

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
САЯНО-ШУШЕНСКИЙ ФИЛИАЛ

Кафедра «Гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических
систем и электрических сетей»

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой

подпись _____ инициалы, фамилия
« ____ » _____ 2020 г.

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

**Модернизация системы теплового контроля гидроагрегатов Куршавской
группы ГЭС, ГЭС-1**

13.04.02.06. Гидроэлектростанции

13.04.02. Электроэнергетика и электротехника

Научный руководитель	подпись, дата	Заместитель начальника СРЗАиМ Филиала ПАО «РусГидро» - «Саяно- Шушенская ГЭС им. П.С. Непорожнего»	<u>А.Н. Сивцов</u> инициалы, фамилия
Выпускник	подпись, дата	Ведущий инженер участка ТАиВ СРЗАиМ Филиала ПАО «РусГидро» - «Каскад Кубанских ГЭС»	<u>О.А. Юдин</u> инициалы, фамилия
Рецензент	подпись, дата		<u>А.В. Татенко</u> инициалы, фамилия
Нормоконтролёр	подпись, дата		<u>А.А. Чабанова</u> инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2020

АННОТАЦИЯ

Тема магистерской диссертации: Модернизация системы теплового контроля гидрагрегатов Куршавской группы ГЭС, ГЭС-1.

Объём диссертации: составляет 57 страниц, 16 рисунков, 5 таблиц и 1 формулу.

Объектом исследования при написании диссертации является система теплового контроля гидроагрегатов ГЭС-1.

Предметом исследования является актуальность модернизации системы теплового контроля гидроагрегатов ГЭС-1 находящейся на юге России.

Ключевые слова: температура, термоконтроль, АСУ ТП, малые ГЭС, модернизация, диагностика, подшипники, датчики, мониторинг, дефект.

Магистерская диссертация состоит из аннотации, автореферата, содержания, введения, пяти глав, заключения, списка использованных источников.

АВТОРЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа в форме магистерской диссертации на тему «Модернизация системы теплового контроля гидроагрегатов Куршавской группы ГЭС, ГЭС-1».

Актуальность работы:

Основной задачей эксплуатации гидроагрегатов на ГЭС является обеспечение надежности их работы. Эта задача в определенной степени решается путем профилактических мер контроля параметров гидроагрегатов для раннего выявления и устранения дефектов, развитие которых может привести к аварийным отключением агрегатов. Применяемые в настоящее время, средства мониторинга состояния оборудования гидроагрегатов не совершенны.

Гидроагрегат – это сложное устройство, объединяющее в себе большое количество оборудования за которым должен выполняться постоянный мониторинг. Тепловое состояние узлов гидроагрегата является неотъемлемой частью эксплуатации и требует тщательного контроля и своевременных мер по предотвращению перегрева. Однако применяемые в настоящее время средства и методы мониторинга за тепловым состоянием оборудования на некоторых ГЭС устарели и не имеют достаточной эффективности и требуют модернизации.

Существующие на сегодня средства измерения и контроля за тепловым состоянием узлов гидроагрегата не столь эффективны. При росте температуры какого-либо узла гидроагрегата они подадут сигнал и последующее аварийное срабатывание, что будет означать о износе оборудования при работе в повышенных температурных режимах.

В связи с этим модернизация системы теплового контроля гидроагрегатов ГЭС-1 является актуальной.

Благодаря использованию современных средств измерения и контроля теплового состояния гидроагрегатов появляется возможность реализовать

полноценный автоматизированный мониторинг теплого состояния гидроагрегатов, возможность раннего выявления дефектов узлов гидроагрегата.

Цель работы:

Целью данной диссертационной работы является доказательство актуальности модернизации системы теплового контроля гидроагрегатов ГЭС-1.

Основные задачи:

- 1) Анализ существующей системы теплового контроля гидроагрегатов.
- 2) Изучение действующего оборудования и нормативно-технической документации.
- 3) Сбор и анализ данных полученных с существующих датчиков системы теплового контроля гидроагрегатов.
- 4) Анализ преимуществ современных устройств измерения температуры.
- 5) Расчёт количества датчиков измерения теплового состояния.
- 6) Определение предварительных уставок срабатывания.

Методы исследования:

В выполнения научного исследования были применены методы теоретического и эмпирического характера. Так же были использованы методы обобщения и визуального анализа.

Научная новизна и прикладная польза проводимого исследования заключается в разработке системы автоматизированного теплового контроля гидроагрегатов малой ГЭС, выборе уставок срабатывания сигнализации на сигнал аварийный останов, анализе и выявлении недостатков существующей системы теплового контроля.

Апробация работы:

Основные результаты исследований докладывались и обсуждались на Всероссийской научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов «Гидроэлектростанции в XXI веке» Саяно-Шушенского филиала Сибирского Федерального университета в рп. Черемушки в 2019 и 2020 годах.

Структура и объём диссертации: диссертация состоит из аннотации, автореферата, содержания, введения, пяти глав, заключения, списка использованных источников. Она включает: 57 страниц текста, 16 рисунков, 5 таблиц и 1 формулу.

Ключевые слова: температура, термоконтроль, АСУ ТП, малые ГЭС, модернизация, диагностика, подшипники, датчики, мониторинг, дефект.

ABSTRACT

The final qualifying work in the form of a master's thesis on the topic "Modernization of the thermal control system of hydraulic units of the Curonian Energy Group, HPP-1".

Relevance of work:

The main task of operating hydraulic units at hydroelectric power plants is to ensure the reliability of their work. To a certain extent, this problem is solved by preventive measures to control the parameters of hydraulic units for the early detection and elimination of defects, the development of which can lead to emergency shutdowns of units. Currently used tools for monitoring the status of equipment of hydraulic units are not perfect.

A hydraulic unit is a complex device that combines a large number of equipment for which constant monitoring should be performed. The thermal state of the units of the hydraulic unit is an integral part of the operation and requires careful monitoring and timely measures to prevent overheating. However, the currently used tools and methods for monitoring the thermal state of equipment at some hydroelectric stations are outdated and do not have sufficient efficiency and require modernization.

The existing instruments for measuring and monitoring the thermal state of units of a hydraulic unit are not so effective. If the temperature of any unit of the hydraulic unit increases, they will give a signal and subsequent emergency operation, which will mean that the equipment is worn out when operating in elevated temperature conditions.

In this regard, the modernization of the thermal control system of hydroelectric power stations HES-1 is relevant.

Thanks to the use of modern means of measuring and monitoring the thermal state of hydraulic units, it becomes possible to implement full-fledged automated monitoring of the warm state of hydraulic units, the possibility of early detection of defects in units of a hydraulic unit.

Objective:

The purpose of this thesis is to prove the relevance of modernization of the thermal control system of hydroelectric power stations HES-1.

Main goals:

- 1) Analysis of the existing thermal control system of hydraulic units.
- 2) Study of operating instructions for existing equipment and regulatory and technical documentation.
- 3) Collection and analysis of data obtained from existing sensors of the thermal control system of hydraulic units.
- 4) Analysis of the advantages of modern temperature measuring devices.
- 5) Calculation of the number of nodes measuring the thermal state.
- 6) Definition of preliminary settings of equipment.

Research Methods:

In carrying out scientific research, theoretical and empirical methods were applied. Generalization and visual analysis methods were also used.

The scientific novelty and applied benefits of the research is to develop an automated thermal control system for hydraulic units of a small hydroelectric power station, select the alarm settings for a signal and an emergency stop, analyze and identify the shortcomings of the existing thermal control system.

Testing work:

The main research results were reported and discussed at the All-Russian scientific-practical conference of young scientists, graduate students and students of "Hydroelectric Power Station in the XXI Century" of the Sayano-Shushensky branch of the Siberian Federal University in the Republic of Poland. Cheryomushki in 2019 and 2020.

The structure and scope of the dissertation: the dissertation consists of an abstract, abstract, content, introduction, five chapters, conclusion, list of sources used. It includes: 57 pages of text, 16 pictures, 5 tables and 1 formula.

Keywords: temperature, thermal monitoring, process control systems, small hydroelectric power stations, modernization, diagnostics, bearings, sensors, monitoring, defect.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	11
1 Обзор вопроса состояния современного измерения температуры	12
1.1 Обоснование актуальности модернизации теплового контроля.....	12
1.2 Назначение теплового контроля гидроагрегатов.....	13
1.3 Причины нагрева подшипников гидроагрегата	14
1.4 Устройства для измерения температуры.....	15
1.4.1 Жидкостные стеклянные термометры.....	15
1.4.2 Манометрические термометры	16
1.4.3 Биметаллические и дилатометрические термометры.....	17
1.4.4 Термоэлектрические преобразователи	18
1.4.5 Термопреобразователи сопротивления	19
1.4.6 Пирометры	19
2 Исходные данные исследуемого объекта	21
2.1 Описание Каскада Кубанских ГЭС	21
2.2 Параметры гидроагрегата	23
2.3 Расположение установленных датчиков теплового контроля	25
2.4 Устройства измерения температуры ТКП 160.....	27
2.5 Устройства измерения температуры TPM-202 ОВЕН.....	30
3 Исследование и анализ собранных данных теплового контроля гидроагрегатов ГЭС-1	36
4 Современные устройства измерения	40
4.1 Преимущества цифровых устройств измерения температуры	40

4.2 Обзор и предложения по модернизации действующей системы теплового контроля гидроагрегатов	40
4.3 Сбор и первичная обработка аналоговых, дискретных и числоимпульсных сигналов от первичных датчиков	43
4.4 Техническая диагностика и самодиагностика средств ПТК	44
4.5 Контроль достоверности входной информации	45
4.6 Архивирование данных.....	46
5 Контролируемые узлы измерения температуры гидроагрегата	49
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	53
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	55

ВВЕДЕНИЕ

Основной задачей эксплуатации гидроагрегатов на ГЭС является обеспечение надежности их работы. Эта задача в определенной степени решается путем профилактических мер контроля параметров гидроагрегатов для раннего выявления и устранения дефектов, развитие которых может привести к аварийным отключением агрегатов. Применяемые в настоящее время средства мониторинга состояния оборудования гидроагрегатов не совершенны.

Качество функционирования автоматизированных систем управления во многом определяется уровнем получения первичной информации. При эксплуатации гидроагрегата измеряется большое количество параметров, одним из которых является температура. Получение достоверной информации о параметрах технологических процессов является одним из главных факторов, влияющих на работу систем автоматизации и мониторинга.

1 Обзор вопроса состояния современного измерения температуры

1.1 Обоснование актуальности модернизации теплового контроля

Большая часть аварий в энергосистеме происходит по причине нарушений в работе противоаварийной автоматики и средств технологического управления из-за ежегодного роста количества оборудования, отработавшего свой ресурс. Данное оборудование нуждается в модернизации, либо замене на новое. Оборудование гидроэлектростанций России находится в эксплуатации около 50 лет и уже выработало свой нормативный срок службы, в связи с этим вопрос риск его аварийного отказа и выхода из работы.

Сегодня отчётливо просматривается тенденция сокращения финансирования плановых ремонтных работ, в том числе за счёт регламентных, что приводит к локальным и крупным авариям на энергопредприятиях.

Во время эксплуатации гидроагрегата меняются его режим работы и параметры. Соответственно необходимо осуществлять непрерывный контроль за его состоянием, производить оценку его надежности и безопасной эксплуатации.

Автоматизированные системы контроля и диагностики (АСДК) состояния оборудования электростанций уже достаточно широко распространены на крупных ГЭС таких, как: Саяно-Шушенская ГЭС, Жигулевская ГЭС и др. Методы диагностики АСДК в основном ориентированы на нахождение причин появления различных дефектов и предотвращение аварий на оборудовании путем проведения дополнительных измерений, записи полученных измерений и анализа.

На исследуемой ГЭС в настоящее время установлено два вида устройств для измерения температуры. Получение и фиксация информации с этих приборов, а так же весь контроль ведутся с записью в журнал теплового контроля с периодичностью раз в сутки, либо чаще (в зависимости от условий работы). Далее записанные данные отправляются в службу мониторинга.

В данной работе будет предложена практическая возможность перехода к современным, технологичным средствам измерения температуры различных узлов гидроагрегата и возможность создания системы диагностики собранной информации для предотвращения возможных аварийных ситуаций.

1.2 Назначение теплового контроля гидроагрегатов

Система теплового контроля гидроагрегата предназначена для:

- непрерывного автоматического контроля и регистрации теплового состояния узлов гидроагрегата с формированием и передачей предупредительных и аварийных сигналов об отклонениях температурных параметров контролируемого оборудования от заданных уставками значений в систему сигнализации по цифровым и дискретным каналам связи;
- формирования и передачи предупредительных сигналов о неисправности самой системы теплового контроля в систему сигнализации;
- формирования и передачи аварийного сигнала в систему технологической автоматики гидроагрегата для последующего аварийного останова гидроагрегата по физическому (дискретному) каналу связи и блокировки пуска гидроагрегата по температурным параметрам;
- формирования и передачи информации о температурном режиме узлов гидроагрегата в АСУ ТП ГЭС-1;
- автоматического контроля исправности оборудования, элементов системы теплового контроля, состояния измерительных цепей системы теплового контроля и вывода из работы неисправных измерительных каналов.

1.3 Причины нагрева подшипников гидроагрегата

Одними из ответственных частей гидроагрегата является подшипники. Совершенство их конструкции, безотказность при длительной работе определяют надежность эксплуатации гидроагрегата в целом, а так же его эксплуатационное и вибрационное состояние.

Нагрузка на подшипники вертикальных гидроагрегатов достигает больших значений. Для нормальной работы подшипников должны соблюдаться условия такие, как наличие масляного слоя и достаточного уровня масла в маслованне, отсутствие примесей в масле, достаточный зазор, отвод тепла через маслоохладители.

Сила трения, возникающая в направляющих и опорных подшипниках гидроагрегата, приводит к нагреву сегментов, а в последствии к снижению КПД, раннему выходу из работы ГА, увеличению затрат на ремонт и времени ремонта, возможным аварийным отключениям. Исходя из опыта эксплуатации мы знаем, что со временем вибрация ГА возрастает. Это связано с износом направляющих подшипников агрегата, ухудшением крепления различных узлов таких, как: домкраты статора генератора, крепление крестовин и вкладышей подшипников.

Постоянное наблюдение за уровнем вибрации и тепловым режимом позволяет эксплуатационному персоналу вовремя обнаружить отклонение от нормального режима работы гидроагрегата. Предлагаемая модернизация мониторинга состояния позволит вести непрерывный контроль, и повысит его качество.

Повышение температуры подшипников гидроагрегата так, же происходит по причине действия повышенных динамических сил возникающих в ряде случаев:

- Небаланс ротора генератора;
- Внутреннее трение в материале вала;
- Неправильная центровка;

- Трение в подшипниках с зазором или задевание вращающихся частей о неподвижные;
- Геометрия основных узлов гидроагрегата.

1.4 Устройства для измерения температуры

Температура является одним из основных параметров, измеряемых при работе гидроагрегата. Температура – величина, характеризующая степень «нагретости» тела, т. е. температура характеризует тепловое состояние вещества и пропорциональна средней кинетической энергии E его молекул:

$$T = \frac{2}{3} \cdot k \cdot E, \quad (1)$$

где $k=1,38 \cdot 10^{-23}$ Дж/К – постоянная Больцмана.

Непосредственное измерение температуры невозможно. Количественная оценка температуры возможна только при сравнении показаний термометра с некоторой эталонной температурой.

1.4.1 Жидкостные стеклянные термометры

Принцип действия стеклянных жидкостных термометров основан на тепловом расширении жидкостей. При изменении температуры изменяется объем термометрической жидкости, при этом изменяется уровень жидкости в капилляре, по которому отсчитывается значение температуры.

На рисунке 1 показан пример жидкостного термометра.

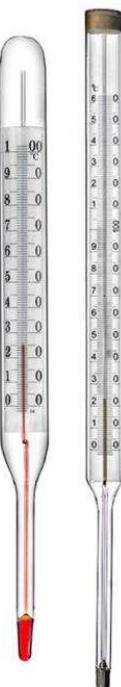


Рисунок 1 - Жидкостный термометр

1.4.2 Манометрические термометры

Действие манометрического термометра основано на зависимости давления рабочего вещества в замкнутом объеме от температуры. В зависимости от рабочего вещества различают газовые, жидкостные и конденсационные термометры. Данные термометры, используются на ГЭС и сегодня. Но они устаревают, требуют замены. Далее разберем данный вид термометра более подробно.

На рисунке 2 показан пример манометрического термометра.



Рисунок 2 - Манометрические термометры

1.4.3 Биметаллические и дилатометрические термометры

Принцип действия биметаллических термометров основан на различии температурных коэффициентов линейного расширения металлических пластин, сваренных или спаянных, либо склеенных между собой по всей плоскости соприкосновения.

Нагревание приводит к деформации такой термобиметаллической пластины, которая изгибается в сторону металла с меньшим коэффициентом линейного расширения. Дилатометрические и биметаллические термометры для непосредственных измерений температуры применяются сравнительно редко.

На рисунке 3 показан пример биметаллического термометра.

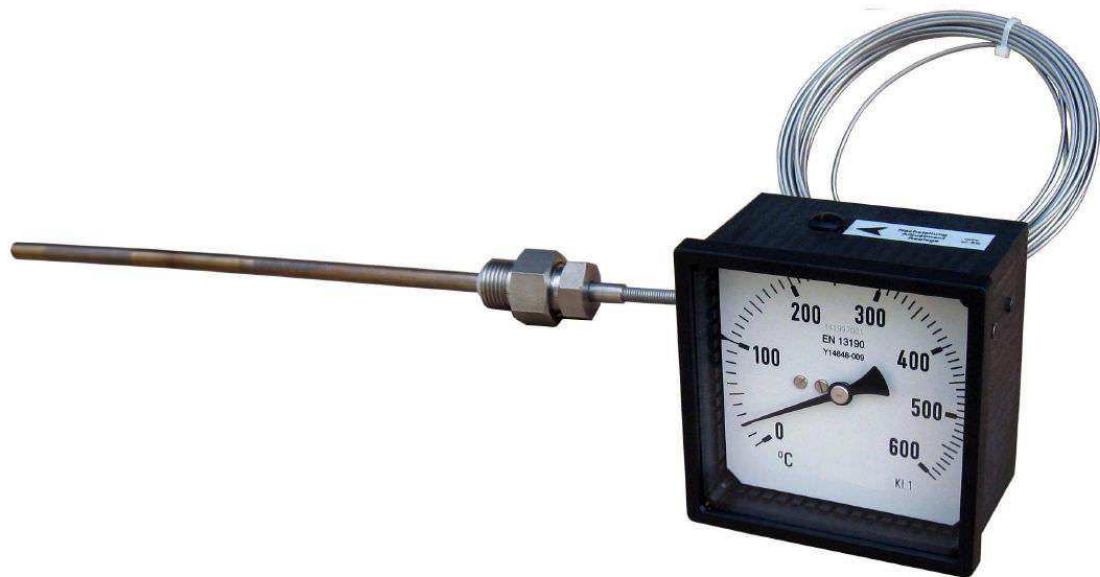


Рисунок 3 – Биметаллический термометр

1.4.4 Термоэлектрические преобразователи

Термоэлектрические преобразователи, как и термопреобразователи сопротивления, являются наиболее распространенными средствами измерения температуры.

Термоэлектрический метод измерения температуры основан на зависимости термоэлектродвижущей силы (термоЭДС), развиваемой термопарой от температуры ее рабочего конца.

На рисунке 4 показан пример термоэлектрического преобразователя.



Рисунок 4 – Термоэлектрический преобразователь

1.4.5 Термопреобразователи сопротивления

Принцип действия термопреобразователя сопротивления основан на свойстве проводников и полупроводников изменять свое электрическое сопротивление при изменении их температуры.

Данный вид измерителя имеет большую точность и высокую надежность. Сегодня измерение температуры данным видом устройств ведется на большинстве станций. Большой плюс заключается в том, что полученные значения легко передаются на компьютер для выполнения дальнейших операций. По внешнему виду термопреобразователь сопротивления практически такой же как и термоэлектрический преобразователь.

1.4.6 Пирометры

Для измерения температуры тела по тепловому излучению используют бесконтактные средства измерения или пирометры. Связано это с тем, что спектральная энергетическая яркость тела увеличивается при увеличении его температуры. В зависимости от измеряемого спектра пирометры разделяют на квазимонохроматические и пирометры полного излучения. Пирометры очень

удобны для измерения температуры токопроводов, находящихся под напряжением, либо находящихся на расстоянии или в движении.

На рисунке 5 показан пример пирометра.



Рисунок 5 – Пирометр

2 Исходные данные исследуемого объекта

2.1 Описание Каскада Кубанских ГЭС

Каскад Кубанских ГЭС – комплекс ГЭС и ГАЭС на Большом Ставропольском канале, состоящий из трех групп ГЭС: Куршавской, Барсучковской и Сенгилеевской.

В Каскаде Кубанских ГЭС девять гидроэлектростанций и одна гидроаккумулирующая станция - все деривационного типа, расположенные в руслах Большого Ставропольского и Невинномысского каналов и являющиеся их составной частью. ГАЭС, ГЭС-1, ГЭС-2, ГЭС-3 и ГЭС-4 расположены на Большом Ставропольском канале, водозаборный узел канала находится у города Усть-Джегута. Свистухинская, Сенгилеевская, Егорлыкская и Новотроицкая ГЭС работают на воде Невинномысского канала, водозаборный узел которого находится у города Невинномысска. Гидрооборужения находятся на территории двух субъектов Российской Федерации — Карачаево-Черкесской Республики и Ставропольского края [1].

По состоянию на 2020 год, ведется строительство Барсучковской малой ГЭС мощностью 5,25 МВт (на выравнивающем водохранилище Кубанской ГЭС-4), Усть-Джегутинской МГЭС мощностью 5,6 МВт (на Усть-Джегутинском гидроузле) и Красногорских МГЭС общей мощностью 49,8 МВт (на реке Кубань выше Усть-Джегутинского гидроузла). Запланировано строительство Нижне-Красногорской МГЭС мощностью 23 МВт на реке Кубань.

Куршавские гидроэлектростанции — группа ГЭС и ГАЭС на Большом Ставропольском канале, в Карачаево-Черкесии. Состоит из Кубанской ГАЭС мощностью 15,9 МВт, Кубанской ГЭС-1 мощностью 37 МВт, Кубанской ГЭС-2 мощностью 184 МВт.

На рисунке 5 представлена схема Куршавской группы ГЭС.

Территория Карачаево-Черкесской республики группа Куршавских ГЭС

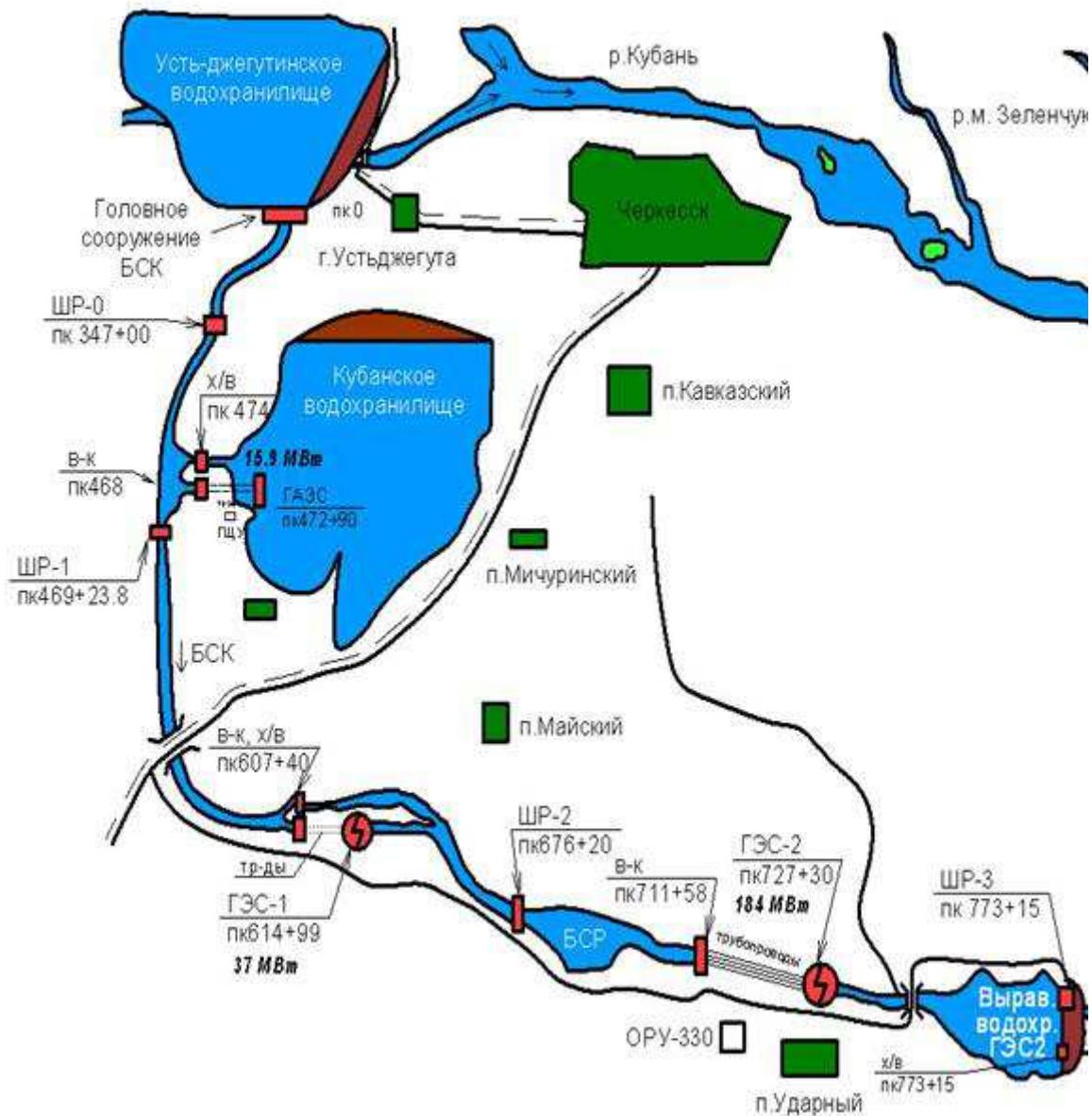


Рисунок 5 – Схема Куршавской группы ГЭС

Барсучковские гидроэлектростанции — группа ГЭС на Большом Ставропольском и Невинномысском каналах, в Ставропольском крае. Состоит из Кубанской ГЭС-3 мощностью — 87 МВт, Кубанской ГЭС-4 мощностью — 78 МВт и Свистухинской ГЭС мощностью — 11 МВт.

Сенгилеевские гидроэлектростанции – группа ГЭС на Невинномысском канале и реке Егорлык, в Ставропольском крае. Состоит из Сенгилеевской ГЭС

мощностью 15 МВт, Егорлыкской ГЭС мощностью 30 МВт, Егорлыкской ГЭС-2 мощностью 14 МВт и Новотроицкой ГЭС мощностью 3,7 МВт.

2.2 Параметры гидроагрегата

Гидроагрегаты ГЭС-1 состоят из генератора, турбины и вспомогательного оборудования согласно [2]:

- Тип генератора ВГС-525/119-32;
- Тип турбины РО-702-ВМ-250;
- Номинальная мощность генератора 18500 кВт;
- Номинальное напряжение статора 10,5 кВ;
- Номинальная частота вращения 187,5 об/мин;
- Напор 47,48 м;
- Максимальный КПД 92%;
- Общий вес генератора 210т.

ВГС – вертикальный гидрогенератор синхронный; 525 – наружный диаметр активной стали в сантиметрах; 119 – активная длина сердечника статора (высота с вентиляционными каналами) в сантиметрах; 32 – количество плюсов. Гидроагрегат вертикального исполнения, подвесного типа с подпятником, двумя направляющими подшипниками, с возбудителем и регуляторным генератором, размещенным на верхней крестовине. Имеет замкнутую систему вентиляции с охлаждением воздуха посредством 6-ти водяных охладителей, закрепленных к наружной обшивке статора, с расходом воды 200 м³/час. Система смазки подпятника и направляющих подшипников – замкнутая внутри масляных ванн, где расположены охладители. Контроль температуры подпятника, подшипников, обмотки статора, активной стали статора и воздуха, осуществляется термометрами сопротивления и термосигнализаторами.

Верхняя грузонесущая крестовина сварной конструкции мостового типа. В центральной части крестовины размещены: под пятник, верхний направляющий подшипник и маслоохладители. Объем масла в ванне составляет 3,9м³.

Нижняя крестовина представляет собой цельносварную конструкцию лучевого типа. В центральной части крестовины размещены нижний направляющий подшипник и маслоохладители. На лапах нижней крестовины установлены тормоза - домкраты. Объем масла в ванне составляет 0,4 м³.

Под пятник рассчитан на восприятие вертикальной нагрузки от веса ротора генератора с валом, рабочего колеса турбины с валом и реакции воды. Под пятник имеет гладкий шлифованный диск (зеркало) и 8 эластичных металлопластиковых сегментов. Сегмент опирается на торцевую часть демпфирующих тарелок, которые в свою очередь опираются на сферическую поверхность опорных винтов, вворачиваемых в корпус под пятника.

Направляющие подшипники состоят из комплекта сегментов — 8 шт., рабочая поверхность которых залита баббитом марки Б-16 и служит для восприятия радиальных нагрузок от вращения подвижных частей гидроагрегата.

Предельные температуры сегментов:

- Под пятник - 65°C;
- ВГП и НГП - 70°C;
- Турбинный подшипник - 70°C.

Маслоохладители выполнены в виде отдельных секций с горизонтально расположенными U - образными гладкими трубками в верхней ванне и с вертикально расположенными U - образными гладкими трубками в нижней ванне.

Воздухоохладители выполнены в виде отдельных секций с вертикальным расположением охлаждающих трубок. Для увеличения теплоотдачи на трубы навита и припаяна медная гофра.

2.3 Расположение установленных датчиков теплового контроля

В данном пункте рассмотрим места расположения установленных датчиков теплового контроля гидроагрегатов.

На рисунке 6 представлено место установки датчиков теплового контроля в сегментах под пятника.



Рисунок 6 – Расположение ТСП и термобаллона ТКП 160 на сегментах под пятника

На рисунке 7 представлено место установки датчиков теплового контроля в сегментах турбинного подшипника.



Рисунок 7 – Расположение ТСП и термобаллона ТКП 160 на сегментах турбинного подшипника

2.4 Устройства измерения температуры ТКП 160

На гидроагрегатах ГЭС-1 применяются два вида устройств для контроля температуры сегментов подпятника, подшипников (верхнего направляющего, нижнего направляющего и турбинного), а также воздухоохладителей гидрогенератора. Это термометры манометрические конденсационные показывающие сигнализирующие типа ТКП 160, используемые в гидромеханических защитах гидроагрегата, и современные цифровые измерители - регуляторы температуры типа ТРМ-202 ОВЕН, которые на данный момент находят ограниченную сферу применения и используются лишь показательно.

ТКП 160 представлен – на рисунке 8.



Рисунок 8 - ТКП 160

Устройства ТКП 160 были установлены в 1967 году. Термометр манометрический конденсационный показывающий сигнализирующий представляет собой герметичную заполненную термосистему, которая состоит из термобаллона, погруженного в измеряемую среду, соединительного тонкого капилляра, манометрической трубчатой пружины, один конец которой впаян в полый держатель, соединенный с капилляром. Другой конец трубчатой пружины с помощью поводка связан с сектором, который соединен зубчатым зацеплением с трибкой, на оси которой установлена указательная стрелка. Существенным недостатком ТКП 160 является систематическая погрешность, связанная с зависимостью объема пружины от температуры в помещении, где она расположена. Так же в ходе эксплуатации были выявлены такие недостатки, как залипание показателя, деформация термобаллона либо его разрушение и дальнейший выход из строя всего датчика, перегиб капилляра, сложность калибровки, отсутствие возможности быстрого изменения уставки срабатывания, труднодоступность запасных частей [3].

На данный момент все гидромеханические защиты гидроагрегата ГЭС-1 подключены к ТКП 160.

В таблице 1 представлены Технические характеристики ТКП 160.

Таблица 1 – Технические характеристики ТКП 160

Наименование	Значение			
Пределы измерений, °C	-25...+75	0...+120	+100...+200	+200...+300
Заполнитель термосистемы	Хладон 22	Метил хлористый	Ацетон	Толуол
Класс точности	1,5; 2,5			
Длина соединительного капилляра, м	0,6; 1,0; 1,6; 2,5; 4,0; 6,0; 10; 12; 16; 25			
Глубина погружения термобаллона, мм	125; 160; 200; 250; 315; 400; 500			
Диаметр термобаллона, мм	12; 14; 16			16
Материал термобаллона	Латунь ЛС-59, нерж.сталь			Нерж.сталь
Вид защитной оболочки капилляра	А - медная, Б - полиэтиленовая			А - медная

Продолжение таблицы 1

Наименование	Значение
Исполнение корпуса	H – настенное, Щ – щитовое, Ш – штампованый, Л - литой
Разрывная мощность контактов сигнализирующего устройства, ВА	50
Климатическое исполнение по ГОСТ 15150	УХЛ2, Т2, ТВ3
Напряжение внешних коммутируемых цепей переменного тока, В	220 В/50 Гц для исполнений УХЛ2, Т2; 250 В/60 Гц для исполнения ТВ3
Степень пылевлагозащиты	IP43
Группа виброустойчивости	L3 по ГОСТ 12997-84
Межповерочный интервал	1 год
Гарантийный срок эксплуатации	60 месяцев
Срок службы, не менее	10 лет

На рисунке 9 изображена стойка ТКП 160.



Рисунок 9 – Стойка ТКП 160 гидроагрегата №1

2.5 Устройства измерения температуры ТПМ-202 ОВЕН

Устройства ТПМ-202 ОВЕН были установлены в 2010 году. Измерители-регуляторы двухканальные ТПМ-202 предназначены для измерения и автоматического регулирования температуры, а также других физических параметров, значение которых первичными преобразователями (далее «датчиками») может быть преобразовано в унифицированный сигнал постоянного тока или напряжения. Информация о любом из измеренных физических параметров отображается в цифровом виде на встроенном

четырехразрядном цифровом индикаторе. Класс точности ТРМ 202 для термометров сопротивления составляет 0,25.

На рисунке 10 изображен измеритель-регулятор ТРМ-202 ОВЕН.



Рисунок 10 - Измеритель-регулятор ТРМ-202 ОВЕН

Так же имеется порт RS-485, то есть возможность отправлять данные через преобразователь RS-485<->USB на автоматизированное рабочее место начальника смены станции ГЭС (далее АРМ НСС ГЭС-1), что является существенным преимуществом по сравнению с ТКП.

Учитывая вышесказанное, ТРМ позволяет организовывать автоматизированный непрерывный контроль температуры узлов гидроагрегата. На данный момент осуществление контроля температуры ведется вручную, с записью данных в журнал с периодичностью раз в сутки. Одной из функций ТРМ-202 является коррекция измерений. Для устранения начальной погрешности преобразования входных сигналов и погрешностей, вносимых соединительными проводами, измеренное прибором значение может быть откорректировано. Сегодня ТРМ-202 работают лишь показательно, к ним не подключены гидромеханические защиты гидроагрегата.

На рисунке 11 представлена панель измеритель-регуляторов ТРМ 202 Овен.



Рисунок 11 – Панель измеритель-регуляторов TPM 202 Овен

TPM-202 получают данные с термопреобразователей сопротивления типа ТСП 9201 (платиновое термосопротивление) и ТСМ 9201 (медное термосопротивление) предназначенные для измерения температуры жидких, газообразных сред и твердых тел, не разрушающих защитную арматуру.

Термопреобразователи сопротивления установлены в сегментах подшипников гидроагрегата и на воздухоохладителях генератора.

Платиновые и медные термопреобразователи сопротивления ТСП-9201, ТСМ-9201 с коммутационной (клеммной) головкой предназначены для

измерения температуры жидких, газообразных сред и твердых тел, не разрушающих защитную арматуру, в диапазоне -196 ... +600°C. Классы допуска А,В,С. Термопреобразователи ТСП-9201, ТСМ-9201 имеют общепромышленное исполнение и предназначены для эксплуатации во взрывобезопасных условиях. Могут быть выполнены с антикоррозийным фторопластовым покрытием для измерения температуры кислых и щелочных сред в пределах до +200°C. Сертифицированы и зарегистрированы в Государственном реестре средств измерений.

Принцип действия термопреобразователей основан на свойстве металла (платины или меди) изменять свое электрическое сопротивление с изменением температуры. Термопреобразователи сопротивления состоят из чувствительного элемента и наружной арматуры. Чувствительный элемент представляет собой платиновую спираль, расположенную в двухканальной керамической трубке (при наличии двух чувствительных элементов две спирали размещаются в четырехканальной керамической трубке), дополнительно заполненной керамическим порошком, который служит изолятором, создает эффект подпружинивания спирали и обладает ингибиторными свойствами.

Наружная арматура термопреобразователя состоит из защитного стального корпуса с головкой из пресс-материала.

В головке размещается контактная колодка с зажимными гайками для присоединения проводов, соединяющих термопреобразователь с измерительным устройством. Термопреобразователь является однофункциональным, невосстанавливаемым, неремонтируемым, одноканальным или двухканальным изделием в зависимости от конструктивного исполнения.

Проверка термопреобразователей сопротивления производится в соответствии с ГОСТ8.461-82 «ГСИ. Термопреобразователи сопротивления. Методы и средства поверки». Межповерочный интервал - три года.

В таблице 2 представлены технические характеристики термопреобразователей сопротивления ТСП-9201 и ТСМ-9201.

Таблица 2 - Технические характеристики термопреобразователей сопротивления ТСП-9201 и ТСМ-9201

Параметр	Термопреобразователь сопротивления	
	ТСП-9201	ТСМ-9201
Диапазон измеряемых температур, °C	-196 ... +600°C	
Номинальная статическая характеристика	50П; 100П	50М; 100М
Класс допуска	A; B	B; C
Время термической реакции, с	6,5; 20; 40	20; 40
Степень защиты от пыли и воды	IP55	
Номинальное значение а, °C»1	0,00391	0,00428
Материал защитной арматуры	сталь 12Х18Н10Т сталь Х23Ю5	Сталь 12Х18Н10Т
Диапазон условных давлений, МПа	0,4; 6,3; 10	
Исполнение по виброустойчивости	N3	
Вид климатического исполнения	У2, Т2	
Средняя наработка до отказа, ч	70000	

На рисунке 12 представлены термопреобразователи сопротивления ТСП-9201 и ТСМ-9201.

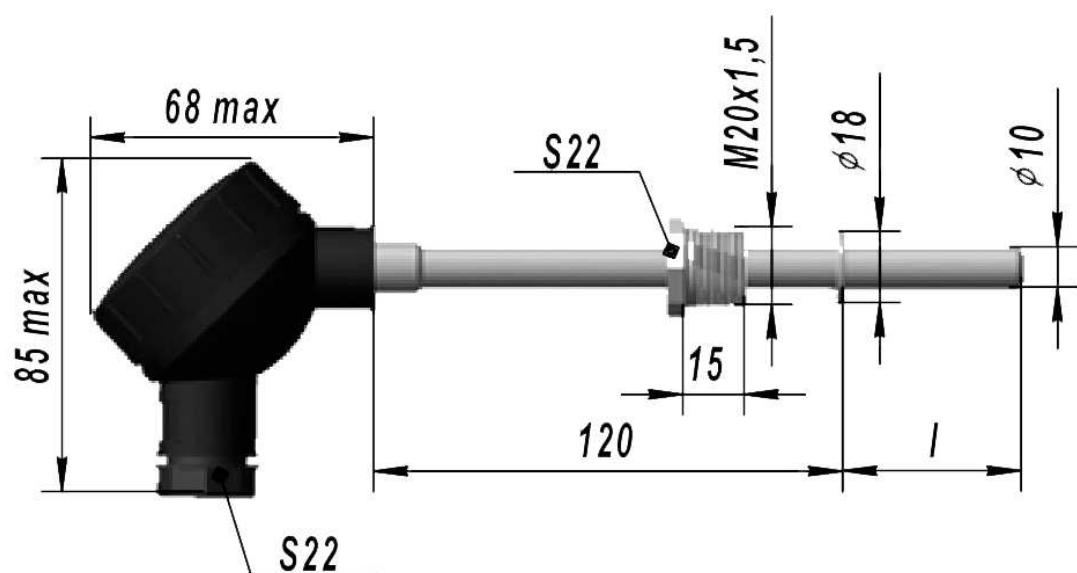


Рисунок 12 - Термопреобразователи сопротивления ТСП-9201 и ТСМ-9201

3 Исследование и анализ собранных данных теплового контроля гидроагрегатов ГЭС-1

На основе данных, полученных с измерительных приборов ТКП-160 и ТРМ-202, были построены графики изменения температуры верхнего и нижнего генераторного подшипника, подпятника и турбинного подшипника.

На рисунке 13 представлен график изменения температуры сегментов подпятника.

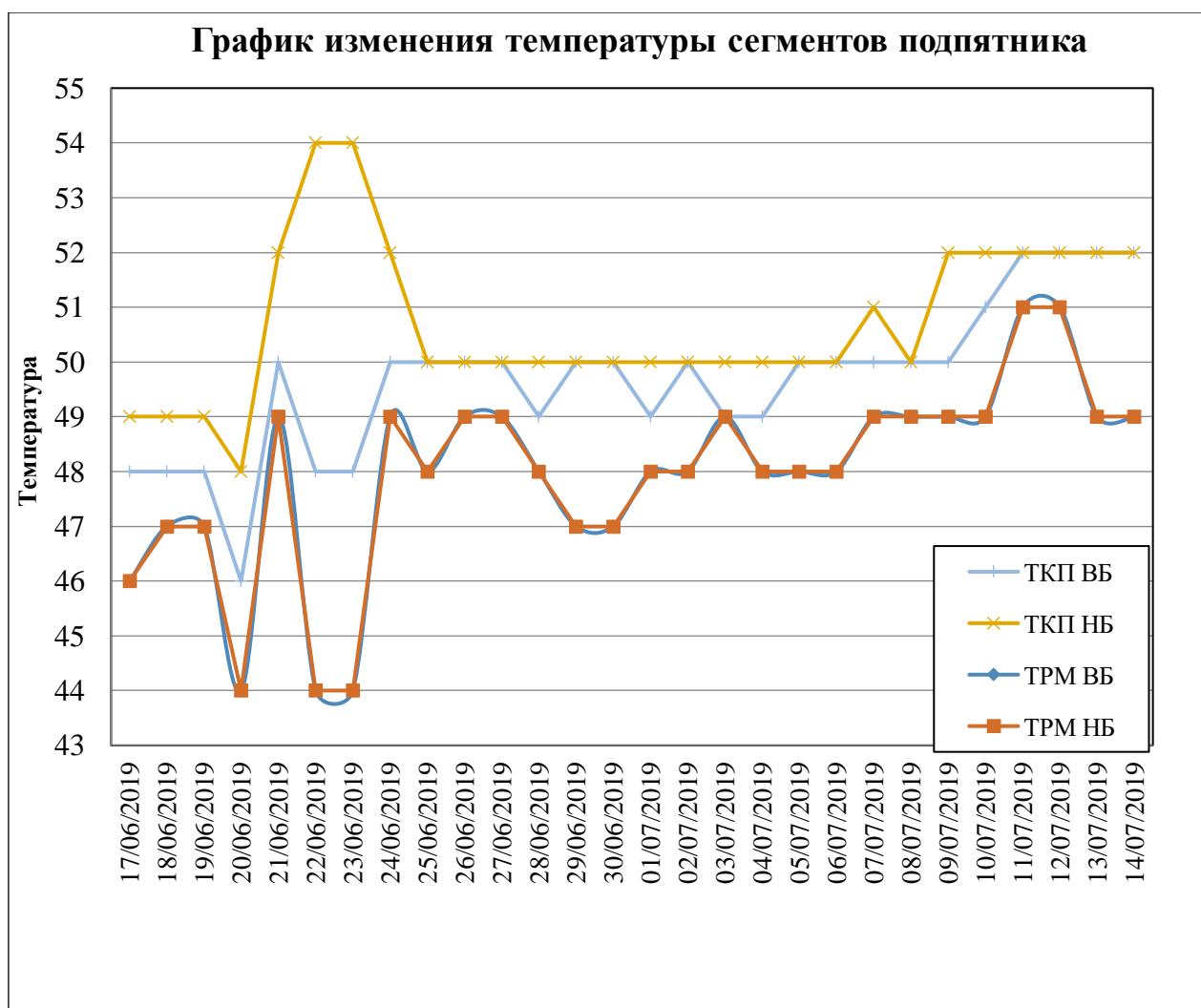


Рисунок 13 - График изменения температуры сегментов подпятника

На рисунке 14 представлен график изменения температуры сегментов турбинного подшипника.

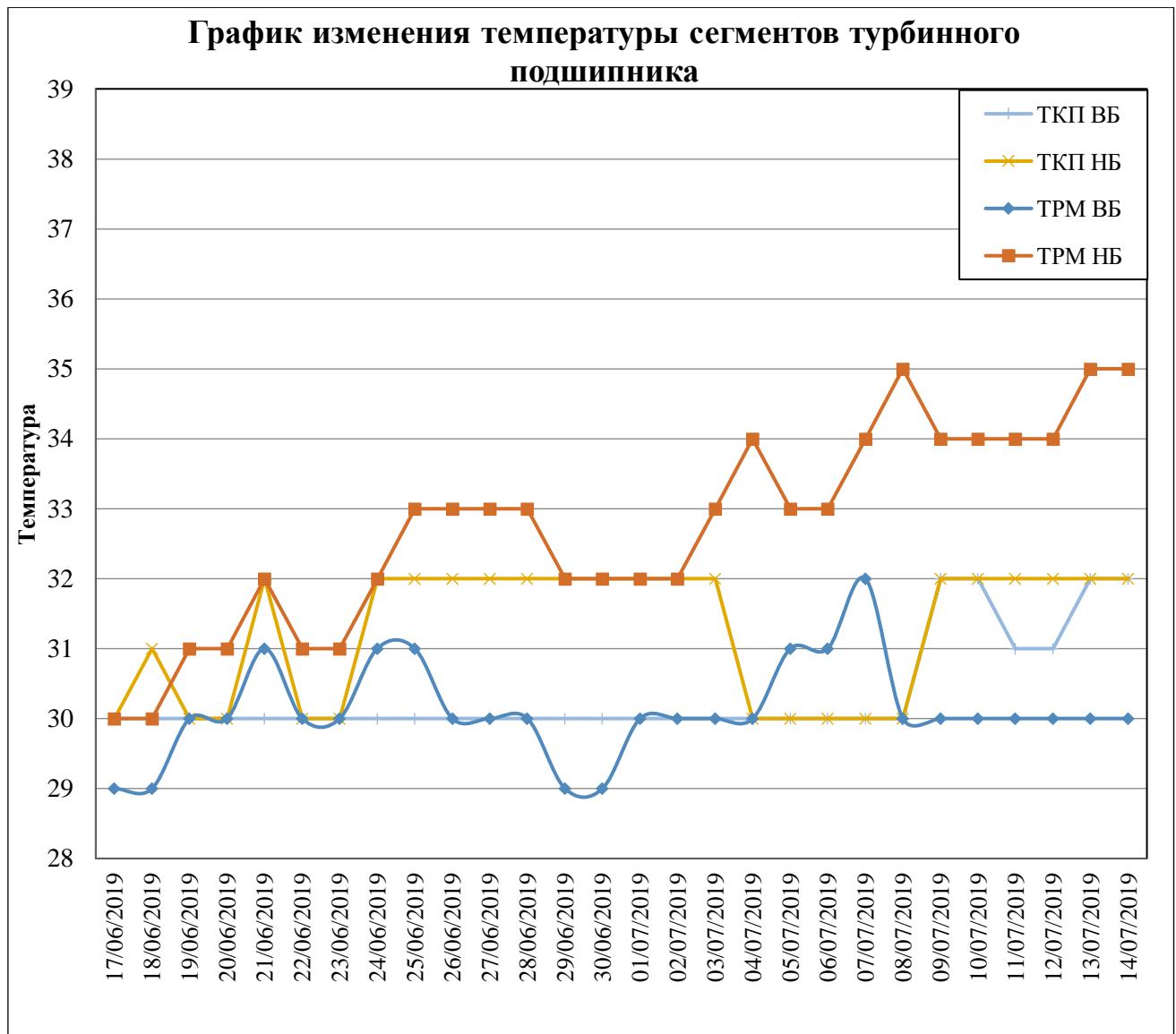


Рисунок 14 - График изменения температуры сегментов турбинного подшипника

На рисунке 15 представлен график изменения температуры сегментов верхнего генераторного подшипника.

График изменения температуры сегментов верхнего генераторного подшипника

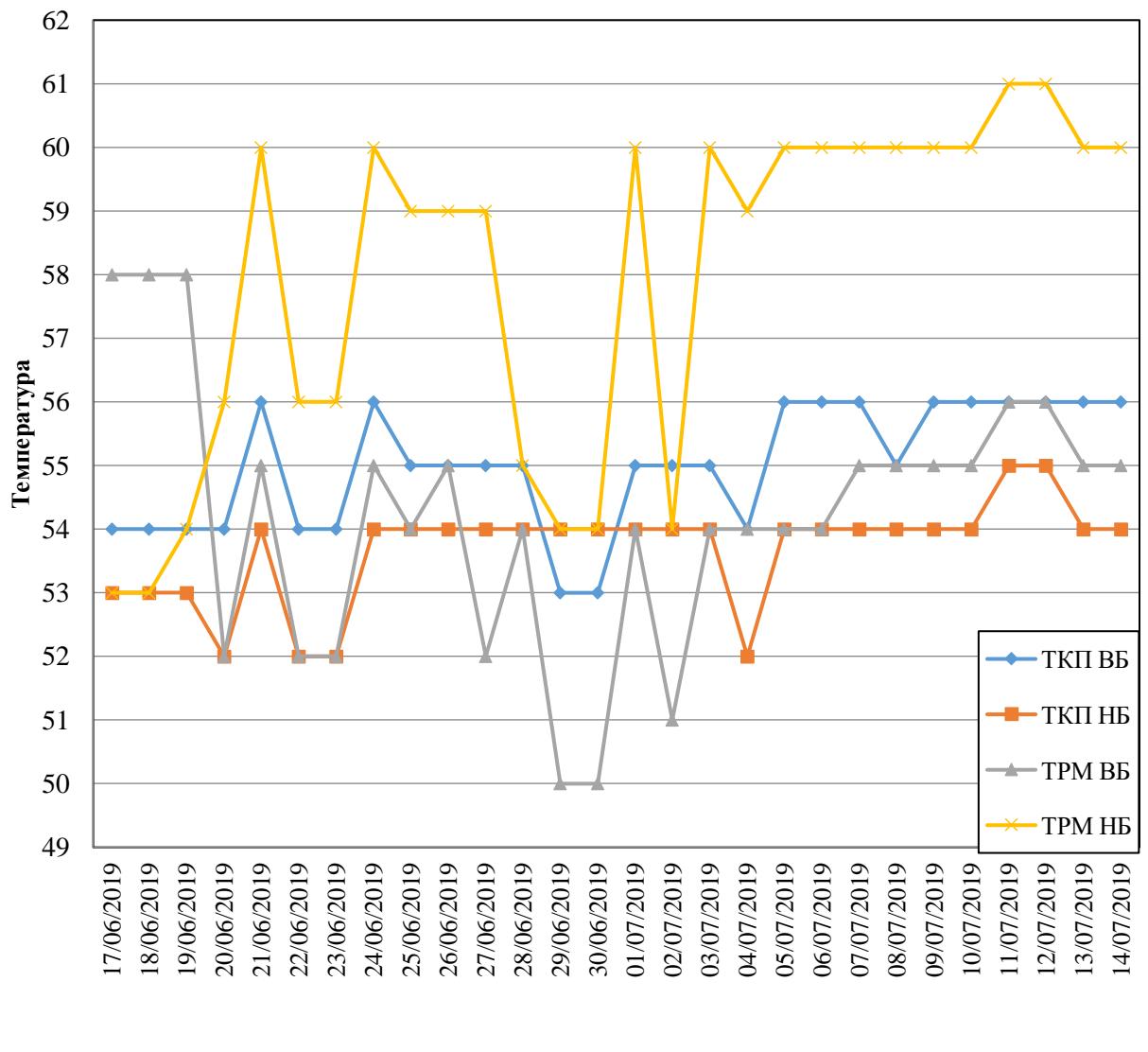


Рисунок 15 - График изменения температуры сегментов верхнего генераторного подшипника

В результате проведения анализа данных изменения температуры ВГП, НГП, ТП и подпятника были сделаны следующие выводы: TPM являются более чувствительными к изменениям режима работы машины, температуре окружающей среды и эффективности работы маслоохладителей и воздухоохладителей. Так же стоит отметить, что с TPM можно получить более подробные значения за короткий промежуток времени, чего не позволяет ТКП. Следовательно, для получения достоверной информации о параметрах

теплового режима гидроагрегатов ГЭС-1 целесообразнее использовать ТРМ 202.

4 Современные устройства измерения

4.1 Преимущества цифровых устройств измерения температуры

Благодаря переходу на цифровые средства контроля температуры можно получить ряд преимуществ:

- непрерывный контроль температуры узлов гидроагрегата (все измерения будут вестись ежесекундно, на основе которых будет осуществляться диагностика оборудования);
- получение более точных значений температуры (коррекция измерений, более высокий класс точности, возможность установки большего количества датчиков и на основе полученных данных усреднять полученные значения);
- повышение надежности эксплуатации;
- возможность осуществления более качественного мониторинга оборудования (так как контроль будет осуществляться постоянно, оценка состояния будет более точной);
- мониторинг роста температуры точек измерения;
- возможность диагностирования каждого канала измерения и в случае повреждения канала исключение пуска защит от данного датчика;
- проверка каналов измерений на достоверность получаемых данных;
- доступность и объем архива данных.

4.2 Обзор и предложения по модернизации действующей системы теплового контроля гидроагрегатов

Сегодня процесс модернизации оборудования гидроэлектростанций, как правило, включает в себя переход с устаревших электромеханических реле на новые микропроцессорные комплексы.

В настоящее время на станции в постоянном дежурстве находится лишь один работник из числа оперативного персонала – это начальник смены станции (машинист гидроагрегатов работает по 8-ми часовой смене 5 дней в неделю), который может не уследить за резким повышением температуры узлов гидроагрегата, что увеличивает вероятность аварийных ситуаций. Поэтому создание АСУТП с полноценной системой теплового контроля для ГЭС-1 является необходимым. Так же согласно [5] АСУТП должна быть создана для всех ГЭС/ГАЭС установленной мощностью 5 МВт и более как интегрированная иерархическая система управления, выполненная на базе современных программных и микропроцессорных вычислительных средств, и должна обеспечивать решение задач управления технологическими процессами производства электрической энергии и мощности, обеспечения надежности и безопасности генерирующих объектов, а также эффективной эксплуатации энергетического оборудования.

АСУТП строится как современная система управления производственным процессом, позволяющая формировать интегрированную, комплексную систему. Она гарантирует безусловное выполнение всех типовых требований к системам управления на всех этапах ее существования – от проектирования до практической эксплуатации, представляя собой комплекс программно-технических средств, взаимосвязанных информационных, управляющих и вспомогательных функций.

АСУТП должна строиться как многоуровневая распределенная человеко-машинная система, которая работает в реальном времени. В обязательном порядке выделяются два уровня контроля и управления:

- Верхний (станционный) уровень контроля и управления АСУТП, в котором осуществляется централизованные контроль и наблюдение за технологическими процессами по всей станции и управление работой станции с центрального щита управления.
- Нижний (агрегатный) уровень контроля и управления АСУТП, на котором осуществляется непосредственное взаимодействие с контролируемым

технологическим оборудованием станции (гидроагрегаты, выключатели, трансформаторы). На нижнем уровне контроля и управления АСУТП обеспечивается ввод и обработка информации, поступающей от технологического оборудования станции и вывод управляющих воздействий на исполнительные устройства и исполнительные механизмы технологического оборудования.

Верхний уровень АСУТП должен реализовываться на современном комплексе программного обеспечения с расширяемым набором функций.

Комплекс программного обеспечения верхний уровень АСУТП должен включать: SCADA-систему (Supervisory Control And Data Acquisition – программное обеспечение, обеспечивающее диспетчерское управление и сбор данных), систему управления базами данных, ЦППС (центральная приемо-передающая станция), систему мониторинга, систему резервного копирования, программное обеспечение АРМ оперативного и эксплуатационного персонала (решение о виртуализации рабочих мест принимается на этапе проектирования), верхний уровень АИИС КУЭ (автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учёта электроэнергии), АИИС ТУЭ (автоматизированная информационно-измерительная система технологического учёта электроэнергии), верхний уровень систем мониторинга и диагностики оборудования и ГТС, а также программное обеспечение верхнего уровня других информационно-технологических систем и комплексов, реализация которых необходима на объекте.

Структура системы состоит из функций сбора, обработки и архивирования информации, управления технологическим процессом и коммуникацией с человеком. Информация, таким образом, является решающим фактором производства. При этом информация должна быть обработана так, чтобы быть представленной человеку в наглядном виде, должна быть очищена от некорректных значений и ложных сигналов.

На рисунке 16 изображена структурная схема предлагаемой системы АСУ ТП ГЭС-1.

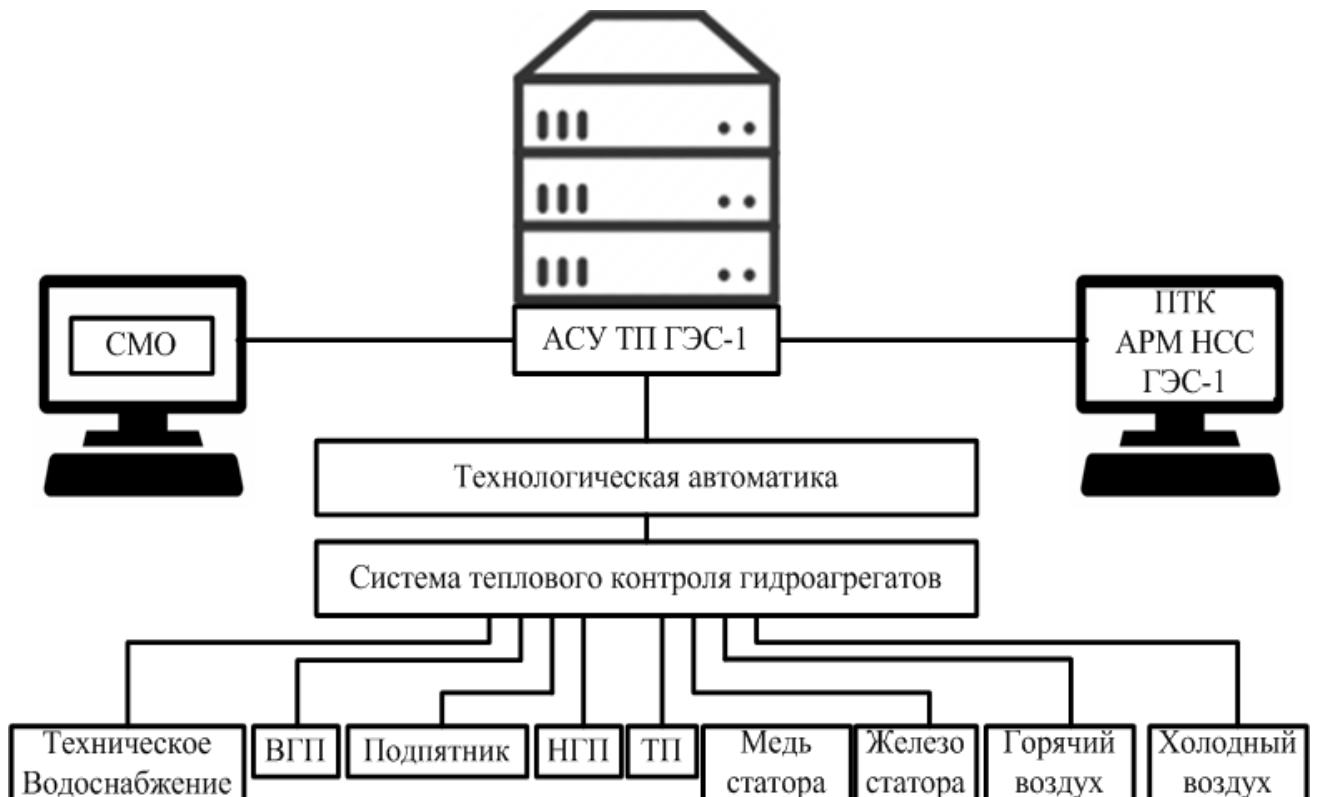


Рисунок 16 – Структурная схема

4.3 Сбор и первичная обработка аналоговых, дискретных и числоимпульсных сигналов от первичных датчиков

Сбор и первичная обработка информации от аналоговых, дискретных и числоимпульсных сигналов от первичных датчиков осуществляется автоматически в ходе управления технологическим процессом контроллером. В контроллере управления запрограммирована вся дальнейшая логика действий, анализ данных и диагностика каналов.

При сборе и первичной обработке информации обеспечивается:

- опрос сигналов от датчиков и других источников информации и преобразование их в двоичный код;
- фильтрация преобразованных значений;
- масштабирование, преобразование в физические величины в соответствии с заданными шкалами;
- вычисление неизмеряемых значение параметров;

- сбор информации о положении и состоянии исполнительных механизмов и органов управления.

4.4 Техническая диагностика и самодиагностика средств ПТК

В современных АСУ ТП огромное значение имеют средства сбора информации, датчики или первичные преобразователи. Датчики преобразуют физическую величину к электрической с погрешностью. Для системы управления гидроагрегатом датчики являются органами чувств, поэтому к ним предъявляются высокие требования по точности, времени преобразования, надежности, времени наработки на отказ при непрерывном функционировании и т.д.

С развитием АСУ ТП к датчикам предъявляются новые требования, такие как самодиагностика. Разумеется, эти возможности повышают и стоимость датчиков, и уверенность в достоверности передаваемой информации. Датчик – это техническое средство, которое, как и любое другое, может быть неисправно, и неисправность может быть как явной (выход за диапазон измерения, обрыв и прочие), так и неявной, когда датчик показывает некоторое значение из области значений параметра не соответствующее действительности. Показания отдельного, даже интеллектуального, датчика может не соответствовать показаниям других.

Техническая диагностика предназначена для оценки эксплуатационного состояния контролируемых узлов гидроагрегата и выдачи оперативному персоналу ГЭС рекомендаций по эксплуатации гидроагрегата при отклонении контролируемых параметров от заданных значений.

Самодиагностика обеспечивается встроенными аппаратно-программными средствами. Самодиагностика включает в себя проверку состояния всех технических средств, включая контроль неисправностей каналов и аппаратуры связи.

Аппаратура ПТК диагностируется автоматически в процессе работы и выполняет проверку всех видов технических и программных средств:

- диагностирование измерительных каналов;
- диагностирование исполнительных каналов;
- проверку контроллеров (модулей), установленных в любой части системы;
- проверку функционирования источников электропитания компонентов ПТК;
- тестирование всех самостоятельных устройств системы, их составных частей периферии;
- контроль прохождения информации по каналам.

Система автоматического управления гидроагрегатом выполняет следующие функции:

- технологической автоматики гидроагрегата;
- автоматического регулирования частоты и активной мощности;
- автоматического управления вспомогательным оборудованием;
- электрические и гидромеханические защиты.

В качестве параметров ручного ввода используются:

- значения параметров настройки алгоритмов контроля (диапазон измерения, устанавливаемые границы предупредительной и аварийной сигнализации и т.д.);
- коэффициенты и константы (коэффициент фильтрации, гистерезис параметров и т.д.).

Вводимые данные контролируются на допустимость значений.

4.5 Контроль достоверности входной информации

Контроль достоверности входной информации обеспечивает диагностику измерительных каналов и сигнализирует о частичной или полной потери

информации о значении технологических параметров. Требования к достоверности информации в ПТК на настоящий момент является обязательным для любых АСУ ТП. Данное требование указывается в ГОСТ 34.603-92. Виды испытаний автоматизированных систем. Показания датчиков, с помощью которых принимаются решения по управлению, должны быть максимально достоверными. Сегодня существует множество инженерных способов борьбы с недостоверными значениями параметров в производстве: диагностика каналов, модулей, алгоритмическая защита от резких изменений сигнала: сглаживание, контроль скорости изменения, устаревание значения параметра и другие.

В составе функции достоверности входной информации решаются следующие задачи:

- аппаратная диагностика исправности модулей ввода информации;
- программная диагностика исправности источников информации;
- контроль достоверности аналоговых параметров по установленным критериям;
- контроль достоверности дискретных сигналов с учетом логического анализа текущей информации;
- формирование признаков неисправности вычисляемого параметра при отказе любого из параметров используемых в расчетных функциях.

По результатам контроля формируется обобщенный признак достоверности. Недостоверность фиксируется индивидуально по каждому каналу и квалифицируется как событие.

4.6 Архивирование данных

На данный момент информация теплового контроля гидроагрегатов хранится 3 года, как версия журнала машиниста, так и электронная версия журнала.

В архиве обеспечивается накопление и последующее предоставление персоналу данных об изменении технологических параметров системы теплового режима. Данная функция обеспечивает следующие виды регистрации информации:

- регистрация значений всех аналоговых сигналов, вводимых в систему;
- регистрация значений всех дискретных сигналов, вводимых в систему;
- регистрация значений всех вычисляемых аналоговых переменных;
- регистрация состояний защит;
- регистрация действий оператора по дистанционному управлению исполнительными устройствами с рабочих станций оператора и с местных постов управления;
- регистрация событий;
- регистрация времени наработки механизмов;
- регистрация диагностических сообщений от ПТК и периферийных устройств.

SCADA-система должна обеспечивать создание оперативных и долговременных архивов технологической информации о состоянии оборудования, процессах, происходящих на оборудовании и действиях оперативного персонала, срок хранения оперативного архива должен составлять не менее 5 лет, архивное хранение информации обеспечивается на весь срок эксплуатации основного оборудования. Автоматическое архивирование должно сохранять информацию с исходной точностью присвоения меток времени и дискретизации данных.

Для хранения технологической информации должны быть организованы несколько видов архивов: оперативный архив, объединяющий глобальный архив оперативных изменений (информационное хранилище), регистрирующий любые технологические события в системе с точностью 10 мс, и архив

событий, в котором фиксируется информация о технологических и аварийных событиях, действиях оперативного персонала, а также архив долговременного хранения.

В архиве долговременного хранения хранится информация, предназначенная для последующего анализа функционирования технологического оборудования, действий оперативного персонала, а также подготовки различного рода документов, отражающих работу станции и т.д. Информация из этого архива доступна оперативному персоналу и другим пользователям станции. Должна быть реализована концепция конфигурируемости запросов и форм представления информации, позволяющие получать архивную информацию по различным признакам и представлять ее в наиболее приемлемом для восприятия виде.

Для пользователей архивной информации должны быть предусмотрены мероприятия, обеспечивающие разграничения доступа к архивной информации с учетом приоритетов пользователей.

Для хранения данных в условиях промышленной эксплуатации могут быть использованы твердотельные полупроводниковые накопители (SSD) на основе микросхем Флэш-памяти. Эти накопители работают в широком диапазоне температур (-25 ÷ +75 °C), выдерживают вибрацию и удары.

Для организации архива должны предусматриваться накопители с большим объемом памяти . Так же должны быть предусмотрены стандартные средства создания и управления базами данных путем использования типовых с универсальными средствами доступа и обмена, а также средства удаленного доступа к данным, реализованные обеспечивающие унифицированный доступ к любым данным. При этом должны предусматриваться средства защиты информации от несанкционированного доступа.

5 Контролируемые узлы измерения температуры гидроагрегата

В данном пункте выполним расчет количества узлов измерения температуры. Так как часть термопреобразователей уже установлена, то дооснащение гидроагрегатов датчиками не будет столь затратным.

В верхнем генераторном подшипнике (ВГП) установлено 8 сегментов, поэтому установим 4 датчика через 1 сегмент.

Подпятник состоит так же из 8 сегментов – 4 датчика через 1 сегмент. Так же установим 2 термопреобразователя в верхнюю маслованну для контроля температуры масла.

Нижний генераторный подшипник состоит из 8 сегментов – 4 датчика через 1 сегмент и 2 для измерения температуры масла в маслованне.

Турбинный подшипник состоит из 6 сегментов – 3 датчика в сегментах и 2 в маслованне.

В обмотке статора (медь) устанавливаем по 2 датчика на фазе.

В сердечнике статора (железо) статора так же по 2 датчика на фазе.

На каждый воздухоохладитель гидрогенератора установим по 2 датчика, до и после охладителя (для замера горячего и холодного воздуха).

В фильтры технической воды: 2 датчика для измерения охлаждающей температуры воды. Один датчик в основной фильтр и один в резервный фильтр технической воды каждого гидроагрегата.

Сведем количество датчиков в таблицу 3.

Таблица 3 – Перечень контролируемых узлов гидроагрегата

Наименование узла	Количество датчиков, шт.
Верхний генераторный подшипник	4
Подпятник	4

Продолжение таблицы 3

Наименование узла	Количество датчиков, шт.
Маслованна подпятника и ВГП	2
Нижний генераторный подшипник	4
Маслованна НГП	2
Турбинный подшипник	3
Маслованна ТП	2
Обмотка статора	6
Сердечник статора	6
Воздухоохладители генератора	12
Фильтр технической воды	2
Общее количество	47

В итоге общее количество датчиков на гидроагрегате будет в количестве 47 штук. Так, как 26 датчиков системы теплового контроля уже эффективно работают, то установить дополнительно необходимо 21 датчик.

Температура контролируемых точек в узлах гидроагрегата должна находиться в пределах заданных уставок. По данным производственных инструкций гидроагрегата ГЭС-1 предельно допустимые значения температуры узлов:

- Подпятник - 65°C;
- ВГП и НГП - 70°C;
- Турбинный подшипник - 70°C;
- Горячий воздух – 60 °C действует на сигнал.

В таблице 4 представлены нормы нагрева обмоток генератора и возбудителя.

Таблица 4 - Нормы нагрева обмоток генератора и возбудителя

Наименование частей машины		Класс изоляции	Наибольшая допустимая температура, °C
Генератор	Обмотка статора	B	130
	Сталь статора	A	105
	Обмотка ротора	B	130
	Контактные кольца	A	105
Возбудитель	Обмотка магнитной системы и якоря	A	105
	Коллектор	A	105

Выберем уставки срабатывания аварийной и предупредительной сигнализации.

В таблице 5 представлены значения предупредительных и аварийных уставок гидроагрегатов ГЭС-1.

Таблица 5 - Значения предупредительных и аварийных уставок гидроагрегатов ГЭС-1

Наименование узла	Предупредительная и аварийная уставка на повышение температуры, °C	
Обмотка статора генератора	125	130
Сердечник статора генератора	100	105
Сегменты верхнего генераторного подшипника	65	70

Продолжение таблицы 5

Наименование узла	Предупредительная и аварийная уставка на повышение температуры, °C	
Масло верхнего генераторного подшипника и подпятника	45	-
Сегменты подпятника	60	65
Сегменты нижнего генераторного подшипника	65	70
Масло нижнего генераторного подшипника	45	-
Сегменты турбинного подшипника	65	70
Масло турбинного подшипника	45	-
Холодный воздух	-	-
Горячий воздух	60	-

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения работы было проведено исследование существующей системы теплового контроля гидроагрегатов ГЭС-1, произведен анализ полученных данных с действующей системой теплого контроля. Были изучены актуальные способы измерения температуры узлов гидроагрегатов, устройство узлов гидроагрегата, таких как: статор гидрогенератора, подшипники опорные и направляющие, возможные причины возрастания температуры подшипников, нормативные требования в частности архивирования, предоставления и чтения информации измеряемых узлов. Было рассчитано общее количество датчиков измерения температуры узлов гидроагрегата и количество датчиков необходимое для достижения цели модернизации системы теплового контроля.

Сегодня система теплового контроля гидроагрегатов ГЭС-1 уже не является столь эффективной так, как ей уже более 50 лет и требования стандартов повышаются с каждым годом. В ряде случаев существующая система теплового контроля гидроагрегатов не сможет обеспечить безопасность оборудования, не сможет предупредить персонал о развитии дефекта, что может привести к аварийным отключениям.

Для решения проблемы устаревшей системы теплового контроля гидроагрегатов была поставлена задача актуальности модернизации системы теплового контроля гидроагрегатов с созданием АСУ ТП ГЭС-1.

Справедливо утверждать, что сегодня достаточно много внимания уделяется малым ГЭС, в том числе их модернизации и строительству на юге России. Поэтому на примере создания системы АСУ ТП для ГЭС-1, включая современную систему теплового контроля гидроагрегатов, становится возможным значительно повысить надежность работы станции, снизить нагрузку на оперативный персонал, находящийся на дежурстве и позволить выполнять качественную диагностику текущего состояния и износа узлов гидроагрегатов. Так же можно применить аналогичную систему на ряде других

малых ГЭС, что будет крайне актуально в южных регионах при ближайшей комплексной модернизацией оборудования Каскада Кубанских ГЭС.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. ТИ №15-026 Инструкция по ведению водного режима Большого Ставропольского, Барсучковского сбросного каналов и водохранилищ филиала ПАО «РусГидро» - «Каскад Кубанских ГЭС». - Невинномысск, 2019.- 14 с.
2. ТИ 20/01-122-17 Инструкция по эксплуатации гидроагрегатов ГЭС-1 филиала ПАО «РусГидро» - «Каскад Кубанских ГЭС» - Невинномысск, 2018. – 2,5,7 с.
3. 2B2.820.219 ТО Техническое описание и инструкция по эксплуатации ТКП 160, ОАО «Теплоконтроль» - Смоленск, 2001 – с. 2, 4, 6,12.
4. ДДШ 2.822.027 ПС «Термопреобразователи сопротивления ТСП 9201», ОАО «Научно-производственное предприятие «Эталон», 2005. – с. 5, 6.
5. Приказ ПАО «РусГидро» Общие технические требования к верхнему уровню автоматизированных систем управления технологическими процессами ГЭС/ГАЭС от 13.03.2020 № 201 - с. 29, 35.
6. СТО 02.02.106-2019 «Гидроагрегаты. Автоматизированный мониторинг и диагностирование. Функциональные и технические требования» Дата введения – 2019 – ПАО «РусГидро», с. 12, 14.
7. СТО 17330282.27.140.010-2008. Автоматизированные системы управления технологическими процессами ГЭС и ГАЭС» Дата введения - 2008-07-30 ОАО РАО «ЕЭС России», 2008, 35 стр.
8. РД 153-34.2-35.520-99 общие технические требования к программно-техническим комплексам для АСУТП гидроэлектростанций, Служба передового опыта ОРГРЭС, Москва, 1999, стр 45.
9. Алиомаров А.Г. Повышение эффективности эксплуатации оборудования ГЭС за счет введения автоматизированной системы контроля и оперативной диагностики состояния агрегатов: Автореф. дисс. канд. тех. Наук. Москва МЭИ, 2005.
10. Руководство по эксплуатации ТРМ 202. – Харьков: Овен, 2015 – с. 3, 4, 6.

11. СТО 17330282.27.140.001-2006. Методика оценки технического состояния основного оборудования гидроэлектростанций. Введ. – 2006-08-01. М.: ОАО РАО «ЕЭС России», 2006.
12. ТИ №20/01-085-2018 Инструкция по РЗА гидроагрегатов ГЭС-1. – Невинномысск: Каскад Кубанских ГЭС, 2018. – с. 7.
13. Атрошенко Ю.К. Теплотехнические измерения и приборы: учебное пособие / Ю.К. Атрошенко, Е.В. Иванова; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2014. – 151с.
14. Геращенко О. А. Тепловые и температурные измерения. Справочное руководство. К.: Накова думка, 1965, 304 с.
15. Гальперин М.И. Андриенко Б.К. и др. Подшипники гидротурбин / Москва. Энергоатомиздат., 1986 г., - с. 105.
16. СТО РусГидро 01.01.78-2012 «Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования». [Электронный ресурс] – Режим доступа: http://www.rushydro.ru/upload/iblock/976/075_STO-RusGidro-01.01.78-2012_Normi-tehnologicheskogo-proektirovaniya.pdf
17. Щавелев, Д. С., Васильев Ю.С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций 1990г., - с. 119.
18. Назаров О. В., Яковлев В. Б., Зотов Н. С., Петелин Б. В. Автоматизированное управление технологическими процессами. Учебное пособие , 1988г.
19. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации: изд. ЭНАС, 2018. – 272 с.
20. Гидрогенераторы / Глебов И.А., Домбровский В.В., Дукштау А.А. и др. Энергоиздат, 1982. - 368 с.
21. Морозов А.А. Турбинное оборудование гидроэлектростанций /А.А. Морозов. – М.: Госэнергоиздат, 1958. – 154 с.

22. Термометры (термопреобразователи) сопротивления ТСП-9201, ТСМ-9201 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://xn--90ahjlpcccjdm.xn--p1ai/catalog/tsp-9201-tsm-9201>

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
САЯНО-ШУШЕНСКИЙ ФИЛИАЛ

Кафедра «Гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических
систем и электрических сетей»

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой



подпись

инициалы, фамилия

«02 » 04 2020 г.

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

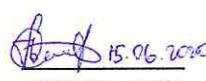
Модернизация системы теплового контроля гидроагрегатов Куршавской
группы ГЭС, ГЭС-1

13.04.02.06. Гидроэлектростанции

13.04.02. Электроэнергетика и электротехника

Заместитель
начальника СРЗАиМ

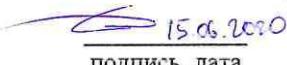
Научный руководитель


15.06.2020
подпись, дата

Филиала ПАО
«РусГидро» - «Саяно-
Шушенская ГЭС им.
П.С. Непорожнего»

А.Н. Сивцов
инициалы, фамилия

Выпускник


15.06.2020
подпись, дата

Ведущий инженер
участка ТАиВ
СРЗАиМ Филиала
ПАО «РусГидро» -
«Каскад Кубанских
ГЭС»

О.А. Юдин
инициалы, фамилия

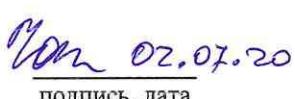
Рецензент


15.06.2020
подпись, дата

участка ТАиВ
СРЗАиМ Филиала
ПАО «РусГидро» -
«Каскад Кубанских
ГЭС»

А.В. Татенко
инициалы, фамилия

Нормоконтролёр


02.07.20
подпись, дата

А.А. Чабанова
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2020