

Министерство науки и высшего образования РФ  
Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Политехнический институт

институт

Кафедра теплотехники и гидрогазодинамики

кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

\_\_\_\_\_ В.А. Кулагин

подпись      инициалы, фамилия

«\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2024 г.

**МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ**

Разработка автоматизированной системы управления

теплофикационной турбиной

тема

13.04.01. Теплоэнергетика и теплотехника

код – наименование направления

13.04.01.01 Энергетика теплотехнологий

код – наименование магистерской программы

Руководитель

\_\_\_\_\_

подпись, дата

профессор, доктор техн. наук

должность, ученая степень

Скуратов А.П.

инициалы, фамилия

Выпускник

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Бутырин А.А.

инициалы, фамилия

Рецензент

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Начальник турбинного цеха

Красноярской ТЭЦ-2

должность, ученая степень

Истягин Е.К.

инициалы, фамилия

Красноярск 2024

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	3
ГЛАВА 1. СОСТОЯНИЕ ВОПРОСА (ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР).....	8
1.1. Проблемы эксплуатации теплофикационных турбин.....	8
1.2. Техническая характеристика турбины.....	23
1.3 Существующая система автоматизации турбины .....	37
1.4 Выводы по главе.....	44
ГЛАВА 2. МЕТОДИКА ТЕОРЕТИЧЕСКОГО ИССЛЕДОВАНИЯ РАБОТЫ ТЕПЛОФИКАЦИОННОЙ ТУРБИНЫ .....	46
2.1 Структура электронного автомата безопасности и режимы работы .....	46
2.2 Алгоритм формирования уставок срабатывания электронного автомата безопасности (ЭАБ) .....	57
2.3 Выводы по главе 2.....	61
ГЛАВА 3. РАЗРАБОТКА СИСТЕМЫ АВТОМАТИЗАЦИИ ТЕПЛОФИКАЦИОННОЙ ТУРБИНЫ .....	62
3.1 Гидравлическая часть системы автоматического регулирования .....	62
3.2 Формирование управляющего сигнала на электрогидравлическом преобразователе (ЭГП).....	68
3.3 Расчет главного сервомотора.....	72
3.3. Технико-экономическое обоснование системы автоматизации .....	75
3.4. Выводы по главе 3.....	84
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	86
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	89
Приложение А "Структурная схема АСРЗ".....	91
Приложение Б "Электрогидравлическая система регулирования".....	92
Приложение В "Структурная схема ЭАБ".....	93
Приложение Г "Конструкция электрогидропреобразователя".....	94

## ВВЕДЕНИЕ

Актуальными вопросами в современной энергетике остаются: качество электроэнергии, надежность работы оборудования, повышение степени автоматизации и упрощение условий эксплуатации турбоустановок. Обеспечение непрерывного функционирования системы регулирования и защиты паровой турбины является основой надежной работы всего агрегата. Полная замена турбин на новые, оснащенные современными системами регулирования, представляется технологически сложной и ресурсозатратной задачей. Поэтому целесообразно модернизировать системы регулирования на турбоагрегатах, которые уже находятся в эксплуатации. Замена гидравлической системы регулирования на электрогидравлическую увеличит точность поддержания нормируемой частоты турбоагрегата, повысит безопасность труда, увеличит экономичность работы турбины.

Задача современной микропроцессорной системы регулирования и защиты турбоагрегатов заключается в максимально возможном упрощении гидромеханической части (по сравнению с механогидравлическими и гидродинамическими системами автоматического регулирования (САР)). Важнейшим элементом такого упрощения являются электрические обратные связи, обеспечивающие работу электрической части системы регулирования (ЭЧСР). ЭЧСРиЗ реализует основные автоматические регуляторы: частоты вращения со степенью неравномерности  $4,5 \pm 0,5\%$  (или принципиально любой другой при необходимости) и степенью нечувствительности  $\leq 0,02\%$ , активной электрической мощности с частотной коррекцией, давления пара перед турбиной («до себя»), давления пара в регулируемых отборах пара или температуры (нагрева) сетевой воды, температуры подпиточной воды и др.. В ЭЧСРиЗ реализуются защиты турбины с логикой «2 из 3»: от разгона и от недопустимого повышения давления пара в регулируемых отборах, а также приём и обработку сигналов

электрических защит генератора, технологических защит турбоустановки, а также сигналов АСУ ТП и противоаварийной автоматики энергосистемы. В ЭЧСРиЗ включены предохранительные регуляторы для обеспечения безопасной эксплуатации турбины и защиты от неправильных действий оперативного персонала.

Атомная электростанция (АЭС) – сложная система устройств и установок, целью которой является переработка энергии деления ядер в тепловую энергию пара, затем в механическую энергию турбины, затем в электрическую энергию генератора. Большое количество разнообразного оборудования, используемого в этом цикле, а также необходимость обеспечения максимальной безопасности в виду тяжелых последствий в случае аварии на энергоблоке, требует сложной системы управления.

Разработка и внедрение систем автоматизации на атомных электростанциях является критически важным шагом в обеспечении безопасности энергетических объектов. Постоянный мониторинг и контроль всех процессов на реакторе позволяет оперативно реагировать на любые отклонения и предотвращать возможные аварийные ситуации. Стабильная работа автоматизированных систем также способствует оптимизации производственных процессов и повышению эффективности работы станции.

Важно отметить, что автоматизация процессов на атомных электростанциях требует постоянного совершенствования и обновления технологий. Постоянно меняющиеся требования к безопасности, а также возрастающие требования к производительности и эффективности работы станции необходимо учитывать при разработке новых автоматизированных систем.

Помимо снижения количества персонала на энергоблоке, автоматизация процессов также способствует повышению качества работы персонала, так как современные системы обеспечивают оперативную информацию о текущем состоянии реактора и всех его параметрах. Это

позволяет инженерам и операторам принимать обоснованные решения на основе точных данных и минимизировать вероятность ошибок в управлении энергоблоком.

В целом, развитие автоматизации на атомных электростанциях имеет стратегическое значение для обеспечения безопасности и надежности работы энергетических объектов. С постоянным совершенствованием технологий и систем управления, можно достичь оптимального баланса между безопасностью, эффективностью и производительностью работы атомных электростанций.

Автоматическая система регулирования и защиты турбины (АСРЗ) играет критическую роль в поддержании безопасности и стабильности работы энергоблоков, особенно на атомных электростанциях, где требования к безопасности особенно высоки. АСРЗ не только контролирует и регулирует работу турбины для оптимизации производства электроэнергии, но и предотвращает возможные аварийные ситуации, которые могут возникнуть из-за нестабильной работы оборудования или внешних воздействий.

Система оснащена многоуровневыми механизмами контроля, которые постоянно анализируют работу турбины, например, давление, температуру, скорость вращения и другие критические параметры. При обнаружении отклонений от нормы, АСРЗ автоматически вводит корректирующие действия, такие как регулирование подачи пара или активация аварийных систем остановки турбины. Эти меры направлены на то, чтобы максимально быстро вернуть параметры работы турбины в безопасный режим, минимизируя риск повреждений оборудования и обеспечивая защиту персонала и окружающей среды.

Надежность АСРЗ достигается за счет использования высокоточных датчиков и надежных исполнительных механизмов, а также с помощью регулярных технических обследований и обновления программного обеспечения. Также крайне важно обеспечивать непрерывное обучение

персонала, который работает с этой системой, чтобы гарантировать правильное и своевременное реагирование на любые сигналы тревоги.

Таким образом, АСРЗ является ключевым элементом в системе безопасности атомных электростанций, обеспечивая стабильную и безопасную работу турбин и предотвращая аварии, что критически важно для защиты как самой станции, так и окружающей среды.

При планировании модернизации электрогидравлической системы регулирования (ЭГСР) основное внимание следует уделять сохранению и возможному улучшению уровня безопасности и надежности работы энергоблока. Важно, чтобы в процессе обновления системы не происходило ухудшение контроля над критически важными параметрами работы турбины, такими как давление пара, электрическая мощность и частота вращения. Эти параметры напрямую влияют на стабильность и безопасность процесса генерации энергии.

Модернизация должна предусматривать внедрение передовых технологий, которые способствуют повышению точности и оперативности реагирования системы на изменения рабочих условий, обеспечивая тем самым более эффективное и безопасное управление процессами. Важным аспектом является также интеграция с современными системами мониторинга и диагностики, что позволяет предотвращать потенциальные неисправности и снижать риски аварийных ситуаций.

Кроме того, модернизация не должна приводить к снижению общей надежности систем автоматического управления и защиты. Все изменения в ЭГСР должны соответствовать текущим стандартам безопасности и, по возможности, даже устанавливать новые бенчмарки в области безопасной эксплуатации энергетических установок. Это включает в себя регулярное тестирование систем после внедрения изменений, чтобы гарантировать, что все функции работают корректно и в полном соответствии с техническими требованиями и нормативами.

Цель работы - Разработка автоматизированной системы управления теплофикационной турбиной»

Объект исследования - теплофикационная турбина

Предмет исследования - автоматизированная системы управления теплофикационной турбиной

В работе поставлены и решены следующие задачи::

- рассмотрены проблемы эксплуатации теплофикационных турбин;
- проведен анализ существующих систем автоматизации турбин;
- разобрана структура электронного автомата безопасности и режимы работы;
- определен алгоритм формирования уставок срабатывания электронного автомата безопасности;
- произведена разработка системы автоматизации турбины.

# **ГЛАВА 1. СОСТОЯНИЕ ВОПРОСА (ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР)**

## **1.1. Проблемы эксплуатации теплофикационных турбин**

Теплофикация способствует снижению потерь энергии и повышению эффективности энергетических установок за счет использования теплоты, которая ранее просто выбрасывалась в атмосферу. Это также позволяет уменьшить загрязнение окружающей среды, так как уменьшается количество выбросов вредных веществ. Кроме того, централизованное теплоснабжение обеспечивает более стабильную работу системы и позволяет оптимизировать расход топлива.

Одним из ключевых преимуществ теплофикации является возможность создания энергосберегающих технологий и внедрения инноваций в области энергетики. Это способствует развитию рынка возобновляемых источников энергии, так как энергия, вырабатываемая в процессе теплофикации, может быть получена из различных источников, включая солнечную, ветряную и геотермальную энергию.

Кроме того, централизованное теплоснабжение позволяет улучшить условия жизни городских жителей, так как обеспечивает надежное и эффективное отопление жилых и коммерческих зданий. Это также способствует экономическому развитию и повышению уровня комфорта городской инфраструктуры в целом.

Централизованное теплоснабжение также обеспечивает более надежную работу системы и уменьшает количество аварийных ситуаций, что является важным аспектом для обеспечения комфорта и безопасности жителей. Благодаря централизованной системе управления и обслуживания, можно оперативно реагировать на любые проблемы и обеспечивать бесперебойную подачу тепла при минимальных затратах на обслуживание.

Еще одним значимым преимуществом централизованного теплоснабжения является возможность использования различных видов топлива, включая возобновляемые и экологически чистые источники энергии.



Это позволяет снизить вредные выбросы в атмосферу и сделать систему отопления более экологически устойчивой. В условиях растущей экологической осознанности такой подход к теплоснабжению становится все более актуальным и востребованным.

Благодаря централизованному теплоснабжению удастся также повысить энергоэффективность и снизить общие затраты на отопление. Крупные котельные и теплоутилизационные установки эффективнее используют тепловую энергию, что позволяет сократить расходы на обогрев и получение горячей воды. Таким образом, централизованное теплоснабжение представляет собой эффективное и долгосрочное решение для обеспечения тепла и комфорта жителям городов и поселков.

В связи с ростом индустриализации, увеличением населения и расширением городов, централизованное теплоснабжение стало необходимостью для обеспечения комфортных условий жизни. Теперь теплофикация является важной составляющей инфраструктуры большинства крупных городов России, обеспечивая не только жилые дома, но и промышленные предприятия, офисы, торговые центры и другие объекты потребления тепла.

Одним из ключевых аспектов современной теплофикации является повышение энергоэффективности и использование возобновляемых источников энергии. В настоящее время активно развиваются проекты по замене устаревших тепловых сетей, внедрению современных технологий теплоснабжения, увеличению использования геотермальной, солнечной и ветровой энергии для обеспечения тепла. Это позволяет не только сократить расход органического топлива, но и снизить вредное воздействие на окружающую среду.

Однако, несмотря на все усилия по модернизации системы теплоснабжения, остаются проблемы с его эффективностью и надежностью. Иногда возникают аварии на тепловых сетях, отключения отопления во время морозов, неэффективное использование тепловой энергии. Поэтому важно

постоянно совершенствовать систему теплофикации, внедрять новые технологии, повышать квалификацию работников отрасли и обеспечивать надлежащее техническое обслуживание всех элементов системы.

Однако, существует альтернативный способ использования тепла, отдаваемого конденсирующимся паром, который может быть более эффективным. Вместо увеличения давления в конденсаторе, можно использовать систему теплового насоса для извлечения тепла из этого процесса и направить его на нужды отопления и горячего водоснабжения. Тепловой насос позволяет эффективно перемещать тепло из одной среды в другую путем сжатия и расширения рабочего вещества.

Использование теплового насоса для отбора тепла из процесса выработки электроэнергии позволяет значительно повысить энергетическую эффективность данного процесса. Тепловой насос работает за счет электроэнергии, но при правильном расчете и использовании он может оказаться более эффективным, чем просто увеличение давления в конденсаторе.

Комбинированная выработка на электростанциях электроэнергии и тепла называется теплофикацией, а турбины, применяемые на таких электростанциях, — теплофикационными.

Эксплуатация теплофикационных турбин влечёт за собой ряд специфических проблем, связанных как с техническими аспектами их работы, так и с экономическими и экологическими факторами. Основные проблемы можно описать следующим образом:

Теплофикационные турбины требуют значительных инвестиций не только в момент покупки, но и в процессе эксплуатации. Затраты на техническое обслуживание, ремонт и замену изношенных компонентов могут быть значительными.

Высокие температуры и давления, характерные для работы теплофикационных турбин, способствуют более быстрому износу

оборудования. Это требует регулярного контроля и предотвращения поломок, что увеличивает стоимость эксплуатации.

Турбины, работающие на ископаемом топливе, могут производить значительное количество вредных выбросов. Соблюдение экологических стандартов и норм требует дополнительных усилий и затрат на системы очистки и контроля.

Теплофикационные турбины должны работать непрерывно для обеспечения потребностей в электроэнергии и тепле. Любые простои в работе могут привести к серьёзным последствиям для коммунальных и промышленных потребителей.

Баланс между производством электричества и тепла должен быть тщательно оптимизирован для максимальной эффективности. Несбалансированное производство может привести к излишкам одного ресурса при нехватке другого.

Теплофикационные установки должны быть гибкими в отношении изменений в спросе на тепло и электроэнергию. Изменения в экономических условиях или климатические колебания могут серьезно повлиять на операционную эффективность.

С учетом быстрого развития технологий в области возобновляемых источников энергии теплофикационные турбины могут быстро устаревать, что требует их модернизации или полной замены на более современное и эффективное оборудование.

Решение этих проблем требует комплексного подхода, включая техническое обслуживание, модернизацию оборудования, оптимизацию процессов и стратегическое планирование на уровне управления энергосистемами.

В теплоэлектростанциях тепло и электроэнергия производятся параллельно друг другу, что способствует повышению эффективности процесса производства и экономии ресурсов. Тепловые электростанции также могут использоваться для когенерации, когда тепло, выделяемое в процессе

производства электроэнергии, используется для обогрева или предоставления горячей воды. Это позволяет дополнительно сократить затраты на энергоносители и улучшить общую энергетическую эффективность.

Теплоэлектроцентрали часто являются важным компонентом инфраструктуры городов и крупных промышленных районов, обеспечивая надежное и эффективное энергоснабжение. Благодаря комбинированной выработке тепла и электроэнергии, такие станции способствуют снижению выбросов парниковых газов и улучшению экологической обстановки. Кроме того, использование теплоэлектроцентралей позволяет рационально использовать возобновляемые источники энергии, такие как солнечная или геотермальная энергия.

В современном мире стремление к сокращению потребления энергии и уменьшению воздействия на окружающую среду делает теплоэлектроцентрали все более привлекательным вариантом для обеспечения энергетической безопасности и устойчивого развития. Внедрение современных технологий и методов управления позволяет повысить эффективность теплоэлектроцентралей и сделать их более конкурентоспособными на рынке энергетики. В целом, теплоэлектроцентрали играют важную роль в обеспечении энергетической независимости и устойчивости экономики.

Обычно применяют два типа парогазовых теплофикационных установок с КУ: парогазовые ТЭЦ и газотурбинные ТЭЦ. Их простейшие тепловые схемы приведены на рис. 1. Теплота выходных газов ГТУ на ГТУ-ТЭЦ используется в КУ или в газовой теплообменнике для отпуска теплоты (рис. 1, а). На парогазовых ТЭЦ возможно применение как турбин с противодавлением (рис. 1 б), так и паровых турбин типа КО (с конденсатором и сетевой теплофикационной установкой).

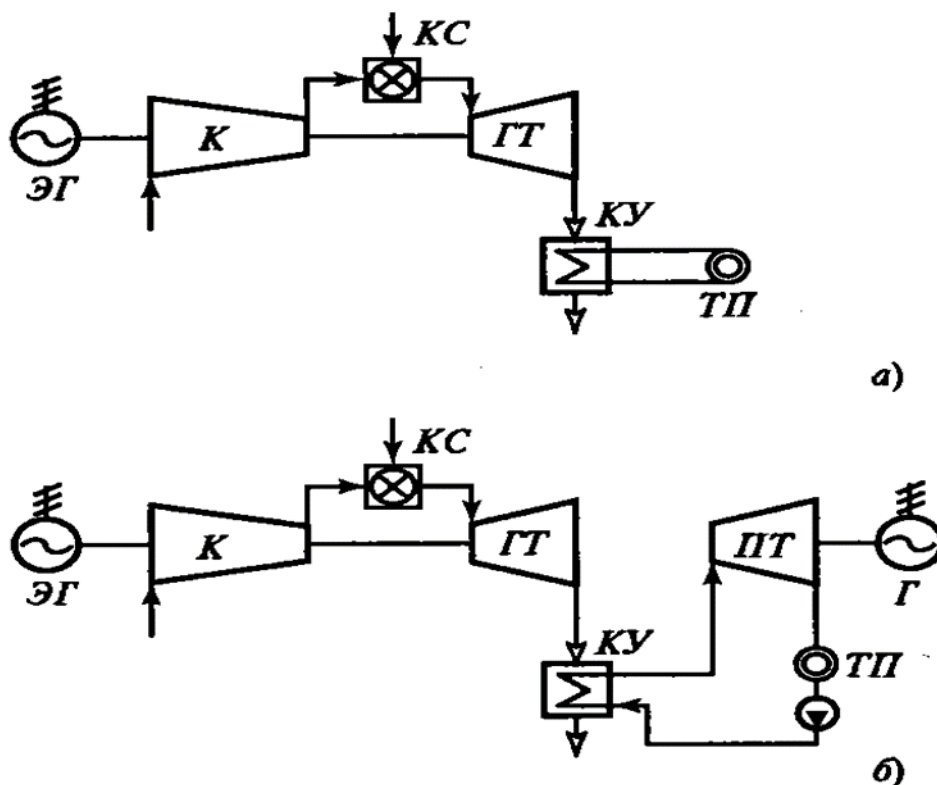


Рис.1. Принципиальные тепловые схемы, а — простейшей ГТУ-ТЭЦ; б — простейшей ПГУ-ТЭЦ. Обозначения: КУ— котел-утилизатор; ТП — тепловой потребитель; К — компрессор; КС — камера сгорания

Термодинамическую эффективность теплофикационных циклов невозможно оценить их термическим КПД.

Однако, если не использовать особенности теплофикационного цикла, то тепло перегревания пара будет отводиться охлаждающей водой. Это может быть неэффективным способом утилизации тепла и в итоге привести к потере значительной части энергии. Поэтому важно правильно подобрать сравнительный теоретический цикл, который наилучшим образом соответствует особенностям работы энергоблока.

Значительное внимание также следует уделить оптимизации работы энергоблока в целом, включая улучшение теплообмена, повышение КПД системы и снижение энергетических потерь. Только с интеграцией всех этих аспектов можно достичь оптимальной работы теплофикационного цикла и обеспечить надежное и эффективное производство электроэнергии и горячей воды для дальнего теплоснабжения.

Вместо конденсационного цикла 12345 получим теплофикационный цикл, в котором количество тепла, отдаваемого холодному источнику не выбрасывается, а используется на тепловые нужды.

Увеличение эффективности конденсатного хозяйства также способствует снижению нагрузки на окружающую среду, поскольку уменьшается количество выбросов паровых и газовых продуктов. Это особенно важно в условиях растущей глобальной проблемы климатических изменений.

Одним из способов улучшения работы конденсатного хозяйства является внедрение современных технологий очистки конденсата, которые позволяют повысить его качество и увеличить долю его возвращения в котельные. Это помогает не только экономить ресурсы, но и улучшать качество производства за счет снижения энергозатрат и повышения эффективности работы оборудования.

Необходимо также уделять внимание обучению персонала по правильной эксплуатации систем конденсатного хозяйства, чтобы обеспечить их надлежащее функционирование и максимальную эффективность. Только комплексный подход к улучшению конденсатного хозяйства позволит добиться оптимальных результатов в повышении общего теплового баланса теплофикационного цикла и снижении эксплуатационных затрат.

Конструктивное выполнение двигателей, применяемых в теплофикационных циклах, различно.

Особенности технологической схемы ТЭЦ показаны на рис. 2. Основное отличие заключается в специфике пароводяного контура.

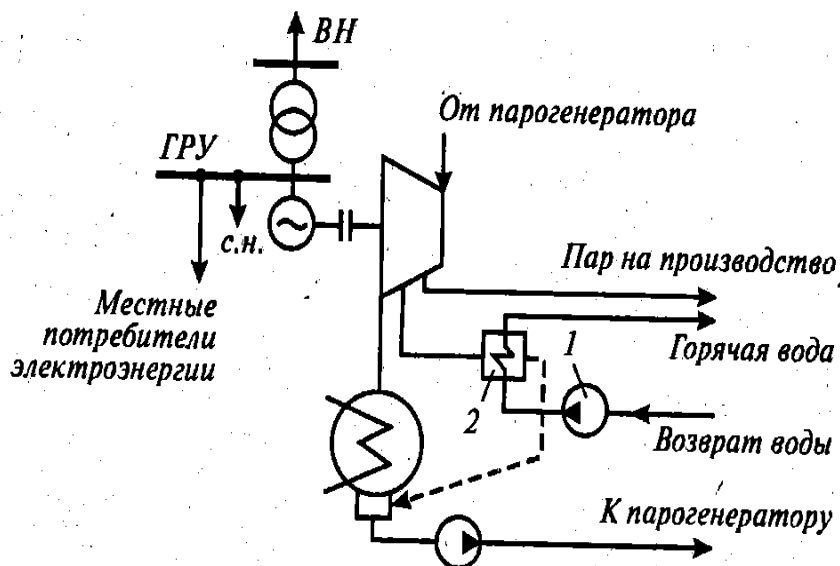


Рис.2 Особенности технологической схемы ТЭЦ: 1 — сетевой насос; 2 — сетевой подогреватель

Часть пара при расширении в турбине (с параметрами  $p_{отб} = 0,9—1,2$  МПа) отбирается и отводится в сетевой пароводяной подогреватель 2, через который сетевым насосом 1 прогоняется вода, используемая для отопления зданий и других нужд городского хозяйства и промышленных предприятий.

На производство пар подается в тех случаях, когда вблизи станции имеются промышленные предприятия, требующие его для технологического процесса. Количество отбираемого от промежуточных ступеней турбины пара определяется потребностью тепловых потребителей в горячей воде и паре.

Для подачи пара на производство используется специальная паровая сеть, которая обеспечивает перераспределение пара между различными потребителями. Пар может использоваться как для нагрева, так и для приведения в движение различных механизмов и оборудования. При этом важно обеспечить эффективную работу паровой системы, чтобы минимизировать потери и обеспечить надежную подачу пара в нужные точки производства.

Для оптимальной работы паровой системы необходимо постоянно контролировать и регулировать давление и температуру пара в разных участках сети. Также важно обеспечить регулярное техническое обслуживание и проверку оборудования, чтобы избежать возможных аварий и

сбоев в работе системы. При правильной эксплуатации и управлении паровая система может эффективно обеспечивать производственные процессы предприятия.

Важно также учитывать экономические аспекты при использовании пара на производстве. Необходимо оценивать затраты на производство пара, оптимизировать его расход и использование, а также постоянно совершенствовать процессы, чтобы снизить издержки и повысить эффективность производственных процессов. Только таким образом можно обеспечить устойчивую и эффективную работу предприятия, которое использует пар для своей деятельности.

Чтобы в дальнейшем можно было использовать эту теплоту, необходимо повысить ее температуру хотя бы до  $80... 100\text{ }^{\circ}\text{C}$ , для чего следует увеличить давления пара  $p_2$ , выходящего из турбины, соответственно до  $0,077...0,1\text{ МПа}$ . Такие установки работают с ухудшенным вакуумом или с противодавлением. Наряду с выработкой электроэнергии они отпускают внешнему потребителю теплоту в виде пара или горячей воды и называются теплофикационными (рис. 3, а).

В таких установках, не имеющих конденсатора, пар после турбины ПТ с повышенным давлением и температурой  $T_n$  (точка 2' на рис. 3, б) направляется к тепловому потребителю ТП. Отдавая ему удельную теплоту  $q_2$ , пар конденсируется (процесс 2-3'), и конденсат помощью насоса возвращается в паровой котел ПК.

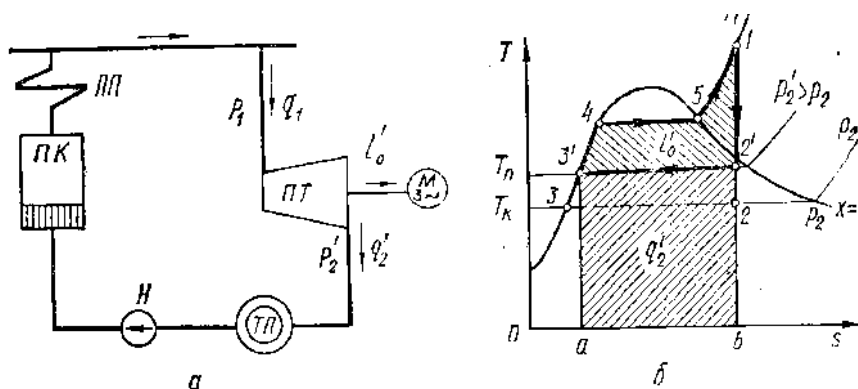


Рис.3. Схема теплофикационной паросиловой установки (а) и цикл ее работы (б)



При правильном выборе концентрации раствора и оптимизации рабочих процессов в цикле можно достичь значительного повышения энергетической производительности и снижения эксплуатационных затрат.

Многоступенчатые циклы позволяют эффективнее использовать тепловой потенциал горячих газов, минимизируя потери энергии и повышая общую эффективность системы. Кроме того, такие циклы обеспечивают более стабильную работу двигателя за счет более плавного воздействия на него. Это позволяет увеличить срок службы оборудования и снизить расходы на техническое обслуживание.

В итоге, использование горячих газов в прямом теплофикационном цикле с многоступенчатыми процессами может привести к значительной экономии ресурсов и снижению негативного воздействия на окружающую среду. Такие инновационные подходы к проектированию систем отопления и теплоснабжения могут стать ключевым элементом в повышении энергетической эффективности и устойчивости современных технологий отопления.

Использование тепла, генерируемого промышленными установками, для теплофикационных целей является экономически выгодным решением, позволяющим значительно сократить потребление первичных энергетических ресурсов. Однако характеристики и параметры теплоносителя, такие как его температура и давление, определяют сферы его возможного применения. В случае выхода теплоносителя из установки с параметрами, подходящими для использования в теплофикационных циклах, это позволяет его использовать для отопления и горячего водоснабжения, особенно в периоды с высокими тепловыми нагрузками, такие как зимний период.

С коэффициентом использования теплоносителя в 3000-4000 часов в год, его применение оказывается наиболее эффективным именно в зимний период, когда спрос на тепловую энергию возрастает. Однако в индустриях, таких как цветная металлургия, где процессы, такие как выдача шлаков металлургическими печами, происходят равномерно на протяжении всего

года, применение теплоносителей из теплофикационных циклов сталкивается с определенными трудностями. Неспособность синхронизировать выработку тепла с постоянным спросом на него в производственных процессах цветной металлургии делает такие установки менее привлекательными для этой отрасли.

Цикл паротурбинной теплофикационной установки — установки для комбинированной выработки электроэнергии и теплоты — представлен на рис. 4.

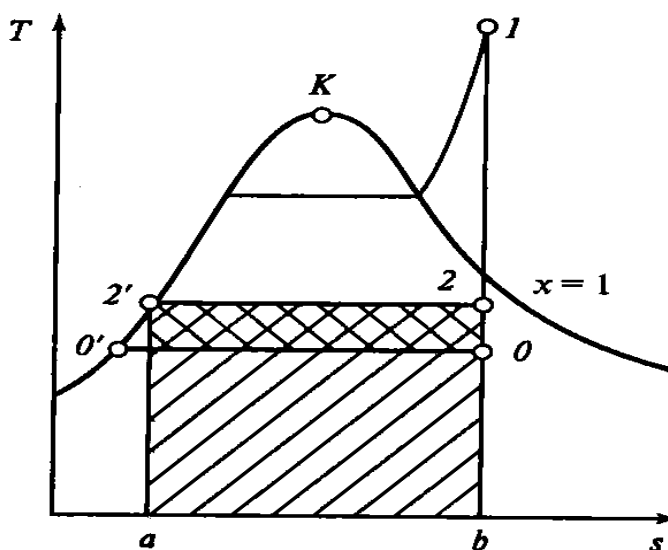


Рис.4. Цикл паротурбинной теплофикационной установки

Температура пара после турбины (точка 2) в теплофикационном цикле (около 100 °С и выше), а роль конденсатора выполняет сетевой подогреватель. Естественно, что из-за увеличения конечного давления от  $p_0$  до  $p_2$  работа цикла уменьшится на величину заштрихованной фигуры 200'2'2.

Взамен этого потребителю будет отпущено количество теплоты, равное площади прямоугольника 2'2ba2'. Соотношение между этими площадями можно представить как  $(T_2 - T_0)(s_b - s_a) / T_2(s_b - s_a) = (T_2 - T_0) / T_2$ .

Если принять  $T_0 = 300$  К,  $T_2 = 400$  К, то  $(T_2 - T_0) / T_0 = 1/4$ , т.е. за счет 1 кДж электроэнергии потребителю отпускается 4 кДж теплоты. В этом основное преимущество теплофикационных циклов.

Как видно из рис.5. преимуществом данной схемы является возможность эффективного круглогодичного использования отработавшего пара, а также круглогодичная работа турбины по теплофикационному циклу.

На ТЭЦ, имеющих низкий удельный вес конденсационной мощности (до 20 %) и высокую долю выработки электроэнергии по теплофикационному циклу, удельные расходы условного топлива на 1 кВт ч, отпущенный с шин, составляют 220 - 240 г / кВт ч и ниже.

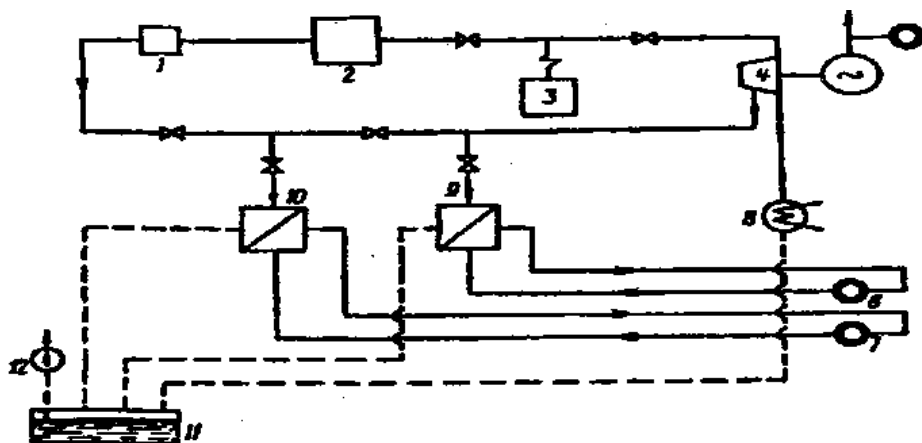


Рис.5. Схема комплексного использования тепла отработавшего пара летом и зимой: 1 — парочиститель; 2 — производственный агрегат; 3 — парогенератор; 4 — теплофикационная турбина; 5 — потребитель электроэнергии; 6 — потребители тепла; 7 — потребитель холода; 8 — конденсатор; 9 — теплообменник; 10 — холодильная установка; 11 — бак питательной воды; 12 — питательный насос

Распределение нагрузок между различными типами электростанций играет ключевую роль в обеспечении стабильности работы энергосистемы и эффективного использования ресурсов. Гидроэлектростанции обладают высокой надежностью и значительной производительностью, однако их работа зависит от уровня водохранилищ, который может колебаться в зависимости от времени года. Теплоэлектроцентрали и конденсационные электростанции, в свою очередь, имеют возможность гибко регулировать производство электроэнергии в зависимости от текущих потребностей системы.

Имея обширный опыт в данной области, специалисты могут учитывать технические и экономические особенности каждого типа электростанций при распределении нагрузок. Это позволяет оптимизировать работу системы в целом, обеспечивая ее надежность, экономичность и устойчивость. С учетом сезонных колебаний производства электроэнергии, специалисты разрабатывают стратегии по эффективному использованию ресурсов каждой станции, чтобы обеспечить постоянное и надежное энергоснабжение.

Важным аспектом при распределении нагрузок является также соблюдение экологических норм и стандартов. Каждый тип электростанции оказывает определенное воздействие на окружающую среду, поэтому необходимо учитывать эти факторы при планировании работы системы. Профессионалы в области энергетики стремятся найти оптимальный баланс между производством электроэнергии и экологической устойчивостью, чтобы обеспечить не только эффективную работу системы, но и сохранение природных ресурсов для будущих поколений.

Эффективность работы теплоэлектроцентрали (ТЭЦ) во многом зависит от выбранного цикла работы оборудования, который определяет удельный расход топлива. На ТЭЦ, работающих по конденсационному циклу без отбора тепла, основной акцент делается на производство электричества, при этом тепло, образующееся в процессе, часто не используется и уходит в атмосферу или водоемы. В результате такой схемы эксплуатации расход топлива оказывается выше, чем мог бы быть при использовании теплофикационного цикла.

Теплофикационный цикл предполагает использование не только электрической, но и тепловой энергии, которая вырабатывается на ТЭЦ. В этом случае тепло от рабочего тела (пара) используется для отопления или в качестве технологического тепла в различных производственных процессах. Таким образом, теплофикационный цикл позволяет значительно уменьшить топливные расходы за счёт утилизации теплоты, которая в конденсационном цикле была бы потеряна.

При проведении анализа эффективности работы ТЭЦ важно учитывать как технические нормы удельных расходов топлива, так и фактические показатели. Сравнение этих данных помогает выявить возможные экономии или перерасходы топлива. Если при сравнении обнаруживается, что фактические расходы топлива ниже технических нормативов при использовании теплофикационного цикла, это подтверждает повышенную эффективность такой схемы работы ТЭЦ. В противном случае, когда ТЭЦ работает по конденсационному циклу без использования тепловой энергии, расходы топлива могут значительно превышать нормативы, что указывает на необходимость пересмотра схемы работы или модернизации оборудования для перехода на теплофикационный цикл.

В такой ситуации необходимо провести анализ эффективности текущих методов определения технико-экономических показателей и идентифицировать возможные узкие места, которые могут препятствовать увеличению возврата конденсата. Возможно, стоит пересмотреть подход к расчёту затрат и выработки электроэнергии, чтобы выявить оптимальное соотношение между снижением тепловых потерь и энергосбережением.

Также важно провести анализ конкурентоспособности и сравнить текущую ситуацию с лучшими практиками в отрасли. Возможно, стоит обратить внимание на новые технологии и методы, которые могут помочь увеличить эффективность работы котельных и тэц.

Кроме того, необходимо обратить внимание на возможные стимулы и мотивации для предприятий внедрить изменения в работу, направленные на увеличение возврата конденсата. Это может быть как финансовые поощрения, так и выделенные ресурсы для внедрения новых технологий.

В целом, важно разработать комплексный подход к проблеме и привлечь специалистов с опытом в данной области для разработки эффективных решений. Только таким образом можно изменить текущую ситуацию и сделать работу промышленных котельных и тэц более эффективной и конкурентоспособной.

Комбинированный процесс выработки электрической и тепловой энергии, осуществляемый на ТЭЦ, отличается более высокой степенью использования теплоты топлива.

Таким образом, эффективность работы промпредприятия напрямую зависит от правильного баланса между энергоснабжением и энергопотреблением. Важно учитывать все возможные потери тепла и энергии и стремиться к их минимизации.

Для повышения эффективности работы теплоутилизационной установки можно провести анализ и оптимизировать процессы теплопередачи и теплообмена. Также возможно применение современных технологий и оборудования, которые позволят эффективно использовать тепловые потоки и уменьшить потери энергии.

Важно также регулярно проводить мониторинг и контроль за энергопотреблением, анализировать данные и вносить необходимые коррективы. Такой подход позволит оптимизировать работу энергосистемы предприятия и снизить издержки на производство.

В целом, правильное управление энергоснабжением и энергопотреблением играет ключевую роль в обеспечении эффективной работы промышленного предприятия. Необходимо постоянно совершенствовать технологии и процессы, чтобы обеспечить оптимальную работу энергетической системы и повысить конкурентоспособность предприятия.

Таким образом, энергетическая эффективность использования вторичных тепловых ресурсов на теплоснабжение снижается.

## 1.2. Техническая характеристика турбины

Технические характеристики турбины К-1000-60/1500-2М:

- номинальная мощность на зажимах генератора – 1000 МВт;
- расход свежего пара номинальный - 6430 т/ч;
- номинальное давление пара - 60 кгс/см<sup>2</sup>;
- номинальная температура пара - 274,3 °С;
- давление пара после промперегрева - 10,6 кгс/см<sup>2</sup>;
- влажность пара на входе в турбину - 0,5 %;
- температура пара после сепараторов пароперегревателей - 250 °С;
- расчетное давление в конденсаторе (абсолютное) - 0,04 кгс/см<sup>2</sup>;
- число регенеративных отборов - 7;
- номинальная частота вращения - 1500 об/мин.

Номинальная мощность на зажимах генератора – 1000 МВт: Это указывает на высокую производительность турбины, способную генерировать значительное количество электричества, что делает ее подходящей для обеспечения энергией крупных промышленных объектов или городских агломераций.

Расход свежего пара номинальный - 6430 т/ч: Огромное количество пара, которое турбина использует за час, подчеркивает ее размер и мощность, а также эффективность преобразования тепловой энергии в механическую.

Номинальное давление пара - 60 кгс/см<sup>2</sup> и номинальная температура пара - 274,3 °С: Эти параметры показывают условия, при которых пар подается в турбину, что важно для оптимизации ее эффективности и долговечности.

Давление пара после промперегрева - 10,6 кгс/см<sup>2</sup> и температура после сепараторов - 250 °С: Пониженное давление и температура после промперегрева указывают на использование тепла для других процессов, что характерно для теплофикационных циклов.

Влажность пара на входе в турбину - 0,5 %: Низкая влажность пара способствует повышению эффективности турбины, так как меньше энергии тратится на преодоление влаги.

Расчетное давление в конденсаторе (абсолютное) - 0,04 кгс/см<sup>2</sup>: Это низкое давление в конденсаторе поддерживает эффективное конденсирование пара после его прохождения через турбину, что важно для поддержания эффективности цикла.

Число регенеративных отборов - 7: Наличие нескольких отборов указывает на сложную систему регенерации, которая повышает общую эффективность цикла за счет использования тепла от отработанного пара для предварительного нагрева подаваемой воды.

Номинальная частота вращения - 1500 об/мин: Это стандартная скорость для турбин, работающих в составе энергетических установок, подключенных к электросети, обеспечивая синхронизацию с частотой сети.

При такой конструкции турбоустановки с паровым распределением дроссельного типа обеспечивается равномерное распределение пара между двумя блоками парового распределения, что способствует более эффективной работе турбины. Пар, поступающий через центральный входной узел, разделяется на две части и направляется в каждый из блоков для дальнейшего распределения по турбине.

Заслонки, устанавливаемые на пути пара к центральному низкому давлению, играют ключевую роль в регулировании работы турбины. Шесть регулирующих заслонок позволяют контролировать количество пара, поступающего к ЦНД, в зависимости от требуемой производительности и нагрузки на установку. Система автоматической защиты важна для обеспечения безопасности работы установки и предотвращения возможных аварийных ситуаций.

В случае срабатывания системы автоматической защиты, которая обычно реагирует на перегрузку или другие нежелательные условия, заслонки автоматически закрываются, чтобы предотвратить возможные



повреждения турбины. Грамотное управление паровым распределением и работа системы защиты позволяют повысить эффективность работы турбоустановки и обеспечить ее надежную работу.

Автоматическая система регулирования и защиты турбины К-1000-60/1500-2М (Приложение А) включает в себя:

- а) электрогидравлическую часть системы регулирования;
- б) электронный регулятор скорости (ЭРС);
- в) гидравлическую систему регулирования;
- г) подсистему защиты.

АСРЗ (Приложение Б) – может поддерживать задаваемые параметры турбины при пусках и эксплуатации, и еще с помощью автоматики или же по команде оперативного персонала, который может остановить подачу пара в турбоустановку в нестационарных режимах.

Автоматическая система регулирования и защиты (АСРЗ) — это сложный многофункциональный комплекс, предназначенный для контроля и управления технологическими процессами на промышленных объектах, включая энергетические установки, нефтегазовое оборудование и другие критически важные системы. Эта система обеспечивает автоматическое поддержание заданных параметров процесса, реагируя на изменения внешних и внутренних условий эксплуатации оборудования.

Основные функции АСРЗ включают:

1. Регулирование параметров — поддержание оптимальных условий работы оборудования путем регулирования таких параметров, как давление, температура, расход, частота вращения и др.
2. Защита оборудования — предотвращение аварийных ситуаций путем своевременного отключения или корректировки работы оборудования при выходе параметров за пределы установленных безопасных значений.
3. Диагностика и мониторинг — непрерывный контроль за состоянием оборудования и процесса, обнаружение отклонений и

предоставление данных операторам или автоматизированным системам управления.

4. Интерфейс взаимодействия — предоставление пользователю интерфейса для мониторинга и управления процессами, включая возможность ручного управления или переопределения автоматических решений системы.

Электронный регулятор скорости является ключевым элементом системы управления турбоустановкой. Он обеспечивает точное регулирование оборотов ротора турбины в зависимости от текущих условий работы двигателя. Это позволяет оптимизировать процесс сжигания топлива и повысить эффективность работы двигателя, что в свою очередь способствует уменьшению выбросов и экономии топлива.

Электрогидравлическая система регулирования играет важную роль в обеспечении стабильной работы турбоустановки. Она контролирует давление масла и гидравлическое управление для обеспечения оптимального функционирования различных элементов двигателя. Благодаря этой системе удастся управлять ротором турбины с высокой точностью и максимальной эффективностью.

Электронный автомат безопасности (ЭАБ) является неотъемлемой частью защиты турбоустановки от различных аварийных ситуаций. Его задачей является предотвращение возможного разгона ротора турбины за пределы допустимых значений частоты вращения, что может привести к серьезным повреждениям и поломкам. Благодаря надежной работе ЭАБ удастся обеспечить безопасность работы двигателя и продлить срок его службы.

Электромеханические преобразователи широко применяются в промышленности и автомобильном производстве для управления различными механизмами и системами. Они обеспечивают точное и стабильное управление скоростью и напряжением, что позволяет эффективно регулировать работу оборудования и устройств.

Важным компонентом электромеханических преобразователей является обмотка подмагничивания, которая создает магнитное поле и индуцирует движение штока электромагнита. Это позволяет точно контролировать положение и движение механизмов, а также обеспечивать безопасность работы системы.

Кроме того, динамическая катушка играет важную роль в управлении процессом преобразования электрического сигнала в механическое перемещение. Она обеспечивает быстрый отклик системы на изменения в управляющем сигнале, что позволяет точно регулировать скорость и положение механизмов.

Помимо этого, электромеханический преобразователь также обеспечивает возможность регулирования силы и направления действия приложенного управляющего тока. Это позволяет точно контролировать перемещение динамической катушки и, следовательно, управлять процессом, для которого преобразователь предназначен. С помощью специальных датчиков можно контролировать положение катушки и корректировать управляющий ток в реальном времени, что повышает эффективность и точность работы устройства.

Кроме того, электромеханические преобразователи обладают высокой надежностью и долговечностью за счет использования специальных материалов и технологий производства. Это позволяет им работать на протяжении длительного времени без сбоев и потребности в регулярном обслуживании. Благодаря этому, такие устройства широко используются в различных промышленных отраслях, где требуется точное и надежное управление движением или силой.

Важным элементом электромеханических преобразователей является также их конструкция, которая должна обеспечивать эффективное взаимодействие между различными компонентами устройства. Тщательный расчет и проектирование каждой детали позволяют добиться оптимальной работы и максимальной производительности преобразователя. Таким

образом, электромеханические преобразователи являются важным звеном в современной технике и обеспечивают возможность реализации различных технических решений и инноваций.

Маслосбрасывающее устройство играет важную роль в системе защиты, позволяя быстро и эффективно сбросить силовое масло при срабатывании системы защиты, что предотвращает возможные аварийные последствия. Это повышает надежность работы оборудования и обеспечивает безопасность процесса эксплуатации турбоустановки.

Использование беззолотниковых выключателей и защитных устройств также является важным аспектом в обеспечении надежности системы защиты. Они обладают высокой степенью износостойкости и обеспечивают бесперебойную работу оборудования даже при чрезвычайных ситуациях. Все эти меры способствуют эффективной и безопасной эксплуатации турбоустановки, что является важным условием для обеспечения эффективности работы всего технологического процесса.. Маслосбрасывающее устройство используется для сброса силового масла в основной маслобак при срабатываниях системы защиты по команде «Пожар».

Гидравлическая система регулирования ГСР включается в работу автоматически при отказе ЭГСР и ЭРС или вручную оператором в случаях возникновения нарушения в работе ЭГСР и ЭРС или во время проведения регламентных работ на устройствах автоматики ЭГСР и ЭРС. Обратное переключение ГСР – ЭГСР (или ГСР – ЭРС) осуществляется только вручную.

Упрощенная схема системы регулирования турбины приведена на рисунке 6. Система регулирования турбины состоит из девяти органов парораспределения – РК высокого давления (ВД), низкого давления (НД) и греющего пара (ГП). Управление РК осуществляется отдельными электрогидравлическими преобразователями (ЭГП), управляемыми токовыми сигналами, формируемыми контурами управления в отдельности

для каждого ЭГП. Обобщенный управляющий сигнал формируется по заданным законам регулирования, по сигналам от главных обратных связей (давление в главном паровом коллекторе (ГПК), мощность ТГ и частота вращения ТГ), а также по сигналам, поступающим в ЭЧСР от смежных программно-технических комплексов (ПТК) (сигналы ПАА, ускоренная предупредительная защита (УПЗ) реакторной установки (РУ), защиты ТГ и другие) [13].

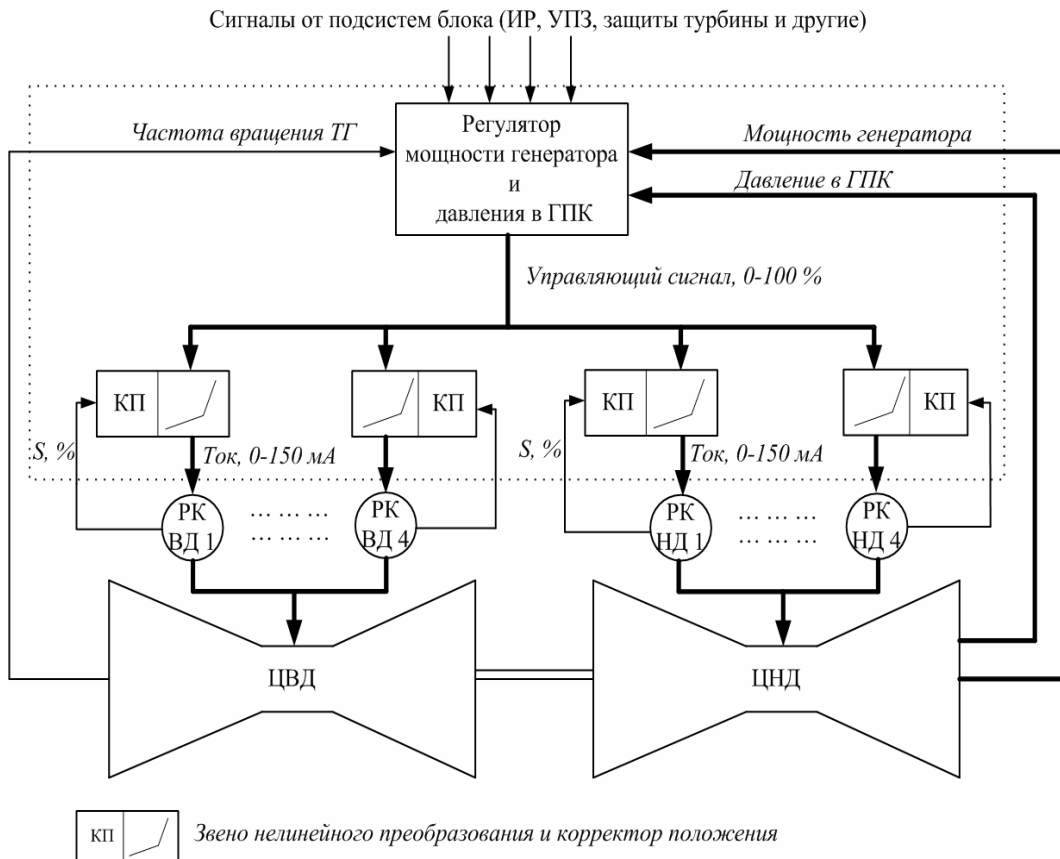


Рисунок 6– Упрощенная схема системы регулирования турбины

Особенностями данной структуры системы регулирования от уже используемых на энергоблоках АЭС России является следующее:

1) Для каждой турбины имеются независимые контура управления, что позволяет задавать любую нужную зависимость положения РК от размера управляющего сигнала. Это значительно упрощает процесс регулирования работы турбины и позволяет быстро и эффективно реагировать на изменения внешних условий или требований процесса. Каждый контур управления обычно включает серию датчиков, которые

непрерывно мониторят различные параметры энергетического процесса, такие как температура, давление, скорость вращения и другие характеристики.

Эти данные передаются в специальные системы управления, которые осуществляют анализ и принятие решений о необходимых корректировках работы турбины. Затем формируются соответствующие управляющие сигналы, которые регулируют положение регулирующих клапанов или других устройств, влияющих на процесс работы турбины. Благодаря этому, возможно достичь оптимальной производительности и эффективности работы турбины при любых условиях эксплуатации.

Такая система управления контурами турбины обеспечивает не только стабильность работы энергетического процесса, но и повышает надежность и безопасность эксплуатации оборудования. Благодаря возможности индивидуальной настройки каждого контура управления, можно легко оптимизировать процессы работы турбины и обеспечить максимальную эффективность ее работы в любых условиях. ;

2) Электронный регулятор скорости (ЭРС), который функционирует как независимый «жесткий» (недоступный для коррекции и управления оператором) регулятор частоты вращения ТГ, заменяющий аналогичный гидравлический регулятор скорости. Электронный регулятор скорости (ЭРС) является эффективным и надежным решением для управления частотой вращения турбогенератора. Он работает как автономный устройство, которое принимает информацию о текущей скорости вращения генератора и автоматически корректирует ее в соответствии с заданными параметрами. ЭРС обладает большей точностью и быстродействием по сравнению с гидравлическим регулятором скорости, что позволяет обеспечить более стабильную и надежную работу энергетической установки.

Помимо этого, электронный регулятор скорости имеет более широкий диапазон настроек и возможностей для оптимизации работы

турбогенератора. Он способен адаптироваться к различным условиям эксплуатации и изменениям нагрузки на генератор, что позволяет повысить эффективность процесса производства электроэнергии. Кроме того, ЭРС обеспечивает лучшую динамику регулирования скорости вращения и минимизирует вероятность возникновения аварийных ситуаций.

Использование электронного регулятора скорости сокращает затраты на обслуживание и увеличивает срок службы оборудования за счет отсутствия подверженности износу традиционных механических компонентов гидравлического регулятора. Кроме того, ЭРС обеспечивает более точное управление процессом генерации электроэнергии, что способствует улучшению качества и надежности энергосистемы в целом;

3) Электронного автомат безопасности (ЭАБ) – выполняет расчет программными средствами величины ускорения ротора и выдачи команды на останов турбины на исполнительные органы защиты. Данное устройство имеет ключевое значение для обеспечения безопасной работы турбины, поскольку оно способно оперативно реагировать на любые отклонения в работе ротора. Благодаря электронному автомату безопасности возможно предотвратить серьезные аварийные ситуации, связанные с нештатным поведением турбины.

Основной задачей электронного автомата безопасности является обнаружение опасных условий в работе турбины и немедленное принятие мер по ее остановке. Это позволяет предотвратить возможные поломки оборудования, а также защитить персонал от потенциальной опасности. Электронный автомат безопасности является незаменимым компонентом системы контроля за работой турбины.

Принцип работы электронного автомата безопасности основан на анализе данных, поступающих от сенсоров, установленных на роторе. При соблюдении определенных критериев и установленной программе управления, автомат выдает команду на останов турбины. Таким образом,

электронный автомат безопасности обеспечивает надежную защиту оборудования и персонала от возможных аварий.

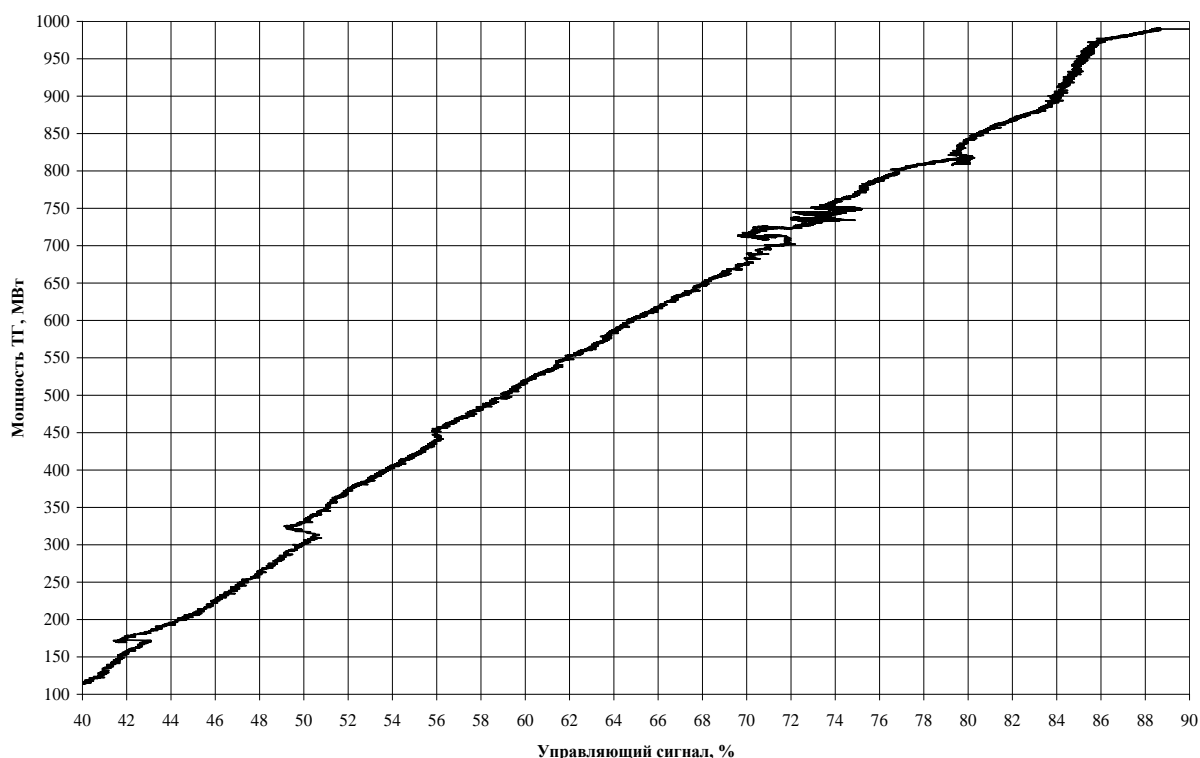


Рисунок 7 – График зависимости мощности ТГ от управляющего сигнала

На рисунке 7 изображена экспериментально снятая в ходе одного из нагружений ТГ зависимость мощности ТГ от обобщенного управляющего сигнала. Во всем диапазоне измерений зависимость не имеет значительных отклонений от линейной функции. Нелинейности на уровнях мощности около 170 МВт, 300 МВт, 450 МВт и 700 МВт объясняются тем, что на данных участках имели место выдержки по времени без нагружения, в ходе которых осуществлялись переключения основного оборудования – закрытие РК быстродействующей редукционной установки сброса пара в конденсатор, переводы сливов конденсата греющего пара, переводы питания паром потребителей энергоблока и другие [11]. На участке от 84 % до 90 % наблюдается небольшая нелинейность процесса, которая устраняется путем настройки управляющего сигнала на ЭГП.

Колебания параметров энергоблока могут привести к серьезным последствиям, таким как потеря стабильности работы системы, износ



оборудования и даже аварийная остановка. Поэтому важно иметь механизмы контроля и защиты, которые могут автоматически реагировать на нештатные ситуации. Алгоритм отключения САР ЭГСР при обнаружении отказов гидравлической части системы регулирования является одним из таких механизмов.

Этот алгоритм позволяет своевременно обнаруживать отказы в гидравлической части системы и предотвращать возможные колебательные процессы. При диагностировании проблем алгоритм автоматически отключает САР ЭГСР, что помогает избежать дальнейших возможных повреждений и обеспечивает более стабильную работу системы в целом.

Таким образом, реализация алгоритма отключения САР ЭГСР при отказах гидравлической части системы регулирования представляет собой важный шаг в обеспечении надежности и безопасности работы энергоблока. Последовательное применение таких мер позволяет минимизировать риски возникновения аварийных ситуаций и обеспечивает более эффективное функционирование всей системы. [5].

ЭГСР играет важную роль в обеспечении стабильной работы турбины и оптимального управления процессами в системе. Она отвечает за контроль нагрузки на турбину, регулирует скорость вращения и обеспечивает необходимый уровень энергопотребления. Благодаря использованию различных датчиков и средств связи, ЭГСР способна быстро реагировать на изменения внешних условий и подстраиваться под них.

Важным элементом работы ЭГСР является формирование функций управления, которые определяются в соответствии с требованиями производства и технологическими процессами. Она обеспечивает эффективное взаимодействие между различными исполнительными механизмами, обеспечивая плавную работу системы в целом. Благодаря этому устройство с легкостью может адаптироваться к различным ситуациям и обеспечивать оптимальные условия для работы оборудования.

Технические характеристики ЭГСП позволяют обеспечить высокую эффективность работы системы управления и минимизировать вероятность сбоев и неполадок. Она представляет собой надежное и незаменимое устройство в современных промышленных процессах, обеспечивая стабильность и безопасность работы оборудования. Таким образом, эгсп является важным звеном в цепи управления и обеспечивает эффективную работу технологических процессов.

Функции ЭГСП при внешних воздействиях [21]:

1) Синхронные качания: возникновение в энергосистеме колебаний частоты и электрической мощности большой амплитуды (более  $100\%N_{ном}$ ) - «синхронных качаний» - является неблагоприятным для турбины вследствие существенного различия времен открытия и закрытия СМ КР. При достаточной продолжительности колебаний они могут привести к частичному или даже полному закрытию клапанов и разгрузению турбины. Задача ЭГСП - распознать возникновение «синхронных качаний» и ограничить снижение мощности при этом величиной не более 5% за 20с. Признаком возникновения синхронных качаний в ЭГСП служит наличие быстрого изменения мощности:  $|dN/dt| > 100\% N_{ном}/с$ . Данный процесс регулирования мощности и частоты вращения является неотъемлемой частью работы многих технических устройств и систем. Важно отметить, что настройка обратной связи по положению см кр позволяет эффективно поддерживать стабильность работы системы в условиях изменения нагрузки. Этот подход обеспечивает точное управление мощностью и предотвращает колебания в работе устройства.

Использование обратной связи по положению см кр также позволяет оптимизировать энергопотребление и повысить эффективность работы системы. Благодаря этому подходу можно достичь более точного контроля над мощностью и обеспечить более плавное изменение частоты вращения. Это особенно важно при работе с крупными машинами и оборудованием, где необходимо точно регулировать процессы.

Важной частью данного процесса является также мониторинг и анализ данных о мощности и частоте вращения. Это позволяет своевременно выявлять возможные отклонения и принимать меры по их устранению. Точное и надежное управление мощностью и частотой вращения обеспечивает стабильную работу системы и повышает ее надежность и эффективность.

2) Кроме синхронных качаний, возникновение которых необходимо идентифицировать, на ЭГСП воздействуют такие события как сигналы об отключении выключателя генератора, отключении оборудования РУ и т.п.

Время закрытия органов парораспределения по командам системы защиты - 0,3...0,7 с.

Таким образом, система защиты обеспечивает надежную работу оборудования и минимизирует риск возможных аварийных ситуаций. Механический регулятор безопасности и золотники регулятора безопасности играют ключевую роль в поддержании безопасности работы системы. Два защитных устройства и устройства для сброса масла также выполняют свою функцию в предотвращении чрезвычайных ситуаций.

Гидроприводы стопорных клапанов и стопорных заслонок, работающие в двухпозиционном режиме с пружинами, обеспечивают быструю реакцию на сигналы автоматической системы. Использование выключателей без золотников для управления ими улучшает эффективность и надежность работы системы защиты. Механический автомат безопасности с двумя независимыми кольцами обеспечивает дополнительный уровень безопасности и защиты от возможных отказов.

В целом, система защиты имеет продуманную структуру и обладает всем необходимым для обеспечения безопасной и надежной работы оборудования. Регулярное обслуживание и проверка работы всех компонентов системы позволяют ей эффективно выполнять свои функции и обеспечивать безопасность процесса.

Система снабжения рабочей жидкостью предназначена для бесперебойного обеспечения командных и исполнительных органов (потребителей) систем регулирования и защиты турбоустановки маслом турбинным высоким  $40 \text{ кгс/см}^2$  и низким давлением  $20 \text{ кгс/см}^2$  от одного насоса. Масло давлением  $40 \text{ кгс/см}^2$  используется ограниченно и подводится только к гидроприводам, к остальным механизмам систем регулирования и защиты подводится масло давлением  $20 \text{ кгс/см}^2$ .

Снабжение автоматической системы регулирования и защиты турбины маслом осуществляется тремя погруженными в маслобак систем смазки и регулирования вертикальными насосами АМВ 60-490 с промежуточным отбором ( $20 \text{ кгс/см}^2$ ), оснащенными электроприводами мощностью 160 кВт. В работе постоянно находятся два насоса, третий находится в горячем резерве. Подача рабочей жидкости в АСРЗ в динамических режимах системы регулирования, а также при кратковременной потере питания (до 4 с) или при переключении электроприводов насосов производится пневмогидроаккумуляторами, которые подключаются к силовым трубопроводам.

Отработанный пар из цилиндров низкого давления направляется в конденсаторы. Из каждого ЦНД пар поступает в свой конденсатор с охлаждающей поверхностью  $33160 \text{ м}^2$ .

Регенеративная система турбоустановки состоит из четырёх ПНД поверхностного типа, деаэрата и двух ПВД. Для повышения экономичности конденсат греющего пара из ПНД закачивается дренажными насосами в конденсатный тракт. Давление в деаэрате при номинальной нагрузке  $6 \text{ кгс/см}^2$ .

Питательная вода в подогревателей высокого давления подается двумя турбопитательными насосами мощностью около 11 МВт каждый. Приводная турбина питается перегретым паром, отбираемым за СПП, и имеет собственный конденсатор.

### 1.3 Существующая система автоматизации турбины

Электрогидравлическая система регулирования состоит из гидравлической и электронной частей (ЭЧ ЭГСР).

Гидравлическая часть состоит из двух гидроприводов регулирующих клапанов.

Исполнительными механизмами электрогидравлической системы регулирования (ЭГСР) являются два электрогидравлических преобразователя (ЭГП) и два механизма токовой разгрузки (МТР).

Отсечные золотники являются ключевыми элементами в системе управления гидроприводами, поскольку их положение напрямую влияет на подачу рабочей жидкости в рабочие камеры и, соответственно, на работу гидроприводов. Благодаря использованию ЭГП и МТР, возможно эффективное управление процессом изменения положения отсечных золотников и подготовка к безударному отключению гидропривода в нужный момент.

Электрогидравлический преобразователь (ЭГП) обеспечивает быструю реакцию системы на команды, обеспечивая оперативное изменение давления в линиях управления и соответственное перемещение отсечных золотников. В свою очередь, медленное управление (МТР) работает параллельно с ЭГП, обеспечивая плавное и постепенное изменение мощности гидропривода до тех пор, пока не будет достигнут заданный уровень тока управления на ЭГП.

Электрогидравлическая система регулирования (ЭГСР) играет ключевую роль в управлении параметрами работы турбин и другого турбинного оборудования. Эта система включает в себя как гидравлические, так и электронные компоненты, каждый из которых выполняет свои специфические функции для обеспечения точного и надежного контроля.

Гидравлическая часть ЭГСР особенно важна, так как она непосредственно взаимодействует с физическими элементами турбины. В ее

состав входят два гидропривода регулирующих клапанов, которые ответственны за регулирование потока рабочей среды (пара или газа) через турбину. Каждый гидропривод способен управлять регулируемыми клапанами, изменяя их положение в зависимости от заданных параметров работы турбины.

Такое устройство позволяет:

- Поддерживать оптимальные условия работы турбины путем точного контроля потока рабочей среды, что критически важно для эффективности и долговечности оборудования.
- Автоматически реагировать на изменения в параметрах работы турбины или внешних условий, обеспечивая непрерывное и стабильное функционирование.

Электронная часть ЭГСР, часто называемая электронным блоком управления или ЭЧ ЭГСР, обрабатывает сигналы от датчиков и систем управления. Эта часть системы анализирует информацию о текущем состоянии турбины и, на основании этих данных, отправляет команды гидроприводам для корректировки положения регулирующих клапанов.

Интеграция электронных и гидравлических компонентов позволяет достигнуть высокой точности и надежности в управлении турбинами, делая ЭГСР неотъемлемой частью современных турбинных установок.

Таким образом, автоматическая подготовка к безударному отключению гидропривода осуществляется благодаря согласованной работе ЭГП и МТР, обеспечивающей точное и плавное изменение положения отсечных золотников. Этот процесс обеспечивает безопасность и надежность работы гидроприводов, а также улучшает общую эффективность системы управления.

Такая система управления турбиной позволяет обеспечить стабильную и точную работу двигателя за счет точного контроля над потоком топлива. Регулирование давления масла в линиях управления ГСМ позволяет оперативно реагировать на изменения внешних условий и поддерживать оптимальные параметры работы турбины.

ЭГП и МТР играют ключевую роль в процессе управления турбиной. ЭГП отвечает за изменение давления в линии управления, а исполнительная часть МТР преобразует это изменение в движение отсечного золотника. Благодаря такой схеме регулирования возможно быстрое и точное управление работой турбины, что в свою очередь позволяет оптимизировать ее работу и увеличить эффективность использования топлива.

Кроме того, параллельное включение ЭГП и МТР обеспечивает резервирование системы управления. В случае отказа одного из исполнительных органов, другой может продолжить обеспечивать работу системы управления турбиной. Это повышает надежность и безопасность работы двигателя в различных условиях эксплуатации. Таким образом, система регулирования турбины с двумя независимыми гидравлическими линиями управления является надежным и эффективным решением для обеспечения оптимальной работы двигателя.

В процессе работы в режиме ГСР ключи управления оператора играют ключевую роль в поддержании стабильности параметров работы турбогенератора. Оператор может регулировать положение ГСМ и изменять требуемые параметры работы турбогенератора в соответствии с текущими условиями эксплуатации. Открытие МТР приводит к изменению положения ОЗ и открытию ГСМ, что влияет на эффективность работы турбогенератора.

При наличии обширного опыта в теме можно эффективно контролировать процессы регулирования и поддержания параметров работы турбогенератора в режиме ГСР. Это позволяет оператору оперативно реагировать на изменения в работе установки и поддерживать ее эффективную работу на оптимальном уровне. Знание особенностей гидравлического контура регулирования позволяет оптимизировать процессы управления и обеспечивать стабильность работы турбогенератора.

Благодаря опыту и знаниям в данной области можно эффективно управлять процессами регулирования параметров работы турбогенератора в режиме ГСР. Аккуратное и точное регулирование ключами управления оператора позволяет обеспечивать плавную и стабильную работу установки, что является важным условием для обеспечения надежной и эффективной работы силового оборудования. Данные навыки и опыт позволяют оператору эффективно управлять работой турбогенератора в любых условиях эксплуатации.

При отклонении регулируемых параметров ТГ, ЭРС формирует соответствующее управляющее воздействие на ЭМП (отклонение управляющего тока).

Значение уставки зоны нечувствительности МТР определяется исходя из требуемой точности управления процессом. Чем выше требуемая точность, тем меньше значение уставки зоны нечувствительности должно быть установлено. Это позволяет избежать чрезмерных изменений в параметрах системы управления и уменьшить вероятность возникновения неустойчивости процесса.

При корректной настройке параметров управляющего тока и уставки зоны нечувствительности МТР можно обеспечить стабильную работу системы управления и минимизировать вероятность возникновения отклонений от требуемого значения параметров процесса. Это позволяет повысить эффективность работы оборудования и обеспечить высокое качество производства.

Важно также учитывать возможность влияния внешних факторов на работу системы управления. Интерференция, шумы, изменения внешних условий могут вызвать отклонения в работе управляющего тока, что может повлиять на работу МТР и параметры ТГ. Поэтому необходимо постоянно следить за состоянием системы управления, проводить регулярную диагностику и настройку параметров для обеспечения стабильной и эффективной работы.



В результате правильной настройки и контроля системы управления можно обеспечить высокую надежность процесса и увеличить эффективность производства. Оптимизация параметров управления позволяет снизить расходы на обслуживание оборудования и обеспечить высокую производительность процесса.

Для обеспечения стабильной работы турбины и предотвращения аварийных ситуаций необходимо тщательно контролировать и регулировать значения уставок зоны нечувствительности и величину гистерезиса. Это позволяет минимизировать вероятность возникновения перегрузок и перенапряжений в системе, а также обеспечивает оптимальное функционирование оборудования.

Корректировка уставок зоны нечувствительности и величины гистерезиса требует специальных знаний и опыта в области наладки и эксплуатации турбин. Она может быть проведена на различных этапах работы аппаратуры, в зависимости от изменения рабочих условий и параметров оборудования.

Важно учитывать ограничения на максимальные значения уставок зоны нечувствительности, чтобы избежать возможных повреждений и сбоев в работе системы. Соблюдение этих ограничений обеспечивает надежность и безопасность работы турбины в течение всего периода ее эксплуатации.

Таким образом, правильная настройка и корректировка уставок зоны нечувствительности и величины гистерезиса играют важную роль в обеспечении эффективной и безопасной работы гидравлической части системы регулирования турбины. Постоянный мониторинг и оптимизация этих параметров помогают сохранить высокую производительность и долговечность оборудования.

Режим работы гидравлической системы регулирования (ГСР) включается вручную переводом ключа «ЭГСР – ЭРС (ГСР)» в положение «ГСР» при отсутствии питания на обмотке подмагничивания ЭМП ЭРС или автоматически при выполнении любого из следующих условий:

- отказ или потеря питания датчиков положения ГСМ;
- потеря питания ЭМП ЭРС;
- отказ датчиков угловой скорости ТГ;
- отказ модулей усилителей управляющего тока ЭМП ЭРС.
- перекос более 66 мм (20 %) между положениями сервомоторов сторон А и Б. Перевод СРТ в ГСР по данному условию блокируется при работе СРТ в режиме «ГСР»;

Этот процесс автоматического переключения между режимами «ГСР» и «слежение» является ключевым для обеспечения надежной и эффективной работы системы. При достаточной надежности данных от датчиков положения и частоты вращения, а также наличии питания на обмотке подмагничивания, становится возможным осуществлять непрерывный контроль работы внешних устройств и управляющего комплекса. Такой подход позволяет оперативно реагировать на отклонения и препятствия, которые могут возникнуть в процессе работы.

Система автоматического переключения также обеспечивает безопасность работы оборудования и предотвращает возможные аварийные ситуации. При возникновении сбоев или неисправностей система принимает соответствующие меры для восстановления работы в нормальном режиме. Это повышает эффективность работы и уменьшает вероятность простоев или повреждений оборудования.

Важно отметить, что автоматическое переключение между режимами «ГСР» и «слежение» обеспечивает оптимальное функционирование системы в различных условиях эксплуатации. Это позволяет сохранить стабильность работы и обеспечивает непрерывность процессов производства. Такой подход к управлению системой обеспечивает ее надежность и долговечность.

Возможные отказы ЭГСР:

- отказ ЭМП при потере питания или обрыв катушки управления;
- отказ ПТК ЭГСР в случае отказа одного из каналов;

- отказы датчиков положения ГСМ в результате механических повреждений;

- отказ ЭГП при засорении каналов или нарушении сцепления штоков;

- по другим технологическим причинам.

При переходе к работе ЭРС, система автоматически отключает ЭГСР и включает ЭРС, что обеспечивает непрерывную работу гидроприводов без потери производительности. Гидроприводы КР ВД охвачены параллельными обратными связями, что позволяет быстро и точно регулировать их положение. Это особенно важно для работы в сложных условиях и с высокой нагрузкой.

При работе в режиме ДУ, используются только гидравлические обратные связи, что позволяет эффективно контролировать работу гидроприводов. Данный режим обеспечивает надежность и стабильность работы системы, что особенно важно в критических ситуациях. Система управления гидроприводами обладает высокой производительностью и надежностью, что делает ее эффективным инструментом в различных отраслях промышленности.

Благодаря предшествующей работе ЭРС в следящем режиме и малым токам управления на ЭГП ЭГСР, обеспечивается безударный переход при отказе. Это позволяет минимизировать риски и обеспечить непрерывную работу системы. Управление гидроприводами автоматически переходит к ЭРС, что обеспечивает стабильность и надежность работы системы в любых условиях.

## 1.4 Выводы по главе

Работа автоматической системы регулирования и защиты турбины в режиме «гидравлической системы регулирования»:

- при изменении положения командного органа (МТР-А,Б) изменяется расход масла из линий управления главным сервомотором и, как следствие, давление масла в этих линиях;

- при перемещении главных сервомоторов изменяется расход масла из линий управления главным сервомотором через механизмы обратной связи (МОС). Этот процесс передачи и изменения масла через линии управления является критическим для правильной работы главных сервомоторов. Механизмы обратной связи играют важную роль в обеспечении стабильности и точности работы системы управления. Когда давление масла изменяется, отсечные золотники регулируют поток масла и помогают поддерживать оптимальное давление в системе. Это позволяет главным сервомоторам работать эффективно и точно выполнить заданную функцию.

Кроме того, стабилизация положения главных сервомоторов на новом уровне имеет большое значение для обеспечения надежности работы всей системы. Это позволяет избежать аномальных ситуаций и обеспечить плавную работу механизмов, а также улучшить точность и скорость выполнения задачи. Важно обеспечить постоянный контроль над параметрами работы системы, чтобы избежать отклонений и неисправностей.

- при изменении давления масла в линиях управления главным сервомотором смещаются отсечные золотники главных сервомоторов, восстанавливая давление в этих линиях управления за счет работы собственных окон самовыключения; при этом изменяется подвод масла от ОЗ в полости главных сервомоторов РК, и ГСМ перемещаются в заданном направлении. Все это позволяет обеспечить плавное и точное управление

движением сервомоторов, что критически важно для работы механизмов, к которым они подключены.

Этот процесс автоматического регулирования давления масла в линиях управления главным сервомотором осуществляется с использованием специализированных компонентов и систем контроля. Он обеспечивает стабильность работы сервосистемы и защищает ее от возможных сбоев и перегрузок.

Изменение подачи масла от ОЗ в полости главных сервомоторов и перемещение ГСМ в заданном направлении является ключевой функцией для эффективной работы механизмов, которые управляются данным сервомотором. Этот процесс позволяет точно регулировать движение и позиционирование механизмов, что особенно важно в промышленных и автоматизированных системах.

В целом, данная система управления маслом в линиях главного сервомотора является неотъемлемой частью работы механизмов, которые требуют точного и стабильного управления. Ее надежность и эффективность позволяют обеспечить высокую производительность и долговечность оборудования, которое использует такие сервосистемы. Это позволяет поддерживать требуемое давление пара перед турбиной и в теплофикационных отборах. А также необходимое качество электроэнергии.

Таким образом целью дистанционной работы является разработка автоматизированной системы управления теплофикационной турбиной.

Для осуществления поставленной цели потребовалось решение следующих задач:

1. рассмотреть проблемы эксплуатации теплофикационных турбин
2. провести анализ существующих систем автоматизации турбин
3. разобрана структура электронного автомата безопасности и режимы работы

4. определен алгоритм формирования уставок срабатывания электронного автомата безопасности
5. произведена разработка системы автоматизации турбины

## **ГЛАВА 2. МЕТОДИКА ТЕОРЕТИЧЕСКОГО ИССЛЕДОВАНИЯ РАБОТЫ ТЕПЛОФИКАЦИОННОЙ ТУРБИНЫ**

### **2.1 Структура электронного автомата безопасности и режимы работы**

Электронный автомат безопасности обеспечивает надежную защиту турбины от возможных аварийных ситуаций, таких как разгон ротора до опасной скорости. Он контролирует параметры работы турбины и в случае превышения установленных пределов, автоматически включает механизмы защиты для предотвращения повреждений оборудования.

Гидравлические исполнительные органы электронного автомата безопасности играют ключевую роль в его работе. Они отвечают за моментальное исполнение команд управляющей части и обеспечивают быструю реакцию системы на изменения в работе турбины. Благодаря этому, ЭАБ обеспечивает высокую степень защиты и безопасности при эксплуатации турбоагрегата.

Кроме того, электронный автомат безопасности интегрируется в систему автоматического регулирования и защиты, что позволяет координировать его работу с другими устройствами и обеспечивать комплексную защиту оборудования от различных аварийных ситуаций. Благодаря использованию передовых технологий и надежных компонентов, ЭАБ является неотъемлемой частью современных систем безопасности в энергетической отрасли.

В состав ЭАБ входят следующие элементы (Приложение В):

- бесконтактный датчик перемещения золотника ЭГП ЭАБ.
- ЭГП ЭАБ, преобразующий электрические команды ЭАБ в перемещение исполнительного золотника;

- три датчика частоты вращения, формирующие на выходе переменное напряжение, частота которого пропорциональна частоте вращения ротора турбины (для первого и второго комплектов ЭАБ используются по три датчика частоты);

- ЭЧ ЭАБ создана на основе программно-технических средств ТПТС (1 комплект – реализован в приборной стойке 2HS53, 2 комплект – реализован в приборной стойке 2HS54);

Электромеханические преобразователи (Приложение Г) предназначены для стыковки электрических устройств системы регулирования с гидравлическим усилителем (ЭГП). Электромеханический преобразователь ЭМП ЭАБ установлен на ЭГП ЭАБ, датчики положения сервомоторов и отсечного золотника ЭМП ЭАБ размещены на площадке СРК турбины.

Электромеханические преобразователи, указанные в Приложении Г, играют ключевую роль в системе регулирования турбины. Их основная задача — обеспечивать точное стыкование электрических сигналов управления с гидравлическими устройствами, такими как гидравлические усилители (ЭГП), что позволяет управлять динамикой работы турбинного оборудования.

Электромеханический преобразователь ЭМП ЭАБ, установленный на ЭГП ЭАБ, отвечает за преобразование электрических команд в механическое действие, что позволяет контролировать положение гидравлических клапанов и регулирующих заслонок турбины. Данное устройство имеет критическое значение для поддержания требуемых параметров рабочего процесса в турбине, таких как давление, температура и расход рабочего тела.

Датчики положения, установленные на сервомоторах и отсечном золотнике ЭМП ЭАБ, расположенные на площадке СРК (система регулирования и контроля) турбины, предназначены для непрерывного мониторинга и передачи данных о текущем положении управляющих

элементов. Это обеспечивает высокую точность и надежность функционирования системы регулирования, так как позволяет оперативно корректировать параметры работы турбины в ответ на изменения в условиях её эксплуатации.

Таким образом, электромеханические преобразователи являются неотъемлемой частью системы управления современных турбин, обеспечивая их высокую эффективность и надежность.

Взвод «ЭАБ» не производится:

- при наличии сигнала «Отказ ЭАБ».
- при отсутствии питания ЭМП ЭАБ;
- при наличии сигнала, инициирующего срабатывание противоразгонной защиты ЭАБ хотя бы по одному из каналов;

Режим «ЭАБ отключен»

Режим «ЭАБ отключен» формируется в случае, если на обмотку подмагничивания ЭМП ЭАБ не подано напряжение питания (220 В постоянного тока).

Отключение режима "ЭАБ отключен" важно для обеспечения нормальной работы электромагнита в системе. Если на обмотку подмагничивания не подается необходимое напряжение, это может привести к недостаточному магнитному потоку и, как следствие, к ненадежной работе устройства. Важно учитывать, что правильная подача напряжения на эту обмотку гарантирует эффективное функционирование системы электромагнитов.

Настройка режима "ЭАБ отключен" может быть осуществлена с помощью специальных устройств и оборудования, которые следует использовать с соблюдением всех инструкций. Кроме того, необходимо внимательно проконтролировать процесс подачи напряжения на обмотку подмагничивания, чтобы избежать возможных непредвиденных ситуаций. При обнаружении любых отклонений в работе системы, следует немедленно принимать меры по устранению проблемы.



Надлежащее функционирование системы электромагнитов критически важно для обеспечения безопасной и эффективной работы оборудования. Поэтому периодическое техническое обслуживание и проверка состояния обмотки подмагничивания являются необходимыми мерами для предотвращения возможных сбоев. Обеспечивая правильную настройку и подачу напряжения на обмотку подмагничивания, можно гарантировать стабильную и безотказную работу системы электромагнитов в системе.

ЭАБ переводится из отключенного состояния в рабочее и обратно с помощью кнопки «Питание ЭГП ЭАБ» пульта управления СРТ одновременно с кнопкой «Подтвердить».

Для переключения ЭАБ из отключенного состояния в рабочее необходимо удерживать кнопку «питание ЭГП ЭАБ» на пульте управления СРТ одновременно с кнопкой «подтвердить» в течение нескольких секунд. После этого можно наблюдать, как индикатор состояния ЭАБ начинает мигать, что означает успешное включение. При этом необходимо убедиться, что все системы ЭАБ функционируют корректно перед продолжением работы.

Для перевода ЭАБ обратно в отключенное состояние необходимо выполнить аналогичные действия: удерживать кнопку «питание ЭГП ЭАБ» на пульте управления СРТ вместе с кнопкой «подтвердить» и дождаться, пока индикатор перестанет мигать. При этом важно помнить о необходимости правильно выключить все системы перед закрытием ЭАБ, чтобы избежать возможных поломок или неисправностей.

При работе с кнопкой «питание ЭГП ЭАБ» на пульте управления СРТ также следует учитывать возможные нюансы, связанные с особенностями работы самой системы ЭАБ. В случае возникновения каких-либо проблем или сбоев в процессе переключения, рекомендуется обратиться к специалистам для профессиональной помощи и решения проблемы. Важно соблюдать все инструкции по работе с кнопкой «питание

ЭГП ЭАБ», чтобы обеспечить безопасность и эффективность работы системы ЭАБ.

При использовании кнопки «питание ЭГП ЭАБ» на пульте управления СРТ (система регулирования турбины) необходимо учитывать несколько важных аспектов для обеспечения надежной и безопасной работы системы электрогидравлического преобразователя ЭАБ. Операторы должны строго следовать инструкциям и руководствам по эксплуатации, чтобы минимизировать риски и потенциальные неисправности.

1. Проверка состояния системы: Перед активацией питания необходимо убедиться, что все компоненты системы находятся в исправном состоянии. Это включает в себя проверку гидравлических соединений, датчиков положения и самого электромеханического преобразователя.

2. Осторожность при переключении: Переключение питания должно производиться с особой осторожностью, так как неправильные действия могут привести к резким скачкам давления в системе, что способно вызвать аварийные ситуации.

3. Наличие профессиональной поддержки: В случае возникновения сбоев или нестандартных ситуаций следует незамедлительно обращаться за помощью к квалифицированным специалистам. Не стоит пытаться устранить серьезные технические проблемы самостоятельно без соответствующих знаний и опыта.

4. Соблюдение процедур безопасности: Строгое соблюдение установленных процедур безопасности не только предотвратит возможные аварии, но и поможет поддерживать систему в оптимальном рабочем состоянии.

Работа с такими сложными системами, как ЭГП ЭАБ, требует высокого уровня ответственности и профессионализма, поэтому ключевым аспектом является постоянное обучение и повышение квалификации операторов, работающих с данной системой.

Полученные данные с каждого канала обрабатываются с использованием соответствующих алгоритмов, которые позволяют учитывать возможные флуктуации и помехи в измерениях. После обработки показаний со всех каналов производится вычисление среднего значения частоты вращения ротора турбогенератора. Это позволяет получить более достоверную информацию о работе турбины и принимать правильные решения для оптимизации ее работы.

Использование трех независимых каналов для измерения частоты вращения ротора турбогенератора позволяет повысить надежность и точность системы мониторинга. Это особенно важно для предотвращения аварийных ситуаций и обеспечения бесперебойной работы энергетического оборудования;

Ключевыми задачами команды будут разработка и настройка программного обеспечения для управления ЭГП и ЗУ, а также обучение персонала по эксплуатации и обслуживанию системы защиты. Кроме того, команда должна иметь опыт работы с промышленным оборудованием и знания в области технической эксплуатации;

- формирование команды «выбить» для управления штатными ЭГП ЭРС и ЭГП ЭЧСР для формирования режимов «Исходное» при достижении уставки срабатывания противоразгонной защиты.

- непрерывное вычисление ускорения частоты вращения ротора ТГ по среднему значению;

- постоянное сравнение показаний текущей частоты вращения ротора ТГ и его ускорения с уставками срабатывания противоразгонной защиты;

При формировании команды «Выбить» на управляющую обмотку ЭГП ЭАБ подаётся форсированный ток величиной 1 А длительностью 5 с, после чего величина тока ступенчато снижается до 500 мА.

Снятие управляющего тока с ЭГП ЭАБ («Взвод ЭАБ») производится только по команде оператора с пульта управления СРТ при отсутствии

условий срабатывания ЭАБ кнопкой «Взвод ЭАБ» одновременно с кнопкой «Подтвердить». Это предписано для обеспечения безопасности и предотвращения возможных несчастных случаев при работе с электрогидравлическими приводами. Каждая операция снятия управляющего тока должна быть тщательно контролируема и осуществляться только при наличии необходимых условий. Это помогает избежать нежелательных сбоев и аварийных ситуаций.

При выполнении процедуры снятия управляющего тока необходимо строго соблюдать все инструкции по безопасности и последовательность действий. Оператор должен иметь необходимые знания и навыки для корректного выполнения данной операции, а также быть готовым к возможным непредвиденным ситуациям. Важно также не забывать о правильном обслуживании и техническом обслуживании оборудования для его бесперебойной работы.

При регулировке управляющего тока электрогидравлического преобразователя (ЭГП) ЭАБ от 0 мА до 100 мА процесс тестирования золотника на различных уровнях нагрузки становится критически важным для поддержания эффективности и надежности системы. Данный этап проверки позволяет идентифицировать и устранить возможные неисправности или аномалии в работе, гарантируя, что золотник перемещается плавно и точно по своей траектории.

Мониторинг за корректной передачей сигнала управляющего тока также имеет ключевое значение. Это обеспечивает, что инструкции управления точно соответствуют фактическим действиям системы. Нарушения в передаче сигнала могут привести к неожиданным поведением золотника, что, в свою очередь, может вызвать ошибки в работе оборудования или даже его выход из строя. Тщательная проверка этих параметров в процессе калибровки и тестирования способствует повышению общей производительности и долговечности системы.

Снятие управляющего тока с электрогидравлических приводов требует ответственного и профессионального подхода. Даже малейшее нарушение инструкций и правил безопасности может привести к серьезным последствиям. Поэтому оператор должен всегда быть внимателен, сосредоточен и внимательно следить за процессом работы с оборудованием.

Предусмотрен временный вывод из работы первого (ПТК ЭЧСР) и второго (ПТК ЭРС) комплектов противоразгонной защиты.

Режим «Проверка 1»

Режим «Проверка 1» предназначен для проверки реального срабатывания ЭАБ с закрытием органов парораспределения ТГ (РК, СК, РЗ, СЗ) на холостом ходу ТГ при повышении оборотов ТГ более 102 %  $f_{ном}$  (1530 об/мин).

Режим «Проверка 1» вводится по команде оператора с пульта управления СРТ 2НУ69А нажатием кнопки «ПРОВЕРКА РЕЖ 1» одновременно с кнопкой «Подтвердить» и одновременном наличии следующих условий:

- ТГ находится на холостом ходу, величина оборотов ротора 1500 об/мин;
- генератор отключен от сети;
- в работе режим ЭЧСР «Разворот ТГ», индикация «Разворот завершен» на ВК САР СКУ ТО АРМ ИВС;
- отсутствие неисправностей ЭЧСР;
- отсутствие неисправности ЭАБ.

Для проверки срабатывания противоразгонной защиты (ПРЗ) по повышению частоты более 102%  $f_{ном}$  в режиме "проверка 1" необходимо учитывать состояние накладок ПРЗ первого и второго комплектов. Накладки ПРЗ исполняют функцию защиты двигателя от вращения в обратную сторону при превышении заданной частоты. Они должны быть в исправном состоянии, так как их неполадки могут привести к аварийным ситуациям.

Особое внимание следует уделить проверке состояния накладок ПРЗ, так как их износ или повреждения могут привести к недостаточной эффективности срабатывания защиты. Также необходимо учитывать техническое состояние вентиляционных отверстий и системы охлаждения двигателя, поскольку перегрев двигателя также может снизить эффективность работы ПРЗ.

Для проведения проверки необходимо следовать инструкциям производителя и использовать специализированное оборудование. В случае обнаружения каких-либо неисправностей или отклонений, необходимо провести диагностику и ремонт узлов и деталей ПРЗ. Правильное функционирование противоразгонной защиты является важным элементом обеспечения безопасной работы двигателя и предотвращения аварийных ситуаций.

Этот режим обычно используется для проверки функциональности различных систем и устройств на предмет их правильной работы. После активации режима "проверка 1" оператор может наблюдать сразу несколько параметров и показателей, что позволяет ему более эффективно контролировать процесс. Важно отметить, что данный режим является одним из ключевых инструментов для обеспечения безопасности и надежности работы оборудования.

Проверка работоспособности системы в режиме "проверка 1" особенно важна при выполнении рутинных инспекций и предпринимаемых мер по обслуживанию и обновлению оборудования. Этот режим позволяет оператору быстро обнаружить любые неполадки или неисправности, что способствует более оперативному реагированию на проблемы и их исправлению. Благодаря систематической проверке в режиме "проверка 1" можно своевременно выявлять и устранять потенциальные угрозы безопасности и предотвращать возможные аварийные ситуации.

Этот режим также позволяет проводить дополнительные тесты и измерения, что способствует более точной настройке и оптимизации работы

системы. Благодаря возможности наблюдения за несколькими показателями одновременно, оператор может быстро и эффективно оценивать общее состояние оборудования и принимать необходимые корректирующие меры. Таким образом, режим "проверка 1" играет важную роль в обеспечении непрерывной и безотказной работы технических систем и оборудования.

Отключение режима «Проверка 1» сопровождается:

а) снятием индикации табло-сообщения «Проверка 1» на ВК САР СКУ ТО АРМ ИВС;

б) выдачей в ИВС дискретного сигнала о выключении режима «Проверка 1 ЭАБ»;

в) снятием индикации лампы над кнопкой «ПРОВЕРКА РЕЖ 1» на ПУИ 2НУ69А БЩУ.

Срабатывание ПРЗ в режиме «Проверка 1» по повышению частоты вращения турбины более 102 % F-ном (1530 об/мин) производится:

а) от 1-го комплекта ЭАБ (ПТК 2НС53):

1) по измерению (1-ый канал) – среднее медианное значение показаний 3 ДУС;

2) по измерению (2-ой канал) – среднее медианное значение показаний 3 ДУС;

б) от 2-го комплекта ЭАБ (ПТК 2НС54):

1) по измерению (1-ый канал) – среднее медианное значение показаний 3 ДУС;

2) по измерению (2-ой канал) – среднее медианное значение показаний 3 ДУС.

После срабатывания ПРЗ в режиме «Проверка 1» необходимо последовательно выполнить следующие операции:

а) отключить режим «Проверка 1» повторным нажатием кнопки «Проверка Реж 1» одновременно с кнопкой «Подтвердить»;

б) взвести ЭАБ нажатием кнопки «Взвод ЭАБ» одновременно с кнопкой «Подтвердить» на пульте управления СРТ.

## Режим «Проверка 2»

При проведении опробования в режиме «проверка 2» необходимо убедиться, что золотник ЭГП ЭАБ перемещается на заданное расстояние в зоне «Перекрыши» точно на 1 мм. Это гарантирует правильную работу системы и предотвращает возможные неисправности. Контроль прохождения сигнала управляющего тока на ЭГП ЭАБ также является важным шагом при проведении данного режима, поскольку от этого зависит корректная работа всей системы.

Плавное увеличение управляющего тока на ЭГП ЭАБ от 0 мА до 100 мА позволяет тщательно проверить работу золотника на всех уровнях нагрузки. Этот процесс помогает выявить любые возможные проблемы в работе системы и обеспечивает ее высокую надежность. Важно следить за тем, чтобы перемещение золотника происходило без препятствий, а сигнал управляющего тока передавался без помех.

В режиме "проверка 2" крайне важно не только следить за прохождением управляющего тока на электрогидравлическом преобразователе (ЭГП) ЭАБ, но и уделять внимание работе датчика положения золотника. Этот датчик выполняет критическую роль, точно фиксируя положение золотника и контролируя его движение в реальном времени, что обеспечивает эффективное управление процессами системы.

Корректная работа датчика положения напрямую влияет на точность регулирования и стабильность функционирования системы, обеспечивая, чтобы движение золотника соответствовало заданным параметрам управления. Проверка этого процесса подтверждает, что сигналы управления правильно передаются и исполняются, что критически важно для обеспечения надежности и безопасности всей системы. Эффективный мониторинг и поддержание исправности датчика положения также помогают предотвратить потенциальные сбои и минимизировать риск внезапных остановок оборудования.

Завершение режима «Проверка 2» сопровождается:



а) индикацией красным цветом сигнала о срабатывании ДП на ВК САР СКУ ТО АРМ ИВС;

б) выдачей в ИВС дискретного сигнала «РЕЖ П2 ЭАБ\_ЗАВЕРШ».

Отключение режима работы ЭАБ «Проверка 2» производится путём одновременного нажатия кнопок «ПРОВЕРКА РЕЖ 2» и «Подтвердить» на пульте оперативного управления, при этом управляющий ток ЭМП ЭАБ начинает плавно снижаться с достигнутого значения до 0 мА. При достижении 0 мА гаснет лампа «Проверка 2» на пульте управления СРТ.

Отключение режима «Проверка 2» сопровождается:

а) снятием индикации табло-сообщения «Проверка 2» на ВК САР СКУ ТО АРМ ИВС;

б) выдачей в ИВС дискретного сигнала о выключении режима «Проверка 2 ЭАБ»;

в) снятием индикации лампы над кнопкой «ПРОВЕРКА РЕЖ 2» на пульте управления СРТ [4].

## **2.2 Алгоритм формирования уставок срабатывания электронного автомата безопасности (ЭАБ)**

Команда на срабатывание ЭАБ вычисляется и формируется в зависимости от соотношения величин частоты вращения и ускорения следующим образом:

- при текущей частоте вращения  $f_{\text{тек}} > 110\% f_{\text{ном}}$  (1650 об/мин) команда на срабатывание ЭАБ формируется независимо от величины ускорения;

- величина ускорения  $df/dt$  вычисляется для двух контрольных точек частоты вращения:  $105\% f_{\text{ном}}$  (1575 об/мин) –  $(df/dt)_{105}$  и  $107\% f_{\text{ном}}$  (1605 об/мин) –  $(df/dt)_{107}$ :

1) если  $(df/dt)_{105} > 0,5(df/dt)_{max}$ , т.е. при частоте вращения 1575 об/мин и ускорении 50 об/мин – формируется команда на срабатывание ЭАБ.;

2) если  $(df/dt)_{107} > 0,3(df/dt)_{max}$ , т.е. при частоте вращения 1605 об/мин и ускорении 30 об/мин – формируется команда на срабатывание ЭАБ.

Величина ускорения  $(df/dt)_{max}$ , возникающего при сбросе номинальной нагрузки турбины, равна 100 об/мин в секунду.

Уставки контроля ускорения  $(df/dt)_{105} = 0,5(df/dt)_{max}$  и  $(df/dt)_{107} = 0,3(df/dt)_{max}$  должны допускать подстройку в диапазоне  $\pm 50\%$  от величин  $0,5(df/dt)_{max}$  и  $0,3(df/dt)_{max}$  соответственно.

При срабатывании любого из двух комплектов ЭАБ выдаются команды:

- перевод ЭЧСР в режим «Исходное» (при условии, если ЭЧСР находится в работе);
- перевод ЭРС в режим «Исходное» (при условии, если ЭРС находится в работе);
- команда «Выбить ЗУ»;
- выдача форсированного тока 1 А на ЭМП ЭАБ на закрытие РК ТГ с последующим снижением величины тока до 500 мА через 5 секунд после срабатывания защиты.

При срабатывании системы аварийного армирования (ЭАБ) для электрогидравлического преобразователя важно гарантировать корректное переключение всех связанных с ним компонентов системы управления турбиной в безопасное состояние. Вот основные действия, которые предусмотрены автоматической системой управления в случае активации ЭАБ:

1. Перевод электронного блока системы регулирования (ЭЧСР) в режим «Исходное»: Это предусмотрено для случаев, когда ЭЧСР активно участвует в процессе управления в момент срабатывания. Перевод в исходное

состояние означает возвращение всех управляющих параметров к безопасным, предустановленным значениям.

2. Перевод электронного регулятора скорости (ЭРС) в режим «Исходное»: Аналогично ЭЧСР, если ЭРС находится в работе, он будет автоматически переключен в исходное состояние, что помогает минимизировать риски при сбоях или аварийных ситуациях.

3. Команда «Выбить ЗУ» (запирающее устройство): Эта команда активирует механизмы, которые физически блокируют дальнейшее движение механических компонентов турбины, предотвращая возможное ухудшение ситуации.

4. Форсированный ток на ЭМП ЭАБ: Инструкция предписывает подать увеличенный ток в 1 ампер на электромагнитный привод для закрытия регулирующих клапанов турбины (РК ТГ). Через 5 секунд после начала срабатывания защиты ток должен быть снижен до 500 миллиампер. Это действие предназначено для быстрого, но контролируемого закрытия клапанов, минимизируя риск повреждения механизма из-за слишком резкого воздействия.

Эти меры представляют собой комплексный подход к обеспечению безопасности при возникновении аварийных ситуаций, связанных с электрогидравлической системой регулирования турбины. Важно, чтобы все системы работали согласованно и были должным образом настроены, чтобы в случае необходимости они могли эффективно реагировать на различные аварийные сценарии.

Каждый канал противоразгонной защиты независимо контролирует частоту вращения ротора турбины и ускорение по частоте вращения, и в случае превышения уставки по данным параметрам срабатывает соответствующий сигнал блокировки ускорителя и компрессора. Это позволяет предотвратить развитие аварийных ситуаций и обеспечить безопасную эксплуатацию турбины.

Кроме того, в каждом комплекте противоразгонной защиты предусмотрены дополнительные меры безопасности, такие как автоматическое отключение топливозабора и остановка турбины в случае срабатывания противоразгонной защиты. Такие меры обеспечивают максимальную надежность и защиту от аварийных ситуаций.

Важно отметить, что срабатывание противоразгонной защиты может быть вызвано различными причинами, включая неисправности в системе управления или внешние воздействия на турбину. Поэтому регулярное техническое обслуживание и проверка работы противоразгонной защиты являются неотъемлемой частью обеспечения безопасности и надежности работы турбины.

Кроме автоматического срабатывания защиты ПРЗ ЭАБ по превышению уставок по частоте вращения ротора турбины и ускорению по частоте вращения предусмотрено принудительное срабатывание ЭАБ ручным методом: установкой ключа «ЭАБ СРАБ» на пульте управления ВИУТ 2НУ65 в положение «СРАБ».

В случае принудительного срабатывания ЭАБ ручным методом необходимо быть особенно внимательным и последовательным в действиях. После установки ключа "ЭАБ СРАБ" в положение "СРАБ", оператор должен следить за индикацией на пульте управления и быть готовым к необходимым последующим действиям. Отличительной особенностью данного способа срабатывания является возможность оперативного реагирования на возможные проблемы или аварийные ситуации.

Важно помнить, что принудительное срабатывание ЭАБ ручным методом должно производиться только в случае крайней необходимости, когда автоматическая защита не справляется с возникшей ситуацией. Такой подход позволяет оператору иметь полный контроль над процессом и принимать решения на основе текущей обстановки. Это требует от оператора профессиональных навыков и опыта работы с оборудованием.

В конечном итоге, принудительное срабатывание ЭАБ ручным методом является важной составляющей системы защиты и обеспечивает надежную работу турбины в различных условиях. Такой подход позволяет минимизировать риски возможных аварий и обеспечивает безопасную эксплуатацию оборудования. Это делает оператору возможность рационально управлять процессами и эффективно реагировать на возможные угрозы.

### **2.3 Выводы по главе 2**

Противоразгонная система защиты паровой турбины, предназначена для предотвращения разгона ротора турбины до предельной (по заданным условиям прочности) скорости вращения.

Цель создания:

- Для исключения вероятности заброса частоты вращения турбины выше уставки срабатывания автомата безопасности необходимо применить специализированные алгоритмы и системы контроля. Важно провести тщательный анализ работы системы защиты и автоматики, чтобы обеспечить ее надежную работу в любых условиях. Также необходимо учитывать возможность внезапных изменений в работе генератора и турбины, чтобы оперативно реагировать на любые отклонения.
- Для предотвращения срабатывания противоразгонной защиты по упреждающему сигналу по ускорению ротора, требуется использовать современные технологии мониторинга и контроля параметров оборудования. Особое внимание следует уделять обучению персонала по работе с защитными системами и правильной реакции на предупреждения и аварийные ситуации. Регулярное обновление программного обеспечения системы автоматики и защиты также необходимо для обеспечения ее эффективной работы.

- Помимо этого, важно осуществлять регулярный мониторинг состояния оборудования, проводить профилактические работы и техническое обслуживание, чтобы исключить возможность возникновения неисправностей. Такой комплексный подход позволит обеспечить надежную и безопасную работу установки в любых условиях эксплуатации.

## **ГЛАВА 3. РАЗРАБОТКА СИСТЕМЫ АВТОМАТИЗАЦИИ ТЕПЛОФИКАЦИОННОЙ ТУРБИНЫ**

### **3.1 Гидравлическая часть системы автоматического регулирования**

Основой контура управления регулирующими клапанами и заслонками промперегрева каждого борта ТА является гидравлическая линия управления ГСМ, эту линию стоит рассматривать как сумматор командных сигналов и сигналов обратных связей. Данная линия работает по проточному принципу и имеет постоянное в статике давление масла, равное  $\frac{1}{4}$  части давления масла в коллекторе «40кгс/см<sup>2</sup>» после маслофильтров.

Для обеспечения стабильной работы гидравлической линии управления важно правильно настроить давление масла и поддерживать его на необходимом уровне. Для этого используются специальные регулирующие клапаны и запорную арматуру, которые контролируют поток масла и обеспечивают его равномерное распределение по всем узлам системы. Таким образом, гидравлическая линия управления играет ключевую роль в обеспечении надежной работы регулирующих клапанов и заслонок промперегрева.

Важным аспектом функционирования гидравлической линии управления является также контроль за уровнем масла и его качеством. Гидравлическая часть состоит из двух одинаковых и независимых линий (А и Б), работающих, соответственно, каждая на свою сторону турбины, и включает в себя:

- электрогидравлические преобразователи выходных сигналов ЭРС;
- механизмы токовой разгрузки МТР-А, Б.
- главные сервомоторы (ГСМ-А, Б);
- отсечные золотники (ОЗ-А, Б);

Контур управления регулирующими клапанами (РК) и регулирующими заслонками (РЗ) включает в себя несколько важных компонентов, которые обеспечивают точное и надежное функционирование системы. Ключевым элементом является командный орган, такой как электрогидравлический преобразователь (ЭГП) или модуль трансформатора регулирования (МТР-А, Б), работающий в соответствии с выбранным режимом автоматической системы регулирования и защиты (АСРЗ).

Промежуточный гидроусилитель в данной системе оснащен внутренней отрицательной обратной связью и представляет собой отсечной золотник с гидравлической пружиной щелевого типа, что позволяет осуществлять так называемые окна самовыключения. Дополнительно, двусторонний беспружинный серводвигатель (ГСМ) напрямую управляет положением регулирующих клапанов или заслонок.

Особенностью данной системы является механизм гидравлической обратной связи, который контролирует положение ГСМ, обеспечивая точность регулировки и минимизацию динамических ошибок. Электрические датчики положения главных сервомоторов подают сигналы в электронную часть системы регулирования (ЭЧСР), что позволяет контролировать и корректировать работу устройства в реальном времени.

Открытие и закрытие регулирующих заслонок низкого давления осуществляется по сигналам от отсечных золотников ГСМ. Важно отметить, что обратная связь по положению РЗ отсутствует, что делает невозможным удержание заслонок в промежуточных положениях, кроме случаев специально предусмотренного режима расхаживания РЗ на часть хода. Это означает, что заслонки могут находиться только в положениях

«Закрыто» или «Открыто», что является критически важным для обеспечения безопасности и эффективности работы турбогенератора.

В данной конфигурации системы управления, контур управления регулирующими заслонками исследуемого объекта осуществляется с помощью различных элементов, каждый из которых выполняет определенные функции. ЭГП, МТР-а и б являются командными органами, которые отправляют команды на открытие или закрытие регулирующих заслонок. Промежуточный гидроусилитель с отрицательной обратной связью обеспечивает усиление управляющего воздействия и стабильную работу системы при изменениях во внешних условиях.

Серводвигатель ГСМ выполняет функцию двустороннего управления регулирующими заслонками и обеспечивает точное позиционирование объекта в зависимости от поступающих команд. Механизм гидравлической обратной связи позволяет контролировать положение ГСМ и обеспечивать его стабильное функционирование. Электрические датчики положения главных сервомоторов играют важную роль в обратной связи по положению ГСМ, что позволяет контролировать и регулировать их работу в реальном времени.

Открытие и закрытие регулирующих заслонок ЦНД осуществляется точно и надежно благодаря отсечным золотникам ГСМ. Несмотря на отсутствие обратной связи по положению регулирующих заслонок, система представляет собой эффективный и надежный механизм управления, обеспечивающий стабильную работу объекта. Важно отметить, что регулирующие заслонки РЗ могут устойчиво находиться только в крайних положениях, за исключением режима расхаживания на часть хода, что обеспечивает оптимальную работу системы в различных режимах функционирования.



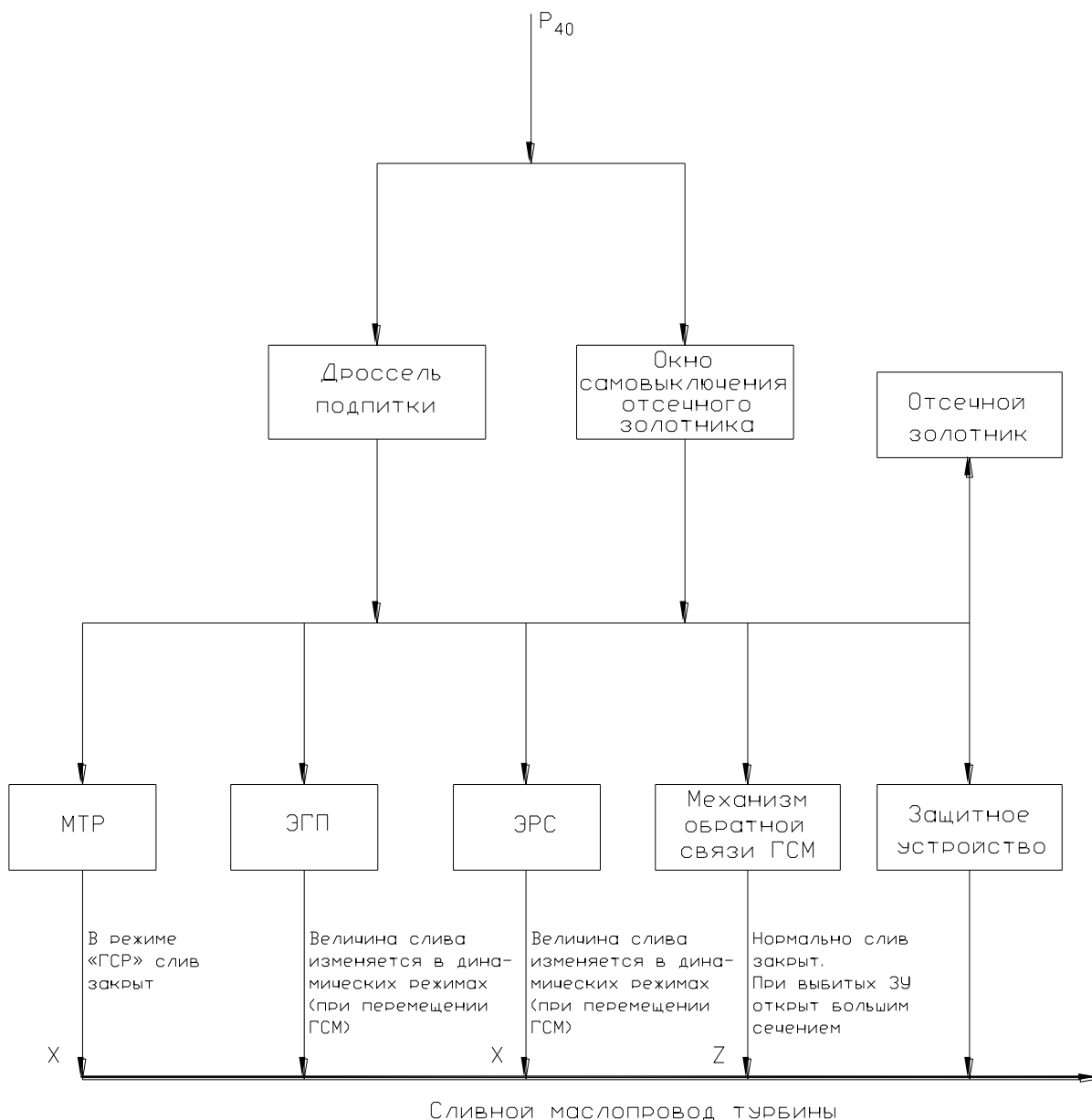


Рисунок 7. Схема линии управления одного борта ТА

Гидравлический баланс каждой линии управления ГСМ определяется постоянной подпиткой и сливом масла.

Подпитка маслом из коллектора «40,0 кгс/см<sup>2</sup>»:

- через окна самовыключения отсечного золотника главного сервомотора.

- через регулируемый (при наладке) дроссель подпитки;

Слив масла в сливной маслопровод турбины:

- через диафрагму механизма обратной связи главного сервомотора;
- через окна ЭГП;

– через окна МТР;

Подпитка маслом из коллектора «40,0 кгс/см<sup>2</sup>»:

1. Через окна самовыключения отсечного золотника главного сервомотора - Это позволяет маслу попадать в нужные части механизма при возникновении необходимости в аварийном отключении или регулировании. Окна самовыключения функционируют как автоматические регуляторы давления, обеспечивая правильное давление в системе.

2. Через регулируемый (при наладке) дроссель подпитки - Этот элемент позволяет точно контролировать объем поступающего масла в систему, что критически важно для точной настройки работы турбины и предотвращения перегрузок или недостаточной смазки.

Слив масла в сливной маслопровод турбины:

1. Через диафрагму механизма обратной связи главного сервомотора - Слив масла через эту диафрагму помогает контролировать и регулировать давление масла в системе, поддерживая его оптимальный уровень для смазки движущихся частей.

2. Через окна ЭГП (электрогидравлического преобразователя) - Слив масла через окна ЭГП обеспечивает удаление излишков масла из системы, предотвращая его избыточное давление, что может привести к утечкам или другим нежелательным последствиям.

3. Через окна механизмов трансформации регуляции (МТР) - Окна в этих механизмах также функционируют как средство для управления давлением и объемом масла, что важно для поддержания равномерной смазки и защиты от износа.

Каждый из этих элементов служит важной функции в системе смазки турбины, обеспечивая надежность и долговечность ее работы.

Для всех гидравлических линий АСРЗ соблюдается принцип «снижение давления масла может приводить только к закрытию органов парораспределения».

Это говорит о том, что в любых стационарных условиях при промежуточном положении главного сервомотора поддерживается стабильное и постоянное давление масла в системе. Важно, чтобы сумма сечений слива масла через различные узлы системы оставалась постоянной, что способствует правильной работе главного сервомотора и предотвращает возможные поломки или сбои в системе.

Контроль за сливом масла в дренаж из линии управления главным сервомотором через МТР и МОС ГСМ является критическим аспектом работы системы. Необходимо постоянно мониторить и поддерживать необходимое давление и объем масла, чтобы обеспечить эффективную работу и длительный срок службы оборудования.

Этот аспект является важным при проектировании и эксплуатации гидравлических систем, так как правильное функционирование слива масла влияет на общую производительность и надежность оборудования. Поэтому необходимо уделять должное внимание контролю и обслуживанию данного узла системы, чтобы избежать возможных аварий и простоев в работе. Все эти моменты подчеркивают важность правильного обслуживания и контроля параметров слива масла в системе для обеспечения ее эффективной и надежной работы.

Такая система защиты от разгона ротора является важным элементом безопасности в работе газотурбинных установок. Она позволяет предотвратить негативные последствия аварийной ситуации, когда ротор начинает вращаться слишком быстро, что может привести к серьезным повреждениям оборудования и опасности для персонала.

Подведение связи ЭГСП и системы защиты к защитным устройствам обеспечивает надежное и быстрое реагирование на возможные аварийные ситуации. При срабатывании системы защиты от разгона, она автоматически закрывает органы парораспределения системы регулирования, что позволяет предотвратить дальнейшее ускорение ротора и минимизировать возможные повреждения.

Отсутствие возможности обратного воздействия по гидравлическим каналам на систему защиты со стороны системы регулирования гарантирует надежность работы защитной системы. Такой принцип действия обеспечивает максимальную защиту от возможных сбоев в работе газотурбинной установки и повышает уровень безопасности эксплуатации.

В целом, данная система защиты от разгона ротора и ее взаимодействие с системой управления ГСМ являются важными компонентами для обеспечения безопасности и эффективности работы газотурбинных установок. Их правильное функционирование позволяет предотвращать аварийные ситуации и обеспечивать надежную работу оборудования на протяжении всего периода эксплуатации.

### **3.2 Формирование управляющего сигнала на электрогидравлическом преобразователе (ЭГП)**

Выдача управляющего сигнала на электрогидравлическом преобразователе (ЭГП)-А,Б на закрытие (открытие) клапанов приводит к смещению золотника ЭГП вниз (вверх) от среднего положения и снижению (повышению) давления в линии управления системы регулирования, перемещению основного отсечного золотника вверх (вниз) и перемещению ГСМ А, Б вниз (вверх).

Данное управление клапанами на электрогидравлическом преобразователе позволяет эффективно контролировать поток рабочей среды в системе регулирования. При закрытии клапанов происходит снижение давления в линии управления, что в свою очередь влияет на работу основного отсечного золотника. Это позволяет поддерживать необходимое давление в системе и обеспечивать ее стабильную работу.

При открытии клапанов происходит повышение давления в линии управления, что также влияет на перемещение основного отсечного золотника и управляющих сигналов. Это позволяет регулировать поток

рабочей среды и обеспечивать необходимую производительность системы. Важно отметить, что все эти процессы происходят автоматически и контролируются электронными устройствами на основе заданных параметров.

Положительное значение тока ЭМП-А,Б при неизменном положении МТР-А,Б приводит к смещению ОЗ в направлении закрытия РК ТГ, отрицательное значение – к перемещению ОЗ в направлении открытия РК ТГ.

На обмотку электромеханического преобразователя ЭРС поступает сигнал:

$$I_{\text{ЭМПА,Б}} = \sum_{\text{А,Б}} + I_{\text{ФОРС}}, \quad (73)$$

где  $I_{\text{ЭМПА,Б}}$  – управляющий токовый сигнал на ЭМП-А,Б;

$\sum_{\text{А,Б}}$  - управляющий ток на ЭМП-А,Б;

$I_{\text{ФОРС}}$  – форсирующий сигнал, обеспечивающий принудительное закрытие регулирующих клапанов, равный  $(0,9 \pm 0,1)$  А.

Сигнал  $I_{\text{ФОРС}}$  подается на обмотки ЭМП-А,Б независимо от режима работы ЭЧСР в следующих случаях:

а) по команде защит, действующих на отключение выключателя генератора, или по факту отключения выключателя генератора или воздушного выключателя блока;

б) при срабатывании противоразгонной защиты ЭАБ. Одновременно с форсирующим сигналом включается режим «Исходное». Длительность форсирующего сигнала 5 с;

в) по команде «Исходное». Длительность форсирующего сигнала 5 с;

г) при забросе оборотов свыше 1560 об/мин в режиме разворота турбины. Длительность форсирующего сигнала  $(1,5 \pm 0,5)$  с.

Управляющий ток на ЭМП-А,Б определяется по следующей формуле:

$$\Sigma_{A(B)} = K_{ус} \cdot (KV \cdot [\varepsilon_{A(B)} - S_{ГСМА(B)}]) \quad (74)$$

Где  $\Sigma_{A(B)}$  - управляющий ток на ЭМП-А,Б, мА;

$K_{ус}$  - коэффициент усиления управляющего тока в модуле усилителя ТПТС52.1944. Диапазон изменения от минус 50 мА/мм до 0 мА/мм;

$KV$  - коэффициент пропорциональности, мА/мм (Физический смысл коэффициента  $KV$  – ток, который должен протекать через ЭГП при рассогласовании между заданием « $\varepsilon$ » и фактическим положением сервомоторов « $S$ » равном 1 мм.  $KV = 5$  мА/мм).

$\varepsilon_{A(B)}$  - рассогласование регулятора ЭМП-А(Б), сформированное по закону текущего режима работы ЭЧСР, параметризованное в единицы измерения положения ГСМ, мм;

$S_{ГСМА}$  - среднее арифметическое значение троированных сигналов датчиков положения ГСМ-А,Б, мм;

Управляющий сигнал  $\varepsilon_{A(B)}$ , определяющий закон управления РК турбины, во всех эксплуатационных режимах работы ЭРС, действующих при включенном ТГ в сеть равен:

$$\varepsilon_{A(B)} = \varphi(i)/K_{f1} + \varepsilon_{РЕЖА(B)}$$

где  $\varepsilon_{РЕЖА(B)}$  - управляющий сигнал ЭЧСР, сформированный по закону текущего режима работы ЭЧСР;

$K_{f1}$  - величина статизма первичной составляющей поддержания частоты сети.

$\varphi(i)/K_{f1}$  - первичная составляющая поддержания частоты вращения;

$\varphi(i)$  - относительное отклонение текущей частоты вращения от заданного значения частоты вращения для составляющей первичного поддержания частоты;

Относительное отклонение  $\varphi(i)$  определяется по формуле:

$$\varphi(i) = (F_{\text{зад}} - F_{\text{тек}}) / F_{\text{ном}}, \quad (77)$$

Где  $F_{\text{зад}}$  - заданное значение частоты вращения;

$F_{\text{тек}}$  - текущее значение частоты вращения;

$F_{\text{ном}}$  - номинальное значение частоты вращения (1500 об/мин).

Заданное значение частоты вращения определяется с учетом коррекции заданной частоты оператором:

$$F_{\text{зад}} = F_{\text{вклвг}} \pm \Delta F_{\text{задоп}} \quad (78)$$

где  $F_{\text{вклвг}}$  - уставка частоты вращения, равная текущей частоте в момент включения ТГ в сеть;

$\Delta F_{\text{задоп}}$  - коррекция заданной частоты вращения  $F_{\text{зад}}$  оператором.

$$K_{f1} = - \frac{\Delta f_p / f_{\text{ном}}}{\Delta N_{\text{п}} / N_{\text{ном}}} \cdot 100 \quad (79)$$

Где  $\Delta N_{\text{п}}$  - выдаваемая энергоблоком первичная мощность, МВт

$N_{\text{ном}}$  - номинальная мощность энергоблока, МВт.

$\Delta f_p$  - расчетное отклонение частоты от номинальной, Гц;

$f_{\text{ном}}$  - номинальная частота 50,00 Гц;

Соотношение между изменением частоты и изменением мощности определяется коэффициентом первичного статизма, который выбирается из условий:

а) при частоте тока сети более 50,5 Гц и генератор включен в сеть -  $K_{f1} = 3 \%$  (изменение частоты вращения ТГ на 3 % от  $F_{\text{ном}}$  эквивалентно изменению электрической нагрузки на 100 %);

б) при частоте тока сети менее 50,5 Гц и генератор включен в сеть -  $K_{f1} = 15 \%$  (изменение частоты вращения ТГ на 15 % от  $F_{\text{ном}}$  эквивалентно изменению электрической нагрузки на 100 %);

в) генератор отключен от сети -  $K_{f1} = 4 \%$ .

Величина статизма  $K_{f1}$  и величина зоны нечувствительности определяются в алгоритме частотного корректора.

### **3.3 Расчет главного сервомотора**

Таким образом, основной целью использования главного сервомотора является обеспечение точных и плавных перемещений регулирующих органов турбины, что в свою очередь влияет на эффективность работы всей системы. Несмотря на то, что расчет сил трения в данном случае не всегда может быть проведен с абсолютной точностью из-за множества внешних факторов, инженеры и специалисты по техническому обслуживанию турбин постоянно работают над улучшением методов и технологий, чтобы минимизировать влияние негативных факторов.

Длительное изучение условий эксплуатации и тщательное наблюдение за работой турбин позволяют определить средние значения сил трения и принимать соответствующие меры для их снижения. Важно также учитывать возможные изменения внешних условий, такие как изменения температуры или наличие загрязнений, которые могут повлиять на работу главного сервомотора. Постоянное обновление информации и использование новейших технологий позволяют сохранить эффективность работы турбин на высоком уровне.

В конечном итоге, главный сервомотор является одним из ключевых компонентов в работе турбин, который требует постоянного контроля и обслуживания. Усредненные значения сил трения и другие параметры, определенные на основе опыта и исследований, помогают обеспечить стабильную и безопасную работу системы. Непрерывное совершенствование и современные подходы к техническому обслуживанию



позволяют сохранить высокую производительность и долговечность турбин на протяжении длительного времени.

Сила трения, действующая на шток, может быть подсчитана достаточно точно. Пользуясь этими данными можно более точно подсчитать силу  $R$ , далее по величине силы  $R$  и силам пружин, устанавливаемых на клапанах и в сервомоторах, определяются силы трения в сочленениях передаточного механизма и по их сумме - расчетная сила, преодолеваемая поршнем сервомотора.

Чтобы точно подсчитать силу  $R$ , действующую на шток, используются измеренные данные о силе трения, а также данные о силах пружин. Эти параметры позволяют адекватно оценить необходимую силу, которую должен преодолевать поршень сервомотора, чтобы гарантировать корректное функционирование клапанов и других механических частей системы.

Расчетное значение усилия сервомотора должно быть определено исходя из суммарной силы трения и дополнительного запаса прочности для предотвращения возможных перегрузок и обеспечения надежности работы системы в экстремальных условиях. Рекомендуется выбирать расчетное усилие, превышающее ожидаемое максимальное усилие на 10-20%, чтобы компенсировать любые неучтенные факторы, которые могут возникнуть в процессе эксплуатации.

Учитывая возможное увеличение сил трения, расчетное усилие сервомотора должно быть выбрано с запасом. На основании опыта эксплуатации установлено, что расчетное значение усилия сервомотора должно быть равно:

$$R_g = k \cdot R_{\text{сум}}, \quad (80)$$

где  $R_{\text{сум}}$  – максимальное суммарное усилие на сервомотор;

$k$  – коэффициент запаса;

Уравнение равновесия сил в статике для сервомотора:

$$p_2 \cdot F_2 - p_1 \cdot F_1 = R, \quad (81)$$

При небольшом смещении золотника вверх уравнение равновесия примет вид:

$$p_{сл} \cdot F_2 - p_0 \cdot F_1 = R_1, \text{ если } p_1 = p_0 \text{ и } p_2 = p_{сл}, \quad (82)$$

Если сила  $R$  постоянна по величине и направлена всегда вниз  $F_2$  и  $F_1$  выбираются из условия равенства:

$$R(v)_{max} - R(n)_{max} = R. \quad (83)$$

Подставляя значения  $R(v)_{max}$  и  $R(n)_{max}$  получим:

$$p_0 \cdot F_2 - p_{сл} \cdot F_1 - p_0 \cdot F_1 + p_{сл} \cdot F_2 = R,$$

$$p_0 \cdot (F_2 - F_1) + p_{сл} \cdot (F_2 - F_1) = R,$$

$$F_2 - F_1 = R / (p_0 + p_{сл}),$$

$$k \cdot R = R(v)_{max}.$$

После подстановки получим:

$$k \cdot (p_0 / (p_0 + p_{сл})) + (F_1 / F_2 - F_1) \cdot (p_0 - p_{сл} / (p_0 + p_{сл})),$$

$$F_1 = (R / p_0 - p_{сл}) \cdot [k - (p_0 / p_0 + p_{сл})], \quad (84)$$

В случае  $p_{сл} = 0$  и  $k = 1$ ,  $F = 0$  и  $F_2 = R / p_0$ .

Перепад давления на окнах золотника определяется из:

$$\Delta Q = a \cdot b \cdot \Delta y \cdot [(2g/\gamma) \cdot (p_0 - p_1)]^{1/2},$$

$$p_0 - p_1 = (\Delta Q / a \cdot b \cdot \Delta y)^2 \cdot \gamma / 2g.$$

Для максимального расхода  $\Delta Q$ :

$$p_0 - p_1 = (\Delta Q_{max} / a \cdot b \cdot \Delta y_{max})^2 \cdot \gamma / 2g.$$

Рассчитаем для турбины мощностью 1000 Мвт. Диаметр поршня 300мм, ход 250мм. Объем, описываемый поршнем сервомотора, равен 17,7л.  $T_v$  должно быть не более 0,2 сек.

$$\Delta Q_{\max} = 17,7 / 0,2 = 88,5 \text{ л/сек} = 5310 \text{ л/мин} = 318 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Сумма работ при движении поршня вверх и вниз:

$$A = A_B + A_H = [p_0 \cdot F - p_{\text{сл}} \cdot F] \cdot z_{\max},$$

$$R_{(B)\max} + R_{(H)\max} = p_0 \cdot F - p_{\text{сл}} \cdot F - (z_1 - z_0) \cdot c. \quad (85)$$

### 3.3. Техничко-экономическое обоснование системы автоматизации

В данной работе будет проанализирован текущий уровень надежности защиты турбоагрегата и выявлены проблемные моменты, требующие улучшения. Для этого будут изучены характеристики существующей системы регулирования и защиты, проведен анализ ее работы в различных условиях эксплуатации. На основе полученных данных будет разработан проект модернизации системы, учитывающий все существующие недостатки и перспективы развития технологий.

Кроме того, в ходе работы будут определены необходимые капитальные вложения для реализации проекта, оценены затраты на приобретение новых компонентов и оборудования, а также расходы на проведение работ по модернизации. Будет проанализирована экономическая эффективность предлагаемых мероприятий, оценены возможные экономические выгоды от увеличения надежности защиты турбоагрегата.

В заключительной части работы будет сделан обобщенный вывод о целесообразности и эффективности модернизации автоматической системы регулирования и защиты. Будут предложены рекомендации по дальнейшему совершенствованию системы, учитывая современные технологические требования и стандарты безопасности. Все полученные данные и результаты исследования будут представлены в виде

структурированного отчета, который сможет послужить основой для принятия решений по модернизации системы регулирования и защиты турбоагрегата.

Затраты на основные материалы приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Комплектующие электрического автомата безопасности (ЭАБ).

№	Наименование	Кол.	Общая стоимость, руб.
1	комплект датчиков оборотов	6	1 млн. 900 тыс.
2	узел коммутации и селекции датчиков (УК СД)	1	600 тыс.
3	релейная схема логики защиты и сигнализации, в которую входят модуль реле контроля (МРК), модуль реле защит (МРЗ)	1	2 млн. 500 тыс.
4	приборы контроля системы АБЭ (ПК АБЭ)	7	3 млн.
5	Итого, руб.:		8 млн.

Источник: данные АО «Атомтехэнерго».

Таким образом, общая стоимость затрат, связанных с приобретением материалов для модернизации АСРЗ, составляет 8 млн. рублей.

Затраты на монтаж необходимо рассчитывать с учетом всех факторов, влияющих на стоимость работ. Разряд работ определяется сложностью и объемом работ, а также квалификацией специалистов, выполняющих эти работы. Нормативы затрат устанавливаются в зависимости от условий выполнения работ, характеристик используемых материалов и технического оснащения.

Очень важно правильно оценить трудоемкость работ, чтобы избежать перерасхода ресурсов, а также не допустить недостаточного

финансирования проекта. Эффективное управление затратами на монтаж позволяет сэкономить время и ресурсы, а также обеспечить качественное выполнение работ в заданные сроки.

Кроме того, необходимо учитывать все возможные риски и факторы, которые могут повлиять на стоимость монтажа. Например, изменение цен на строительные материалы, задержки в поставках, непредвиденные сложности при выполнении работ и другие. Все эти моменты необходимо учитывать при планировании затрат и вести строгий контроль за выполнением бюджета.

Итак, для успешного выполнения монтажных работ необходимо строго придерживаться нормативов затрат и трудоемкости работ, учитывать все возможные факторы, влияющие на стоимость проекта, и проводить постоянный мониторинг затрат. Только так можно обеспечить эффективное управление бюджетом и успешное завершение проекта.

Данные сведем в таблицу 2.

Таблица 2 – Расчет затрат на автоматизацию

№	Наименование	Ед.изм.	Кол.	Трудоемкость штучная, T <sub>шт</sub> , чел/час	Полная трудоемкость, T <sub>пол</sub> , чел/час	Разряд работ
1	Демонтаж трубопроводов системы регулирования турбины внутри опоры. Отсоединение трубопроводов обвязки от регулятора скорости и импелера, демонтаж трубопроводов обвязки импелера	тн	-	-	170	5
2	Демонтаж оборудования - кронштейна, датчика	тн	-	-	120	5

	угловой скорости (ДУС). Монтаж оборудования - кронштейн в сборе.					
3	Разборка оборудования для выполнения ревизии. Сборка после выполнения ревизии. Монтаж оборудования –ЭГП.	тн	-	-	90	5
4	Демонтаж люка с последующим монтажом на место	тн	-	-	100	5
5	Разборка оборудования с последующим монтажом на место. Сборка оборудования после выполнения ревизии и крепления индуктивного датчика М8х1 IE 9902. Монтаж оборудования на крышку люка смотрового опоры	шт	2	130	260	5
6	Установка деталей трубопроводов обвязки ЭГП ЭРС и ЭГП ЭАБ	шт	40	50	200	5
7	Монтаж оборудования ранее демонтированного. Монтаж крышки опоры	тн	-	-	140	5
Полная трудоемкость, чел/час			1080			

Таким образом, полная трудоемкость работ по модернизации АСРЗ составляет 1080 чел/час.

Для проведения всего процесса модернизации АСРЗ требуется два звена по 3 монтажника и по 1 бригадиру на звено.

Средний разряд рабочих:

$$R_{cp}=5$$

Номинальный режимный фонд рабочего времени, час:

$$F_{ном}=(D_{общ}-D_{вых}-D_{предпр})F_{см}+D_{п}F_{см}^{предпр}, \quad (86)$$

где  $F_{см}$  – продолжительность смены в обычные дни,  $F_{см}=8$  ч;

$F_{см}^{предпр}$  – продолжительность смены в предпраздничные дни,

$F_{см}^{предпр}=7$  ч.

$D_{общ}$  – число дней в одном месяце,  $D_{общ}=30$ ;

$D_{вых}$  – число выходных дней в одном месяце,  $D_{вых}=10$ ;

$D_{предпр}$  – число предпраздничных дней в данном месяце;  $D_{предпр}=1$ ;

Согласно формуле (3.1), получаем:

$$F_{ном}=(30-10-1) \cdot 8+1 \cdot 7=151 \text{ час.}$$

Действительный фонд рабочего времени, час:

$$F_{др}=F_{ном} \cdot K_{пот}, \quad (87)$$

где  $K_{пот}$  – коэффициент потерь (принимается 0,9).

Согласно формуле (3.2) на основании данных, полученных из ф.(3.1), получаем:

$$F_{др}=151 \cdot 0,9=136.$$

Расчетная численность рабочих для монтажа при нормируемых работах определяется по формуле, чел

$$P_{расч\text{ осн}}=\frac{T}{F_{др}}, \quad (88)$$

Согласно (88) на основании данных таблицы 3 и данных, полученных из (87), получаем:

$$P_{расч\text{ осн}}=\frac{1080}{135,9}=8 \text{ чел.}$$

Принимаем расчетную численность рабочих 8 человек.

Заработная плата рассчитывается по формуле:

$$ЗП = C_{\text{час}} \cdot N \cdot T_{\text{раб}}, \quad (89)$$

где  $T_{\text{раб}}$  - продолжительность работы, часов,

$C_{\text{час}}$  - часовая тарифная ставка, руб;

$N$  - количество рабочих;

Заработная плата монтажников составляет:

$$ЗП_{\text{осн}} = 250 \cdot 1080 = 270 \text{ тыс. руб.},$$

где средняя часовая тарифная ставка основного рабочего – 250,0 руб./час.

Отчисления в фонд социального страхования предназначены для мобилизации средств, для реализации права граждан на государственное пенсионное и социальное обеспечение (страхование) и медицинскую помощь. Отчисление в фонд социального страхования:

$$CO = ЗП_{\text{осн}} \cdot 0,3, \quad (90)$$

где  $ЗП_{\text{осн}}$  - фонд заработной платы рабочих;

30% - отчисления в размере от основного фонда заработной платы рабочих;

1,1% - Коэффициент индексации страховой выплаты по обязательному социальному страхованию от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний.

$$CO = 270 \text{ тыс.} \cdot 0,3 = 84 \text{ тыс. руб.}$$

Основной фонд заработной платы рабочих вместе с отчислениями в фонд социального страхования составит:

$$ЗП_{\text{осн}+CO} = 270 \text{ тыс.} + 84 \text{ тыс.} = 354 \text{ тыс. руб.}$$



Расчет амортизационных отчислений основан на принципе переноса стоимости основных фондов на производимую продукцию.

Норму амортизации  $N_a$  определяем по формуле:

$$N_a = \frac{1}{t} * 100\%, \quad (91)$$

где  $t$ , лет – срок службы соответствующего оборудования

$N_a$ - норма амортизационных отчислений соответствующей группы основных производственных фондов, %.

Таким образом, высчитаем 1 час работы оборудования.

Амортизация производственного оборудования определяется по формуле:

$$A = \frac{C}{T \cdot F_d \cdot n_{см} \cdot f}, \quad (92)$$

где  $C$  – стоимость единицы оборудования;

$T$  – период службы оборудования;

$F_d$  – действительный рабочий фонд времени в днях;

$n_{см}$  – число смен;

$f$  – продолжительность смены.

Действительный рабочий фонд времени определяется по формуле:

$$F_d = 360 \cdot (1 - k), \quad (93)$$

где  $k = 0,27$ , коэффициент нерабочих дней.

$$F_d = 360 \cdot (1 - 0,27) = 264$$

$$A_{\text{Сварочный аппарат}} = \frac{40000}{10 \cdot 264 \cdot 2 \cdot 8} = 0,1 \text{ руб./час}$$

$$A_{\text{ушм}} = \frac{15000}{2 \cdot 264 \cdot 2 \cdot 8} = 1,8 \text{ руб./час}$$

Расчеты сведем в таблицу 3.

Таблица 3 – Амортизируемое оборудование.

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Кол. Час.	Цена, руб.	№, %	Сумма амортизационных отчислений, руб.
1.	Сварочный аппарат	1	15	40 тыс.	10	14
2.	Угловая шлифмашина	3	70	15 тыс.	200	124
Итого, руб.						138

Таким образом, общая сумма амортизационных отчислений за период работ составит 138 руб.

Расчет расходов на модернизацию автоматической системы регулирования и защиты турбины.

Накладные расходы  $C_{\text{накл}}$  принимаем в размере 150% от основной заработной платы:

$$C_{\text{накпр}} = 1,5 \cdot C_{\text{зп}}, \quad (94)$$

$$C_{\text{накпр}} = 1,5 \cdot 270 \text{ тыс.} = 405 \text{ тыс. руб.}$$

Составим смету затрат на модернизацию автоматической системы регулирования и защиты. Данные сводим в таблицу 4.

Таблица 4 – Смета затрат на модернизацию АСРЗ

№	Статья	Сумма, руб.
1	Комплектующие	8 млн.
2	Фонд заработной платы с отчислениями	354 тыс.
3	Амортизация	138 тыс.
4	Накладные расходы	405 тыс.
Итого:		8 млн.760

Итого по смете затраты составляют:

$C = 8$  млн. 760 тыс. рублей.

$Ц = C + П,$

Где  $C$  – полная себестоимость модернизации;

$П$  – прибыль.

$П = 0,1 \cdot C = 0,1 \cdot 8759108 = 875$  тыс. руб.;

$C_{ni} = 8759108 + 875910 = 9$  млн. 630 тыс. руб.

Цена с НДС рассчитывается по формуле:

$$НДС = 0,18 \cdot C_{ni}, \quad (95)$$

$НДС = 0,2 \cdot 9635019 = 1$  млн. 700 тыс. руб.

$Ц_{НДС} = 9635019 + 1734303 = 11$  млн. 370 тыс. руб.

Экономический эффект получен за счёт сокращения остановов блока. Выполненные усовершенствования позволили предотвратить три аварийных останова блока.

Годовая экономия от повышения надежности рассчитывается по формуле[7]:

$$\mathcal{E}_k = d \gamma \cdot [ dN_{ав} \cdot t_{ав} \cdot f_{дэ} \cdot ( 1 - \beta_{д}^{сн} ) + Z_{рем}^{ав} ], \text{ руб.}, \quad (96)$$

где  $\beta_{д}^{сн} = 0,09$  – себестоимость 1 кВт/ч электроэнергии на собственные нужды.

$t_{ав} = 6$  ч – средняя продолжительность одного аварийного отключения;

$Z_{рем.}^{ав} = 1$  млн. 600 тыс. руб. –затраты на проведение аварийного ремонта;

$d\gamma = 3$  – сокращения числа аварийных отключений;

$dN_{ав} = 900$  тыс. кВт – снижение мощности электростанции в случае аварийного отключения оборудования;

$f_{дэ}$  - затраты на ввод мощности в энергосистеме, руб/(кВт.ч):

$$f_{дэ} \approx 13 \frac{\text{коп}}{\text{кВт}\cdot\text{ч}}.$$

$$\mathcal{E}_к = 3 \cdot (900\,000 \cdot 6 \cdot 13 \cdot 10^{-2} \cdot (1 - 0,09) + 1600000) = 4 \text{млн.}800 \text{ тыс. руб.}$$

Срок окупаемости затрат:

$$T_{\text{ок}} = \frac{C_{\text{ндс}}}{\mathcal{E}_к} = \frac{11369323}{4819000} = 2 \text{ года,} \quad (97)$$

где  $C_{\text{ндс}} = 11 \text{ млн. руб.}$  - затраты на модернизацию подсистемы защиты второго контура от превышения давления.

Срок окупаемости будет менее 2-х с половиной лет, что составляет менее 20% от срока службы модернизируемого оборудования, это подтверждает выгоду проведения модернизации оборудования.

### 3.4. Выводы по главе 3

Для достижения улучшения использования ядерного топлива и снижения эксплуатационных затрат необходимо внедрить современные технологии и методы управления процессами на атомных станциях. Внедрение систем мониторинга и управления расходом топлива, оптимизация работы реакторных установок, совершенствование систем безопасности и автоматизации процессов – все это позволит улучшить эффективность работы атомных станций.

Значительное внимание также следует уделить обучению и повышению квалификации персонала. Квалифицированные специалисты способны идентифицировать проблемные ситуации, оперативно реагировать на них и предотвращать аварийные ситуации, что также способствует экономической эффективности работы АЭС.

Кроме того, развитие рынка ядерной энергетики и установление долгосрочных контрактов на поставку ядерного топлива также способствует

снижению издержек производства. Предсказуемость и стабильность поставок позволяют уменьшить риски и обеспечить более эффективное планирование деятельности атомных станций.

Эффективное управление экономической деятельностью АЭС требует комплексного подхода и постоянного мониторинга производственных процессов. Только таким образом можно обеспечить стабильную и эффективную работу атомных станций, снизить издержки производства и повысить экономическую эффективность отрасли в целом.

- Одним из важнейших направлений технологического усовершенствования АЭС является также внедрение новейших систем контроля за процессами производства и безопасности станции. Это включает в себя использование современных систем мониторинга и управления, а также автоматизированных систем диагностики и предотвращения аварийных ситуаций. Такие инновации позволяют значительно повысить надежность и эффективность работы атомных станций, а также обеспечить безопасность эксплуатации.

- Необходимо также отметить важность развития альтернативных источников энергии для дальнейшего развития энергетики. Параллельно с модернизацией и повышением эффективности работы атомных станций, важно развивать и внедрять другие виды энергетики, такие как солнечная, ветровая, гидроэнергетика и другие. Это позволит диверсифицировать и обеспечить устойчивость энергетической системе страны, а также снизить негативное воздействие на окружающую среду.

- Наконец, для успешного развития атомной энергетики необходимо уделять внимание обучению и поддержке кадрового потенциала в этой области. Повышение квалификации и профессионализма специалистов, работающих на атомных станциях, а также поддержка молодых специалистов и исследователей в области ядерной энергетики являются ключевыми моментами для обеспечения устойчивого развития отрасли.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе была рассмотрена модернизация по улучшению работы системы регулирования турбины (АСРЗ) при помощи внедрения электронного автомата безопасности. Предложенное решение дает возможность резервирования основной системы.

Рассмотрены также варианты аварийных ситуаций, которые могут возникнуть при отказе электрогидравлической системы регулирования. Проведены испытания на нагрузку с учетом всех возможных сценариев отказов и выявлены наиболее эффективные способы решения проблемных ситуаций.

Оценена работоспособность системы регулирования в экстремальных условиях, таких как перегрузка или аварийное отключение основных компонентов. Исследованы возможности использования запасных и резервных механизмов и определено их влияние на общую производительность энергоблока.

Подведены итоги и составлены рекомендации по оптимизации процесса регулирования и управления турбиной в экстренных ситуациях. Предложены пути повышения надежности и эффективности системы регулирования, а также улучшения процесса поддержания стабильности работы энергоблока во всех возможных сценариях эксплуатации.

В организационно-экономическом расчете были указаны особенности модернизация АСРЗ, так как достигается:

- экономия на стоимости оборудования;
- уменьшение эксплуатационных затрат;
- положительный годовой экономический эффект.

В результате модернизации автоматической системы регулирования и защиты турбины было достигнуто значительное улучшение работы оборудования. Сокращение периодичности испытаний системы от разгона

до уставки срабатывания автомата безопасности позволило существенно повысить эффективность работы турбины. Благодаря этому улучшению удалось увеличить ресурс лопаточного аппарата и обеспечить более стабильную работу всей системы.

Изменения в системе регулирования и защиты турбины также способствуют повышению надежности и безопасности работы оборудования. Современные технологии и алгоритмы управления позволяют оперативно реагировать на любые возможные поломки или отклонения в работе турбины, что в свою очередь минимизирует риск возникновения аварийных ситуаций. Благодаря этому, производственный процесс становится более надежным и безопасным для всех работающих на объекте.

В результате модернизации автоматической системы регулирования и защиты турбины удалось также снизить затраты на обслуживание и ремонт оборудования. Улучшенная система позволяет более точно контролировать работу турбины и оперативно выявлять любые неисправности, что помогает сократить время простоя и уменьшить расходы на техническое обслуживание. Это позволяет предприятию эффективно расходовать свои ресурсы и повышать конкурентоспособность на рынке.

Проверка противоразгонной защиты на работающей турбоустановке;

Исключение заброса частоты вращения турбоустановки выше уставки срабатывания ЭАБ при отключении генератора от сети или при переходе в асинхронный режим при срабатывании противоразгонной защиты по сигналу ускорения ротора.

Упрощение проверок систем автоматических защит от разгона турбины за счёт уменьшения выполняемых операций оперативным персоналом.

Для обеспечения безопасности и надежности работы автоматических систем безопасности при модернизации электрогидравлической системы регулирования необходимо провести комплексное исследование всех возможных вариантов изменений. Важно убедиться, что новая система не только повышает эффективность работы производства, но и при этом не снижает надежности автоматических систем безопасности.

С учетом потенциальной опасности повышения напряжения валопровода при повышении оборотов турбины, необходимо разработать специальные меры предотвращения подобных ситуаций. Это может включать в себя установку систем автоматического контроля за напряжением валопровода или проведение регулярной проверки параметров работы турбины.

В целом, при любых изменениях в автоматических системах безопасности и регулирования производства необходимо уделять особое внимание обеспечению безопасности и надежности работы оборудования. Только таким образом можно предотвратить серьезные аварии и увеличить эффективность производства.



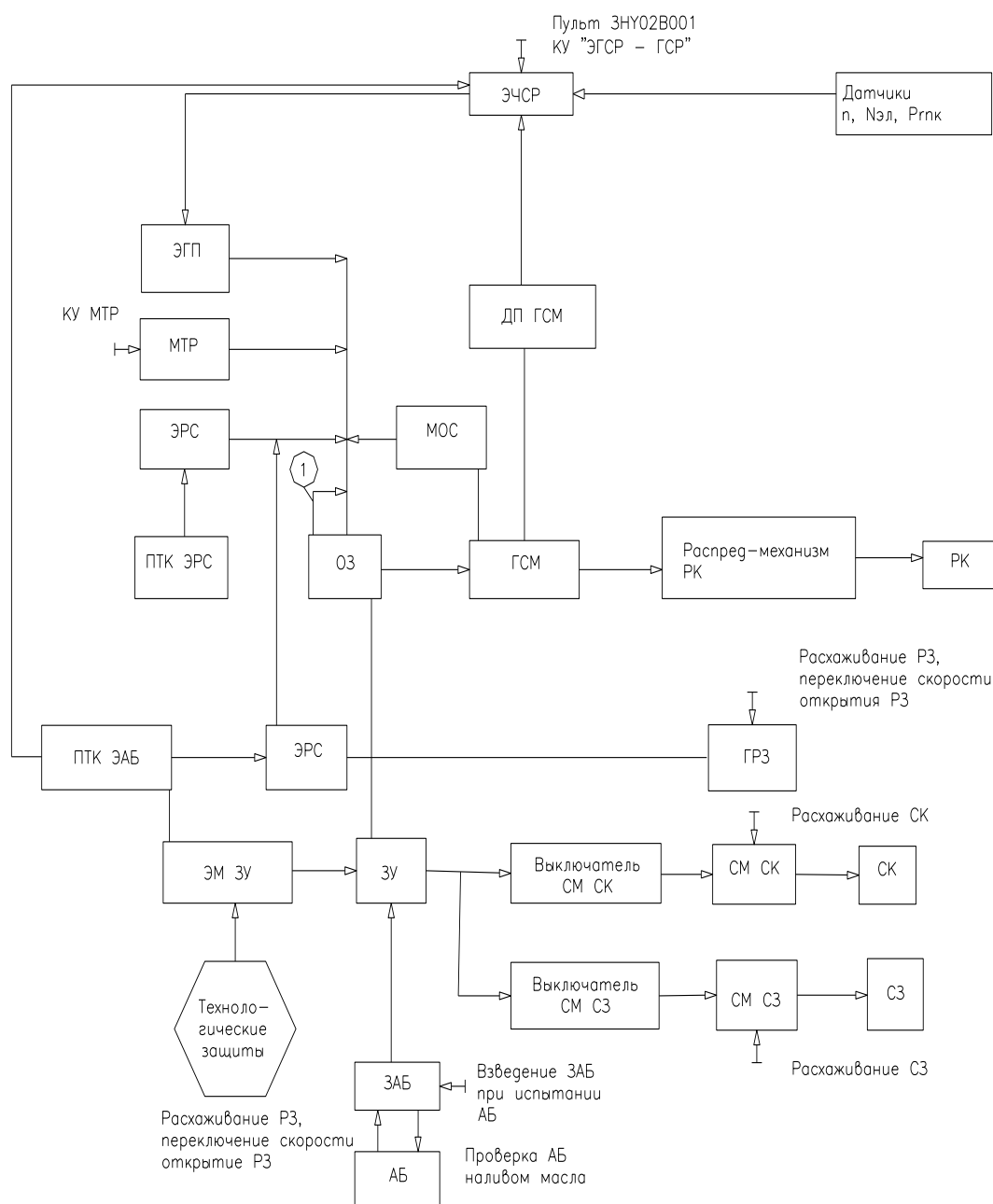
## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Правила устройства и безопасной эксплуатации оборудования и трубопроводов АЭУ. ПНАЭ Г-7-008-89, М.: Центр Принт, 2002. – 57с.
2. Письмо представителей «Турбоатом» 1-40-02/05-1826 от 06.11.2013. – техническая библиотека Ростовской АЭС, 2014. – 6 с.
3. Техническое задание на модернизацию электронной части ЭАБ энергоблока № 3 Ростовской АЭС. – техническая библиотека Ростовской АЭС, 2014, - 26 с.
4. Инструкция по эксплуатации. Электронная часть системы регулирования турбины К-1100-60/1500-2М. – техническая библиотека Ростовской АЭС, 2015. – 285 с.
5. Инструкция по эксплуатации. Автоматическая система регулирования и защиты турбины К-1100-60/1500-2М. – техническая библиотека Ростовской АЭС, 2015. – 127 с.
6. Протоколом АО «Концерн Росэнергоатом» «Ростовская атомная станция» № 25-2-13/65 от 17.01.2014г. – техническая библиотека Ростовской АЭС, 2014. – 8с.
7. Инструкция по определению экономической эффективности организационно-технических мероприятий, проводимых на энергопредприятиях. – техническая библиотека Ростовской АЭС, 2015. – 96 с.
8. Инструкция по эксплуатации. Турбина К-1100-60/1500-2М. – техническая библиотека Ростовской АЭС, 2016. – 187 с.
9. Якубенко И.А., Пинчук М.Э. Технологические процессы производства тепловой и электрической энергии на АЭС. Курс лекций/ Волгодонский институт (филиал) ЮРГТУ. – Новочеркасск: ЮРГТУ, 2009. – 252с.
10. В.М. Зорин. Атомные электростанции учебное пособие для ВУЗОВ: Москва издательский дом МЭИ, 2012. – 304с.

11. Техническое обслуживание и ремонт систем и оборудования атомных станций. Обеспечение качества. Основные положения. Концерн "Росэнергоатом", 2008г. – 24с.
12. Гуревич Ю.Е., Косов М.Г. Детали машин и основы конструирования: Машиностроение, 2012. – 592с.
13. Костюка А.Г. В.В. Фролова, Турбины тепловых и атомных электростанций. МЭИ 2001. – 488с.
14. Плютинский, В.И. Автоматическое управление и защита теплоэнергетических установок АЭС. – М. Энергоатомиздат, 1983. – 459 с.
15. Ривкин С.П. Александров А.А. – «Теплогидравлические свойства воды и водяного пара». – М. Энергоатомиздат, 1984. – 79 с.
16. Веллер В.Н. Регулирование и защита паровых турбин. – М. Энергоатомиздат, 1985. – 104 с.
17. Сергеев В.В. Регулирование турбин АЭС: Учеб. Пособие/ Иван. Энерг. ун-т. – Иваново, 1991. – 96 с.
18. Гавриленко А.В. Методические указания к написанию экономической части дипломного проекта ВИТИ НИЯУ МИФИ. Волгодонск, 2010. – 6с.
19. Рыжкин В.Я. Тепловые электрические станции: Учебник для теплоэнерг. спец. вузов. – М.-Л.: Энергия, 1967. – 400 с.
20. Антонова А.М., Воробьев А.В. – Атомные электростанции: учебное пособие. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2009. – 230 с.

# Приложение А

## Структурная схема АСРЗ



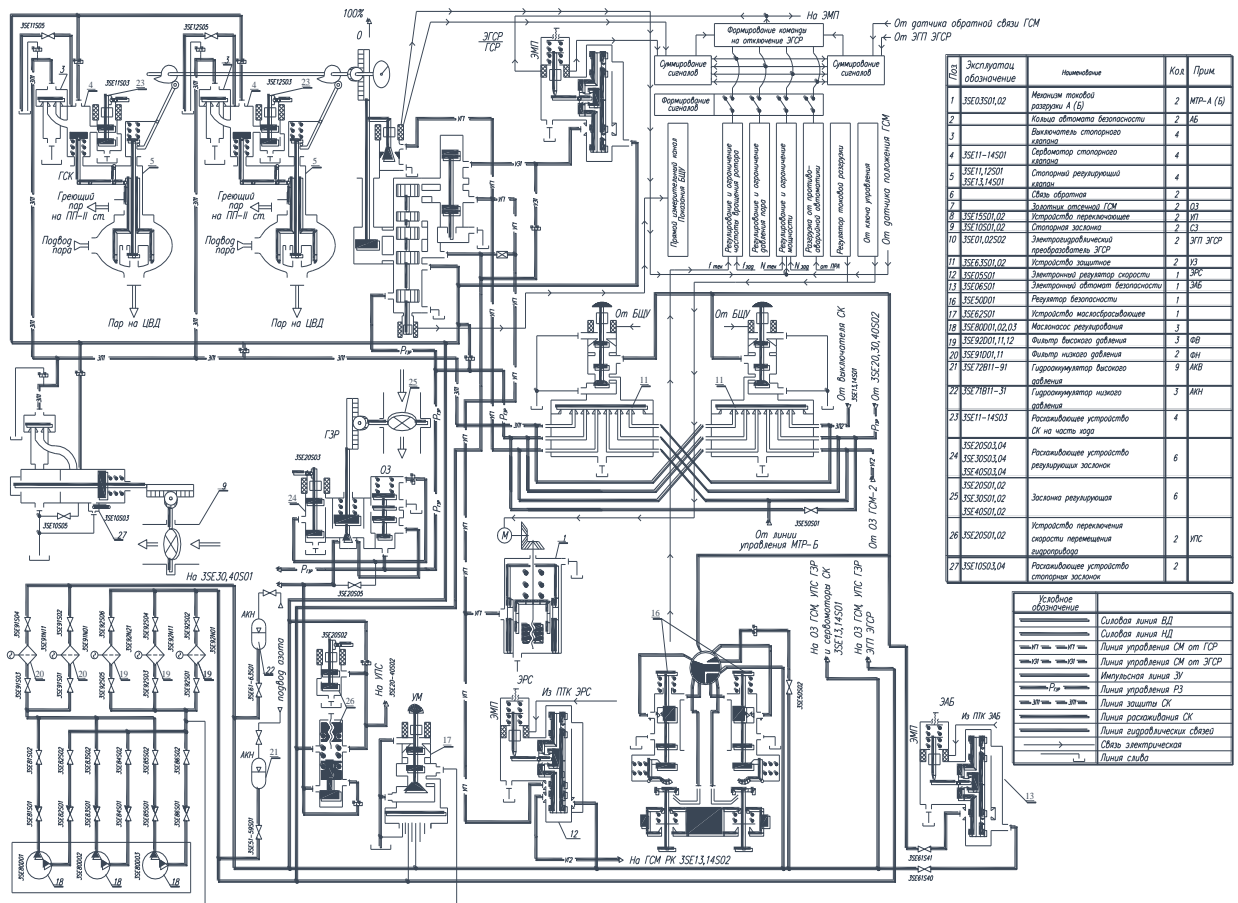
Типы связей и команд:

- > воздействие оператора
- -> гидравлическая
- ...> электрическая
- > механическая
- (1) самовыключение ОЗ

АБ – автомат безопасности  
 ГСМ – главный сервомотор  
 ДП – датчик положения  
 ГРЗ – гидропривод регулирующей заслонки  
 ЗАБ – блок золотников автомата безопасности  
 ЗУ – защитное устройство  
 КУ – ключ управления  
 МОС – механизм обратной связи  
 МТР – механизм токовой разгрузки  
 ПТК – программно-технический комплекс  
 РЗ – регулирующая заслонка  
 РК – регулирующий клапан  
 СЗ – стопорная заслонка  
 СК – стопорный клапан  
 СМ – сервомотор  
 ЭАБ – электронный автомат безопасности  
 ЭГП – электрогидравлический преобразователь  
 ЭЧСР – электрогидравлическая система регулирования  
 ЭРС – электронный регулятор скорости

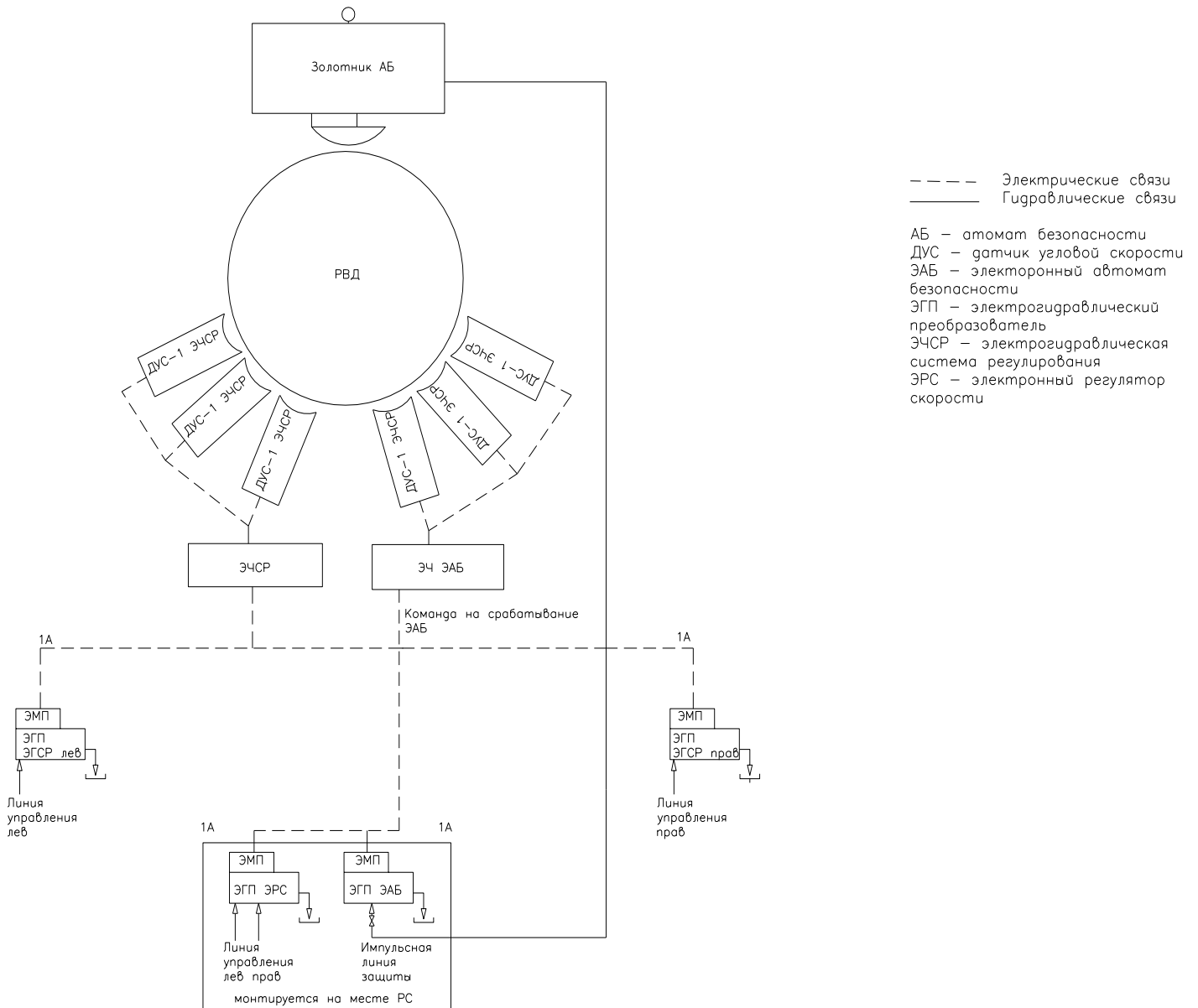
# Приложение Б

## Электрогидравлическая система регулирования



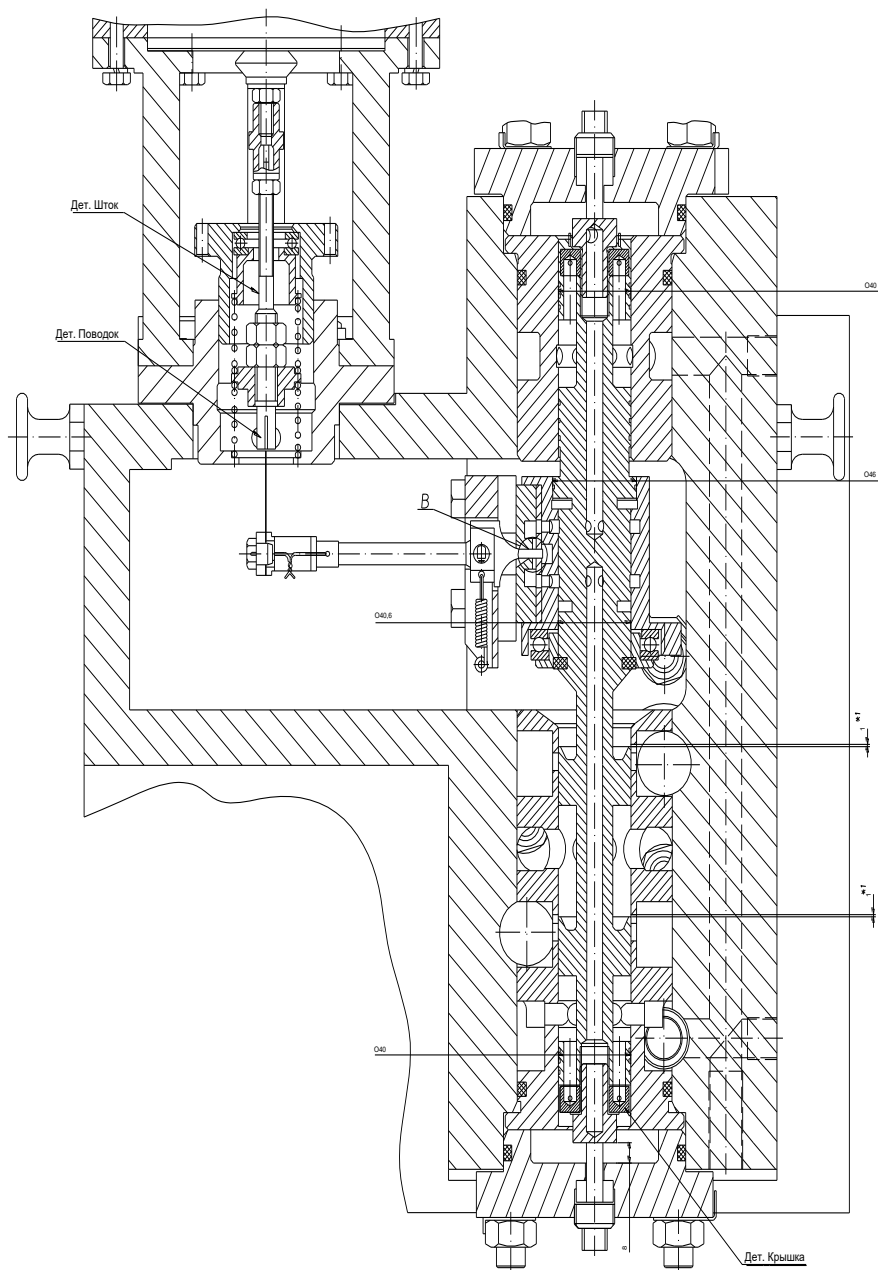
# Приложение В

## Структурная схема ЭАБ



# Приложение Г

## Конструкция электрогидропреобразователя



Министерство науки и высшего образования РФ  
Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Политехнический институт

институт

Кафедра теплотехники и гидрогазодинамики

кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

В.А. Кулагин

подпись

инициалы, фамилия

«26» июня 2024 г.

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Разработка автоматизированной системы управления

теплофикационной турбиной

тема

13.04.01. Теплоэнергетика и теплотехника

код – наименование направления

13.04.01.01 Энергетика теплотехнологий

код – наименование магистерской программы

Руководитель

Скуратов А.П.  
подпись, дата

профессор, доктор техн. наук  
должность, ученая степень

Скуратов А.П.  
инициалы, фамилия

Выпускник

Бутырин А.А.  
подпись, дата 21.06.24г.

Бутырин А.А.  
инициалы, фамилия

Рецензент

Истягин Е.К.  
подпись, дата

Начальник турбинного цеха  
Красноярской ТЭЦ-2  
должность, ученая степень

Истягин Е.К.  
инициалы, фамилия

Красноярск 2024