

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования  
«Тольяттинский государственный университет»

ИНСТИТУТ ЭНЕРГЕТИКИ И ЭЛЕКТРОТЕХНИКИ

(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

(наименование кафедры)

13.04.02 Электроэнергетика и электротехника

(код и наименование направления подготовки)

Режимы работы электрических источников питания, подстанций, сетей и систем

(направленность (профиль))

**МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ**

на тему «Модернизация локальной системы контроля и управления гидроагрегатами Жигулевской ГЭС»

Студент

Е.И. Макаев

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Научный

А.Н. Черненко

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

руководитель

Руководитель программы д.т.н., профессор В.В. Вахнина

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

(личная подпись)

«    »                      2018 г.

**Допустить к защите**

Заведующий кафедрой д.т.н., профессор В.В. Вахнина

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

(личная подпись)

«    »                      2018 г.

Тольятти 2018

## Оглавление

Введение.....	3
1 Локальная система контроля и управления гидроагрегата.....	6
1.1 Назначение и структура ЛСКУ гидроагрегата.....	6
1.2 Алгоритм работы ЛСКУ гидроагрегата.....	23
1.3 Особенности эксплуатации ЛСКУ гидроагрегата.....	34
2 Модернизация системы тиристорного самовозбуждения.....	38
2.1 Назначение и основные характеристики системы возбуждения.....	39
2.2 Устройство и работа системы возбуждения.....	42
2.3 Анализ режимов работы тиристорного преобразователя.....	48
2.4 Регулирование возбуждения генератора.....	51
3 Защита генератора от асинхронного хода.....	57
3.1 Асинхронный режим генератора. Причины возникновения.....	57
3.2 Автоматика прекращения асинхронного хода.....	75
3.3 Характеристики защиты от потери возбуждения.....	86
3.4 Расчет уставок защиты генератора от асинхронного хода.....	90
3.5 Исследование асинхронного режима на математической модели.....	93
Заключение.....	95
Список используемых источников.....	98

## Введение

Локальная система контроля и управления (ЛСКУ) гидроагрегатами входит в состав автоматизированной системы управления технологическими процессами, (АСУ ТП) гидроэлектростанции.

Автоматизированная система управления технологическими процессами (АСУ ТП) гидроэлектростанции - это система управления техническим объектом (в частности, электростанцией), в которой автоматизированы основные ее функции - сбор и передача информации об управляемом объекте, переработка информации, выдача управляющих (регулирующих) воздействий на объект.

«Гидроэлектростанция является энергообъектом повышенной сложности, и высококачественное ведение технологического процесса здесь возможно только с использованием АСУ» [27].

Технологический процесс электростанции характеризуется большим количеством измеряемых параметров и сложностью алгоритма управления.

В связи с бурным развитием вычислительной техники и перспективой неизбежного внедрения на электростанциях современных технологий представляется важным понять взаимосвязь информационного пространства, в котором функционирует энергообъект, с самим энергообъектом, как совокупностью оборудования, персонала, технологии.

Таким образом, любой материальный объект может быть представлен в виде информационного объекта, т.е. совокупности информационных модулей, связанных между собой информационными каналами и функционирующих в едином информационном пространстве, структурированном таким образом, чтобы обеспечить устойчивое существование этого объекта.

Применительно к электростанции задачей информационной системы является обеспечение взаимодействия всех видов информационных модулей таким образом, чтобы каждый из них, вырабатывая индивидуальное гармонизирующее решение, способствовал принятию такого совокупного

объектного решения, которое, в свою очередь, будет гармонизировать условия устойчивого существования объекта более высокого иерархического уровня - энергосистемы.

Основной функцией информационной системы является выработка и передача гармонизирующих импульсов в виде команд об изменении свойств одних информационных модулей в случаях, когда свойства других модулей или объектов меняются в силу некоторых обстоятельств.

Одна из характерных особенностей управления энергоблоками - большой объем информации, которую необходимо принять, переработать и использовать при управлении энергооборудованием для обеспечения его надежной и экономичной работы в различных режимах. Технологические процессы современных ГЭС сложны, быстротечны и требуют такого количества измерительных приборов для контроля, что оператор не может четко контролировать их протекание и эффективно управлять ими.

Управление ГЭС с ее большими объемами информации, разнотипными задачами, которые необходимо решать при создании оптимальных условий эксплуатации, невозможно без внедрения систем автоматизированного управления. Основная цель ЛСКУ - обеспечение рационального использования трудовых и материальных ресурсов при обеспечении качественного и надежного энергоснабжения потребителей. «Созданная ЛСКУ должна быть ориентирована на конечный результат – повышение эффективности функционирования энергосистем и предприятий» [1]. «Все системные решения - улучшение и автоматизация документооборота, обработка средствами вычислительной техники больших объемов информации, составление сводок и отчетов, решение задач и т.д. - имеют смысл только в том случае, если в результате существенно повышается производительность труда работающих, улучшается использование материальных, энергетических и трудовых ресурсов» [27].

Эффективность автоматизации в управлении производством определяется в значительной степени тем, что с какой целью и для кого будет решаться при

помощи средств вычислительной техники, т.е. какие функции управления будут автоматизированы, и какие задачи будут решаться.

Целью работы является – повышение надежности ЛСКУ.

Для достижения цели в работе поставлены следующие задачи:

- изучение и анализ локальной системы контроля и управления (ЛСКУ);
- модернизация системы тиристорного самовозбуждения (СТС);
- повышение надежности защиты генератора от асинхронного хода.

Объектом исследования является ЛСКУ гидроагрегатами Жигулевской ГЭС.

## **1 Локальная система контроля и управления гидроагрегата**

### **1.1 Назначение и структура ЛСКУ гидроагрегата**

Локальная система контроля и управления гидроагрегата (ЛСКУ) предназначена для сбора, обработки и отображения параметров режима и состояния гидроагрегата: дискретных сигналов, гидромеханических, температурных и электрических параметров; формирования и реализации сигналов управления вспомогательным оборудованием агрегата, сигналов управления по факту отклонения от нормы гидромеханических параметров агрегата; реализации сигналов управления, поступающих на остановку гидроагрегата от электрических защит, на пуск или остановку агрегата по командам противоаварийной автоматики или оперативного персонала.

ЛСКУ гидроагрегата осуществляет интеграцию всех микропроцессорных устройств гидроагрегата (ГА) - в единую систему автоматизированного управления, в которую входят:

- панель электрооборудования электрогидравлического регулятора с гидромеханической колонкой управления агрегатом;
- панель управления исполнительными устройствами маслонапорной установки;
- шкафы электрических защит генератора;
- статическая система самовозбуждения.

ЛСКУ ГА осуществляет прием, обработку, отображение и передачу в АСУ ТП станции данных от перечисленных микропроцессорных подсистем управления. При этом все подсистемы способны выполнять свои основные функции независимо от остальных подсистем и ЛСКУ.

ЛСКУ ГА выполняет следующие функции:

- сбор данных о параметрах гидроагрегата посредством системы;
- датчиков и вычисление их физических значений по градуированным характеристикам;

- сопоставление с заданными уставками значений гидромеханических и температурных параметров гидроагрегата с выдачей предупредительных и аварийных сигналов и команд управления;
- управление вспомогательным (технологическим) оборудованием двигателями лекажного и дренажного насосов, насосов маслонапорной установки – МНУ;
- выполнение функций ручного и автоматического пуска и остановки гидроагрегата;
- прием, обработку и отображение данных от систем регулирования, электрических защит и возбуждения;
- обобщение поступающей информации и перевод ГА в соответствующий режим управления с учетом приоритетов;
- подготовку входных параметров для системы диагностики ГА;
- передачу данных на верхний уровень автоматизированной системы управления технологическим процессом – АСУ ТП станции по кольцевой оптоволоконной сети Profibus;
- визуализацию значений параметров, предупредительных и аварийных сигналов и последовательности событий на операторской панели – ОП в виде таблиц, диаграмм и графиков;
- передачу параметров, аварийных и предупредительных сигналов на рабочее место оперативного персонала.

В связи с продолжительностью состоящего из ряда этапов процесса разработки и реализации перечисленных функций, локальные системы различных гидроагрегатов Жигулевская ГЭС находятся на разных стадиях создания. Первые системы с разной степенью полноты выполняют только функции контроля за состоянием гидроагрегата – локальные системы контроля (ЛСК) ГА. Локальные системы второй очереди дополнительно реализуют функции управления вспомогательным оборудованием; системы контроля и управления гидроагрегатом – собственно ЛСКУ – выполняют и функции пуска, остановки, а также диагностики состояния гидроагрегата.

В данной работе рассматривается наиболее полный вариант реализации функций ЛСКУ, к такому варианту постепенно предполагается привести системы всех гидроагрегатов Жигулевской ГЭС.

Аппаратная часть ЛСКУ выполнена на базе микроконтроллеров типа Simatic S7–400 и собрана с помощью микропроцессорных крейтов, содержащих до 18 слотов и дополненных операторской панелью ОП 270 и системой технологических датчиков.

Операторская панель используется для отображения значений и графиков параметров гидроагрегата, для предупредительной и аварийной сигнализации, а также для вывода сообщений о событиях.

Все контролируемые параметры гидроагрегата передаются по сети Profibus на верхний уровень АСУ ТП Жигулевской ГЭС. Они отображаются в текстовых и графических формах на автоматизированных рабочих местах оперативного персонала – АРМ ОП ЦПУ.

Для выполнения функций диагностики состояния гидроагрегата в системе установлен дополнительный процессор Simatic S7 – 414, который получает и обрабатывает аналоговую информацию от специализированных датчиков биений и вибраций. Дополнительный процессор передает в основной обобщенные параметры биений и вибраций для отображения их на операторской панели ОШ 70 и передачи на верхний уровень АСУ ТП.

Таблица 1 – Аппаратные средства крейтов ЛСКУ гидроагрегата

Модуль	Тип модуля
Модуль источника питания	PS 407
Процессорный модуль (контроллер) ЛСКУ	CPU 416-2
Процессорный модуль (контроллер) системы диагностики	CPU 414-2
Модули дискретного ввода	421-7BH
Модули дискретного вывода	421-7BL
Модуль аналогового ввода (токов)	431-7QH
Модуль ввода сигналов термосопротивлений	431-7K
Модуль быстрого аналогового ввода (биений и вибраций) систем диагностики	431-1K

Для проведения спектрального анализа параметров вибрации и биения гидроагрегата, собираемых системой диагностики, ввиду очень большого объема информации к дополнительному процессорному модулю следует подключать note-book со специальной программой обработки информации.

«Контролируемым параметрам гидроагрегата относятся:

- электрические – активная и реактивная мощности гидрогенератора, напряжения и токи статора и ротора ГТ (также и возбудитель генератора при его наличии), сетевая частота, токи двигателей насосов МНУ;
- гидромеханические – уровни масла и воды, расход воды на смазку турбинного подшипника, напор воды, перемещения штоков сервомоторов, биения вала, зеркальной поверхности диска подпятника, обороты вала, вибрация в контрольных точках гидроагрегата, давления;
- температурные – температура сегментов подпятника и подшипника, масла, охлаждающего воздуха, меди/железа ГТ;
- дискретные – входные сигналы режимов и состояния оборудования» [1].

В контроллер Simatic S7 – 400 внесена программа обработки входной информации с выдачей управляющих воздействий и отображением событий на операторской панели ОП 270 Color и на АРМ ОП ЦГТУ.

При подаче питания ЛСКУ производит самодиагностику аппаратуры, считывание параметров с датчиков, их первичную обработку, сравнение с уставками и отображение состояния оборудования на ОП 270 и АРМ ОП.

Время готовности ЛСКУ к выполнению функций и время обновления поступающей информации не превышает  $t = 30 + 100$  мс.

Время подготовки подсистемы диагностирования к работе с момента включения питания составляет  $t < 20$  минут; это время необходимо для завершения переходных процессов в датчиках биений и вибрации.

Для увеличения мощности выходных контактов дискретные сигналы управления передаются от ЛСКУ на коммутационные аппараты (соленоиды, двигатели) через дополнительные реле типа САД 32.

Электрические параметры гидрогенератора могут поступать в ЛСКУ в форме аналоговых или цифровых сигналов от специализированных преобразователей (см. Таблицу 2).

Преобразователи параметров статора генератора подключаются к измерительным кернам трансформаторов тока (ТТ) и измерительным цепям трансформатора напряжения (ТН) генератора.

Преобразователь тока ротора гидрогенератора подключается к ротору через шунт RS 1, а преобразователь напряжения - непосредственно к выводам ротора генератора. [3]

Преобразователи тока двигателей маслонапорной установки – МНУ подключаются к трансформаторам тока, установленным в силовой цепи этих двигателей.

Таблица 2 – Датчики электрических параметров гидроагрегата

№ п/п	Наименование параметра	Тип датчика
1	Чистота переменного тока ГА	Е 858/7 (ДЧ)
2	Напряжение сети переменного тока	Е 855/3 (ДНС)
3	Активная мощность	Е 848/9 (АРЧМ)
4	Активная и реактивная мощность	Е 849/4 (ОИК)
5	Постоянный ток ротора ГГ	UAE1
6	Постоянное напряжение ротора ГГ	UVE1
7	Анализатор качества и количества электроэнергии ГГ	CVM-BD-420
8	Ток двигателей МНУ-ДТ1 (2,3)	У 854/2

Гидромеханические параметры гидроагрегата измеряются с целью реализации функций гидромеханических защит, формирования сигналов управления вспомогательным оборудованием и для выполнения алгоритмов диагностики агрегата (см. Таблицу 3).

Таблица 3 – Датчики гидромеханических параметров гидроагрегата

№ п/п	Наименование параметра	Тип датчика
1	Уровень масла в лекажном баке	УМЛБ-ДЛП-50

Продолжение таблицы 3

№ п/п	Наименование параметра	Тип датчика
2	Уровень воды в крышке турбины	УВКТ-ДЛП-400
3	Уровень масла в котле МНУ	МНУ-ДЛП-500
4	Уровень масла в сливном баке	УМСБ-ДЛП-250
5	Уровень масла в ванне подпятника	УМПП-ДЛП-1200
6	Уровень масла в ванне генераторного подшипника	УМПШ-ДЛП-600
7	Расход воды на смазку турбинного подшипника	ВФ-ИЛП-50
8	Открытие направляющего аппарата (ЭГР-МП)	ИЛП-1250
9	Разворот лопастей рабочего колеса (ЭГР-МП)	ИЛП-400
10	Биение вала	ИЛП-3
11	Биение вала	ДБ-16Л
12	Биение зеркальной поверхности	ДБ-16ЛТ
13	Измерение абсолютной вибрации	ИВП-05-0,8/200
14	Число оборотов - гидромеханические защиты	ДЧ
15	Частота вращения (ЭГР-МП)	S1
16	Число оборотов	ПФ-12
17	Напор воды	SAIS.UNI
18	Давление в котле МНУ	ВР 1, ВР 2, Сапфир 22 МП
19	Давление в тормозной магистрали	ДДТМ 7MF1563-3CA00
20	Давление в спиральной камере	ДДСК Сапфир 22 МП
21	Давление перед турбинным подшипником	ДДПТ Сапфир 22 МП
22	Давление за турбинным подшипником	ДДЭТ Сапфир 22 МП
23	Положение Б/П щитов А и Б	Б/П-А, Б/П-Б

Датчики, параметры которых поступают на первоначальную обработку в контроллер системы диагностики, отмечены в Таблице 3 знаком #.

Измеряемые гидромеханические параметры сопоставляются с заданными уставками в цикле реализации алгоритма программы. В случае выхода значений за допустимые пределы формируются предупредительные сигналы - ПС; при достижении параметрами аварийных значений ЛСКУ действует на аварийную остановку гидроагрегата с формированием аварийного сигнала АС.

ЛСКУ осуществляет также управление вспомогательным оборудованием гидроагрегата: двигателями лекажного, дренажного насосов и насосов МНУ; причем для генераторов, оснащенных панелями МНУ-МП, управление насосами МНУ, может осуществляться контроллером МНУ-МП с выдачей на ЛСКУ информационных сигналов.

Алгоритм управления технологическими двигателями предусматривает регулирование параметров в установленном диапазоне (уровня масла в лекажном баке, воды на крышке турбины и т.д.) в процессе выполнения основного цикла программы; при выходе параметров за установленные пределы формируется предупредительный сигнал с выдачей рекомендаций и сообщений оперативному персоналу.

Контроль температурных параметров гидроагрегата производится для выработки предупредительных и аварийных сигналов и производства аварийных отключений (см. Таблицу 4).

Таблица 4 – Датчики температурных параметров гидроагрегата

№ п/п	Наименование параметра	Тип датчика	Количество
1	Температура сегментов подпятника	ТСО 34-50 М	12
2	Температура масла в подпятнике	ТСО 34-50 М	2
3	Температура сегментов генераторного подшипника	ТСО 34-50 М	7
4	Температура масла подшипника	ТСО 34-50 М	2
5	Температура в сливном баке МНУ	ТСО 34-50 М	1
6	Термоконтроль медь/железо ГГ	ТСО 34-50 М	6/6
7	Термоконтроль выпрямительного трансформатора	Полупроводниковые терморезисторы	2
8	Температура охлаждающего воздуха	ТСО 34-50 М	18

Алгоритм программы предусматривает формирование предупредительных сигналов в случае выхода значений за допустимые пределы, а также аварийных сигналов с остановкой гидроагрегата при дальнейшем повышении температуры сегментов подпятника и подшипника.

Управление гидроагрегатом обеспечивается благодаря вводу и выводу соответствующих дискретных управляющих сигналов (см. Таблицы 5 и 6).

Дискретными сигналами ввода являются сигналы положения всех ключей, управления, аварийные и предупредительные сигналы системы автоматического регулирования возбуждения – АРВ-МП, входящей в состав тиристорной системы самовозбуждения типа СТС, электрических защит – ШЭ1 и ШЭ2, МНУ-МП, сигналы положения всех коммутационных аппаратов - выключателя, разъединителя, автомата гашения поля – АГП, стопора, сигналы некоторых дискретных датчиков (см. Таблицу 5).

Таблица 5 – Дискретные сигналы ввода режимов и состояний гидроагрегата

№ п/п	Наименование сигнала	Тип датчика	Количество
Схема пуска – основа ГА, регулирование РК и НА			
1	Пуск агрегата (с АЩУ и ЦПУ)	1КУ, 2КУ	2
2	Остановка агрегата (с АЩУ и ЦПУ)	1КУ, 2КУ	2
3	Аварийная остановка агрегата	1КА	1
4	Аварийная остановка агрегата со сбросом быстропадающих щитов	2КА	1
5	Автоматика частотного пуска	АЧП	1
6	Положение стопора (введен – выведен)	BC(GK8)-OC(QK9)	2
7	Рассогласование РК и НА	GK40	1
8	Обрыв троса обратной связи	S6	1
9	Неисправность ЭГР	ZGKn, SQFm	14
10	ЭГР-МП готов к пуску	GK7	1
11	ЭГР-МП в режиме «Автомат»	GK1(41+27)	1
12	Аварийная остановка от ЭГР-МП	GK38	1
13	Работа КАЗ	PS1-SP	1
14	Работа СПАЗ	PS2-SP	1
15	Засорение фильтра КАЗ**	SV1	1
16	Фиксация рабочего колеса (тормозной угол РК)	S12	1
17	Засорение фильтра ЭГП*	SP	1
Вспомогательные сигналы			
18	Контроль цепей управления 1АГ, 2АГ и 4АГ	К1АГ, К2АГ, К4АГ	3
19	Контроль питания информационной системы	КН	1

Продолжение таблицы 5

№ п/п	Наименование сигнала	Тип датчика	Количество
20	Открыта дверь АЩУ	АЩУ-1(2,3,4)	1
21	Разряжены батареи ИБП	Relay I/O COM2, N02	1
22	Заменить батареи ИБП	Relay I/O COM4, N04	1
Гидромеханические защиты ГА, маслонапорный агрегат			
23	Аварийно-низкое давление МНУ	SP	1
24	Аварийно-низкий уровень масла в МНУ	5L	1
25	Аварийная сигнализация МНУ-МП	МК11, МК12	2
26	Предупредительная сигнализация МНУ-МП	МК9, МК10, МК11, QF1, QF2	5
27	Включены двигатели насосов МНУ	K5 (1,2,3)	3
28	Защита ТПТ1+ТПТ3	QM1 (2,3)	3
29	ППК1+ППК3 открыт	BQ (2,3)	3
30	Автоматический режим работы дренажного насоса	КУД (15КР)	1
31	Неисправность дренажного насоса	ПМД	1
32	Автоматический режим работы лекажного насоса	КУЛ (14КР)	1
33	Неисправность лекажного насоса	ПИП	1
34	Конденсат в масле сливного бака	SZ1	1
35	Аварийная сигнализация перегрева подпятника	1ДТ, 6ДТ	6
36	Предупредительная сигнализация перегрева подпятника	1ДТ, 8ДТ	8
37	Предупредительная сигнализация перегрева подшипника	ДТ	4
38	Аварийная сигнализация перегрева генераторного подшипника	ДТ	3
39	Уровень масла Б/П щитов	ДУ	1
40	Перегрев масла В/П щитов	РПГ	1
41	Число оборотов агрегата – 140%	ДО	1
42	Число оборотов агрегата – 170%	ДО	1
43	Давление в тормозной магистрали	ЗДД	1
44	Срабатывание соленоида быстрого ограничения	СБО	1
Схема управления выключателем ВГ			
45	Положение выключателя ВГ (включен – отключен)	SQ2	2

Продолжение таблицы 5

№ п/п	Наименование сигнала	Тип датчика	Количество
46	Положение пружины ВГ	S04	1
47	Положение разъединителя РГ (включен – отключен)	SQ3	2
48	Режим синхронизации ГГ (автоматический – ручной)	ПСХ	1
49	Низкое давление элегаза ВГ (1 и 2 уровни)	P1, КОЗ	2
50	Неисправность привода ВГ	QO2	1
51	Контроль цепей включения выключателя ВГ	РЦВ	1
52	Контроль цепей отключения выключателя ВГ	РЦО1, РЦО2	2
Система возбуждения, электрические защиты ГТ			
53	Автомат гашения поля – АГП (включен – отключен)	QAE	2
54	Гашение поля ГГ – РГП (включен – отключен)	K11	2
55	Минимальный ток ротора – ОМВ	1РП1, 2РП1	2
56	Перегрузка ротора	1РП1, 2РП1	2
57	Аварийная остановка агрегата от электрических защит ЭКРА	K1.1 ШЭ1 K1.1 ШЭ2	2
58	Аварийные сигналы электрических защит ЭКРА	K10.1 ШЭ1 K10.1 ШЭ1	2
59	Предупредительные сигналы электрических защит ЭКРА	K1.1, K7.1, КУ4 K16.2 ШЭ1(ШЭ2)	8
60	Работа разрядника	2РП4	1
61	Включен контактор СС – КМ1	КМ1	1
62	В работе канал 1	1РП2, 2РП2	2
63	В работе канал 2	1РП2, 2РП2	2
64	Установка минимум ( $I_{\text{возбуждения}}$ )	1РП2, 2РП2	2
65	Установка максимум ( $I_{\text{возбуждения}}$ )	1РП2, 2РП2	2
66	Аварийная сигнализация СТС	1РП2, 2РП2	2
67	Неисправность канала 1 СТС	1РП2, 2РП2	2
68	Неисправность канала 2 СТС	1РП2, 2РП2	2
69	Потеря питания СТС	1(2)K7, 1(2)K8	4

ЛСКУ формирует дискретные сигналы управления гидроагрегатом, которые посредством дополнительных выходных реле осуществляют (см. Таблицу 6):

- пуск;
- остановку и начальное возбуждение агрегата;
- подгонку активной и реактивной мощности через комплекты ЭГР – МП и АРВ – МП;
- включение через автосинхронизатор СА – 1 и непосредственное отключение выключателя генератора (ВГ);
- управление соленоидами золотника торможения (СЗТ);
- клапана аварийного закрытия (КАЗ);
- программного закрытия; быстрого ограничения;
- сброса быстропадающих щитов (Б/П);
- срабатывание сигнализации (аварийной и предупредительной).

Таблица 6 – Дискретный вывод сигналов управления

№ п/п	Наименование сигнала	Аббревиатура реле
1	Управление соленоидом пуска	СП
2	Управление соленоидом остановки	СО
3	Начальное возбуждение	$DO-оп_{оп} \geq 90$
4	Разгрузка по активной мощности	$p \downarrow$ (резерв)
5	Управление соленоидами сброса быстропадающих щитов	Б/П
6	Управление соленоидом золотника торможения	СЗТ
7	Управление соленоидом быстрого ограничения	СБО
8	Управление соленоидом клапана аварийного закрытия и разворотом лопастей РК на тормозной угол	КАЗ
9	Управление соленоидом программного закрытия направляющего аппарата	СПАЗ
10	Отключение выключателя генератора	ВГ
11	Отключение РГП	РГП
12	Автоматическая синхронизация через СА – 1	РПХ
13	Управление двигателем ЛН	ЛН
14	Управление двигателем ДН	ДН
15	Управление двигателем МНУ	МНУ1 (2,3)

16	Предупредительная сигнализация	ПС
----	--------------------------------	----

Продолжение таблицы 6

№ п/п	Наименование сигнала	Аббревиатура реле
17	Аварийная сигнализация	АС
18	Аварийная остановка СТОП 2 на ЭГР-МП	СТОП 2

В таблице 7 приведены данные, поступающие от шкафов защит на автоматизированные рабочие места оперативного персонала и сервер оперативного архива. Выходные сигналы, поступающие от систем в ЛСКУ, приведены в таблице подключений к модулям контроллера.

Таблица 7 – Перечень защит, информация о которых должна поступать в АСУ ПТ

№ п/п	Наименование защит	Обозначение	Действие защит	Выход защит
1	Дифференциальная защита главного генератора (ГГ)	1 Δ АГГ	Ост, ВГ, АГП	Откл
2	Защита от несимметричных перегрузок ГГ	$I^2$	ВГ, АГП	Сигн, откл, отс
3	Защита от симметричных перегрузок ГГ	$I_1$	ВГ, АГП	Сигн, откл
4	Защита от перегрузки ротора ГГ	$I_p ГГ$	ВГ, АГП	Сигн, откл, отс
5	Защита от асинхронного хода ГГ	$\Phi_u$	ВГ, АГП	Разгр, откл, неиспр. итг
6	Защита от снижения частоты	$F <$		Откл
7	Защита от замыканий на землю в обмотке статора ГГ (0-30%)(3 гармоника)	$U_{03}(U_n(U_o))$	Ост, ВГ, АГП	Откл $U_{03}$
8	Защита от потери возбуждения	$I_p < ГГ(\Phi_i)$	ВГ, АГП, КР	Сраб
9	Защита от замыканий на землю ротора ГГ	$Re <$	Ост, ВГ, АГП	Сигн, откл, неиспр. 17 Гц, отскок щетки

10	МТЗ ГГ	$I > / (U <)$	ВГ, АГП	Сраб
----	--------	---------------	---------	------

Продолжение таблицы 7

№ п/п	Наименование защит	Обозначение	Действие защит	Выход защит
11	Защита от замыканий на землю статора ГГ (10-100%) (1 гармоника)	$U_o(U_n(U_o))$	Ост, ВГ, АГП	Откл $U_o$
12	Устройство резервирования генераторного выключателя	РТ УРОВ		УРОВ G
13	МТЗ выпрямительного трансформатора (ВТ)	$I > ВТ$	ВГ, АГП	Сраб
14	Контроль цепей напряжения электрических защит	КИНГ $U <$	Сигнал	Сраб
15	Защита от повышения напряжения ГГ	$U_2 >$	ВГ, АГП	Сраб
16	Защита от перегрузки ВТ	$I_2 ВТ$	Сигнал	Сраб
17	Действие защит ТГ и ГГ	Тех. защит	ВГ, АГП	Сраб

### Связь ЛСКУ с АСУ ТП ГЭС

Система управления является составной частью АСУ ТП. Состав АСУ ТП в общем виде показан на рисунке 1.

Программное обеспечение контроллера разработано с использованием инструментального пакета STEP 7 V5.2 SP1 фирмы Siemens. Для программирования операторской панели использовался пакет ProTool V6.0 SP2.

Для измерения гидромеханических параметров гидроагрегата применяются датчики (измерители) линейных перемещений, разработанные и выпускаемые фирмой СМС.

Для прокладки линий связи от датчиков и преобразователей до клемм шкафа (панели) используются экранированные одножильные медные кабели сечением 1,5 мм. Экраны кабелей заземляются на входе в шкаф. От клемм шкафа до фронтштеккеров контроллера используется медный многожильный провод, сечением не менее 0,5 мм<sup>2</sup>. При построении цепей управления от реле

управления до исполнительных механизмов применяется неэкранированный одножильный медный кабель сечением 1,5 – 2,5 мм<sup>2</sup>.

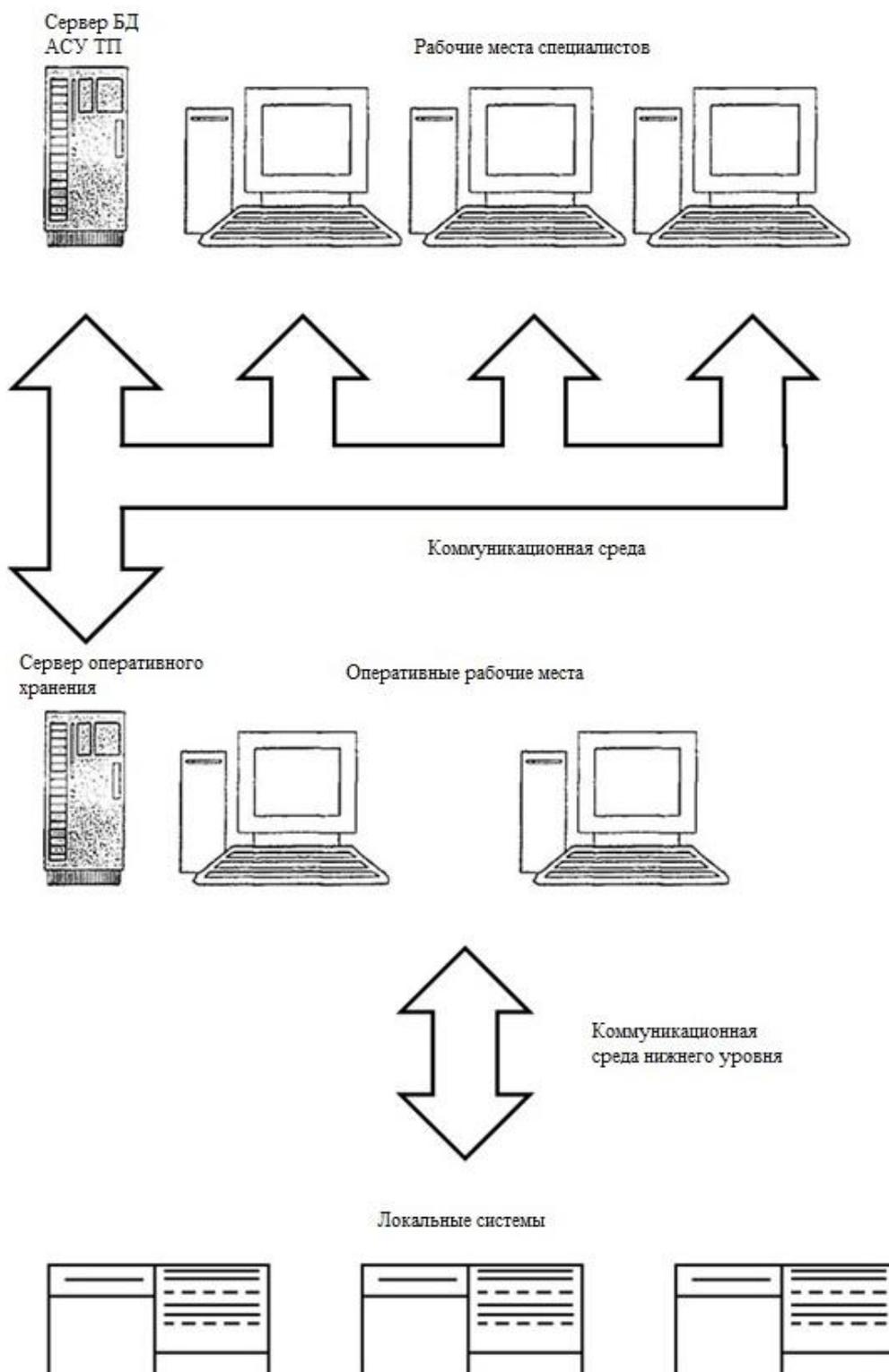


Рисунок 1 – Обобщенный состав АСУ ТП

Интеграция комплекса систем управления, защит и возбуждения системы автоматизированного управления гидроагрегатом.

Интеграция комплекса систем и панелей системы автоматизированного управления ГА осуществляется "вокруг" ЛСКУ, осуществляющей прием, обработку, отображение и передачу в АСУ ТП данных от систем регулирования, защит и возбуждения. При этом все системы способны выполнять свои основные функции независимо от остальных систем. [11]

Интеграция ЛСКУ с другими системами осуществляется следующим образом:

- подключение выходных сигналов этих систем к модулям ввода контроллера ЛСКУ ГА (панели ЭГР – МП, МНУ – МП, система возбуждения, шкафы электрических защит). Предусмотрена возможность перехода в дальнейшем на цифровые интерфейсы. Параметры, вводимые в ЛСКУ таким образом, отражены в перечне входных параметров и в таблице подключений к модулям контроллера;

- интегрирование на уровне автоматизированных рабочих мест/серверов интегрируемых систем (система электрических защит). Шкафы системы электрических защит подключаются с помощью внутрисистемных интерфейсов к компьютеру со специализированным программным обеспечением OPC-сервером (см. документацию на шкафы и ПО электрических защит). С этого компьютера требуемая информация поступает по протоколу OPC в сервер сбора данных АСУ ТП.

В состав АСУ ТП станции входят:

- рабочие места оперативного персонала и специалистов подразделений станции, обрабатывающих технологическую информацию и формирующих отчетные документы;

- средства сетевых коммуникаций и серверы баз данных, обеспечивающие информационное и управляющее взаимодействие различных систем АСУ ТП и АСУ ТП с "внешним миром";

- локальные системы контроля и управления отдельными видами основного и вспомогательного оборудования (например, гидроагрегаты, насосы, компрессоры, ОРУ и т.д.).

АСУ ТП ГЭС имеет двухуровневую структуру.

Нижний уровень АСУ ТП Жигулевской ГЭС содержит локальные системы управления различных объектов, автоматизированные рабочие места оперативного персонала (АРМ ОП) и сервер оперативного архива (ОА).

Задачами этого уровня являются:

- сбор;
- визуализация значений контролируемых параметров;
- предупредительная и аварийная сигнализация на оперативных рабочих местах и непосредственно на контролируемых объектах;
- технологическое управление;
- регулирование;
- защиту;
- архивирование данных о состоянии контролируемого оборудования.

Верхний уровень включает сервер БД АСУ ТП и автоматизированные рабочие места специалистов (АРМ С), предназначенные для решения задач анализа полученных данных, формирования и обработки технологических документов и водно-энергетических показателей, ведения баз данных технологической и нормативно-справочной информации. [1]

Составляющие АСУ ТП системы и рабочие места территориально распределены и объединяются средствами сетевых коммуникаций и общим информационным обеспечением. Структура сети показана на рисунке 2.

Локальные системы включаются в промышленную сеть Profibus (возможен переход на Industrial Ethernet). В эту сеть также включается сервер сбора данных, собирающий информацию от ЛСК и предоставляющий ее АРМ ОП для визуализации и серверу ОА для архивации. Для повышения надежности может устанавливаться дублирующий сервер, который в этом случае работает в режиме горячего резерва. Распределение функций сбора и визуализации между

сервером сбора данных (WinCC-сервером) и оперативными станциями (рабочими местами) позволяет уменьшить нагрузку на последние и, тем самым, снизить требования к ним и повысить надежность их работы. При расширении системы повышение ее производительности может быть достигнуто установкой дополнительных серверов сбора данных.

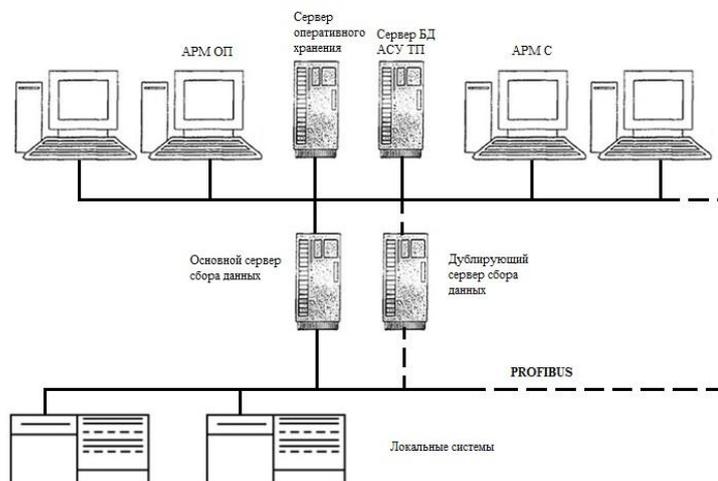


Рисунок 2 – Структура сети

С учетом необходимости передачи больших объемов данных на значительные расстояния и обеспечения высокой надежности используется оптоволоконный вариант сети Profibus с резервированием. Для организации сети используются модули оптической связи OLM/G11, G12 фирмы Siemens.

В состав АСУ ТП входят два автоматизированных рабочих места (АРМ ОП ЦПУ), устанавливаемых на рабочих местах оперативного персонала ЦПУ и предназначенных для общего контроля состояния оборудования станции и технологического процесса выработки и отпуска электроэнергии. Одно АРМ ОП устанавливается в машинном зале в помещении дежурных около АЦУ ГА № 6. Рабочие места организуются на базе персональных компьютеров, размещенных в промышленных корпусах. К каждому АРМ можно подключить два 18 – дюймовых жидкокристаллических дисплея.

Оперативный сервер предназначен для хранения оперативного архива, содержащего значения контролируемых параметров, сигналов состояния и

протоколов сообщений, поступающих от различных систем. Оперативный архив имеет циклическую структуру глубиной до 7 суток и используется при анализе нештатных процессов. Данные архивируются на оперативном сервере с частотой в 1 секунду. Стандартная для WinCC процедура архивации Sybase доработана с целью увеличения надежности и скорости формирования оперативного архива.

Визуализация параметров на АРМ ОП и архивирование данных организуются на основе SCADA-пакета WinCC фирмы Siemens. На оперативном рабочем месте установлена ОС Windows NT Workstation 4.0/Windows/SP2+, на сервере оперативного архива-ОС Windows NT Server 4.0.

Визуализация технологического процесса на АРМ ОП осуществляется в виде согласованных экранных форм, на которых отображаются контролируемые параметры с использованием мнемосхем, таблиц, графиков и анимированных изображений. В процессе визуализации выполняется контроль параметров по уставкам, предупредительная и аварийная сигнализация и формирование сообщений.

Программное обеспечение АРМ ОП разработано на основе SCADA-пакета WinCC 5.1/SP4 фирмы Siemens.

Из оперативного архива создается долговременный (вторичный) архив значений контролируемых параметров, формируемый на сервере БД АСУ ТП.

## **1.2 Алгоритм работы ЛСКУ гидроагрегата**

Структура алгоритма

ЛСКУ работает по циклической программе с обновлением всех регистрируемых параметров с периодичностью  $t \leq 30 + 100$  мс (см. Рис.3).

В начале каждого цикла программы производятся:

- опрос значений дискретных каналов и аналоговых параметров;
- необходимые вычисления значений с учетом заданных градуировок - оценка биения вала, числа оборотов;
- сопоставление аналоговых параметров с заданными уставками;

- индикация сигналов и параметров на операторской панели;
- выдача предупредительных сигналов в случае выхода отдельных параметров за установленные пределы с регистрацией и расшифровкой события.

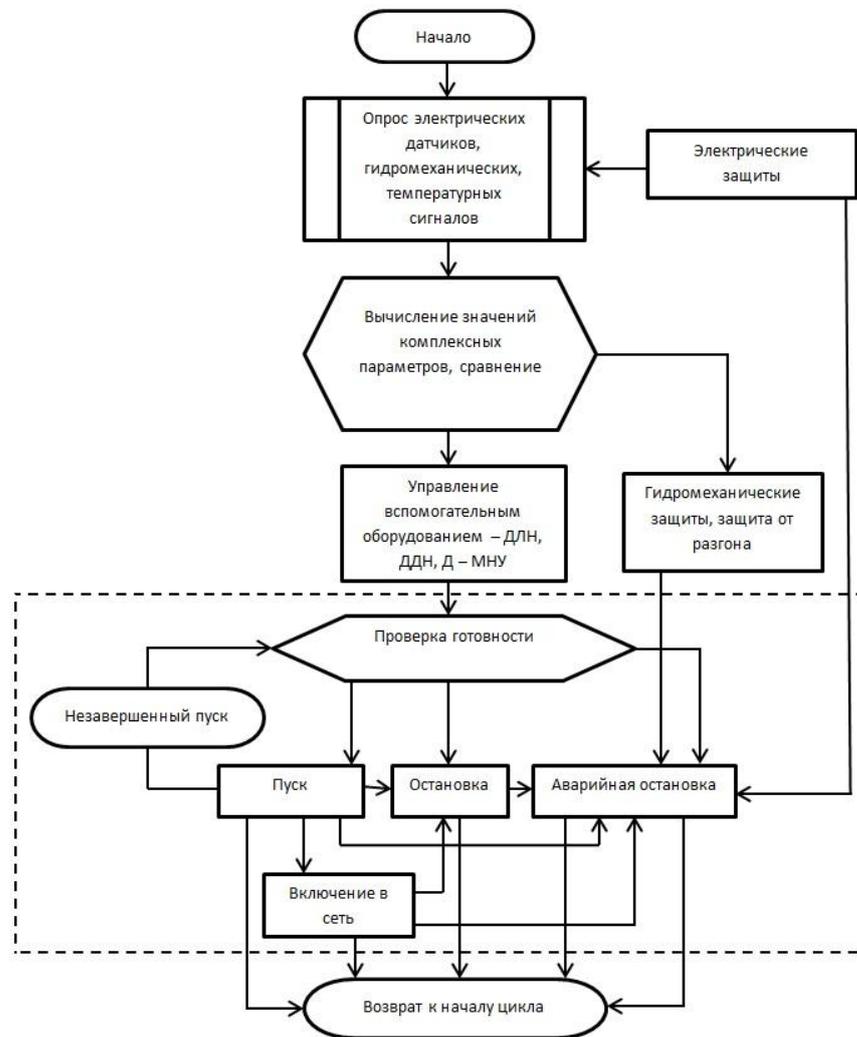


Рисунок 3 – Структура основного цикла алгоритма

Одновременно аналогичным образом обрабатываются сигналы, которые поступают по обратным связям от микропроцессорных устройств АРВ-МП, МНУ-МП, ЭГР-МП, дискретные сигналы, предупредительные и аварийные сигналы электрических защит ШЭ 1 и ШЭ 2 ЭКРА.

При поступлении аварийных сигналов от электрических защит или срабатывании в ЛСКУ гидромеханических защит, система переходит в режим аварийной остановки гидроагрегата.

Переход в режим аварийной остановки возможен и при ручном нажатии кнопки аварийной остановки *ИКА* на панели *A-1*.

Режим аварийной остановки имеет наивысший приоритет, за ним идут режимы остановки и пуска.

Большинство электрических защит ГГ действуют только на отключение выключателя генератора и гашение поля; остановка гидроагрегата может произойти только при срабатывании основных электрических защит:

- дифференциальной защиты ГГ;
- защиты от замыкания на землю в обмотке статора;
- защиты от замыкания на землю ротора ГГ.

Условиями срабатывания гидромеханических защит являются:

- аварийное снижение давления в котле МНУ;
- перегрев сегментов подпятника;
- аварийное снижение расхода воды на смазку турбинного подшипника;
- перегрев сегментов генераторного подшипника;
- разгон агрегата до  $n_{турб.} \geq 140\%$ ;
- разгон агрегата до  $n_{турб.} \geq 170\%$ .

Переход гидроагрегата в режим аварийной остановки сопровождается обнулением регистров пусковых сигналов (для обеспечения приоритета аварийной остановки в цикле пуска или включения в сеть), выдачей команд на срабатывание ЛСКУ по алгоритму *СТОП 2*, то есть на действие соленоидов: остановка агрегата (СО), клапана аварийного закрытия (КАЗ), программного аварийного закрытия (НА-СПАЗ) при разгоне агрегата  $n_{турб.} \geq 140\%$  или команд на срабатывание соленоидов СО, КАЗ и на сброс быстропадающих щитов при разгоне агрегата до  $n_{турб.} \geq 170\%$  и переходом системы в режим нормальной остановки. [15]

При каждом прохождении программой основного цикла ЛСКУ

формирует управляющие воздействия на вспомогательное технологическое оборудование гидроагрегата: пуск, остановку двигателей лекажного и дренажного насосов, двигателей насосов МНУ при отсутствии на агрегате микропроцессорного комплекта МНУ-МП. При наличии комплекта МНУ-МП последним формируются управляющие воздействия, а на ЛСКУ передается только сигнальная информация.

Несмотря на команды ЛСКУ, соответствующие параметры выходят за установленные пределы. На операторскую панель системы выводится информация о нарушении режима и рекомендации оперативному персоналу о дальнейших действиях – "переход на ручной режим управления".

На завершающем этапе каждого цикла прохождения программы выполняются подпрограммы управления, запуск которых производится или от автоматических устройств, или вручную от ключей управления, после проверки необходимости условий готовности агрегата к пуску.

Алгоритм ЛСКУ содержит следующие подпрограммы:

- пуск;
- включение в сеть;
- остановку;
- аварийную остановку.

После завершения выбранной подпрограммы ЛСКУ возвращается в начало основного цикла (см. Рис.3) и вся программа повторяется вновь.

Для обеспечения надежности питания контроллеров и датчиков, в ЛСКУ установлен специальный блок бесперебойного питания типа Smart UPS-700 (UPS-1000 или UPS-1500) (см. Рис.4).

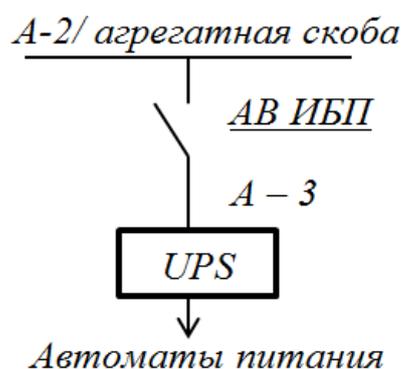


Рисунок 4 – Схема питания ЛСКУ гидроагрегата

В ЛСКУ ГА блок подключен к сети 220 В через автомат питания  $A - 2$  агрегатной сборки и вводной автомат  $AB ИБП/A - 3$ .

К блоку бесперебойного питания UPS подключены все устройства ЛСКУ через отдельные автоматы, расположенные на панели  $A - 3$  (см. Таблицу 8).

В случае пропадания питания ЛСКУ может продолжать функционировать за счет ресурса UPS в течение не менее  $t = 90$  минут.

Предполагается, что данного времени оперативному персоналу достаточно для принятия мер по восстановлению нормальной схемы питания или аварийному выводу гидроагрегата из работы при фатальном повреждении схемы.

Исчерпание ресурса сигнализируется сообщением "разряжены батареи ИБП", которое появляется на экране операторской панели ЛСКУ за несколько минут до полной разрядки батарей источника бесперебойного питания UPS.

Таблица 8 – Автоматы питания ЛСКУ напряжением 220 В

№ п/п	Наименование устройства (схемы)	Автомат питания
1	1 блок контроллера ЛСКУ	АВ PS1
2	2 блок контроллера с системой диагностики	АВ PS2
3	- 220 В питание БП1	АВ БП1
4	- 220 В питание БП2	АВ БП2
5	~ 220 В питание БП3	АВ БП3
6	~ 220 В питание БП4 – БП5	АВ БП4
7	Датчики системы диагностики	АД

К блоку бесперебойного питания UPS подключены датчики и реле ЛСКУ через отдельные блоки питания (БП), расположенные на панели А – 3 (см. Таблицу 9).

Таблица 9 – Блоки питания ЛСКУ напряжение 24 В

№ п/п	Наименование устройства (схемы)	Автомат питания
1	24 В ВА1, ВАU – датчик аналоговых параметров	БП 1
2	24 В ДВ – сигналы дискретного вывода	БП 2

Продолжение таблицы 9

№ п/п	Наименование устройства (схемы)	Автомат питания
3	24 В OLM – модуль оптической связи	БП 3
4	24 В 1ВД1 – сигналы дискретного ввода	БП 4
5	24 В 1ВД2 – сигналы дискретного ввода	БП 5
6	24 В 2ВД1 – сигналы дискретного ввода	БП 6
7	24 В 2ВД2 – сигналы дискретного ввода	БП 7
8	24 В 3ВД1 – сигналы дискретного ввода	БП 8
9	24 В 3ВД2 – сигналы дискретного ввода	БП 9
10	24 В 4ВД1 – сигналы дискретного ввода	БП 10
11	24 В 4ВД2 – сигналы дискретного ввода	БП 11
12	24 В 5ВД1 – сигналы дискретного ввода	БП 12
13	24 В 5ВД2 – сигналы дискретного ввода	БП 13
14	24 В 6ВД1 – сигналы дискретного ввода	БП 14
15	24 В 6ВД2 – сигналы дискретного ввода	БП 15

Выходные реле ЛСКУ, действующие на управление двигателями и соленоидами, находятся под постоянным оперативным током 1АГ/А – 3 схемы гидромеханических защит, автоматика быстропадающих щитов – под постоянным оперативным током 4АГУА – 1 (см. Рис.5).

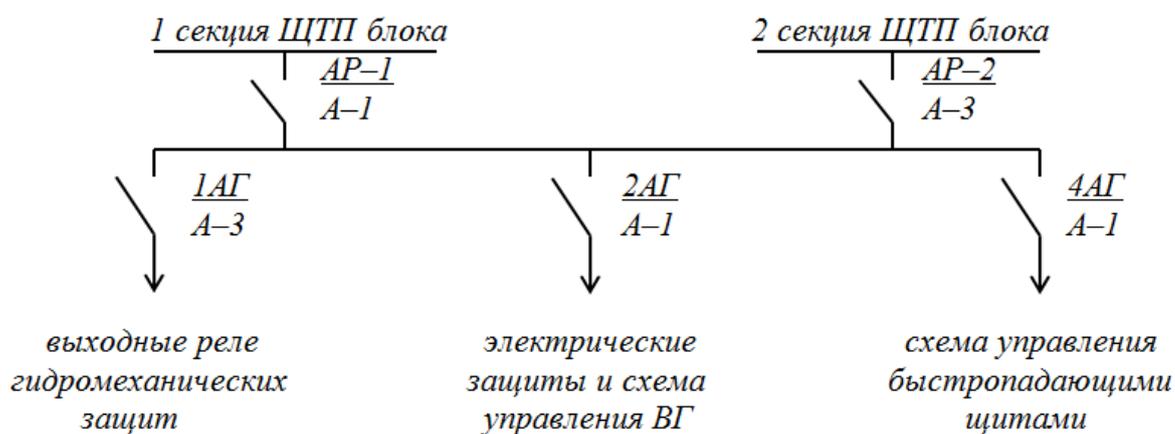


Рис.5 – Схема постоянного оперативного тока гидроагрегата

Автоматический пуск гидроагрегата.

При получении команды на пуск агрегата система оценивает сначала готовность агрегата к выполнению этой операции. Невыполнение хотя бы одного из условий готовности исключает переход к реализации подпрограммы "пуск". Оперативному персоналу в этом случае выдается сообщение о причине неготовности агрегата (см. Таблицу 10).

После успешной проверки всех перечисленных условий формируется признак готовности, разрешающий перейти к подпрограмме "пуск".

Перед пуском агрегата оперативному персоналу следует:

1) визуально убедиться в исправном состоянии всего оборудования и наличии оперативного тока на микропроцессорных устройствах – ШЭ1 и ШЭ2 ЭКРА, МНУ-МП > ЭГР-МП, АРВ-МП;

2) открыть задвижки на главных золотниках направляющего аппарата и рабочего колеса, вывести стопор(а) сервомотора НА;

3) включить автомат постоянного тока 4АГ/А-1, поднять (убедиться, что подняты) быстропадающие щиты;

4) установить ключ синхронизации агрегата ПСХ/А-1 в положение, соответствующее выбранному режиму включения в сеть: "ручное" или "автоматическое" включение.

Если агрегат находится в автоматическом резерве, условия 1 – 3 должны быть выполнены, ключ синхронизации ПСХ/А-1 должен находиться в положении "автоматическое".

Таблица 10 – Условия проверки готовности гидроагрегата к пуску

№ п/п	Признак готовности	Сообщение о неготовности
1	Не срабатывают гидромеханические защиты	(см.п.2.1.3)
2	Уровень давления в котле МНУ соответствуют норме	Выведена защита по давлению, в котле МНУ
3	Нормальный расход воды на смазку турбинного подшипника	Выведена защита по расходу воды
4	Уровень масла в котле МНУ соответствует норме	Выведена защита по уровню масла в котле
5	Не срабатывают электрические защиты	Авария от ЭКРА или аварийная остановка от ЭКРА
6	Нормальный режим работы системы возбуждения	Авария от ТВ

Продолжение таблицы 10

№ п/п	Признак готовности	Сообщение о неготовности
7	Сняты все три стопора	Стопор не снят
8	Введен быстрый ограничитель	Быстрое ограничение не работает
9	ЭГР готов к пуску	ЭГР не готов
10	Давление воздуха (или масла, подаваемого в процессе ремонта) с системы торможения снято	Есть давление в тормозной магистрали
11	Схема питания ЛСКУ нормальная	Сбой питания ~ 220 В

Команда на пуск агрегата может быть подана от одного из ключей управления 1КУ/А-1 (2КУ/Гц) или от выходного реле автоматики частотного пуска АЧП, если гидроагрегат находится в режиме автоматического управления.

Допустимые условия пуска не контролируются, если пуск агрегата производится от рукоятки пуска/остановки на колонке регулятора (или

штурвалами рабочего колеса (РК) и направляющего аппарата (НА) при ручном управлении РК и НА). Чтобы исключить механические повреждения оборудования, перед операциями с этой рукояткой (штурвалами) следует проверить, что ЛСКУ введена в работу.

При выполнении подпрограммы "пуск" система подает команду на срабатывание соленоида пуска (СП) (см. Таблицу 6).

Если пуск происходит в режиме "ручного" включения, синхронизация агрегата и включение выключателя производятся оперативным персоналом. В режиме "автоматического" включения после набора турбиной не менее  $n_{турб} \geq 90\%$  оборотов подается сигнал на включение автосинхронизатора СА-1. Схема автоматической синхронизации обеспечивает возбуждение генератора и включение его выключателя. Если число оборотов агрегата при автоматическом пуске не достигнет  $n_{турб} = 90\%$  или не включится реле гашения поля РГП в процессе автоматической синхронизации, на операторской панели появляются предупредительные сигналы: "обороты в норме" или "не сработало РГП".

Прохождение длительной команды на пуск агрегата ограничивается схемой контроля длительности операций пуска/остановки как в режиме "ручного", так и в режиме "автоматического" включения. С выдержкой времени  $t = 5$  минут после начала процесса цепь пуска разбирается, на операторской панели ЛСКУ появляется предупредительный сигнал "незавершенный пуск". После завершения процесса пуска, успешного или не успешного, регистры соленоида пуска и автосинхронизатора в ЛСКУ обнуляются, исключая возможность появления некорректных управляющих воздействий при очередном прохождении основного цикла алгоритма.

После пуска в режиме "ручного" включения, оперативному персоналу следует оценить необходимость подключения гидроагрегата к схеме АЧП и выполнить соответствующие мероприятия. Для исключения возможности несанкционированного включения, находящийся в ремонте гидроагрегат должен быть отключен от схемы АЧП ключом ПГ/ЩТ-5. [27]

Автоматическая остановка гидроагрегата.

Команда на автоматическую остановку гидроагрегата может быть сформирована в ЛСКУ при действии электрических или гидромеханических защит в режиме аварийной остановки, а также оперативными ключами 1КУ/А-1 (2КУ/ГЦ), если ключ синхронизации ПСХ/А-1 находится в положении "автоматическое".

Режим ручной остановки формируется оперативными ключами 1КУ/А-1 или 2КУ/ГЦ, когда ключ синхронизации ПСХ/А-1 установлен в положение "ручное" включение. Переход гидроагрегата в режим ручной остановки, когда ключ ПСХ/А-1 находится в положении "автоматическое", возможен при отказе выполнения программы автоматической остановки на каком-либо этапе.

После получения команды на остановку агрегата происходит закрытие направляющего аппарата (НА). Если в режиме аварийной остановки при работе гидромеханических защит шток НА не достигает положения  $\leq 30\%$  в течение  $t = 2$  минуты, ЛСКУ действует на соленоид клапана аварийного закрытия (КАЗ), а затем на соленоид программного аварийного закрытия (СПАЗ); если это происходит после срабатывания первой ступени защиты от разгона агрегата  $n_{турб} \geq 140\%$ , команды на соленоиды КАЗ и СПАЗ формируются незамедлительно. Если, не смотря на действие КАЗ шток НА не достигает положения  $\leq 30\%$ , дополнительно формируется команда на сброс быстропадающих щитов (БП). В обоих случаях параллельно с формированием дополнительных команд на ОП появляется сообщение "НА не закрылся" и выполнение программы продолжается – ЛСКУ действует на отключение выключателя. При разгоне агрегата до  $n_{турб} \geq 170\%$  команды на КАЗ и сброс быстропадающих щитов проходят повторно.

Если шток НА не достигает положения  $\leq 20\%$  в течение  $t = 5$  минут в режиме автоматического отключения, не вызванного действием гидромеханических защит, на ОП 270 формируется сообщение "не завершена остановка", ЛСКУ переходит в режим ручного управления.

Дальнейшая последовательность операций остановки не зависит от причин события, отличие заключается только в развитии процесса при неуспешном выполнении одной из команд: после срабатывания гидромеханических защит для оперативного персонала формируется в этом случае соответствующее сообщение на ОП, но выполнение программы не прерывается; процесс остановки агрегата, от устройств противоаварийной автоматики или от ключа управления, продолжается непрерывно только при полном соблюдении всех условий, в противном случае появление на операторской панели ЛСКУ сообщения о ненормальном режиме работы сопровождается переходом системы в режим ручной остановки.

После формирования программой ЛСКУ команды на отключение выключателя и срабатывания соленоида быстрого ограничения (СБО), длительность процесса отключения выключателя не должна превышать  $t \leq 0,5$  сек; иначе формируется сообщение "не отключился В-Г".

Следующая операция остановки – гашение поля, не должна превышать  $t \leq 12$  сек; сообщение о невыполнении - "не отключилось РГП".

При снижении скорости вращения гидроагрегата до  $n_{турб} \leq 20\%$  от номинального числа оборотов, перемещении штока НА до положения  $\leq 5\%$  и отключении выключателя генератора с выдержкой времени  $t = 1$  минуте, формируется команда на срабатывание соленоида золотника торможения (СЗТ). Время от начала процесса остановки гидроагрегата, до подачи команды на СЗТ не должно превышать  $t \leq 5$  минут, в противном случае оперативному персоналу выдается сообщение "большое время остановки" и рекомендуется "перейти к ручному торможению".

При срабатывании СЗТ в систему торможения агрегата под давлением поступает воздух из котла МНУ; если датчик давления, установленный в системе торможения агрегата, не подтвердит факт поступления давления в течение  $t \leq 3$  сек, в системе формируется сообщение "нет давления в тормозной магистрали" и выдается аналогичная рекомендация "перейти к ручному торможению".

После торможения агрегата до близкой к нулю скорости вращения, с выдержкой времени  $t = 45$  сек. деблокируется схема автоматической остановки, выдается сообщение ГА остановлен".

Если за время  $t \leq 5$  минут с начала процесса остановки скорость вращения агрегата не достигает близкого к нулю значения  $n_{турб} \leq 0,2\%$ , на операторской панели ЛСКУ появляется сообщение "ГА не остановлен".

После успешной остановки агрегата, обнуляются регистры соленоидов остановки, выключателя, золотника торможения, СБО, СПАЗ, КАЗ, Б/П, РГП; программа ЛСКУ переходит на подпрограмму "проверка готовности к пуску". Для обнуления перечисленных регистров, после неуспешной автоматической остановки и принятия, необходимых мер по выполнению ручной остановки, на операторской панели необходимо нажать кнопку квитирования  $K10$ . [23]

### **1.3 Особенности эксплуатации ЛСКУ гидроагрегата**

Аппаратура ЛСКУ размещается на четырех панелях АЩУ:

- $A-1$  – панель приборов, содержит стрелочные приборы прямого включения, операторскую панель, кнопки и переключатели для ручного управления;
- $A-2$  – панель преобразователей, содержит все преобразователи, счетчики, автосинхронизатор;
- $A-3$  – панель блоков питания, средств оптической связи, реле и сигналов управления;
- $A-4$  – панель контроллера ЛСКУ и аппаратуры диагностики.

Для контроля над состоянием гидроагрегата, обеспечения возможности ручного управления в случае отказа ЛСКУ на панели  $A-1$  установлены приборы прямого включения: амперметры в каждой фазе статора ГТ, вольтметры, включенные на междуфазное напряжение статора ГТ и сети, частотомеры для замера частоты генератора и сети, ваттметр, варметр, синхроскоп; параметры ротора генератора отображаются вторичными приборами, подключенными

последовательно с модулем аналогового ввода ЛСКУ к преобразователям UAE1 и UVE1 (см. Таблицу 2).

На панели *A-1* установлены следующие ключи:

- ключ режима синхронизации – ПСХ;
- ключ управления разъединителем – Р;
- ключ пуска-остановки гидроагрегата – 1КУ;
- ключ управления реле гашения поля – РГП – 5КУ;
- ключ управления автоматом гашения поля – АГП – 4КУ;
- ключ управления выключателем генератора – В – Г – 3КУ;
- ключ регулирования возбуждения – АРВ – 10КУ;
- ключ управления электрогидравлическим регулятором – ЭГР – 7КУ, а также кнопки аварийной остановки – 1КА и сброса быстропадающих щитов – 2КА.

В нормальном режиме ЛСКУ гидроагрегата должна находиться в рабочем состоянии: на ЛСКУ ГА должно быть подано питание, при нажатии на клавишу *F1*, на операторской панели должна отображаться стартовая экранная форма.

При отклонении от уставок, гидромеханических или температурных параметров агрегата, на операторской панели формируются аварийные или предупредительные сообщения согласно карте уставок защит, на иконке, соответствующей экранной форме сообщения, начинает мигать символ восклицательного знака. При достижении параметром аварийной уставки одновременно формируется сигнал аварийной остановки по одному из алгоритмов – *СТОП 2*, *СТОП 3* или *СТОП 4*. Аналогично производится и аварийная остановка агрегата от ЭГР-МП.

Отклонение от уставок электрических параметров не сопровождается формированием предупредительных или аварийных сигналов на ЛСКУ и не вызывает появления сигналов управления. Действие на отключение и при необходимости остановки агрегата по факту повреждения в электрической части производят непосредственно защиты ЭКРА, ШЭ1 и ШЭ2 или защиты СТС; отключение агрегата от защит ЭКРА происходит через ЛСКУ по

алгоритму *СТОП2*.

Пуск и остановка агрегата по командам противоаварийной автоматики и оперативного персонала выполняются по алгоритмам *ПУСК* или *СТОП 1*.

Появление любого предупредительного или аварийного сообщения на ЛСКУ сопровождается срабатыванием выходного реле сигнализации – ПС для предупредительных или АС для аварийных сообщений, и загоранием табло на панели АЩУ 6ГГ. Сигнализация на ЦПУ выведена на экран АРМ ОП.

При возникновении неисправности самой системы на панели АЩУ 6ГГ загорается табло предупредительной сигнализации агрегата, на АРМ ОП ЦПУ в нижней части экрана появляется мигающее сообщение желтого цвета.

Если причиной появления этого предупредительного сигнала является неисправность схемы питания, в распоряжении оперативного персонала есть время, порядка  $t = 90$  минут, для принятия мер по восстановлению нормальной схемы питания или выводу агрегата из работы через ЛСКУ.

За несколько минут до полной разрядки батарей источника бесперебойного питания UPS появляется предупредительный сигнал "разряжены батареи ИБП". При неисправности батарей появляется предупредительный сигнал "заменить батареи". В этом случае необходимо срочно заменить батареи, поскольку появление неисправности в схеме питания приведет к остановке контроллера ЛСКУ.

В случае неисправности самого контроллера ЛСКУ (процессора, крейта, слотов и т.п.) агрегат должен быть немедленно отключен от сети и остановлен.

Для этого необходимо:

- отключить агрегат от группового регулирования тумблером на ЦПУ;
- перевести ЭГР-МП в режим местного управления ключом на панели агрегатного щита *A-5*;
- разгрузить гидроагрегат ключом задания мощности на панели *A-5* по активной мощности и ключом *10КУ/А-1 "АРВ"* по реактивной мощности;
- убедиться по приборам панели *A-1* в том, что агрегат разгружен, отключить выключатель генератора ключом *1КУ/А-1* и остановить агрегат

кнопкой "Стоп" на панели А-5 (торможение производится вручную);

- вызвать ответственный персонал цеха АСДУ и ЭТЛ для выяснения причин повреждения и принятия мер к восстановлению нормальной работы гидроагрегата.

Автоматизация управления технологическим процессом электростанции, во-первых, решает задачу оптимизации режимов работы электростанции, что дает прямой экономический эффект за счет повышения экономичности работы и максимального использования возможностей оборудования, что в свою очередь приводит к увеличению выработки электроэнергии; во-вторых, повышает надежность работы электростанции, за счет высокого элемента надежности технических средств ЛСКУ. Быстрая реакция ЛСКУ на опасные отклонения параметров режима оборудования позволят повысить надежность его работы и избежать ряда аварий. При возникновении аварийной ситуации значительно уменьшается время восстановления нормальной работы и, следовательно, продолжительность простоя оборудования. Наконец, в результате модернизации ЛСКУ совершенствуется оперативное обслуживание электростанцией и сокращается численность оперативного персонала. [12]

## **2 Модернизация системы тиристорного самовозбуждения**

### **Системы возбуждения Жигулевской ГЭС:**

1. СТС-420-2100-2,5 с АРВ-М «Электросила» введены в 2003 году на Г1 и 2. Отключений по вине СТС не было. Заменены 3 тиристора на Г2 и блок питания регулятора первого канала на Г1.

2. СТС-420-2100-2,5 «Неваэлектромаш» введены в 2002 - 2007 гг. на генераторах с 3 по 20. При вводе СТС на Г4 в работу при проверке переходов с канала на канал при отказе блок – контакта автомата произошла неуправляемая форсировка. АГП отключилось от защиты ЭКРА. 1.06.04. Г4 - отключение защитой от потери возбуждения. Прошло самопроизвольное гашение поля РГП. После перезагрузки контроллера дефект больше не проявлялся. 13.07.04 отключился по перегреву тиристоров. Поменяли программное обеспечение. Дважды отключался Г4 по потере контактов в термосопротивлениях ВТ. 12.12.08 на Г4 при пробое клеммника защитных диодов начальное возбуждение не разобралось и работала защита от замыкания на землю в цепях ротора. На Г5 1.10.10 вышло из строя 7 тиристоров в разных плечах. Агрегат отключился

аварийно. Г8 отключился аварийно при повреждении фазы «В» ВТ. Г9 ложно отключился от сети при поиске дефекта на контроллере СУВ первого канала. СТС работала на втором канале. Четыре раза отключался от сети Г11. Два раза при потере связи по CAN шине и два раза от помех при коммутации В1-4ТГ на ОРУ-500. Г13 отключение по потере связи при переходе с канала на канал. Аналогичные отключения были на Г14. Г16 отключался по потере возбуждения. Самопроизвольно снялись импульсы управления. Г18 отключался семь раз. С большим трудом был обнаружен обрыв в соединительной плате. Восьмой раз Г18 отключился из-за неисправности в плате ЛЕМОв.

При плановых ремонтах заменено около 10 БУТов, 20 тиристоров из-за потери класса, порядка 25 ПВВ и ПДВВ, 26 штук блок-контактов автоматов, два контроллера регуляторов, два контроллера СУВ, 30 штук конденсаторов RC-цепей, два УНИПО, четыре десятка предохранителей по потере контактов, четыре блока питания, две платы ЛЕМОв.

В связи с этим проведена модернизация систем внутренней вентиляции шкафов тиристорных преобразователей, систем тиристорного самовозбуждения гидрогенераторов с целью улучшения эффективности теплоотвода и охлаждения тиристоров, модернизация системы управления и регулирования СТС под задачи группового управления потреблением реактивной мощности агрегатами Жигулевской ГЭС.

## **2.1 Назначение и основные характеристики системы возбуждения**

Назначение системы возбуждения.

Модернизированная система тиристора самовозбуждения СТС-420-2100-2.1 УХЛ4, в дальнейшем именуемая "система возбуждения", предназначена для питания обмотки возбуждения гидрогенераторов СВ–1500/200-88 УХЛ4 «Жигулевской ГЭС и для обеспечения следующих режимов работы гидрогенератора:

- начальное возбуждение;
- холостой ход;

- включение в сеть методом точной синхронизации;
- работа в энергосистеме с нагрузками и перегрузками, допустимыми для гидрогенератора по ГОСТ 533-2000 и ГОСТ 183-74;
- форсирование возбуждения с заданной кратностью по напряжению и току при нарушениях в энергосистеме, вызывающих снижение напряжения на шинах станции;
- развозбуждение при нарушениях в энергосистеме, вызывающих увеличение напряжения на шинах станции;
- гашение поля в аварийных режимах и при нормальной остановке агрегата» [1].

Оборудование системы возбуждения предназначено для эксплуатации в машинном зале, номинальные значения климатических факторов – УХЛ, категория размещения – 4 по ГОСТ 15150-69, ГОСТ 15543-70.[8]

Размещение оборудования системы возбуждения в части воздействия механических факторов внешней среды должно соответствовать группе Мб по ГОСТ 17516.1-90, с учетом условий по ГОСТ 21558-88 (см. рис.6).

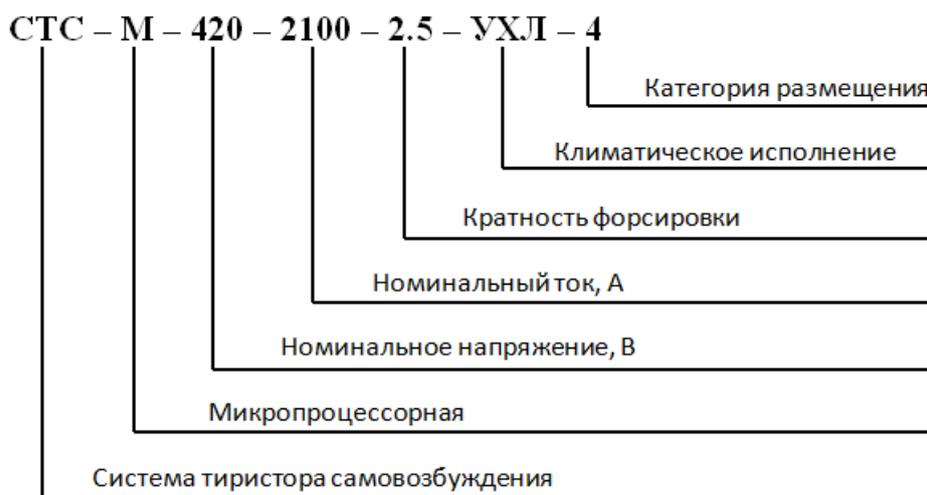


Рисунок 6 – Основные характеристики системы возбуждения.

«Основные характеристики системы возбуждения определены в соответствии с характеристиками и допустимыми режимами работы генератора

с учетом требований технического задания № ОБС.104.111 ТЗ на систему самовозбуждения СТС-420-2100-2.5 УХЛ4:

- Номинальное напряжение возбуждения генератора, В.....380
- Напряжение выпрямленное номинальное системы возбуждения, В.....420
- Номинальный ток возбуждения генератора, А.....1900
- Ток выпрямленный номинальный системы возбуждения, А.....2100
- Кратность форсировки возбуждения по отношению к напряжению возбуждения гидрогенератора в номинальном режиме при номинальном напряжении статора не менее.....2,5
- Предельное значение по току возбуждения (по отношению к номинальному току возбуждения генератора) не менее.....2
- Быстродействие системы возбуждения при форсировке, с.....не более 0,04
- Длительность форсировки, с.....не более 50
- Точность поддержания напряжения на шинах станции относительно заданной статической характеристики, %.....не более  $\pm 1$
- Напряжение номинальное сети собственных нужд ГЭС (переменного тока, трехфазное с выведенным нулем, линейное), В.....380
- Длительное потребление от собственных нужд ГЭС, в нормальных условиях эксплуатации, кВА.....не более 0,3
- При длительных испытаниях, кВА.....не более 1,0
- Номинальное напряжение сети постоянного тока, В..... $220 \pm 15\%$
- Длительное потребление от шин постоянного тока в нормальных условиях эксплуатации, кВт.....не более 0,5
- Потребление каждого канала, ВА.....не более 3
- Номинальный вторичный ток измерительных трансформаторов тока статора, А.....5
- Потребление на фазу каждого канала, ВА.....не более 0,2
- Номинальный вторичный ток измерительных трансформаторов тока ротора, А.....5
- Потребление на фазу каждого канала, ВА.....не более 1,0

- Заводское испытательное напряжение переменного тока, действующее значение частоты 50 Гц в течение 1 мин., В:

- а) цепей, потенциально связанных с обмоткой ротора гидрогенератора...3500
- б) цепей переменного тока 380 В и цепей постоянного тока 220 В.....1500
- в) цепей электроники с напряжением 24 В.....500

- Основные данные источника питания (трансформатор выпрямительный ТЕ1):

- а) тип.....ТСЗП-2500/15 ВУЗ
- б) напряжение сетевой обмотки, кВ.....13,8
- в) напряжение вентильной (вторичной) обмотки, В.....750
- г) мощность, кВА.....2500
- д) схема и группа соединения обмоток.....Y/A-11
- е) напряжение короткого замыкания вторичной обмотки, %.....7

- Основные данные тиристорного выпрямителя:

- а) схема соединения.....3-х фазная, мостовая
- б) количество параллельно включенных мостов.....6
- в) номинальное входное линейное напряжение частотой 50 Гц, В.....950
- г) предельно допустимое действующее напряжение питающей сети переменного тока, линейное, длительное, В.....1050
- д) предельно допустимое действующее напряжение питающей сети переменного тока, линейное, кратковременное (в течение 1 с), В .....1350
- е) тип тиристоров.....Т173-1600-34-81 УХЛ2
- ж) охлаждение.....естественно воздушное» [6].

Таблица 11 – Основные данные системы управления и регулирования

Количество каналов	Два независимых канала АРВ1 и АРВ2, каждый из которых включает в себя регулятор возбуждения и систему импульсно – фазового управления
Основной закон регулирования автоматического регулятора напряжения АРВ	PID регулятор напряжения статора с возможным переводом в режим регулирования тока возбуждения

Диапазон изменения уставки АРВ (в % от номинального напряжения статора)	80 – 110
Точность поддержания напряжения на статоре, в статическом режиме, не более (в %)	1
Основной закон регулирования регулятора тока	PI регулятор тока возбуждения
Диапазон изменения уставки регулятора тока возбуждения	От 20% тока ротора холостого хода до 110% тока ротора номинального

## 2.2 Устройство и работа системы возбуждения

Система возбуждения представляет собой комплекс электротехнических изделий, обеспечивающих при их совместной работе возбуждение автоматически регулируемым постоянным током генератора в нормальных и аварийных режимах. (см. Рис. 7)

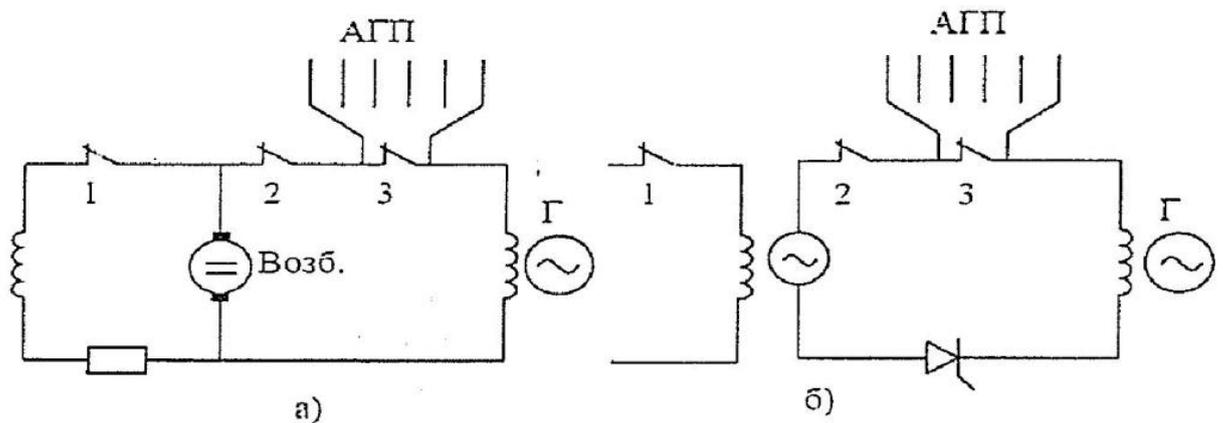


Рисунок 7 – Схема возбуждения синхронного генератора

Выбор силового оборудования системы возбуждения определен параметрами возбуждения гидрогенератора и требованиями ГОСТ 21558-88, а также требованиями Технического задания ОБС.104.111 ТЗ на систему самовозбуждения генератора Жигулевской ГЭС.

Возбуждение генератора осуществляется по схеме самовозбуждения.

Обмотка ротора LG получает питание от шин статора генератора через выпрямительный трансформатор ТЕ1 и тиристорный выпрямитель (секция АЕ2).

Выпрямительный трансформатор.

Выпрямительный трансформатор – трехфазный, сухой, с естественным воздушным охлаждением.

Вторичное напряжение трансформатора определено исходя из требуемого уровня напряжения возбуждения генератора при форсировке.

На каждой фазе сетевой стороны трансформатора TE1 установлены трансформаторы тока ТА, к вторичным обмоткам которых подключаются релейные защиты выпрямительного трансформатора.

В трансформатор встроен блок контроля температуры обмоток трансформатора с двумя уставками срабатывания (предупредительная сигнализация и аварийное отключение), а также блок контроля температуры магнитопровода с двумя уставками (предупредительная сигнализация и аварийное отключение).

Тиристорный выпрямитель.

Выпрямление тока осуществляется тиристорным выпрямителем, состоящим из шести параллельно включенных тиристорных мостов АМ1...АМ6, каждый из которых выполнен по трехфазной, полностью управляемой, схеме и содержит шесть тиристорных плеч UM1...UM6 (ОБС.396.169 ЭЗ).

Каждое плечо выпрямительного моста содержит один таблеточный тиристор и быстродействующий предохранитель. В фазу каждого моста включен делитель тока.

Каждый тиристор получает управляющие импульсы через блок устройства от выходного канала АРВ. Блок устройства выходного канала, представляет собой импульсный трансформатор для передачи импульса управления на тиристор от системы управления.

Для защиты тиристоров от коммутационных перенапряжений предусмотрены основные или внешние RC-цепи, представляющие собой три одинаковых блока RCUN1...RCUN3, включенные на силовые шины А, В, С переменного тока (расположены в силовой секции).

Выпрямитель обеспечивает все режимы работы системы возбуждения без ограничения, включая форсировку при отказе одного (любого) из мостов.

При неисправности двух мостов обеспечивается режим возбуждения, соответствующий активной номинальной мощности ( $\cos\varphi = 1$ ) с током ротора и вводится запрет форсировки.

При неисправности трех мостов производится отключение генератора с гашением поля ротора автоматом гашения поля.

Охлаждение тиристорov выпрямителя – естественное воздушное.

Система управления и регулирования.

«Регулирование выпрямленного напряжения на обмотке возбуждения осуществляется за счет изменения угла управления тиристорами под действием системы управления и регулирования. Система управления и регулирования расположена в секции управления и регулирования» [6].

«Система управления и регулирования состоит из двух идентичных цифровых каналов АРВ1 и АРВ2, выполненных на базе микропроцессоров С-167 и программируемого технологического контроллера. Каждый канал содержит автоматический регулятор возбуждения и систему импульсно-фазового управления» [6].

«Переход на работу с регулятором тока возбуждения происходит автоматически при отказе регуляторов напряжения на обоих каналах, а также вручную по команде оператора. Обратный переход на работу с регулятором напряжения производится оператором» [6].

«Автоматический регулятор напряжения (АРВ) реализует пропорционально-интегрально-дифференциальный (ПИД) закон регулирования. Регулятор тока возбуждения реализует пропорционально – интегральный (ПИ) закон регулирования» [14].

«Предусмотрена возможность изменения коэффициентов усиления по параметрам регулирования, обеспечивающая оптимальную настройку регулятора возбуждения, применительно к конкретным условиям работы генератора в энергосистеме» [6].

Основные функции системы управления и регулирования:

- регулирование напряжения на шинах станции в соответствии с заданной статической характеристикой;
- формирование сигнала стабилизации по изменению и производной частоты генератора, по производной тока ротора;
- релейная форсировка при напряжении ниже, чем от 0,7 до 0,8 от установленного значения;
- импульсно-фазовое управление тиристорным возбудителем;
- ручное регулирование возбуждения при помощи регулятора тока ротора.

«Функции ограничения, выполняемые АРВ:

- ограничение перегрузки генератора по токам ротора и статора с выдержкой времени, обратно пропорциональной кратности перегрузки в пределах, заданных техническими условиями на генератор;
- ограничение реактивной мощности в режиме ее потребления генератором с уставкой, зависящей от активной мощности генератора (ограничение минимального возбуждения) без выдержки времени в пределах, заданных техническими условиями на генератор;
- ограничение перевозбуждения для предотвращения насыщения стали блочного трансформатора в случае снижения частоты» [6].

Основные технологические функции:

- управление возбуждением в режимах пуска агрегата и включения в сеть генератора;
- разгрузка по реактивной мощности при нормальной остановке агрегата;
- перевод тиристорного выпрямителя в инверторный режим;
- переключение каналов регулирования.

Каждый из каналов снабжен собственной программно-реализованной системой импульсно-фазового управления тиристорами. «Система импульсно – фазового управления формирует управляющие импульсы с требуемыми параметрами и фазой относительно напряжения питания тиристорного выпрямителя (угол регулирования)» [7].

Система импульсно – фазового управления формирует импульсы управления тиристорами в диапазоне изменения угла управления от  $\alpha_{min}$  до  $\alpha_{max}$ . Диапазон изменения угла управления  $\alpha$  от 0 до 170°.

Режим форсирования возбуждения обеспечивается при полном открытии тиристоров ( $\alpha = \alpha_{min}$  до срабатывания ограничения по току ротора). Развозбуждение и гашение поля ротора генератора происходит при угле  $\alpha_{max}$  (тиристорный выпрямитель переводится в инверторный режим).

Система управления и регулирования оснащена общим для двух каналов пультом местного управления с программируемым технологическим контроллером и сенсорным дисплеем.

Микроконтроллер выполняет следующие функции:

- измерение и отображение на экране дисплея текущих значений токов тиристоров и параметров возбуждения;
- отображение на экране дисплея состояния системы возбуждения и генератора;
- контроль исправности тиристорного выпрямителя;
- контроль срабатывания защит системы возбуждения и агрегата;
- диагностика состояния оборудования системы возбуждения;
- контроль исправности источников питания и состояния автоматических выключателей;
- формирование текстовых сообщений на экране дисплея о неисправностях в системе возбуждения и срабатывании защит;
- формирование внешних релейных сигналов о состоянии системы возбуждения;
- хранение информации в памяти контроллера о неисправностях в системе возбуждения и срабатывании защит с указанием времени и даты их возникновения.

Пульт местного управления содержит следующие органы управления:

- переключатель «АРВ 1 – АРВ2»;
- переключатель «автоматическое – ручное управление»;

- переключатель «больше – меньше»;
- переключатель «возбуждение – гашение»;
- переключатель « $Q - \cos\varphi$ ».

Индикаторы:

- «АРВ1 – АРВ2»;
- «автоматическое регулирование – ручное регулирование»;
- «уставка MAX – MIN»;
- «возбуждение – гашение»;
- «неисправность системы возбуждения»;
- «неисправность АРВ1»;
- «неисправность АРВ2»;
- «местное – дистанционное».

Приборы:  $U_f$ ;  $I_f$ ;  $U_G$ ;  $I_G$ .

Информация о режимах работы генератора и системы возбуждения выводится на экран дисплея.

### **2.3 Анализ режимов работы тиристорного преобразователя**

Начальное возбуждение генератора выполняется при достижении агрегатом скорости вращения, равной 95% номинальной, за счет кратковременной подачи в обмотку возбуждения тока от собственных нужд ГЭС 380 В переменного тока или от аккумуляторной батареи ГЭС 220 В постоянного тока. Ток в цепи начального возбуждения обеспечивает напряжение на статоре генератора не более 10% номинального, после чего развивается процесс самовозбуждения.

Ограничение тока до уровня, требуемого для развития процесса самовозбуждения, выполняется сопротивлением R2 (R2.1, R2.2, R2.3, R2.4). Величина тока при минимальном напряжении источника не превышает 110 А в течение 5 с в режиме неуспешного начального возбуждения (величины расчетные, уточняются в процессе пуско-наладочных работ). В случае

неуспешного начального возбуждения ротор генератора шунтируется на сопротивление R1 включением контакторов КМ5, КМ6.

Управление аппаратурой начального возбуждения (контакторы КМ1...КМ4, а также контакторы КМ5, КМ6) осуществляется контроллером регулятора в соответствии с заложенной программой.

Управление возбуждением при автоматическом пуске и синхронизации выполняется при положении ключа "Местное"-"Дистанционное" (пульт управления в секции управления и регулирования АЕЗ) в положении "Дистанционное".

При подаче команды на пуск агрегата возбуждение генератора выполняется автоматически при достижении агрегатом 95 % номинальной скорости вращения за счет кратковременной подачи в обмотку ротора тока от постороннего источника и развития процесса самовозбуждения под контролем секции управления и регулирования СУР.

Начальное возбуждение выполняется от собственных нужд ГЭС переменного тока напряжением 380 В через промежуточный трансформатор ТЕ2 (380 В/230 В) и диодный мост VD1...VD4. При отсутствии напряжения собственных нужд ГЭС начальное возбуждение осуществляется от аккумуляторной батареи 220 В. Для подключения устройства начального возбуждения, к ротору генератора, используются контакторы КМ1, КМ2, а для подключения к постороннему источнику – контактор КМ3 (аккумуляторная батарея) или контактор КМ4 (собственные нужды ГЭС). Источник постоянного или переменного тока обеспечивает возбуждение до напряжения статора генератора от 0,05 до 0,10  $U_{ном}$ . При этом напряжении вступает в работу тиристорный выпрямитель, работой которого управляет регулятор возбуждения и система управления тиристорами, получающие питание от аккумуляторной батареи. Устройство начального возбуждения отключается. При достижении напряжением статора генератора величины 0,8  $U_{ном}$  происходит автоматический переход питания СУР от трансформаторов собственных нужд системы возбуждения Т1.1 и Т1.2.

Изменение режима возбуждения выполняется воздействием на уставку напряжения регулятора, выполняющим уравнивание напряжения генератора к напряжению сети. По окончании уравнивания, разрешается команда на включение генераторного выключателя.

В случае если возбуждения генератора не произошло, в общую схему сигнализации агрегата подается сигнал "Неуспешное возбуждение".

Управление аппаратурой начального возбуждения осуществляется от СУРа в соответствии с заложенной программой.

Управление возбуждением при пооперационном пуске и ручной синхронизации выполняется оператором при положении "Местное" ключа "Местное"- "Дистанционное" постановкой ключа "Возбуждение"- "Гашение" (пульт управления в секции управления и регулирования АЕЗ) в положение "Возбуждение" при условии вращения агрегата со скоростью 95% номинальной.

Требуемый для синхронизации генератора ток возбуждения устанавливается оператором ключом "Больше – Больше", воздействующим на изменение уставки напряжения статора генератора.

При работе генератора в сети изменение режима возбуждения выполняется регулятором возбуждения, поддерживающим заданный уровень напряжения на статоре генератора и работу генератора в пределах диаграммы располагаемой мощности.

Изменение уставки напряжения может быть произведено оператором через ключ "Больше – Больше".

В том случае, если по какой – либо причине отключились оба автоматических регулятора АРВ1 и АРВ2, выполняется автоматический переход на режим работы генератора с регулятором тока возбуждения последнего канала.

При устранении неисправности АРВ, обеспечивается возможность введения его в работу на возбужденном генераторе с контролем подгонки уставки АРВ к напряжению сети.

В нормальных режимах, гашение поля ротора выполняется переводом тиристорного выпрямителя в режим инвертора.

В аварийных режимах, гашение поля ротора выполняется за счет отключения специального выключателя гашения поля QE1, установленного в положительном полюсе ротора, и одновременным переводом тиристорного выпрямителя в инверторный режим.

«При отключении выключателя QE1 гашение поля достигается за счет разряда энергии обмотки ротора через электрическую дугу, возникающую при разрыве главных контактов выключателя и горящую в специальной кольцевой дугогасительной решетке с системой магнитного дутья» [16].

Основные характеристики выключателя гашения поля QE1:

- Тип.....АГП40-4204Р
- Номинальный ток главной цепи, А.....4000
- Номинальное напряжение постоянного тока главной цепи, В.....660
- Собственное время отключения при номинальном напряжении на отключающей катушке, с.....0,08
- Максимальная энергия, поглощаемая дугогасительной решеткой при гашении поля, МДж.....6,0

## 2.4 Регулирование возбуждения генератора

Все параметры, полученные от измерительных датчиков, преобразуются в цифровую форму после гальванического разделения, и поступают в контроллеры СТС. Автоматический регулятор возбуждения (АРВ) системы может работать в следующих режимах:

- регулирование напряжения генератора  $U_r$  – РН;
- регулирование тока ротора генератора  $I_p$  – РТ;
- ограничение минимального возбуждения (ОМВ);
- форсировка напряжения ротора  $U_p$  при понижении напряжения статора генератора  $U_r$  ниже 90 % его номинального значения.

Выбор режима происходит автоматически с помощью программного селектора.

«Автоматический регулятор возбуждения осуществляет поддержание напряжения на выводах генератора в соответствии с заданной уставкой и статизмом 3 %. Имеет стабилизирующие каналы регулирования по отклонению напряжения статора, по производным напряжения статора и тока ротора» [19].

Статизм 3 % позволяет обеспечить устойчивое распределение реактивных мощностей между параллельно работающими генераторами, на холостом ходу регулирование напряжения  $U_T$  производится по астатическому закону.

Ввод в канал регулирования напряжения составляющей, пропорциональной реактивному току генератора, позволяет компенсировать падение напряжения в трансформаторах группы и установить требуемый статизм регулирования на шинах высокого напряжения.

Снижение частоты генератора при неизменном уровне напряжения вызывает увеличение индукции, возрастание токов намагничивания генератора, сопровождающееся увеличением нагрева оборудования. Для предотвращения этого явления в АРВ ГГ1, ГГ2 предусмотрено снижение максимальной уставки регулятора по напряжению пропорционально снижению частоты.

«При работе в сети, по команде оператора может быть выполнен переход на регулирование реактивной мощности  $Q$  или  $\cos\varphi$ . При этом регулятор СТС продолжает находиться в режиме поддержания напряжения, а поддержание постоянными  $Q$  или  $\cos\varphi$  осуществляется воздействием этих медленнодействующих регуляторов на уставку регулятора напряжения, ее коррекцией» [8].

Максимально допустимый ток ротора  $I_p$  равен двукратному номинальному значению. Потолочное напряжение ротора  $U_p$  при этом превосходит двукратное значение.

«При снижении напряжения в энергосистеме и длительных перегрузках по току ротора и (или) статора регулятор осуществляет ограничение токов со

временем, которое зависит от кратности перегрузки – ограничение перегрузки» [3].

Если в процессе ограничения перегрузки по току ротора в энергосистеме происходит короткое замыкание, действие ограничителя перегрузки в СТС ГГ1 и ГГ2 блокируется на время, равное  $t = 1$  сек. Благодаря этому обеспечивается форсировка возбуждения генератора и, следовательно, повышение предела динамической устойчивости.

При коротких замыканиях и форсировке возбуждения, регулятор с задержкой  $t = 20$  мс ограничивает ток ротора величиной  $2I_{рот.ном.}$ .

При неисправностях в системе возбуждения выполняется мгновенное ограничение тока ротора.

После отключения короткого замыкания в энергосистеме сигнал по производные напряжения действует в сторону развозбуждения генератора вследствие резкого подъема напряжения, приводя к снижению предела динамической устойчивости.

Для предотвращения этого, отрицательный сигнал по производной в АРВ ГГ1, ГГ2 блокируется на  $t = 0,5$  сек. после скачкообразного снижения напряжения генератора более чем на 5 %. Одновременно на  $t = 2$  сек. блокируется ограничитель максимального тока ротора.

«При повышении уровня напряжения в энергосистеме АРВ снижает ток ротора  $I_p$ , переводя генератор в режим потребления реактивной мощности – режим недовозбуждения. Для предотвращения перегрева крайних пакетов активной стали ротора и нарушения устойчивости, предусмотрено ограничение потребляемой генератором реактивной мощности в зависимости от активной нагрузки» [11].

«Допустимая реактивная мощность  $Q$ , которую может потреблять генератор, зависит от его активной мощности  $P$  и напряжения  $U_2$  и задается семейством характеристик» [5]. Характеристики ОМВ задаются в виде трех кусочно-линейных функций, соответствующих разным напряжениям

генератора –  $0,9 U_{ном.}$ ,  $1,0 U_{ном.}$ ,  $1,1 U_{ном.}$ . Согласно этим характеристикам, регулятор ограничивает реактивную мощность генератора на заданном уровне.

При включении генератора, регулирование возбуждения осуществляет активный канал. Выходными сигналами АРВ являются шесть импульсов управления тиристорами силового тиристорного преобразователя.

Система управления тиристорами формирует импульсы управления и в зависимости от сигналов регулятора обеспечивает необходимый диапазон изменения угла открытия тиристорных преобразователя.

Для оперативного регулирования тока возбуждения генератора предусмотрены: ключ регулирования на агрегатном щите управления – 1 ОКУ/А–1 и кнопки (ключ) на местном пульте управления.

Информацию о режимах работы, состоянии генератора и системы возбуждения контроллер СТС ГГ1, ГГ2 получает от каждого регулятора по последовательному интерфейсу и отображает эту информацию в виде текстовых сообщений, бар-графов основных параметров на главном экране дисплея и световой индикации на пульте местного управления. [2]

В СТС ГГ3 ÷ ГГ20 аналогичная информация отображается в виде световой индикации на местном пульте управления и текстовых сообщений на универсальных пультах оператора (УНИПО) каждого канала.

При работе генератора ГГ1 (ГГ2), в сети, по команде оператора возможен переход на регулирование реактивной мощности или косинуса угла нагрузки ключом SA4. При этом происходит автоматическая коррекция уставки регулятора напряжения с целью поддержания одного из указанных параметров.

В СТС ГГ1, ГГ2 предусмотрен переход на ручное регулирование тока возбуждения  $I_p$ , который производится по команде оператора ключом SA3, либо автоматически, при частичном отказе регулятора, когда автоматическое управление становится невозможным.

При появлении любой неисправности в СТС формируется выходной релейный сигнал о неисправности и сигнал на индикаторе местного пульта управления, на экране дисплея СТС появляется соответствующая информация

на экране СТС ГГ1, ГГ2 – мигающая кнопка "Неисправность возбуждения", на экране УНИПО ГГ3 ÷ ГГ20 – мигающий значок неисправности "\*".

При сбросе информации, на дисплее СТС исключается возможность эффективного анализа аварийного события. Чтобы неопределенность в анализе была исключена, оперативному персоналу категорически запрещается сбрасывать сообщения.

Появление любой неисправности оборудования, установленного в системе самовозбуждения ГГ1, ГГ2, сопровождается выделением на экране неисправностей дисплея СТС инверсным свечением кнопки с надписью "Оборудование".

В случае срабатывания любой защиты, вызывающей отключение автомата гашения поля, на экране неисправностей дисплея СТС инверсным свечением выделяется кнопка с надписью "Защиты".

В случае возникновения неисправности в работающем, активном канале АРВ производится аварийный переход на резервный канал АРВ при условии его исправности; на щит управления (ЩУ или СУР) при этом выводится соответствующий сигнал.

Плавность перехода от одного режима работы к другому и от одного канала к другому обеспечивается программным селектором.

При неисправности сразу двух каналов, система автоматически переходит в режим регулирования тока ротора.

«В случае катастрофического отказа, то есть такого нарушения в работе аппаратуры, когда автоматический регулятор не может управлять возбуждением, выходы регулятора блокируются, импульсы управления снимаются, выдается сигнал на отключение выключателя и автомата гашения поля» [13].

Отключение АГП производится также и при коротком замыкании в цепи ротора генератора. В этом случае автоматический регулятор с выдержкой времени переводит тиристорный выпрямитель в инверторный режим с максимально допустимым углом управления.

В случае отказа одного тиристора или моста, выдается предупредительный сигнал на ЛСКУ агрегата; при одновременном отказе двух тиристорov в одном плече или двух мостов, кроме предупредительного сигнала, на ЛСКУ производится ограничение режима работы и запрет форсировки системы возбуждения.

Срабатывание защит СТС может привести к прохождению сигнала неисправности, ограничению диапазона регулирования, переводу системы в режим инвертирования, а также отключению выключателя и гашению поля.

Таким образом, автоматические регуляторы возбуждения пропорционально – интегрально – дифференциального (ПИД) действия имеют максимальную пропускную способность электропередачи и соответственно повышают статическую устойчивость электроэнергетической системы.

«Повышение динамической устойчивости достигается быстрым увеличением тока возбуждения до его предельно допустимого значения, так называемой форсировкой возбуждения синхронного генератора» [7].

Автоматическое регулирование возбуждения ПИД способствует быстрому и полному гашению колебаний, возникающих после восстановления синхронной работы генератора, повышает четкость действия ЛСКУ, способствует быстрому восстановлению напряжения после отключения коротких замыканий.

### **3 Защита генератора от асинхронного хода**

#### **3.1 Асинхронный режим генератора. Причины возникновения**

Асинхронный режим — это кратковременная работа энергосистемы при несинхронной работе одного или нескольких генераторов (энергосистем), обусловленная нарушением устойчивости или потерей возбуждения.

Определение «асинхронный ход» логично применять для несинхронной работы возбужденных синхронных машин.

Если происходит потеря возбуждения, то генератор переходит в устойчивый асинхронный режим. В связи с этим, за счет потребления реактивной мощности из энергосистемы, осуществляется возбуждение генератора. В связи со скольжением ротора генератора появляется асинхронный момент, при этом, в энергосистему, выделяется определенная активная мощность. Непродолжительно, но все же, режим такого рода допустим как для генератора, так и для энергосистемы. Следовательно, в

течение определенного времени, «Правилами технической эксплуатации» была разрешена работа турбогенераторов в асинхронном режиме без возбуждения.

Характеристики асинхронного момента гидрогенераторов отличны от характеристик турбогенераторов. «Причем максимальный асинхронный момент турбогенератора выше, чем у гидрогенератора, в большей степени это относится к гидрогенераторам без успокоительных обмоток» [9].

Большой асинхронный момент имеют гидрогенераторы с демпферными обмотками, поэтому они имеют большую вероятность наступления установившегося асинхронного режима.

Сверхмощные гидрогенераторы, которые имеют демпферную систему, составляют исключение. Для таких генераторов рассматривается возможность о допустимости асинхронного режима при потере возбуждения с активной нагрузкой в диапазоне до 30% от номинальной.

Характеристики асинхронного момента генератора (кривые 1 и 3) и моментные характеристики турбины (прямые 2 и 4) показаны на рисунке 8. Предварительному режиму соответствует точка пересечения моментной характеристики турбины с осью ординат. В таком случае асинхронный режим отсутствует и скольжение равно нулю. Момент турбины  $M_m$  уравнивается синхронным моментом генератора  $M_{сн}$ . Синхронный момент исчезает в том случае, если происходит потеря возбуждения. Следовательно, избыточный момент  $M_{изб} = M_m - M_{сн}$  идет на ускорение ротора, который начнет вращаться относительно поля статора, с некоторым. Вследствие чего появляется асинхронный момент, максимальный при критическом скольжении  $S_{кр}$ . Асинхронный момент, сложившийся для генератора в точке «а», имеет моментную характеристику 1. По инерции скольжение ротора может превзойти  $S_a$ , но в связи с этим момент будет тормозить ротор и изменит знак. Что бы режим со скольжением  $S_a$  был устойчивым, точка «а» должна находиться на определенном расстоянии от максимума кривой 1.

«Для достижения устойчивого асинхронного режима, без каких – либо дополнительных процедур, необходимо, чтобы момент характеристики турбины, пересекался с характеристикой асинхронного момента генератора как показано на рисунке 8» [27]. «Это достигается при внушительном моменте  $M_{ac.max}$  ( $M_{ac.max} > M_{сн}$ ), либо при работе агрегата в режиме с незначительной нагрузкой (точка «b» на пересечении характеристик 3 и 4) » [27].

Отличный случай выходит у генератора, обладающего небольшим моментом  $M_{ac.max}$  и работающего в начальном режиме с номинальной мощностью. Ориентируясь на моментную характеристику турбины 2 и характеристику асинхронного момента 3, объясним выход генератора из синхронного режима. В связи с таким расположением характеристик, момент  $M_{ac}$  меньше момента  $M_m$  при всех величинах скольжения, а установившийся асинхронный режим без вспомогательных мероприятий исключен. Пока гидрогенератор не будет отключен от сети или не сработает автомат турбины, частота вращения ротора будет расти, из-за присутствия избыточного момента.

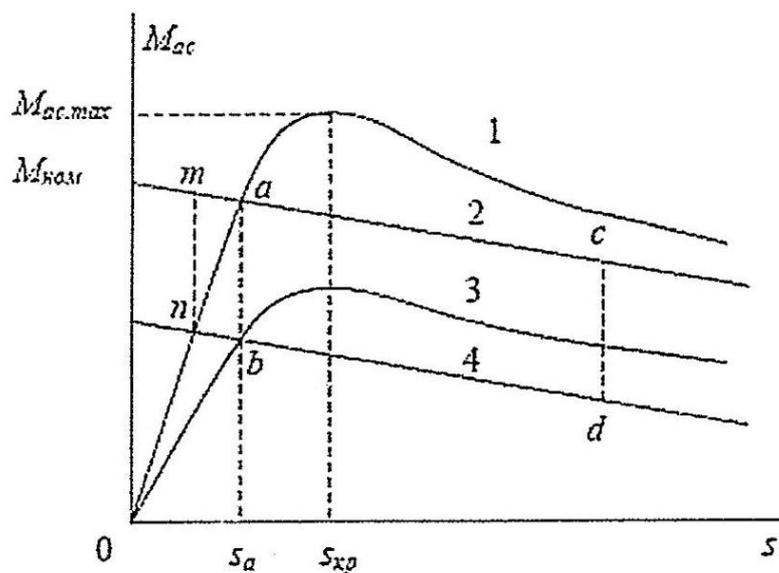


Рисунок 8 – Характеристика асинхронного момента

Устойчивый асинхронный режим, возможно, получить в результате быстрого снижения момента турбины. «Что бы упростить последующие

размышления предположим, что снижение будет осуществляться без задержки. Сосредоточим внимание на характеристиках 2, 3 и 4. Из точки «с» в точку «d» происходит быстрое уменьшение момента турбины. Ускорение ротора генератора происходит вплоть до точки «с». В точке «d» поменяется значение избыточного момента, и ротор генератора начнет тормозить, из-за чего в точке «b» возможен переход в устойчивый асинхронный режим. При недостаточном снижении момента, возможен дальнейший рост скольжения. Бесспорно, что чем раньше произойдет такой переход, тем выше возможность получить устойчивый асинхронный режим» [27].

Нужно стремиться к тому, чтобы скольжение не успевало достигать значения  $S_{кр}$ , и переход на сниженную моментную характеристику производился как можно раньше. Следовательно, наилучшим вариантом будет переход с характеристики 2 на характеристику 4 в точках «m», «n», в сравнении с рассмотренным уже раньше случаем.

Опираясь на характеристики агрегата 2 и 1, сравним время, в течение которого достигается значение скольжения  $S_a$ . Допустим, что возбуждение генератора пропадает полностью и с сего времени синхронный момент генератора равен нулю. Получается, что момент турбины равен избыточному моменту (при  $t = 0$ ). С течением времени асинхронный момент возрастает, впоследствии чего избыточный момент становится меньше. Во время скольжения  $S = S_a$  избыточный момент становится равным нулю.

«Уравнение агрегата имеет вид  $T_J = \frac{d\omega}{dt} = \Delta M$ , где  $T_J$  – постоянная времени агрегата;  $\omega$  – частота вращения;  $\Delta M$  – момент в относительных единицах» [27]. Поскольку асинхронный момент в диапазоне скольжения от  $S = 0$  до  $S = S_a$  увеличивается почти по линейному закону, то в упрощенном расчете можно принять  $\Delta M = const = 0,5M_m$  и время достижения заданного скольжения можно рассчитать по формуле  $t = \frac{\omega T_J}{0,5M_m}$ . Подставляя  $M_m = 1$ ,

$T_J = 10c$ ,  $\omega = S = 0,005$ , имеем  $t = 0,1c$ . Обычно  $S_a < 0,005$ , поэтому воздействие на турбину с целью получения устойчивого асинхронного режима должно начинаться не позже, чем через 0,1 с. Вот почему время выявления начала асинхронного хода, должно быть, как можно меньше» [27].

Асинхронный ход возбужденного генератора.

На рисунке 9 показана синхронная работа генератора на энергосистему в до аварийного режима.

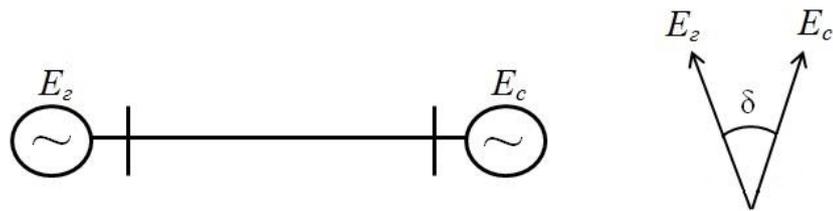


Рисунок 9 – Схема работы генератора на энергосистему

Если в синусоидальной ЭДС генератора энергосистемы имеется одинаковая частота вращения, то  $\omega$  ЭДС показывается векторами  $\dot{E}_r$  и  $E_c$  имеющие между собой сдвиг равный углу  $\delta$ . В такой схеме расчет напряжения и токов происходит с применением комплексных величин.

$$e_2 t = E_{m2} \sin \omega \cdot t + \delta \quad (1)$$

$$e_c t = E_{m2} \sin \omega \cdot t \quad (2)$$

ЭДС энергосистемы в случае асинхронного хода равна  $e_c t = E_{mc} \sin \omega_c \cdot t$ , а ЭДС генератора  $e_2 t = E_{m2} \sin \omega_2 \cdot t$ , т.е. источники имеющегося ЭДС обладают различными частотами  $\omega_2$  и  $\omega_c$ . Предположим, что  $\omega_2 \geq \omega_c$ . В таком случае угол будет расти  $\Delta\delta = \omega_2 - \omega_c t = \omega_2 \cdot t$ . Здесь время отсчитывается с момента возникновения асинхронного хода;  $\omega_2 = \frac{d\delta}{dt}$  – скольжение.

Скольжение выражают так же в относительных единицах  $\frac{\omega_2 - \omega_c}{\omega_c} = S_*$ .

В виду образования скольжения появляется асинхронный момент  $M_{ac}$ , и генератор начинает генерировать асинхронную мощность. В упрощенном виде абсолютный электромагнитный момент синхронной машины можно выразить двумя исходными: синхронной  $M_{сн}$  и асинхронной  $M_{ac}$ , причем  $M = M_{сн} + M_{ac}$ . Следовательно, мощность  $P = P_{сн} + P_{ac}$ . Поэтому моменты мощности (синхронные и асинхронные) дозволено вычислить наложением.

«Синхронная составляющая момента  $M_{сн}$  является зависимой от таких параметров как: ток возбуждения, параметры машины, угол  $\delta$  и приложенного напряжения» [4]. Если же угол  $\delta$  изменяется с какой-то скоростью и присутствуют выше перечисленные параметры, то такая составляющая момента называется асинхронной и обозначается  $M_{ac}$ . В таком случае скольжение будет равно  $S = \frac{d\delta}{dt}$ . В простых расчетах используют усредненный момент  $M_{ac.ср.}$ , не зависящий от угла  $\delta$ .

Проанализируем режим с незначительным скольжением  $S = \frac{d\delta}{dt} \approx 0$ .

Асинхронный момент в этом случае настолько мал, что его разрешается не брать во внимание. Следовательно, получаемая мощность генератора будет формироваться только исходя из синхронной мощности.

Если брать во внимание вышесказанное и рисунок 9, можно выстроить векторную диаграмму для абсолютно любых значений  $\delta$ ,  $\dot{E}_c$ ,  $\ddot{E}_c$  и вычислить в любые точки схемы  $\Delta \dot{E}$ , напряжение и ток.

«Очень маленькое скольжение подразумевает сближение частот  $\omega_c$  и  $\omega_c$ , поэтому в схеме присутствует одночастотное ЭДС. Упрощенный вид раскрывает всю картину асинхронного режима, помогает рассмотреть количественную оценку параметров и выявить основные закономерности. Данный способ будет применен в рассмотрение нашей проблемы. Как сказано выше, мы будем использовать принцип суперпозиции, а при выстраивании

векторных диаграмм, в комплексной плоскости будет учтено действие асинхронной мощности (момента) и сопротивление  $Z_p$ » [27].

Возможность наших упрощений объясним еще раз последующими размышлениями. Пусть  $e_2 t = E_{m2} \sin \omega_2 \cdot t$  и  $e_c t = E_{mc} \sin \omega_c \cdot t$ . Уравнительный ток в линии сформируется разностью ЭДС источников:

$$\Delta e t = e_2 t - e_c t = E_{m2} \sin \omega_2 \cdot t - E_{mc} \sin \omega_c \cdot t. \quad (3)$$

Для упрощения, разберем случай, когда  $E_{m2} = E_{mc} = E_m$ .

$$\text{Тогда } \Delta e t = 2E_m \sin \frac{\omega_2 - \omega_c}{2} t \cdot \cos \frac{\omega_2 + \omega_c}{2} t \quad (4)$$

или

$$\Delta e t = 2E_m t \cos \omega_{cp} \cdot t. \quad (5)$$

«Из представленных формул следует, что  $\Delta e t$  это гармоническое колебание, имеющее среднюю частоту  $\omega_{cp} = 0,5 \omega_2 + \omega_c$  и амплитудное движение, изменяющееся по закону  $2E_m \sin \frac{\omega_2 \cdot t}{2} = 2E_m \sin \frac{\delta}{2}$ » [7]. Грубо говоря, это усложняет математические вычисления, так как данный сигнал не является гармоническим.

«Допускаются небольшие упрощения, которые не повлияют на точность расчетов. Поэтому, исследуя манеру поведения релейной защиты в асинхронном режиме, не стоит забывать, что большинство реле срабатывают на действующие значения тока (напряжения), а время наблюдения за сигналом равняется одному или практически одному промышленному периоду частоты [17]. Следовательно, когда частота скольжения на отрезке времени  $\Delta t = 20 \text{мс}$

соответствует  $f_s \leq 1\Gamma\mu$ , то  $E_m t = const$ , а  $\Delta e t$  рассматривается как гармоничный сигнал с постоянной амплитудой и средней частотой  $\omega_{cp}$ » [27].

Одночастный сигнал поддается регулировки при помощи напряжения  $U$ , комплексного сопротивления  $z = r + jx$ , где  $x = \omega \cdot t$ , и тока  $I$ .

Исходя из вышесказанного, действующее значение уравнительного тока можно записать как:

$$I_{yp} = \frac{2E}{x} \sin \frac{\delta}{2} \quad (6)$$

На рисунке 10 изображено изменение тока в функции угла  $\delta$ . Здесь же представлено изменение активной мощности генератора, получившееся из формулы:

$$P_z = \frac{E_z \cdot E_c}{x} \sin \delta \quad (7)$$

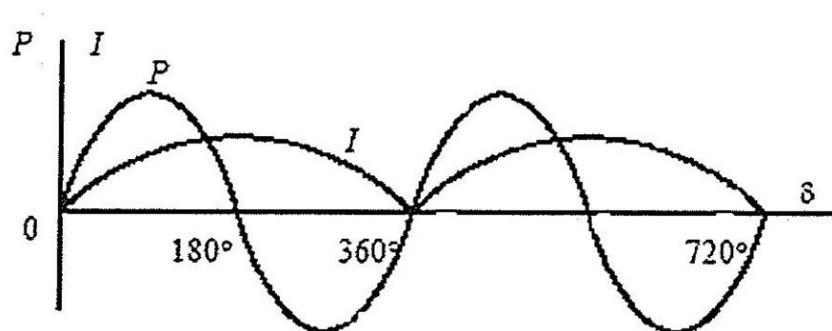


Рисунок 10 – График изменения тока  $I(\delta)$  и активной мощности  $P(\delta)$  генератора

«Из графика мы видим, что сквозь генератор проходит очень высокий уравнительный ток, а активная мощность имеет большие значения в углах  $\delta = 90^\circ + n \cdot 180^\circ$ , где  $n = 0, 1, 2 \dots$  и сменяет свой знак за один проворот ротора» [25]. Следовательно, асинхронный режим считается самым тяжелым режимом.

Если учесть сказанную выше оговорку о одночастности сигнала, возможен расчёт напряжение сети в  $n$ -ой по формуле:

$$U_n = E_z - z_n I_{yp} \quad (8)$$

На рисунке 11 представлена векторная диаграмма, для которой характерен режим  $\delta = 180^\circ$ . Данная диаграмма изображена энергосистемой  $Z_c$ , сопротивлениями генератора  $Z_2$  и линиями  $Z_l$ , где ЭДС системы  $E_c$  и ЭДС генератора  $E_2$  сдвинуты на  $180^\circ$  и приложены к концам схемы. Это полностью подходит к обсуждаемому случаю.

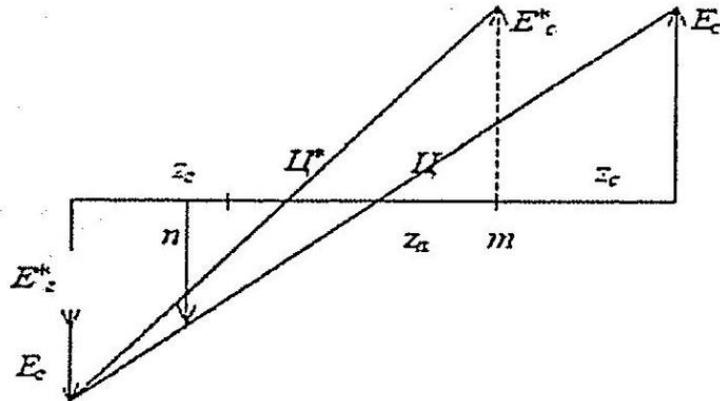


Рисунок 11 – Векторная диаграмма ЭДС для угла  $\delta = 180^\circ$

Если считать, что  $z = x$ , то уравнительный ток станет чисто уравнительным и будет сдвинут на угол равный  $90^\circ$  относительно ЭДС, из чего будет следовать уменьшение напряжения  $xI_{ур}$  и совпадение по фазе с направлением ЭДС. Поэтому значение напряжения в точке «n» будет равно  $U_n = E_2 - xI_{ур}$ , а эпюра напряжения будет показана прямой вдоль линии электропередач, соединяя концы векторов  $\dot{E}_2$  и  $\dot{E}_c$ .

В электрическом центре, обозначенном точкой Ц, напряжение будет равно нулю. В каждой точке, которая находится от ЭДС  $E_2$  до электрического центра, напряжение будет одинаково по направлению с вектором  $\dot{E}_2$ . В точке «m» напряжение будет упорядоченно относительно вектора  $\dot{E}_c$ .

«В энергосистеме высокой мощности сопротивление будет  $Z_c = 0$ . В то время, вектор  $\dot{E}$  сместиться в точку «m» и станет показан вектором  $E_c^*$ , а концы векторов  $\dot{E}_2$  и  $E_c^*$  будут соединены эпюрой напряжения, которая определяется

линией проходящей вдоль схемы. Следовательно, электрический центр переместится и примет положение точки  $\mathcal{C}^*$ . В процессе работы, электрический центр будет находится «в середине» блока генератора – трансформатора» [27].

Эпюра напряжения видоизменится в том случае, если снизится ЭДС генератора до величины  $E_2^*$ . Когда генератор не возбужден  $E_2 = 0$ , центр проворота перемещается в нейтраль генератора.

Если произойдет снижение напряжения в точке  $\mathcal{C}$ , то сработает релейная защита (реле напряжения, дистанционное реле) расположенная возле электрического центра. Это нужно учитывать при выставлении уставок защит.

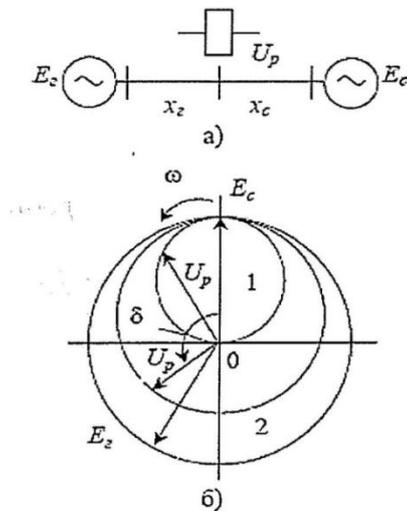


Рисунок 12 – Схема сети (а) и векторная диаграмма (б)

На рисунке 12 изображена векторная диаграмма напряжения и схема сети в точке расположения реле при асинхронном ходе. Пусть  $z_2 = x_2$ ,  $z_c = x_c$  и  $E_c = E_2$ .

Если меняется угол  $\delta$ , то в схеме присутствует ЭДС, которое выглядит следующим образом:  $\Delta \overset{\square}{E} = \overset{\square}{E}_c - \overset{\square}{E}_2 = \overset{\square}{E}_c - \overset{\square}{E}_{2e^{j\delta}}$ .

Напряжение  $\overset{\square}{U}_p$  определяется так:

$$\underline{U}_p = \underline{E}_c - \frac{E_c \left( 1 - e^{j\delta t} \right)}{x_2 + x_c} \cdot x_c \quad (9)$$

Условимся что  $\frac{x_c}{x_2 + x_c} = x_{c*}$ , тогда:

$$\underline{U}_p = \underline{E}_c - x_c \underline{E}_c \left( 1 - e^{j\delta t} \right) \quad (10)$$

Данное уравнение представлено окружностью, которая проходит сквозь точки: при  $\delta = 0$ ,  $\underline{U}_p = \underline{E}_c$ , если  $\delta = 180^\circ$ , то  $\underline{U}_p = \underline{E}_c (1 - 2x_{c*})$ .

Цифрой 1 обозначен случай равный 0,5 окружности  $\underline{U}_p \delta$ . Поэтому конец вектора  $\underline{U}_p \delta$  скользит по окружности 1.

Когда  $x_{c*} > 0,5$ , то окружность  $\underline{U}_p \delta$  включает в себя начало координат (показано цифрой 2). В данный момент вектор совершает обороты с частотой  $\omega_2$  и кроме того двигается относительно вектора  $\underline{E}_2$ .

Повторно прибегнем к выражению:

$$\Delta e t = 2E_m t \sin \frac{\delta}{2} \cos \omega_{cp} \cdot t \quad (11)$$

Данная формула объективна при углах  $\delta = 0 - 360^\circ$ . Если происходит последующее возрастание угла, то функция  $\sin \delta / 2$  меняет знак. Следовательно, складывается ошибочное мнение, что при  $\delta = 360^\circ$  импульс  $\cos \omega_{cp} \cdot t$  следует показывать в форме прерывистой линии 2 (рис.13, а), рассчитанной по закону  $\sin \delta / 2$ .

Сигнал  $\Delta e t$  корректно регулировать углом  $\Theta$  (рис.13, б). График преобразования углов  $\delta$  и  $\Theta$  изображен на рис.13 (в). Формула  $\Theta = \delta / 2$  объективна при углах  $0 - 360^\circ$ , но при последующих скольжениях вектора  $\underline{E}_1$  относительно вектора  $\underline{E}_2$  вектор  $\Delta E''$  снижается до нуля и затем, после угла  $360^\circ$ , появляется в образе  $\Delta E'$ , т.е. прокручивается на  $180^\circ$ . На рисунке 13 это

показано неравномерными преобразованиями угла  $\Theta$  от  $180^\circ$  до  $360^\circ$ . Впоследствии функция  $\sin \Theta$  положительна.

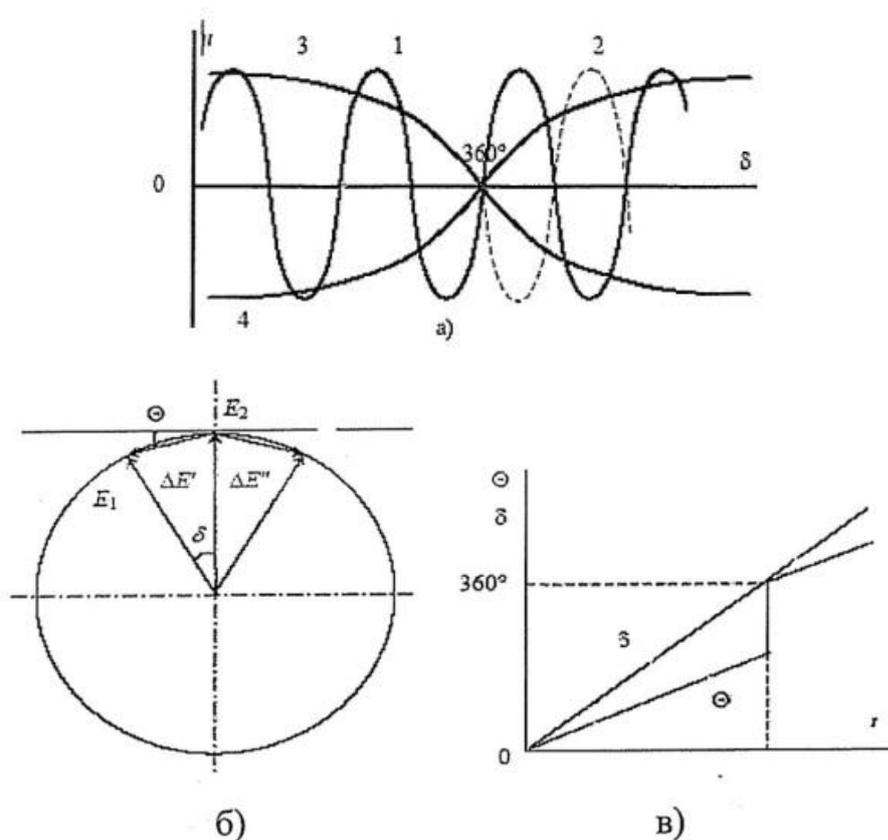


Рисунок 13 – Изменение тока (а), диаграммы напряжение и ЭДС (б, в) при асинхронном ходе

Асинхронный режим невозбужденного генератора.

Следствием асинхронного режима считается потеря возбуждения генератора.

«По сути, ток возбуждения должен являться одним из важнейших параметров выявления асинхронного режима, который обуславливается потерей возбуждения. Тем не менее, на практике такая защита показывает себя не важно, поэтому не применяется. Появление данной потери возбуждения обуславливается некоторыми факторами» [27]. «На рисунке 7 представлены системы возбуждения генераторов» [25]. Kontakтами 1,2,3 показаны места вероятных обрывов цепи в системе возбуждения. Если происходит разрыв цепи, то 1 обмотка ротора (рисунок 13, а) сохраниться замкнутой на возбудитель. Если игнорировать сопротивление возбудителя, то обмотка

возбуждения будет замкнута накоротко. В таком контуре под действием ЭДС циркулирует ток, наведенный со стороны статора (см. рис. 7).

При отключении контакта 3, к обмотке возбуждения подключается вспомогательное сопротивление автомата гашения поля (АГП). Если же происходит отключение цепи в точке 2, то обмотка возбуждения разрывается целиком.

Тиристорная система возбуждения выглядит немного сложнее (рис. 7, б). В данной системе возможна неполная потеря возбуждения, если, например, выходят из строя некоторые тиристоры. «Так как в цепи 1 присутствует тиристор, то в случае разрыва обмотка возбуждения остается замкнутой на возбудитель» [9].

Из наших рассуждений видно, что защита от асинхронного хода не выполняется, так как потери возбуждения не происходит.

«Чаще всего, характеристику  $M_{ac} S$  используют в качестве усредненного асинхронного момента» [29]. Характеристика турбогенератора ТВГ С мощностью 3000 МВт показана на рисунке 14. Кривая 1 является обмоткой замкнутой накоротко. Кривая 2 соответствует замкнутой на гасительное сопротивление обмотки ротора, которая равна значению сопротивления обмотки возбуждения увеличенной в пять раз. Кривая 3 – разомкнутое состояние обмотки. Все кривые получены при нормальном напряжении сети.

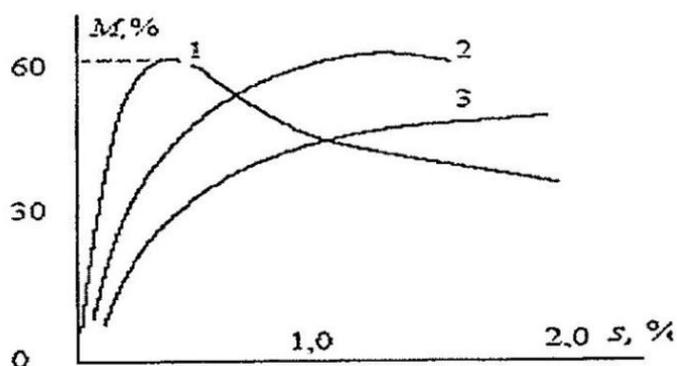


Рисунок 14 – Усредненная характеристика асинхронного момента генератора в зависимости от состояния обмотки возбуждения

На рисунке 15 изображены различные асинхронные моменты. Первая характеристика – турбогенератор сравнительно небольшой мощности с косвенной системой охлаждения. Когда агрегат работал в до аварийном режиме и с номинальной мощностью турбины (характеристика 4), то в точке «а», без какого либо воздействия, автоматически устанавливается асинхронный режим.

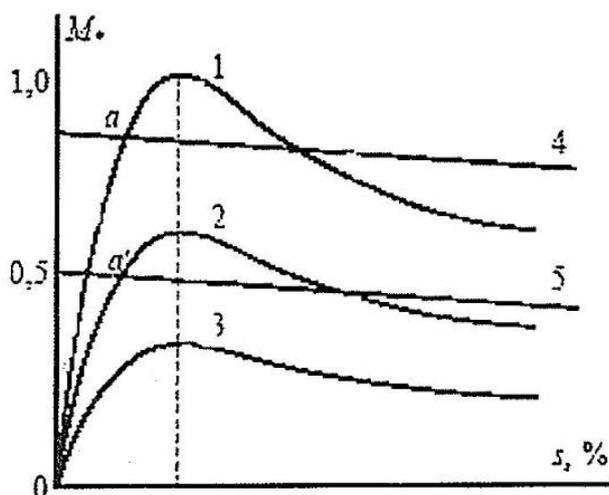


Рисунок 15 – Характеристики асинхронного момента от состояния обмотки возбуждения

Вторая характеристика – турбогенератор большой мощности с непосредственной форсированной системой охлаждения и высоким коэффициентом использования конструкционных материалов. Когда происходит работа агрегата в до аварийном режиме и с номинальной нагрузкой, необходимо как можно раньше перейти с характеристики 4 на характеристику 5, что бы в точке «а'» произошел баланс моментов.

«При потере возбуждения, гидроагрегаты без демпферных обмоток заметно повышают частоту вращения и понижают нагрузку, приближая ее к нулю, так как не способны вырабатывать внушительный асинхронный момент (характеристика 3)» [23]. Данные генераторы, в случае потери возбуждения, незамедлительно отключаются от сети. Исходя из исследовательских анализов

асинхронного режима турбогенераторов с косвенным охлаждением, были определены следующие рекомендации относительно такого режима:

- Ток в обмотке статора не должен превышать  $1,1 \cdot I_{ном}$ ;
- Продолжительность асинхронного режима не должна быть не более 30 минут;
- При асинхронном режиме, потери в роторе не должны превышать потери синхронного режима;
- Затраты реактивной мощности не должны превышать 50–70% от номинальной активной мощности, тогда  $\cos \varphi = 0,7$ ;
- При данных условиях возможная активная мощность турбогенератора лимитирована током статора и равна от 0,5 до 0,7 номинальной мощности.

Для «генераторов с непосредственным охлаждением дозволен установившийся асинхронный режим без возбуждения (правила технической эксплуатации электрических станций и сетей)» [23], но, при этом должны быть соблюдены следующие вспомогательные условия:

- Продолжительность такого асинхронного режима не должна быть более 15 минут;
- Генераторы должны иметь высокие показания  $x'd$  и  $x''d$ , что обуславливает наименьшую величину асинхронного момента. В данном случае, необходимо резкое снижение активной мощности, что приведет к возникновению стационарного асинхронного режима в точке «a'»;
- Максимально возможная асинхронная нагрузка должна ограничиваться током статора и быть не больше  $0,55P_{ном}$  для машин типа ТВФ (мощностью 60 *MВт* и 100 *MВт*) и  $0,4P_{ном}$  для генераторов ТВФ, ТВВ и ТГВ (мощностью 60 – 300 *MВт*).

Методы выявления асинхронного режима.

Есть множество разных методов выявления асинхронного режима. Разница этих способов заключается в том, при помощи каких параметров выполняется это выявление.

Самым показательным методом считается угол  $\delta$  между векторами ЭДС генератора и сети. Минусом данного метода является ли только то, что нельзя узнать из – за чего возник асинхронный режим.

«Переход в асинхронный режим и нарушение устойчивости обуславливают такие возмущения как – ошибочная ресинхронизация и синхронизация, КЗ, отключение линии передачи (что приводит к нарушениям устойчивости) и т.д.» [27]. Если учитывать данную ситуацию, то в асинхронный режим переходит не только генератор, а вся станция.

«Что бы обнаружить асинхронный ход, необходимо первоначально проанализировать угол  $\delta$  между векторами ЭДС. Как правило, увеличение угла информирует о возникновении асинхронного хода, что и показывает рисунок 15. Так же, выявление асинхронного режима с применением этого метода не обходится без своих трудностей и недостатков. Одним из таких недостатков является измерение угла, так как для передачи информации (вектора  $\vec{U}$ ) нужно обладать каналом связи. Если рассматривать обычный случай, то эта проблема решается моделированием напряжения по формуле  $\vec{U}_2 = \vec{U}_1 - I_1 Z_{л}$ » [27].

Сильные осложнения наблюдаются уже в более трудных схемах сети. Примером данной ситуации может послужить схема, изображенная на рисунке 16. Любая точка данной сети может быть, как нагрузкой, так и генерацией. Некоторые точки, в качестве примера, приведены на изображении.

В данной системе, деление на несинхронно работающие части происходит по некоторым сечениям, показанными прерывистыми линиями 1 и 2. Поэтому, появляется неточность в определении угла  $\delta$  от станции  $N$  до точки  $M$  (при первом сечении) или до точки  $Q$  (при втором сечении).

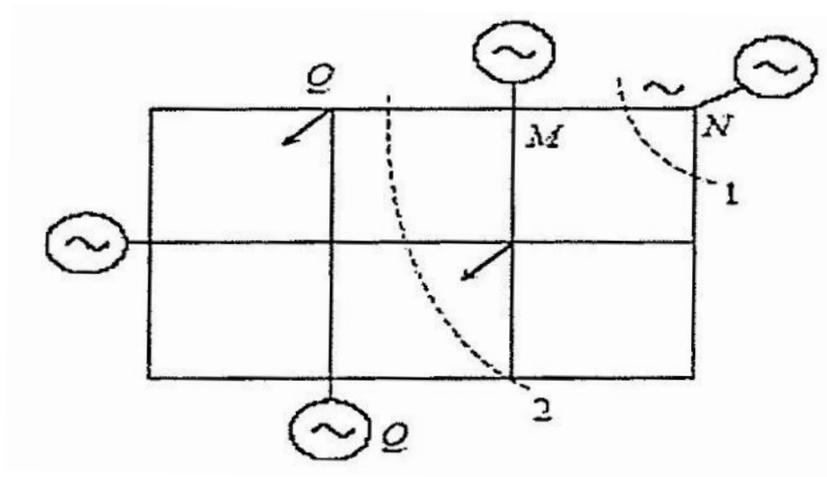


Рисунок 16 – Схема сложной энергосистемы

В действительных схемах, расположение мест, со слабым сечением, служащих разделительной границей между несинхронно работающими частями общей энергосистемы общеизвестны. Учитывая эти сечения, происходит реализация измерения угла.

Так же, не стоит забывать про «изменчивость» расположения электрического центра при асинхронном режиме. Поэтому, полный проворот напряжения будет осуществим только в том случае, когда отобранные точки, относительно электрического центра, не будут располагаться на одной стороне.

«Существует еще один достоверный метод, который показывает зарождение асинхронного хода. Суть этого метода заключается в повышении тока и изменения его значения в функции угла. В случае КЗ, ток, как и в описанном выше методе, показательно возрастает, но, закон тока КЗ, по которому он изменяется в функции времени, абсолютно другой. Что бы защита отработала как можно точнее, в ее устройство добавляют элемент направленности мощности, который срабатывает, допустим, при угле равном  $180^\circ$ . Данное сочетание двух методов позволяет обеспечить селективное выявление асинхронного хода и наилучшее срабатывание на проворот векторов ЭДС» [27].

Асинхронный режим невозбужденного генератора.

Потеря возбуждения является условием перехода генератора в асинхронный режим.

Если происходит потеря возбуждения, то из сети, генератором, начинается расходоваться внушительный реактивный ток. При таких условиях, в нормальном режиме, турбогенератор ТГВ-300 начинает генерировать 200 *MVar* реактивной и 300 *MVar* активной мощности. «Если же происходит переход генератора в асинхронный режим, то, по примерным расчетам, он расходует 200 *MVar*» [27]. Практика показывает, что после того, как реактивный ток меняет направление, начинает срабатывать защита от потери возбуждения. «Так же нужно учесть, что в некоторых нормальных режимах, при которых в системе присутствует излишество реактивной мощности, генератор может находиться в режиме поглощения реактивной мощности» [18]. Следовательно, данный вариант применяется крайне редко.

«В настоящее время, для защиты от потери возбуждения, крайне редко применяют угол  $\delta$ . Причиной является то, что когда происходит полная потеря возбуждения, ЭДС генератора начинает приравняться к нулю, т.е. вектор изображается точкой и определить угол становится невыполнимо. Если же происходит частичная потеря возбуждения, то угол измеряется, но сам факт асинхронного режима отсутствует. В данном случае, поведение релейной защиты обуславливается происхождением асинхронного режима. Если причиной асинхронного режима являются внешние возмущения, то сработает длительная автоматика, которая поделит две несинхронные работающие части энергосистемы. Если причиной стала потеря возбуждения, то длительная автоматика бездействует, а релейная защита переводит агрегат в стационарный режим на 15 – 30 минут. За данное время все неполадки могут быть ликвидированы, и работа нормализуется» [27].

Одним из часто используемых методов для определения потери возбуждения, является метод полного сопротивления, которое измеряется на выводах генератора и определяется по формуле:  $Z = \frac{U_{\epsilon}}{I_2}$ . Так же, данную

формулу можно представить, как:  $Z = \frac{U_2 e^{j\delta u}}{I_2 e^{j\delta i}} = \frac{U_2}{I_2} e^{j(\delta - \delta)}$ . «Из данной формулы

следует, что сопротивление — это высокоинформативный показатель, который принимает во внимание параметры напряжения и тока, а также находящуюся между ними фазу» [27]. Если брать во внимание данный фактор, то все основные защиты, от потери возбуждения, разрабатываются относительно этого параметра.

### 3.2 Автоматика прекращения асинхронного хода

«Проанализируем энергосистему, одна часть которой вращается несинхронно второй, т.е. систему с асинхронным ходом. Если представить какую-либо часть энергосистемы в виде отдельного генератора, то схема данной энергосистемы будет подобна рисунку 17. Данный режим будет считаться необыкновенно тяжелым, т. к. в схеме протекает огромный уравнительный ток и за отдельно взятый проворот, вектор ЭДС генератора будет менять режим генерации на режим потребления. В ходе работы этого режима, на вал агрегата будут передаваться большие моменты, которые образуются при колебаниях активной мощности. Эти моменты не допустимы и считаются очень опасными, поэтому, нужно применять любые меры для незамедлительного устранения этого режима. Разрешается, но не желательно, допустить один-три проворота при асинхронном ходе» [27].

Главной задачей считается нахождение причины, по вине которой образовался асинхронный ход. В энергосистеме заблаговременно обозначаются возможные сечения, которые разделяют энергосистему на две работающие части. Более подробно рассмотрим на энергосистеме, изображенной на рисунке 17. Линии  $L - 1$  и  $L - 2$  соединяют две части энергосистемы. Основная доля

мощности, от одной части энергосистемы к другой, передается по линии  $L - 1$ , т.к. эта линия является более высокого класса напряжения.

Если произойдет аварийное отключение линии  $L - 1$ , то появится нарушение устойчивости и возникнет асинхронный ход, т.к. передача полной мощности не может осуществляться по линии  $L - 2$ . «Положить конец асинхронному ходу возможно только лишь посредством разделения энергосистемы на две несинхронно работающие части, выключателями  $B1$  или  $B2$ » [23]. «Рациональнее будет отключить выключатель  $B2$ , потому что все потребители запитанные от линии  $L - 2$  станут питаться от избыточной, левой, части энергосистемы» [23]. «Если же разделить энергосистему выключателем  $B2$ , то нагрузка левой части энергосистемы придется на правую, и без того имеющую дефицит генерации часть» [23]. Следовательно, разделение энергосистемы должно осуществляться выключателем  $B2$ .

По-хорошему, автоматика обязана определять возникновения асинхронного хода и давать сигнал на отключение выключателя  $B2$ . Данную автоматику принято называть «делительной», но если дополнительно к ней используется термин «асинхронный ход», то эта автоматика будет называться автоматикой прекращения асинхронного хода (АПАХ).

Разберем схему АПАХ, реализованную с помощью двух реле мощности и одного реле тока. «Схема, показанная на рисунке 18, запускается в действие с помощью реле тока, которое реагирует на увеличение тока при асинхронном ходе» [27]. Взаимодействие реле тока и направления мощности описывается диаграммой показанной на рисунке 19. Предположим, что вектор  $E1$  передвигается со скольжением по отношению вектора  $E2$ . Когда угол  $\delta$  достигнет определенного значения, то ток превзойдет уставку реле, которое мгновенно среагирует (точка «а»). Контакты реле будут оставаться в замкнутом положении до значения угла  $\delta = \delta_b$ , близкому к значению  $360^\circ$ . На данной диаграмме, жирной линией, отмечен промежуток реагирования реле тока в функции угла  $\delta$ .

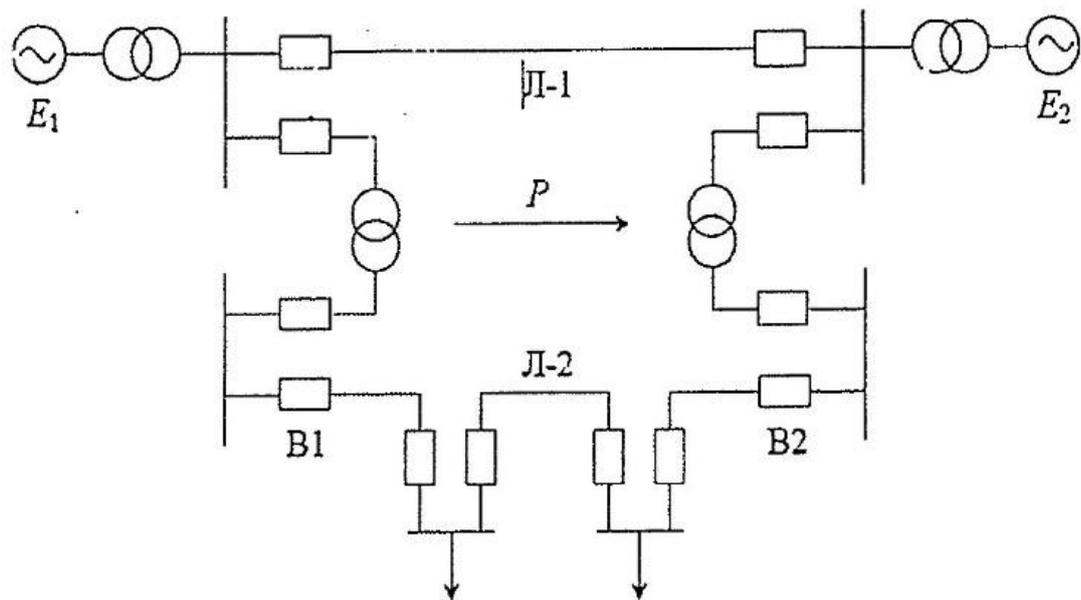


Рисунок 17 – Схема энергосистемы

При помощи реле направления мощности, данную плоскость можно поделить на две зоны – срабатывания и несрабатывания. На практике видно, что зона срабатывания захватывает немного меньше  $180^\circ$ . На рисунке 19, в пределах небольших значений угла  $\delta$  и почти до  $180^\circ$ , заштрихованной областью показана зона срабатывания первого реле направления мощности. Второе реле направления мощности показано так же заштрихованной областью, но от углов немного больше  $180^\circ$  и приблизительно до  $360^\circ$ .

Запуск схемы реализует реле тока  $KA$ . До этого момента времени, реле направления мощности  $KW1$ , удерживает свои контакты в замкнутом виде. Контакты  $KL2.3$  приводят в действие промежуточное реле  $KL1$ , которое подпитывается через контакты  $KL1.1$ . При значении угла  $180^\circ$  происходит разъединение контактов реле  $KW1$ , а подпитка реле  $KL1$  осуществляется с помощью контактов  $KL1.1$ . Если угол  $\delta$  продолжает расти, то происходит срабатывание реле направления мощности  $KW2$ . Выходное реле  $KL3$ , подающее сигнал на деление системы, приходит в действие при помощи контактов  $KW2$  и  $KL1.2$ .

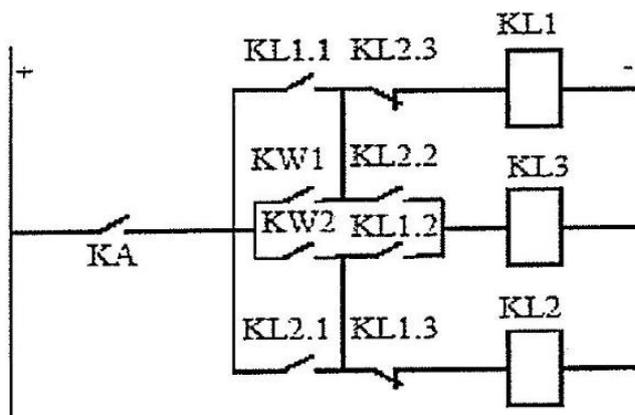


Рисунок 18 – Схема АПАХ

Данный сигнал подается в диапазоне  $180^\circ$ , и делит систему в первой половине проворота.

Когда срабатывает токовое реле  $KA$ , при условии что вектор  $E1$  отстает от  $E2$ , первым делом реагирует реле направления мощности  $KW2$ , которое в последствии подает сигнал на реле  $KL2$ . В таком случае, цепочка, по которой будет запитано реле  $KL3$ , окажется замкнутой, так как сработает реле  $KW1$ , и примет следующий вид –  $KW1 - KL2.2$ . Такая схема с легкостью обнаружит асинхронный режим и укажет на местонахождение вектора  $E1$ .

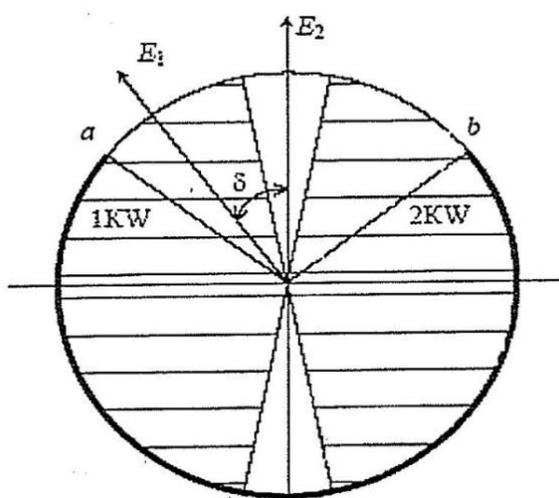


Рисунок 19 – Диаграмма к пояснению действия схемы АПАХ

Изменение сопротивления на выводах генератора при асинхронном ходе.

Разберем схему, показанную на рисунке 20. «В данной схеме генератор работает на энергосистему, а на выводах генератора установили реле сопротивления, которое подключили к фазному току и напряжению» [19].

Скольжение выражается по формуле  $d\delta / dt = S \approx 0$ , где угол  $\delta$  изменяется весьма медленно. «В конкретном случае, асинхронный момент очень маленький, поэтому его можно проигнорировать и принимать во внимание исключительно мощность (синхронный момент)» [27]. «Когда  $S \approx 0$ , то генератор будет представлен синхронным сопротивлением  $x_d$ . В аналитических расчетах, принято обозначать сопротивление генератора –  $Z_g$ , а сопротивление энергосистемы –  $Z_c$ » [27].

В случае асинхронного хода, частоты  $\omega_g$  и  $\omega_c$  неидентичные. Тем не менее, если учесть что  $S \approx 0$ , то позволительно считать  $\omega_g = \omega_c$ . Тогда, одночастотный сигнал со средневзвешенной частотой примет вид  $\omega_{cp} = \frac{\omega_g + \omega_c}{2}$ . Такое упрощение разрешено и вполне приемлемо для нахождения зависимости  $Z_p(E_g, E_c, \delta)$ .

Если скольжение имеет вид  $S \neq 0$ , то зарождается внушительный асинхронный момент. Именно поэтому, генератор будет показываться сопротивлением, которое зависит от скольжения  $Z_g S$ . Эти факторы будут приняты во внимание и применены в последующем анализе.

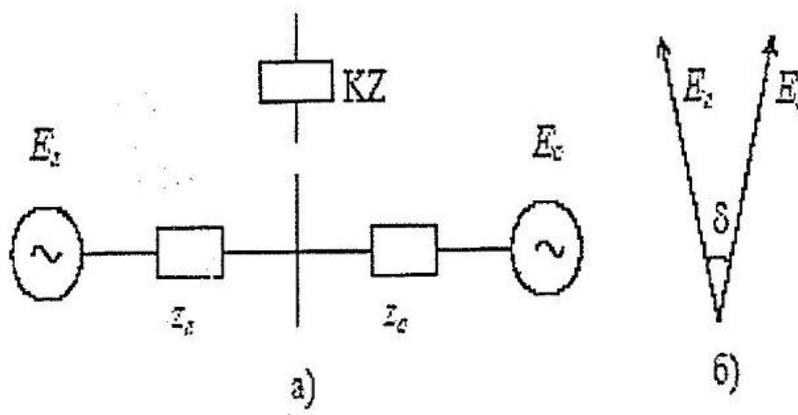


Рисунок 20 – Схема энергосистемы (а) и диаграмма (б) для определения  $Z_p$

Для одночастотного сигнала ток в линии:

$$I = \frac{E_2 - E_c}{z_2 + z_c} = \frac{E_2 \left(1 - qe^{-j\delta}\right)}{z}, \quad (12)$$

где:  $Z = Z_2 + Z_c$  и  $q = \frac{E_c}{E_2}$ .

В месте, где установлено реле, напряжение составляет  $U = E_2 - z_2 I$ . Формула полного сопротивления, которое измеряет реле, выглядит следующим образом:

$$Z_p = \frac{U}{I} = \frac{E_2 - Z_2 I}{I} \quad (13)$$

Если взять во внимание формулу тока (12), то формула измеряемого сопротивления будет иметь вид:

$$Z_p = -Z_2 + \frac{Z}{1 - qe^{-j\delta}} \quad (14)$$

«Из формулы (14) видно, что при не возбужденном генераторе, измеряемое сопротивление равно  $Z_p = -Z_2$ . Если  $E_c = 0$ , то  $Z_p = Z_c$ » [27]. «Следовательно, в этих режимах, реле может вычислить только два вида сопротивления – системы или генератора. В иных режимах, сопротивление будет определено показаниями токов и напряжения  $Z_p = \frac{U_p}{I_p}$ » [27].

На рисунке 21 представлена диаграмма, которая построена с учетом формулы (14). На данной диаграмме, в соответствии угла  $\delta$  и отношения  $q = \frac{E_c}{E_2}$ , показаны геометрические места концов вектора  $Z_p$ . Так же, при построении было принято, что  $Z_2 = X_2$  и  $Z_c = X_c$ .

«В зависимости от преобразования угла  $\delta$  от  $0^\circ$  до  $360^\circ$  выражение  $qe^{-j\delta}$  будет равняться определенному положению вращающегося вектора, концы которого формируют окружность, центром которой является начало



окружности приравняется к бесконечности. Эта прямая перпендикулярна отрезку  $AB$  и пересекает его в середине (в точке  $M$ ).

«В случае, когда угол  $\delta$  постоянный, а коэффициент  $q$  изменяется, то конец вектора  $Z_p$  находится на дугах окружностей, строение которых мы и рассмотрим. Центры данных окружностей находятся на отрезке  $CD$ . Кстати, необходимым условием выстраивания этих окружностей считается пересечение точек  $A$  и  $B$ . Отрезок  $AB$  считается дугой окружности безгранично огромного радиуса. При угле  $\delta = 180^\circ$  конец вектора  $Z_p$  находится на отрезке  $AB$ . Дуги окружности, находящиеся правее от отрезка  $AB$ , считаются геометрическим положением для концов вектора  $Z_p$  (при угле  $\delta > 180^\circ$ ). Когда угол  $\delta > 180^\circ$ , то местоположением конца вектора  $Z_p$  принято считать дуги окружностей находящихся левее отрезка  $AB$ . Используя данную диаграмму, совершенно легко будет вычислить сопротивление  $Z_p$ , не зависимо от угла  $\delta$  и коэффициента  $q$ » [27].

В вышесказанных размышлениях было сказано, что сопротивление генератора постоянно. В случае асинхронного режима, сопротивление генератора изменчиво и обуславливается скольжением  $S$ . Данный фактор нужно принимать во внимание при выведении диаграммы  $Z_p, E_p, E_c, \delta, S$ . «На рисунке 21 описана зависимость сопротивления невозбужденного генератора от скольжения ротора  $S$ » [14]. По причине не симметричности ротора, сопротивление по поперечной оси  $Z_{ds}$  и по продольной оси  $Z_{ds}$  отличны друг от друга. Разберем сопротивление  $Z_{ds}$ . «Если происходит нехватка скольжения, то происходит замещение этого скольжения синхронным сопротивлением  $x_d$ . В случае скольжения  $S = \infty$  агрегат представлен сверхпереходным сопротивлением  $x''_d$ » [14]. На рисунке 22 представлена область  $0 < S < \infty$ , которая служит геометрическим местом для концов вектора сопротивления турбогенератора. В одном случае, она может быть приближена к полуокружности, выстроенной на отрезке  $x_d - x''_d$ .

Такие же объяснения и подходят для характеристики  $Z_{qs}$ . Рисунок 23 показывает постоянную величину  $Z_2 = x_d$ , которая обладает единственным положением в точки  $A$ . Исходя из положения и скольжения ротора, возможна не одна вариация данных диаграмм с размещением точки  $A$  как на характеристиках  $Z_{ds}$  и  $Z_{qs}$  так и в области промеж них.

Данный фактор не должен отталкивать от главной сущности этой диаграммы (рисунок 23), которая содержится в следующем:

- в случае абсолютной потере возбуждения, конец вектора  $Z_p$  оказывается в точке  $A$ ;
- при асинхронном режиме, в котором возбуждение генератора происходит на половину, конец вектора  $Z_p$  передвигается по окружности вокруг точки  $A$ .

«При помощи проанализированной ранее диаграммы, попробуем объяснить, почему происходит потеря возбуждения и взаимосвязанное с ним изменение сопротивления  $Z_p$ . В обычном режиме генерации реактивной и активной мощностей, вектор показывается точкой  $N$ . Сопротивление  $Z_p$ , при асинхронном режиме, будет видоизменяться по значению и фазе. Кривая, по которой двигается окончание вектора  $Z_p$ , именуется годографом. При изменении угла  $\delta$  и неизменном возбуждении, годограф  $Z_p$  начнет свое движение от точки  $N$  и далее по окружности  $q_4$ . Такое движение является асинхронным ходом возбужденного генератора. Если происходит изменение вектора  $E_2$ , то вектор  $Z_p$  будет передвигаться по окружности, которая отмечена углом  $\delta < 90^\circ$ . В окончательном результате, когда происходит полная потеря возбуждения, вектора  $Z_p$  окажется в точке  $A$ . При возрастании угла и потери возбуждения, годограф представляют прерывистой линией» [27].

Поэтому, характер асинхронного режима нужно смотреть по виду годографа, а сопротивление является очень информативным параметром.

Определим диаметр окружности.

Если угол  $\delta = 180^\circ$ , то точка пересечения окружности с отрезком  $AB$  находится на определенном расстоянии от точки  $A$ , которое равно  $l'' = \frac{Z}{1+q}$ .

При угле  $\delta = 360^\circ$  окружность так же пересекается с отрезком  $AB$ , но на расстоянии  $l'' = \frac{Z}{1-q}$ , поэтому диаметр окружности равен:

$$2R = l' - l'' = \frac{Z}{1+q} - \frac{Z}{1-q} \quad (15)$$

Выполняя преобразования получим:

$$2R = -\frac{2Zq}{1-q} \quad (16)$$

Когда  $q > 1$ , то  $2R = \frac{2Z}{q}$ . Если принять  $E_c = 1,0$ , а недовозбуждение

показать в виде относительных единиц  $\frac{E_2}{E_c} = E_{2*} = \frac{1}{q}$ , то формулу (16) дозволено показать как  $R \cong ZE_{2*}$ .

Разберем воздействие асинхронного хода возбужденного генератора на режим целой энергосистемы.

Асинхронно работающий генератор, в случае изменения угла  $\delta$  в диапазоне от  $0^\circ$  до  $360^\circ$ , вырабатывает или расходует активную мощность. Данная мощность оказывает возмущающее действие на энергосистему и воздействует на все ее генераторы. Для отдельно взятого генератора энергосистемы, такое возмущение является сравнительно небольшим. Поэтому, генераторы продолжают свою работу с до аварийной нагрузкой.

Если колебания мощности малы, то генератор будет работать с незначительными скольжениями. Однако вся система и генераторы будут выражены синхронным сопротивлением  $x_d$ . В следствии этого, точка  $B$ , изображенная на диаграмме 23, будет находится в такой же позиции, как и в до аварийном режиме.

«Рассмотрим величину скольжения энергосистемы при асинхронном ходе одного возбужденного генератора. Уравнение агрегата (энергосистемы) имеет вид:

$$T_j p^2 \delta + D p \delta = P_m - P_n \quad (17)$$

где:  $P_m, P_n$  – мощность нагрузки и турбины;

$T_j$  – постоянная времени агрегата (энергосистемы);

$\delta$  – угол;

$p\delta$  – частота;

$D$  – коэффициент демпфирования;

$p \equiv \frac{d}{dt}$  – оператор дифференцирования;

$D = \frac{\partial P_n}{\partial f} - \frac{\partial P_m}{\partial f}$  – коэффициент демпфирования» [27].

Так как  $\frac{\partial P_m}{\partial f} < \frac{\partial P_n}{\partial f}$ , то  $D \cong \frac{\partial P_n}{\partial f} K_n$ , где  $K_n$  – регулирующий эффект нагрузки.

«С учетом принятых обозначений уравнение энергосистемы (17) запишем в виде:

$$T p \Delta f + K_n \Delta f = \Delta P \quad (18)$$

Передаточная функция система будет равна:

$$W_p = \frac{\Delta f}{\Delta P} = \frac{1}{T p + K_n} = \frac{1/K_n}{T p + 1} \quad (19)$$

где:  $T' = \frac{T}{K_n}$ ;

$\Delta P$  – воздействие на входе;

$\Delta f$  – отклонение выходной величины» [27].

Амплитудная частотная характеристика:

$$A_\omega = \frac{1/K_n}{\sqrt{1 + T^2 \omega^2}} \quad (20)$$

где:  $\omega = 2\pi f$

Следовательно:

$$\Delta f = A \omega \Delta P \quad (21)$$

Если, у генератора  $\Delta f = 1\Gamma\mu$ , т.е.  $\omega_s = 6,28c^{-1}$ , а номинальная мощность равна 5 % от мощности системы, то при асинхронном режиме, мощность будет изменяться по формуле  $P = P_{max} \sin \omega_s \cdot t$ . Допустим, что  $P_{max} = 2P_{ном}$ . Тогда влияние генератора на энергосистему, в относительных единицах, будет одинаковым. Предположим что  $T = 10c$ , а  $K_n = 2$ , таким образом  $A \omega = 0,015$ . Из этого следует, что  $\Delta f = 0,015P_*$ . Наибольшая величина отклонения частоты будет равна  $\Delta f_{max} = 0,0015$ .

### 3.3 Характеристики защиты от потери возбуждения

Разберем защиту, реализованную с помощью сопротивления. Замер этого сопротивления производится на выводах генератора. Такая защита покажет причину возникновения данного режима.

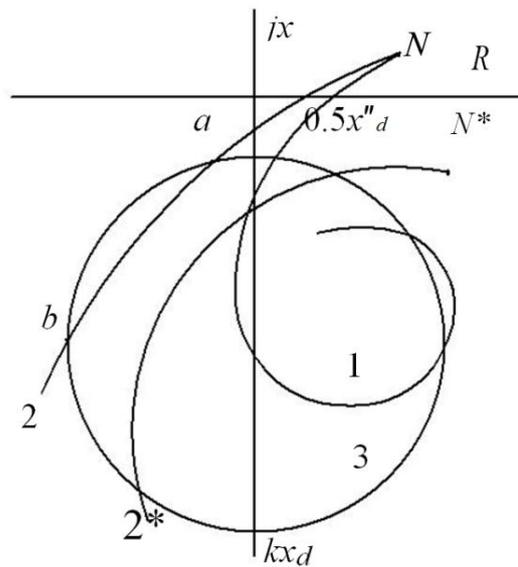


Рисунок 23 – Характеристика защиты от потери возбуждения

На рисунке 23 изображена одна из часто встречаемых характеристик, которая пересекает точки  $0,5x_d''$  и  $kx_d$   $k > 1,0$ . Если происходит потеря возбуждения, то годограф  $Z_p$  (кривая 1) оказывается в пределах окружности, что является причиной реагирования реле.

«Разные источники по разному трактуют характеристику реле и смещение его центра по оси  $x$ . Тут мы не станем разбирать эти подробности, а выявим главный изъян этой защиты. Ведь при данной настройке, вероятна неправильная работа защиты. Это объясняется тем, что в момент асинхронного хода возбужденного генератора годограф 2 вероятнее всего окажется в области реагирования реле. Если же генератор будет работать в недовозбужденном и в до аварийном режиме, то эта вероятность возрастет (точка  $N^*$ , годограф  $2^*$ ). Некорректное срабатывание данной защиты подтверждено неоднократно как теоретически, так и экспериментально» [27].

В связи с этим, дабы исключить ошибочные действия защиты, многие источники предоставляют множество рекомендаций касающихся радиуса окружности и его смещения по оси  $x$ .

Кардинальным решением, от ошибочного срабатывания защиты, в этой ситуации станет выдержка по времени в течение двух секунд. За это время годограф 2 преодолет промежуток от точки « $a$ » до точки « $b$ » быстрее данной выдержки и защита успеет отработать. Если же происходит потеря возбуждения, то годограф 1 долгое время пребывает в области срабатывания и защита реагирует безошибочно.

Защита, имеющая диаметр  $0,5x_d'' - kx_d$ , покрывает огромную область на комплексной плоскости, что приводит к плохой селективности защиты. Именно поэтому, данную область нужно уменьшать.

На рисунке 24 изображен ряд недовозбужденных характеристик генератора, зависящих от определенного скольжения и имеющих вид  $q_i$ . Построены они для турбогенератора, имеющего параметры  $x_d = 2,0$ ,  $x_d'' = 0,2$ ,  $Z_{ds} = Z_{qs}$ . «Для данной системы было принято, что  $Z_c = X_c = 0,15$ , а радиус окружности вычислялся по формуле  $R \cong ZE_{c*}$ , где  $Z$  – сопротивление на комплексной плоскости между точками  $A$  и  $B$ » [4]. «В каждой окружности показаны значения ЭДС генератора, выраженные в относительных единицах, а центры окружностей находятся на отрезке  $AB$  ниже точки  $A$ » [19].

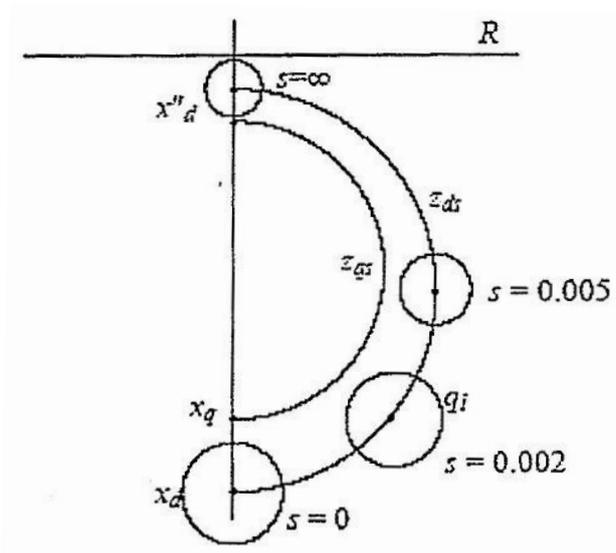


Рисунок 24 – Зависимость зоны недовозбуждения от скольжения

Продемонстрированные характеристики дают возможность точнее осмыслить характер процесса при потере возбуждения и определить предел между состояниями генератора – возбужденный или не возбужденный.

Генератор имеет два состояния потери возбуждения – полную и частичную, но даже полная потеря не значит таковой в переходном режиме, так как при отключении питания ток в обмотке возбуждения уменьшается не сразу.

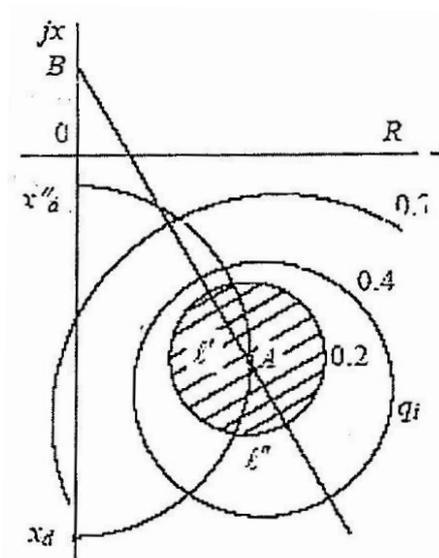


Рисунок 25 – Характеристика недовозбуждения генератора

Что бы увеличить возможность обнаружения реальной потери возбуждения, нужно сравнить область включения защиты с меньшим радиусом окружности, т.е. с меньшей величиной  $E_{2*}$ . В данном случае  $E_{2*} = 0,2$ . Такая окружность отмечена заштрихованной областью. Генератор, у которого  $E_{2*} > 0,2$ , и абсолютно любой возбужденный генератор не смогут оказаться в этой области. Однако, это высказывание верно исключительно при скольжении  $S = 0,5\%$ .

При  $S > 0,5\%$ , годограф, какого угодно возбужденного генератора, окажется в «запретной» заштрихованной зоне картинки 25.

Это не является гарантом селективной защиты, поэтому обязательны другие условия.

Рекомендуется уменьшить зону реагирования и изобразить ее в форме эллипса 2 (рисунок 26), который захватывает характеристику  $Z_{ds}$  и  $Z_{qs}$  в области определенных скольжений. Помимо этого, на рисунке изображена характеристика 1 с диаметром  $kx_d - 0,5x_d''$  и годографы  $Z_2$ . Кривая 3 – годограф возбужденного генератора, кривая 4 – годограф теряющий возбуждение генератор в асинхронном режиме. Если происходит потеря возбуждения, то годограф заходит в область эллипса. Годограф возбужденного генератора пересекает эллипс в точках «b» и «с». Следовательно, уменьшение области реагирования реле сопротивления так же не даст сто процентной гарантии, что в случае асинхронного хода генератора отработает защита. Тем не менее, наблюдается огромное отличие в работе защиты с характеристиками 1 и 2.

Рекомендуется защита с применением двух реле сопротивления, для защиты генератора от потери возбуждения. Данная защита имеет 2 характеристики реагирования. Реле 1 реагирует на возникновение асинхронного режима и срабатывает при углах около  $180^\circ$ . Реле 2 сработает на  $0,1$  с позже и угле в районе  $360^\circ$ , что будет свидетельствовать о потере возбуждения и прекращении работы.



гарантий для правильного срабатывания защиты. Так как при большом скольжении, большем чем в точки  $A$ , область реагирования с  $E_{z*} = 0,2$ , будет сдвинута в сторону. Следовательно, годограф возбужденного генератора будет находиться в «запретной зоне».

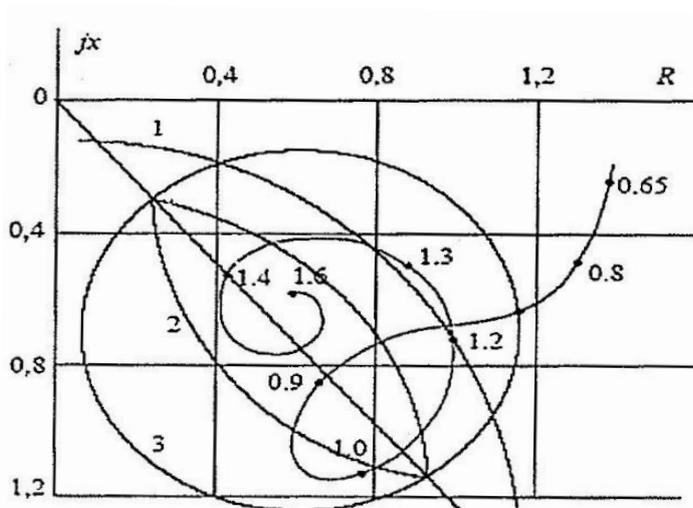


Рисунок 27 – Годограф  $Z_p(q, \delta)$  и характеристики защиты

Это наталкивает на мысль, что для абсолютной защиты нужен еще один вспомогательный параметр, который сможет распознавать отличия между возбужденным и не возбужденным генератором. Самым логичным и продуктивным параметром, в данной ситуации, станет неосновательная выдержка по времени. Она позволит наблюдать за временем пребывания годографа  $Z_p$  в области реагирования.

Опираясь на теоретические и практические исследования можно выявить определенные значения, по которым будет подбираться алгоритм действия защиты от потери возбуждения и диапазон реагирования. Для мгновенного действия зона реагирования обязана иметь эллипсовидный вид, а выдержка по времени должны быть минимальной. Данный диапазон точек обеспечит уменьшение зоны неселективной работы, и увеличит быстродействие. Так же необходимо определить зону фиксации, которая способствует своевременному пуску и блокировки защиты. Это нужно для того, что бы предотвратит

задержку в определении потери возбуждения при режимах с большими колебаниями. Данные зоны (характеристика 2 и 3), с обычной, круговой, характеристикой (кривая 1), изображены на рисунке 27. Характеристика 2 целиком включает в себя область потери возбуждения и имеет эллиптическую форму с соотношением осей 2:1. Смещение большей оси, относительно начала координат по углу  $60 - 70^\circ$ , происходит на значение  $x'_d$ . Для мощных генераторов, это смещение составляет  $0,3 - 0,4 \text{ отн.ед.}$ , а диаметр, этой же оси, равен  $1,1 \text{ отн.ед.}$ . Центр характеристики 3 соответствует центру эллипса и имеет круговую форму. Диаметр данного центра равен  $1,2-1,3 \text{ отн.ед.}$

Имитация продемонстрировала, что у машины мощностью  $500 - 1000 \text{ MВт}$  период асинхронного поворота с возбуждением протекает в течение  $0,5 \text{ с}$ , а конец вектора сопротивления, пребывает в зоне реагирования 2 в пределах  $0,05 - 0,1 \text{ с}$ . Исходя из этого, нижней границей времени реагирования  $t_{cp}$  является значение  $0,1 \text{ с}$ . У машин, мощность которых меньше, конец вектора сопротивления пребывает в зоне реагирования в пределах  $0,5 \text{ с}$ , так как данный процесс протекает более медленно. Следовательно, уменьшение зоны реагирования даст возможность определить область выдержки времени от  $0,1 \text{ с}$  до  $0,5 \text{ с}$ . Более точная величина выдержки устанавливается подлинными режимами генератора и энергосистемы.

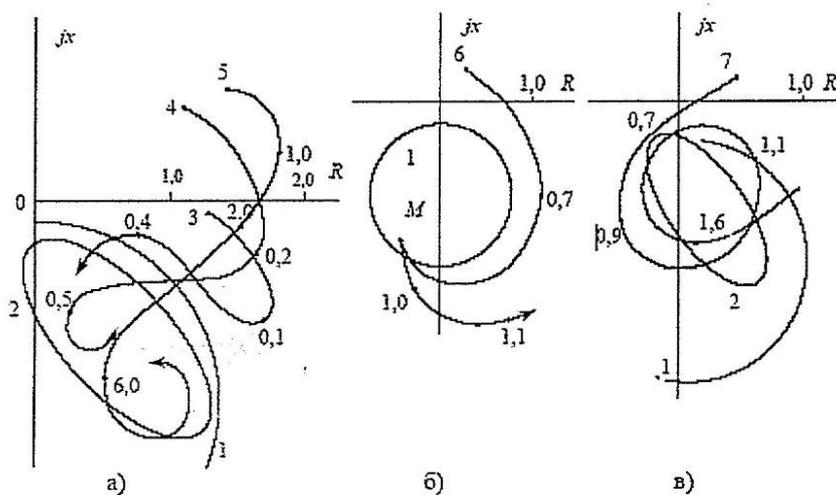


Рисунок 28 – Годографы  $Z_p(q, \delta)$  для различных режимов работы

Данная защита выжидает, пока ЭДС генератора не уменьшится до значения  $E_{2*} = 0,2$ . Естественно на это тратится время. Поэтому будет ли правильно заявлять, что, в этом случае, защита будет считаться небыстродействующей?

На рисунке 28 заметно, что годограф оказывается в зоне эллипса в области углов  $180^\circ$ , а реагирование защиты начинается при углах  $360^\circ$ . Поэтому эта защита быстродействующая.

### 3.5 Исследование асинхронного режима на математической модели

На основе уравнения Парка – Горева, была создана математическая модель генератора, которая отслеживала поведение защиты и режимы работы генератора. Ее схема состояла из двух мощных турбогенераторов, один из которых имитировал режим потери возбуждения, а другой заменял оставшиеся генераторы станции.

Наиболее характерные годографы, при разных режимах и аварийных ситуациях, изображены на рисунке 28 (*а, б, в*). Круговая характеристика срабатывания обозначена цифрой 1, а эллиптическая цифрой 2. Преобразование сопротивления в послеаварийных режимах обозначаются кривыми 3 – 7. Так же, на данных годографах указаны значения, которых достигнет сопротивление от начала аварии.

Ошибочное выключение АГП генератора протекает совместно с асинхронным ходом, именно поэтому, в течение  $0,4 - 0,45$  с, годограф 4 оказывается в зоне реагирования 1 и 2.

Если же имеется маленькая нагрузка, а обмотка замкнута накоротко, то процесс выхода из синхронизма протекает намного протяжнее (годограф 5). Это происходит в связи с медленным затуханием тока в обмотке ротора.

Тщательно разберем характер преобразования, в переходном режиме, сопротивления  $Z_p$ . В первоначальные секунды возмущения годограф движется по кругу, начиная свой путь из точки *N* и заканчивая его в точке *A*. Если скольжение ротора минимально, то ЭДС генератора будет уменьшаться. При

возрастающем скольжении, следует возрастание угла  $\delta$ , что влияет на движение конца вектора  $Z_p$ . С последующим ростом угла  $\delta$ , годограф, закручивается по часовой стрелки (характеристика  $Z_{ds}$ ).

«При качаниях генератора, годограф  $\delta$  будет находиться в нижней части полуплоскости, о чем и свидетельствует рисунок 28 (б). Если, по сравнению с до аварийным режимом, угол  $\delta$  уменьшается, то годограф будет завиваться по часовой стрелке. После того, как годограф подбирается к своей максимальной величине, он начинает свой последующий путь в противоположном направлении, т.е. против часовой стрелки. Далее данный годограф оказывается в зоне реагирования защиты и, если эта защита реализована с помощью одного реле, она может отработать неправильно» [27].

Присутствие выдержки по времени решит данную проблему и обезопасит от ошибочного решения. Эллиптическая защита не склонна к качанию и никаких вспомогательных отстроек не понадобится.

На рисунке 28 (в) изображен асинхронный режим возбужденного генератора. На этом изображении, генератор, в до аварийном режиме, работал с низкой активной нагрузкой и являлся недовозбужденным. Именно такой режим считается самым тяжелым, но при помощи развитой логики защиты, фиксация таких режимов не составит труда.

Из всего вышеизложенного следует, что защита генератора от асинхронного хода с эллиптической характеристикой является оптимальной, так как:

- присутствует выдержка времени, которая исключает ошибочное реагирование;
- отсутствует склонность к действию качаний;
- быстродействующая;
- наделена развитой логической.

Вследствие этого ощутимо возрастает надежность ЛСКУ ГА.

## Заключение

Гидроэлектростанция является энергообъектом повышенной сложности, а технологические процессы, протекающие на станции сложны и быстротечны.

Можно отметить основные особенности технологического процесса как объекта автоматизации:

- оборудование станции рассредоточено на большой территории, а это осложняет построение продуктивного регулирования процессом в ручном режиме;

- технологический процесс принадлежит к категории дискретно – непрерывных, и принятие оперативных решений затруднительно без автоматизированного и рационального распределения информации;

- периодический и весьма трудоемкий процесс контроля основных качественных параметров технологического процесса предполагает большое запаздывание в получении информации, высокую вероятность субъективных и объективных ошибок и, как следствие, неоперативное вмешательство в технологический процесс, снижение качества и надежности;

- высокая ответственность принимаемых оперативным персоналом решений требует внедрения средств вычислительной техники.

Для ведения и обеспечения режимов работы электростанция оснащается системами и устройствами управления, измерения и сигнализации.

Радикальной мерой по улучшению качества управления, мерой, связанной с приведением в соответствие возрастающих объемов и сложности управленческой деятельности, является модернизация ЛСКУ гидроагрегатов.

В результате проведенной модернизации системы управления и регулирования СТС повысилась максимальная пропускная способность электропередачи и соответственно повысилась статическая устойчивость электроэнергетической системы.

Повышение динамической устойчивости достигли быстрым увеличением тока возбуждения до его предельно допустимого значения – так называемой форсировкой возбуждения синхронного генератора.

Автоматическое регулирование возбуждения ПИД – действия способствует быстрому и полному гашению колебаний, возникающих после восстановления синхронной работы генератора, повышает четкость действия ЛСКУ, способствует быстрому восстановлению напряжения после отключения коротких замыканий.

Использование защиты генератора от асинхронного хода с эллиптической характеристикой повышает надежность ЛСКУ ГА, так как:

- наличие выдержки времени у такой защиты предотвращает ее ложное срабатывание;
- защита с эллиптической характеристикой не подвержена действию качаний;
- защита является быстродействующей – она срабатывает при первом провороте ротора генератора;
- защита имеет развитую логическую часть, которая обеспечивает правильное действие в более сложных ситуациях.

Автоматизация управления технологическим процессом электростанции, во-первых, решает задачу оптимизации режимов работы электростанции, что дает прямой экономический эффект за счет повышения экономичности работы и максимального использования возможностей оборудования, что в свою очередь приводит к увеличению выработки электроэнергии; во – вторых, повышает надежность работы электростанции, за счет высокой элементной надежности технических средств ЛСКУ. Быстрая реакция ЛСКУ на опасные отклонения параметров режима оборудования позволят повысить надежность его работы и избежать ряда аварий. При возникновении аварийной ситуации значительно уменьшается время восстановления нормальной работы и, следовательно, продолжительность простоя оборудования. Наконец, в результате модернизации ЛСКУ ГА совершенствуется оперативное

обслуживание электростанцией и сокращается численность оперативного персонала.

Необходимо отметить также, что модернизация ЛСКУ ГА принесет кроме прямого экономического эффекта существенный вторичный эффект, так как требует повышения общего уровня организации производства и его культуры, улучшения стиля и эффективности руководства.

## Список используемых источников

1. Агамалов О.Н., Лукаш Н.П. Упрощение структуры автоматических регуляторов возбуждения синхронных генераторов // Электричество. 2006. № 10. С. 28-35.
2. Андреев В.А. Релейная защита и автоматика систем энергоснабжения: учебник для вузов. М.: Высшая школа, 2007. 639 с.
3. Богатенков. С.А. Опыт внедрения и перспективы развития АСУ ТП на Челябинской ТЭЦ – 2 // Промышленная Энергетика. 2009. № 1. С. 17 – 24.
4. Бройдо В.Л. Научные основы организации управления и построения АСУ // учебное пособие. М.: Высшая школа, 2001. 211 с.
5. Брынский Е.А., Кичаев В.В. Автоматизированная система технологического контроля и диагностики электрогенераторов // Электрические станции. 2000. № 6. С. 7 – 18.
6. Воронин А.В., Хамьянов С.А. Интегрированные автоматизированные системы учета энергоресурсов с применением multifunctional счетчиков электроэнергии // Промышленная Энергетика. 2000. № 10. С. 32 – 37.
7. Востриков А.С., Хамьянов С.А. Система тиристорного самовозбуждения гидро– и турбогенераторов // Электротехника. 2000. № 11. С. 6 – 11.
8. Гуревич Ю.Е., Либова Е.Л., Окин А.А. Расчеты устойчивости и противоаварийной автоматики в энергосистемах // учебное пособие. М.: Энергоатомиздат, 2002. 390с.
9. Гуртовцев А.Л. Комплексная автоматизация учета и контроля электроэнергии и энергосистемой на промышленных предприятиях // Промышленная Энергетика. 2003. №4. С. 11 – 26.
10. Данильченко И.А. Автоматизированные системы управления предприятиями // учебник для вузов. М.: Машиностроение, 1984.
11. Дуэль М.А. Автоматизированные системы управления энергоблоками с использованием средств вычислительной техники // учебное пособие. М.: Энергоатомиздат, 1983. 234 с.

12. Дьяков А.Ф., Платонов В.В. Основы проектирования релейной защиты и автоматики электроэнергетических систем / учебное пособие. М.: Энергия, 2000. 248 с.
13. Ковалев В.Д. Противоаварийное управление электроэнергетическими системами / Электричество. 2001. № 9. С. 38 – 49.
14. Колоколкин А.М. Система управления тиристорным возбудителем, нечувствительная к искажениям питающей сети // Электрические станции. 2010. № 9.
15. Кощеев Л.А. Перспективы развития автоматической централизованной системы противоаварийной автоматики // Электрические станции. 2008. №2.
16. Кузнецов А.Н. Микропроцессорная система комплексного управления и контроля гидроагрегатов Чебоксарской ГЭС // Электрические станции. 2003. № 9.
17. Лабунец И.А., Шакарян Ю.Г., Зинаков В.Е. Опыт эксплуатации и перспективы применения в энергосистемах России мощных асинхронизированных турбогенераторов // ЭЛЕКТРО. 2005. № 12. С. 9 – 17.
18. Липкин Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок // учебное пособие. М.: Высшая школа, 2001. 76 с.
19. Лысенко Э.В. Проектирование автоматизированных систем управления технологическими процессами // Радио и связь. 2007. № 8. С. 10-15.
20. Лабунец И.А., Шакарян Ю.Г., Зинаков В.Е. Опыт эксплуатации и перспективы применения в энергосистемах России мощных асинхронизированных турбогенераторов // ЭЛЕКТРО. 2005. № 12. С. 9 – 17.
21. Матвеев В.А. Состояние систем регулирования гидротурбин ГЭС и пути их совершенствования // ЭЛЕКТРО. 2001. №1. С. 39–42.
22. Павлов Г.М., Меркурьев Г.В. Автоматика энергосистем / учебник для вузов СПб.: Наука, 2005.
23. Романов А.А. Информационно – измерительная система для АСУ ТП гидроэлектростанции. Диссертация на соискание ученой степени кандидата

технических наук в форме научного доклада / учебное пособие. Самара, 1996. 74 с.

24. Сивокобыленко В.Ф., Меженкова М.А. Математическое моделирование электромеханических переходных процессов на электрических станциях // Электричество. 2001. № 4. С. 5 – 9.

25. Соколов В.С. Контроль, мониторинг и управление качеством электрической энергии // ЭЛЕКТРО. 2003. № 5. С. 2 – 9.

26. Солодяников В.В., Чупрунов В.П., Лившиц М.Ю. Опыт внедрения АСУ ТП подготовки воды на Самарской ТЭЦ // Промышленная Энергетика. 2000. №12. С. 18 – 26.

27. Орлов И.Н. Электротехнический справочник: Т.3. Кн.1. Производство и распределение электрической энергии // учебное пособие. М.: Энергоатомиздат, 2008. 201 с.

28. Liu M. Reliability evaluation of tidal and wind power generation system with battery energy storage [Электронный ресурс] // Journal of Modern Power Systems and Clean Energy. Chongqing. 2016. PP. 636 – 647 URL: <http://link.springer.com/article/10.1007/s40565-016-0232-5> (дата обращения: 05.02.2017).

29. Sangster A.J. Massive energy storage systems enable secure electricity supply from renewables [Электронный ресурс] // Journal of Modern Power Systems and Clean Energy. Edinburgh. 2016. PP. 659 – 667. URL: <http://link.springer.com/article/10.1007/s40565-016-0204-9> (дата обращения: 07.02.2017).

30. Zaghba L. A combined simulation and experimental analysis the dynamic performance of a 2 kW photovoltaic plant installed in the desert environment [Электронный ресурс] // International Journal of Energy and Environmental Engineering. Biskra. 2016. PP. 250 – 259. URL: <http://link.springer.com/article/10.1007/s40095-016-0216-2> (дата обращения: 15.02.2017).

31. Xu, Y. Voltage sag compensation strategy for unified power quality conditioner with simultaneous reactive power injection [Электронный ресурс] // Journal of Modern Power Systems and Clean Energy. Beijing. 2016. PP. 113 – 122. URL: <http://link.springer.com/article/10.1007/s40565-016-0183-x/fulltext.html> (дата обращения: 03.03.2017).

32. Hewitt R. Local power and land use: spatial implications for local energy development [Электронный ресурс] // International Journal of Energy and Environmental Engineering. Enschede. 2015. PP. 1 – 8. URL: <http://energysustainsoc.springeropen.com/articles/10.1186/s13705-015-0059-3> (дата обращения: 01.03.2017).