


МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ

«НОВОСИБИРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Кафедра электрических станций
(полное название кафедры)

Утверждаю

Зав. кафедрой ЭлСт

 А.Г. Русина
(подпись, инициалы, фамилия)

«03» июне 2020 г.

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ
по направлению высшего образования

13.04.02 – Электроэнергетика и электротехника
(код и наименование направления подготовки магистра)

Факультет энергетики
(факультет)

Мосина Ольга Борисовна
(фамилия, имя, отчество студента – автора работы)

Совершенствование алгоритмов управления агрегатом низковольтной ГЭС
(полное название темы магистерской диссертации)

**Руководитель
от НГТУ**

Глазырин Г.В.

(фамилия, имя, отчество)

к.т.н., доцент

(ученая степень, ученое звание)

(подпись, дата)

**Автор выпускной
квалификационной работы**

Мосина О.Б.

(фамилия, имя, отчество)

ФЭН, ЭНМ1-81

(факультет, группа)


(подпись, дата)

Консультанты по разделам:

Экономическая часть

(краткое наименование раздела)

Нормоконтроль

(краткое наименование раздела)

Б.Н. Мошкин

(подпись, дата, инициалы, фамилия)


А.А. Осинцев

(подпись, дата, инициалы, фамилия)

Новосибирск 2020

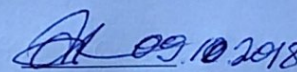
МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ

«НОВОСИБИРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Кафедра _____ электрических станций
(полное название кафедры)

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой _____ Русина А.Г.
(фамилия, имя, отчество)


(подпись, дата)

**ЗАДАНИЕ
НА МАГИСТЕРСКУЮ ДИССЕРТАЦИЮ**

студенту _____ Мосиной Ольге Борисовне
(фамилия, имя, отчество)

факультета _____ Энергетики
(полное название факультета)

Направление подготовки _____ 13.04.02 – Электроэнергетика и электротехника
(код и наименование направления подготовки магистра)

Магистерская программа _____ Автоматика энергосистем или Электроустановки
(наименование магистерской программы)
электрических станций и подстанций

Тема _____ Совершенствование алгоритмов управления агрегатом
(полное название темы)
низконапорной ГЭС

Цели работы _____ 1- Выявление недостатков в существующих алгоритмах управления;
2- выработка рекомендаций по изменению алгоритмов с целью устранения
недостатков;

3- опробование модернизированных алгоритмов на математической модели гидроагрегата.

Задание согласовано и принято к исполнению.

**Руководитель
от НГТУ**

Глазырин Г.В.

(фамилия, имя, отчество)

к.т.н., доцент

(ученая степень, ученое звание)

(подпись, дата)

Студент

Мосина О.Б.

(фамилия, имя, отчество)

ФЭН, ЭНМ1-81

(факультет, группа)

(подпись, дата)

Тема утверждена приказом по НГТУ № 4983/2 от « 09 » октября 2018 г.
изменена приказом по НГТУ № _____ от « _____ » _____ 201 г.

Диссертация сдана в ГЭК № 104.1, тема сверена с данными приказа

, 11.06.2020г.
(подпись секретаря государственной экзаменационной комиссии по защите ВКР, дата)

Осинцев Анатолий Анатольевич

(фамилия, имя, отчество секретаря государственной
экзаменационной комиссии по защите ВКР)

Консультанты по разделам:

Экономическая часть

(краткое наименование раздела)

Б.Н. Мошкин

(подпись, дата, инициалы, фамилия)

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	6
1 ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О РАБОТЕ И УСТРОЙСТВЕ НОВОСИБИРСКОЙ ГЭС.....	8
1.1. Общие сведения о Новосибирской ГЭС.....	8
1.2. Направляющий аппарат.....	18
1.3 Автоматическая система управления гидроагрегатом (АСУГ).....	18
1.4 Электрогидравлический регулятор (ЭГР).....	19
1.5 Маслонапорная установка (МНУ).....	19
1.6 Золотник аварийного закрытия (ЗАЗ) и аварийная маслонапорная установка (АМНУ).....	21
2 АЛГОРИТМЫ АВТОМАТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ГИДРОАГРЕГАТОМ.....	22
3 МОДЕРНИЗАЦИЯ АЛГОРИТМОВ АВТОМАТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ГИДРОАГРЕГАТОМ В АВАРИЙНЫХ РЕЖИМАХ.....	31
4 ИМИТАЦИОННАЯ МОДЕЛЬ ГИДРОАГРЕГАТА НОВОСИБИРСКОЙ ГЭС ДЛЯ АНАЛИЗА АЛГОРИТМОВ АСУГ.....	38
4.1 Разработка имитационной модели ГА.....	38
4.2 Имитационная модель ГА в программном комплексе MATLAB-Simulink	43
4.3 Анализ аварийных алгоритмов АСУГ ГА на базе имитационной модели	50
4.4 Анализ модернизированных аварийных алгоритмов АСУГ ГА на базе имитационной модели.....	52
4.5 Выводы по главе.....	55
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	56
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	58
ПРИЛОЖЕНИЕ 1.....	59
ПРИЛОЖЕНИЕ 2.....	60

ВВЕДЕНИЕ

Гидроэнергетическое оборудование современных крупных ГЭС обычно полностью автоматизировано. Все операции по пуску и останову (нормальному и аварийному), а также большинство функций по оперативному обслуживанию работающих агрегатов выполняются без участия дежурного персонала автоматизированной системой управления. Ручное управление гидроагрегатом сводится к подаче команд автоматического пуска или останова, а также изменения нагрузки или режима работы, после чего все промежуточные операции выполняются автоматизированной системой управления генератором (АСУГ) в необходимой последовательности автоматически.

Основными функциями АСУГ являются:

1. выполнение операций, связанных с режимом работы (пуск, останов, перевод в режим синхронного компенсатора и др.);
2. контроль состояния агрегата, обеспечивающий своевременное обнаружение неисправностей;
3. выполнение необходимых противоаварийных мероприятий в случаях неисправности агрегата или нарушения работы энергосистемы.

На данный момент алгоритмы АСУГ не регламентируются нормативными документами, и разрабатываются для каждой ГЭС индивидуально с участием персонала станции. При этом неизбежно появление неточностей алгоритмов, когда в нестандартных аварийных ситуациях АСУГ выдает неоптимальные или даже способствующие развитию аварии управляющие воздействия.

Например, в АСУГ Новосибирской ГЭС предусмотрены функции формирования аварийного состояния агрегата и автоматического останова. Аварийное состояние агрегата фиксируется, в частности, при снижении уровня масла в маслонапорной установке (МНУ). По факту выявления аварийного состояния агрегата запускается алгоритм аварийного останова, в соответствии с которым подается сигнал на отключение генераторного

выключателя и сигнал в регулятор частоты вращения на закрытие направляющего аппарата. При этом оказывается возможна ситуация, когда объем масла в МНУ недостаточен для закрытия направляющего аппарата, и агрегат, отключенный от сети, будет длительно работать на повышенных (угонных) оборотах.

Целью работы является совершенствование алгоритмов автоматизированного управления агрегатами ГЭС.

Для достижения цели предполагается решить следующие задачи:

1. выявление недостатков в существующих алгоритмах управления;
2. выработка рекомендаций по изменению алгоритмов с целью устранения недостатков;
3. опробование модернизированных алгоритмов на математической модели гидроагрегата.

Результатами работы является: проведенный анализ аварийных алгоритмов АСУГ и определение области их устойчивой работы; проведенная модернизация аварийных алгоритмов работы; разработанная математическая имитационная модель ГА Новосибирской ГЭС для исследования нормальных и аварийных режимов работы; анализ стандартных и модернизированных алгоритмов на базе математической модели.

1 ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О РАБОТЕ И УСТРОЙСТВЕ НОВОСИБИРСКОЙ ГЭС

1.1. Общие сведения о Новосибирской ГЭС

Один из важнейших способов получения электрической энергии основан на использовании водной энергии. Концентрация водной энергии заключается в том, чтобы изменение уровней реки на определенном участке сосредоточить в том створе, где будет сооружаться ГЭС.

В плотинной схеме концентрация напора создается за счет плотины.

Водоподпорные сооружения, перегораживая русло реки, тем самым, существенно меняют уровень воды в потоке и создают подпор - разницу уровней воды до и после сооружения.

Уровень воды в верховьях рек выше, чем в низовьях. Перепад уровней свободной поверхности реки между двумя поперечными сечениями реки называют напором. Если некоторое сечение реки (створ) перегородить плотиной, то напор (перепад уровней) сосредоточится в створе плотины. Поток выше плотины называют верхним бьефом (ВБ), ниже плотины - нижним бьефом (НБ) [1].

Характеристикой гидроэнергетического потенциала (энергия воды) является напор (H) и сток в створе ГЭС (W). Напор учитывает разность уровней верхнего и нижнего бьефов в створе реки: $H = Z_{вб} - Z_{нб}$. Новосибирская ГЭС является низконапорной станцией и рассчитана на напор от 11,6 м до 22 м.

Река Обь, общей протяженностью 3650 км, берет начало от слияния рек Бия и Катунь и впадает в Обскую губу Карского моря. Общее падение реки составляет 159 м, площадь водосбора – 2990 тыс. км². Среднемноголетний сток в устье реки Оби – 394 км³.

Основная характеристика стока реки в данном створе (поперечном сечении) - это гидрограф - график изменения расходов воды во времени.

На гидрографе за годовой период выделяются характерные внутригодовые периоды изменения стока, которые повторяются ежегодно примерно в одно и то же время.

Основным источником питания р. Обь являются талые воды сезонных и высокогорных снегов. По характеру водного режима р. Обь относится к типу рек с весенне-летним половодьем и паводками в тёплое время года, когда наблюдаются максимальные расходы и высшие уровни воды.

Весеннее половодье формируется за счёт таяния снега и является наиболее многоводной фазой водного режима, когда проходит 50-60 % годового стока. За летне-осенний период проходит до 40 % годового стока, когда на спад половодной волны накладываются дождевые осадки и может случиться паводок. Для р. Обь характерно наличие двух периодов низкого стока в году – летне-осеннего и зимнего.

Летне-осенняя межень начинается с конца августа – середины сентября и заканчивается в конце сентября – начале ноября. Минимальные расходы воды межени периода открытого русла наблюдаются в те же сроки. В отдельные очень многоводные годы летне-осенняя межень отсутствует.

Зимняя межень устанавливается в конце октября – начале ноября и продолжается до апреля. Средняя продолжительность зимней межени 150-170 дней. Наименьшие расходы воды зимой наблюдаются в конце периода, как правило, в феврале и марте. Основным источником питания зимой являются грунтовые воды (до 10 % годового стока).

В процессе эксплуатации Новосибирского водохранилища его водные ресурсы используются в противопаводковых и рекреационных целях.

Основными водопользователями являются:

1. коммунальное и промышленное водоснабжения;
2. гидроэнергетика;
3. водный транспорт;
4. рыбное хозяйство.

Сезонные колебания стока рек неблагоприятны для отраслей народного

хозяйства, режим естественных расходов не совпадает с режимом потребления. Возникает необходимость перераспределять естественный сток во времени, т.е. регулировать. Основным регулятором стока - это водохранилище, искусственный водоем, образующийся перед плотиной. Основным и обязательным признаком водохранилища, отличающим его от озера (пруда), является возможность регулирования (перераспределения) речного стока и его уровневого режима во времени в соответствии с требованиями заинтересованных отраслей хозяйства (водопользователями). В водохранилище задерживается избыточная приточность, а затем расходуется в те периоды, когда естественный сток меньше необходимого для потребителей.

Бассейн Новосибирского водохранилища включает территории Алтайского края и Новосибирской области. Площадь водосбора в створе Новосибирского гидроузла 232 тыс. км², или 7,8 % от площади всего водосбора р. Оби, среднемноголетний сток 52,7 км³, или 13,4 % от стока реки в устье.

Если в плотине имеются отверстия для пропуска воды, оборудованные затворами, то это позволяет регулировать сток реки - менять количество сбрасываемой воды из верхнего бьефа в нижний по определенному графику, выгодному водопотребителям и водопользователям.

Период аккумуляции (накопления) воды в водохранилище сопровождается ростом уровня верхнего бьефа (УВБ) и называется наполнением водохранилища, период отдачи накопленной воды - сработкой водохранилища.

Для рационального использования водных ресурсов Новосибирского водохранилища территориальный орган Федерального агентства водных ресурсов (Верхне-Обского БВУ) Верхне-Обское БВУ ежегодно разрабатывает графики сработки и наполнения водохранилища на период пропуска половодья (IV-VI) и зимнюю межень (XI-III). Графики

разрабатываются на основании долгосрочного и корректируются по оперативным прогнозам Западно-Сибирского УГМС.

В соответствии с указаниями Верхне-Обского БВУ организация, ответственная за эксплуатацию гидроэлектростанции (Филиал ПАО «РусГидро» - «Новосибирская ГЭС»), осуществляет непосредственное регулирование режимов наполнения и сработки водохранилища. При этом оперативно-диспетчерское управление Новосибирской ГЭС осуществляет Филиал ОАО «СО ЕЭС» «Новосибирское РДУ».

Для оперативного решения вопросов, связанных с эксплуатацией водохранилища, установлению режима наполнения и сработки, пропуска половодья и паводков, осуществлению судоходных и специальных попусков из Новосибирского водохранилища создается Межведомственная рабочая группа (МРГ). В состав МРГ включены специалисты Верхне-Обского БВУ, представители заинтересованных территориальных органов, федеральных органов исполнительной власти, органов исполнительной власти субъектов РФ, организаций гидроэнергетики и др. водопользователей. Режимы наполнения и сработки водохранилища, выходящие за рамки проектных отметок, а также нормативных уровней воды в водохранилище, рассматриваются МРГ и устанавливаются Верхне-Обским БВУ:

1. распределение водных ресурсов между водопользователями в маловодные и средневодные годы (обеспеченностью 50 % и выше);
2. режим сработки водохранилища от УМО до МУПС (минимальный уровень предельной сработки водохранилища 107,50 м БС);
3. режим использования противопаводковой призмы;
4. режим сработки водохранилища ниже МНУ в целях навигации.

По сути, водохранилище – это верхний бьеф ГЭС. Если плотина служит для регулирования стока с помощью водохранилища, то уровень воды у плотины меняется во времени. Колебания уровня воды в водохранилище при регулировании происходят в определенных пределах. Верхний предел, или нормальный подпорный уровень (НПУ), представляет

собой наивысшее положение уровня воды в водохранилище, при котором ГЭС и сооружения гидроузла работают длительное время с соблюдением нормальных запасов надёжности, предусматриваемых техническими условиями. В соответствии с проектом НПУ Новосибирской ГЭС – 113,5 м по Балтийской системе высот. При полностью открытых водопропускных сооружениях допускается кратковременная работа с форсированным подпорным уровнем (ФПУ), для Новосибирской ГЭС он составляет 115,7 м. Нижний предел, или уровень мертвого объема (УМО), определяется условиями получения на ГЭС расчетных параметров.

Для водохранилищ, одной из основных функций которых является защита нижнего бьефа гидроузла водохранилища от наводнений выделяется зона противопаводковой призмы. Для Новосибирского водохранилища установлен Уровень противопаводковой призмы водохранилища (УПП) 113,7 м, который может быть использован при многоводных половодьях и дождевых паводках для предотвращения затоплений в НБ гидроузла (половодье вероятностью превышения 40 % (май-июль) и дождевые паводки 10% и выше).

Объём водохранилища при НПУ называется полным объёмом ($V_{\text{полн}}$). Соответствующий объём водохранилища от дна до отметки УМО называется мертвым объёмом ($V_{\text{м.о.}}$) Объём водохранилища между НПУ и УМО называется полезным объёмом ($V_{\text{полезн}}$) и определяется как разность между полным и мертвым объёмами водохранилища: $V_{\text{полезн}} = V_{\text{полн}} - V_{\text{м.о.}}$

Полезный объём водохранилища используется для регулирования стока, и это приводит к постоянному изменению уровней верхнего бьефа и соответствующему изменению действующих величин напоров ГЭС. Чем больше полезный объём водохранилища, тем степень регулирования больше. Новосибирская ГЭС осуществляет сезонное регулирование, т.е. частичное перераспределение стока. Водоохранилище заполняется в период паводка и опорожняется в период маловодной межени. Весь цикл регулирования заканчивается в течение года.

Новосибирское водохранилище образовано в результате строительства Новосибирского гидроузла, расположенного на 2986 км от устья р. Обь выше г. Новосибирск.

В состав основных сооружений Новосибирского гидроузла для создания напорного фронта входят:

1. левобережная земляная плотина, длиной 311 м;
2. здание гидростанции водосливного типа на 7 гидроагрегатов с открытой подстанцией и пристанционными сооружениями, в здании предусмотрено 21 водосбросное отверстие, по три отверстия в каждом турбинном блоке;
3. бетонная водосливная плотина с 8-ю пролетами по 20 м в свету с раздельным и правобережным устоями;
4. правобережная земляная плотина, длиной 3045 м;
5. судоходный шлюз с подходными каналами общей протяженностью 10 км;
6. правобережная земляная дамба, длиной 1023 м.

Особенностью стока являются изменчивость, неповторимость и невозможность точного прогнозирования на длительные периоды. Эти свойства стока учитываются при проектировании и эксплуатации гидроузла. В водохранилище в период весеннего половодья накапливается вода, а затем она используется зимой, например, для поддержания работы городских водозаборов.

Не всегда удается создать водохранилище, обеспечивающее полное перераспределение стока. Так полный объем Новосибирского водохранилища аккумулирует в себе только около 17 % годового стока в створе гидроузла, а полезный объем 8,6 %. В различные по водности годы соотношение полезного объема и годового стока изменяется от 12 до 6 %, при колебаниях годового стока от 36,7 до 73,2 км³. Полезный объем водохранилища составляет 13,4 %, а полный – в 3,7 раза меньше объемов весеннего половодья.

Достаточно хорошо изучена внутригодовая цикличность стока. В меньшей мере имеется представление о многолетней цикличности. Она почти всегда неизвестна. Сток имеет вероятностную природу, его невозможно предсказать с большой точностью. Поэтому речной сток рассматривается как вероятностный процесс и его описание производится с использованием методов теории вероятностей. С ее помощью строится теоретическая вероятностная характеристика стока (кривая обеспеченности) при сравнительно коротких рядах статистических наблюдений. Экстраполяция кривой обеспеченности производится методом математической статистики, что позволяет получить обеспеченность (вероятность) как очень больших, так и очень малых значений исследуемого параметра. Наблюдения стока реки Оби проводились с 1894 года, на этих данных определены среднемноголетние нормативные величины стока и построены кривые обеспеченности основных параметров стока.

При проектировании пропускной способности ГЭС используется такая характеристика стока как величина максимального среднесуточного расхода весеннего половодья. Пропускная способность гидроузла рассчитывается для пропуска такой величины обеспеченностью 0,01 %, т.е. катастрофического паводка вероятностью наступления такого события 1 раз в 10 000 лет.

Она представляет собой неразрывную систему гидротехнических сооружений и оборудования для получения электрической энергии из энергии воды. Здание Новосибирской ГЭС – руслового типа, т.к. является частью напорного фронта станции и воспринимает напор

Гидростанция общей мощностью 465 МВт состоит из семи секций агрегатов и секции монтажной площадки. Подводная часть представляет собой железобетонную конструкцию, внутри которой размещаются спиральные камеры, отсасывающие трубы, водосбросы, помещения перепускных устройств, помещения сервомоторов, галерея для отвода откачиваемой воды из здания ГЭС. Типовая секция агрегата имеет в подводной части длину 25 м, ширину 53,75 м и высоту в центральной части

30,5 м. Такой массив, являясь напорным сооружением, служит также фундаментом под агрегат (турбину и генератор), вес которого составляет, примерно, 2300 тонн.

Со стороны верхнего бьефа размещается щитовое помещение, в котором сосредоточено механическое оборудование, обслуживающее входные отверстия спиральных камер и донных водосбросов. Подводный массив в щитовом помещении заканчивается на отм. 117,5 м, на этой отметке имеется два ряда пазов. Первый ряд пазов предназначен для размещения в них сороудерживающих решеток. Эти же пазы используются для временного заграждения как перед входом в спираль, так и перед входом в водосбросы. Ремонтное заграждение перед водосбросами может опускаться отдельно от заграждения спирали. Во втором ряду пазов размещаются рабочие затворы.

Со стороны нижнего бьефа на отм. 104,0 расположена трансформаторная площадка с путями для продольной и поперечной перекачки трансформаторов, а также пути под козловой кран, обслуживающий затворы выходных отверстий донных водосбросов и ремонтные заграждения отсасывающих труб и водосбросов.

Надводная часть здания станции состоит из двух помещений:

1. машинный зал над агрегатами и монтажной площадкой длиной 210,45 м, шириной 19,5 м и высотой на участке размещения агрегатов 24 м, на участке монтажной площадки – 29 м;

2. Шатер над щитовым отделением шириной 11,6 м и высотой 12,5 м.

Ниже пола машзала (отм. 109,0 м) в подвальном помещении размещено вспомогательное гидротурбинное и генераторное оборудование: главные и нейтральные выводы, трубопроводы технического водоснабжения, маслонапорной установки и др. Верхние отметки массива спиральной камеры 105,85, 104,6 и 104,0 служат полом этого помещения.

В нижнем бьефе на отм. 120,0 м над трансформаторами проходит автодорожный мост, конструктивно связанный с надводным строением

машзала. Этот мост является продолжением моста через плотину для связи с обоими берегами.

Гидроагрегаты Новосибирской ГЭС выполнены на базе вертикальной гидротурбины поворотного-лопастного типа (ПЛ30-В-800), и трехфазного синхронного гидрогенератора (типа СВ1343/140-96 УХЛ4) с косвенной воздушной системой охлаждения .

Таблица 1- Параметры гидротурбины Новосибирской ГЭС типа ПЛ30-В-800

Гидротурбины поворотного-лопастного типа имеют следующие основные параметры:	
Параметр:	Гидротурбина
Тип турбины	ПЛ30-В-800
Номинальная мощность (Nн)	72 МВт
Установленная мощность гидроагрегата (Nu)	70 МВт
Максимальный КПД (η_{max})	94,07 %
Максимальный напор (Hmax)	20,4 м
Расчетный напор (Hр)	17,0 м
Минимальный напор (Hmin)	11,6 м
Мощность при Hmin (Nmin)	43 МВт
Номинальный диаметр рабочего колеса (D ₁)	8 м
Число лопастей (Z)	5
Частота вращения синхронная (n)	62,5 об/мин

Таблица 2- Параметры генератора

Наименование параметров	Значение
Мощность номинальная, кВА/кВт	76500/70000
Напряжение номинальное, В	13800
Номинальный коэффициент мощности, о.е.	0,915
Частота электрического тока, Гц	50
Ток статора номинальный, А	3201

Ток возбуждения номинальный, А	1700
Ток возбуждения при холостом ходе и номинальном напряжении, А	950
Ток возбуждения при установившемся трехфазном коротком замыкании и номинальном токе статора, А	655
Номинальное напряжение на кольцах ротора при номинальной нагрузке, В	294
Сопротивление обмотки возбуждения постоянному току при температуре 15°С, Ом	0,145
Сопротивление фазы статора постоянному току при температуре 15°С, Ом	0,00953
Коэффициент полезного действия при $\cos \varphi=0,85$, % при 100% номинальной нагрузке	97,78
Коэффициент полезного действия при $\cos \varphi=1,0$, % при 100% номинальной нагрузки	98,3
Статическая перегружаемость, о.е.	2,8

Известно, что для управления параметрами работы ГА применяется комплекс технологических устройств [2, 3]. К данному комплексу устройств относятся: направляющий аппарат (НА), рабочее колесо (РК), маслонапорная установка (МНУ), автоматическая система управления гидроагрегатом (АСУГ) и др. Функциональная схема гидравлической части для управления НА указана на рисунке 1 .

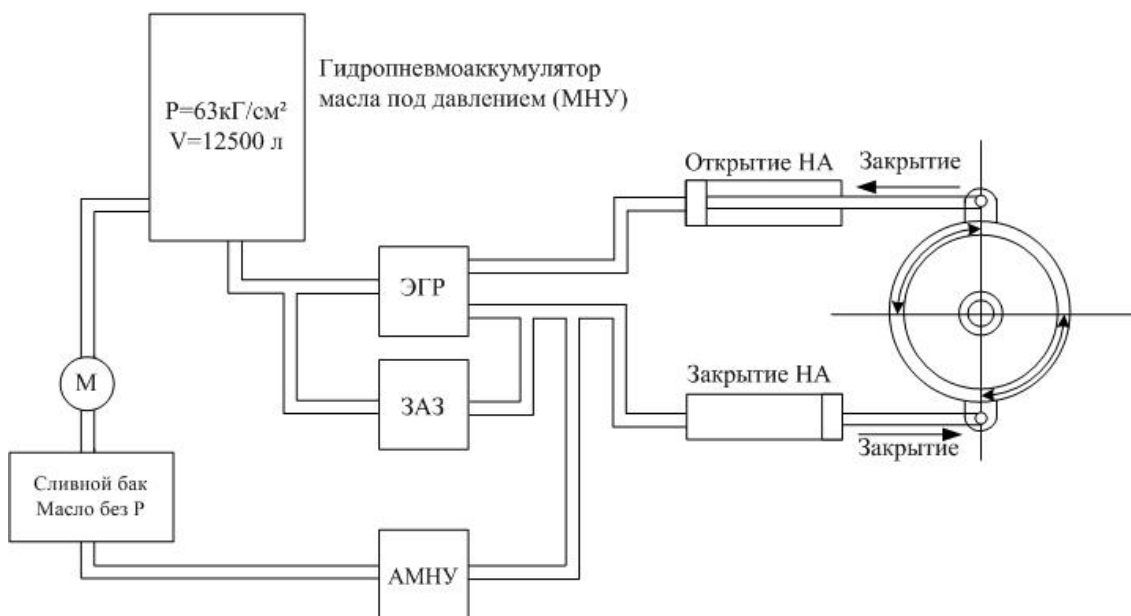


Рисунок 1 – Функциональная схема гидравлической части

Характеристика элементов приведенных на Рисунке 1 представлена ниже.

1.2. Направляющий аппарат

Направляющий аппарат служит для регулирования расхода воды через гидротурбину для обеспечения заданной электрической нагрузки, прекращения доступа воды к рабочему колесу и останова гидроагрегата.

Направляющий аппарат имеет 32 поворотные лопатки, изготовленные из углеродистой нержавеющей стали.

1.3 Автоматическая система управления гидроагрегатом (АСУГ)

ПТК АСУГ ГА предназначен для автоматического управления гидроагрегатом в нормальных и аварийных условиях эксплуатации и обеспечивает выполнение следующих основных операций:

1. определение готовности гидроагрегата к пуску с контролем состояния вспомогательных механизмов и исполнительных устройств гидроагрегата, значений параметров в заданных пределах, необходимых для нормального пуска;
2. выдача управляющих сигналов в смежные системы (ЭГР, МНУ, ТК, ВК, РЗА) автоматически, в заранее определённой технологическим алгоритмом, технологической последовательности;
3. пуск или перевод гидроагрегата в режим холостого хода турбины;
4. пуск или перевод гидроагрегата в режим холостого хода генератора;
5. нормальный пуск или перевод гидроагрегата в генераторный режим с включением в сеть методом точной синхронизации с помощью встроенного автосинхронизатора;
6. экстренный пуск или перевод гидроагрегата в генераторный режим с включением в сеть методом самосинхронизации (как по команде оперативного персонала, так и по команде противоаварийной автоматики) с помощью встроенного реле разности частот;
7. перевод гидроагрегата в режим синхронного компенсатора;
8. останов гидроагрегата нормальный из всех режимов;

9. останов гидроагрегата аварийный из всех режимов;
10. управление устройством пожаротушения статора генератора;
11. выполнение функций гидромеханических защит (ГМЗ);
12. управление вспомогательным оборудованием (задвижками ТВС, дренажными насосами крышки турбины и отметки 85,7);
13. выдача аварийных и предупредительных сигналов (световых и звуковых) на соответствующих агрегатах и на панелях ГЩУ;
14. контроль значений технологических параметров в заданных пределах, необходимых для работы гидроагрегата в заданном режиме;
15. осуществление диагностики механизмов, исполнительных устройств, а также аналоговых датчиков, сигнализация об обнаружении неисправностей.

ПТК АСУГ представляет собой двухуровневую распределённую систему управления, выполненную на базе программируемых логических контроллеров и средств вычислительной техники.

1.4 Электрогидравлический регулятор (ЭГР)

ЭГР представляет собой комплекс управляющих электрических и исполнительных гидравлических устройств. ЭГР принимает управляющие сигналы из АСУГ ГА и формирует управляющие сигналы на сервоприводы для закрытия и открытия НА. В зависимости от режима работы ГА, ЭГР работает в следующих режимах: поддержание заданной частоты вращения (при работе ГА в режимах ХХТ, ХХГ), поддержание заданной активной мощности (при работе ГА параллельно с сетью). Также ЭГР выполняет функции автоматической остановки ГА в рабочем и аварийном режимах, и функции синхронизации с сетью.

1.5 Маслонапорная установка (МНУ)

МНУ является источником энергии для системы регулирования гидротурбины и предназначена для [4]:

1. питания маслом под давлением гидравлической части системы регулирования;

2. автоматического поддержания заданных значений давления и уровня масла в гидроаккумуляторе, достаточных для надёжного управления турбиной;

3. формирования и выдачи команд управления маслонасосами, а также предупредительных и аварийных сигналов при нарушении нормального режима работы МНУ или отклонения контролируемых параметров от заданных норм.

При отсутствии достаточного давления масла в МНУ управление турбиной становится невозможным.

Станиной МНУ, на которой расположены все остальные механизмы, служит сварной сливной бак объемом 18 м³, который установлен в машинном зале ГЭС. Сливной бак является резервуаром, куда возвращается масло, отработавшее в системе регулирования, и из которого оно вновь подается насосами в гидроаккумулятор. Объем масла в сливном баке МНУ – 10,7 м³. Сливной бак оборудован насосом фильтрации масла, всасывание в насос фильтрации производится из сливной полости сливного бака и далее поступает на дуплекс-фильтр и далее обратно в сливной бак.

МНУ оборудована гидроаккумулятором, объем масла 4,5 м³, остальной объем заполнен воздухом под давлением 60-63 кгс/см² (5,88-6,18 МПа). Общий объем гидроаккумулятора составляет 12,5 м³.

Масло из гидроаккумулятора МНУ расходуется на работу сервомоторов системы регулирования и различные протечки.

В гидроаккумулятор МНУ воздух подкачивается автоматически при увеличении уровня масла в гидроаккумуляторе до 951мм от оси нижнего фланца указателя уровня и снижении давления ниже 6,12МПа (автоматически открывается электромагнитный клапан и производится подкачка сжатым воздухом). При достижении уровня масла в гидроаккумуляторе 911мм от оси нижнего фланца указателя уровня гидроаккумулятора происходит закрытие электромагнитного клапана, и подкачка прекращается. При давлении в

гидроаккумуляторе 6,18МПа идет сигнал на запрет подкачки. Так же, возможна ручная подкачка воздуха в гидроаккумулятор МНУ.

1.6 Золотник аварийного закрытия (ЗАЗ) и аварийная маслонапорная установка (АМНУ)

ЗАЗ предназначен для аварийного закрытия НА в случае отказа ЭГР. АМНУ предназначена для аварийного закрытия НА при отказе системы регулирования (ЭГР и ЗАЗ) и разгоне турбины до 160% оборотов, а также при аварийном понижении давления и уровня в гидроаккумуляторе МНУ. Во время работы АМНУ подает масло под давлением в сервомоторы направляющего аппарата. Масло подается через гидрораспределитель с гидравлическим управлением АА-075, аварийный золотник в сервомоторы направляющего аппарата. При закрытии направляющего аппарата от действия АМНУ, сервомотор становится автоматически на стопор.

Установка состоит из сварной рамы, на которой смонтирован масловинтовой насос (типа Leistritz - L3MF-080/160 производительностью 10 л/сек и давлением 63кгс/см^2 (6,18МПа)), соединенный с электродвигателем эластичной муфтой, предохранительного клапана, предназначенного для пропуска всего расхода масла в сливной бак.

2 АЛГОРИТМЫ АВТОМАТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ГИДРОАГРЕГАТОМ

ПТК АСУГ ГА предназначен для автоматического управления гидроагрегатом в нормальных и аварийных условиях эксплуатации и обеспечивает выполнение следующих основных операций:

1. определение готовности гидроагрегата к пуску с контролем состояния вспомогательных механизмов и исполнительных устройств гидроагрегата, значений параметров в заданных пределах, необходимых для нормального пуска;

2. выдача управляющих сигналов в смежные системы (ЭГР, МНУ, температурный контроль (ТК), вибрационный контроль (ВК), релейная защита и автоматика (РЗА)) автоматически, в последовательности, заранее определённой технологическим алгоритмом;

3. пуск или перевод гидроагрегата в режим холостого хода турбины;

4. пуск или перевод гидроагрегата в режим холостого хода генератора;

5. нормальный пуск или перевод гидроагрегата в генераторный режим с включением в сеть методом точной синхронизации с помощью встроенного автосинхронизатора;

6. экстренный пуск или перевод гидроагрегата в генераторный режим с включением в сеть методом самосинхронизации (как по команде оперативного персонала, так и по команде противоаварийной автоматики) с помощью встроенного реле разности частот;

7. перевод гидроагрегата в режим синхронного компенсатора;

8. останов гидроагрегата нормальный из всех режимов;

9. останов гидроагрегата аварийный из всех режимов;

10. управление устройством пожаротушения статора генератора;

11. выполнение функций гидромеханических защит (ГМЗ);

12. управление вспомогательным оборудованием;

13. выдача аварийных и предупредительных сигналов (световых и звуковых) на соответствующих агрегатах и на панелях главного щита управления (ГЩУ);

14. контроль значений технологических параметров в заданных пределах, необходимых для работы гидроагрегата в заданном режиме;

15. осуществление диагностики механизмов, исполнительных устройств, а также аналоговых датчиков, сигнализация об обнаружении неисправностей.

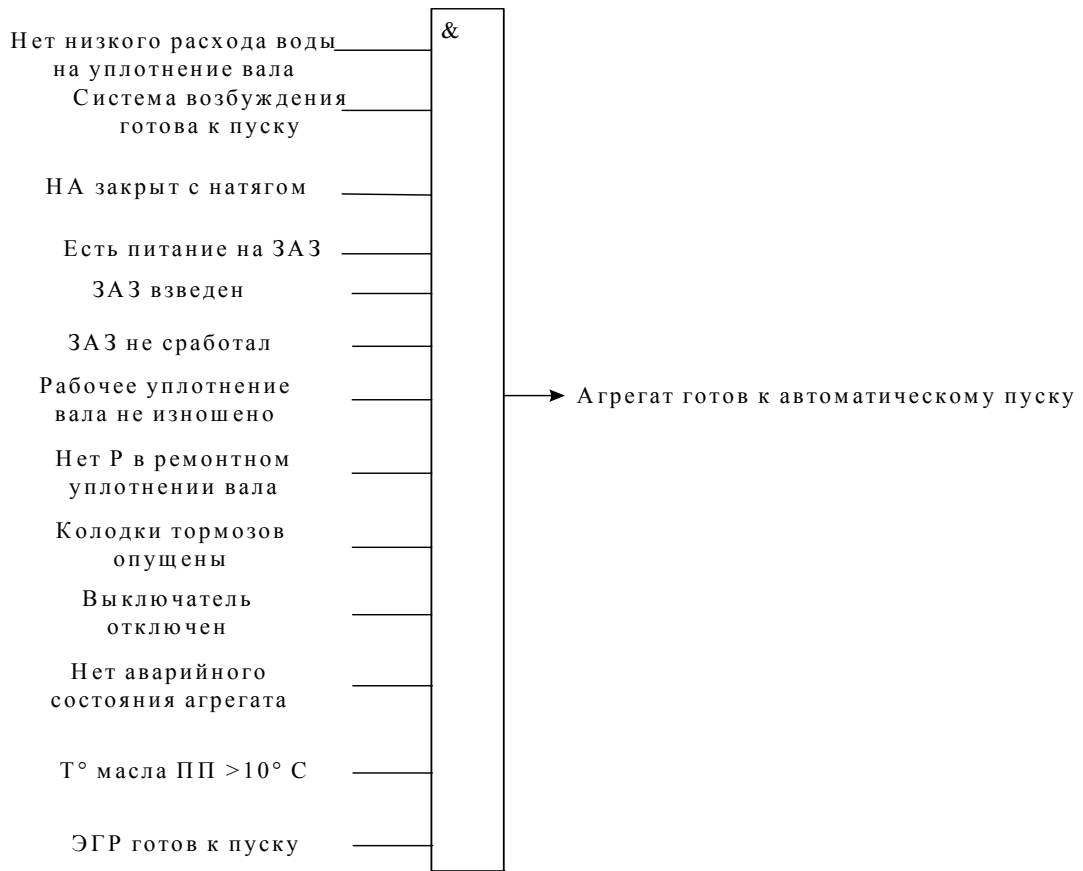


Рисунок 2 - Алгоритм готовности к автоматическому пуску.

АСУГ ГА позволяет осуществлять запуск ГА в различные режимы, к примеру, в режим ХХТ, ХХГ и др. При этом АСУГ ГА принимает сигналы обратной связи (ОС) от различных датчиков технологических величин (датчики давления, вибрации, температуры и др.) и РЗА, что необходимо для обеспечения безаварийной работы ГА. Гидроагрегаты должны работать в режиме автоматического регулирования. Перевод регуляторов гидротурбин в режим работы на ограничителе открытия или на ручное управление

допускается в исключительных случаях, с разрешения управляющего персонала ГЭС.

Ниже приведена последовательность операций, выполняемых АСУГ при осуществлении автоматического пуска ГА с выполнением автоматической синхронизации и последующим включением в сеть. Далее ГА выходит на установленную мощность:

1. Формируется команда “Пуск турбины”, открывается автоматическая задвижка охлаждения, подается вода на охлаждение подшипников, пяты, воздухоохладителей генератора. Автоматически поднимается стопор НА.

2. Электронный ограничитель открывается на 100%.

3. НА открывается на величину первого пускового открытия (24-38% в зависимости от напора) и гидроагрегат начинает вращаться.

4. При достижении частоты вращения 50% от номинальной, лопасти РК устанавливаются в соответствии с комбинаторной зависимостью $+3^\circ$.

5. При достижении 95% оборотов НА закрывается на величину второго пускового открытия (12-15%), в режиме “Точная синхронизация” происходит программное возбуждение генератора.

6. При достижении 100% оборотов, генератор включается в сеть методами точной синхронизации или самосинхронизацией. Нормально генератор включается в сеть методом точной синхронизации.

7. При автоматическом управлении только от ЭГР и АСУГ (ГА не участвует в групповом регулировании активной и реактивной мощности (ГРАРМ)), гидроагрегат набирает активную нагрузку в соответствии с заданием от АСУГ.

8. При нахождении в ГРАРМ, гидрогенератор набирает активную и реактивную нагрузку в соответствии с заданием на ГРАРМ.

9. После включения в сеть оперативный персонал должен произвести осмотр гидроагрегата.

На рисунке 3 приведен алгоритм автоматического запуска ГА методом самосинхронизации с сетью

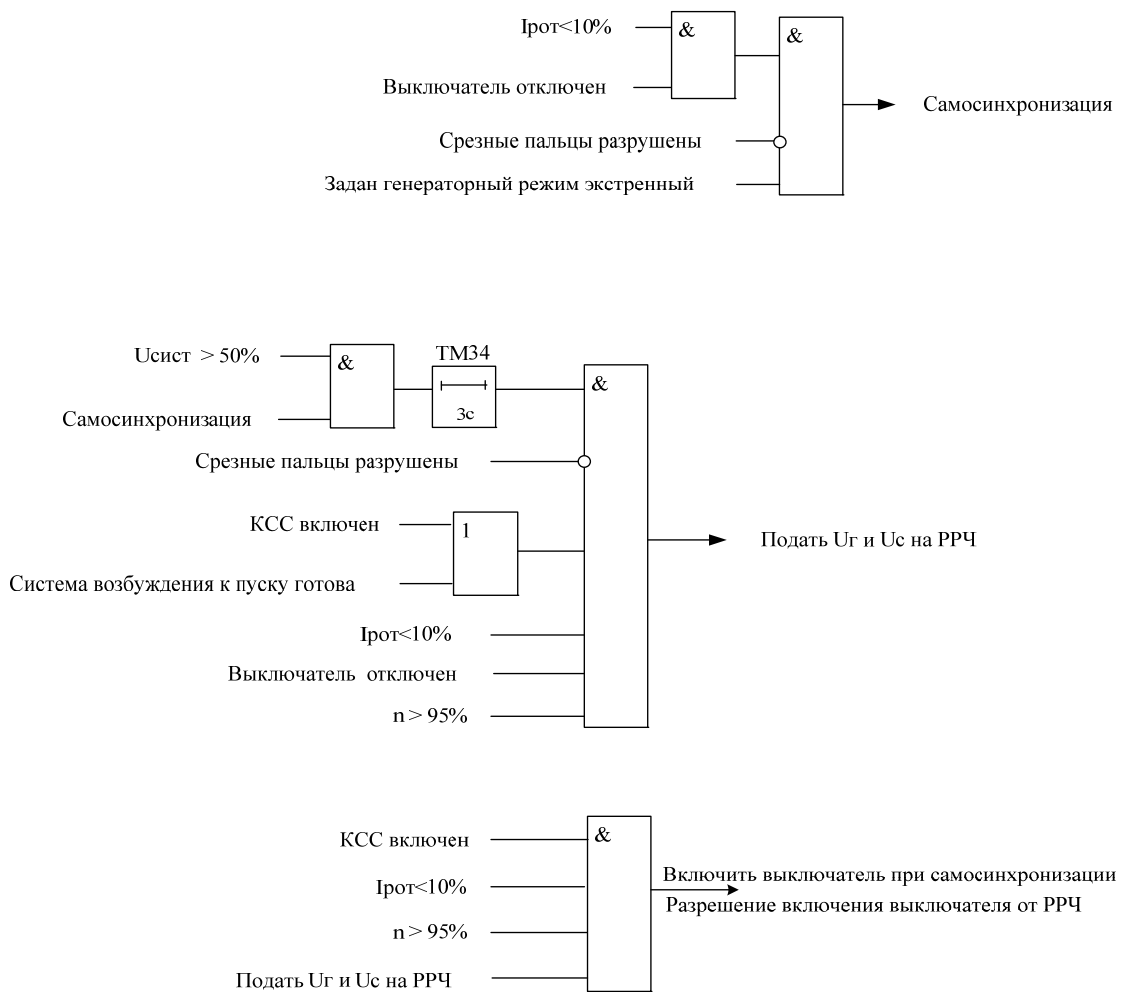


Рисунок 3 - Алгоритм автоматического пуска гидроагрегата в режиме самосинхронизации.

Согласно алгоритму на рисунке 3 при пуске и разгоне гидротурбины до частоты вращения 95% от номинальной включается УПП и происходит кратковременное возбуждение гидроагрегата с целью проверки работоспособности силовых мостов системы возбуждения, при положительном результате формируется сигнал «Система возбуждения к пуску готова». По достижению номинального напряжения статора гидрогенератора система возбуждения переходит в режим инвертирования. В результате напряжение статора гидрогенератора становится равным нулю, ток ротора гидрогенератора менее 10% от номинального значения. По факту снижения тока ротора в силовой цепи системы возбуждения включается контактор самосинхронизации (КСС) и шунтирует обмотку ротора гидрогенератора на резистор самосинхронизации. При включении КСС и

выполнении условия разности частоты вращения гидроагрегата и частоты сети в диапазоне 0,8-1 Гц, которое проверяется на реле разности частот (РРЧ), происходит включение блочного (генераторного) выключателя.

Также, в автоматическом режиме АСУГ ГА осуществляет нормальный останов ГА:

1. С агрегатной панели ГЩУ подаётся импульс на останов гидроагрегата. Командами от АСУГ генератор разгружается по реактивной мощности до 0 МВар и по активной мощности до 14,4 МВт (НА закрывается до открытия ХХТ=10...15%.)

2. Отключается выключатель блока (генератора).

3. Идет развозбуждение генератора с отключением УГП.

4. После достижения тока ротора значения $<10\%$, НА закрывается до 0%.

5. При полном закрытии НА лопасти рабочего колеса разворачиваются на пусковой угол.

6. При снижении оборотов гидроагрегата до 24 % от номинальных автоматически включается торможение. После полного останова через 8-12 секунд сбрасывается давление из системы торможения.

7. Автоматически опускается стопор НА.

После полной остановки оперативный персонал должен осмотреть гидроагрегат и систему регулирования.

Важной функцией АСУГ ГА являются защитные функции, осуществляемые системой при возникновении аварийной ситуации. В зависимости от типа сигнала аварийной защиты, состояния вспомогательного оборудования ГА (авария ЭГР, ЗАЗ, МНУ и др.), а также режима работы ГА, АСУГ выполняет формирование управляющих сигналов аварийных защит и аварийный останов в требуемой последовательности.

На рисунке 4 приведен алгоритм формирования аварийного состояния ГА.

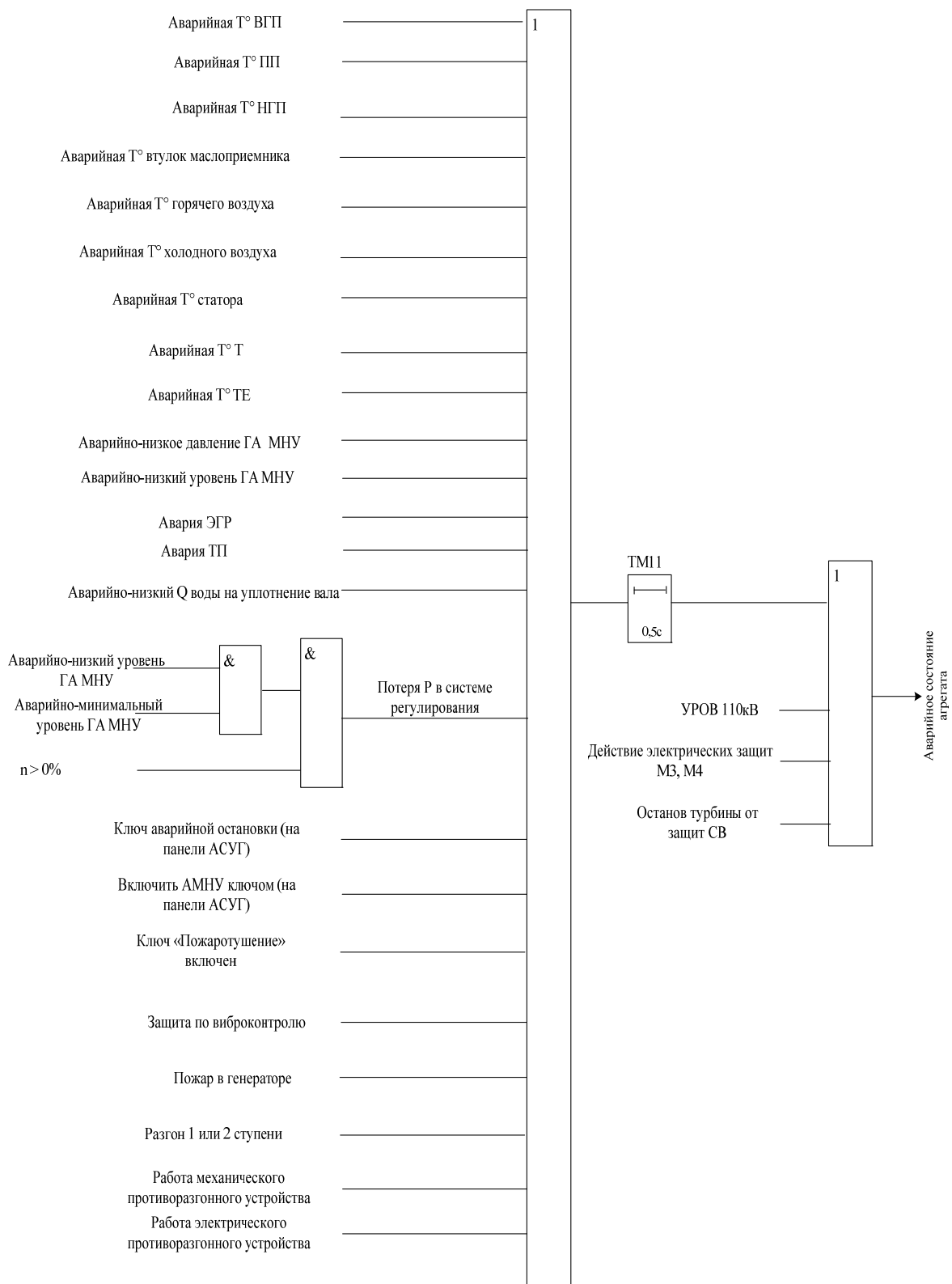


Рисунок 4- Алгоритм формирования аварийного состояния ГА

Формирование сигнала «Аварийное состояние агрегата» происходит по факту возникновения аварийного сигнала в системе защиты АСУГ ГА. В зависимости от текущего режима работы и состояния ГА возможно осуществление останова от ЭГР, ЗАЗ и АМНУ. В случае формирования

сигнала аварийного состояния и работе ГА с частотой вращения меньшей $1.15n_{\text{ном}}$ выполняется останов от ЭГР сигналом «Стоп 2» (см. рисунок 5).



Рисунок 5- Алгоритм аварийного останова от ЭГР

В случае большего увеличения частоты вращения ГА и срабатывании алгоритмов защиты от разгона, выполняется останов от ЗАЗ (см. рисунок 6).

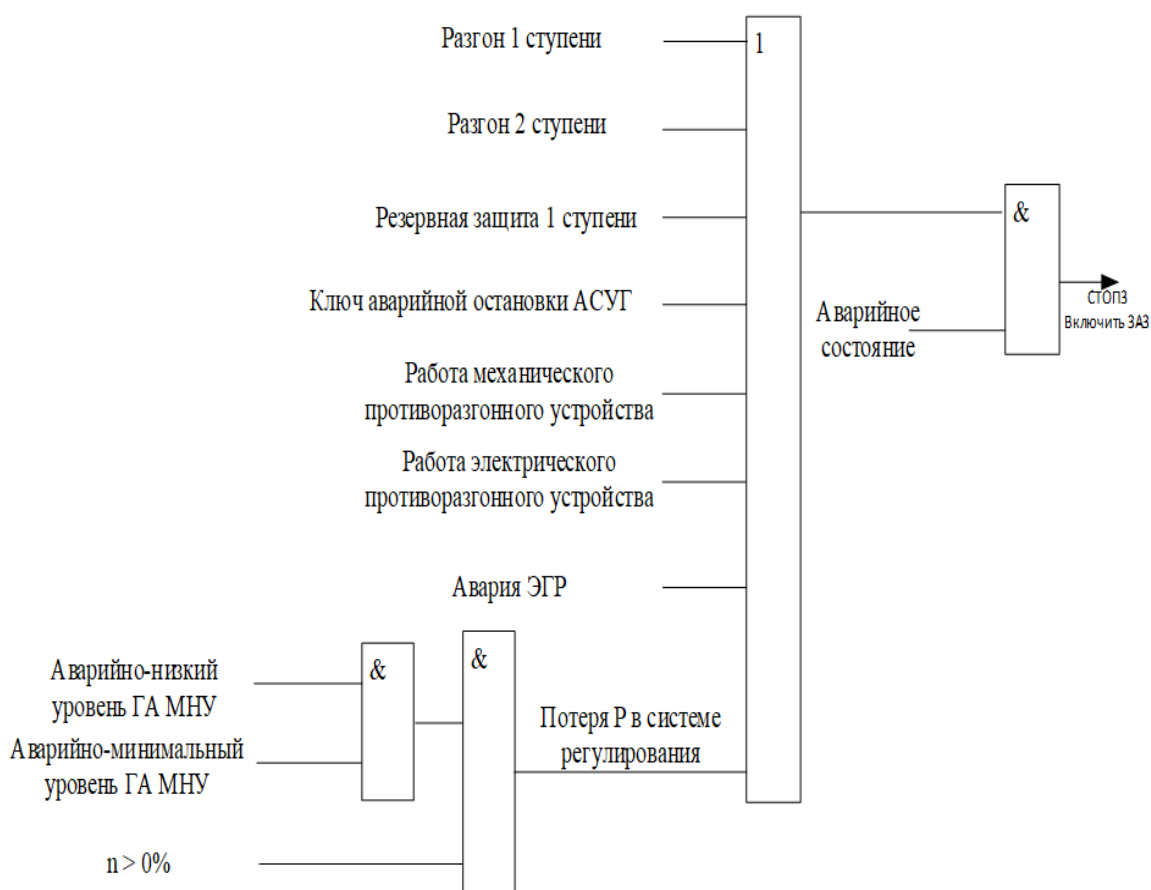


Рисунок 6 – Алгоритм аварийного останова от ЗАЗ

При возникновении аварий в ЭГР и ЗАЗ, выполняется автоматический останов ГА от АМНУ.



Рисунок 7 – Алгоритм аварийного останова от АМНУ

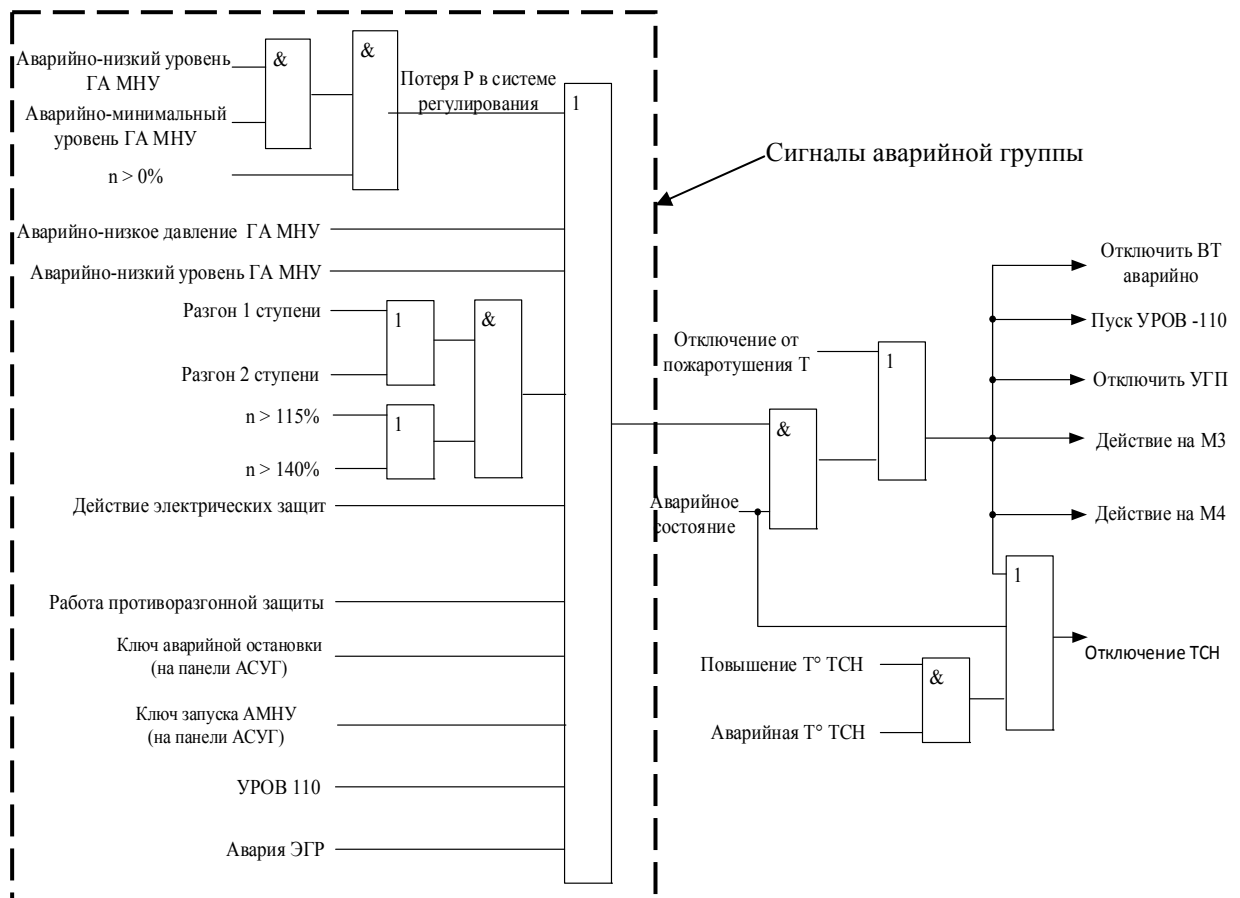


Рисунок 8 – Алгоритм аварийного отключения коммутационных аппаратов

Таким образом, в АСУГ ГА выполняется тройное резервирование защит, обеспечивающих аварийный останов. Значительное число сигналов, применяющихся в системе управления, позволяет исключить и минимизировать риски от возникновения различных аварийных ситуаций с выполнением останова гидроагрегата.

Рассмотренные алгоритмы аварийного останова имеют следующий недостаток. Аварийное состояние агрегата фиксируется, в частности, при снижении уровня масла в маслонапорной установке (рисунок 4). По факту выявления аварийного состояния агрегата запускается алгоритм аварийного останова, в соответствии с которым подается сигнал на отключение генераторного выключателя и сигнал в регулятор частоты вращения на закрытие направляющего аппарата.(рисунок 8). При этом оказывается возможна ситуация, когда объем масла в МНУ недостаточен для закрытия направляющего аппарата, и агрегат, отключенный от сети, будет длительно работать на повышенных (угонных) оборотах.

3 МОДЕРНИЗАЦИЯ АЛГОРИТМОВ АВТОМАТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ГИДРОАГРЕГАТОМ В АВАРИЙНЫХ РЕЖИМАХ

Для перехода к предлагаемой в данном разделе модернизации алгоритмов АСУГ в аварийных режимах работы, необходимо выполнить детальный анализ алгоритмов: «Определение аварийного состояния агрегата» (рисунок 4), «Алгоритм отключения коммутационных аппаратов» (рисунок 8).

«Алгоритм отключения коммутационных аппаратов» выполняет формирование управляющих импульсов на отключение силовых коммутационных аппаратов (трансформаторный выключатель (ВТ)) и системы возбуждения (СВ) синхронного генератора (СГ) при помощи устройства гашения поля. При этом формирование управляющих сигналов на отключение силовой коммутационной аппаратуры, СВ и трансформатора собственных нужд (ТСН) происходит без выдержки времени, в случае если возникает сигнал «Отключение от пожаротушения Т» (Рисунок 8). В данном случае отключение ГА от сети, работающего под нагрузкой, приведет к резкому снятию момента сопротивления на валу турбины ГА, что повлечет за собой увеличение частоты вращения. Максимальное значение угонной частоты вращения в данном режиме зависит от степени загрузки ГА в доаварийном режиме работы (угол открытия НА) и вида эксплуатационной характеристики. Отключение генератора от сети с повышением частоты вращения приводит к износу коммутационных аппаратов, а также электрической и механической частей. При снижении давления в ГА МНУ до уровня срабатывания аварийной уставки («Аварийно-низкое давление ГА МНУ») возможно увеличение времени закрытия НА и, как следствие, длительная работа на угонной частоте. При снижении давления в ГА МНУ ниже уровня срабатывания аварийной уставки, закрытие НА будет осуществляться от АМНУ.

Проведенное исследование аварийных алгоритмов АСУГ показывает необходимость выполнения предварительной разгрузки ГА с последующим его отключением от сети (по достижению полной разгрузки ГА) в тех случаях, когда это допустимо.

Для алгоритма формирования аварийного состояния агрегата (рисунок 4) в АСУГ Новосибирской ГЭС необходимо выделить события, при которых отключение генератора от сети не приводит к устранению аварии, а повышение частоты вращения может оказаться длительным или привести к развитию дефекта. К этой группе (группа 2) событий можно отнести падение уровня масла МНУ и неисправности генераторных подшипников (повышение их температуры или вибрации). Для таких событий следует использовать отдельный вид аварийного останова, при котором сначала за счет закрытия направляющего аппарата снижается до нуля выдаваемая в сеть активная мощность, и только потом отключается генераторный выключатель. К другой группе (группа 1) можно отнести сигналы, требующие отключения от сети без предварительной разгрузки.

Таблица 3- Группы сигналов аварийного состояния ГА

1 группа - Отключение от сети	2 группа - Отключение от сети с предварительной разгрузкой
Ключ «Пожаротушение» включен	Аварийная Т° ПП
Защита по виброконтролю	Аварийная Т° втулок маслоприемника
Аварийная Т° ВГП	Аварийная Т° горячего воздуха
Аварийная Т° статора	Аварийная Т° ТЕ
Аварийная Т° Т	Аварийная Т° ТП
Аварийная Т° НГП	Аварийно-низкое давление МНУ
Пожар в генераторе	Аварийно-низкий уровень МНУ
Аварийная Т° ЭГР	Аварийно-низкий уровень ГА МНУ
	Аварийно-минимальный уровень ГА МНУ

В приложении 1 представлен модернизированный алгоритм автоматической системы управления гидроагрегатом в аварийных режимах работы. Функционально данный алгоритм можно разделить на 4 части:

- 1- алгоритм формирования аварийного состояния 1 (рисунок 9);
- 2- алгоритм формирования аварийного состояния 2 (рисунок 10);
- 3- алгоритм управления золотником аварийного закрытия (рисунок 11);
- 4- алгоритм разгрузки и отключения от сети ГА(рисунок 12).

Согласно выполненному разделению сигналов на группы аварийного состояния алгоритмы на рисунках 9-10 формируют сигналы «Аварийное состояние 1» и «Аварийное состояние 2». К группе сигналов 1 относятся сигналы аварии в электрической части ГА и АСУГ, а так же сигналы аварийной температуры подшипников генератора, сигнал аварийной температуры ЭГР. При наличии сигналов данной группы необходимо отключение ГА от сети с последующим его остановом.

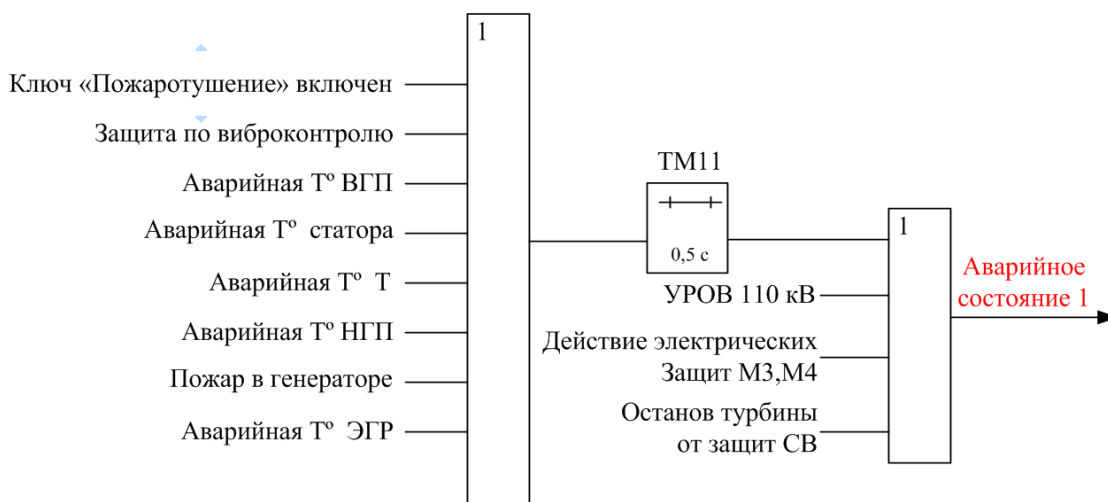


Рисунок 9- Алгоритм формирования аварийного состояния 1

Группа сигналов 2 включает в себя сигналы аварии в механической и гидравлической части ГА. При возникновении аварийных сигналов данной группы возможно выполнение аварийного останова и отключения от сети ГА с предварительной разгрузкой.



Рисунок 10- Алгоритм формирования аварийного состояния 2

Рисунок 11 представляет алгоритм управления ЗАЗ, работа которого активируется независимо от вида сигнала аварийного состояния (1 или 2) при наличии сигналов аварийного состояния, сигналов разгона первой либо второй ступени ГА, сигнала срабатывания резервной защиты и при формировании сигнала «Аварийный сигнал ЭГР». В таком случае выполняется аварийный останов ГА, с отключением от сети без предварительной разгрузки либо с выполнением разгрузки, в зависимости от сигналов аварийного состояния ГА.

Алгоритм выполнения отключения от сети с предварительной разгрузкой и без выполнения предварительной разгрузки приведен на рисунке 12. Согласно алгоритму, АСУГ ГА при наличии сигналов аварийного состояния производит отключение и останов ГА от сети без предварительной разгрузки, при наличии «Аварийное состояние 1»; производит отключение и останов ГА с предварительной разгрузкой при наличии сигнала «Аварийное состояние 2». Отключение от сети выполняется аналогично установленным алгоритмам в АСУГ ГА (см. рисунок 8), также вместе с отключением ВТ происходит отключение ТСН Разгрузка ГА

выполняется по активной и реактивной мощностям ГА. Разгрузка по активной мощности достигается при закрытии НА, по реактивной-воздействием на СВ СГ. По достижению точки ХХГ (угол открытия $НА \approx 15\%$, активная мощность ГА $P \leq 10$ МВт) вырабатывается сигнал «Агрегат разгружен» и при наличии сигнала «Отключение от системы» выполняется отключение ВТ и ТСН. В случае, если происходит авария ЭГР (см. рисунок 11) останов и отключение ГА выполняется от ЗАЗ, либо от АМНУ (см. рисунок 7) также с учетом типа сигнала аварийного состояния.

При работе алгоритма возможна ситуация одновременного наличия двух сигналов аварийного состояния («аварийное состояние 1» и «аварийное состояние 2»), в таком случае, даже при запуске процесса разгрузки ГА появление сигнала «аварийное состояние 1» приведет к немедленному отключению ГА от системы.

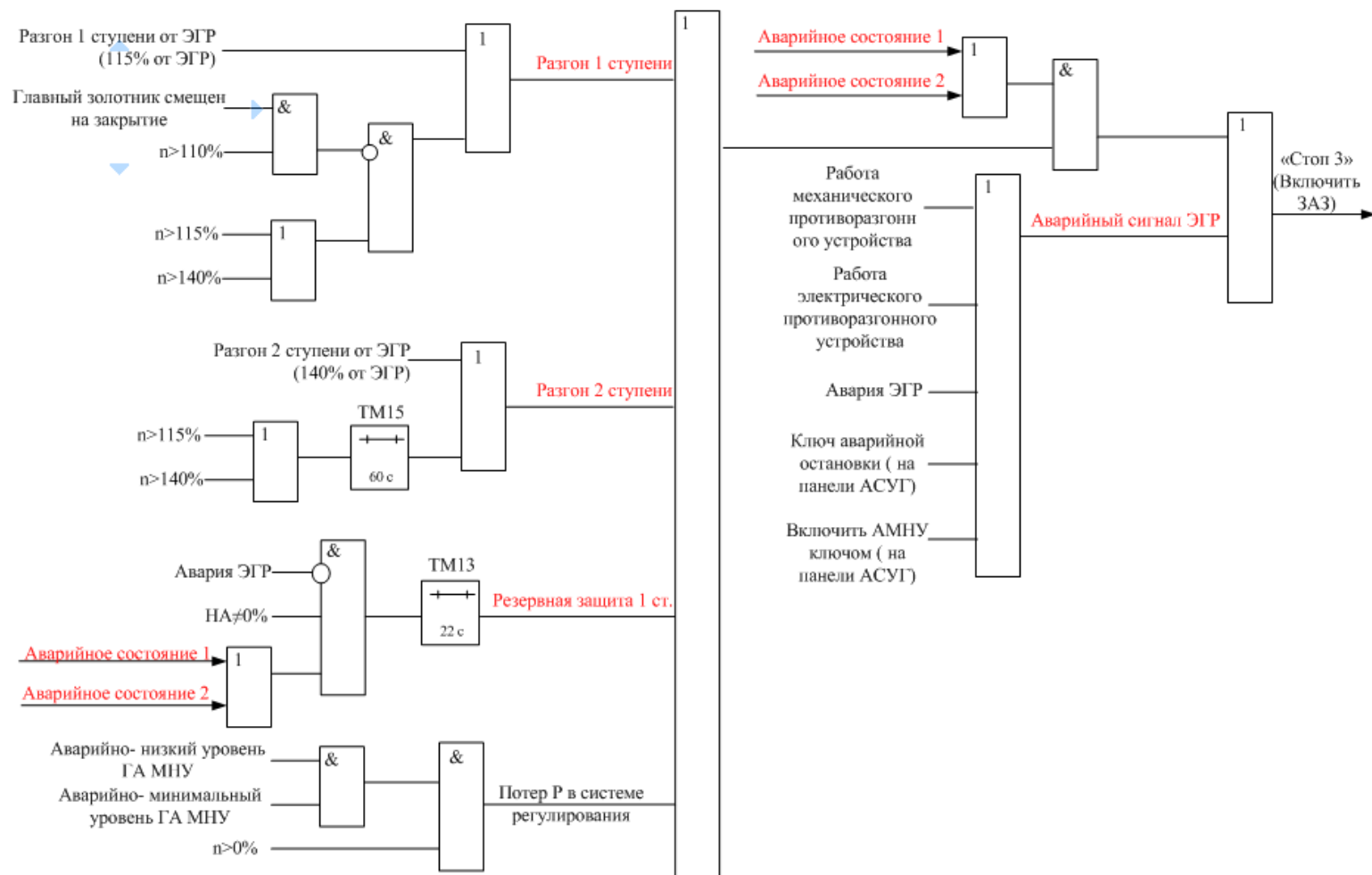


Рисунок 11 – Алгоритм управления золотником аварийного закрытия

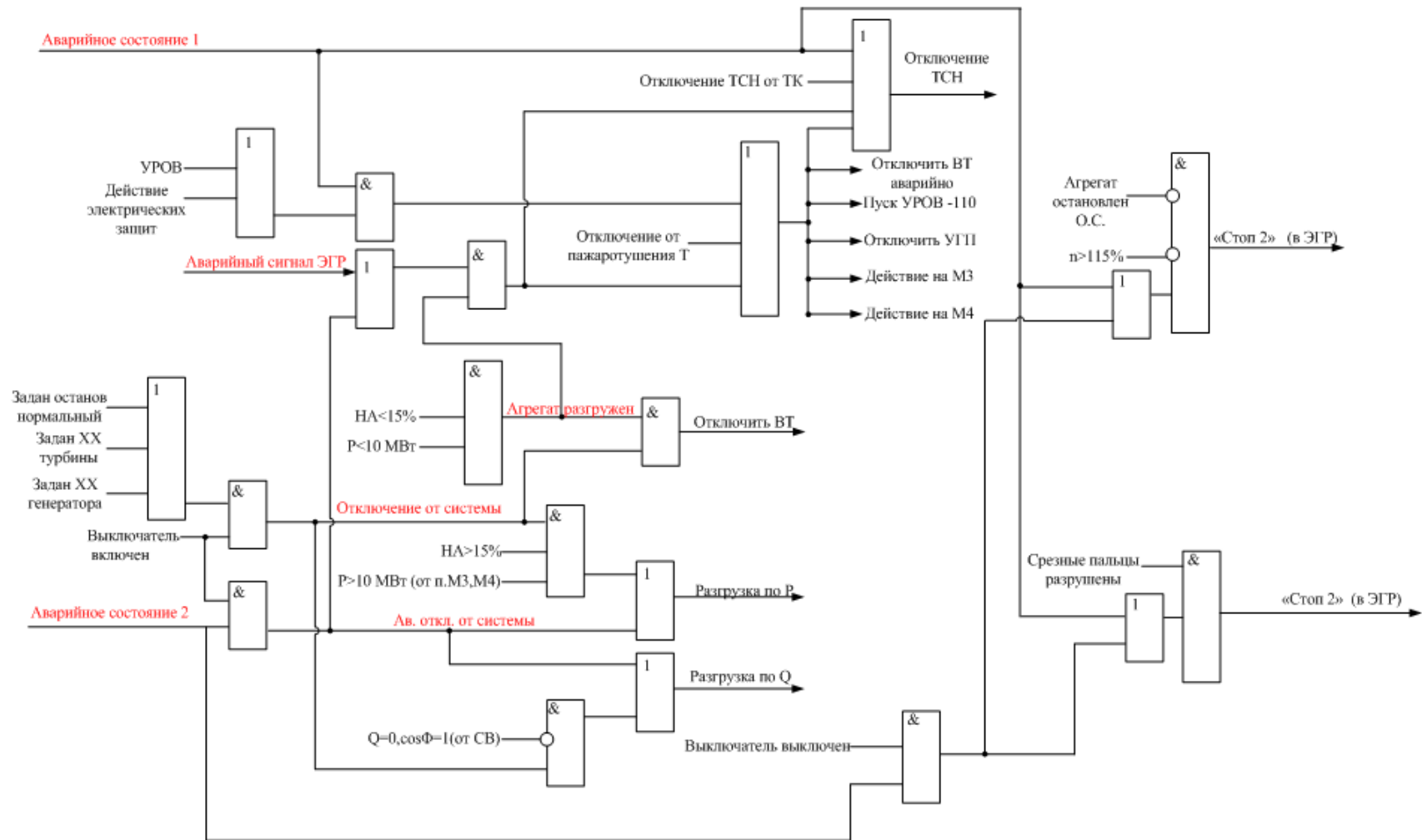


Рисунок 12 – Алгоритм разгрузки и отключения от сети ГА

4 ИМИТАЦИОННАЯ МОДЕЛЬ ГИДРОАГРЕГАТА НОВОСИБИРСКОЙ ГЭС ДЛЯ АНАЛИЗА АЛГОРИТМОВ АСУГ

4.1 Разработка имитационной модели ГА

В данном разделе приведена разработка математической модели ГА Новосибирской ГЭС. Разработанная модель позволяет выполнять имитационное моделирование для следующих задач:

- 1- анализ алгоритмов АСУГ ГА;
- 2- анализ расходных характеристик ГА;
- 3- анализ и предварительная оценка параметров регулятора в АСУГ ГА.

Схема ГА на разрезе плотины ГЭС приведена на рисунке 13. Согласно схемы модель ГА должна включать в себя модель водовода, модель НА с гидроприводом (МНУ, ЭГР, ЗАЗ, АМНУ), модель поворотной турбины, модель СГ.

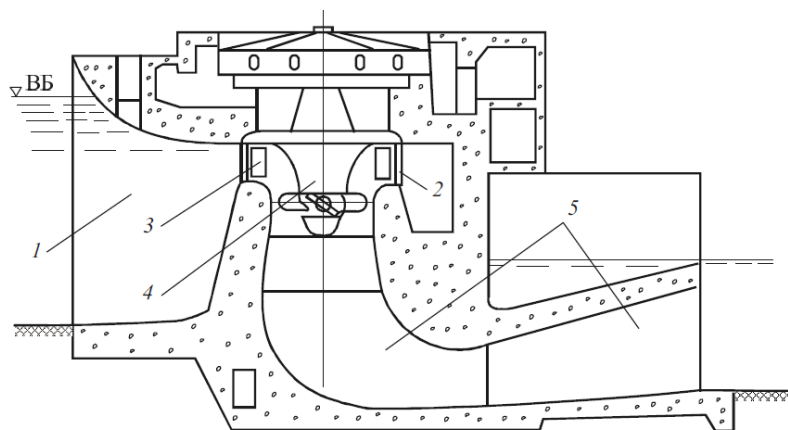


Рисунок 13 – Схема гидротурбинной установки ГЭС

1-подводящие устройства, через которые вода подводится к рабочим органам турбины; 2-статор турбины, который служит для передачи веса гидроагрегата на фундамент здания ГЭС; 3- направляющий аппарат (НА), который обеспечивает регулирование расхода воды, поступающего в турбины; 4-рабочее колесо турбины.Основным органом турбины является рабочее колесо (РК); 5-отводящие устройства (отсасывающих труб-ОС).

Структурная схема математической модели ГА с учетом системы управления приведена на рисунке 14.

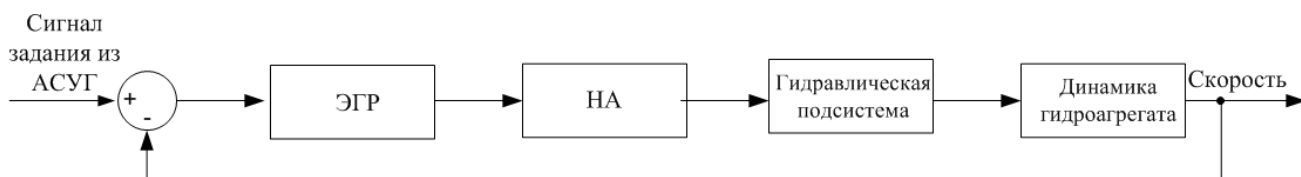


Рисунок 14 – Структурная схема ГА Новосибирской ГЭС

ЭГР на рисунке 14 выполняет функции регулятора частоты вращения и регулятора мощности ГА. ЭГР принимает управляющие сигналы задания на частоту вращения из АСУГ ГА и воздействует на сервопривод гидравлической линии НА, т.е. управляет углом открытия НА. Требуемый угол открытия НА определяется из гидравлической характеристики турбины и требуемого значения активной мощности ГА, отдаваемого в сеть при работе параллельно с сетью. Модель ЭГР, который обеспечивает работу ГА в режиме поддержания заданной частоты а также заданной мощности представляет собой достаточно сложное устройство, которое для поставленных в данной работе задач может быть представлено в виде ПИД-регулятора [5]. Значения коэффициентов ПИД – регулятора будут приведены далее в разделе.

Параметры НА, как устройства управления ГА за счет формирования вращающего момента турбины, приведены в таблице 4. В зависимости от угла открытия НА (процента открытия НА) изменяется расход воды через гидротурбину и изменяется вращающий момент, который прикладывается к валу ГА. При изменении процента открытия НА возможно управление частотой вращения ГА, а также вырабатываемой им мощностью.

Таблица 4 – Параметры НА

Диаметр расположения направляющих лопаток	9300 мм
---	---------

Продолжение таблицы 4

Высота направляющего аппарата	3200 мм
Число направляющих лопаток	32 шт.
Вес одной лопатки	3740 кг
Время открытия НА	15+1 секунд
Время закрытия НА	15+1 секунд
Полное открытие НА	1435 мм
Профиль направляющих лопаток симметричный, самозакрывающийся. Уплотнение зазоров между лопатками при закрытом положении НА выполнено с помощью шнуровой резины, также, как и между лопатками и кольцами (верхним, нижним) направляющего аппарата.	

Согласно таблице 4 полное время открытия/закрытия НА составляет 15 с. В первом приближении математическая модель НА может быть представлена в виде апериодического звена первого порядка [5], передаточная функция (ПФ) которого в преобразованиях Лапласа выражается в виде:

$$W_{\text{НА}}(p) = \frac{1}{T_{\text{НА}} \cdot p + 1}, \quad (1)$$

где $T_{\text{НА}}$ - постоянная времени апериодического звена первого порядка. Известно, что выходная переменная апериодического звена достигает 95% от своего установившегося значения за (3..4) $T_{\text{НА}}$. Следовательно, с учетом полного времени закрытия/открытия НА, равного 15 с (см. таблицу 4), значение постоянной времени составляет:

$$T_{\text{НА}} = \frac{15}{(3..4)} = 3,75 \dots 5 \text{ с.} \quad (2)$$

В соответствии с (2), примем $T_{\text{НА}} = 4 \text{ с.}$

Модель гидравлической подсистемы ГА может быть получена при помощи гидравлических эксплуатационных характеристик. Вид расходно-мощностной характеристики для турбины ПЛ30-В-800 приведен на рисунке

15; комбинаторные зависимости ГА Новосибирской ГЭС для случая работы с расчетным напором $H=17$ м, приведены таблице 5.

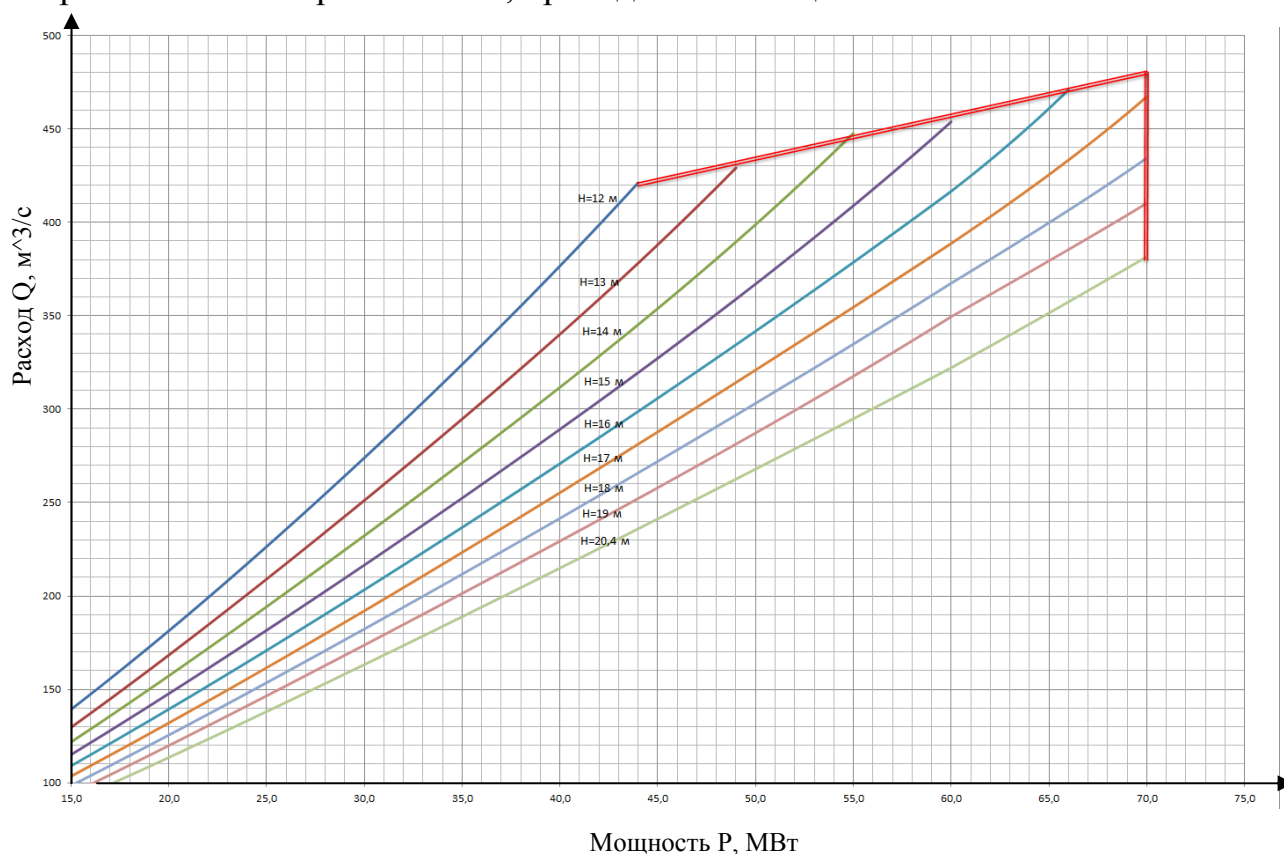


Рисунок 15 – Расходно-мощностная характеристика турбины ПЛ30-В-800

Таблица 5 – Комбинаторные зависимости ГА для случая расчетного напора $H=17$ м

$S_{на}$, мм	417,0	505,72	652,4	750,64	846,49	931,28	1046,67	1148,0	1173,5
Q , м ³ /с	70,80	104,58	164,1	215,51	277,96	338,96	425,92	504,17	525,57

В соответствии с рисунком 15 и таблицей 5, составлена модель гидравлической подсистемы ГА, которая выполняет преобразование угла открытия НА в значение расхода (м³/с) в системе водоводов ГА (см. рисунок 13), а затем в значение соответствующей механической мощности на валу ГА (см. рисунок 15).

Модель динамики ГА может быть представлена в виде уравнения вращательного движения в дифференциальной форме [6]:

$$J_{\Sigma GA} \frac{d\omega_{GA}}{dt} = M_T - M_{CG}, \quad (3)$$

где $J_{\Sigma GA}$ - суммарный момент инерции ГА, кг·м²; ω_{GA} - циклическая частота вращения турбины ГА, рад/с; $M_T = \frac{P_{\text{мех}}}{\omega_{GA}}$ - механический вращательный момент турбины ГА, Н·м; M_{CG} - механический тормозной момент от СГ, Н·м. Уравнение (3) в преобразованиях Лапласа выражается:

$$J_{\Sigma GA} p \cdot \omega_{GA}(p) = M_T(p) - M_{CG}(p). \quad (4)$$

Из зависимости (4) возможно выражение частоты вращения турбины ГА:

$$\omega_{GA}(p) = \frac{1}{J_{\Sigma GA} \cdot p} (M_T(p) - M_{CG}(p)). \quad (5)$$

Согласно (5) математическая модель динамической части ГА представляется в виде интегрирующего звена с коэффициентом усиления и входным воздействием в виде разности механических моментов турбины и СГ.

В соответствии с представленным в данном подразделе описанием развернутая структурная схема имитационной модели ГА, изображенная на рисунке 14, показана на рисунке 16.

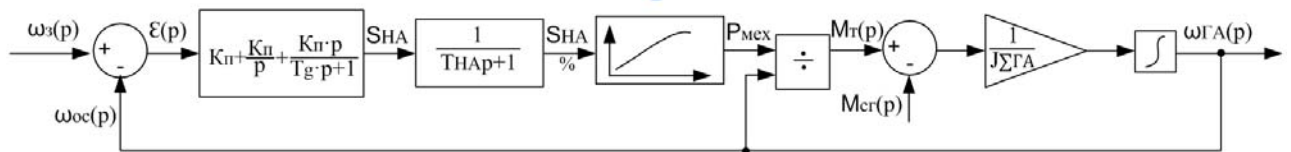


Рисунок 16 – Развернутая структурная схема имитационной модели ГА Новосибирской ГЭС

Поскольку в данной работе проводится исследование алгоритмов АСУГ и их влияния на работу ГА и его защит, для упрощения дальнейших теоретических выкладок механический тормозной момент от СГ представляется в виде постоянной величины, значение которой пропорционально электромагнитной активной мощности, генерируемой СГ.

Данное упрощение в работе справедливо, поскольку электромагнитная постоянная времени СГ, определяющая нарастание момента СГ значительно меньше механической постоянной времени турбины ГА. Следовательно, влияние формы переходной характеристики момента СГ на динамику турбины ГА незначительно, и для анализа переходных процессов в механической части им можно пренебречь. В данном случае механический момент СГ представляется в виде ступенчатого воздействия для уравнения динамической части ГА (4, 5).

4.2 Имитационная модель ГА в программном комплексе MATLAB-Simulink

Имитационная модель ГА в прикладном комплексе MATLAB-Simulink приведена на рисунке 17. В модели присутствуют дополнительные блоки (Saturation, rate limiter и др.), которые «имитируют» поведение реального объекта (ограничение минимального и максимального угла НА, ограничение скорости управляющего воздействия от ЭГР).

Также в имитационную модель добавлена отрицательная обратная связь по моменту потерь холостого хода, пропорциональному частоте вращения ГА.

Настройка ПИД регулятора выполнена средствами ПО MATLAB-Simulink, подпрограмма PID-regulator tuning. При настройке регулятора обеспечивалось максимальное совпадение с характеристиками реального ГА в нескольких режимах: запуск ГА в режим ХХТ, точная синхронизация, ХХГ, наброс нагрузки. Следует отметить, что структура ЭГР реального ГА состоит из нескольких вариантов регуляторов для обеспечения оптимальных рабочих характеристик в зависимости от режима работы. Задача модели ЭГР в данной работе – обеспечить универсальную структуру для качественного исследования и анализа во всех возможных режимах работы ГА без необходимости воспроизведения сложной структуры ЭГР на реальном объекте. При необходимости уточнения значения технологических параметров работы ГА в конкретном режиме модель и структура ЭГР могут

быть уточнены. Как показано далее, разработанная модель ЭГР обеспечивает согласование эксплуатационных характеристик реального ГА и имитационной модели с достаточной для анализа и исследования точностью.

В ходе настройки ПИД-регулятора получены следующие коэффициенты передачи составляющих частей (Таблица 6):

Таблица 6 – Параметры настройки ПИД-регулятора

Параметр	K_n , о.е.	K_u , о.е.	K_∂ , о.е.
Значение	270.32	9.54	904.96

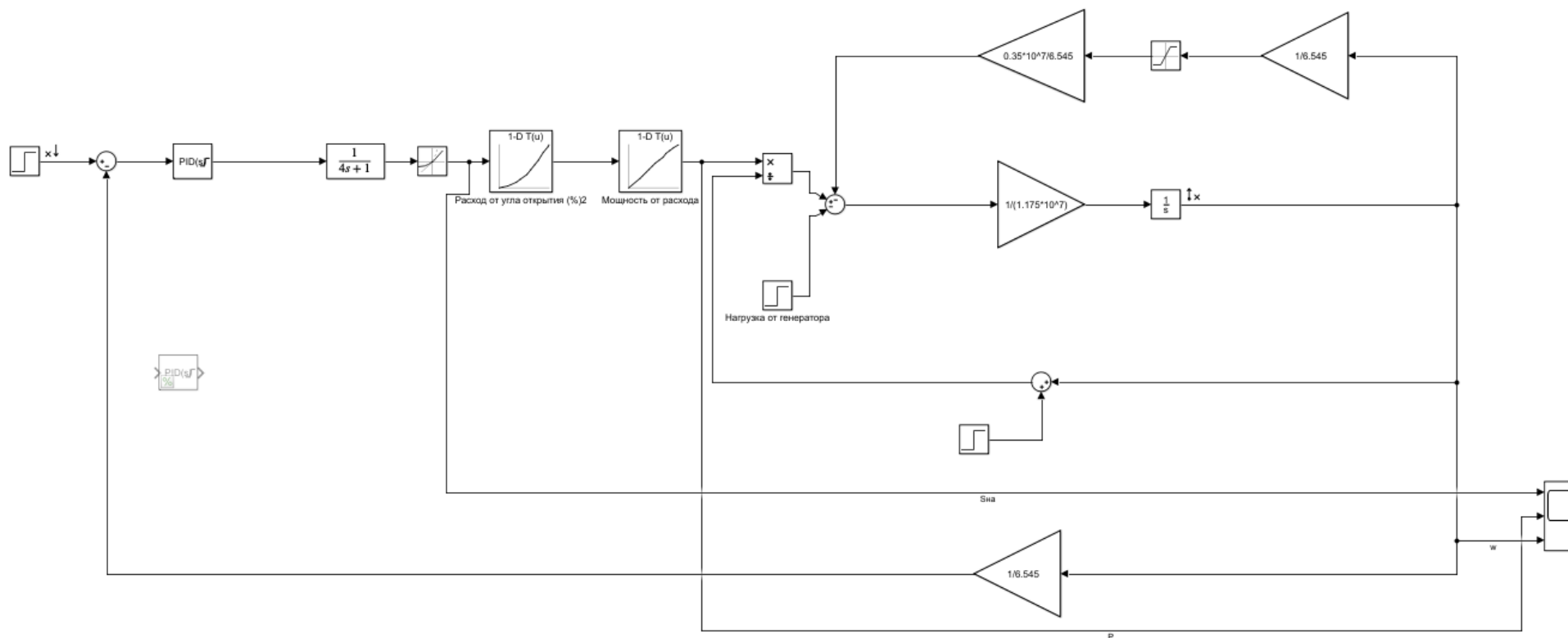


Рисунок 17 – Имитационная модель ГА в программном комплексе MATLAB-Simulink

Для сравнения на рисунках 18 – 19 приведены осциллограммы ПП по частоте вращения при запуске в режим ХХТ реального ГА и разработанной математической модели ГА.

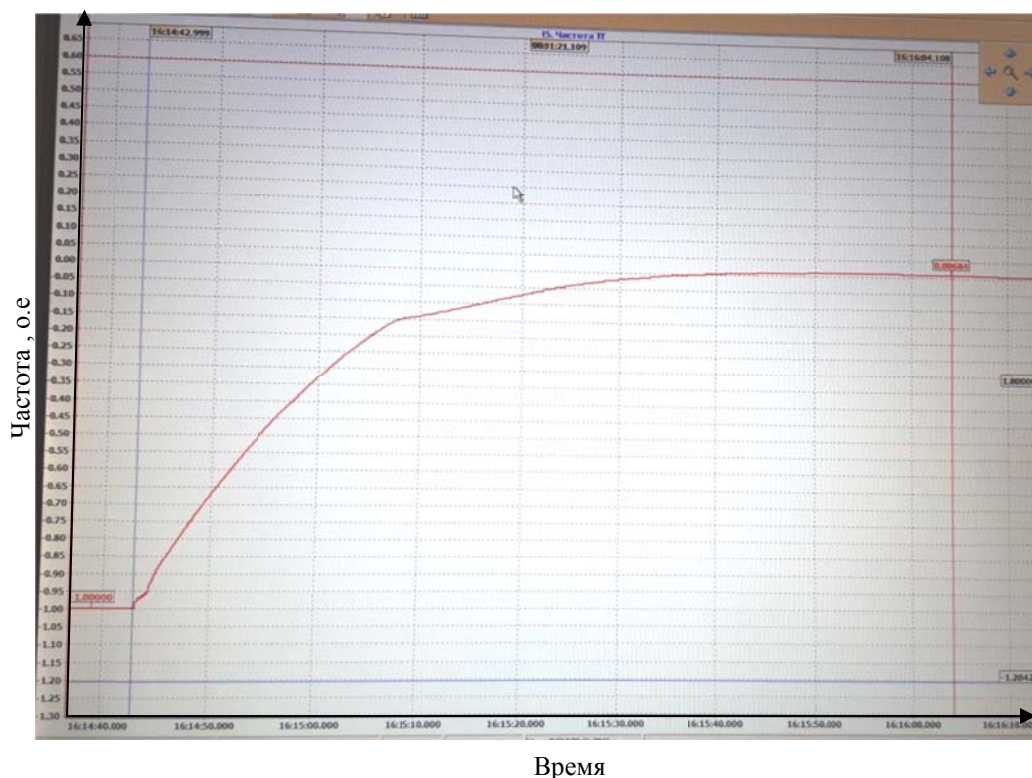


Рисунок 18 – Запуск в режим ХХТ реального ГА

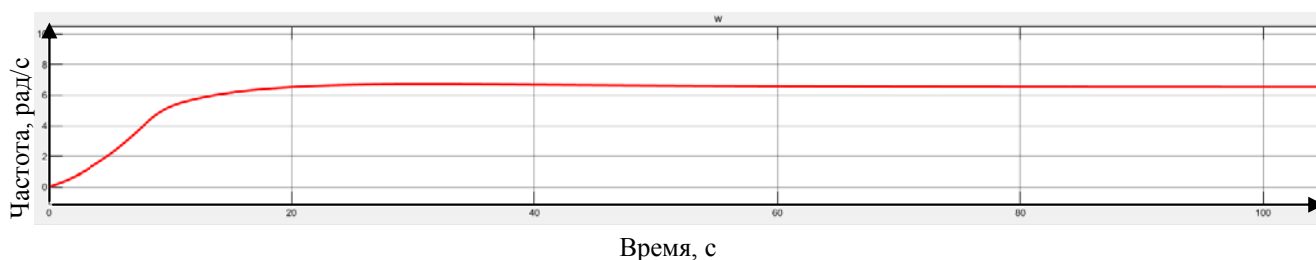


Рисунок 19 – Запуск в режим ХХТ имитационной модели

Сравнение осциллограмм на рисунках 18-19, показывает соответствие показателей качества переходного процесса модели и реального ГА с достаточной для практического исследования точностью (таблица 7). Следует отметить, что время оценивалось по входу регулируемой величины в 2 % зону установившегося значения.

Таблица 7- Показатели качества переходного процесса при запуске ГА в режим ХХТ

Показатель	Реальный объект	Модель
Время регулирования, с	48	44
Максимальное перерегулирование, %	1	2.9

На рисунке 20 приведен вид переходных характеристик ГА в следующем режиме: запуск ГА в режим ХХТ, выполнение точной синхронизации с последующим набросом 100% нагрузки. Переходные процессы приведены по проценту открытия НА, механической мощности ГА, частоте вращения.

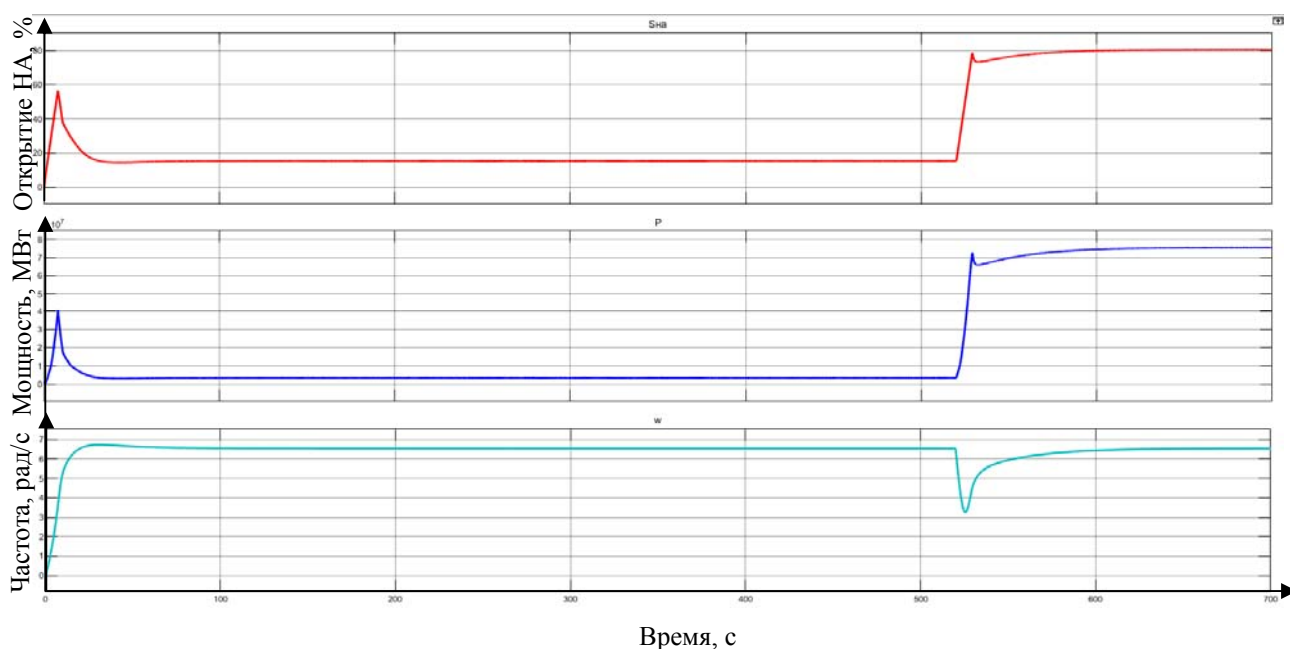


Рисунок 20 – Запуск модели ГА с последующей синхронизацией с сетью и набросом нагрузки

Модель ЭГР обеспечивает устойчивую работу ГА в случае загрузки СГ номинальным значением мощности нагрузки.

На рисунках 21 – 23 приведены переходные процессы в случае сброса 100 % номинального значения. Переходной процесс выполняется в следующей последовательности: запуск ГА в режим ХХТ, выполнение

точной синхронизации с последующим набросом 100% нагрузки, работа под нагрузкой, сброс 100% нагрузки, работа в режиме ХХГ. Переходные процессы приведены по проценту открытия НА, механической мощности ГА, частоте вращения.

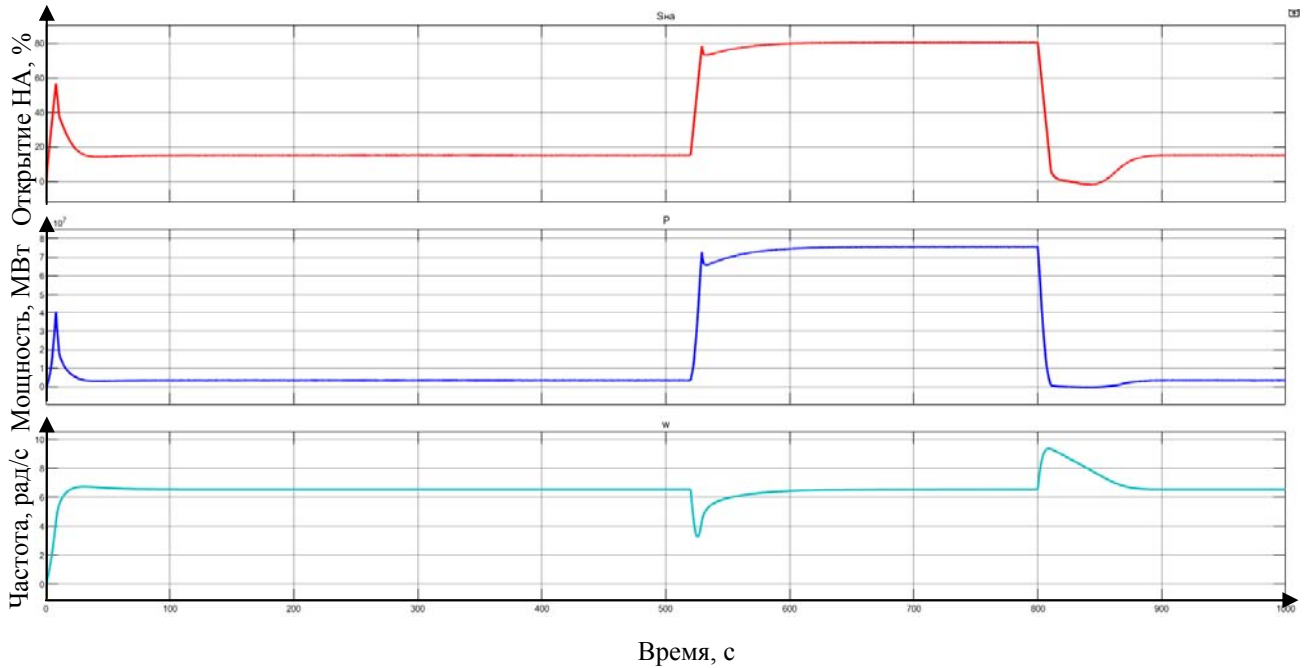


Рисунок 21 – Запуск модели ГА с последующей синхронизацией с сетью и набросом и сбросом нагрузки

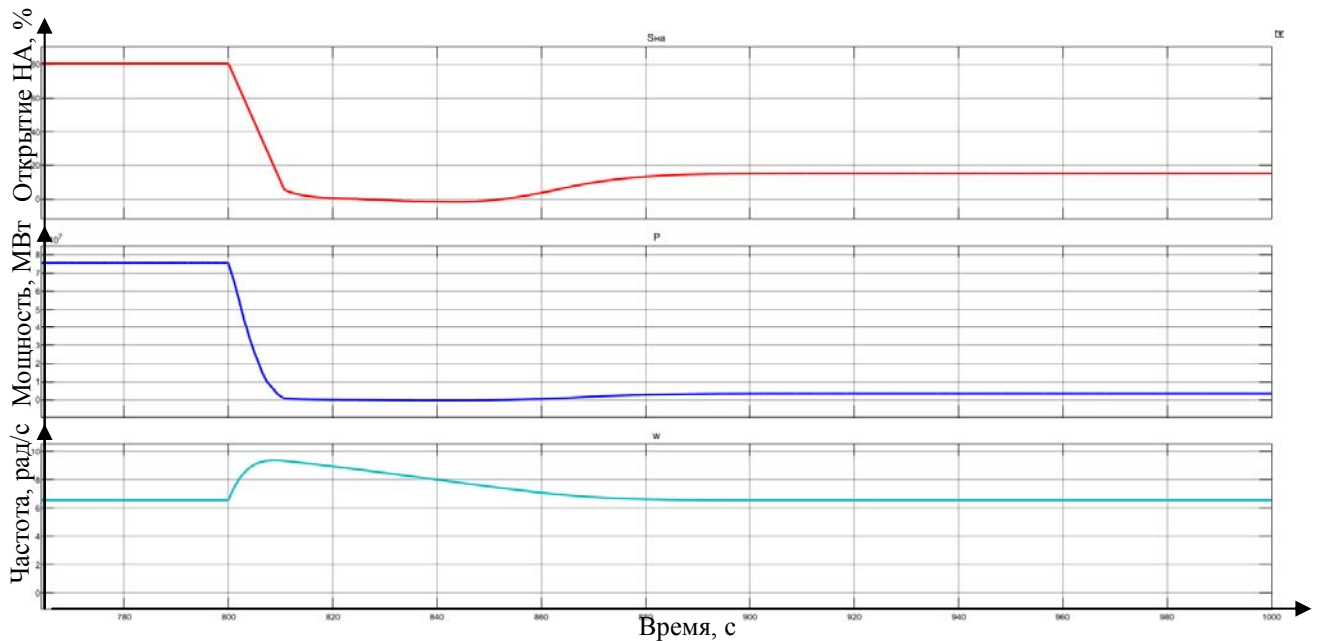


Рисунок 22 – Сброс 100 % нагрузки модели ГА

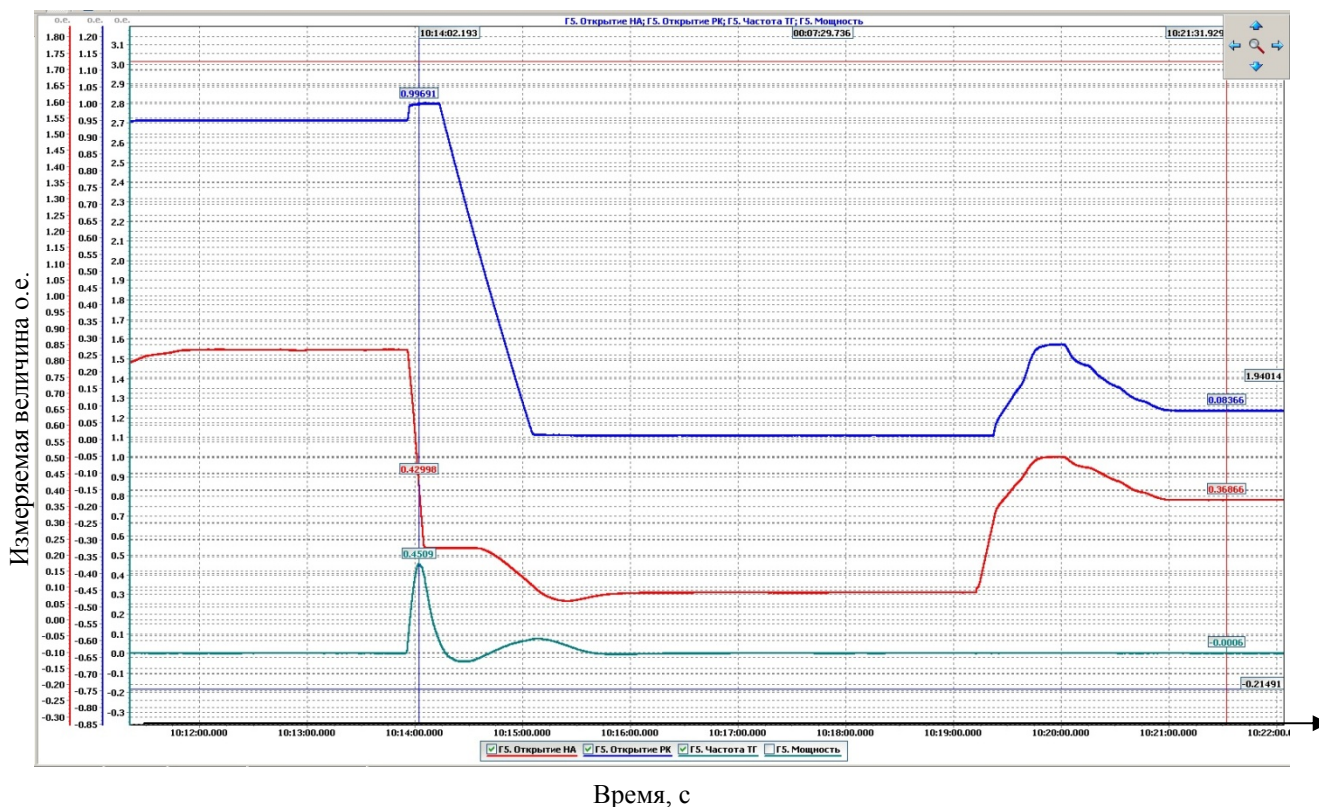


Рисунок 23 – Сброс 100 % нагрузки ГА

Сравнение приведенных осциллограмм показывает соответствие между моделью ГА и реальным ГА с достаточной точностью в режиме сброса нагрузки. Заброс частоты вращения при ступенчатом сбросе 100 % нагрузки в разработанной модели соответствует забросу частоты вращения на реальном объекте. Значение заброса частоты вращения составляет 0.45 о.е. Время переходного процесса составляет около 80 секунд для модели, и около 95 секунд – для реального объекта.

Приведенные выше переходные процессы для некоторых режимов работы подтверждают работоспособность и адекватность разработанной модели, а также соответствие характеристик, полученных в ходе имитационного моделирования, и характеристик реального объекта, полученных в ходе проведения испытаний. Разработанная модель адекватно отражает поведение реального объекта в различных режимах работы, а также соответствует реальному объекту с достаточной для качественного анализа точностью.

4.3 Анализ аварийных алгоритмов АСУГ ГА на базе имитационной модели

Рассмотренные ранее аварийные алгоритмы АСУГ ГА (см. пп. 2-3) в некоторых случаях могут приводить к отключению ГА от сети с последующим закрытием НА с помощью ЭГР (ЗАЗ либо АМНУ). Отключение от сети ГА, находящегося под нагрузкой, может привести к забросу частоты вращения и длительной работе агрегата на угонных оборотах. Такой режим работы нежелателен, приводит к повышенному износу частей ГА и вспомогательного оборудования.

Для анализа аварийных алгоритмов работы АСУГ ГА рассмотрен следующий сценарий: работа ГА в режиме СГ при 100 % загрузке; в момент времени $t=800$ с формируется «Аварийное состояние» агрегата по причине срабатывания сигнала «Аварийно низкое давление ГА МНУ», вызванного снижением давления в МНУ из-за утечек либо повреждений в гидравлической системе ГА; затем, согласно аварийным алгоритмам АСУГ (рисунок 4, 7-8) запускается АМНУ, ГА отключается от сети, НА закрывается от АМНУ в течение 15 с; выполняется аварийный останов ГА.

Математическая модель ГА для исследования алгоритмов АСУГ ГА в данном режиме была дополнена блоками логики для осуществления сброса нагрузки. Модель приведена в приложении 2.

Переходные процессы, выполненные по указанному сценарию, приведены на рисунке 24 (показаны графики открытия НА в процентах, механической мощности ГА, частоты вращения).

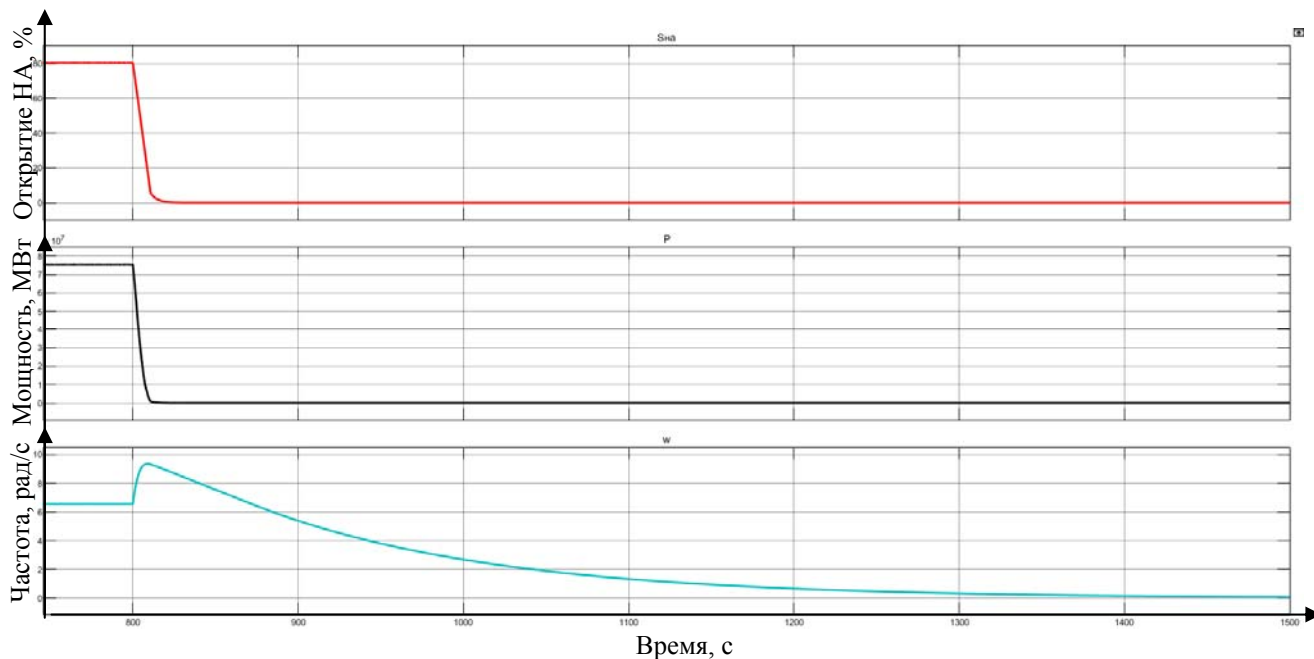


Рисунок 24 – Аварийное отключение ГА согласно алгоритмам АСУГ ГА

Из анализа полученных переходных процессов следует ряд выводов:

1. При сбросе нагрузки происходит заброс частоты вращения ГА до 145 % от номинального значения;
2. Частота вращения ГА превышает 115 % номинального значения в течение 51 с (временной промежуток, необходимый для формирования аварийного сигнала разгона II степени составляет 60 с);
3. Согласно алгоритмам формирования Разгона I и II ступеней рисунки 25- 26, выполнится формирование сигнала «Разгон I ступени»;
4. Процесс останова занимает около 700 с.

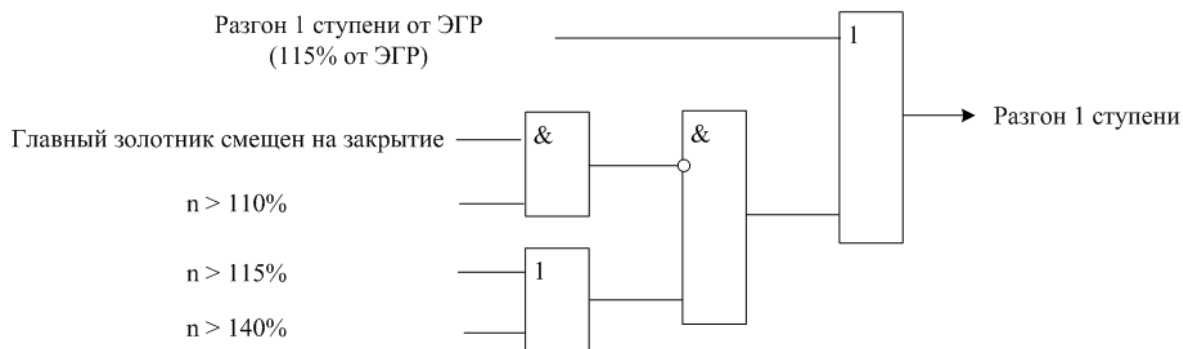


Рисунок 25 – Алгоритм формирования разгона I ступени

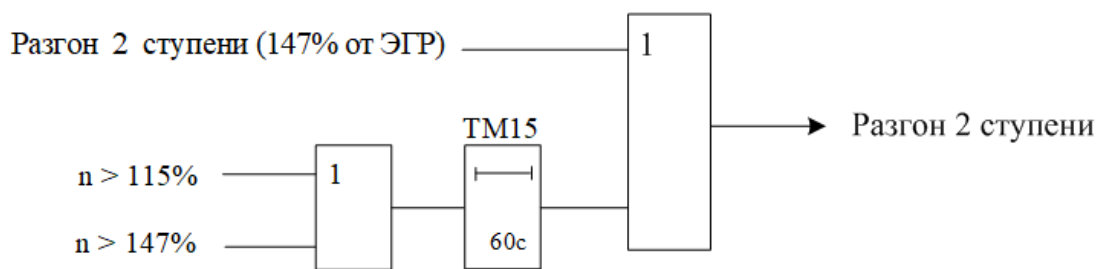


Рисунок 26 – Алгоритм формирования разгона I ступени

Проведенный анализ показывает «уязвимость» аварийных алгоритмов АСУГ ГА в случае возникновения аварийных ситуаций. Формирование «Аварийного состояния», приводящего к сбросу нагрузки и отключению ГА от сети отключением ВТ, приводит к забросу частоты вращения до уровня формирования «Разгона I ступени». Также отключение от сети приводит к длительной работе на повышенных оборотах. При составлении модели за расчетный случай принималась величина расчетного напора $H = 17$ м. В случае увеличения напора ГЭС (сезонное регулирование) величина заброса скорости будет изменяться пропорционально изменению величины напора.

4.4 Анализ модернизированных аварийных алгоритмов АСУГ ГА на базе имитационной модели

Для исключения заброса частоты в случае возникновения аварийных ситуаций разработаны модернизированные аварийные алгоритмы АСУГ ГА (см. пп. 3). В случае формирования сигнала «Аварийное состояние 2» аварийный останов ГА будет выполняться с выполнением алгоритма разгрузки ГА (рисунок 12).

Имитационная модель для моделирования модернизированных алгоритмов дополнена блоком логики отключения ГА от сети, а также моделью угловой характеристики СГ для учета изменения тормозного момента на валу ГА на этапе выполнения аварийного останова. Типовой вид угловой характеристики явнополюсного СГ приведен на рисунке 27. Имитационная модель приведена в приложении 3.

Для анализа модернизированных аварийных алгоритмов работы АСУГ ГА рассмотрен следующий сценарий: работа ГА в режиме СГ при 100 % загрузке; в момент времени $t=800$ с формируется «Аварийное состояние 2» агрегата по причине срабатывания сигнала «Аварийно низкое давление ГА МНУ», вызванного снижением давления в МНУ из-за утечек либо повреждений в гидравлической системе ГА; затем, согласно модернизированным аварийным алгоритмам АСУГ (рисунок 10-12) запускается АМНУ, ГА отключается от сети с выполнением предварительной разгрузки; НА закрывается от АМНУ в течение 15 с; выполняется аварийный останов ГА.

Переходные процессы, соответствующие указанному сценарию, приведены на рисунке 28 (показаны графики открытия НА в процентах, механической мощности ГА, частоты вращения).

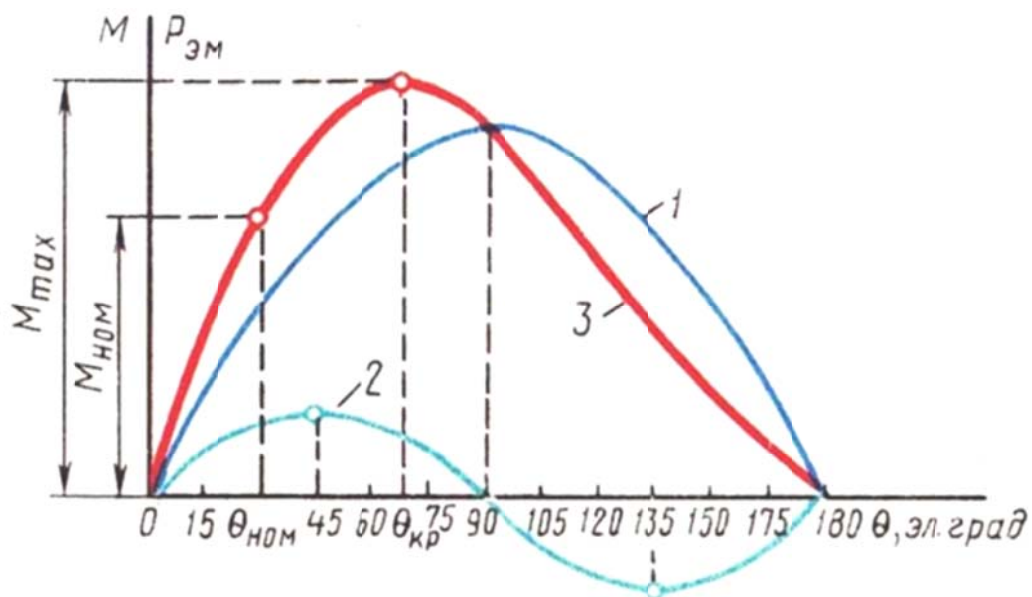


Рисунок 27 – Общий вид угловой характеристики явнополюсного СГ

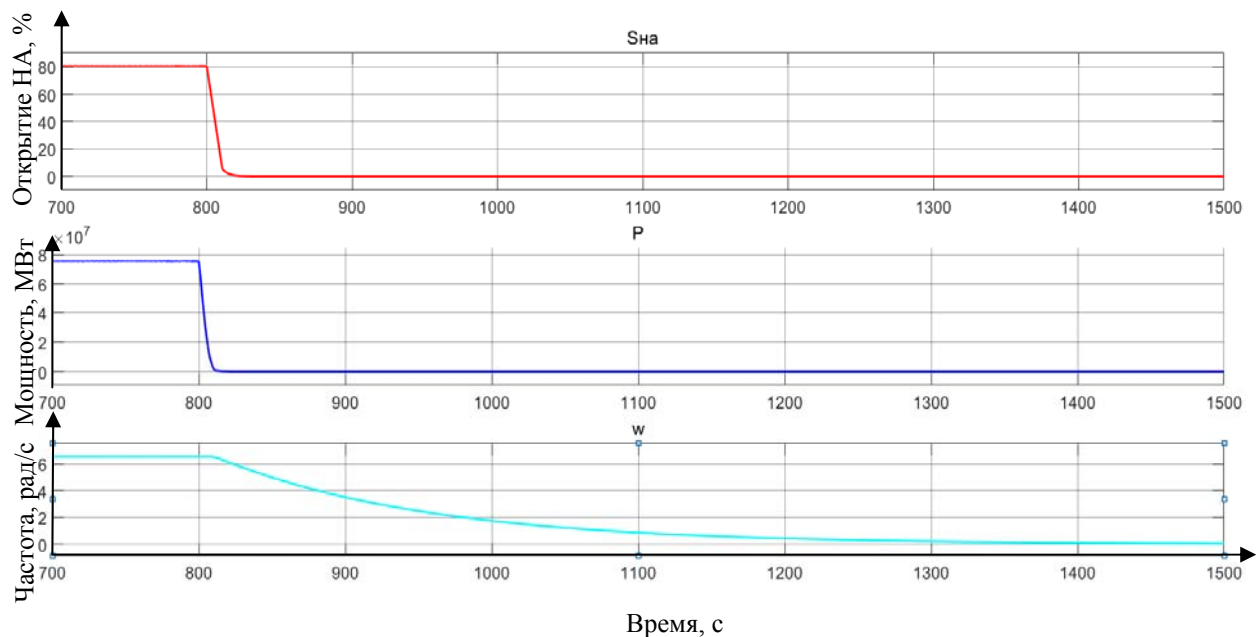


Рисунок 28 – Аварийное отключение ГА согласно модернизированным алгоритмам АСУГ ГА

Из анализа приведенных переходных процессов могут быть сформулированы следующие выводы:

1. В случае формирования сигнала «Аварийное состояние 2» выполняется аварийный останов ГА с предварительной разгрузкой. При этом по достижении 15 % открытия НА выполняется отключение ГА от сети;
2. При отключении не происходит заброса частоты вращения ГА;
3. Уменьшение частоты вращения до 5 % номинального значения происходит за период времени около 400 с.

За счет выполнения алгоритма предварительного сброса нагрузки в случае выполнения аварийного останова ГА по сигналу «Аварийное состояние 2»: удастся полностью исключить заброс частоты вращения; исключить режим длительный режим работы ГА на повышенных оборотах; выполнять коммутацию ВТ при работе ГА в режиме ХХГ, тем самым уменьшая нагрузку на ВТ и СГ.

Модернизация аварийных алгоритмов АСУГ ГА позволяет выполнять останов ГА без заброса частоты вращения, что предотвращает повышенный износ частей ГА и вспомогательного оборудования, предотвращает развитие аварийных последствий при отключении ГА от сети, как это происходит при

работе стандартного алгоритма. Также модернизация аварийных алгоритмов позволяет сократить время выполнения аварийного останова. Модернизация алгоритмов АСУГ ГА не приводит к внесению значительных изменений в существующие алгоритмы, не требует установки дополнительного оборудования. Согласно проведенному анализу модернизация позволяет повысить надежность работы ГА.

4.5 Выводы по главе

1. В данной главе была выполнена разработка имитационной модели ГА на основе эксплуатационных характеристик ГА и вспомогательного оборудования;

2. Выполнена проверка работоспособности математической модели на основании сравнения с экспериментальными данными работы ГА в режимах работы: ХХТ, ХХГ, сброс нагрузки;

3. На базе имитационной модели выполнена проверка аварийных алгоритмов АСУГ, выявлены недостатки их работы в случае выполнения аварийного останова ГА с отключением от сети и сбросом нагрузки. Анализ позволил оценить величину заброса частоты вращения, и длительность работы на повышенных оборотах в случае выполнения аварийного, время выполнения аварийного останова;

4. На базе имитационной модели выполнена проверка модернизированных аварийных алгоритмов АСУГ. Анализ подтвердил, что модернизация исключает недостатки стандартных алгоритмов. Анализ позволил оценить время выполнения аварийного останова;

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе выполнен анализ ряда технологических процессов Новосибирской ГЭС. В частности рассмотрены гидрологические характеристики водохранилища, характеристики стока р. Обь, режимы эксплуатации водохранилища, проведен анализ технологического процесса регулирования работы ГА. Детальное внимание уделено АСУГ и устройствам, обеспечивающим регулирование и эксплуатацию ГА Новосибирской ГЭС.

Проведенный анализ алгоритмов АСУГ позволил выявить недостатки в аварийных режимах работы. При возникновении аварийных сигналов в АСУГ выполняется формирование сигнала аварийного состояния ГА. По этому сигналу выполняется моментальный сброс нагрузки ГА отключением от сети с последующим аварийным остановом. Такой способ выполнения аварийного останова приводит к забросу частоты вращения ГА и длительной работе на повышенных оборотах.

Для устранения выявленных недостатков в работе предложены модернизированные аварийные алгоритмы АСУГ. Основная идея предложенной модернизации состоит в разделении аварийных сигналов на две группы, каждая из которой формирует свое аварийное состояние: «Аварийное состояние 1» и «Аварийное состояние 2»; разделение осуществляется по принципу потенциальной опасности данных сигналов для развития аварийных последствий в ГА. К сигналам, вызывающим формирование состояния «Аварийное состояние 1» отнесены сигналы в электрической части ГА, в случае возникновения которых требуется незамедлительное отключение от сети; к сигналам, формирующим «Аварийное состояние 2» - сигналы в механической части ГА, которые допускают отключение от сети с выполнением предварительной разгрузки. В случае формирования сигнала «Аварийное состояние 2» аварийный останов ГА будет осуществляться с выполнением предварительной разгрузки. Предварительная разгрузка позволит исключить заброс частоты, работу ГА

на повышенных оборотах, повышенный износ ГА и вспомогательного оборудования.

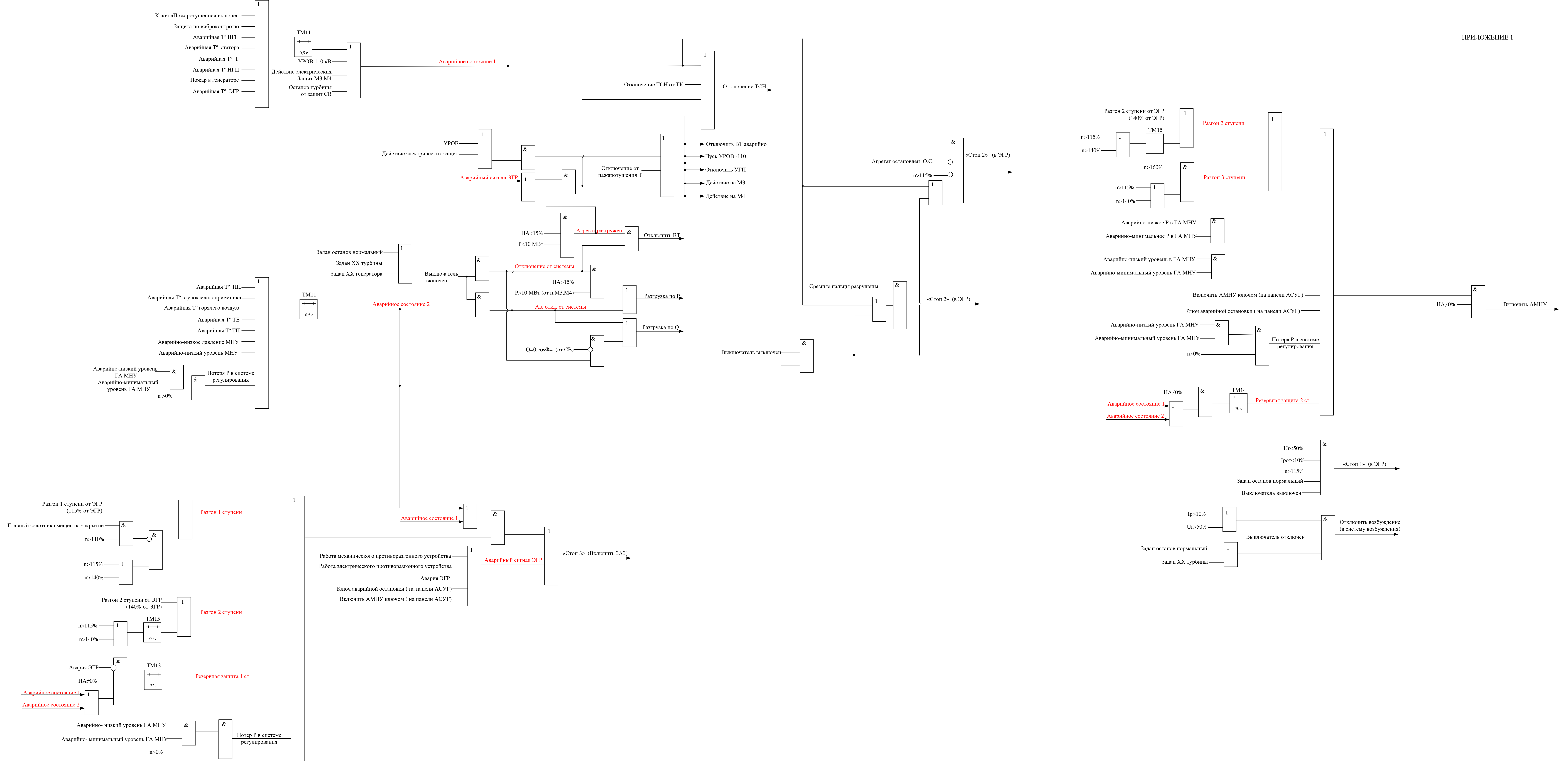
Для исследования алгоритмов АСУГ разработана математическая модель ГА на основании эксплуатационных гидравлических характеристик реального ГА и входящего в состав вспомогательного оборудования МНУ, НА, водовод, ЭГР, ЗАЗ, АМНУ и др. Адекватность работы модели проверена на основе экспериментальных данных, полученных для ряда режимов работы реального ГА. Сравнение результатов моделирования и экспериментальных данных показало достаточную для выполнения качественного анализа степень совпадения результатов.

Математическая модель позволила проведение исследований аварийных алгоритмов АСУГ. Исследование выявило, что аварийное отключение стандартными алгоритмами ГА, работающему с номинальной нагрузкой, приводит к забросу частоты вращения, составляющему 145 % номинального значения, формированию защиты «Разгон I ступени», длительной работе на повышенных оборотах (частота вращения выше 115 % номинального значения в течение 51 с).

Исследование модернизированных алгоритмов на базе разработанной имитационной модели показало, что в случае аварийного останова ГА модернизированными алгоритмами с отключением ГА от сети и выполнением предварительной разгрузки, исключает недостатки стандартного алгоритма. Работа модернизированных аварийных алгоритмов АСУГ полностью устраняет заброс частоты вращения ГА, работу на повышенных оборотах, таким образом, минимизирует негативные последствия отключения ГА от сети. При этом модернизация аварийных алгоритмов АСУГ не требует значительных изменений в существующей системе АСУГ, и использует в своем составе ранее разработанные и проверенные алгоритмы.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Обрезков В.И. Гидроэнергетика – М.: Энергоиздат, 1981.–608с.
2. Филиппова Т.А., Мисриханов М.Ш, Сидоркин Ю.М., Русина А.Г.- Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2011.-640с.
3. Гончаров А.Н. Гидроэнергетическое оборудование гидроэлектростанций и его монтаж. Издание второе. – М.: Энергия. – 1972. – 319 с.
4. Брызгалов В.И. , Гордон Л.А. Гидроэлектростанции : учеб. пособие/ Красноярск: ИПЦКГТУ, 2002. – 541с.
5. Бесекерский В.А., Попов Е.П. Теория систем автоматического управления / Бесекерский В.А. , Попов Е.П.- Изд. 4-е, перераб. и доп.-Спб, Изд-во «Профессия», 2003-752 с.
6. Москаленко В.В. Электрический привод: Учеб.пособие для студ. учреждений сред. проф. образования – М.: Мастерство: Высшая школа, 2000.-368с.



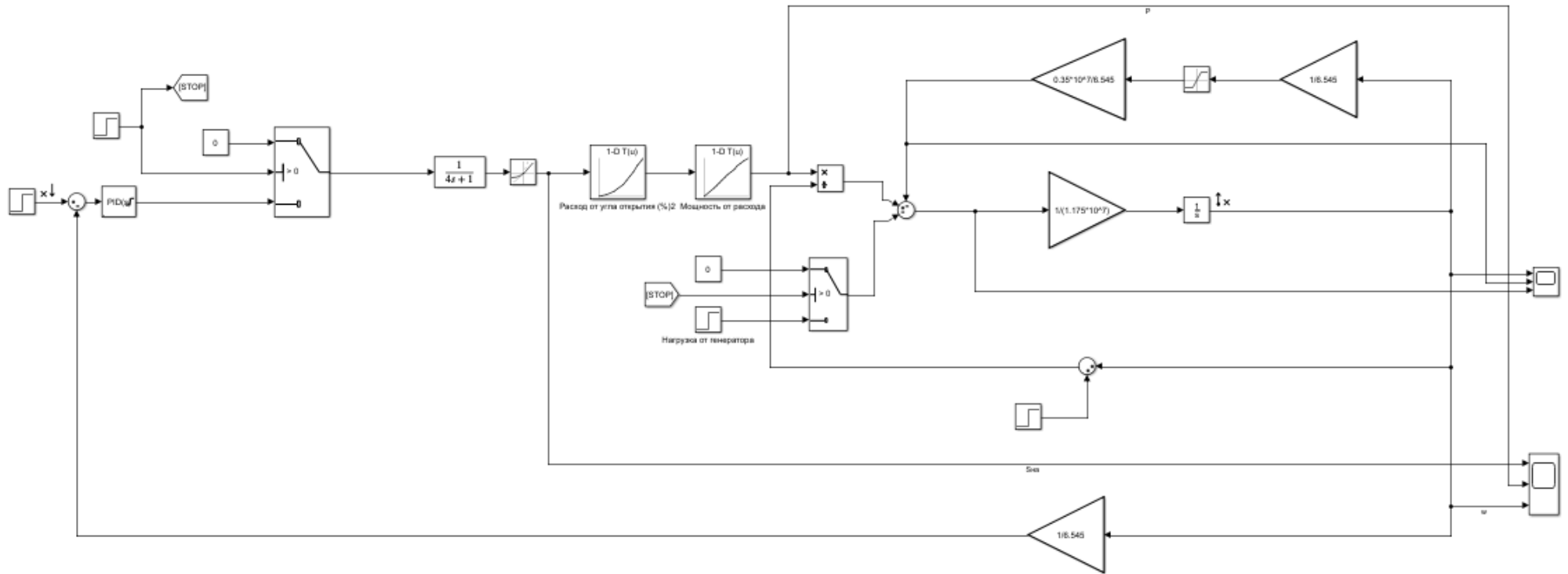


Рисунок п.2 – Имитационная модель ГА для исследования аварийных алгоритмов АСУГ

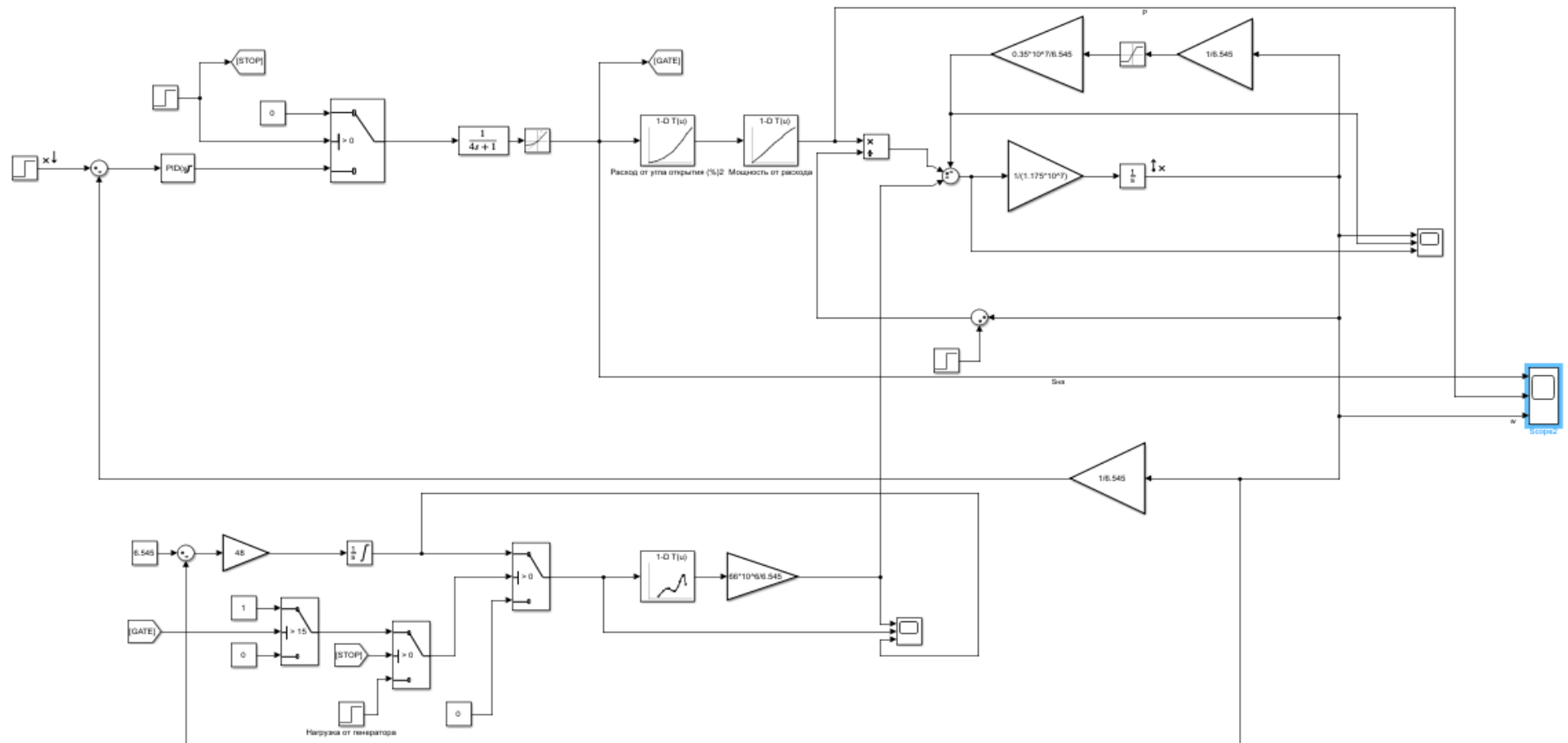


Рисунок п.3 – Имитационная модель ГА для исследования модернизированных аварийных алгоритмов АСУГ