представлена в приложении Г.

В следующем подпункте мы перейдем к рассмотрению варианта с применением гидравлического привода компании Bosh, произведем выбор оборудования и составим электрическую схему.

2.3 Модернизация с применением гидросистемы Bosh Rexroth

Гидросистема, работающая на давлении 125–160 бар, представляет собой маслонапорную станцию и гидроцилиндр с интегрированным клапанным блоком.

ком, т. е. все сигналы регулирования и защиты могут формироваться прямо на исполнительном органе для сокращения потерь давления и обеспечения необходимой динамики. Диапазон мощностей турбин, на которых можно применять такие системы, варьируется от 50 до 1600 МВт в паровых и до 340 МВт в газовых турбинах.

Основной элемент – гидравлический цилиндр, диапазоны основных характеристик которого указаны в таблице №4.

Таблица №4 – Характеристики гидравлических цилиндров

Характеристика	Значение
Ход штока	От 50 до 350 мм
Сигнал управления	4..20 мА, -10..+10 В
Усилие привода	От 77 до 842 кН
Время аварийного закрытия	<1 секунды

В самом простом исполнении гидроцилиндр снабжен тремя гидравлическими клапанами: одним для управления и двумя для аварийного закрытия. Гидравлическая схема гидроцилиндра изображена на рисунке 27.

В нормальном режиме гидравлическое масло поступает по каналу Р через фильтр (установленный на корпусе цилиндра) в сервоклапан, который обеспечивает позиционирование положения регулирующего парового клапана с точностью до 1 мм, и в каналы управления параллельных седельных клапанов (расположенных слева на рисунке 28), формирующие гидравлический сигнал управления, который механически запирает контур защиты. После сервоклапана жидкость по двум каналам попадает в полость гидроцилиндра и за счет заданного расхода поднимает шток гидроцилиндра, связанного механическим путем со штоком парового клапана на величину согласно заданию регулятора. Так реализуется штатный режим работы.

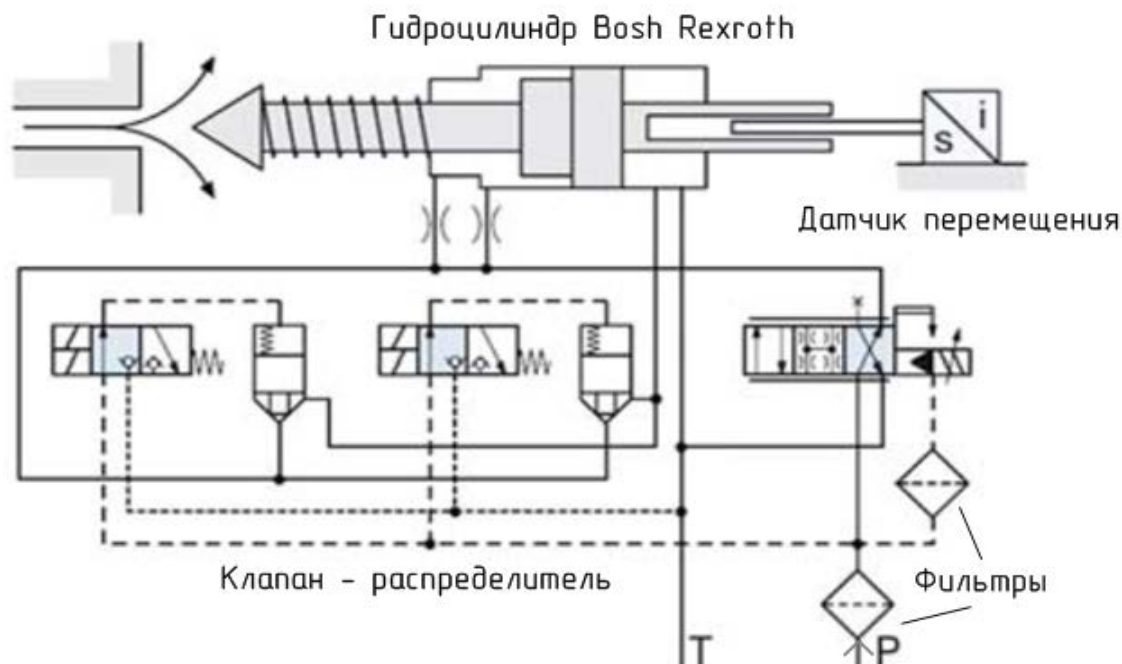


Рисунок 27 – Гидравлическая схема цилиндра

В случае аварии серво распределитель переходит в центральное положение и блокирует подачу жидкости, сигнал блокировки контура защиты пропадает. Таким образом, жидкость в замкнутом пространстве преодолевает сопротивление пружины и картриджных клапанов, после чего перетекает в противоположную полость. Пружина и давление жидкости в поршневой области гидроцилиндра развивают усилие, способное закрыть паровой клапан в течение 200 мс.

В следующем подпункте, мы перейдем к выбору оборудования, необходимого для модернизации системы регулирования турбоагрегата, так же, в нем будут оговорены некоторые особенности подбора оборудования.

2.3.1 Выбор оборудования

Подбор оборудования для данной системы будет производиться так же как и для системы рассмотренной ранее, за исключением того, что некоторое оборудование будет таким же как выбранное ранее. Естественно, от дублирования записей мы отказываемся, и сразу выделим ту аппаратуру, которая уже была ранее рассмотрена и является универсальной для обеих систем.

Ранее выбранные, и пригодные для системы регулирования с использованием гидросистемы BoshRexroth являются:

- система контроля (датчик частоты вращения) CSI 6300;
- энкодеры на штоках гидроприводов ЧВД и ЧНД;
- стационарные датчики давления в РС и отборе;
- стационарный датчик мощности генератора;
- ЭЧСР (рассмотренная ранее система Ovation от Emerson);
- блок питания компании КонтрАвт.

Таким образом, для функционирования системы такого типа нам необходимо осуществить подбор самого исполнительного механизма, т.е. гидроцилиндра, и маслонапорную станцию высокого давления, необходимой для работы системы.

Начнем с выбора самого важного устройства находящегося непосредственно на турбине – гидроцилиндра. Компания Bosh предлагает огромный выбор гидроцилиндров, различного исполнения и широкого диапазона характеристик. Напомню, что для нас важны три основные характеристики, это ход штока цилиндра (не менее 220 мм), скорость штока (около 1 метра в секунду), и минимальное развиваемое усилие штока (6..8 кН).

Под наши параметры попадает большое количество устройств, мы же остановимся на гидроцилиндре, тип которого рекомендован к использованию на регуляторах паровых и газовых турбин, а именно CGM, внешний вид которого изображен на рисунке 28.

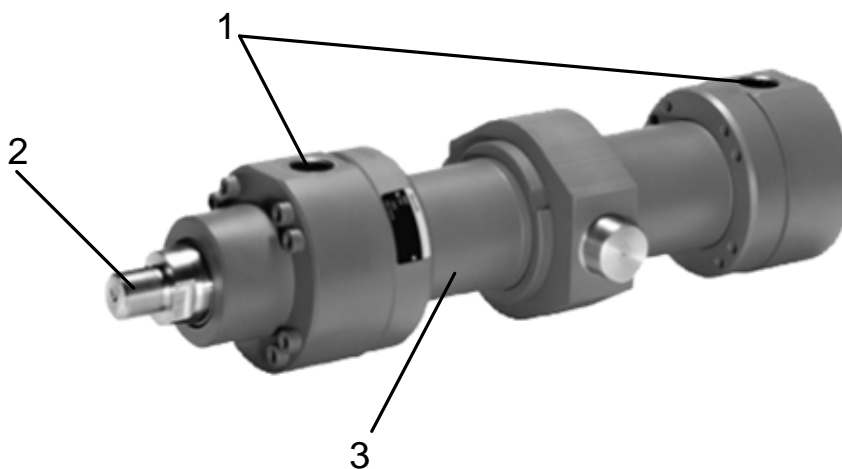


Рисунок 28 – Гидроцилиндр Bosh Rexroth серии CGM: 1 – отверстия масляных каналов, 2 – шток гидроцилиндра, 3 – корпус гидроцилиндра

Номинальное рабочее давление данного гидроцилиндра, составляет 160 бар, и это следует учитывать при настройке маслонасосной станции, так как при минимальном давлении (10 бар для данного гидроцилиндра) скорость штока будет минимальной. Таким образом, для обеспечения должного быстродействия регулятора, рекомендуем установить предел по давлению в маслосистеме на значения от 160 до 200 бар. Максимальный расход масла через цилиндр при максимальных параметрах давления составляет около 100 литров в минуту. Что же касается такой характеристики как ход штока, то она указывается заказчиком во время заказа оборудования [15].

Для точного позиционирования и управления данным гидроцилиндром необходим специальный электронный клапан - распределитель. Компания BoshRexroth производит несколько типов клапанов предназначенных каждый для своей цели. Для управления гидроцилиндром в режиме сервомашины используется высокоскоростной электроклапан с встроенным микроконтроллером - преобразователем и электрической обратной связью по положению 4WRDE серии 6X. Общий вид такого клапана показан на рисунке 29.

Основная задача такого клапана это прием электрического сигнала от управляющего устройства, в нашем случае от ПТК, и перемещение управляющего золотника в необходимое положение, которое обеспечит заданную характеристику работы турбоагрегата.

В качестве входного сигнала, данный электроклапан может принимать стандартный аналоговый сигнал 4...20 мА, что нас полностью устраивает.



Рисунок 29 – Клапан – распределитель: 1 – электрическая сервомашинка, 2 – блок клапанов распределителей, 3 – разъем подключения управляющих сигналов, 4 – блок обратной связи по положению клапана

Следует отметить, что распределители такого типа нуждаются во внешнем питании, необходимого для работы внутренней электронной схемы.

Основной характеристикой клапанов – распределителей, является максимальное рабочее давление и максимальный расход масла. Для нормального функционирования гидроцилиндра, необходимо, чтобы клапан - распределитель мог обеспечить значения данных параметров, которые будут не ниже значений самого гидроцилиндра. Клапан выбранный нами, поддерживает максимальное рабочее давление равное 360 – ти бар, и максимальный расход рабочей жидкости через свои каналы равное 460 – ти литрам в минуту.

Далее перейдем к выбору питающего устройства для гидроцилиндра, а именно маслonaсосной станции высокого давления.

Выбор этого устройства должен происходить исходя из параметров, которые мы уже затрагивали ранее, а именно максимальное давление в гидросистеме и максимальный расход масла. Под выставленные нами пределы подходит несколько типов и модификаций масляных станций. Нами была рассмотрена самая мобильная из них, станция серии CYTROPAC (рисунок30).



Рисунок 30 – МНС ВД СΥΤΡΟΡΑС

Она представляет собой закрытое, законченное устройство, имеющее на корпусе только разъемы для подключения питания и штуцера подключения агрегатов. От данной станции мы были вынуждены отказаться, в виду того, что она крайне не ремонтпригодна, имеет в своем составе огромное количество оригинальных устройств, которые в случае выхода из строя потребуют своей замены на оригинальные части, что внесет неудобство в указанных ситуациях, а так же в случаях технического обслуживания или капитальных ремонтов [15].

В итоге, качестве питающего устройства для нашей системы, нами была выбрана масляная станция высокого давления серии АВРАС. Данные станции являются модульными устройствами, интуитивное управление и точную настройку параметров давления. Общий вид станции показан на рисунке 31.

Для станций такого типа, максимальное рабочее давление равняется 315 бар, а максимальный расход около 200 литров в минуту. В комплекте станции имеются устройства ступенчатой фильтрации масла, масляный бак объемом от 100 до 400 литров.



Рисунок 31 – МНС ВД АВРАС: 1 – гидроаккумулятор, 2 – импульсные линии, 3 – двигатель МНУ, 4 – масляный бак

Мощность двигателя выбранной масляной станции равна 7.5 кВт. Она имеет собственный небольшой щиток, в котором установлены все необходимые устройства для ее работы и контакты для внешних подключений. Так же она имеет комплектный датчик давления, необходимый для системы защит, который будет информировать контроллер о наличии необходимого давления для функционирования системы регулирования, который в случае падения давления включит защиту турбины от потери управления [15].

На данном этапе, всё необходимое оборудование для системы регулирования с использованием гидравлической системы BoshRexroth, мы выбрали. Как видно, по комплектации, данный вариант модернизации отличается от прошлого только исполнительными механизмами, т.е. по трудоемкости модернизирования оба варианта находятся примерно на одном уровне, собственно как и по цене. В следующем подпункте мы перейдем к проектированию электрической схемы.

2.3.2 Схема электрических соединений

Напомним, что соединения элементов относящихся к обоим рассмотренным вариантам модернизации, мы проводить не будем, ограничимся только отличающимися устройствами и их подключениями. Таким образом, рассмот-

рим подключение только электронного распределителя к ПТК и масляной станции высокого давления к сети.

Подключение распределительного клапана к ПТК производится по линии аналогового сигнала, данный клапан поддерживает сигнал типа 4..20 мА. С помощью данного сигнала, ПТК будет управлять исполнительным механизмом, и в зависимости от его значения, распределитель будет выставлять необходимые характеристики линейного перемещения гидроцилиндра. Так же, распределителю необходимо внешнее питание, которое мы будем получать от рассмотренного ранее блока питания компании «КонтрАвт», и так как ток потребления распределителя не превышает пяти ватт, рассматривать более мощный блок питания нет необходимости. На рисунке 32 изображена схема электрических подключений клапана распределителя.

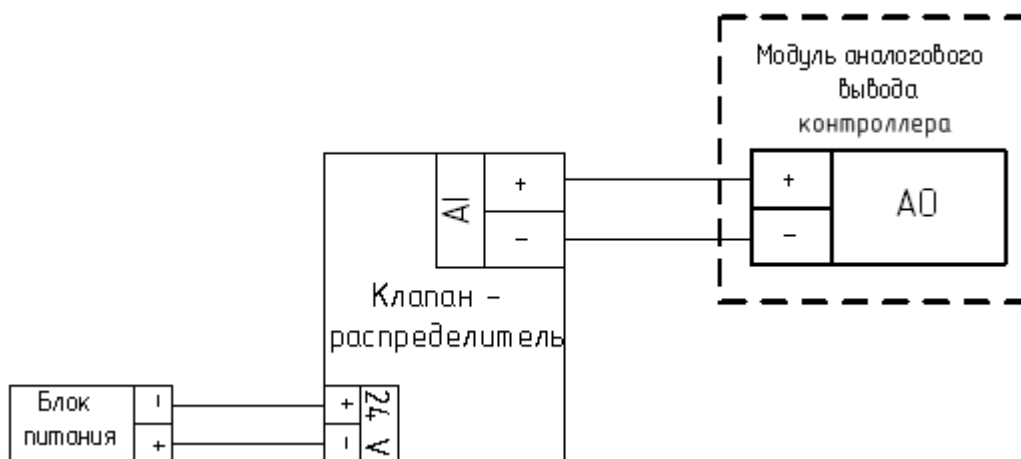


Рисунок 32 – Подключение клапана - распределителя

Следующим рассмотрим подключение маслонасосной станции высокого давления.

В зависимости от комплектации данной станции, существует множество вариантов подключения дополнительных цепей к ней. Например, производитель предлагает в виде опции, двигатель с частотным регулятором, который естественно, требует дополнительного управления в виде задания для частотного привода, нам же, необходимо обеспечить надежное поддержание заданного давления в системе, поэтому дополнительные опции нас не интересуют. Таким образом, подключение станции АВРАС будет осуществляться в сеть 380 вольт.

Так же, есть возможность подключения встроенного пускателя станции к дискретному выходу ПТК, либо системы защиты. Рассмотренные подключения изображены на рисунке 33.

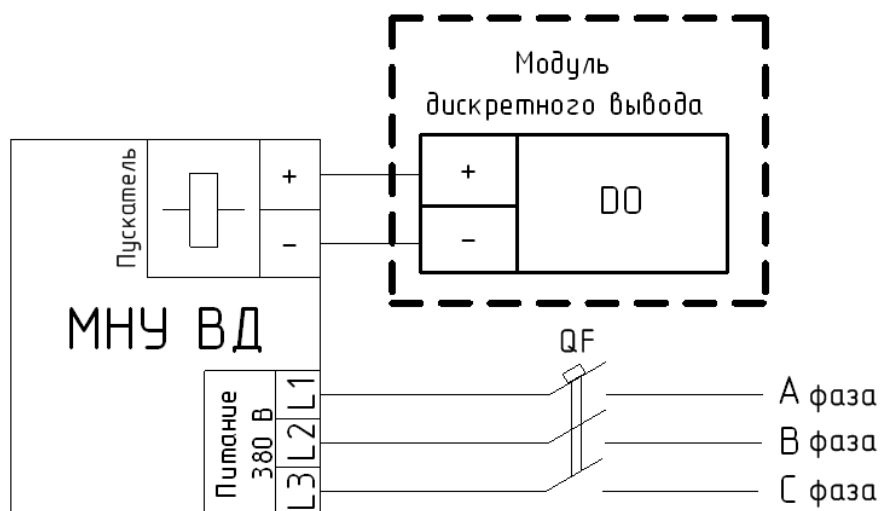


Рисунок 33 – Подключение маслонасосной установки высокого давления

Напомню, что данная станция имеет встроенный аналоговый датчик для мониторинга давления в системе, подключение которого будет изображено на полной электрической схеме, изображенной в приложении Д. Этот датчик необходим для всей системы регулирования, так как при потере давления в контуре высокого давления, система окажется неуправляемой, поэтому защита должна отключить турбину, недопустив снижения давления до показателя неработоспособности.

На данном этапе, мы рассмотрели все необходимые схемы соединений для варианта модернизации с использованием гидравлической системы BoschRexroth. Полная электрическая схема соединений по данному варианту модернизации, представлена в приложении Д.

В следующем пункте мы рассмотрим наименее перспективный вариант, модернизация по которому предполагает оставление всей действующей гидравлической системы регулирования, и установку частотного преобразователя с приводом на механизм управления турбиной, взамен штатного МЭО.

2.4САР механизмом управления турбиной

Данный вариант модернизации мы рассмотрим в качестве дешевой, но менее эффективной альтернативы рассмотренным ранее вариантам.

Общий принцип модернизации по такому варианту мы оговаривали ранее.

Суть такого управления турбиной сводится к более современному, плавному и стабильному регулированию старой гидромеханической системы регулирования.

Установка частотно-регулируемого привода на механизм управления турбиной дает нам улучшение характеристик его работы, а именно плавное регулирование скорости изменения расхода пара через регулирующие клапана, что в свою очередь уменьшает зону нечувствительности МУТа, а так же более точную установку заданного значения по мощности и скорости турбины.

Следует отметить, что проектирование такой системы уже было произведено ранее, а после этого, модернизация по такому варианту была произведена на Райчихинской ГРЭС.

Переделки такого характера не требуют кардинального вмешательства в систему регулирования, всё что требуется, это установить на место штатного МЭО привода МУТа, небольшой, маломощный, трехфазный, асинхронный электродвигатель, управление которым осуществляется через частотный преобразователь. Для такой системы не требуется особо точных и дорогостоящих механизмов, таких как сервоприводы Exlar или специальные клапана - распределителиBoshRexroth.

Следует отметить, что модернизация привода механизма управления турбиной, так же как и рассмотренные ранее варианты, требует наличия полноценного числового программного управления, а значит, от установки шкафа контроллера со всеми дополнительными устройствами уйти не удалось, что в свою очередь еще более ухудшает экономическую эффективность проекта.

Сотрудниками Райчихинской ГРЭС была разработана собственная электрическая схема, был произведен подбор оборудования и написаны программы управления для контроллера.

Для модернизации по такому варианту необходимо:

- программно – технический комплекс;
- измерительные преобразователи частоты и мощности;
- блок сигнализации положения токовый;
- асинхронный двигатель;
- преобразователь частоты.

Как видно, перечень необходимого оборудования несколько отличается от рассмотренного в предыдущих пунктах. Общая структурная схема такой системы изображена на рисунке 34.

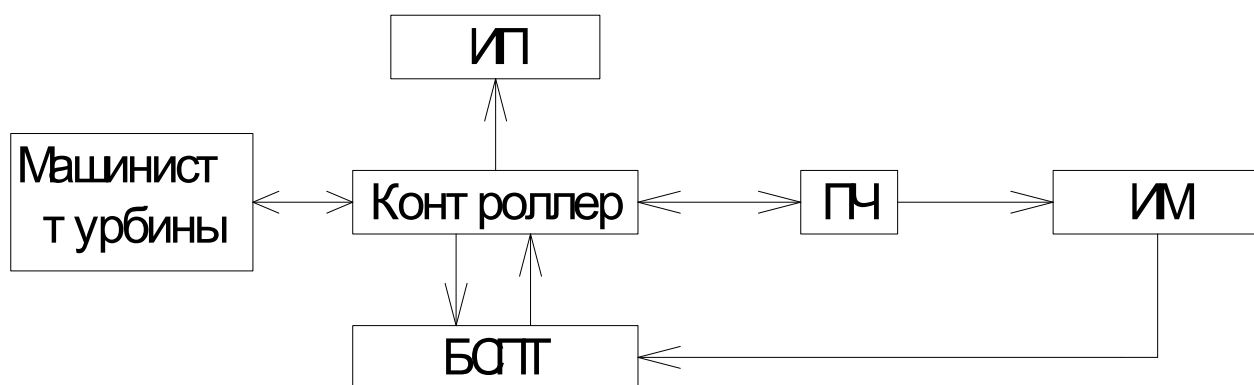


Рисунок 34 – Структурная схема управления МУТом

Упрощенным набором устройств и отсутствием большого числа переделок гидромеханической части, такая система получается максимально повторяемой, что в свою очередь является большим плюсом, особенно при самостоятельной модернизации системы регулирования [11].

2.5 Механические решения

В данном подпункте мы рассмотрим некоторые особенности модернизации системы регулирования с точки зрения механических переделок и обязательных условий модернизации.

Гидравлическая часть системы регулирования турбоагрегата включает в себя большое число устройств, все они связаны друг с другом посредством масляных каналов, трубок и шлангов.

Для установки сервопривода Exlar, так же как и для установки гидросистемы высокого давления от компании Bosh, необходимо произвести демонтаж большей части ГЧСР, и оставить только отсечной золотник с гидроцилиндром. Так же необходимо предусмотреть то, что маслоснабжение этих двух устройств должно оставаться работоспособным.

На рисунке 35 показана схема расположения элементов ЭГСР в блоке переднего подшипника. На схеме показано только то, что остается после демонтажа старой системы регулирования.

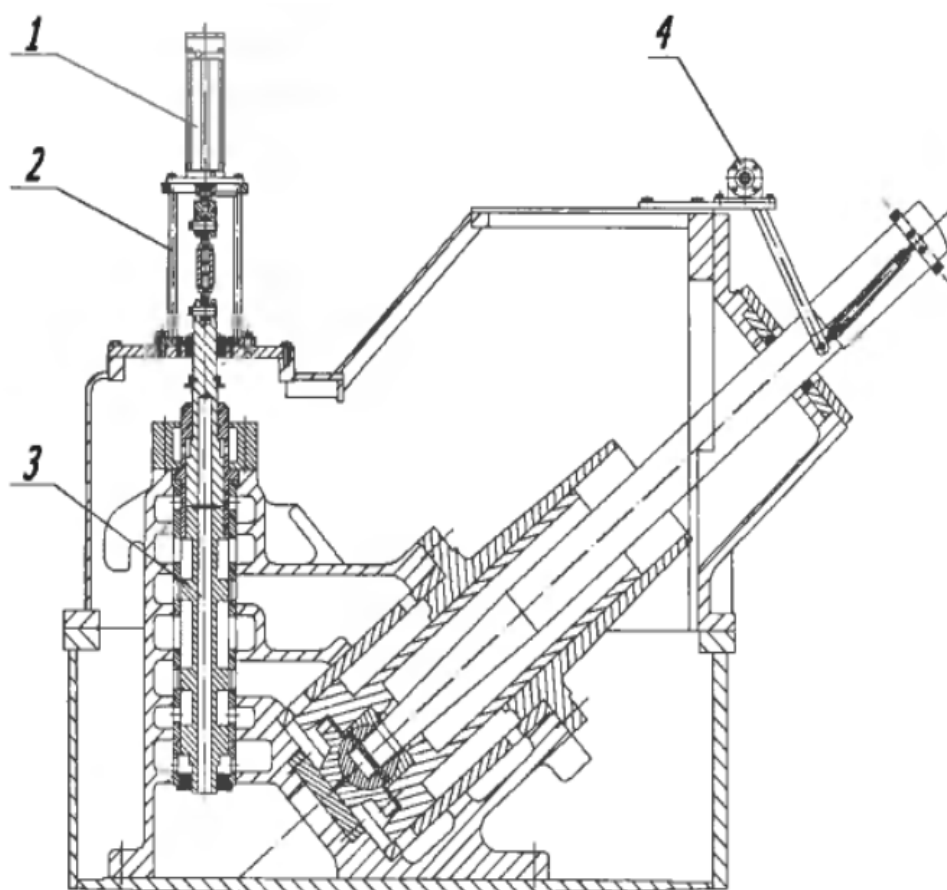


Рисунок №35 – Схема расположения элементов ГЧСР:

- 1 - «Exlar» или «Bosh», 2 – стойка, 3 - отсечной золотник сервомотора ЧВД, 4 - датчик положения сервомотора

Следует отметить, что вся процедура демонтажа существующей системы, должна проходить с максимальной осторожностью, все необходимые расчеты должны быть произведены заранее, а сами работы должны производиться высококвалифицированными специалистами. Необходимо не допустить повреждений маслосистемы отсечных золотников и сервоцилиндров, в случае использования плазморезов, бензорезов или газосварки, следует учитывать возможность тепловой деформации металлических объектов, и не допускать ее.

Что касается таких устройств как сервоусилители для привода Exlar, или маслонасосной установки высокого давления для системы с использованием гидравлики BoshRexroth, то их расположение должно быть в непосредственной близости от регулирующих устройств, т.е. на площадке турбоагрегата.

Масляную станцию высокого давления необходимо расположить так же, на площадке турбоагрегата, как можно ближе к блоку переднего подшипника, это положительно скажется при прокладке масляных магистралей высокого давления, и в обслуживании всей системы регулирования.

Вся электроника должна находиться в шкафах, устроенных по всем правилам эксплуатации, имеющих вентиляцию, заземление и помехозащищенность.

Шкафы контроллеров должны устанавливаться в закрытом взрывобезопасном и пожаробезопасном помещении с соблюдением рабочих условий эксплуатации:

- температура окружающей среды от 5 до 50 градусов цельсия;
- относительная влажность от 30 до 80 %;
- атмосферное давление от 84 до 106,7 кПа;
- внешние магнитные поля напряженностью не более 400 А/м;
- вибрация на местах крепления с частотой не выше 25 Гц и амплитудой, не превышающей 0,1 мм;
- без агрессивных паров и газов в окружающей среде.

Прокладка кабелей и жгутов с проводами должна отвечать требованиям действующих «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ).

Для уменьшения влияния помех от таких электромеханических устройств, как электродвигатели, высокочастотные переключатели, усилители сигналов и т.п. необходимо выполнять следующие правила:

- 1) заземлять элементы крепления используемых корпусов.
- 2) разделять кабели в пространстве, по которым передается аналоговая информация, дискретные сигналы и остальные цепи. Необходимость в экранировании кабеля зависит от длины связей и от уровня помех в зоне прокладки кабеля. Не допускается объединять в одном кабеле (в жгуте) цепи, по которым передаются входные аналоговые и дискретные сигналы. Экранировать входные и выходные дискретные кабельные цепи не требуется.

- 3) подключать заземление как можно ближе к экранируемой точке, избегая при этом создания «земляных» контуров.

- 4) использовать кабель соответствующего диаметра и типа.

- 5) силовые цепи необходимо прокладывать отдельно от остальных цепей.

Сетевое напряжение электропитания контроллера и других устройств, таких как сервоусилители или МНУ ВД, должно подаваться на блоки и модули питания через силовые цепи, оборудованные автоматами защиты сети с соответствующими уставками по току.

Устройства контроллера, датчики и исполнительные устройства, входящие в один контур регулирования или управления, должны быть отнесены («привязаны») к одному автомату защиты сети.

2.6 Системы защиты турбоагрегата

Наряду с системой регулирования, не менее важной является система защиты турбоагрегата.

Главной задачей этой системы, является отключение турбины, для предотвращения аварии при выходе на критические параметры, или потери управляемости от регулятора, что в свою очередь может произойти при его неисправности.

Система защиты турбоагрегата функционирует автономно и имеет 2 уровня:

- электронный уровень (ЭАБ);
- гидравлический уровень (автомат безопасности, стопорные клапана).

При модернизации систем регулирования и защит действующих турбин, в частности защиты от разгона, возникают вопросы о надёжности и возможностях электронных автоматов безопасности.

Значительная часть заводов-изготовителей имеет точку зрения, что ЭАБ может устанавливаться дополнительно к механическому автомату безопасности. Существует и другая точка зрения, заключающаяся в том, что надёжность и качество многоканальных ЭАБ безусловно выше механического автомата безопасности (естественно при грамотном построении проектировании) и при реконструкции правильнее последний демонтировать, что значительно облегчает наладку и испытания защиты в процессе эксплуатации турбоагрегата. На текущий момент времени, последняя точка зрения имеет безусловное преимущество, прежде всего в результате накопившегося опыта эксплуатации турбин с ЭГСРиЗ без дублирующей ГСРиЗ [18].

Основным элементом защиты в электрической части является электронный автомат безопасности, представляющий собой электронный вычислитель, служащий противоразгонной защитой в случае плохого качества сигнала по частоте вращения и чрезмерного разгона агрегата.

На турбоагрегате второй очереди, основой электрического автомата безопасности служит уже рассмотренная ранее система контроля состояния CSI 6300. Данная система имеет специальные релейные выходы, которые при необходимости коммутируют аппаратуру отключения турбоагрегата.

Таким образом, для обеспечения полноценного алгоритма защиты, необходима установка второго комплекта системы контроля состояния.

Гидравлическая система защиты главным образом включает в себя систему управления стопорными клапанами, полностью перекрывающими поток свежего пара в регулируемую ступень и поток пара в отборы. Срабатывание клапана происходит при потере управления регулирующими клапанами системой регулирования, что происходит в случае потери давления в маслосистеме

регулятора. На рисунке 36 показана схема расположения стопорного клапана на паропроводе свежего пара.

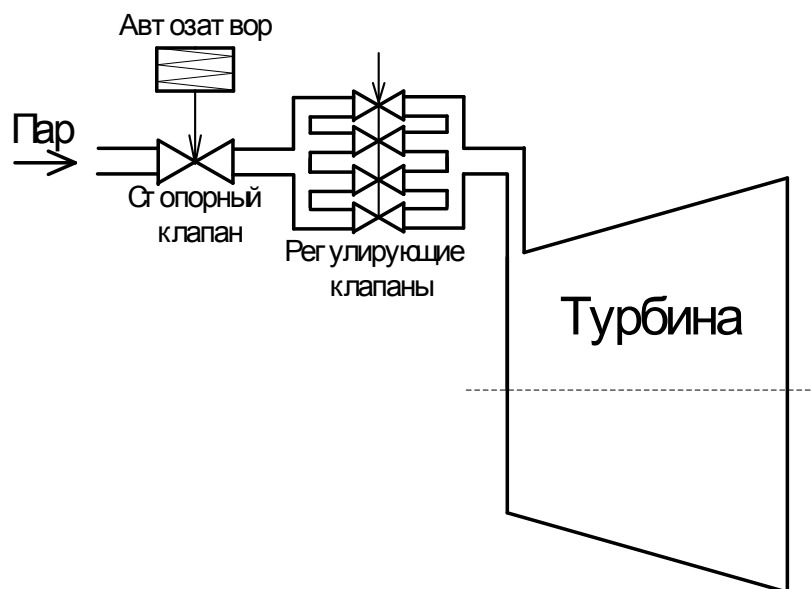


Рисунок №36 – Расположение стопорного клапана на паропроводе

При модернизации системы регулирования, которую мы рассмотрели ранее, вопрос системы защиты остается открытым.

Правильным решением в нашем случае будет оставить существующую гидравлическую систему защиты, обеспечивающую срабатывание стопорного клапана, и добавление электрического автомата безопасности, предотвращающего разгон турбоагрегата в критических ситуациях.

Сигналы электронного автомата безопасности управляют блоком золотников защиты, изображенного на рисунке 37.

Данный блок формирует сигнал на останов турбины по логической схеме «2 из 3».

В корпусе 2 расположены три золотника защиты 4. Каждый из золотников защиты управляется давлением масла в импульсной камере 3 (формируемым соленоидными клапанами, установленными в блоке соленоидных клапанов). Выходом БЗЗ является давление масла в «линии защиты» (импульсной линии автозатворов стопорных клапанов) в соответствии с логикой «2 из 3». Это означает, что все сигналы на останов турбины поступают параллельно в каждый канал защиты, вызывая посадку золотников 4. Конструкция БЗЗ выполнена

таким образом, что при посадке любой пары золотников давление масла в линии защиты падает, вызывая закрытие автозатвора стопорных клапанов.

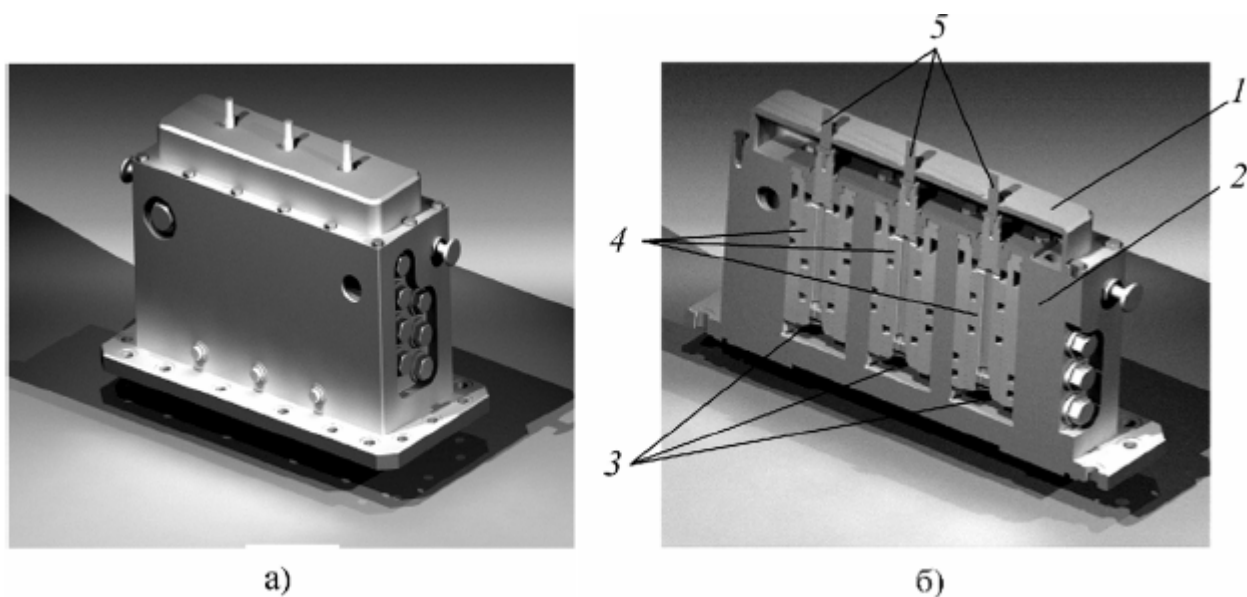
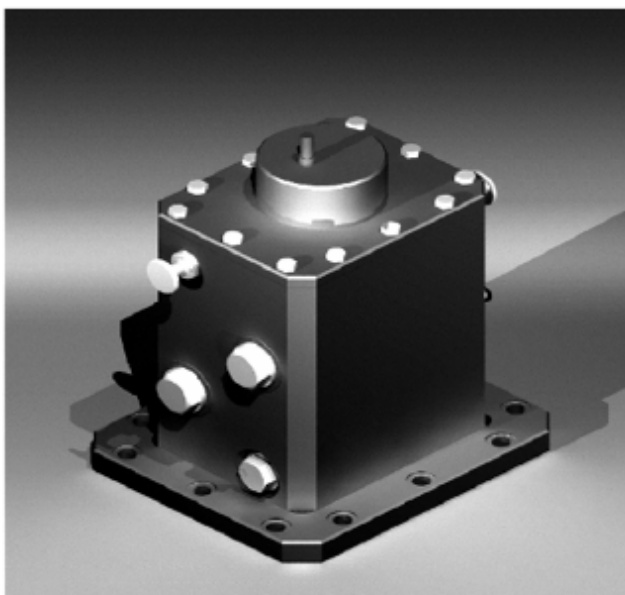


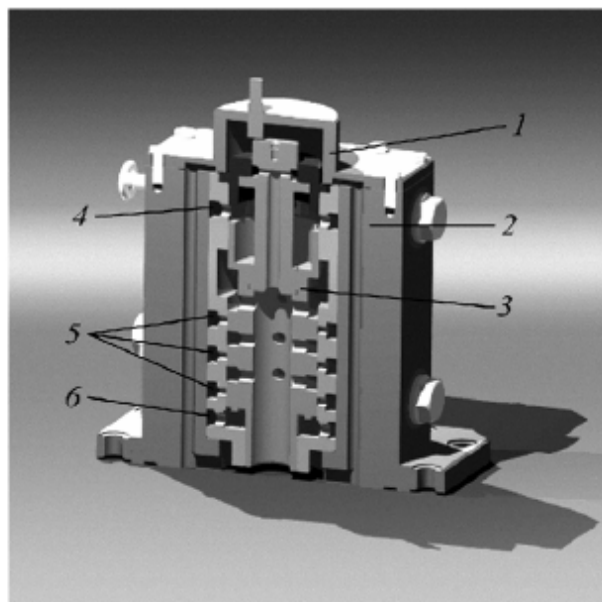
Рисунок №37 – Блок золотников защиты: а) – внешний вид, б) – в сечении; 1 – крышка, 2 – корпус, 3 – импульсные камеры золотников, 4 – золотники, 5 – датчики приближения

В то же время, посадка любого одного золотника не приводит к останову, что позволяет осуществить снятие со взвода (расхаживание) каждого канала защиты на полный ход под нагрузкой. Контроль работы блока золотников защиты обеспечивается бесконтактными дискретными датчиками положения 5, установленными в крышке 1.

Ещё одним элементом защиты является блок промежуточного золотника защиты (БПЗЗ), представленный на рисунке 38, предназначенный для закрытия всех сервомоторов системы регулирования от системы защиты (от БЗЗ).



а)



б)

Рисунок №38 – Блок промежуточного золотника защиты: а) – внешний вид, б) – в сечении; 1 – крышка, 2 – корпус, 3 – золотник, 4 – подвод масла от насоса, 5 – подвод масла из линии управления сервомоторами, 6 – подвод масла из линии защиты

Таким образом, блок промежуточного золотника защиты (БПЗЗ) формирует дополнительный гидравлический канал защиты, параллельный электрическим каналам ЭЧСРиЗ.

При срабатывании БЗЗ и исчезновении давления в линии защиты золотник 3 опускается на нижний упор, открывая сливные окна в импульсных линиях сервомоторов 5, в результате чего сервомоторы зарываются.

Структурная схема системы защиты изображена в приложении Е.

Таким образом, при модернизации системы регулирования турбоагрегата, необходимо так же дорабатывать систему защиты турбины. Из описания выше можно сделать вывод, что монтаж и установка системы защиты не вызовет большого затруднения, и не требует большого объема работ и оборудования, в отличие от работы по внедрению системы регулирования частоты и мощности.

2.7 Выводы

В ходе выполнения данного раздела работы, были рассмотрены два основных направления модернизации системы регулирования частоты и мощности турбоагрегата.

Модернизация с применением электрических сервоцилиндров компании Exlar, подразумевает демонтаж всей гидравлической части регулирования, кроме питания главных сервомоторов, что оставляет гидросистему одноконтурной. Использование гидросистемы BoshRexroth подразумевает установку дополнительной масляной станции высокого давления, что делает гидравлическую часть системы регулирования двухконтурной.

С точки зрения управления исполнительными механизмами, в обоих случаях необходима специальная усилительная часть, которая преобразует слабое воздействие с контроллера ЭЧСР в сигнал, необходимый для функционирования механизмов. Для гидроцилиндра это специальный клапан - распределитель, а для электроцилиндра, это преобразователь частоты, способный работать в режиме сервоусилителя.

Что касается вспомогательного оборудования, то его состав для обоих вариантов практически одинаков.

Так же, в ходе выполнения раздела, было упомянуто решения, принятое инженерами Райчихинской ГРЭС на одном из своих турбоагрегатов. Данный вариант обозначает себя как полумера, и в детальном рассмотрении не нуждается.

Таким образом, с учетом всех достоинств и недостатков каждого варианта, в качестве основного принимаем вариант с применением электроцилиндра компании Exlar, хорошо зарекомендовавший себя как в России так и зарубежом.

3 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

Рассмотренные в данном проекте системы регулирования находятся в турбинном цехе Благовещенской ТЭЦ.

3.1 Безопасность

3.1.1 Техника безопасности при работе с регулируемыми системами

Техника безопасности при работе с системами регулирования запрещает:

- прикасаться к подвижным и находящимся под напряжением частям системы;
- останавливать вручную двигающиеся механизмы;
- эксплуатировать неисправное оборудование, а также оборудование с неисправными или отключенными устройствами;
- опираться и становиться на корпуса механизмов и устройств, находящихся в работе;
- производить несанкционированные ремонтные или работы по обслуживанию систем.

Каждый сотрудник, работающий непосредственно с системами регулирования, если он сам не может принять меры к устранению нарушений правил, обязан немедленно сообщить вышестоящему руководству о всех замеченных им нарушениях правил или неисправностях, представляющих опасность для жизни людей.

При несчастных случаях с людьми снятие напряжения для освобождения пострадавшего от воздействия электрического тока должно быть произведено без предварительного разрешения.

Производитель работ отвечает:

- за соответствие рабочего места нормам;
- за четкость и полноту инструктажа сотрудников;
- за наличие, исправность и правильное применение необходимых средств защиты, инструктажа, инвентаря и приспособлений;
- за безопасное проведение работ и соблюдение настоящих Правил ТБ;

-осуществляет постоянный надзор за сотрудниками.

Каждый рабочий обязан соблюдать настоящие Правила ТБ и инструктивные указания полученные при допуске к работе и во время работы, а также требования указаний по выполнению работ и местных инструкций по охране труда.

Лица, нарушившие настоящие Правила, отстраняются от работ.

3.1.2 Безопасность при работе с гидравликой

В системе регулирования с использованием гидропривода BoshRexroth, используется маслонапорная установка высокого давления, таким образом необходимо рассмотреть технику безопасности при работе с гидравлическими системами, находящимися под высоким давлением.

При эксплуатации гидроприводов с высоким давлением (более 10 МПа) следует создать безопасные условия для обслуживающего персонала от поражения струей жидкости. Для этого необходимо ограждать кожухом все участки гидролиний, которые не заключены в общий корпус машины.

При обнаружении внешних утечек жидкости необходимо немедленно остановить насос и устранить утечки. Категорически запрещается для устранения утечек подтягивать соединения трубопроводов, штуцеры и т.п. при наличии высокого давления в гидросистеме.

Гибкие рукава и шланги не должны перекручиваться в процессе эксплуатации, что определяется по продольным надписям основных параметров (диаметра, давления и т.п.), наносимым на рукава заводами-изготовителями.

При обнаружении местных вздутий наружного покрова на рукавах и шлангах или появлении утечек, поврежденные участки должны быть немедленно заменены новыми.

Контроль за давлением в гидромагистрали осуществляется по манометру, установленному на насосной станции.

На шкале или корпусе манометра, постоянно показывающего давление в конкретной системе, должны быть выделены зоны, соответствующие наибольшему и наименьшему давлению в этой системе.

Запрещается эксплуатировать гидропривод высокого давления без манометра или при его неисправности.

Следует систематически проверять работу предохранительных клапанов. В случае отклонения давления срабатывания клапана от настроечного более чем на 10%, клапан должен быть заменен новым.

Запрещается настраивать клапаны в штатных условиях. Их настройка должна производиться только на специальных стендах. После настройки предохранительные клапаны и другая регулирующая гидроаппаратура должны быть опломбированы.

При работе с нефтяными маслами и другими жидкостями для гидроприводов необходимо соблюдение следующих правил безопасной работы. При длительной работе с маслами необходимо пользоваться перчатками или применять защитные мази, пасты для рук.

При вскрытии тары с маслом не применять инструменты, дающие при ударе искру. После окончания работы с маслами и перед принятием пищи необходимо вымыть руки теплой водой с мылом.

Не допускается эксплуатировать системы при возникновении хотя бы одной из следующих неисправностей, выход значения какого-либо параметра системы или устройства за пределы допустимого; появление повышенного шума, стука и вибраций в гидромоторах и насосах; появление наружных утечек жидкости; повреждение измерительных приборов и сигнальных устройств.

Не допускается эксплуатация манометра, если стрелка при его включении не возвращается к упорному штифту или, в случае отсутствия штифта, отклоняется от нулевого деления шкалы на значение, превышающее половину допускаемой погрешности, а также при любом повреждении манометра.

Не допускается производить подтягивание болтов, гаек и других соединений в системе, находящейся под давлением, и во время ее работы.

Элементы систем и устройств, разрегулировка которых может привести к аварийному состоянию, должны быть после регулировки запломбированы или заперты встроенным замком в соответствии с требованиями эксплуатационной-

документации.

Все вращающиеся и быстродвижущиеся элементы гидropневмоприводов, не помещенные в корпус машины, должны быть закрыты кожухами или иметь ограждения.

Не допускается эксплуатация гидромашин с заглушенным дренажным отверстием.

Лица, нарушившие настоящие Правила, отстраняются от работ.

3.1.3 Безопасность модернизированной системы регулирования

Проектируемая система управляет сложным и опасным объектом – турбоагрегатом, и должна иметь повышенную надёжность. В случае выхода из строя различных частей системы, может привести её к полному или частично-муотказу. В случае отказа, система защиты должна моментально остановить работу турбины.

Нужно отметить, что при отказе некоторых элементов системы, она останется функционировать. При выходе из строя ПК, система продолжит работать, однако невозможно будет управлять турбоагрегатом дистанционно, задавать вырабатываемую мощность и не будут отображаться необходимые его параметры.

При выходе из строя одного контроллера системы регулирования, выполнение программы автоматически продолжится на втором – резервном контроллере. При этом, задержка переключения будет отсутствовать. При зависании всего блока ЭЧСР, система безопасности отключит турбину.

В случае же выхода из строя системы контроля частоты вращения, турбоагрегат продолжит работу, находясь под управлением регулятора мощности, но, как только регулятор скорости включится, а произойдет это в случае рассогласования реальной частоты вращения с заданной, система защиты незамедлительно выключит турбину. Таким образом, можно считать что, выход из строя системы контроля частоты вращения, приведет к полному отказу системы.

Выход из строя сервоусилителей системы Exlagили клапанов - распределителей BoshRexroth, приводит к полному отказу системы, так как воздействия

на отсечные золотники моментально прекратятся, после чего система защиты закроет регулирующие клапана и остановит турбину. Так же, как и в случае падения давления или выхода из строя двигателя маслонапорной установки высокого давления.

При выходе из строя энкодеров сервомоторов низкого и высокого давления, система продолжит функционировать, при этом оповестив оператора о данной проблеме. Сигналы с энкодеров участвуют в процессе регулирования, но являются не обязательными, так как вносят только корректирующие данные.

Так же, существует возможность недостоверных показателей датчиков активной мощности и датчиков давления на паровпуске и в отборах. Что бы этого избежать, необходимо вводить в программу регулирования специальные исключаяющие алгоритмы.

Измерительные преобразователи, использованные в проекте, выдают унифицированный сигнал 4 – 20 мА, что соответствует 0 – 100%, таким образом, показания меньше таких значений, соответствуют обрыву сигнального провода, что должно учитываться в алгоритмах работы.

3.1.4 Электробезопасность

Источником питающего напряжения является сеть переменного тока с напряжением 220 В, на которую распространяется ГОСТ 12.1.019-79.

Для снижения вероятности возникновения аварийных ситуаций выполнены следующие рекомендации требований "Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей":

1. Подводка сети для подключения устройств трех проводная: ноль электропитания, фаза, защитное заземление;
2. Защитный заземляющий проводник не имеет выключателей и предохранителей, а также надёжно изолирован;
3. Исключена возможность доступа оператора к частям оборудования, работающим под опасным напряжением, неизолированным частям, предназначенным для работы при малом напряжении и не подключенным к защитному заземлению;

4. Применена изоляция, служащая для защиты от поражения электрическим током, выполненная с применением прочного сплошного или многослойного изоляционного материала, толщина которого обусловлена типом обеспечиваемой защиты;

5. Устройства защищены от перегрузок по току, а также от короткого замыкания оборудования, встроенного в сеть здания.

Ввиду того, что места расположения операторских станций АСУ ТП известны заранее, помещение для расположения автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора в проектировании не нуждается.

Перечислим требования к рациональной освещенности помещений, изложенные в СанПин №2.2.1:

- достаточный уровень освещенности рабочего места;
- равномерность освещения;
- обеспечение защиты от слепящих источников;
- правильный выбор источника света;
- правильный выбор направления освещенности.

Минимальная освещенность должна соответствовать зрительным условиям труда согласно гигиеническим нормам: на рабочей поверхности 300лк.

3.1.5 Экологичность

Работа с системами регулирования, рассмотренными в проекте, не сопряжена с образованием и выделением газообразных, жидких или твердых отходов. Так же он не требует использования ресурсов.

Утратившее работоспособность детали и компоненты передают специальным службам (предприятиям) для сортировки, вторичного использования или складирования на городских мусорных полигонах.

3.2 Чрезвычайные ситуации

Чрезвычайная ситуация (ЧС) – состояние, в результате возникновения которого, возникает угроза жизни и здоровью людей, наносится ущерб имуществу населения, народному хозяйству и окружающей природной среде.

В нашем случае в качестве ЧС рассматривается возникновение пожара.

Под пожаром обычно понимают неконтролируемый процесс горения, создающий опасность для жизни людей и сопровождающийся уничтожением материальных ценностей. Пожар может принимать различные формы, однако все они, сводятся к химической реакции между горючими веществами и кислородом воздуха (или иным видом окислителя), возникающей при наличии инициатора горения или в условиях самовоспламенения.

Анализ пожарной опасности заключается в определении наличия горючих веществ и возможных источников поджига, вероятных путей распространения пожара, необходимых средств технической и конструктивной защиты, а также систем сигнализации и пожаротушения, имеющих параметры скорости и инерционности срабатывания соответствующие динамике развития пожара на предприятии.

Противопожарные мероприятия предотвращения пожара разрабатываются исходя из требований об исключении источника зажигания и горючего вещества из системы, приводящей к возгоранию и пожару. Если источник зажигания и горючее вещество не могут быть изолированы, по условиям технологического процесса производства, объект должен быть обеспечен надежной системой противопожарной защиты.

Противопожарная защита на предприятии реализуется техническими (конструктивными) и пожарно-техническими мероприятиями и средствами. В зданиях и сооружениях необходимо предусмотреть технические средства (лестничные клетки, лифты, противопожарные стены, наружные пожарные лестницы, аварийные люки и т.п.), имеющие устойчивость при пожаре и огнестойкость конструкций не менее времени, необходимого для спасения людей при пожаре и расчетного времени тушения пожара.

Каждый объект должен иметь такое объемно-планировочное и техническое исполнение, чтобы эвакуация людей из него была завершена до наступления предельно допустимых значений опасных факторов пожара, а при необходимости эвакуации была обеспечена защита людей в объекте. На каждом объекте должно быть обеспечено своевременное оповещение людей и (или)

сигнализация о пожаре в его начальной стадии техническими или организационными средствами.

Требования к путям эвакуации.

Эвакуация людей - вынужденный процесс движения людей из зоны, где имеется возможность воздействия на них опасных факторов пожара.

Эвакуационный выход - выход, ведущий в безопасную при пожаре зону.

Путь эвакуации - безопасный при эвакуации людей путь, ведущий к эвакуационному выходу.

Требования СНиП 2.01.02-85 «Противопожарные нормы»:

Эвакуационные пути должны обеспечивать безопасную эвакуацию всех людей, находящихся в помещениях зданий, через эвакуационные выходы. Выходы наружу допускается предусматривать через тамбуры. При устройстве эвакуационных выходов из двух лестничных клеток через общий вестибюль, одна из лестничных клеток кроме выхода в вестибюль должна иметь выход непосредственно наружу. Из зданий, с каждого этажа и из помещения следует предусматривать не менее двух эвакуационных выходов.

Ширина путей эвакуации в свету должна быть не менее 1 м, дверей не менее 0,8 м. Высота прохода на путях эвакуации должна быть не менее 2 м.

В общих коридорах не допускается предусматривать устройство встроенных шкафов, за исключением шкафов для коммуникаций и пожарных кранов.

Высота дверей в свету на путях эвакуации должна быть не менее 2 м.

Высота дверей и проходов, ведущих в помещения без постоянного пребывания в них людей, а также в подвальные, цокольные и технические этажи, допускается уменьшать до 1,9 м, а дверей, являющихся выходом на чердак или бесчердачное покрытие, - до 1,5 м.

Наружные эвакуационные двери зданий не должны иметь запоров, которые не могут быть открыты изнутри без ключа.

Двери лестничных клеток, ведущие в общие коридоры, двери лифтовых холлов и тамбуров-шлюзов должны иметь приспособления для самозакрывани-

яи уплотнения в притворах и не должны иметь запоров, препятствующих ихоткрыванию без ключа.

Ширина марша лестницы должна быть не менее ширины эвакуационного выхода (двери) в лестничную клетку.

Ширина лестничных площадок должна быть не менее ширины марша, а перед входами в лифты с распашными дверями — не менее суммы ширины марша и половины ширины двери лифта, но не менее 1,6 м.

В световых проемах лестничных клеток, заполненных стеклблоками, следует предусматривать открывающиеся фрамуги площадью не менее 1,2 квадратного метра на каждом этаже.

Требования СНиП 21-01-97 «Пожарная безопасность зданий и сооружений».

Выходы являются эвакуационными, если они ведут:

а) из помещений первого этажа наружу: через коридор; непосредственно; через вестибюль (фойе); через коридор и вестибюль(фойе); через лестничную клетку; через коридор и лестничную клетку;

б) из помещений любого этажа, кроме первого: непосредственно в лестничную клетку или на лестницу 3-го типа; в холл (фойе), имеющий выход непосредственно в лестничную клетку или на лестницу 3-го типа; в коридор, ведущий непосредственно в лестничную клетку или на лестницу 3-го типа;

в) в соседнее помещение (кроме помещения класса Ф5 категории А и Б) на том же этаже, обеспеченное выходами, указанными в «а» и «б»; выход в помещение категории А или Б допускается считать эвакуационным, если он ведет из технического помещения без постоянных рабочих мест, предназначенного для обслуживания вышеуказанного помещения категории А или Б.

Количество и общая ширина эвакуационных выходов из помещений, с этажей и из зданий, определяются в зависимости от максимального числа эвакуирующихся через них людей, и предельно допустимого расстояния от наиболее удаленного места возможного пребывания людей (рабочего места) до ближайшего эвакуационного выхода.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной бакалаврской работе ставилась задача рассмотрения и разработка возможных вариантов модернизации системы регулирования частоты и мощности турбоагрегатов №2 и №3 первой очереди Благовещенской ТЭЦ.

В ходе выполнения работы, были рассмотрены схемы регуляторов действующих на станции в настоящее время, были выявлены недостатки старой, гидромеханической системы регулирования. В качестве примера была рассмотрена электрогидравлическая система регулирования турбоагрегата второй очереди.

Были изучены предлагаемые на рынке на настоящий момент системы регулирования турбоагрегатов, выявлены общие аспекты по разработке систем регулирования турбоагрегатов.

Разработка вариантов модернизации включала в себя рассмотрение двух основных, наиболее перспективных вариантов модернизации, а так же решение, принятое когда то на Райчихинской ГРЭС.

Был произведен выбор оборудования, необходимого для новых систем регулирования, рассмотрены особенности каждого варианта. Разработаны структурные и электрические схемы для каждого из вариантов отдельно.

В результате, можно сделать вывод, что использование устаревших систем регулирования в настоящее время малоэффективно, обладая большими габаритами, весьма сложной структурой и принципом работы, они на порядок уступают новым системам, обладающим большим быстродействием и надежностью.

Из трёх рассмотренных вариантов модернизации, наиболее перспективными и являются системы с использованием сервоприводов Exlari BoshRexroth. По результатам проекта можно с уверенностью сказать, что в модернизации от сторонних компаний, предлагающих установку новых систем «под ключ» можно отказаться, и проделать всю работу силами собственного персонала, чем сэкономить не малые средства.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Аметистова, Е. В. Основы современной энергетики / Е.В. Аметистова. - М.: Издательский дом МЭИ, 2008. – 472 с.
- 2 Баринберг, Г.Д. Паровые турбины и турбоустановки Уральского турбинного завода / Г.Д. Баринберг. – М.: Априо, 2010. – 488 с.
- 3 Благовещенская ТЭЦ [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://blgtec.ru/>. – 20.12.2016.
- 4 Волков, Э.П. Энергетические установки электростанций / Э.П. Волков. - М.: Энергоатомиздат, 1983. – 280 с.
- 5 География промышленности мира [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <http://uchebnik-online.com/76/08.html/>. – 14.06.2017.
- 6 Город Инструмента – датчики для автоматизации [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <http://www.sensoren.ru/>. – 02.02.2017.
- 7 Иванов, М.В. Разработка АСР активной мощности турбоагрегата Райчихинской ГРЭС: дипломный проект /М.В. Иванов. - 2009. – 98 с.
- 8 КонтрАвт [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <http://www.contravt.ru/>. – 21.01.2017.
- 9 Новоселов, В.Б. Разработка методов исследования и совершенствования электрогидравлической системы регулирования и защиты паровых теплофикационных турбин и их элементов / В.Б. Новоселов. - 2014. – 417 с.
- 10 Подсистема автоматического регулирования частоты и мощности ВУ АСУ ТП ТА4. Описание программного обеспечения. – 2016. – 89 с.
- 11 Правила устройства электроустановок [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://ohranatruda.ru/ot_biblio/normativ/data_normativ/7/7177/. – 20.02.2017.
- 12 РАО «Энергетические системы Востока» [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <http://www.rao-esv.ru/>. – 12.12.2016.
- 13 Руководство пользователя. Устройство контроля состояния оборудования MachineryHealth™ Monitor. - 2012. – 180 с.

14 Соколов, Е.Я. Теплофикация и тепловые сети / Е.Я. Соколов. - М.: Издательство МЭИ, 1999. – 501 с.

15СНиП 2.01.02-85. Противопожарные нормы [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <http://www.fireman.ru/bd/snip/2-01-02-85.htm/>. – 08.03.2017.

16 СНиП 21-01-97. Пожарная безопасность зданий и сооружений [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.fireman.ru/bd/snip/2-04-11-45.htm/>. – 10.05.2017.

17Схема маслосистемы регулирования турбоагрегата ст. №4 Т-120/140-12,8-2 Благовещенской ТЭЦ. - 2015. – 1 с.

18Трухний, А.Д. Теплофикационные паровые турбины и турбоустановки / А.Д. Трухний. - М.: Издательство МЭИ, 2002. – 392 с.

19 Турбина Т-120/140-12,8-2. Система регулирования. Руководство по эксплуатации. – 2015. – 47 с.

20BoshRexrot[Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.boschrexroth.com/>. – 28.02.2017.

21Emerson[Электронный ресурс]. - Режим доступа: <http://www.emersonindustrial.com/>. – 29.05.2017.

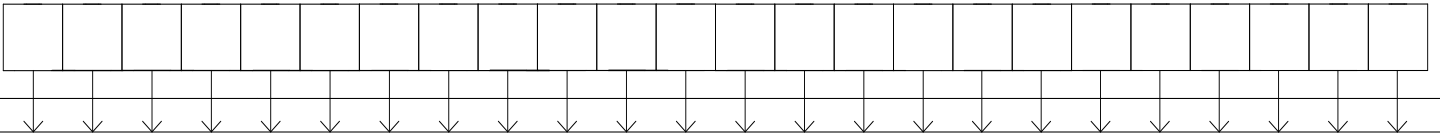
22Exlar [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <http://exlar.com/> - 15.01.2017.

23Siemens [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <https://www.siemens.com/>. – 03.06.2017.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

ЭГСРиЗ турбоагрегата новой очереди

ШИНА ДАТЧИКОВ



Программируемый терминал

СИСТЕМА РЕГУЛИРОВАНИЯ

Регулятор частоты вращения

Регулятор электрической нагрузки

Регулятор отборов

ЭП

ЭП

ЭП

ЭОП Emerson «Ovation»

Сумматор

Сумматор

Блок защиты

ИМТ

ССКО
и
ССК

СРК1

СРК2

ОД

К клапанам ЧВД

К клапанам ЧВД

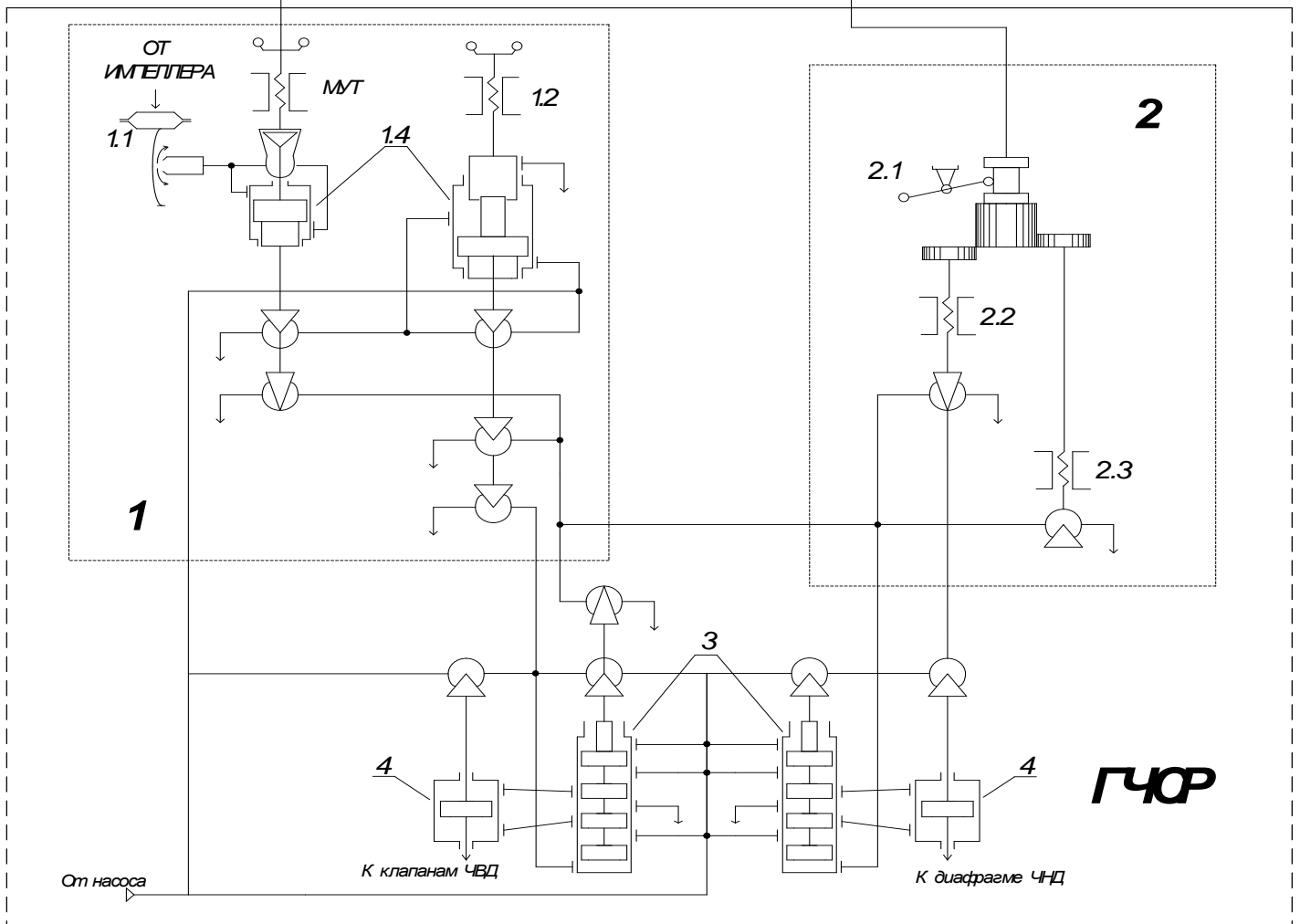
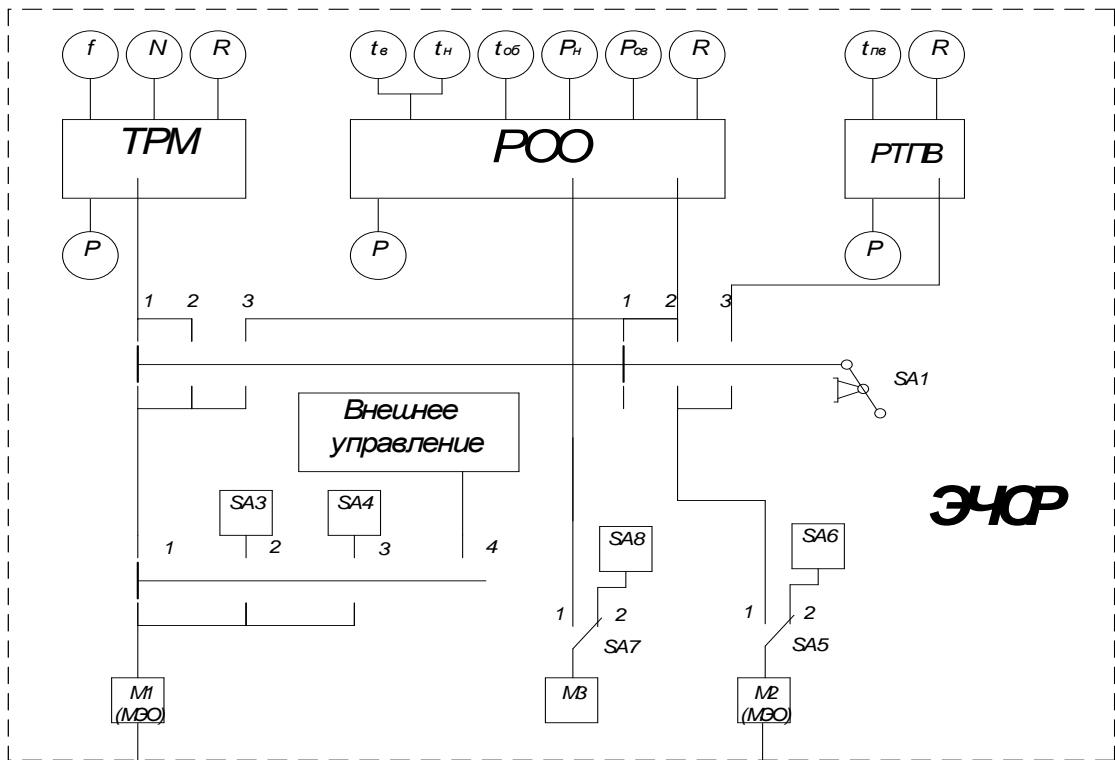
К диафрагме ЧД

От насоса

ГЧР

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

ЭГСР турбоагрегата Т-110/120-130-2



Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

**ЭЧОР – электрическая часть системы
регулирования**

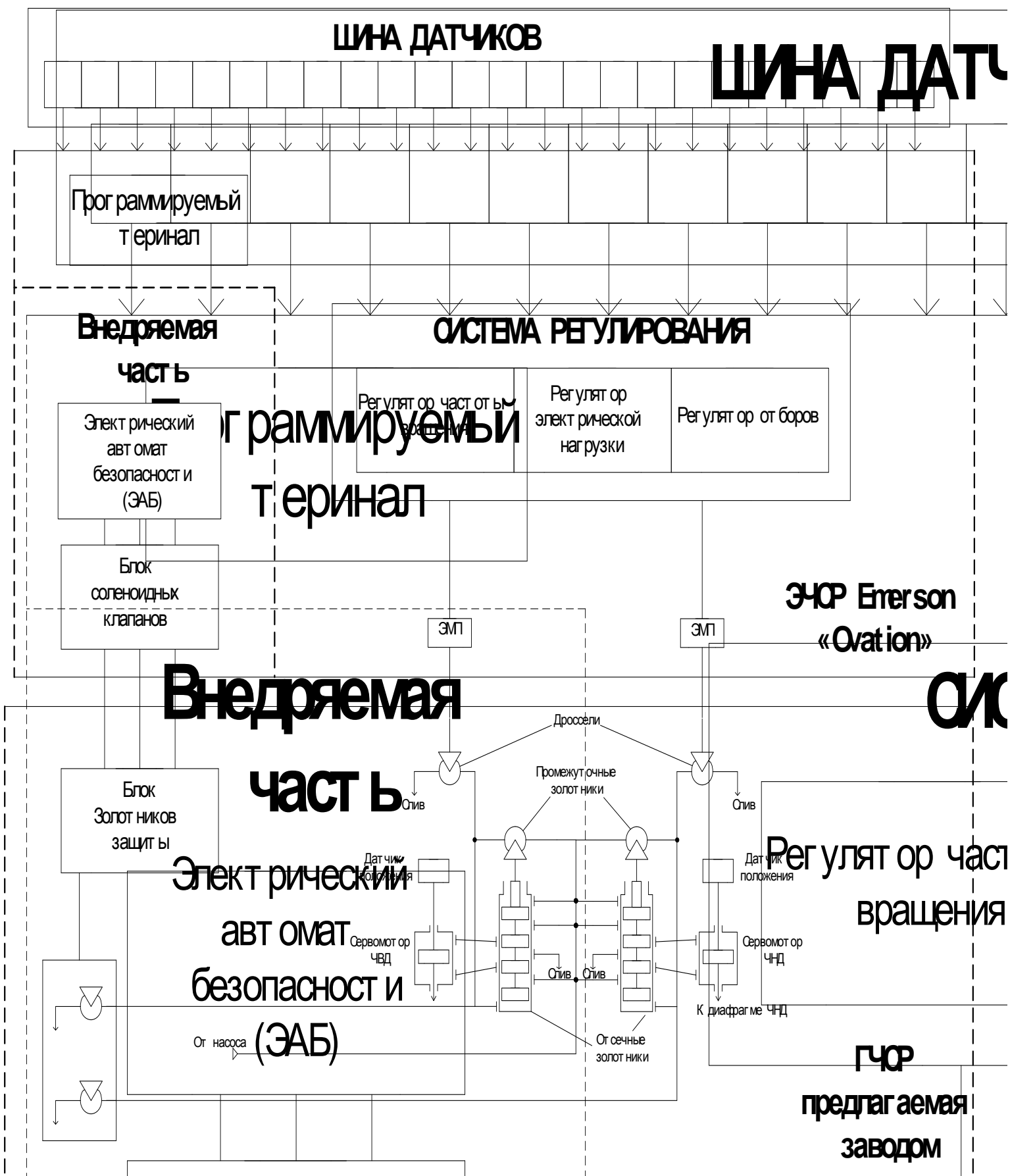
Символ	Определение входных параметров ЭЧОР
<i>n</i>	Частота вращения турбины
<i>f</i>	Датчик частоты сети
<i>N, Nэл</i>	Датчик активной электрической мощности
<i>Nд</i>	Заданная активная мощность
<i>P</i>	Показывающий прибор
<i>Pн</i>	Датчик давления пара в нижнем отопительном отборе
<i>Pсв</i>	Датчик давления сетевой воды
<i>R</i>	Задатник
<i>tв</i>	Датчик температуры воды за ПГ-2
<i>tн</i>	Датчик температуры воды за ПГ-1
<i>tоб</i>	Датчик температуры обратной воды
<i>tпв</i>	Датчик температуры подпитывающей воды

**ГЧОР – гидравлическая часть системы
регулирования**

№ назв.	Функция
1	Регулятор частоты вращения
1.1	Мембранно - ленточный усилитель
1.2	Сераничитель мощности
1.3	Промежуточные сервомоторы золотников
2	Дополнительный привод управления сервомотора ЧНД
2.1	Переключатель
2.2	Механическая передача
2.3	Механическая передача
3	Сервомоторы промежуточных золотников
4	Горшни сервомотора
SA1,SA2SA 5,SA7	Переключатели режимов ЭЧОР
SA3,SA4SA 6,SA8	Пульты управления

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Структурная схема гибридной ЭГСП



ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Техническое задание на разработку

Техническое задание разработано согласно требованиям ГОСТ-34.602-89

1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Наименование системы: Система регулирования частоты и мощности турбоагрегата БТЭЦ.

Плановые сроки начала и окончания работы по проектированию системы:

Начало: 1 октября 2016 г.

Окончание: 1 июля 2017 г.

Порядок оформления и предъявления результатов по созданию системы:

Сдача первой части КП (включая Техническое задание на разработку): 1 декабря 2016 г.

Сдача КП (включая Техническое задание на разработку):
4 апреля 2017 г.

- Основные схемотехнические решения

Сдача КП по дисциплине АТПиП: 30 апреля 2016 г.

- Первые и второй раздел ВКР

Защита преддипломной практики: 23 мая 2017 г.

- Принципиальные и монтажные схемы

Предзащита и защита ВКР: 25 июня 2017 г.

- Эскизный проект

2 НАЗНАЧЕНИЕ И ЦЕЛИ СОЗДАНИЯ (РАЗВИТИЯ) СИСТЕМЫ

2.1 Назначение системы

АСР частоты и мощности турбоагрегата предназначена для:

- Автоматического регулирования частоты вращения турбогенератора и мощности синхронного генератора сопряженного с турбоагрегатом;
- Автоматического пуска и автоматической остановки турбоагрегата;

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г

- Осуществления стабильной работы турбоагрегата на всех режимах его работы;
- Автоматической защиты турбоагрегата при повышении оборотов турбины;
- Управления регулирующей арматурой на паропроводах турбоагрегата;
- Отображения информации о ходе технологического процесса: состояний технологических параметров, состояний оборудования;
- Безаварийного останова технологических объектов при аварийных ситуациях;
- Формирования журналов аварий и событий с возможностью вывода на печать;
- Формирования архивных трендов технологических параметров с возможностью масштабирования, выбора определенных интервалов времени для просмотра и вывода на печать;
- Передачи данных АСУ ТП в СТСУ.

2.2 Цели создания системы

- Оперативный сбор, хранение, обработка и передача информации о состоянии технологического объекта;
- Визуализация параметров, отображающих протекание технологического процесса и состояние технологического оборудования;
- Дистанционное автоматизированное управление технологическим оборудованием;
- Автоматический контроль параметров, обеспечивающих штатный режим функционирования технологических объектов в соответствии с утвержденным регламентом работы;
- Предоставление обслуживающему персоналу оперативной информации о нарушениях функционирования технологического оборудования для выработки решений по их устранению;

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г

- Повышение надежности и долговечности работы технологического оборудования и сокращение затрат на его ремонт и эксплуатацию, благодаря проведению постоянной диагностики состояния оборудования;

- Повышение безопасности технологических процессов;

3 ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТОВ АВТОМАТИЗАЦИИ

Благовещенская ТЭЦ располагается в западной части города Благовещенска Амурской области.

Турбинный цех находится в главном здании станции. В нем располагается 4 турбоагрегата с сопряженными с ними синхронными генераторами, а также вспомогательное оборудование к ним.

Объектами существующей АСУ ТП являются все ключевые объекты турбинного цеха.

4 ТРЕБОВАНИЯ К СИСТЕМЕ

4.1 Требования к системе в целом

АСУТП должна состоять из следующих подсистем:

- Регулирования частоты и мощности турбоагрегата №3

Управление системой должно осуществляться операторами турбоагрегатов с пультов.

Система должна предоставлять полную информацию о ТП всем уполномоченным на это лицам в любой момент времени в режиме online.

Подключение всех устройств к щитовому оборудованию должно осуществляться по индивидуальным кабельным линиям.

Система должна иметь возможность функционирования в режимах:

- Ручного управления с пульта оператора агрегата;

- Автоматического управления по алгоритмам программы ПЛК;

Выбор между режимами управления должен осуществляться щитовыми средствами.

АСУ должна допускать возможность последующего развития функциональности.

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г

К работе с системой должен допускаться оперативный персонал прошедший обучение и специальную подготовку по работе с оборудованием АСУ.

Система должна быть работоспособна выполнять свои задачи по регулированию обособленно для каждого отдельного турбоагрегата, не учитывая какие турбоагрегаты выведены из работы.

4.1.1 Требования к структуре и функционированию системы

Функциональная структура АСУ ТП должна состоять из взаимосвязанных подсистем, выделяемых по исполняемым функциям:

- Информационная подсистема, выполняющая функции сбора информации о состоянии технологического процесса, обработки, архивирования и передачи информации о состоянии оборудования эксплуатационному персоналу и вышестоящие системы, решения расчетно – диагностических задач;

- Управляющая подсистема, выполняющая функции обработки информации о состоянии технологического объекта управления, оценки информации, выбора управляющих воздействий и их реализации включает в себя функции технологических защит и блокировок, дистанционного управления;

- Вспомогательная подсистема, выполняющая сбор и обработку данных о состоянии АСУ ТП, архивирование и представление этой информации персоналу, осуществление управляющих воздействий на соответствующие технические и (или) программные средства.

Иерархическая структура АСУ ТП должна состоять из следующих уровней:

- Операторский уровень, реализующий функции отображения информации, оперативного (дистанционного и автоматизированного) управления как установкой в целом, так и отдельными ее элементами, а также все неоперативные функции АСУ ТП (протоколирование, архивация, информационно-вычислительные задачи и т.п.);

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г

- Контроллерный уровень, реализующий функции сбора и предварительной обработки информации, автоматического управления силовым оборудованием.

- Сетевые устройства, связывающие в единое информационное пространство все составляющие АСУ ТП (коммуникационный уровень).

4.1.2 Требования к численности и квалификации персонала, режиму его работы

Для работы АСУ ТП необходим персонал следующих категорий:

- Оперативный персонал – пользователи АСУ ТП;
- Технический обслуживающий персонал, осуществляющий оперативное и неоперативное обслуживание и ремонт программных и технических средств АСУТП.

Технический обслуживающий персонал должен иметь техническое образование по специальностям, относящимся к системам управления. Оперативный персонал должен пройти обучение навыкам управления технологическим процессом с использованием АСУ ТП.

4.1.3 Требования к надежности

При проектировании АСУ ТП должны использоваться следующие системные методы обеспечения надежности:

- Выбор надежных технических средств, включая устройства связи, обеспечение надежного бесперебойного электропитания;
- Разработка надежно работающих программных средств;
- Защита от выдачи ложных команд и ложной информации;
- Рациональное распределение задач между техническими и программными средствами и между техникой и персоналом;
- Использование методов и средств технической диагностики;

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г

4.1.4 Требования к безопасности

Технические средства АСУ ТП должны быть выполнены в соответствии с требованиями по безопасности используемых электротехнических изделий по ГОСТ 12.2.007.0-75.

АСУ ТП должна быть построена таким образом, чтобы отказы технических средств не приводили к ситуациям, опасным для жизни и здоровья людей и повреждению оборудования.

При проектировании помещений для средств ПТК должны выполняться действующие санитарные и противопожарные нормы.

Технические средства должны быть установлены таким образом, что бы обеспечивались их безопасная эксплуатация и техническое обслуживание.

Все механизмы должны быть промаркированы в соответствии с технологическими схемами.

Все внешние элементы технических средств АСУ ТП, находящиеся под напряжением, должны иметь защиту от случайного прикосновения, а сами технические средства иметь зануление или защитное заземление в соответствии с ГОСТ 12.1.030-81 и «Правилами устройства электроустановок».

4.1.4 Требования к защите информации от несанкционированного доступа

В системе технически и документально должен обеспечиваться доступ к информации, необходимой для эксплуатации системы, а так же выполнены определенные мероприятия по защите информации от несанкционированного доступа и распространения.

4.1.5 Требования по стандартизации и унификации

Должен быть единый подход к решению однотипных задач, должны создаваться унифицированные объектно-ориентированные компоненты информационного, лингвистического, программного, технического и организационного обеспечения.

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г

5 СОСТАВ И СОДЕРЖАНИЕ РАБОТ ПО СОЗДАНИЮ СИСТЕМЫ

Этапы работ:

- Предпроектное обследование контура регулирования;
- Выбор необходимого оборудования;
- Создание полной электрической схемы объекта;

6 ПОРЯДОК КОНТРОЛЯ И ПРИЕМКИ СИСТЕМЫ

Порядок контроля производится плановыми отчетами о выполненных этапах проектирования руководителю выпускной квалификационной работы.

Прием разработанной системы осуществляется в виде предзащиты и защиты выпускной квалификационной работы

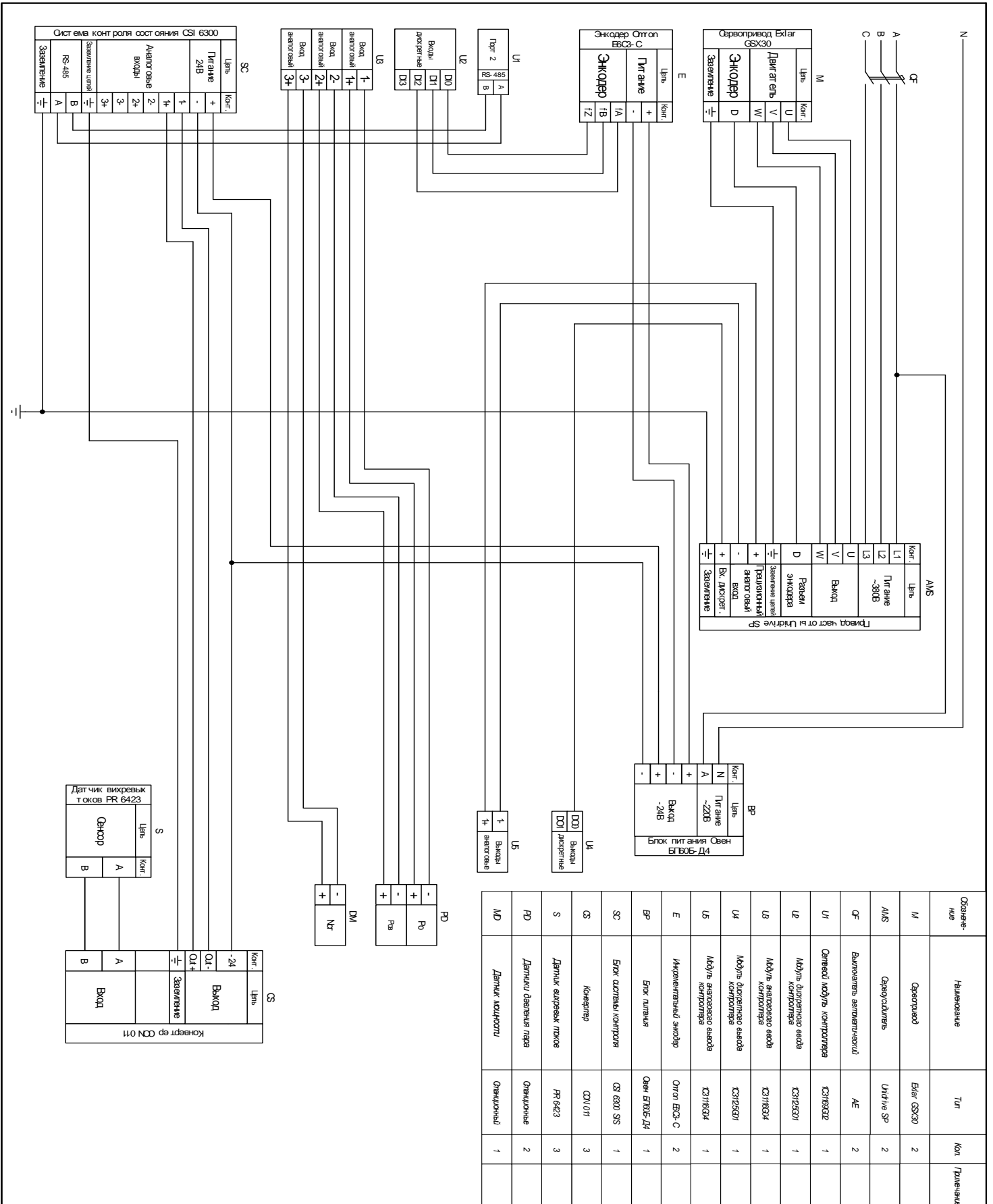
7 ТРЕБОВАНИЯ К СОСТАВУ И СОДЕРЖАНИЮ РАБОТ ПО ПОДГОТОВКЕ ОБЪЕКТА АВТОМАТИЗАЦИИ К ВВОДУ В ДЕЙСТВИЕ

Общие требования:

- Провести подготовку помещений для размещения оборудования АСУ ТП;
- Обеспечить необходимые условия хранения технических средств АСУ ТП.
- Исключить доступ посторонних лиц к техническим средствам АСУ ТП во время хранения, монтажа, эксплуатации (охрана, использование средств сигнализации и т.п.);
- Обеспечить подачу требуемого электропитания системы;
- Обеспечить рабочее состояние используемых для АСУ ТП датчиков и др. аппаратуры полевого уровня не подлежащих замене;
- Обеспечить выполнение заданных условий эксплуатации в помещениях, где размещается оборудование АСУ ТП.

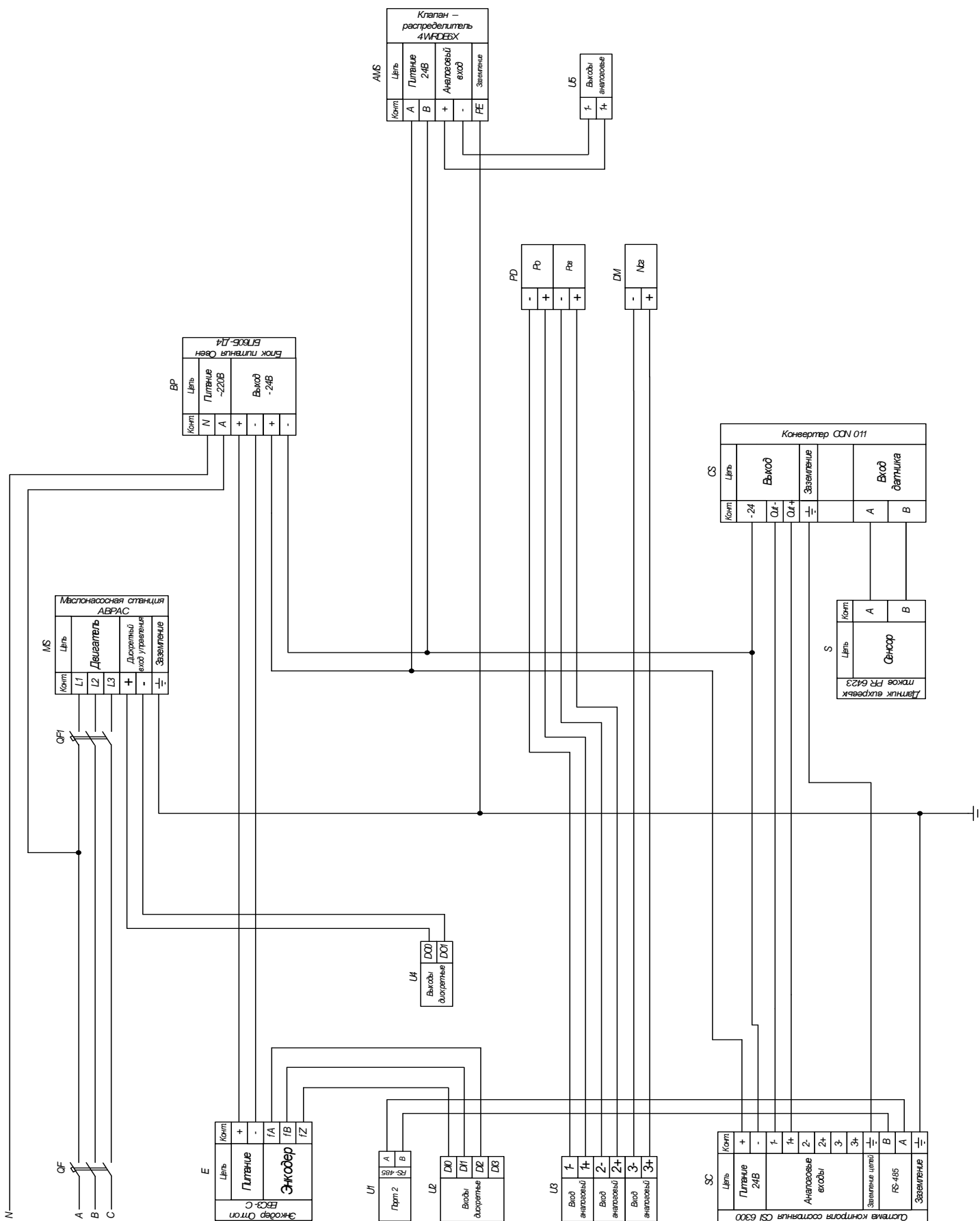
ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Электрическая схема с применением Exlar



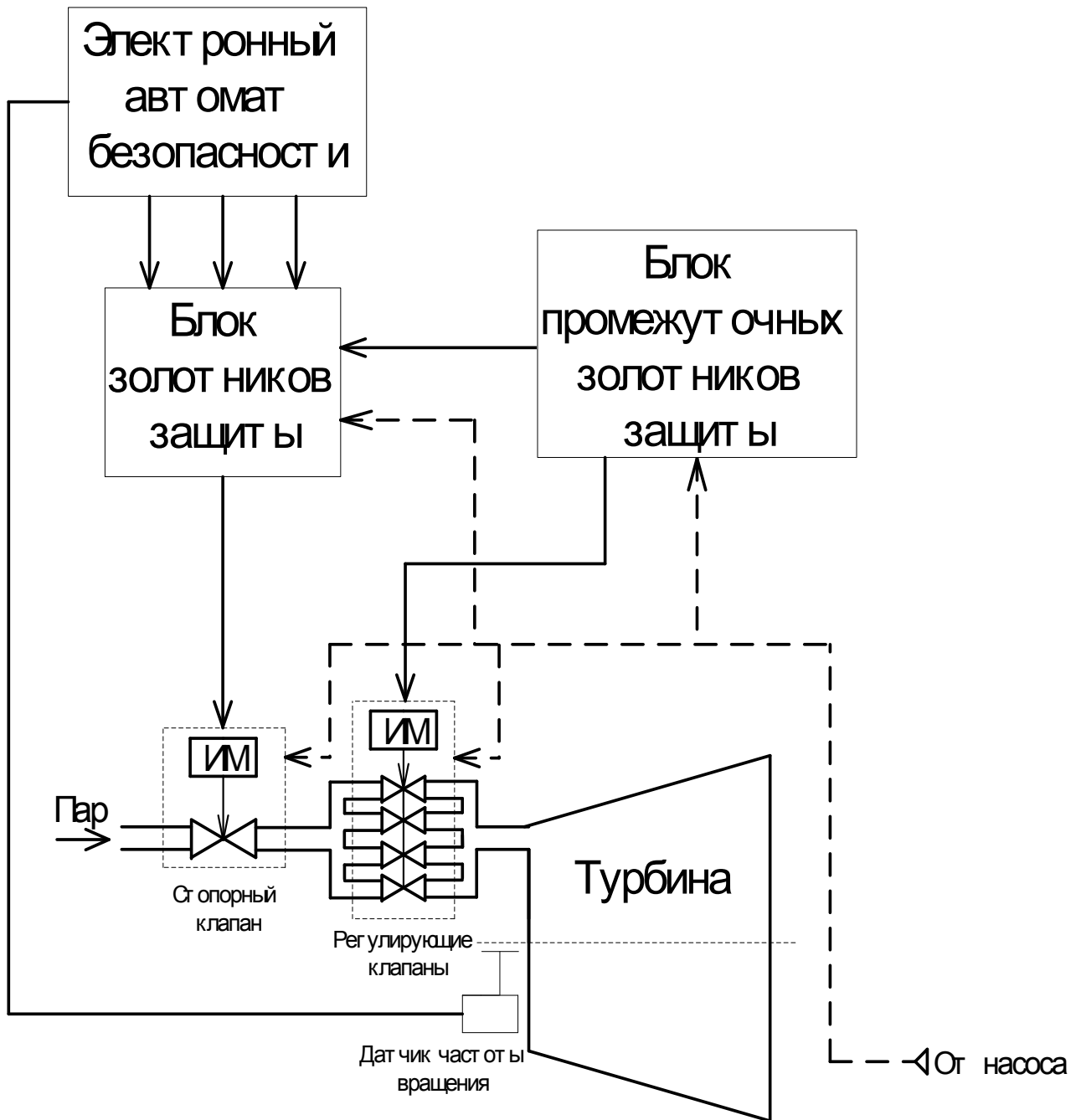
ПРИЛОЖЕНИЕ Е

Электрическая схема системы регулирования с применением BoshRexroth

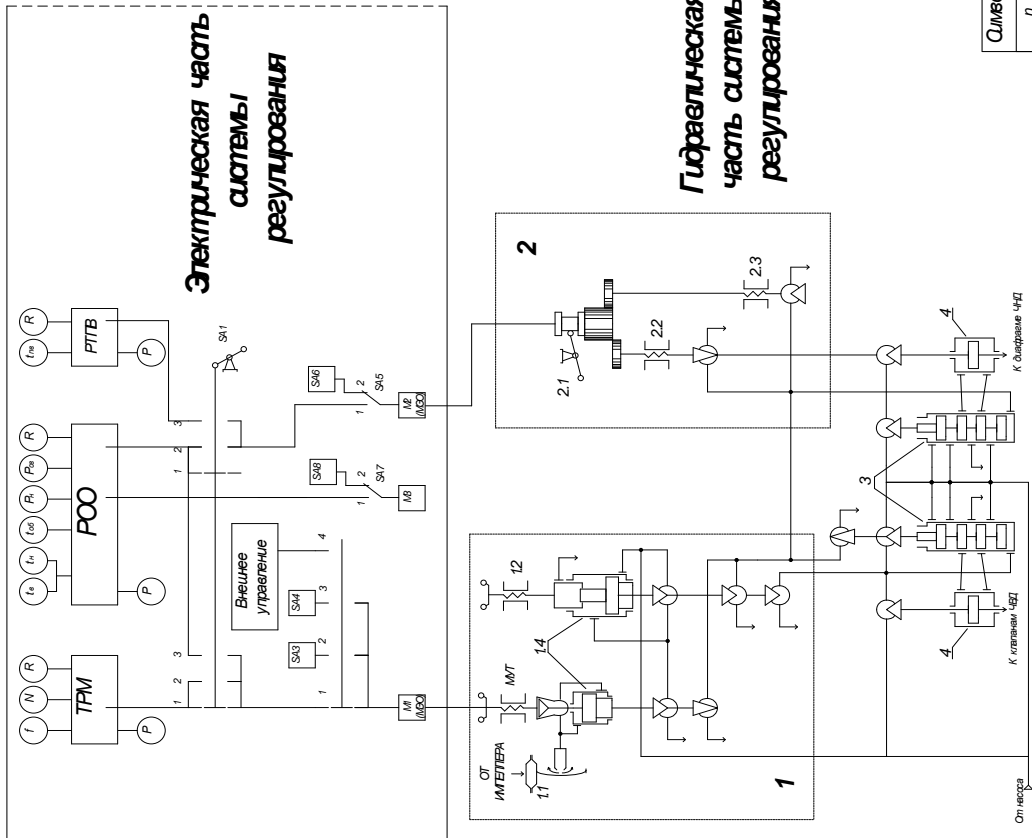


ПРИЛОЖЕНИЕ Ж

Структурная схема системы защиты турбины

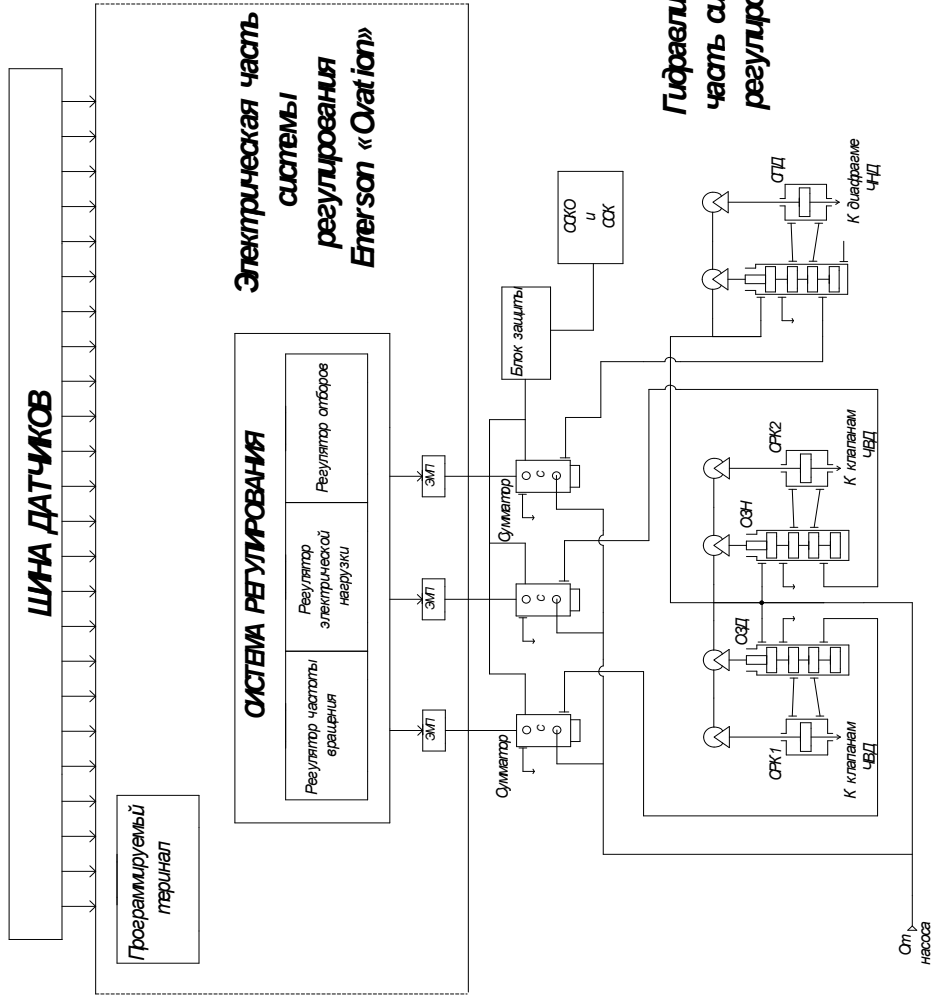


Структурная схема электрогидравлической системы регулирования турбоагрегата Т – 110/ 120 – 130 - 2



№ инв.	Функция
1	Регулятор частоты вращения
11	Мембранно - ленточный усилитель
12	Сервоусилитель мощности
13	Промежуточные сервомоторы золотников
2	Дополнительный привод управления сервомотора ЧД
2.1	Гидроцилиндр
2.2	Механическая передача
2.3	Механическая передача
3	Сервомоторы промежуточных золотников
4	Параллельные сервомоторы
SA1,SA2	Переключатели режимов ЭОР
SA3,SA4	Переключатели режимов ЭОР
SA5,SA7	Переключатели режимов ЭОР
SA6,SA8	Переключатели режимов ЭОР

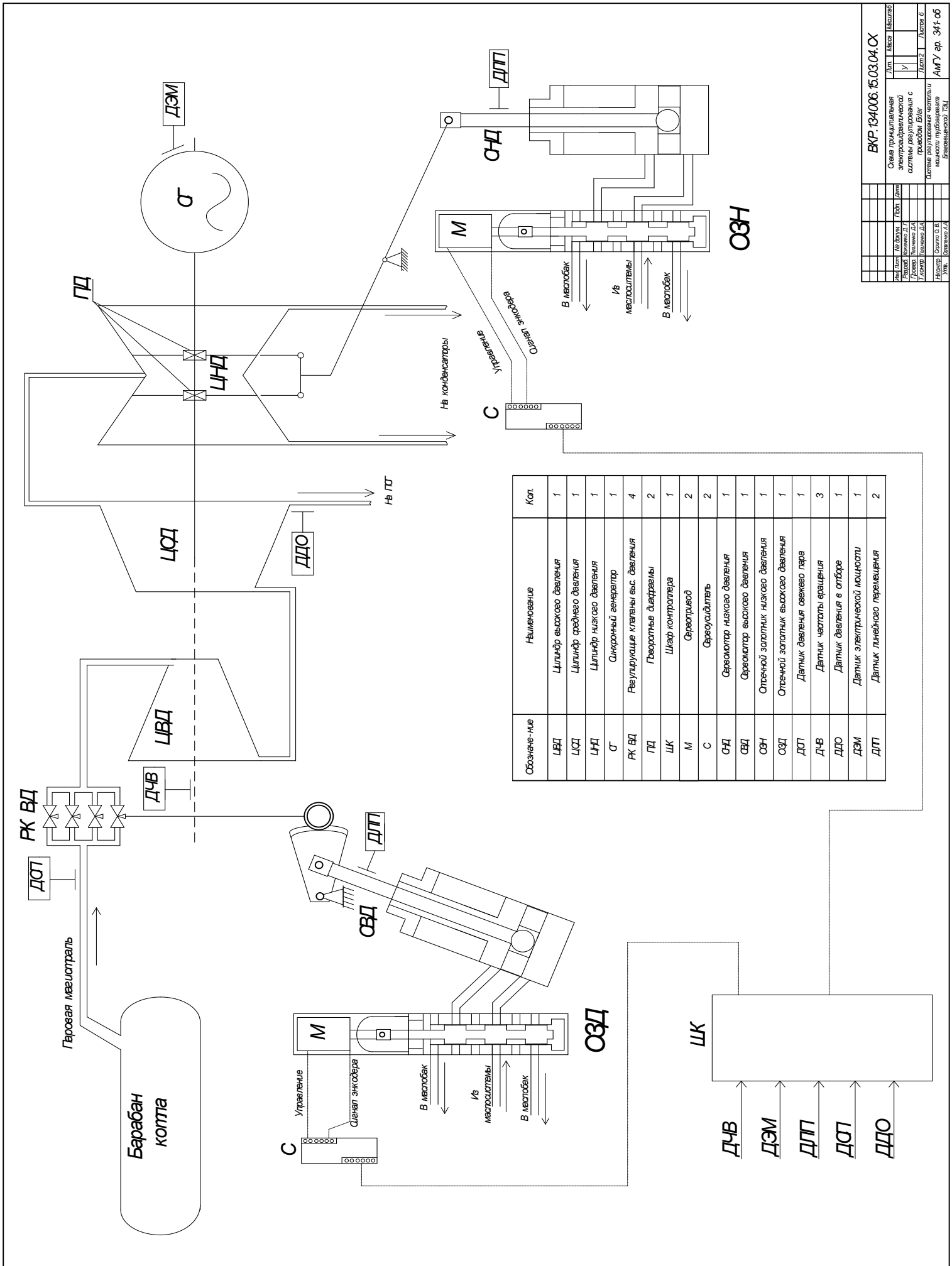
Структурная схема электрогидравлической системы регулирования турбоагрегата Т – 120/ 140 – 12.8



Символ	Определение входных параметров ЭОР
n	Частота вращения турбины
f	Датчик частоты сети
N №п	Датчик активной электрической мощности
№д	Заданная активная мощность
P	Гидравлический привод
$Pв$	Датчик давления пара в нижнем отопительном отборе
R	Задатник
$tв$	Датчик температуры воды за ГО-2
$tн$	Датчик температуры воды за ГО-1
$tоб$	Датчик температуры обратной воды
$tте$	Датчик температуры подпитывающей воды

Блок	Функция
СК1	Сервомотор регулирующего клапана
СК2	Сервомотор регулирующего клапана
СК3	Сервомотор регулирующего клапана
С	Омметр
ОАХ	Сервомотор стартового клапана отбора
ОАХ	Сервомотор стартового клапана
ЭМП	Электромагнитный преобразователь

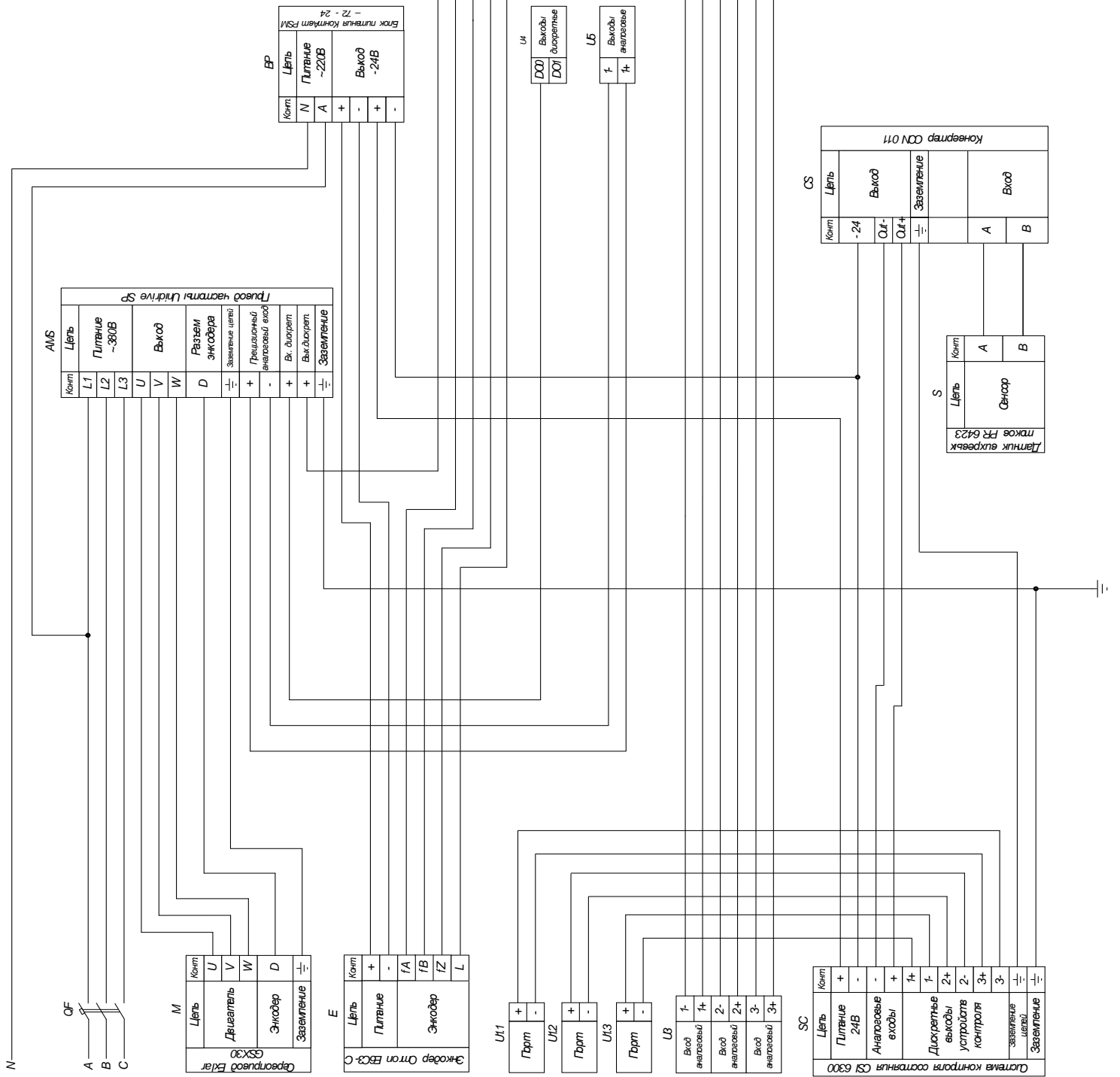
Дет. №	№ докум.	Год	Дат.	Лист	Место	Масштаб
				1		
Омек структурные электрогидравлические системы регулирования турбоагрегатов период и второй очереди						
Омек регулирования частоты и мощности турбоагрегатов						
Исполн. Выходной Д.А.						
Инстру. Сидоро С.В.						
Упр. Сидоро С.В.						
Базовый лист 1/34						
ВКР. 134006.15.03.04.0X						
АМГУ ар. 34Г.06						



Собственно-	Наименование	Кол.
ЦВД	Выходное Цилиндр высокого давления	1
ЦСД	Цилиндр среднего давления	1
ЦНД	Цилиндр низкого давления	1
Г	Синхронный генератор	1
РК ВД	Регулирующие клапаны выс. давления	4
ПД	Пьезоэлектрические датчики	2
ШК	Шкаф контроллера	1
М	Сервомотор	2
С	Сервоусилитель	2
ОД	Сервомотор низкого давления	1
СВД	Сервомотор высокого давления	1
СЭН	Отсчетной золотник низкого давления	1
ОЗД	Отсчетной золотник высокого давления	1
ДСТ	Датчик давления свежего пара	1
ДЧВ	Датчик частоты вращения	3
ДДО	Датчик давления в отборе	1
ДЭМ	Датчик электрической мощности	1
ДПП	Датчик линейного перемещения	2

ВКР: 134.006.15.03.04.0X			
Лист	№ Входа	Год	Масштаб
1	1	2011	1:1
Рисован	Проверено	Утверждено	Датум
И.С.Сидорова	В.С.Сидорова	И.С.Сидорова	15.03.11
Содержит	Ссылка на	Ссылка на	Ссылка на
Систему	Систему	Систему	Систему
Упл.	Ссылка на	Ссылка на	Ссылка на
	Упл.	Ссылка на	Ссылка на
			АМУ ер. 341-06

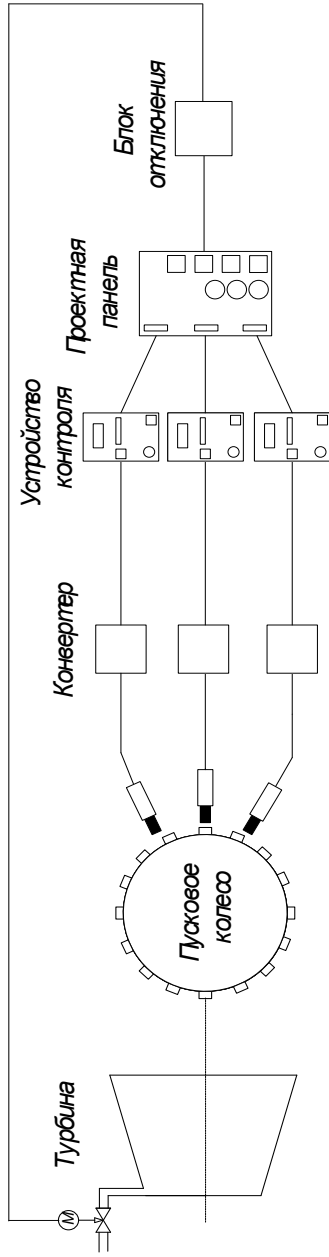
Обозначение	Наименование	Тип	Кол.
M	Сервопривод	Elcar GSX30	2
AMS	Сервоусилитель	Unidrive SP	2
CF	Выключатель автоматический	AE	2
U1	Модуль обработки сигнала скорости	CS112SD1	3
U2	Модуль дискретного ввода	X00168H1	1
U3	Модуль аналогового ввода	X00168G2	1
U4	Модуль дискретного вывода	CS112SD1	1
U5	Модуль аналогового вывода	X00167G1	1
E	Икрементальный энкодер	Оттол EBC3-C	2
BP	Блок питания	FSM-72-24	1
SC	Блок системы контроля	CSI 6300 SS	1
CS	Конвертер	CON 011	3
S	Датчик вихревых токов	FR 6423	3
PD	Датчики давления пара	Отационные	2
MD	Датчик мощности	Отационный	1



ВКР-134/006.15.03.04.CX			
Лист	Масштаб	Исполн.	Провер.
1			
Основа электрическая электроавтоматической системы регулирования с приводами Elcar			
Шкала: 1:1			
Лист 3 из 6			
Состав: 1. Шкала 0. В. 2. Шкала 1. В. 3. Шкала 2. В. 4. Шкала 3. В. 5. Шкала 4. В.			
АМУ ар. 34-1-06			

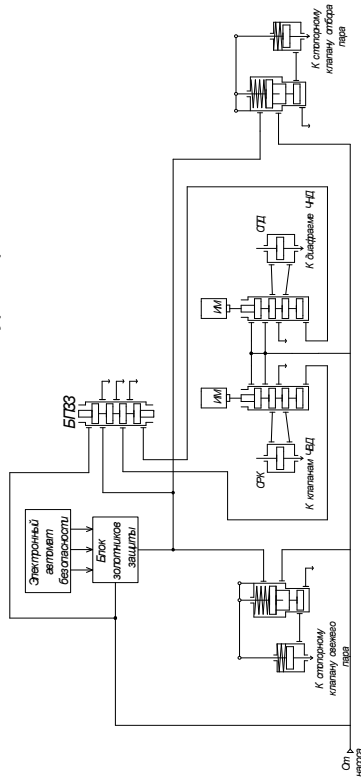
Схемы системы защиты турбоагрегата

Общий вид электронного автомата безопасности на системе контроля CSI 6300 включающая пусковое колесо, датчики и систему останова турбины

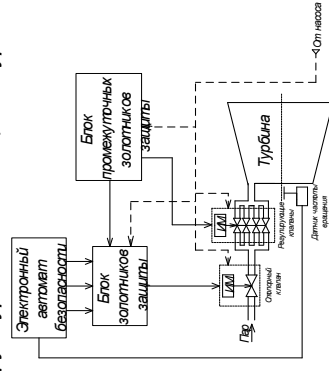


БГЗЗ – блок промежуточного золотника защиты;
 ИМ – исполнительный механизм;
 ОРК – сервомотор регулирующих клапанов;
 ОД – сервомотор поворотной диафрагмы;
 ЧД – часть высокого давления;
 ЧНД – часть низкого давления.

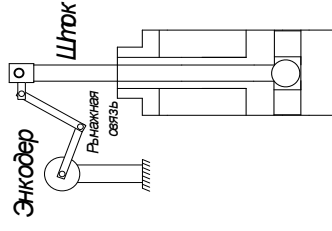
Схема системы защиты турбоагрегата



Структурная схема защиты турбины



Установка энкодера на шток сервомотора



Схемы установки сервоприводов при модернизации системы регулирования

Схема установки привода Exlar

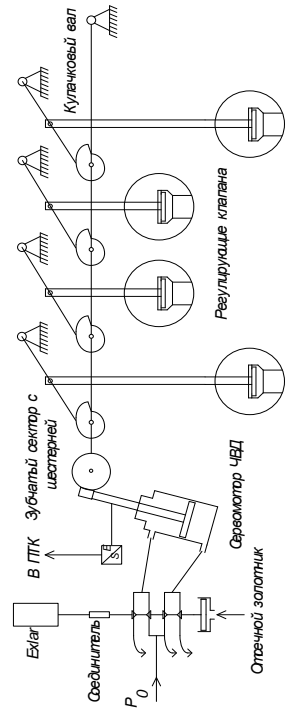
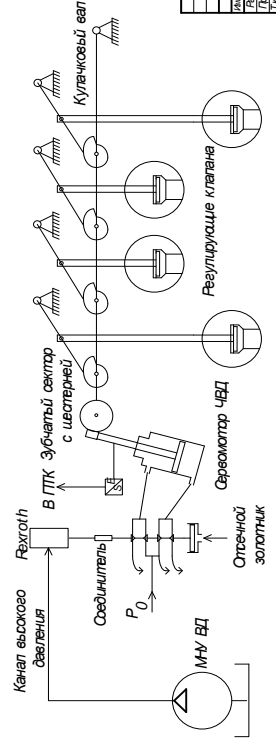


Схема установки гидросистемы регулирования Bosh Rexroth



№ п/п	Долж.	И.О.Ф.	Подп.	Дата	Вкл.	Масштаб
1	Проект.	Колесов Д.Г.			✓	
2	Констр.	Колесов Д.Г.				
3	Инж.	Колесов Д.Г.				
4	Провер.	Колесов Д.Г.				
5	Упр.	Степанов А.А.				
6	Инж.	Степанов А.А.				
ВКР-134006.15.03.04.СХ						
Схемы системы защиты и установки защитного и регулирующего оборудования						
Схема регулирования частоты и количества турбоагрегатов						
Базовый лист ТЭД						
Лист 6 из 6						
АМТУ ар. 341-06						