



АВТОМАТИКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СИСТЕМ

**МИНИСТЕРСТВО ВЫСШЕГО И СРЕДНЕГО
СПЕЦИАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ
РЕСПУБЛИКИ УЗБЕКИСТАН**

Х.А. Шамсиев, Ш.М. Мирзабеков, Г.Ф. Мусинова

АВТОМАТИКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СИСТЕМ

Учебное пособие

**REGISTON PRINT GROUP
ТАШКЕНТ-2022**

УДК 621.311-52(075.8)

ББК. 31.2я73

Ш 19

Шамсиев, Х.А., Мирзабеков, Ш.М., Мусинова, Т.Ф.

Автоматика электрических систем [Текст] : учебное пособие / Х.А. Шамсиев, Ш.М. Мирзабеков, Т.Ф. Мусинова. - Ташкент: Registon print group, 2022. -244 с.

Рецензенты: Сытдыков Р.А. д.т.н., профессор кафедрой «Электрические станции, сети и системы», факультет «Электроэнергетика», ТашГТУ.
Мирзаев А.Т. к.т.н., доцент, начальник ГУСУ АО «НЭС Узбекистана».

O'quv qo'llanma "5310200 –Elektr energetikasi" va "5A310204 – Elektr energetika tizimlari va tarmoqlari" yo'nalishlarida tahsil olayotgan bakalavr va magistr'larga, shuningdek, tegishli mutaxassisliklar va ta'lim yo'nalishlari talabalariga mo'ljallangan. Taqdim etilgan materialdan elektr energetika tizimlarida qo'llaniladigan avtomatika qurilmalarini o'rganish bilan shug'ullanadigan olimlar, mutaxassislar foydalanishi mumkin.

Учебное пособие предназначен для бакалавров и магистров, обучающихся по специальностям «5310200-Электроэнергетика» и «5A310204 – Электрические системы и сети», а также студентов соответствующих специальностей и направлений подготовки. Представленный материал может быть использован учеными и специалистами в области устройств автоматизации, применяемых в энергосистемах.

The study guide is intended for bachelors and masters studying in the specialties "5310200-Electrical engineering" and "5A310204 - Electrical systems and networks", as well as students of the relevant specialties and areas of training. The presented material can be used by scientists and specialists in the field of automation devices used in power systems.

ISBN – 978-9943-8039-3-0

© Х.А. Шамсиев, Ш.М. Мирзабеков, Т.Ф. Мусинова

© Registon print group

MUNDARIJA

	KIRISH	12
	1-BOB. UMUMIY TUSHUNCHALAR VA MA'LUMOTLAR	13
1.1.	Energetika tizimidagi eng keng tarqalgan avariyaalar.....	13
1.2.	Energetika tizimi holatlarini boshqarish va nazorat qilish. Avtomatika turlari.....	26
	Nazorat savollari.....	35
	2-BOB. GENERATORLARNI AVTOMATIK SINXRONLASH	38
2.1.	Generatorlarni aniq sinxronlash	39
2.2.	Generatorlarni o'z-o'zini sinxronlash	45
2.3.	O'zgarmas o'zish burchakli yarimavtosinxronizator.....	50
2.4.	O'zgarmas o'zish vaqtiga ega avtomatik sinxronizator.....	59
2.5.	Elektr stansiya generatorlarini avtomatik sinxronlashni hisoblash va usullarini tanlash.....	62
	Nazorat savollari	71
	3-BOB. AVTOMATIK QAYTA ULASH	74
3.1.	Moyli uzgichlar uchun bir karrali AQU qurilmasining sxemasi.....	76
3.2.	Liniyalarning ikki karralik AQUsi	81
3.3.	Ikki tomonlama ta'minotli liniyalarning AQUsi	83
3.4.	Liniyalarning bir fazalik AQUsi (BAQU).....	94
3.5.	AQU ni hisoblash	100
3.5.1.	AQU ni hisoblash algoritmlari.....	100
3.5.2.	Stansiya va tizimni bog'lovchi liniyaning AQU turini tanlash va o'matmalarini hisoblash (Ikki tomonlama ta'minlangan liniya misolida).....	106
	Nazorat savollari	121
	4-BOB. ZAHIRANI AVTOMATIK ULASH (ZAU)	125
4.1.	ZAU qurilmalariga qo'yilgan talablar.....	126
4.2.	Zahirani avtomatik ulash (ZAU) qurilmasining o'matmalarini hisoblash.....	131

	Nazorat savollari.....	133
	5-BOB. SINXRON GENERATORLARNING QO'ZG'ATISHINI AVTOMATIK ROSTLASH (QAR)	135
5.1.	Proporsional tipdagi qo'zg'atishni avtomatik rostlagich (QAR-P).....	135
5.2.	Kuchli ta'sir etuvchi qo'zg'atishli avtomatik rostlagich QAR-K (U _G =o'zgarmas).....	142
5.3.	Qo'zg'atishni avtomatik rostdash tavsiflari	146
5.4.	Qo'zg'atishni avtomatik rostdash qurilmalari	148
	Nazorat savollari	162
	6-BOB. CHASTOTA VA AKTIV QUUVATNI AVTOMATIK ROSTLASH (ChQAR)	165
6.1.	Avtomatik chastota rostlagich tavsiflari	167
6.2.	Zamonaviy energetika tizimlarida chastota va quvvatni avtomatik rostdashni tashkil etish prinsplari.....	169
6.3.	Elektr stansiya agregatlarining chastota va quvvatni avtomatik rostdash (CHQAR) qurilmasi.....	172
	Nazorat savollari.....	181
	7-BOB. AVTOMATIK CHASTOTAVIY YUKSIZLANTIRISH (ACHYU) VA CHASTOTAVIY AVTOMATIK QAYTA ULASH (CHAQU)	184
7.1.	Energetika tizimining chastotaviy tavsifi	185
7.2.	Avtomatik chastotaviy o'chirishning bajarilish prinsplari va hisobi.....	187
7.3.	Chastotaviy avtomatik qayta ulash (CHAQU).....	192
7.4.	AChYu va ChAQU qurilmalari	193
7.5.	Zamonaviy avtomatik chastotani yuksizlantirish qurilmalari.....	200
7.5.1.	«Sirius-2-AChYu» qurilmasi.....	200
7.5.2.	«AChYu-MP» chastotaviy avtomatika mikroprotsessor qurilmasi.....	202
	Nazorat savollari	203
	8-BOB. AVARIYANI OLDINI OLISH AVTOMATIKASI	205

8.1.	Asinxron rejim	205
8.2.	Asinxron xolatni avtomatik tugatish	211
8.3.	Asinxron rejimlarni bartaraf etuvchi zamonaviy raqamli avtomatika qurilmalari	215
8.4.	Liniyani o' ta kuchlanishlardan himoyalash avtomatikasi.....	216
	Nazorat savollari	225
	Ilova.....	228
	Glossariy.....	239
	Adabiyotlar.....	243

СОДЕРЖАНИЕ

	ВВЕДЕНИЕ	12
	ГЛАВА 1. ОБЩИЕ ПОНЯТИЯ И ИНФОРМАЦИЯ	13
1.1.	Самые масштабные аварии в энергосистемах.....	13
1.2.	Контроль и управление режимами энергосистемы. Виды автоматики.....	26
	Контрольные вопросы.....	35
	ГЛАВА 2. АВТОМАТИЧЕСКАЯ СИНХРОНИЗАЦИЯ ГЕНЕРАТОРОВ	38
2.1.	Точная синхронизация генераторов	39
2.2.	Самосинхронизация генераторов	45
2.3.	Полуавтосинхронизатор с постоянным углом опережения.....	50
2.4.	Автоматический синхронизатор с постоянным временем опережения.....	59
2.5.	Выбор способов и расчет автоматической синхронизации генераторов электрической станции.....	62
	Контрольные вопросы	71
	ГЛАВА 3. АВТОМАТИЧЕСКОЕ ПОВТОРНОЕ ВКЛЮЧЕНИЕ	74
3.1.	Схема устройства однократного АПВ для масляных выключателей.....	76
3.2.	Двукратное АПВ линий	81
3.3.	АПВ линий электропередачи с двухсторонним питанием.....	83
3.4.	ОАПВ линий.....	94
3.5.	Алгоритмы и примеры расчета АПВ.....	100
3.5.1	Алгоритмы расчета АПВ.....	100
3.5.2	Пример выбора способа и расчета АПВ линий связи станции с системой (линии с двухсторонним питанием).....	106
	Контрольные вопросы.....	121
	ГЛАВА 4. АВТОМАТИЧЕСКИЙ ВВОД РЕЗЕРВА (АВР).....	125

4.1.	Требования, предъявляемые к устройствам АВР.....	126
4.2.	Расчет уставок устройства автоматического ввода резерва	131
	Контрольные вопросы.....	133
	ГЛАВА 5. АВТОМАТИЧЕСКОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ ВОЗБУЖДЕНИЯ СИНХРОННЫХ ГЕНЕРАТОРОВ (АРВ)...	135
5.1.	Регулирование возбуждения пропорционального типа ($E^1_q = \text{пост}$).....	135
5.2.	Автоматический регулятор возбуждения сильного действия АРВ-с ($U_T = \text{пост}$).....	142
5.3.	Характеристики АРВ	146
5.4.	Устройства АРВ.....	148
	Контрольные вопросы.....	162
	ГЛАВА 6. АВТОМАТИЧЕСКОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ ЧАСТОТЫ И АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ (АРЧМ).....	165
6.1.	Характеристики автоматического регулятора скорости.....	167
6.2.	Принцип организации автоматического регулирования частоты и мощности (АРЧМ) в современных энергосистемах.....	169
6.3.	Устройства АРЧМ агрегатов электростанций.....	172
	Контрольные вопросы	181
	ГЛАВА 7. АВТОМАТИЧЕСКАЯ ЧАСТОТНАЯ РАЗГРУЗКА (АЧР) И ЧАСТОТНОЕ АВТОМАТИЧЕСКОЕ ПОВТОРНОЕ ВКЛЮЧЕНИЕ (ЧАПВ).....	184
7.1.	Частотная характеристика системы	185
7.2.	Принципы выполнения и расчет автоматической частотной разгрузки.....	187
7.3.	Частотное автоматическое повторное включение (ЧАПВ).....	192
7.4.	Устройства АЧР и ЧАПВ	193
7.5.	Современные устройства автоматической частотной разгрузки..	200

7.5.1	Устройства-«Сириус-2-АЧР».....	200
7.5.2	Микропроцессорное устройство частотной автоматики «АЧР-МП».....	202
	Контрольные вопросы.....	203
	ГЛАВА 8. ПРОТИВОАВАРИЙНАЯ АВТОМАТИКА.....	205
8.1.	Асинхронный режим.....	205
8.2.	Автоматика ликвидации асинхронного режима.....	211
8.3.	Современные цифровые устройства автоматики ликвидации асинхронных режимов	215
8.4.	Автоматика защиты ЛЭП от повышения напряжения (от перенапряжений).....	216
	Контрольные вопросы.....	225
	Приложение.....	228
	Глоссарий.....	239
	Литературы	243

CONTENTS

	INTRODUCTION	12
	CHAPTER 1. GENERAL CONCEPTS AND INFORMATION	13
1.1.	The most widespread accidents in power systems	13
1.2.	Control and management of power system modes. Types of automation.....	26
	Test questions.....	35
	CHAPTER 2. AUTOMATIC SYNCHRONIZATION OF GENERATORS	38
2.1.	Accurate synchronization of generators.....	39
2.2.	Self-synchronizing generators.....	45
2.3.	Semi-auto synchronizer with constant advance angle.....	50
2.4.	Automatic synchronizer with constant lead time.....	59
2.5.	Selection of methods and calculation of automatic synchronization of power plant generators.....	62
	Test questions.....	71
	CHAPTER 3. AUTOMATIC RECLOSER (ARC)	74
3.1.	Single-shot automatic recloser device diagram for oil circuit breakers.....	76
3.2.	Double automatic recloser of lines.....	81
3.3.	Automatic recloser of power lines with two-way power supply.....	83
3.4.	Single-phase automatic recloser of lines.....	94
3.5.	Algorithms and examples of automatic reclosure calculation.....	100
3.5.1	Automatic reclosing algorithms.....	100
3.5.2	An example of choosing the method and calculating the automatic reclosure of communication lines between the station and the system (lines with two-way power supply).....	106
	Test questions.....	121
	CHAPTER 4. AUTOMATIC RESERVE SWITCH (ARS)	125
4.1.	Requirements for ARS devices.....	126

4.2.	Calculation of the settings of the automatic reserve switch (ARS)....	131
	Test questions.....	133
	CHAPTER 5. AUTOMATIC REGULATION OF EXCITATION OF SYNCHRONOUS GENERATORS (ARE)	135
5.1.	Automatic excitation control of proportional type ($E_q^1 = \text{const}$).....	135
5.2.	Automatic excitation regulator of strong action ($U_G = \text{const}$).....	142
5.3.	ARE characteristics.....	146
5.4.	ARE devices.....	148
	Test questions.....	162
	CHAPTER 6. AUTOMATIC FREQUENCY AND ACTIVE POWER CONTROL (AFPC)	165
6.1.	Characteristics of automatic speed governor	167
6.2.	The principle of organizing automatic frequency and power control (AFPC) in modern power systems.....	169
6.3.	AFPC devices for power plant units.....	172
	Test questions.....	181
	CHAPTER 7. AUTOMATIC FREQUENCY UNLOADING (AFU) AND FREQUENCY AUTOMATIC RECLOSER (FARC)	184
7.1.	Frequency characteristics in the power system.....	185
7.2.	Principles of implementation and calculation of automatic frequency unloading.....	187
7.3.	Frequency automatic reclosing (FARC)	192
7.4.	AFU and FARC devices.....	193
7.5.	Modern devices for automatic frequency unloading	200
7.5.1	«Sirius-2-AFU» device.....	200

7.5.2	Microprocessor device of frequency automation "AFU-MP"	202
	Test questions	203
	CHAPTER 8. EMERGENCY AUTOMATION	205
8.1.	Asynchronous mode	205
8.2.	Automatic elimination of asynchronous mode	211
8.3.	Modern digital devices for automatic elimination of asynchronous modes	215
8.4.	Automatic overvoltage protection of power lines (overvoltage)	216
	Test questions	225
	Application	228
	Glossary	239
	Literature	243

ВВЕДЕНИЕ

Нарушение нормального режима работы одного из элементов энергосистемы может отразиться на работе многих других элементов энергосистемы, а при неблагоприятных условиях привести к нарушению всего технологического процесса.

В связи с этим возникает требование как можно более быстрого восстановления нормального режима работы аварийного элемента или быстрой замены его другим резервным элементом, а также восстановления баланса вырабатываемой и потребляемой электроэнергии.

Другая особенность состоит в том, что электромеханические процессы при нарушении электрической системы или нормального режима возникают и протекают обычно так быстро, что обслуживающий персонал оказывается не в состоянии одновременно обнаружить начало и предотвратить развитие этих процессов.

Поэтому контроль и управление режимами энергосистемы представляют собой весьма сложные технические задачи. Выполнение этих задач без применения специальных технических средств оказывается невозможным.

Для управления нормальными режимами энергосистемы и обеспечения устойчивой ее работы в аварийных и послеаварийных режимах в энергосистемах широко используется **системная автоматика**. Там, где она отсутствует или недостаточно эффективна, могут происходить системные аварии с каскадным развитием и непредсказуемыми последствиями.

ГЛАВА 1. ОБЩИЕ ПОНЯТИЯ И ИНФОРМАЦИЯ

1.1. Самые масштабные аварии в энергосистемах.

Россия, Москва, 23 мая 2005 год.

“Вдумайтесь: это случилось не в зимний максимум нагрузок, не мгновенно из-за удара молнии или взрыва, а в рабочее время майского дня, когда весь персонал подстанции и электросетей, так же как и руководство энергокомпании и энергохолдинга, были на рабочих местах. Из-за безграмотных действий (и бездействия) руководства при повреждении оборудования на электростанции и перегрузке ЛЭП московская энергосистема в течение 35 часов на глазах руководства отрасли буквально вползала в беспрецедентную катастрофу, подобной которой не было в истории нашей электроэнергетики. В зону отключения электроэнергии попали 6,5 млн. человек в 5 регионах. Было полностью остановлено 12 электростанций и обесточены сотни подстанций напряжением от 35 до 500 кВ.”

В. Кудрявый

Министр энергетики России, 2009г.

На подстанции номер 510 “Чагино” произошло небольшое возгорание одного из шести трансформаторов. Оно было устранено применением углекислотного огнетушителя. После этого инцидента, питание потребителей было переключено на пять оставшихся трансформаторов.

Вечером 24 мая, загорелись уже четыре трансформатора, единственный оставшийся в рабочем состоянии трансформатор пришлось отключить, так как он не мог обеспечить электроэнергией всех потребителей Юго-Восточного округа Москвы. При отключении 220кв-ой подстанции, произошло отключение и самого крупного потребителя – Московского нефтеперерабатывающего завода.

Подача электроэнергии на МНПЗ была вскоре возобновлена – от ТЭЦ-22 и с подстанции “Чагино”. Отключение электроснабжения МНПЗ не стали затягивать, поскольку это могло привести к катастрофе в результате остановки насосов и перегрева.

Утром 25 мая последний трансформатор “Чагино” разрушился, не выдержав нагрузки. Система начала “сыпаться”, пошел процесс каскадного отключения. Отказала подстанция “Очаково”, была потеряна генерация ГЭС №1, всех семи ТЭЦ южной части Москвы, ГРЭС-4. Начали отключаться подмосковные 500кв-ые подстанции, электростанции, питающие центры. Цепная реакция оставила без электричества Подмоскovie, Тульскую, Рязанскую и Калужскую области.

Ликвидировать аварию быстро было невозможно, энергоснабжение самых жизненно значимых объектов было восстановлено только к вечеру, а полностью поднять энергосистему – только через сутки.

В это время без электричества оставались жилые дома, больницы и морги, промышленные объекты, инфраструктура. На некоторых опасных производствах произошли аварии. Встали лифты в домах и офисах, поезда в метро, встало движение на дорогах, выключились

светофоры. Не работали системы кондиционирования, некоторые районы Москвы остались без воды. Происходили перебои в работе телефонных сетей, сетях операторов сотовой связи и интернета.



Рис. 1.1. Аварийная ситуация в России.

По сведениям РАО ЕЭС – эта авария затронула около 3 миллионов человек. Общий ущерб для Москвы был оценен в 1,708 млрд рублей, а Московской области в 503 млн рублей.

Причиной аварии считается комплекс проблем и факторов:

- Жара, следствие которой – повышенная нагрузка на электросети;
- Изношенность оборудования и недостаток обслуживания;
- непрофессионализм руководства РАО ЕЭС и Мосэнерго, неподготовленность персонала;
- Главная причина – **негласный запрет на отключение потребителей** в г. Москве от противоаварийной автоматики.

Авария энергосистемы Москвы стала крупнейшим «blackout» России за всю историю и оставила после себя глубокий след в памяти москвичей.

Но даже она меркнет в сравнении с самыми масштабными авариями, некоторые из которых переходят в разряд катастроф.

США. Нью-Йорк, 9 ноября 1965 года.

Больше всего с авариями энергосистем знакомы в Соединенных Штатах, особенно жители штата Нью-Йорк. Слово “blackout” приобрело свое значение как массовое отключение электричества именно после “большого затмения Северо-Востока”. Причиной аварии была человеческая ошибка. Неправильно установленная уставка реле на ЛЭП 230 кВ между электростанцией “Сэр Адам Бек 2”, расположенной на реке Ниагара, и Куинстоном (Онтарио, Канада), привела к тому, что линия не выдержала перегрузки и после ее отключения моментально перегрузились оставшиеся в работе линии, пустив эффект домино по всему Ниагарскому узлу. Электричество потеряли штаты Новой Англии, Нью-Джерси, Нью-Йорк и Пенсильвания и две провинции Канады. 30 миллионов жителей региона в течение полусуток оставались без централизованного энергоснабжения. Потеря электричества застала врасплох возвращающихся домой с работы, более 800 тысяч людей оказались заперты в Нью-Йоркской подземке. Общая площадь отключения составила более 200 тысяч кв. километров. Для того, чтобы полностью восстановить электроснабжение потребителей, энергетикам понадобилось более 13 часов, а в целом восстановительные работы длились около месяца.

США, Нью-Йорк, 13 июля 1977 года.

Во время грозы в одну из ЛЭП Нью-Йорка попала молния, после чего весь многомиллионный город погрузился во мглу. Электричества не было более суток. Трагедии сопутствовал

финансовый кризис, в котором пребывал мегаполис, необыкновенно жаркая погода и небывалый разгул преступности. Спустя несколько часов после отключения электричества, особенно ночью, на фешенебельные кварталы города набросились банды из бедных кварталов. Полиции удалось арестовать около 3700 человек, но это была ничтожная доля насильников и грабителей. Ущерб, нанесенный Нью-Йорку мародерами и вандалами, оценивается в миллиард долларов (в пересчете на цены 2000-х годов).



Рис. 1.2. Аварийная ситуация в Нью-Йорке.

Власти города потеряли 9 миллионов долларов: 5 миллионов в качестве налогов и еще 4 миллиона пришлось заплатить полиции и пожарным за сверхурочную работу. Нью-йоркские биржи потеряли от отключения электричества более 20 миллионов долларов. Однако самые страшные убытки понесли простые граждане. Было разграблено более 2000 магазинов.

США, Нью-Йорк, 14 августа 2003 года.

Переросшие деревья под высоковольтной линией в Северном Огайо стали причиной ее отключения, вызвав короткое замыкание. Были обесточены три ЛЭП на северо-востоке, но неисправная система оповещения не подала сигнала и инцидент был проигнорирован энергетической компанией. Это привело к очередному «blackout» во всей прилегающей энергосистеме. Согласно экспертам, системная автоматика энергосистемы США на тот момент была настолько допотопна, что во тьму могла погрузиться вся страна. Массовыми отключениями электроэнергии были охвачены крупнейшие города в северо-восточной части США (в штатах Нью-Йорк, Огайо, Мичиган, Пенсильвания, Коннектикут, Нью Джерси) и Канады (Торонто, Оттава). В общей сложности, в процессе развития аварии, отключились 263 электростанции (531 энергоблок), включая 10 АЭС (7 в США и 3 в Канаде, всего 19 блоков). Ликвидация аварии заняла почти двое суток.



Рис. 1.3. Аварийная ситуация в штате Нью-Йорк.

Все это время 50 млн. человек находились без света. Было полностью прекращено движение общественного транспорта, некоторые граждане добровольно выходили регулировать движение. Остановилось метро. Власти долго не могли решить вопрос об эвакуации запертых в подземке людей, которые тысячи сами пытались выбраться из вагонов. Ситуация усугублялась жарой и неработающими кондиционерами. Была прекращена работа аэропортов на всем Восточном побережье, компании теряли миллионы прибыли. Это была самая темная ночь в Нью-Йорке. Общий ущерб достиг 6 млрд долларов. 12 человек погибло.

Италия. 28 сентября 2003 года.

Весь Апеннинский полуостров оказался без электричества. Авария произошла в 03:01 по местному времени. Из-за упавшего дерева была обесточена линия электропередачи Меттлен—Лаворго, которая тянется из Швейцарии в Италию. Это вызвало 110%-ую перегрузку на второй линии Силс-Соаззо. Через 20 минут вышла из строя линия Сан-Бернардино, что вызвало ряд отключений оставшихся швейцарских направлений. Затем отключились линии, тянущиеся в Италию из Франции, Австрии и Словении. В связи с большим дефицитом мощности началась «лавина частоты» и дали окончательный сбой генераторы в энергосистеме Италии, что привело к ее полному погашению.



Рис. 1.4. Аварийная ситуация в Италии.

Обычно ночная авария подобного рода проходит в основном незамеченной. Однако в ту ночь положение усугубилось тем, что в Риме проводилась так называемая “Белая ночь”. Поэтому еще работали рестораны, магазины, театры. На гуляниях находились тысячи жителей столицы. Поезда еще ходили, когда пропало электричество. Около 110 поездов, перевозящие более 30 тысяч пассажиров, были остановлены. Это была самая крупная авария в Италии, вследствие которой 56 млн. итальянцев остались без электричества. Полностью электроснабжение восстановили через 16 часов.

Бразилия, 10 ноября 2009 года.

Ураган, бушующий в районе реки Парана, повредил отдельные участки и спровоцировал перегрузки в сети, питающейся от

гидроэлектростанции “Итайпу” – второй в мире по выработке электроэнергии. Станция обеспечивает 20% потребностей Бразилии в электроэнергии и 90% потребностей Парагвая. Нештатная ситуация на станции произвела веерный эффект с последующим обесточиванием отдельных участков системы. По информации пресс-службы национального оператора энергосистем (ONS), прекращена поставка около 17 тысяч мегаватт электроэнергии. Нарушение электроснабжения затронуло более 60 миллионов человек, проживающих в Бразилии, а также почти всю территорию Парагвая.



Рис. 1.5. Аварийная ситуация в Бразилии.

Миллионы людей остались без электричества в крупнейших бразильских городах Рио-де-Жанейро и Сан-Паулу.

года.

5 ноября 2006 года перебои в энергоснабжении оставили без электричества миллионы человек в нескольких странах Западной Европы. Сбой случился в Германии из-за резкого роста потребления, вызванного похолоданием. Причиной этого серьезного отключения стало запланированное плановое отключение линии электропередачи на северо-западе Германии, чтобы судно могло проходить под воздушными линиями. В сентябре на верфи потребовалось отключить линии, т.н. красный и белый Conneforde-Diele, начиная с 01:00 5 ноября. Это изменение было сообщено соседним Системным операторам (TSO), и они провели симуляции для обеспечения стабильности энергосистемы. В результате запланированный поток электроэнергии между TSO был уменьшен с 00:00 до 06:00 5 ноября. Однако 3 ноября верфь потребовала, чтобы останов был перенесен на 22:00 часов 4 ноября. Диспетчер подумал, что это будет более выгодно, и одобрил заявку, не сообщив об этом изменении соседним TSO до очень позднего времени, поэтому полный анализ не проводился. Кроме того, пропускная способность уже была продана, и изменить ее было невозможно, за исключением форс-мажорных обстоятельств. Линия Ландесберген-Верендорф была очень близка к своему пределу. В течение следующего получаса мощность по ней сначала снизилась, но затем снова поднялась и вторая цепь была отключена из-за опасности ее повреждения из-за перегруза. Двадцать восемь секунд спустя каскадные отключения произошли по всей Европе: чтобы не произошло полного отключения, автоматика стала

одного за другим отключать потребителей, и этот процесс коснулся не только Германии и Франции, но и Италии, Бельгии и Испании. Система разделилась на три несинхронные зоны.

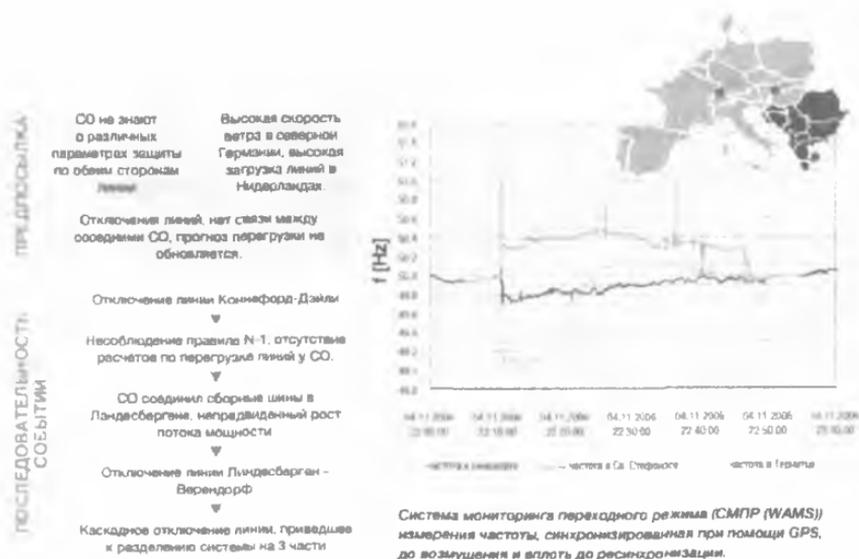


Рис. 5. Разделение системы, которое произошло в передающей сети Западной Европы в 2006 году
 Источник: Финальный отчет - Развал системы 4 ноября 2006 г., UCTE

Рис. 1.6. Разделение системы в случае аварии в Западной Европе.

Индия, 31 июля 2012 года.

Крупнейшая в истории авария в энергосистеме произошла в Индии. Кризис затронул 22 штата севера, запада и востока страны. Наиболее сложная ситуация сложилась в штатах Раджастхан, Харьяна, Пенджаб, Джамму и Кашмир, Химачал-Прадеш, Уттаракханд, Уттар-Прадеш, Западная Бенгалия и Орисса. Пострадал и Столичный округ Дели.

Причиной явилось превышение нормы энергопотребления четырьмя северными штатами и неспособностью энергетического комплекса страны угнаться за постоянно растущими потребностями быстрорастущего населения.

От перебоев с электроэнергией пострадало 670 миллионов человек, это почти половина населения страны.

До восстановления энергии 1 августа – примерно 10% всего человечества пребывала в темноте. Жители боролись с изнуряющей жарой, в Западной Бенгалии сотни шахтеров оказались запертыми под землей из-за остановившихся лифтов. Остановилось движение более 500 железнодорожных составов, в том числе 300 пассажирских. Огромные пробки охватили все мегаполисы севера страны.



Рис. 1.7. Аварийная ситуация в Индии.

Что общего во всех рассмотренных выше авариях?

В каждой из них происходит нарушение баланса мощности из-за выхода из строя какого-нибудь элемента, что приводит к перегрузу оставшихся в работе элементов. В западных энергосистемах, в которых действует принцип надежности N-1, отключение какого-то элемента не должно приводить к перегрузу остальных.

Для этого у диспетчера, который должен своевременно принять меры и снять этот перегруз, должна быть, во-первых, высокая квалификация, чтобы как можно скорее разобраться в том, что произошло и, во-вторых, должны иметься в достаточном объеме резервы мощности, чтобы предотвратить развитие аварии.

Приведенные выше аварии подтверждают, что даже при выполнении принципа надежности N-1 имеется «узкое» звено — человек, который не успевает вовремя принять меры или, более того, его действия могут быть ошибочными.

В энергосистемах СНГ, которые имеют общие корни и похожую структуру, проектирование электрических сетей часто шло по пути, в котором при минимальном капиталовложении в строительство сетей (принцип надежности N-1 часто не выполняется) устойчивая работа энергосистемы обеспечивалась за счет широкого применения противоаварийной автоматики (ПА). Авария 2005 года в г. Москва, где из-за высокого статуса города запрещалось отключать потребителей от ПА, только подтверждает мысль, что без применения автоматики нельзя обеспечить высокой надежности работы энергосистемы.

1.2. Контроль и управление режимами энергосистемы. Виды автоматики.

Процесс развития аварии можно разделить на следующие этапы:

Таблица 1.1.

Нормальный режим	Авария	Послеаварийный режим	Нормальный режим
Контроль и управление нормальным режимом работы	Устранение аварии (Релейная защита)	Восстановление нормального режима работы	Контроль и управление нормальным режимом работы

Особенности энергетического производства определили необходимость широкой автоматизации энергетических систем.

Под **автоматизацией энергосистем** понимается оснащение их автоматическими устройствами, осуществляющими **управление** технологическим процессом производства, передачи и распределения электрической энергии в нормальных и аварийных условиях **без участия человека** в соответствии с программой, заложенной в эти устройства, и их настройкой.

Все устройства автоматики по своему назначению и области применения можно подразделить на две группы:

- **технологическую** автоматику;
- **системную** автоматику.

В свою очередь, устройства автоматики в каждой из этих групп делятся на:

- устройства автоматического управления;
- устройства автоматического регулирования.

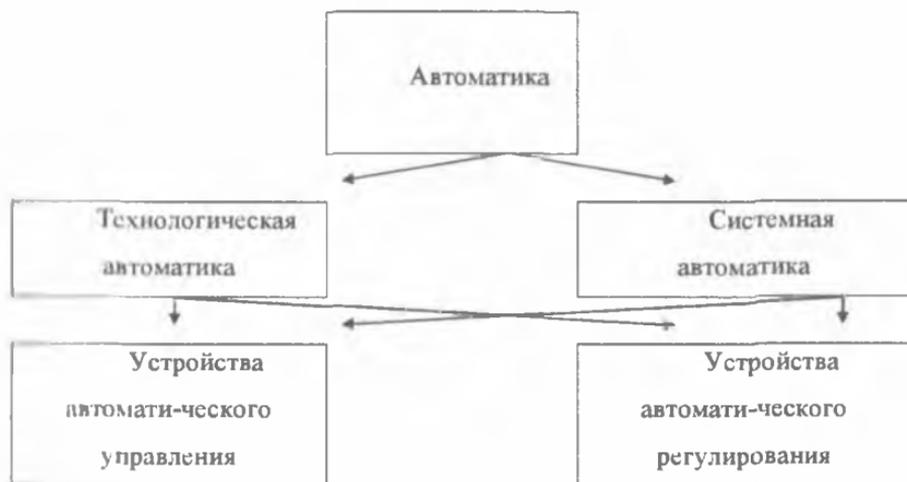


Рис. 1.8. Группировка автоматике.

Технологическая автоматика обеспечивает автоматическое управление или регулирование в нормальном режиме работы (автоматическое регулирование напряжения, автоматическая синхронизация генераторов). Имеет местное значение.

Системная автоматика обеспечивает автоматическое управление или регулирование в аварийных условиях. Имеет как общее (форсировка возбуждения генераторов (ФВ), автоматическая частотная разгрузка (АЧР), так и местное значение (автоматическое повторное включение (АПВ), автоматический ввод резерва (АВР)).

Автоматическое регулирование частоты и перетоков активной мощности (АРЧМ) относят к системной автоматике нормального режима.

Таблица 1.2.

Технологическая автоматика	Системная автоматика		
Нормальный режим	Аварийная ситуация		Нормальный режим
Местное значение	Местное значение	Общее значение	Общее значение
АРН, АРСВ, АСГ	АПВ, АВР	ФВ, АЧР	АРЧМ

Электрические станции и тем более энергосистемы являются сложными комплексами, состоящими из большого числа разнообразных взаимосвязанных по режиму работы элементов.

Повышение надежности работы электрических станций и энергосистем, повышение качества электроэнергии, улучшение технико-экономических показателей работы электростанций и энергосистем в настоящее время немыслимы без всё более широкого внедрения устройств автоматики и автоматизированных систем управления (АСУ).

Устройства автоматики:

- помогают обслуживающему персоналу вести заданный технологический режим работы электростанций и энергосистем;
- повышают устойчивость работы энергосистем и надежность электроснабжения потребителей;
- ускоряют процесс ликвидации аварий.

Устройства автоматики можно разделить на две группы: устройства **станционной** автоматики и устройства **системной** автоматики.

Основные устройства **станционной** автоматики:

- автоматика топливоприготовления и топливоподдачи;
- автоматика приготовления химически очищенной воды;
- автоматика ведения заданного режима котла и турбины;
- автоматика пуска и останова агрегатов;
- автоматическая синхронизация генераторов;
- автоматическое регулирование возбуждения синхронных машин;
- автоматическое гашение поля синхронных машин;
- автоматическое регулирование скорости вращения турбин;
- автоматическое распределение активной и реактивной нагрузок между генераторами электростанции;
- автоматическое включение резерва.

К **системной** автоматике можно отнести:

- автоматическое распределение нагрузки между электростанциями энергосистемы;
- автоматическое регулирование частоты и активной мощности в энергосистеме;

- автоматическое регулирование напряжения в узловых точках энергосистемы;

- автоматику предотвращения нарушения устойчивости;
- автоматику ликвидации асинхронного режима;
- автоматическую разгрузку по частоте,
- автоматическое повторное включение;
- автоматическое включение резерва на подстанциях.

Под **автоматическим** понимается управление процессом производства, передачи и потребления электроэнергии в целом без непосредственного участия человека.

На современном этапе автоматическое управление производится лишь отдельными электроэнергетическими объектами.

Управление же процессом производства и передачи электроэнергии в целом пока еще осуществимо лишь при некотором оперативном вмешательстве человека - диспетчера электроэнергетической системы (ЭЭС). Такое управление называется **автоматизированным**. Оно реализуется **автоматизированной системой диспетчерского управления (АСДУ)**, важнейшей частью которой является управляющий вычислительный комплекс (УВК), расположенный на диспетчерском пункте (ДП) электроэнергетической системы.

Автоматическое управление осуществляется на основе переработки информации о свойствах управляемых электроэнергетических объектов, их состояниях и режимах работы, характеризующихся режимными параметрами и складывающейся ситуации в ЭЭС в результате возмущающих воздействий.

Технические средства автоматического управления процессом производства и передачи электроэнергии делятся на:

- автоматику управления нормальными режимами работы ЭЭС;
- автоматические устройства противоаварийного управления — противоаварийную автоматику (ПА).

Автоматика управления нормальными режимами ЭЭС обеспечивает:

- автоматический пуск энергоблоков (турбина-генератор) и включение на параллельную работу синхронного генератора, т.е. его синхронизацию;
- автоматическое поддержание на заданном уровне напряжения на шинах электрических станций и реактивной мощности синхронных генераторов;
- автоматическое управление режимами ЭЭС по напряжению и реактивной мощности;
- автоматическое поддержание на неизменном уровне частоты вращения синхронно работающих генераторов и автоматическое регулирование частоты и мощности (АРЧМ).

Назначением **противоаварийной автоматики** является обеспечение совместного функционирования (синхронной устойчивости) множества мощных электростанций, связанных длинными и сильно нагруженными линиями электропередачи в условиях больших возмущающих воздействий в виде неизбежных коротких замыканий (КЗ) и связанных с ними отключений мощных электроэнергетических объектов.

При этом возникает аварийный режим работы ЭЭС с избытком или недостатком генерируемой мощности, грозящий развитием общесистемной аварии с нарушением устойчивости и разъединением ЭЭС, с остановкой тепловых электростанций и прекращением электроснабжения потребителей на больших территориях.

Аварийная ситуация начинается с возникновения главного возмущающего воздействия - короткого замыкания и обусловленного им и его отключением нарушения баланса мощностей и развивается в следующем образе:

- с понижением напряжения и частоты вращения синхронных генераторов в дефицитной части ЭЭС;
- с повышением напряжения и частоты в избыточной части ЭЭС.

Особенно опасно уменьшение частоты, приводящее к снижению производительности установок собственных нужд тепловых электростанций и в результате к опасности необратимого ее падения – **«лавине частоты»**.

Аналогично снижение напряжения, обусловленное недостатком генерируемой реактивной мощности, может развиваться в **«лавину напряжения»**.

Противоаварийная автоматика должна прежде всего ликвидировать возмущающее воздействие.

Это делается устройствами релейной защиты и автоматики (РЗА) и автоматикой повторного включения (АПВ) выключателей, отключенных РЗА.

Короткие замыкания (особенно однофазные КЗ на воздушных линиях) в большинстве своем неустойчивые (дуговые). При успешном автоматическом повторном включении возмущающее воздействие на ЭЭС, как правило, устраняется и режим восстанавливается.

При **устойчивых КЗ** и повторных отключениях релейной защитой поврежденных элементов вновь появляется **небаланс мощностей**. Возникает опасность **нарушения синхронной устойчивости** электроэнергетической системы.

Вступает в действие **общесистемная противоаварийная автоматика**, предназначенная:

- не допустить нарушения синхронных динамической или статической устойчивости;
- или сохранить результирующую (после кратковременного асинхронного режима) устойчивость функционирования ЭЭС и ОЭС в целом

Для предотвращения нарушения **динамической устойчивости**, производятся, например, кратковременная импульсная разгрузка паровых турбин (ИРТ) или кратковременное электрическое торможение гидрогенераторов.

Предотвращение нарушения **статической устойчивости** в послеаварийных и новых установившихся режимах работы достигается переводом вращающихся гидроагрегатов из режима работы синхронным компенсатором в генераторный режим, отключением части гидрогенераторов и другими действиями,

направленными на ликвидацию перегрузки (по условиям статической устойчивости) линий электропередачи.

Аналогичные противоаварийные воздействия характерны и для автоматики ликвидации асинхронного режима (АЛАР). АЛАР, как правило, срабатывает на деление сети (ДС) и энергосистема распадается на две несинхронные части:

- дефицитную с понижением частоты и работой АЧР. Если дефицит очень большой, то работа АЧР может оказаться неэффективной. Для предотвращения этого после срабатывания АЛАР, как правило, срабатывает специальная автоматика отключения нагрузок (САОН) на отключение заранее выбранных линий электропередачи с определенной нагрузкой – это позволит снизить дефицит и обеспечить эффективную работу АЧР.

- избыточную с повышением частоты. Высокая частота представляет опасность для генераторов и для ее снижения работает автоматика отключения заранее выбранных генераторов (АОГ).

После принятия мер диспетчером энергосистемы по выравниванию частот, он дает команду на синхронизацию разделившихся частей энергосистемы, т.е. включение отключенной от АЛАР линии с проверкой синхронизма.

Запрещается эксплуатировать линии без АЛАР там, где они должны быть установлены по проекту. Поэтому на случай вывода АЛАР в ремонт или ее несрабатывания предусматривается резервный комплект АЛАР, устанавливаемый на другом конце линии.

Балансы мощностей в обеих частях нарушаются. В избыточной части ЭЭС частота и напряжение возрастают, а в недостаточной по мощности (дефицитной) части снижаются.

Начинает действовать ПА по предотвращению недопустимых изменений режимных параметров:

- автоматика ограничений снижений (АОСН) и повышений (АОПН) напряжения;
- автоматика ограничений снижений (АОСЧ) и повышений (АОПЧ) частоты.

Задачи этой ПА:

- быстро снизить нарушенные балансы мощностей;
- способствовать их полному восстановлению;
- возврат режимных параметров к номинальным значениям.

Последующее восстановление связи между разделенными частями электро-энергетической системы производится **автоматикой повторного включения с синхронизацией (АПВС)**.

Если асинхронный режим в энергосистеме ликвидировать не удастся, и возникает опасность «лавины частоты», то действует **частотная делительная автоматика (ЧДА)**, выделяющая отдельные станции или генераторы изолированную работу с более или менее сбалансированной нагрузкой, которые помогут разворачивать энергосистему с «нуля» после ее полного погашения.

Контрольные вопросы:

1. Почему работа энергосистемы невозможна без применения системной автоматики?

2. Что произойдет в энергосистеме при отказе устройств автоматики или их отсутствии?

3. Какие виды автоматики входят в технологическую автоматику? Где они используются?

4. Какие устройства относятся к станционной автоматике? Влияет ли работа станционной автоматики на устойчивость энергосистемы в целом или ее отдельных регионов?

5. Какие виды автоматики входят в системную автоматику? В каких режимах они используются?

6. Чем автоматическое управление отличается от автоматизированного?

7. Чем автоматика управления нормальными режимами отличается от противоаварийной автоматики?

8. Какие виды автоматики используются в нормальных режимах? В чем их назначение?

9. Какая автоматика используется для повышения статической устойчивости?

10. Какие противоаварийные воздействия используются для предотвращения статической устойчивости?

11. Какие виды автоматики работают после нарушения устойчивости? Какие противоаварийные воздействия при этом используются?

12. Для чего служит автоматика деления сети и что происходит в энергосистеме после срабатывания этой автоматики?

13. Как Вы думаете, влияет ли АПВ линий на устойчивость энергосистемы? Аргументируйте ответ.

14. Какие виды автоматики используются для восстановления нормального режима?

15. Чем опасно понижение напряжения в энергосистеме? Как предотвратить лавину напряжения в энергосистеме?

16. Чем опасно повышение напряжения в энергосистеме? Как предотвратить повышение напряжения в энергосистеме?

17. Чем опасно понижение частоты в энергосистеме? Как предотвратить лавину частоты в энергосистеме?

18. Чем опасно повышение частоты в энергосистеме? Как предотвратить повышение частоты в энергосистеме?

19. На линиях наряду с основным комплектом АЛАР используется резервный комплект АЛАР. Как Вы думаете, для чего это делается? Чем опасен асинхронный режим в энергосистеме?

20. Как вы думаете, может ли появиться асинхронный режим в энергосистеме в режимах без нарушения баланса мощностей (отключение генераторов и т.п.) или коротких замыканий?

ГЛАВА 2. АВТОМАТИЧЕСКАЯ СИНХРОНИЗАЦИЯ ГЕНЕРАТОРОВ

Для успешного включения генератора в сеть необходимо, чтобы толчок уравнивающего тока в момент включения не превышал допустимого значения, а ротор включаемого генератора втянулся в синхронизм без длительных качаний

Для выполнения этих условий необходимо предварительно отрегулировать частоту вращения генератора так, чтобы она стала близкой к синхронной, а напряжение на его выводах (если генератор возбужден) сделать равным или близким напряжению энергосистемы и выбрать момент подачи команды на включение выключателя.

Этот процесс уравнивания частоты вращения и напряжения и выбора момента включения генератора в сеть называется **синхронизацией**.

В эксплуатации применяются два основных способа включения генераторов на параллельную работу с энергосистемой:

- 1) точная синхронизация;
- 2) самосинхронизация.

При включении способом **точной синхронизации** генератор разворачивается до частоты, близкой к синхронной, и возбуждается. Затем вручную или с помощью автоматики уравниваются частоты и напряжения синхронизируемого генератора и сети. После этого подается команда на включение генератора в сеть.

Для того чтобы толчок уравнивающего тока в момент включения не превышал допустимого значения, а качания ротора генератора

быстро затухли, необходимо очень точно уравнивать частоты и напряжения генератора и сети и выбрать соответствующий момент для включения выключателя.

При **самосинхронизации** генератор разворачивается до частоты, близкой к синхронной, и включается в сеть невозбужденным. Ток возбуждения подается в обмотку ротора сразу же после включения выключателя генератора. Затем происходит нарастание тока ротора и ЭДС, и генератор втягивается в синхронизм.

Условия точной синхронизации:

- а) равенство напряжений генератора и системы;
- б) равенство их частот;
- в) совпадение напряжений генератора и системы по фазе;
- г) одинаковый порядок чередования фаз.

Рассмотрим, к чему приводит несоблюдение каждого из этих условий.

2.1. Точная синхронизация генераторов

Рассмотрим, к чему приводит несоблюдение каждого из этих условий порознь. Для этого рассмотрим следующую схему (рис.2.1).

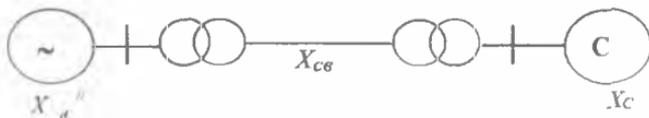


Рис. 2.1. Схема простой электрической системы.

На этой схеме

X_d^* – сверхпереходное сопротивление генератора, включаемого в систему;

X_c – сопротивление системы;

$X_{св}$ – сопротивление связи генератора с системой.

В общем случае сверхпереходное значение уравнивающего тока при включении генератора по закону Ома будет равно

$$j_{уп}'' = \frac{\dot{U}_c - \dot{U}_g}{X_d^* + X_{св} + X_c}, \quad (2.1)$$

где \dot{U}_c и \dot{U}_g — напряжения системы и генератора соответственно;

$X_d^* + X_{св} + X_c$ – сопротивление пути протекания уравнивающего тока (практически это сопротивление можно считать чисто индуктивным).

а) при неравенстве напряжений U_c и U_g по величине получим

$$J_{уп} = \frac{\Delta U}{X_{\Sigma}}, \quad (2.2)$$

где $\Delta U = U_c - U_g$;

X_{Σ} – сопротивление пути протекания уравнивающего тока $J_{уп}$, вектор, которого отстает от ΔU на 90° , как показано на рис.2.2.

Максимальное значение уравнивающего тока при несоблюдении условия равенства напряжений U_c и U_z по величине будет при включении невозбужденного генератора на шины системы бесконечной мощности.

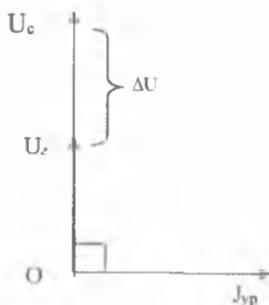


Рис. 2.2. Векторная диаграмма уравнивающего тока и напряжения.

При этом $U_z = 0$ и $\Delta U = U_c$, а X_c и $X_{св}$ равны нулю и $J_{yp.макс.} = \frac{U_c}{X_d''}$, что не превышает сверхпереходный ток короткого замыкания на выводах генератора J'' . На такой ток генераторы заведомо рассчитаны, и кратковременное его протекание не приводит к их механическому повреждению. При этом также не возникает скручивающего момента на валу агрегата, так как этот момент ибо угол φ между вектором \vec{U}_c и током J_{yp} равен 90° .

$$M = \frac{U_c * J_{yp} * \cos \varphi}{\omega} = 0,$$

где ω – угловая частота вращения агрегата.

Рассмотренное позволяет при точной синхронизации допускать значение $\Delta U = |U_c - U_s|$ до 20% номинального напряжения.

б) при несовпадении векторов \bar{U}_c и \bar{U}_s по фазе, что показано на рис.2.3, получим

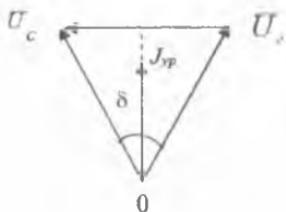


Рис. 2.3. Векторная диаграмма напряжений.

$$\Delta U = 2U \cdot \sin \frac{\delta}{2}, \quad (2.3)$$

где $U = U_c = U_s$;

δ - угол между векторами \bar{U}_c и \bar{U}_s в момент включения генератора в систему.

Уравнительный ток примет значение

$$J_{yp} = \frac{2U}{X_{\Sigma}} \sin \frac{\delta}{2}; \quad (2.4)$$

Максимальная величина этого тока будет при включении генератора в систему бесконечной мощности и угле $\delta=180^\circ$.

$$J_{ур. макс.} = \frac{2U}{X_d''}, \quad (2.5)$$

Она составит что больше J'' . На такой ток генераторы не рассчитаны.

Кроме того при $0 < \delta < 180^\circ$ возникает скручивающий момент на валах агрегатов

$$M = \frac{P}{\omega} = \frac{U_1 \cos \frac{\delta}{2}}{\omega} > 0.$$

Поэтому нарушение условия совпадения векторов напряжений генератора и системы по фазе может привести к повреждению агрегата, и это условие следует соблюдать достаточно строго.

в) при неодинаковом порядке чередования фаз генератора и системы не может быть одновременного совпадения векторов напряжений всех одноименных фаз генератора и системы. Так, например, при совпадении напряжений фазы А, как показано на рис. 2.4, угол между напряжениями фаз В, а также и фаз С составит 120° .

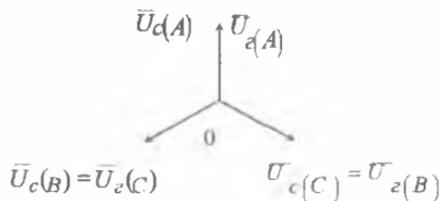


Рис. 2.4. Векторная диаграмма напряжений.

К чему приводит несовпадение векторов напряжений U_c и U_z , было рассмотрено выше. Понятно, что порядок чередования фаз генератора и системы должен быть одинаков. Это условие выполняется при монтаже генератора и проверяется при наладке.

г) при несоблюдении условия равенства частот генератора f_z и системы f_c также не равны между собой и угловые скорости вращения агрегатов системы ω_c и генератора ω_z . Под влиянием их разности $\omega_s = |\omega_c - \omega_z|$ возникает избыточный момент вращения:

$$M_{изб} = j \frac{\omega_s^2}{2}, \quad (2.6)$$

где j – момент инерции; ω_s – угловая частота скольжения.

Избыточный момент приводит к появлению угла между векторами напряжений генератора и системы:

$$\delta = \omega_s t, \quad (2.7)$$

где t - время, прошедшее с момента включения генератора в систему. Появление угла δ вызывает возникновение уравнительного тока J'_{yp} и скручивающего момента на валах агрегатов

$$M = \frac{E'_q \cdot J'_{yp} \cdot \cos \frac{\delta}{2}}{\omega_2}, \quad (2.8)$$

где E'_q - переходное значение э.д.с. генератора;

ω_2 - угловая частота вращения генератора.

Величина этого момента может в 5÷6 раз превышать номинальный момент вращения генератора и представляет для него опасность. Поэтому, включение генератора в систему при большом отличии его частоты от частоты системы недопустимо.

2.2. Самосинхронизация генераторов

Согласно правилам технической эксплуатации способ самосинхронизации разрешается применять в аварийных условиях на турбогенераторах мощностью до 200 МВт включительно и гидрогенераторах мощностью до 500 МВт включительно; генераторы большей мощности разрешается включать этим способом при условии, что кратность сверхпереходного тока к номинальному не превышает 3,0.

В нормальных условиях разрешается включение способом самосинхронизации (в зависимости от условий работы электростанции и состояния агрегата) турбогенераторов с косвенным

охлаждением обмоток, работающих по схеме генератор – трансформатор; гидрогенераторов с косвенным охлаждением обмоток, а также синхронных компенсаторов с разгонными электродвигателями.

Следует также иметь в виду, что включение генератора в сеть способом самосинхронизации сопровождается значительным снижением напряжения на выводах генератора, что может вызвать нарушение нормальной работы потребителей, подключенным к шинам генераторного напряжения. Значение остаточного напряжения может быть подсчитано по следующей формуле:

$$U_{\text{ост}} = U_{\text{с}} \frac{X'_d}{X'_d + Z_{\text{рез}}} \quad (2.9)$$

где $Z_{\text{рез}}$ - наименьшее результирующее сопротивление энергосистемы, приведенное к выводам генератора;

X'_d - переходное сопротивление генератора.

При включении синхронной машины в сеть способом самосинхронизации должны быть соблюдены следующие условия:

- генератор не возбужден;
- автомат гашения поля (АГП) отключен;
- остаточное напряжение на выводах статора не должно превышать $0,1-0,3 U_{\text{ном}}$;
- скольжение машины не должно превышать допустимого значения;

- ускорение машины в момент включения не должно превосходить допустимого значения (0,5 Гц/с для гидрогенераторов без успокоительных обмоток и 2–5 Гц/с для турбогенераторов и гидрогенераторов с успокоительными обмотками).

Если самосинхронизация будет происходить при большом остаточном напряжении на выводах генератора, она будет сопровождаться большими толчками тока как несинхронное включение возбужденного генератора.

В случае включения генератора в сеть при большом скольжении или ускорении процесс самосинхронизации может затянуться и будет сопровождаться длительными качаниями.

Поскольку генератор, включаемый в сеть методом самосинхронизации, не возбужден, момент его включения в сеть относительно фазы напряжения системы не имеет значения.

При самосинхронизации генератор с отключенным АГП, то есть при обмотке ротора, отключенной от возбудителя и замкнутой на гасительное сопротивление, разворачивается турбиной до подсинхронной скорости (она составляет 97% - 98% номинальной) и включается в систему. Следом за этим включается АГП и в обмотку ротора генератора подают ток возбуждения холостого хода, то есть ток возбуждения, при котором на холостом ходу и номинальной скорости вращения напряжение генератора равно номинальному.

После этого генератор сам увеличивает скорость вращения и втягивается в синхронизм, то есть скольжение его $\omega_s = |\omega_c - \omega_2|$ уменьшается до нуля.

Физика этого процесса заключается в следующем.

После включения невозбужденного генератора в систему еще до подачи возбуждения на него действуют моменты вращения:

- момент турбины M_T ;
- асинхронный момент M_{ac} ;
- реактивный момент M_R .

У гидрогенераторов направляющий аппарат турбины устанавливается в положение холостого хода, то есть положение, при котором M_T на холостом ходу при номинальной скорости вращения агрегата равен моменту сопротивления, обусловленного трением.

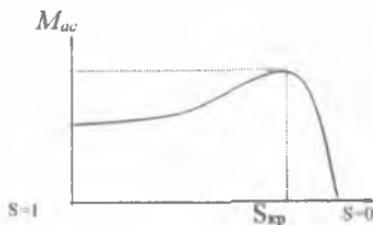


Рис. 2.5. График зависимости скольжения от асинхронного момента.

У турбоагрегатов в аналогичное положение устанавливаются клапаны подачи пара в турбину. Асинхронный момент обусловлен тем, что при включении генератора в сеть с обмоткой ротора, замкнутой на гасящее сопротивление, он превращается в асинхронный двигатель, потребляющий энергию из сети. На рис.2.5 показан характер изменения этого момента в зависимости от скольжения S . Критическое скольжение $S_{кр}$, при котором

асинхронный момент имеет максимальную величину, для современных генераторов равно 0,05.

Величина максимального асинхронного момента турбогенераторов достигает значения $2,5M_{НОМ}$, а для гидрогенераторов – $(0,5\div 1,0)M_{НОМ}$. Номинальным моментом вращения агрегата $M_{НОМ}$ называется его момент вращения при номинальной нагрузке.

Реактивный момент M_p обусловлен тем, что вращающееся поле статора увлекает за собой ротор генератора подобно тому, как постоянный магнит при его вращении по окружности заставлял бы поворачиваться вокруг оси вращения прямоугольную железную пластинку. У явно полюсных машин, т.е. гидрогенераторов, этот момент имеет ощутимое значение, у неявнополюсных турбогенераторов величина его незначительна.

Перечисленные моменты вращения способствуют подтягиванию агрегата весьма близко к синхронной скорости.

После подачи возбуждения за счет взаимодействия вращающегося поля статора с током возбуждения возникает синхронный момент

$$M_c = \frac{E_q \cdot U_c}{\omega X_{\Sigma}} \cdot \sin \delta. \quad (2.10)$$

где E_q – э.д.с. генератора; U_c – напряжение системы; ω – угловая скорость вращения генератора; X_{Σ} – суммарное сопротивление генератора и системы;

$\delta = \omega_S t$ – угол между векторами напряжений генератора и системы.

За счет действия этого момента генератор окончательно втягивается в синхронизм (его скольжение S становится равным нулю). Основным преимуществом метода самосинхронизации по сравнению с точной синхронизацией является быстрота включения генератора в систему. Это объясняется тем, что не требуется затрачивать время на подгонку частоты и напряжения генератора к частоте и напряжению системы и ожидания момента совпадений по фазе их векторов напряжений.

Указанное преимущество особенно важно в аварийных условиях дефицита мощности в системе.

В нормальных условиях при самосинхронизации генератор включают в систему при скольжении не более 5%.

В аварийных условиях, сопровождающихся большим дефицитом мощности, допускается включение генераторов методом самосинхронизации при скольжении до 20 %.

2.3. Полуавтосинхронизатор с постоянным углом опережения

Схема полуавтосинхронизатора с постоянным углом опережения выглядит следующим образом:

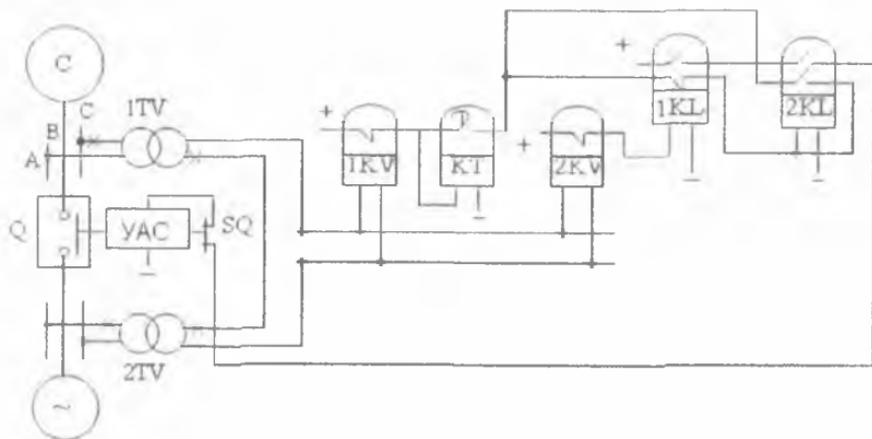


Рис. 2.6. Схема полуавтосинхронизатора с постоянным углом опережения.

При пользовании им подгонка частоты и напряжения генератора к частоте и напряжению системы осуществляются вручную, а наиболее ответственные операции – контроль точности этой подгонки и выбор соответствующего момента и посылка импульса на включение – автоматически.

Начала вторичных обмоток трансформаторов напряжения 1TV и 2TV, включённых на одноимённые напряжения системы и генератора, соединяются между собой, их концы подводятся к шинам, от которых получают питание реле минимального напряжения 1KV и 2KV.

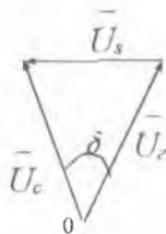


Рис. 2.7. Векторная диаграмма напряжения.

Напряжение на этих шинах, называемое **напряжением биений** u_s , представляет собой разность вторичных напряжений генератора и системы:

$$u_s = U_c \sin \omega_c t - U_2 \sin \omega_2 t. \quad (2.11)$$

Огибающая действующих значений напряжения биения называется **напряжением скольжения** U_s (рис.2.8) и при равенстве по величине $U_c = U_2 = U$ определяется по закону

$$U_s = 2U_c \sin \delta / 2 \quad (2.12)$$

В этом выражении угол между напряжениями системы и генератора $\delta = \omega_s t$,

а $\omega_s = \omega_c - \omega_2$ - угловая скорость скольжения.

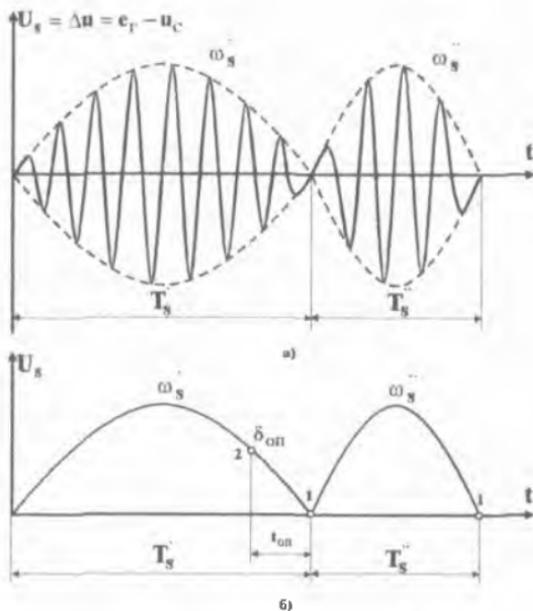


Рис.2.8. График напряжения скольжения во времени.

Чем больше ω_s , то есть разность частот генератора и системы, тем быстрее изменяется угол δ и тем меньше период изменения напряжения биений T_s .

Рассмотрим случай, когда изменение во времени напряжения биений:

- а. при скольжениях больше расчетного $\omega_s > \omega_{sp}$;
- б. расчетном значении скольжения ω_{sp} ;
- в. при скольжении меньше расчетного $\omega_s < \omega_{sp}$.

Расчетным скольжением ω_{sp} называется наибольшая разность частот генератора и системы, при которой обеспечивается втягивание его в синхронизм без асинхронного хода.

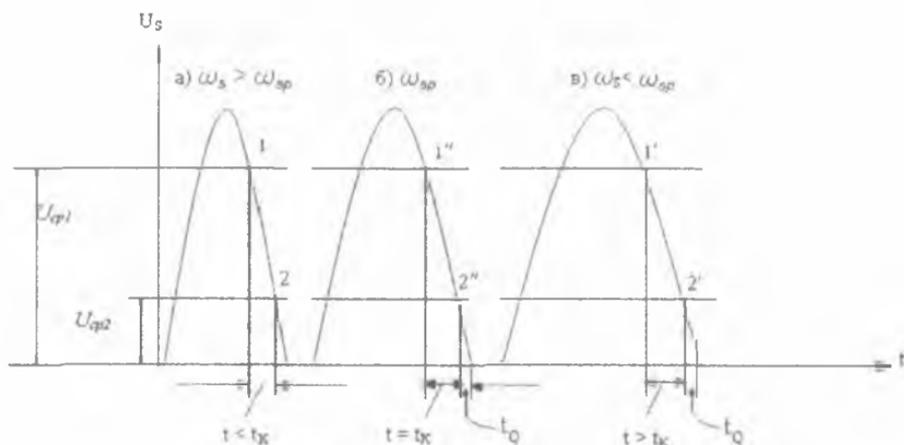


Рис. 2.9. Изменения импульсного напряжения при разных значениях скольжения.

На рис. 2.9 показаны все перечисленные выше случаи. Под U_{cp1} и U_{cp2} обозначены, соответственно, напряжения срабатывания реле **минимального** напряжения 1KV и 2KV. Сигнал на включение выключателя Q пойдет только при замыкании контактов реле KL1 и KL2. Реле KL1 получает питание через контакты реле KV2, которое замкнет контакты при снижении напряжения U_s до величины U_{cp2} (точки 2, 2', 2'').

При снижении напряжения до U_{cp1} , что происходит раньше, чем срабатывание реле KV2, сработает реле KV1 и произойдет пуск реле времени КТ. Уставка срабатывания этого реле t_p равна времени контроля t_k , соответствующего расчетному скольжению ω_{sp} .

При замыкании контакта КТ получает питание реле KL2 через нормально замкнутые контакты реле KL1. Чтобы эта цепочка образовалась, необходимо, чтобы реле KV2 не успело сработать за период, пока размыкаются контакты реле времени КТ.

Это может произойти, если разность частот маленькая, т.е. $\omega_s < \omega_{sp}$ (**случай (в)**).

Если разность частот большая, т.е. $\omega_s > \omega_{sp}$, то реле KV2 успеет замкнуть контакты до замыкания контактов реле КТ.

Т.к. нормально замкнутые контакты реле KL1 при этом разомкнутся, то цепь питания обмотки KL2 образоваться не может и поэтому сигнал на включение выключателя Q не пойдет (**случай (а)**).

Таким образом, с помощью сравнения времени срабатывания реле КТ со временем между срабатываниями реле KV1 и KV2, синхронизатор контролирует точность подгонки U_g и U_c .

Случай (б), когда $\omega_s = \omega_{sp}$, соответствует граничному значению частоты скольжения, при котором синхронизация еще возможна.

При этом сигнал на включение посылается раньше на величину собственного времени срабатывания выключателя t_Q до момента перехода напряжения скольжения через нуль.

Этому времени соответствует т.н. **угол опережения** α_{on} . При такой работе схемы уравнивающий ток не возникает.

При малой разности частот (**случай (в)**) период напряжения скольжения достаточно велик.

После срабатывания реле KV1 ($t.1'$) до срабатывания реле KV2 успевает сработать реле КТ ($t > t_K$) и через нормально замкнутые контакты реле KL1 подать питание катушке KL2. KL2 срабатывает и встает на самоудерживание.

При срабатывании KV2 получает питание KL1, срабатывает и своими нормально разомкнутыми контактами замыкает цепь питания

соленоида включения выключателя Q. Контакты выключателя Q замкнутся через время t_Q .

К этому моменту U_s еще не достигло нуля. Поэтому возникнет **угол ошибки**, из-за которого появится некоторый уравнительный ток при замыкании контактов выключателя Q:

$$\delta_{om} = \omega_{sp} * t_Q \quad (2.14)$$

Чем больше угловая скорость скольжения, тем больше может быть угол ошибки δ_{om} , а следовательно больше толчок уравнительного тока.

Для того чтобы толчок уравнительного тока при определенном значении Δt_{om} , известном для данного типа выключателя и устройства синхронизации, не превышал допустимого значения, должно выполняться условие близкого совпадения частот синхронизируемых напряжений:

$$\omega_s \approx 0 \text{ или } f_c \approx f_c \quad (2.15)$$

Достоинство рассматриваемого синхронизатора – простота выполнения. Основным же недостатком этого и других синхронизаторов с постоянным углом опережения является то, что они по принципу действия допускают при малой скорости скольжения включение генератора с толчком уравнительного тока.

Время опережения, задаваемое синхронизатором с постоянным углом опережения при разной частоте скольжения, определяется следующим выражением:

$$t_{оп} = \frac{\delta_{оп}}{\omega_s} \quad (2.16)$$

здесь $\delta_{оп}$ – величина постоянная, следовательно, чем меньше скорость скольжения, тем больше будет время опережения, выдаваемое синхронизатором, и тем больше будет угол ошибки при включении генератора в сеть, так как время включения выключателя постоянно.

Действительно, если при частоте скольжения ω_s (рис. 2.9,б) включение генератора в сеть происходит точно в момент оптимума (так как при этом $t_{оп} = t_0$), то при меньшей частоте скольжения ω_s выключатель включится раньше оптимума, поскольку в этом случае $t_{оп} < t_0$.

Уставки срабатывания реле в схеме полуавтоматического синхронизатора с постоянным углом опережения выбираются по следующим выражениям.

Напряжение срабатывания реле напряжения KV2, определяющего заданный угол опережения:

$$U_{ср2} = 2U_{ном} \sin \frac{\delta_{оп}}{2} \quad (2.16)$$

или при вторичном напряжении $U_{ном} = 100$ В:

$$U_{ср2} = 200 \sin \frac{\delta_{оп}}{2}, \quad (2.17)$$

где $\delta_{ош}$ – максимальное значение угла ошибки, при включении с которым толчок тока не превосходит допустимого значения:

$$\delta_{ош} = 2 \arcsin \frac{I_{доп} Z_{\Sigma}}{2U_{ном}}, \quad (2.18)$$

где $I_{доп}$ – допустимый ток (периодическая составляющая), принимается равным $I_{ном}$.

Поскольку при малых углах можно принять $\sin \delta \approx \delta$, расчет можно производить по упрощенной формуле:

$$\delta_{ош} \approx \frac{I_{доп} Z_{\Sigma}}{U_{ном}}, \quad (2.19)$$

Максимально допустимое скольжение определяется так, чтобы максимально возможный угол включения не превышал $\delta_{ош}$:

$$w_s \leq \frac{2\delta_{ош}}{t_{\varrho}}, \quad (2.20)$$

На реле времени принимается выдержка (время контроля) $t_K = 1 \div 1,5$ с.

Напряжение срабатывания реле напряжения KV1 выбирается по следующему выражению:

$$U_{CP1} = 2U_{\text{ном}} \sin \frac{\omega_{s,\text{max}}(t_Q + t_K)}{2} \quad (2.21)$$

или при вторичном напряжении $U_{\text{НОМ}} = 100 \text{ В}$:

$$U_{CP1} = 200 \sin \frac{\omega_{s,\text{max}}(t_Q + t_K)}{2} \quad (2.22)$$

В некоторых случаях полуавтоматические синхронизаторы с постоянным углом опережения используются в качестве блокирующих устройств, контролирующих правильность действий оперативного персонала.

При этом выходная цепь синхронизатора включается последовательно с контурами ключа управления. Дежурный, синхронизирующий генератор, дает команду на включение выключателя вручную, наблюдая за движением стрелки синхроскопа, а синхронизатор разрешает включение выключателя при угле опережения, меньшем заданного, и при допустимой скорости скольжения.

2.4. Автоматический синхронизатор с постоянным временем опережения

АСПВО, структурная схема которого приведена на рис. 2.10, обеспечивает автоматизацию всех операций при точной синхронизации.

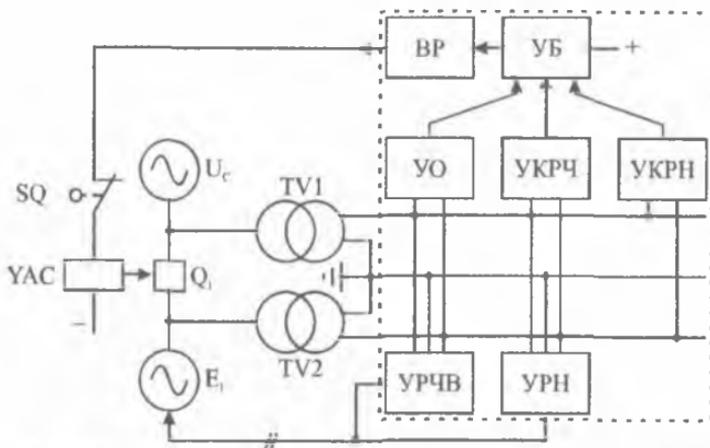


Рис. 2.10. Автоматический синхронизатор с постоянным временем опережения.

Автосинхронизатор имеет следующие основные узлы:

УО - узел опережения, определяющий момент подачи импульса на включение выключателя;

УКРЧ - узел контроля разности частот, определяющий допустимость скольжения для включения синхронизируемого генератора;

УКРН - узел контроля разности напряжений, сравнивающий напряжения сети и синхронизируемого генератора;

УРЧВ - узел регулирования частоты вращения, выравнивающий частоты вращения синхронизируемого генератора и энергосистемы;

УРН - узел регулирования напряжения, выравнивающий напряжения синхронизируемого генератора и энергосистемы;

УБ - узел блокировок, обеспечивающий соответствующие взаимодействие элементов в схеме автосинхронизатора;

ВР - выходное реле, подающие сигнал на электромагнит включения выключателя.

Узел опережения выбирает момент подачи импульса на включение выключателя, который должен подаваться с постоянным временем опережения, не зависящим от разности частот синхронизируемых напряжений.

Если установить время опережения, задаваемое автосинхронизатором, равным времени включения выключателя $t_{оп} - t_0$, включение выключателя в идеальном случае (без учета погрешности самого автосинхронизатора и разброса времени включения выключателя) всегда будет происходить точно в момент оптимума.

На рисунке показаны моменты подачи импульса на включение выключателя автосинхронизатором с постоянным временем опережения при различных скольжениях.

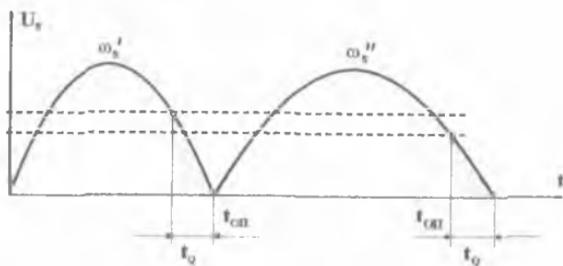


Рис. 2.11. Моменты подачи импульса на включение выключателя АСПВО при различных скольжениях.

Большая точность работы по принципу действия является **преимуществом** автосинхронизатора с постоянным временем опережения по сравнению с автосинхронизатором с постоянным углом опережения. **Недостатком** же автосинхронизатора с постоянным временем опережения является его **сложность**.

2.5. Выбор способов и расчет автоматической синхронизации генераторов электрической станции

При выборе способов автоматической синхронизации надлежит проверить, возможно ли включение генератора в систему методом самосинхронизации в нормальных условиях (т.е. при отсутствии внезапно возникшего дефицита генераторной мощности). Для такой проверки следует:

а) составить эквивалентную схему замещения системы, в которую должен быть включен синхронизируемый генератор, приводя сопротивления всех входящих в схему элементов к одной ступени напряжения или к базисным условиям (последнее при расчете в относительной системе единиц), аналогично тому, как это было показано для расчета НАПВ. При этом сопротивления и ЭДС генераторов нужно вводить в схему их переходными значениями x'_d и E'_q . За базисное напряжение целесообразно принимать номинальное напряжение синхронизируемого генератора, а при расчете в относительной системе единиц за базисную также принять номинальную мощность этого генератора,

б) упростить схему, приведя ее к виду рис. 2.12, где x'_d – переходное сопротивление синхронизируемого генератора, а x'_c и E'_c – эквивалентные переходные значения сопротивления и ЭДС системы. (Для упрощения расчета E'_c можно принять равным напряжению системы U_c);



Рис. 2.12. Схема замещения ЭС.

в) найти переходное значение уравнивающего тока при включении невозбужденного генератора (ЭДС его равна нулю)

$$J'_{ур} = \frac{U_c}{x'_d + x_c} \quad (2.23)$$

Для возможности включения генератора в систему методом самосинхронизации при отсутствии дефицита мощности должно быть удовлетворено условие:

$$J'_{ур} \leq 3,5 J_{ном}, \quad (2.24)$$

где $J_{ном}$ – номинальный ток синхронизируемого генератора.

Если это условие выполняется, то для гидрогенераторов используют устройство автоматической, а для турбогенераторов –

полуавтоматической синхронизации. Уставку реле разности частот в этих устройствах принимают равной 1,0–1,5 Гц.

При $J_{ур} > 3,5 J_{ном}$ включение генераторов электростанции на параллельную работу с системой производят с помощью полуавтосинхронизаторов с постоянным углом опережения (для турбогенераторов) или автосинхронизаторов с постоянным временем опережения. Для генераторов большой мощности последнее предпочтительнее.

Следует отметить, что применение автоматической не исключает использования ручной синхронизации генераторов, а также, что в условиях возникновения большого дефицита мощности в системе допускается включение генераторов в систему методом самосинхронизации при скольжении до 20% вне зависимости от величины уравнивающего тока.

Расчет синхронизации состоит из определения параметров синхронизации, т. е. допустимого угла ошибки ($\delta_{ош.доп}$) и расчетной частоты скольжения ($\omega_{сп}$), и выбора уставок синхронизатора.

Допустимый угол ошибки –

$$\delta_{ош.доп} = 2 \arcsin \frac{i_{ур.доп} (x''_d + x_{св} + x_c)}{3,6 \cdot \sqrt{2} \cdot E''_q} \quad (2.25)$$

где $i_{ур.доп}$ – допустимое значение толчка уравнивающего тока (не более амплитуды номинального тока генератора – $\sqrt{2} J_{ном}$);

x''_d и E''_q – сверхпереходные сопротивление и ЭДС генератора соответственно;

x_c – сопротивление системы;

$x_{св}$ – сопротивление связи генератора с системой.

Расчетная частота скольжения предварительно определяется по выражениям:

для синхронизатора с постоянным углом опережения –

$$\omega = \frac{\delta_{ош.доп}}{t_{ВВ}}, \quad (2.26)$$

где $t_{ВВ}$ – собственное время включения выключателя в цепи генератора (или блока);

для синхронизатора с постоянным временем опережения:

$$\omega_{sp} = \frac{\delta_{ош.доп}}{\Delta t_c + \Delta t_c}, \quad (2.27)$$

где $\Delta t_{ВВ}$ – разброс во времени включения выключателя;

Δt_c – ошибка реле опережения автосинхронизатора.

Затем производится проверка вычисленного значения расчетной частоты скольжения по выражению

$$\cos \delta_{пред} = \cos \delta_{ош.пред} - 157T_J \left(\frac{\omega_{sp}}{\omega_n} \right)^2 \cdot (x'_d + x_{i,c} + x_{i,r}), \quad (2.28)$$

где $\delta_{пред}$ – предельный угол выбега ротора генератора после включения его в систему;

$\delta_{ош.доп}$ – допустимый угол ошибки;

T_j – постоянная инерции синхронизируемого агрегата;

$\omega_{сп}$ – расчетная частота скольжения;

ω_n – номинальная частота;

x_c^* , $x_{св}^*$ и x'_d – переходное сопротивление системы, генератора и сопротивление связи его с системой соответственно в относительных единицах (приведенных к номинальным параметрам генератора).

Если при расчете получается $\cos\delta_{пред} < -1$, то $\omega_{сп}$ следует уменьшить до значения, при котором соблюдается условие $\cos\delta_{пред} \geq -1$.

При известных параметрах синхронизации уставки синхронизатора с постоянным углом опережения находят следующим образом:

уставку реле времени (t_k) принимают равной $t_k=0,3 - 0,5с$;

уставки реле минимального напряжения

$$U_{сп2} = 2U_n \sin \frac{\omega_{сп} \cdot t_{BB}}{2}, \quad (2.29)$$

где U_n – номинальное вторичное напряжение трансформатора напряжения;

$$U_{сп} = 2U_n \sin \frac{\omega_{сп} \cdot (t_k + t_{BB})}{2}, \quad (2.30)$$

Уставки синхронизатора с постоянным временем опережения принимают:

- время опережения $t_{оп}=t_{вв}$,

- уставку реле контроля разности частот

$$U_{\text{сржч}} = 2U_n \sin \frac{\omega_{\text{сп}} \cdot t_{\text{ВВ}}}{2}, \quad (2.31)$$

- уставку реле контроля разности напряжений $U_{\text{сржн}}=(0,1-0,15)$,

- напряжение возврата реле "прибавить частоту" и реле "убавить частоту"

$$U_{\text{впч}}=U_{\text{вуч}}=(0,05-0,1)U_n, \quad (2.32)$$

- уставку контурного реле времени (продолжительность импульса на изменение частоты за один период напряжения скольжения) $t_{\text{имп}}=0,2-0,3\text{с}$.

Пример расчета синхронизации:

Проверить возможность включения генератора КЭС методом самосинхронизации. КЭС связана с системой бесконечной мощности ($S_c=\infty$) линий электропередачи напряжением $U_n=110$ кВ и длиной $l=100$ км. На электростанции установлены два блока с генераторами ТВФ-60-2 и трансформаторами ТДЦ-80. Линия электропередачи оборудована выключателями ВМК-110. (Принципиальная схема электросети показана на рис. 2.13).

Для включения генераторов этой КЭС на параллельную работу выбрать уставки полуавтосинхронизатора с постоянным углом опережения.

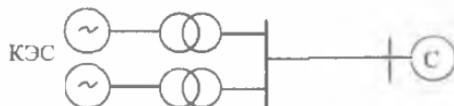


Рис. 2.13. Принципиальная схема электросети.

Решение:

Параметры генераторов: мощность $S_{\text{ном}}=75$ МВА; напряжение $U_{\text{ном}}=10,5$ кВ; коэффициент мощности $\cos\varphi_{\text{н}}=0,8$; сверхпереходное сопротивление $x''_d=0,195$; переходное сопротивление $x'_d=0,282$; постоянная инерции $T_j=15$ с.

Параметры трансформаторов: мощность $S_{\text{ном}}=80$ МВА; напряжение короткого замыкания $e=11\%$.

Собственное время включения ВМК-110- $t_{\text{вв}}=0,18$ с.

Расчет произведем в относительной системе единиц при допущении, что ЭДС всех источников питания равны между собой. За базисные условия примем - напряжение $U_{\text{б}}=10,5$ кВ; $S_{\text{б}}=S_{\text{ном ген}}=75$ МВА. Тогда $J_{\text{б}}=J_{\text{ном}}=188$ А.

Составим эквивалентную схему замещения, вводя переходное сопротивление генераторов (рис. 2.14). для этого приведем сопротивления всех элементов к принятым базисным условиям.

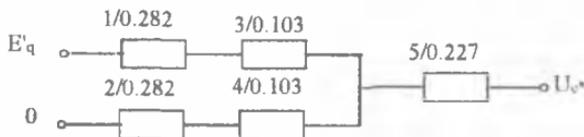


Рис. 2.14. Эквивалентная схема замещения.

Сопротивление генератора –

$$x_1 = x_2 = x'_d \frac{S_{\bar{c}}}{S_u} = 0,282 \frac{75}{75} = 0,282.$$

Сопротивление трансформатора –

$$x_3 = x_4 = \frac{e_{\kappa} \%}{100} \cdot \frac{S_{\bar{c}}}{S_{\mu}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{75}{80} = 0,103.$$

Сопротивление ЛЭП –

$$x_5 = x_{\text{ЛЭП}} \cdot l \cdot \frac{S_{\bar{c}}}{U_{\text{cp}}^2} = 0,4 \cdot 100 \cdot \frac{75}{115^2} = 0,227.$$

Относительное напряжение системы (U_{c^*}) примем равным 1,05 (с учетом возможности его повышения на 5% по отношению к среднему).

Упрощая схему, приведем ее к виду (рис. 2.15). Здесь



Рис. 2.15. Упрощенная схема замещения.

$$x_6 = x_2 + x_4 = 0,282 + 0,103 = 0,385$$

$$x_7 = \frac{(x_1 + x_3) \cdot x_5}{x_1 + x_3 + x_5} = \frac{(0,282 + 0,103) \cdot 0,227}{0,282 + 0,103 + 0,227} = 0,143$$

Относительное значение переходного уравнительного тока генератора

$$J'_{\text{вп}^*} = \frac{U_{c^*}}{x_{\Sigma}} = \frac{1,05}{0,385 + 0,143} = 1,99 < J_{\text{дон}^*} = 3,5$$

Следовательно, можно включать генераторы КЭС на параллельную работу с системой методом самосинхронизации.

Заменив в схеме рис. 2.15 переходные сопротивления генераторов x_1 и x_2 на сверхпереходные $x''_d=0,195$ и включив в состав системы один (работающий) блок КЭС, получим

$$x_{c*} = \frac{(x_1 + x_3) \cdot x_5}{x_1 + x_3 + x_5} = \frac{(0,195 + 0,103) \cdot 0,227}{0,195 + 0,103 + 0,227} = 0,129$$

Относительное значение сверхпереходной ЭДС генератора

$$E''_q = (1 + x''_d \sin \varphi_H) U_{ном*} = (1 + 0,195 \cdot 0,6) \cdot 1 = 1,12$$

Приняв за допустимое значение толчка уравнильного тока амплитуду номинального тока генератора (т. е. относительное значение его $i_{дон} = \sqrt{2}$), найдем величину допустимого угла ошибки

$$\begin{aligned} \delta_{\text{нм доп}} &= 2 \arcsin \frac{i_{дон} (x''_d + x_{c*} + x_{e*})}{3,6 \cdot \sqrt{2} \cdot E''_q} = \\ &= 2 \arcsin \frac{\sqrt{2} (0,195 + 0,103 + 0,129)}{3,6 \cdot \sqrt{2} \cdot 1,12} = 12^\circ \end{aligned}$$

Расчетная частота скольжения

$$\omega_{сп} = \frac{\delta_{\text{ом доп}}}{t_{BB}} = \frac{12}{0,8} = 66,7\%$$

Проверим допустимость полученного значения $\omega_{сп}$. Для этого определим косинус предельного угла выбега ротора генератора

$$\begin{aligned} \cos \delta_{\text{прел}} &= \cos \delta_{\text{ом доп}} - 157 T \left(\frac{\omega_{сп}}{\omega_H} \right)^2 \cdot (x'_d + x_{c*} + x_{e*}) = \\ &= \cos 12^\circ - 157 \cdot 15 \left(\frac{66,7}{18000} \right)^2 \cdot (0,282 + 0,103 + 0,143) = 0,976 \end{aligned}$$

$$(\omega_H = 360 f_{ном} = 360 \cdot 50 = 18000\%).$$

Так $\cos\delta=0,976>-1$, ранее найденное значение ω_{sp} обеспечивает включение блока КЭС в систему без асинхронного хода.

$$U_{cp2} = 2U_{ном} \sin \frac{\omega_{sp} t_{BB}}{2} = 2 \cdot 100 \sin \frac{66,7 \cdot 0,18}{2} = 21B$$

Приняв уставку реле времени синхронизатора $t_k=0,5с$, найдем напряжения срабатывания реле напряжения –

$$U_{cp1} = 2U_{ном} \sin \frac{\omega_{sp} (t_k + t_{BB})}{2} = 2 \cdot 100 \sin \frac{66,7 \cdot (0,5 + 0,18)}{2} = 77B$$

Контрольные вопросы:

1. Что такое синхронизация генератора? Условия синхронизации.
2. К чему может привести неравенство U_c и U_r по величине при синхронизации?
3. К чему может привести неравенство U_c и U_r по фазе при синхронизации?
4. Чем опасно неравенство частот синхронизируемого генератора и системы?
5. Какие существуют способы синхронизации?
6. Самосинхронизация генераторов.
7. Для чего при самосинхронизации генератор включается с отключенным АГП?

8. Что заставляет генератор втягиваться в синхронизм при самосинхронизации?
9. Какие основные элементы входят в состав полуавтоматического синхронизатора?
10. Что такое напряжение биений? Как изменится вид напряжения биений, если напряжения генератора и системы будут не равны друг другу?
11. Что такое напряжение скольжения?
12. Каким образом в синхронизаторе контролируются угловая скорость скольжения?
13. Каким образом в синхронизаторе контролируются разность напряжений генератора и сети?
14. Как схема полуавтоматического синхронизатора предотвращает включение генератора в систему при неравенстве напряжений?
15. Как схема полуавтоматического синхронизатора предотвращает включение генератора в систему при неравенстве частот?
16. Почему в названии полуавтоматического синхронизатора присутствует выражение «с постоянным углом опережения»?
17. Почему в названии автоматического синхронизатора присутствует выражение «с постоянным временем опережения»?
18. Каковы принципиальные отличия полуавтоматического синхронизатора от автоматического синхронизатора?
19. Какие основные элементы входят в состав автоматического синхронизатора?

20. Чем опасно появление уравнивающего тока при синхронизации генератора с системой?

21. К чему приводит наличие угла ошибки в схеме полуавтоматического синхронизатора?

ГЛАВА 3. АВТОМАТИЧЕСКОЕ ПОВТОРНОЕ ВКЛЮЧЕНИЕ

Значительная часть коротких замыканий (КЗ) на воздушных ЛЭП, вызванных перекрытием изоляции, схлестыванием проводов и другими причинами, при достаточно быстром отключении повреждения релейной защитой самоустраняется. Такие самоустраняющиеся повреждения принято называть **неустойчивыми**.

Доля неустойчивых повреждений согласно статистическим исследованиям составляет 50-90%.

Обычно, при ликвидации аварии оперативный персонал производит опробование линии путём обратного включения под напряжение. Эта операция называется **повторным включением**.

Линия, на которой произошло неустойчивое повреждение, при повторном включении остаётся в работе. Поэтому повторные включения при неустойчивых повреждениях называют **успешными**.

При повторном включении линии, на которой произошло устойчивое повреждение, вновь возникает КЗ, и она вновь отключается защитой. Поэтому повторные включения линий на устойчивые повреждения называют **неуспешными**.

Для ускорения повторного включения линий и уменьшения времени перерыва электроснабжения потребителей используются специальные устройства **автоматического повторного включения (АПВ)**

В соответствии с Правилами устройств электроустановок (ПУЭ) АПВ должны устанавливаться устройства на всех **воздушных**, а в ряде случаев и на **смешанных линиях** электропередачи напряжением выше 1 кВ.

Успешность действия АПВ составляет 50-90%. АПВ восстанавливает нормальную схему и при ложном действии релейной защиты.

Неустойчивые КЗ часто бывают и на шинах подстанций. Поэтому на **подстанциях**, оборудованных **быстродействующей защитой**, также применяется АПВ.

Устройствами АПВ оснащаются также все **одиночно работающие трансформаторы** мощностью 1000 кВА и более и трансформаторы меньшей мощности, питающие ответственную нагрузку. АПВ трансформаторов должно действовать только, если трансформатор был отключен **максимальной токовой защитой**. Повторное включение при повреждении самого трансформатора, когда он отключен защитами от внутренних повреждений, не производится. Успешность действия АПВ шин и трансформаторов составляет 70-90%.

АПВ используется и на **кабельных линиях** напряжением 6-10 кВ. Несмотря на то, что повреждения кабелей бывают, как правило, устойчивыми, успешность действия АПВ составляет 40-60%. Это объясняется тем, что АПВ восстанавливает питание потребителей при неустойчивых повреждениях на шинах, при отключении кабельных линий вследствие перегрузки, при ложных и неселективных действиях защиты.

Применение АПВ позволяет упростить схемы РЗ и ускорить отключение КЗ в сетях, что является положительным качеством этого вида автоматики.

К устройствам АПВ представляются следующие **основные требования**:

- а) возможно большее быстродействие;
- б) повторное включение не должно происходить при дистанционном отключении выключателя оперативным персоналом и в случае отключения его защитой после включения линии на короткое замыкание;
- в) должен быть обеспечен автоматический возврат схемы в исходное положение;
- г) должна быть предусмотрена блокировка от многократного включения при неисправностях в схеме.

Пуск АПВ может **осуществляться**:

- по несоответствию положения ключа управления и выключателя (когда ключ находится в положении «включено», а выключатель отключается защитой);
- непосредственно от защиты.

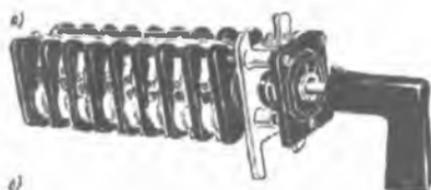
Предпочтение отдается первому из них. Это связано с тем, что в первом случае, за исключением оперативных отключений, АПВ выполняется при всех аварийных отключениях, а во втором случае - только при срабатывании релейной защиты.

В схеме используется ключ управления SA типа КСВФ или КВФ (рис.3.2). Он имеет:

- контакты „включить“ (В1) и „отключить“ (О1);
- контакты с фиксацией положения „включено“ (В2) и „отключено“ (О2) (рис.3.3).



Рис. 3.2. Внешний вид ключ управления.



Операция	Положение ручки	Контакты															
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Включить	65°	+	+	-	-	+	+	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Включено	65°	+	+	-	+	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Отключить	45°	-	-	+	-	-	-	-	-	+	+	-	-	-	-	-	-
Отключено	45°	-	-	+	+	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

+ Контакты замкнуты — Контакты разомкнуты

Рис. 3.3. Контакты ключа управления.

При положении ключа SA „включено“ и включенном выключателе замкнута цепь:

- плюс;

- катушка реле положения „включено“ КQC;
- сопротивление r ;
- рабочая катушка KBS реле блокировки от многократного включения;
- блок-контакты выключателя SQ2;
- соленоид отключения привода выключателя YAT.

Ток, протекающий по этой цепи и ограниченный сопротивлением r , достаточен для срабатывания реле положения „включено“ КQC и недостаточен для срабатывания реле блокировки KBS и для создания поля в соленоиде YAT, достаточного для отключения выключателя.

Сработавшее реле положения „включено“ КQC контролирует исправность цепи последующей операции „отключено“ (цепи сигнализации положения выключателя на рисунке не показаны).

Также замкнута цепь заряда конденсатора С через сопротивление r_2 . Величина этого сопротивления выбрана так, что конденсатор С заряжается до напряжения аккумуляторной батареи за $20 \div 25$ секунд.

При срабатывании защиты:

- Соленоид отключения YAT отключает выключатель.
- Размыкаются блок-контакты выключателя SQ2 и замыкаются – SQ1.
- Теряет питание КQC и получает питание реле положения „отключено“ – KQT. Это реле контролирует исправность цепи выключения и контактами KQT1 замыкает цепь питания термически устойчивого реле времени КТ типа ЭВ –133 комплекта РПВ-58.
- Реле КТ по истечении времени $0,3 \div 0,5$ сек (время деионизации дугового промежутка или готовности выключателя и его привода к

повторному включению) своими контактами КТ2 замыкает цепь разряда конденсатора на рабочую катушку КL промежуточного реле повторного включения.

- Срабатывая, реле КL замыкает контактами КL1 цепь своей удерживающей катушки КL_У и через катушку сигнального реле КН, накладку SX, замкнутые контакты реле блокировки KBS2 и блок-контакты выключателя SQ1 – соленоид включения выключателя УАС. Выключатель включается повторно.

- В случае **устранившегося короткого замыкания** (успешное АПВ) схема возвращается в исходное положение, и снова заряжается конденсатор С. По истечении времени заряда, устройство АПВ оказывается вновь готово к действию.

- В случае **устойчивого короткого замыкания** на линии после повторного включения релейная защита вновь отключает выключатель. Но так как за время ее действия разрядившийся конденсатор С не успевает зарядиться, второй раз АПВ не происходит.

- При **дистанционном включении отключенного** от защиты выключателя он снова отключается защитой, но АПВ при этом не происходит, так как конденсатор не был заряжен.

- При **дистанционном отключении выключателя** контактами 2 ключа управления SA замыкается цепь разряда конденсатора на небольшое сопротивление гз. Он разряжается до того, как успеют замкнуться контакты КТ2 реле времени РПВ-58. Поэтому повторное включение не происходит.

3.2. Двукратное АПВ линий

По данным статистики около 15% неуспешных повторных включений первого цикла АПВ оказываются успешными после второго цикла, если ему дать выдержку времени порядка 15÷20 секунд.

Поэтому ПУЭ предписывается устанавливать двукратное АПВ (рис.3.4) на линиях 110 кВ с односторонним питанием и рекомендуется применять его на линиях с односторонним питанием напряжением 35 кВ и менее, не имеющих резервирования по сети.

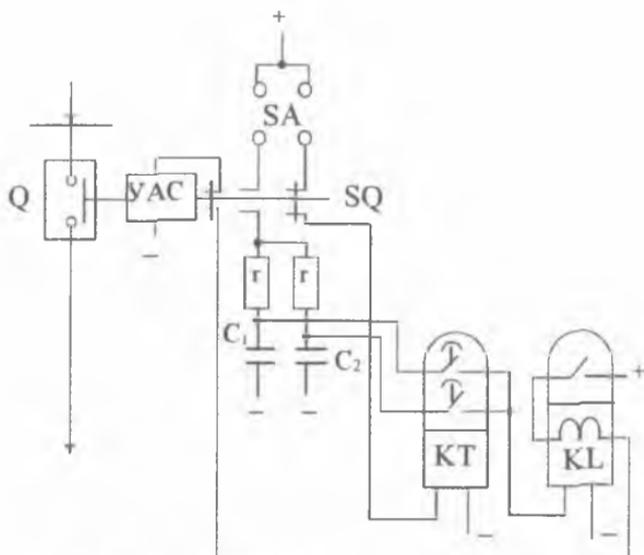


Рис. 3.4. Схема двукратное АПВ линий.

При положении ключа управления выключателем SA "включено" его контакты замкнуты. Они размыкаются при дистанционном отключении выключателя.

Когда выключатель Q включен, левая и правая по рисунку пары блок-контактов SQ разомкнуты, а средняя пара – замкнута. Через сопротивления „r” замкнуты цепи заряда конденсаторов C_1 и C_2 . Время их заряда $t_{заряда} \approx 100$ секунд.

При отключении защитой выключателя Q размыкается средняя пара блок-контактов SQ в цепи заряда конденсаторов, и замыкаются две другие пары блок-контактов. Получает питание реле времени КТ.

Спустя 0,5-0,7 секунды замыкаются его проскальзывающие контакты, которыми создается цепь разряда конденсатора C_1 на рабочую катушку промежуточного реле KL. Оно, сработав, замыкает своими контактами цепь удерживающей катушки и соленоида включения УАС привода выключателя Q. При успешном АПВ схема возвращается в исходное положение, и снова заряжается конденсатор C_1 .

Если к.з. после первого цикла не устранилось, и защита вновь отключает выключатель, опять получает питание и приходит в действие реле времени КТ. Но при замыкании его проскальзывающих контактов реле KL питания не получает, так как конденсатор C_1 был уже разряжен.

Через 15÷20 секунд после повторного отключения выключателя замыкаются упорные контакты реле КТ. Ими замыкается цепь разряда конденсатора C_2 на катушку реле KL. Последнее посылает импульс на включение выключателя Q. Если к.з. не устранилось и после второго цикла АПВ, защита отключает линию в третий раз. Оба конденсатора оказываются разряженными, и больше включение не происходит.

При дистанционном отключении выключателя контактами ключа SA снимается плюс со схемы, и устройство АПВ выводится из действия.

3.3. АПВ линий электропередачи с двухсторонним питанием

Сначала рассмотрим АПВ одиночных линий с двухсторонним питанием (рис.3.5).

Предположим, что по ней передается мощность P из системы C_1 в систему C_2 .

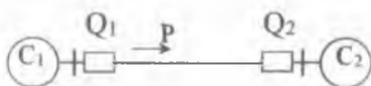


Рис.3.5. Схема электрической системы.

При к.з. на этой линии и отключении ее защитой происходит сброс нагрузки с агрегатов системы C_1 , и возрастает нагрузка системы C_2 . Агрегаты системы C_1 ускоряются, а системы C_2 — инертируются. Синхронная работа агрегатов этих систем нарушается.

Поэтому при повторном включении ЛЭП с обеих сторон угол между векторами напряжений системы C_1 и системы C_2 может оказаться близким к 180° , и уравнительный ток может превысить допустимые значения для генераторов и трансформаторов систем, связываемых этой линией.

Следовательно, в общем случае включать повторно выключатели Q_1 и Q_2 на концах линии так же, как это делается на линиях с односторонним питанием, нельзя.

Существует ряд способов АПВ рассматриваемых линий электропередачи.

Простейшим из этих способов является так называемое **несинхронное автоматическое повторное включение (НАПВ)**. По устройству НАПВ ничем не отличается от однократного АПВ линий с односторонним питанием.

Область применения такого способа определяется максимальной величиной токов, протекающих по элементам оборудования при несинхронном повторном включении, которые не должны превышать допустимые значения.

Следует отметить, что расчетным режимом для определения допустимости применения НАПВ является режим, при котором в работе находится наименьшее число генераторов и трансформаторов, так как в этом случае через каждый из них протекает наибольшая доля уравнивающего тока линии.

Так, например, для следующей схемы (рис.3.6) при условии, что минимальное число одновременно работающих генераторов – два, а трансформаторов – один, такой режим и будет расчетным.

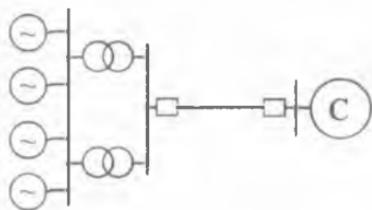


Рис. 3.6. Схема электросистемы для расчетного режима.

Максимальное значение уравнительного тока каждого из генераторов (или трансформаторов) находят по выражению:

$$J_{ур} = \frac{2 \cdot 1U_{ном}}{X_{\Sigma}} \cdot K_{т.р} , \quad (3.1)$$

где $J_{ур}$ – ток генератора (или трансформатора) при повторном включении ЛЭП, когда векторы напряжений генераторов и системы расходятся на 180° , а величина этих напряжений на 5% больше номинального ($1,05+1,05=2,1$);

$U_{ном}$ – номинальное напряжение генератора;

Суммарное сопротивление пути уравнительного тока, протекающего по линии электропередачи:

$$X_{\Sigma} = \frac{X_d^n}{2} + X_T + X_n + X_c \quad (3.2)$$

$K_{т.р}$ – коэффициент распределения уравнительного тока линии между генераторами (трансформаторами).

Когда линия оборудована высокочастотной защитой и быстродействующими воздушными выключателями, может быть применено **быстродействующее автоматическое повторное включение (БАПВ)**.

В этом случае время цикла АПВ, включающее в себя время действия защиты t_z , собственное время отключения выключателя $t_{от}$ и

собственное время его включения $t_{\text{вв}}$, то есть $t = t_x + t_{\text{ос}} + t_{\text{вв}}$ лежит, как правило, в пределах $t \leq 0.5$ секунды.

За такое короткое время векторы напряжений систем, связанных линией, в силу механической инерции не успевают разойтись на большой угол, и к моменту повторного включения он не превышает $\delta = 60^\circ \div 70^\circ$.

При таком угле толчок уравнительного тока не превышает допустимые для оборудования систем значения. Поэтому устройство БАПВ не требует применения каких-либо элементов, контролирующих этот угол. Однако расчетом следует убедиться, что он (угол) не превысит указанное значение.

В случае невозможности применения какого-нибудь из рассмотренных способов на линиях, связывающих системы, в каждой из которых потребляемая и генерируемая мощности сбалансированы между собой (т.е. по линии передается очень незначительная мощность), может быть установлено АПВ с контролем отсутствия напряжения на одном конце ЛЭП и проверкой синхронизма на другом (рис.3.7).

Отсутствие напряжения на линии свидетельствует, что она отключена с обеих сторон, и с одной стороны ее можно включить повторно.

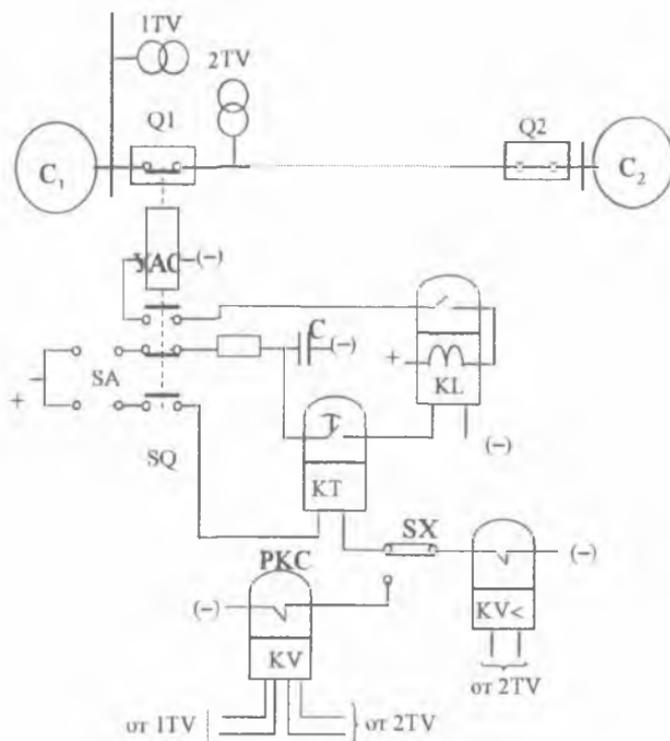


Рис. 3.7. Схема АПВ с контролем отсутствия напряжения на одном конце ЛЭП и проверкой синхронизма на другом.

С другой стороны повторное включение произойдет лишь при наличии условий синхронизма. Если до к.з. по линии передавалась очень незначительная мощность, то после ее отключения баланс генерируемых и потребляемых мощностей в каждой из разделенных систем сохранится. Следовательно, останутся неизменными их частоты и напряжения, угол между векторами этих напряжений останется почти неизменным, т.е. системы C_1 и C_2 будут продолжать

работать синхронно. Поэтому при устранившемся к.з. произойдет успешное повторное включение ЛЭП с обеих сторон.

Если же после отключения синхронизм систем C_1 и C_2 был нарушен, то повторно включится выключатель только на одном конце линии.

Рассмотрим упрощенную схему АПВ с контролем отсутствия напряжения на одном конце линии и проверкой синхронизма на другом.

Со стороны системы C_2 схема АПВ такая же, как и стороны системы C_1 , но накладку SX находится в вертикальном положении.

В схеме используется реле контроля синхронизма **РКС**. Оно показано на рис.3.8.

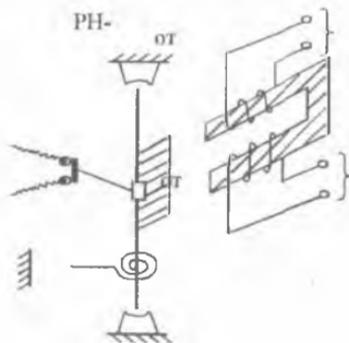


Рис. 3.8. Реле контроля синхронизма РКС.

Это реле напряжения КВ типа РН-55. Реле имеет две одинаковые обмотки. Одна из них получает питание от 1TV, другая от 2TV. При угле δ между векторами напряжений системы U_1 и линии – U_2 равном нулю ($\delta=0$), токи этих обмоток создают равные, но встречно

направленные М.Д.С. Благодаря этому, поток в сердечнике реле также равен нулю. Противодействующая пружина реле поворачивает ось подвижной системы в сторону замыкания неподвижных контактов контактным мостиком.

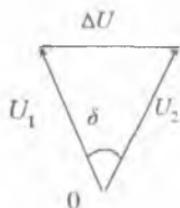


Рис.3.9. Векторная диаграмма.

При увеличении угла δ возрастает геометрическая разность ΔU напряжений U_1 и U_2 (рис.3.9). Пропорционально величине ΔU возрастает поток магнитной системы реле и сила притяжения к ней якоря реле. При некотором значении угла „ δ “ эта сила преодолевает сопротивление пружины, ось реле поворачивается, и контактный мостик размыкает неподвижные контакты. Реле срабатывает. Угол срабатывания $\delta_{ср}$ реле регулируется первоначальным натяжением пружины. Шкала реле градуирована в градусах угла срабатывания.

Все современные генераторы оборудуются автоматическими регуляторами возбуждения АРВ, а турбины - регуляторами скорости. Спустя некоторое время после отключения линии защитой и выхода из синхронизма разделенных частей системы, действием этих регуляторов периодически восстанавливается их синхронизм.

На этом основан способ **АПВ** линий электропередачи с контролем отсутствия напряжения на одном ее конце и

ожиданием или улавливанием синхронизма на другом (АПВОС или АПВУС).

Физическая сущность АПВОС и АПВУС одна и та же. Они различаются лишь по схемам их выполнения. Недостатком такого способа АПВ является то, что условия синхронизма в ряде случаев восстанавливаются за весьма продолжительное время (были случаи, когда это время доходило до 20 минут).

Поэтому на одиночных линиях АПВОС рассматривается лишь как способ, помогающий диспетчеру восстановить первоначальную схему системы в послеаварийных условиях.

Все рассмотренные способы АПВ - это способы трехфазного автоматического повторного включения (ТАПВ).

При **самоустраняющемся к.з.** схема действует следующим образом.

После отключения выключателей Q1 и Q2 исчезает напряжение на линии, теряет питание и замыкает свои контакты реле минимального напряжения KV<.

Средними блок-контактами SQ выключателя разрывается цепь заряда конденсатора С (он был заряжен до к.з.). Нижними блок-контактами и контактами реле минимального напряжения KV< замыкается цепь питания катушки реле времени КТ. Контактными этого реле при срабатывании замыкается цепь разряда конденсатора С на катушку прореле KL, контактами которого через удерживающую обмотку замыкается цепь соленоида включения УАС привода выключателя.

После включения выключателя:

- его верхними блок-контактами размыкается цепь, удерживающая катушку прореле KL, и оно возвращается в исходное состояние,

- через нижние блок-контакты теряется питание реле времени КТ, и снова замыкается средними блок-контактами цепь заряда конденсатора С (сопротивлением r устанавливается время заряда $20 \div 25$ секунд).

В случае **одностороннего отключения** выключателя Q1 на линии сохраняется напряжение. Поэтому во избежание встречной подачи напряжения контактами реле минимального напряжения KV< остается разомкнута цепь питания реле времени и **повторного включения не происходит**.

При сохранении условий синхронизма после успешного повторного включения выключателя Q1, когда угол $\delta < \delta_{ср}$, и контакты РКС замкнуты, как и со стороны системы С1, получает питание реле времени КТ. В дальнейшем схема действует так же, как и на противоположном конце линии электропередачи. Происходит повторное включение выключателя Q2.

Если **условия синхронизма не сохраняются** ($\delta > \delta_{ср}$), реле РКС размыкает свои контакты, и **повторное включение выключателя Q2 не происходит**.

При **повторном включении** выключателя Q1 на устойчивое к.з. защита отключает его повторно. Еще раз он не включается, так как конденсатор С оказывается разряженным. Со стороны системы С2 к реле РКС подается напряжение только от трансформатора

напряжения системы 2TV. Это реле срабатывает, размыкая свои контакты, и выводит АПВ выключателя Q2 из действия.

Таким образом, при устойчивом к.з. на линии выключатель Q1 отключается дважды, а Q2 – один раз.

При дистанционном отключении выключателей размыканием показанных на схеме контактов ключа управления SA устройства АПВ выводятся из действия – АПВ не происходит.

Устройство АПВКС может быть использовано и как АПВОС. Действительно, если с момента, когда реле контроля синхронизма РКС замыкает свои контакты и запускает реле времени КТ, до замыкания контактов реле КТ они не разомкнутся, т.е. угол δ не достигнет величины угла срабатывания $\delta_{ср}$, то произойдет повторное включение выключателя Q2.

Медленное накопление угла δ в этом процессе соответствует малой разности частот в системах C_1 и C_2 .

Кроме того, для замкнутого состояния контактов РКС должны быть равны по величине напряжения U_1 и U_2 и мал угол между ними.

А равенство этих напряжений, примерное равенство частот и малый угол между векторами напряжения – это и есть условия синхронизма. Следовательно, повторное включение Q2 происходит при восстановлении условий синхронизма, ожидаемых устройством АПВ.

3.4. ОАПВ линий

Расстояние между фазами воздушных линий напряжением 110кВ и более достаточно велико и поэтому большинство повреждений таких ЛЭП составляют однофазные к.з., связанные с перекрытием гирлянд изоляторов.

Поэтому на таких линиях, наряду с трехфазным, находит применение **однофазное автоматическое повторное включение (ОАПВ)**.

Суть ОАПВ заключается в том, что при однофазных к.з. отключается и повторно включается только поврежденная фаза.

При применении ОАПВ нейтрали трансформаторов по обоим концам линии заземляются, как показано на рисунке 3.10:

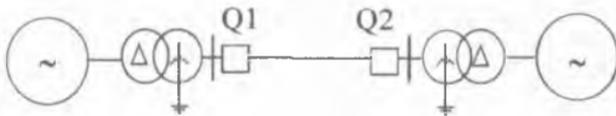


Рис. 3.10. Схема электрической системы с двухсторонним питанием.

Поэтому при отключении поврежденной фазы между частями энергосистемы сохраняется связь по неповрежденным фазам и земле. Благодаря этому, машины этих частей системы не могут быстро выйти из синхронизма, и время цикла ОАПВ может быть увеличено в десятки раз по сравнению с допустимым временем цикла трехфазного АПВ (ТАПВ).

Это является основным достоинством ОАПВ. Оно приемлемо при любой медленно действующей защите.

Но вместе с тем ему присущ целый ряд **недостатков**:

- требуются индивидуальные приводы выключателей на каждую фазу;

- релейная защита должна быть осложнена органами выбора поврежденной фазы (избирателями);

- появление потока обратной последовательности при отключении фазы, который вращается в сторону, противоположную направлению вращения роторов генераторов, приводит к возникновению в их обмотках паразитных токов двойной частоты;

- оказываются не скомпенсированными потоки рассеяния фаз линии, что приводит к возникновению помех в слаботочных линиях связи (телеграф, телефон), проложенных параллельно линии электропередачи.

Поэтому ОАПВ следует применять лишь тогда, когда это диктуется необходимостью сохранения устойчивости параллельной работы частей системы, связываемых линией электропередачи, на которой оно устанавливается.

В ряде случаев на ЛЭП устанавливают несколько видов АПВ, например, ОАПВ и БАПВ или БАПВ и АПВОС.

ОАПВ применяют на линиях с односторонним и двухсторонним питанием.

Различие в ОАПВ линий с двухсторонним питанием от ОАПВ линий с односторонним питанием заключается в том, что у первых после неуспешного повторного включения отключаются все фазы, а

которые переходят в длительный режим работы по двум фазам и земле.

Последнее позволяет сохранить питание наиболее ответственных потребителей при устойчивом однофазном к.з. на ЛЭП с односторонним питанием в случаях, когда группе потребителей, в числе которых есть потребители первой категории, электроэнергия передается только по этой линии.

Как указывалось, для отключения/включения только поврежденной фазы при ОАПВ защита должна быть дополнена органом выбора поврежденной фазы.

Сначала рассмотрим органы выбора поврежденной фазы для линии с односторонним питанием. Простейшим таким органом является орган, составленный из трех токовых реле, каждое из которых включено на ток своей фазы (рис.3.11).

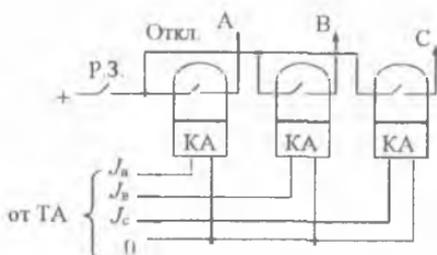


Рис. 3.11. Схема органа выбора поврежденной фазы для линии с односторонним питанием.

При однофазном к.з. увеличивается ток поврежденной фазы. Срабатывает токовое реле КА этой фазы, замыкает свои контакты и релейная защита ЛЭП. Через контакты выходного реле защиты Р.З. и

контакты токового реле поврежденной фазы посылается импульс на ее отключение.

На линиях с двухсторонним питанием в большинстве случаев применяется орган выбора из трех реле сопротивления (рис.3.12), которые подключаются на ток и напряжение своей фазы и измеряет ее сопротивление от шин подстанции до точки к.з.

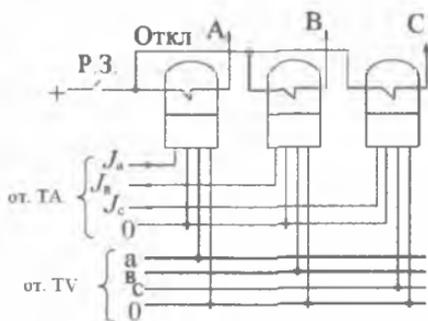


Рис. 3.12. Схема органа выбора поврежденной фазы для линии с двухсторонним питанием.

В качестве примера выполнения устройств ОАПВ рассмотрим схему, приведенную на рис.3.13. На ней показаны цепи оперативного тока и цепи отключения и включения выключателей однофазного АПВ на питающем конце линии одностороннего питания с токовым органом выбора поврежденной фазы.

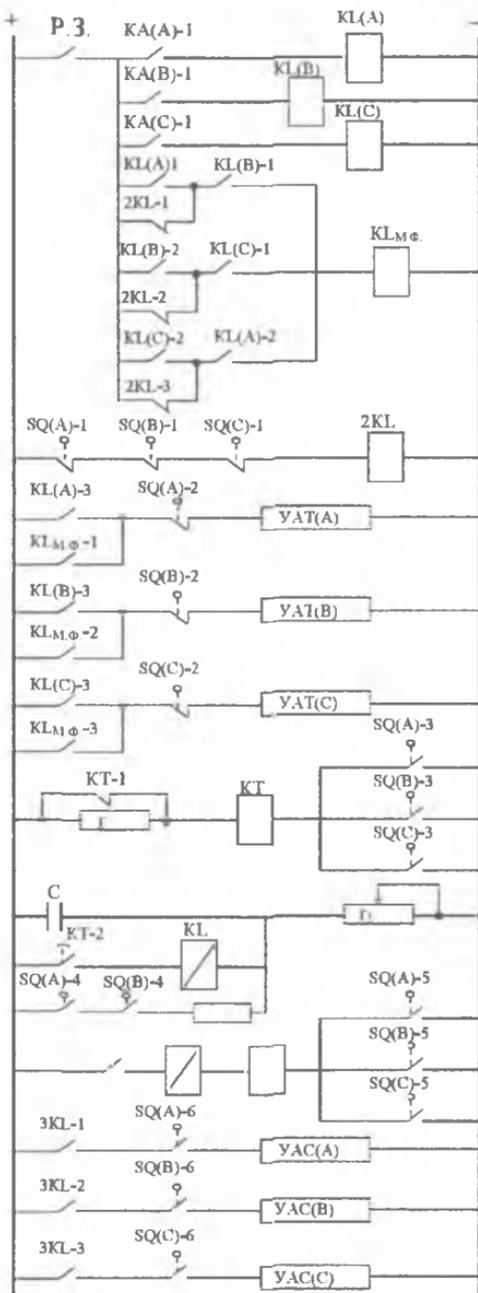


Рис. 3.13. Схема ОАПВ.

Блок-контакты SQ выключателей показаны на схеме в положении, соответствующем их включенному состоянию. В нормальном режиме блок-контактами выключателей всех фаз SQ(A)-1, SQ(B)-1 и SQ(C)-1 замкнута цепь катушки промреле 2KL с нормально замкнутыми контактами 2KL-1, 2KL-2 и 2KL-3. Поэтому эти контакты разомкнуты.

Рассмотрим действие схемы при однофазном к.з. (например, фазы А).

При этом срабатывает токовое реле фазы А органа выбора поврежденной фазы и замыкает свои контакты KA(A)-1. Этими контактами и контактами выходного реле защиты Р.З. замыкается цепь питания промреле KL(A). Сработав, оно замыкает свои контакты KL(A)-1, KL(A)-2, KL(A)-3.

Цепь питания реле $KL_{мф}$ остается разомкнутой, а контактами KL(A)-3 замыкается цепь соленоида отключения УАТ(А) выключателя фазы А. Он отключает поврежденную фазу ЛЭП.

Еще до этого через сопротивление r_1 заряжается конденсатор С (время заряда $15 \div 20$ секунд).

Блок-контактами SQ(A)-3 отключившегося выключателя замыкается цепь питания реле времени КТ. Это реле своими мгновенными контактами КТ-1 дешунтирует сопротивление r_1 , чем обеспечивается его термическая устойчивость, а контактами КТ-2, спустя время $t_{апв}$, замыкает цепь разряда конденсатора С на катушку промреле KL. Оно срабатывает, контактами KL-1 замыкает цепь питания своей удерживающей катушки KLY и промреле 3KL (блок-

контакты SQ(A)-5 замкнулись при отключении выключателя поврежденной фазы).

Контактами 3KL-1 и ранее замкнувшимися блок-контактами SQ(A)-6 создается цепь питания соленоида включения УАС(A) выключателя отключившейся фазы А. Он включается повторно. Вся схема возвращается в исходное положение и снова заряжается конденсатор С.

Если к.з. устойчивое, то вновь срабатывает защита и орган выбора поврежденной фазы. Она вторично отключается, но включиться еще раз не может, так как конденсатор С еще не успел полностью зарядиться. Поэтому поврежденная фаза остается отключенной, и линия переходит в длительный режим работы по двум фазам и земле.

При **междуфазном к.з.** (например, между фазами А и В) срабатывают токовые реле органа выбора обеих поврежденных фаз КА(A)-1 и КА(B)-1.

Получают питание прореле KL(A) и KL(B). Своими контактами KL(A)-1 и KL(B)-1 замыкают цепь катушки реле $KL_{м.ф.}$, которое, сработав, контактами $KL_{м.ф.-1}$, $KL_{м.ф.-2}$, $KL_{м.ф.-3}$ замыкает цепи отключения выключателей всех фаз – УАТ(A), УАТ(B), УАТ(C). **Отключаются все три фазы. Повторное включение не происходит**, так как еще до замыкания контактов реле времени КТ-2 замкнувшимися блок-контактами SQ(A)-4 и SQ(B)-4 отключившихся выключателей создает цепь разряда конденсатора С на небольшое сопротивление r_2 и он оказывается разряженным.

3.5. Алгоритмы и примеры расчета АПВ

3.5.1. Алгоритмы расчета АПВ

Определение способа АПВ одиночных линий с двухсторонним питанием следует начинать с выяснения возможности применения **несинхронного АПВ (НАПВ)**, как наиболее простого по своему устройству (рис.3.14).

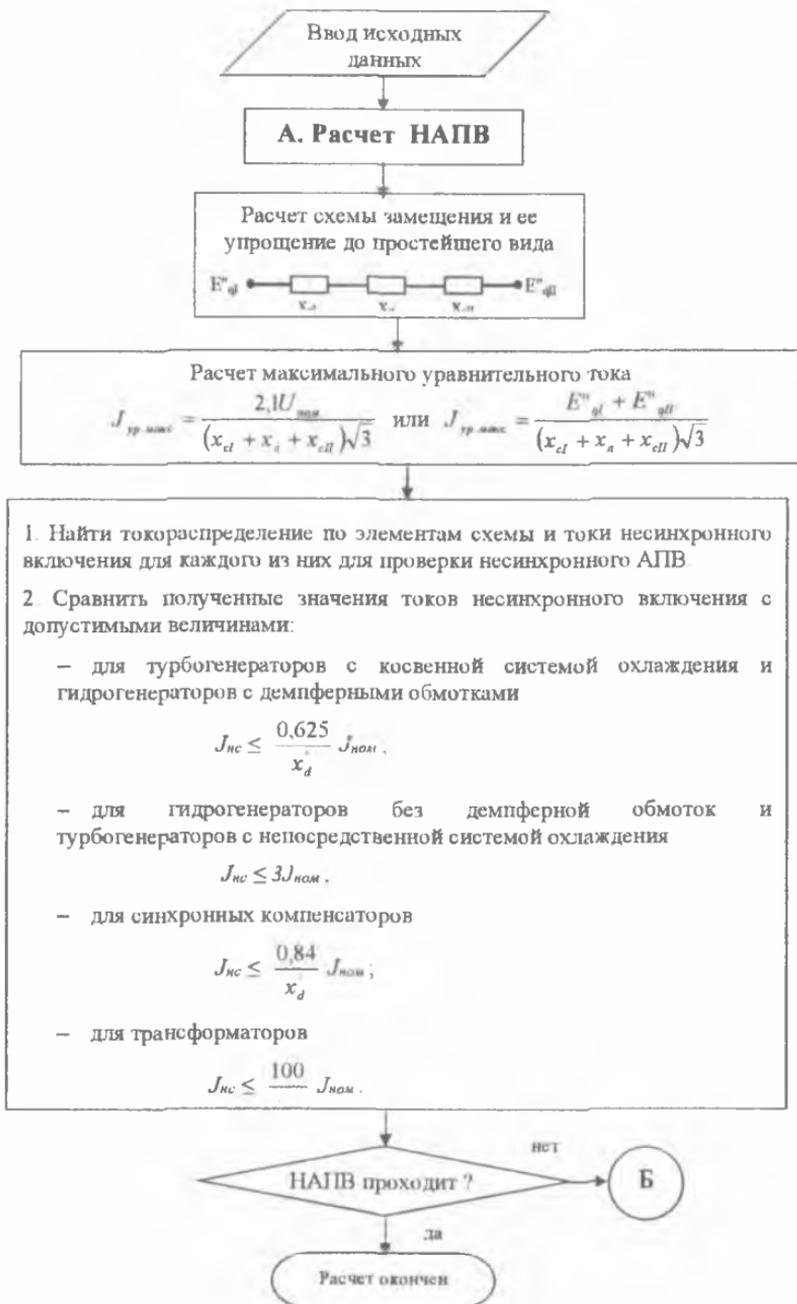


Рис. 3.14. Алгоритм расчета НАПВ.

Если при расчете ток несинхронного включения для какого-либо элемента схемы превосходит допустимое значение, то это означает, что НАПВ по расчету не проходит и нужно применить более сложную схему АПВ.

Если линия оборудована высокочастотной защитой и быстродействующими выключателями, нужно проверить возможность установки **быстродействующего автоматического повторного включения** (БАПВ, рис.3.15).

Если применение НАПВ или БАПВ оказывается невозможным, а линия электропередачи связывает ГЭС с системой и вся ее мощность передается в эту систему, можно установить на конце ЛЭП со стороны системы **АПВ с контролем отсутствия напряжения** на ней, а со стороны ГЭС – **АПВ с самосинхронизацией генераторов** (АПВС) (рис.3.16).

Если на линии межсистемной связи, по которой нормально передается весьма незначительная мощность, может быть установлено на одном конце ее устройство **АПВ с контролем отсутствия напряжения** на ЛЭП, а на другом конце **АПВ с проверкой синхронизма** (рис.3.17)

Б

Б. Расчет быстродействующего АПВ (БАПВ)

Определить время цикла АПВ:

$$t = t_0 + t_{\text{от}} + t_{\text{он}}$$

где t_0 – время действия защиты ЛЭП;

$t_{\text{от}}$ – собственное время отключения выключателя;

$t_{\text{он}}$ – время бестоковой паузы (не менее 0,2 с по условию деионизации дугового промежутка в месте короткого замыкания);

Найти начальный угол (δ^0) расхождения роторов генераторов, расположенных на разных концах линии электропередачи:

$$\delta_0^0 = \arcsin \frac{P_{\text{нагр}}(x_{cI} + x_L + x_{cII})}{E_{\text{эф}} U_{\text{ЛЛ}}}$$

где $P_{\text{нагр}}$ – мощность, передаваемая по линии электропередачи в момент предшествующий короткому замыканию на ней;

x_{cI} – сопротивление системы I, из которой мощность передавалась в систему II (см. рис. 1.1), в установившемся режиме;

x_L и x_{cII} – сопротивления линии и системы II соответственно;

$E_{\text{эф}}$ – э.д.с. системы I;

Вычислить изменение угла выбега роторов генераторов ($\Delta\delta^0$) за время цикла АПВ

$$\Delta\delta^0 = 9000 \cdot \left(\frac{1}{P_{\text{номI}} \cdot T_{jI}} + \frac{1}{P_{\text{номII}} \cdot T_{jII}} \right) \cdot P_{\text{нагр}} t^2,$$

где $P_{\text{номI}}$ и $P_{\text{номII}}$ – номинальные мощности систем I и II;

T_{jI} и T_{jII} – постоянные времени этих систем;

$P_{\text{нагр}}$ – мощность, передававшаяся по ЛЭП до короткого замыкания;

t – время цикла АПВ.

Определить постоянную времени системы (T_{jc}):

$$T_{jc} = \left(\sum_{i=1}^n T_{ji} \cdot P_{\text{ном}i} \right) \cdot \sum_{i=1}^n P_{\text{ном}i}$$

где n – число агрегатов системы;

T_{ji} и $P_{\text{ном}i}$ – постоянная времени и номинальная мощность i -того агрегата соответственно.

В каталогах в ряде случаев вместо постоянной инерции T_j задается момент инерции.

В этом случае T_j может быть найдена по выражению: $T_j = 2,74 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{JD^2 n^2}{P_H}$,

где T_j – постоянная инерции агрегата в секундах;

JD^2 – маховой момент в тм^2 ;

n – скорость вращения агрегата в об/мин.

Определить предельный угол выбега роторов генераторов к моменту повторного включения

$\delta_{\text{пред}}^0 < 60-70^\circ$?

нет

В

Расчет окончен

Рис. 3.15.
Алгоритм расчета
БАПВ.



Рис.3.16. Алгоритм расчета АПВС.

Г

АПВ с контролем отсутствия напряжения на одном конце линии и с проверкой синхронизма на другом конце (АПВКС)

Выбор уставки реле времени устройства АПВ с контролем отсутствия напряжения на ЛЭП:

$$t_{АПВ} = t_{зII} + t_{ОВII} + t_{д} - t_{ВВI} + t_{зан} - t_{зI} - t_{ОВI},$$

где $t_{АПВ}$ – уставка реле времени;

$t_{зI}$ и $t_{ОВI}$ – время действия защиты и собственное время отключения выключателя ЛЭП на подстанции, где установлено это АПВ, при к.з. вблизи от шин этой подстанции;

$t_{зII}$ и $t_{ОВII}$ – время действия защиты и собственное время отключения выключателя на противоположном конце ЛЭП при к.з. в той же точке;

$t_{д}$ – время деионизации дугового промежутка (0,2-0,3 с);

$t_{ВВI}$ – собственное время включения выключателя ЛЭП на подстанции, где устанавливается АПВ с контролем отсутствия напряжения;

$t_{зан}$ – время запаса (порядка 0,1 с);

Выбор напряжения срабатывания реле минимального напряжения устройств АПВ на обоих концах линии

$$U_{ср\min} \leq 0,5 U_{ном} / K_{ТН}$$

и напряжения срабатывания реле максимального напряжения

$$U_{ср} \approx 0,7 U_{ном} / K_{ТН},$$

где $U_{ном}$ – номинальное напряжение ЛЭП;

$K_{ТН}$ – коэффициент трансформации трансформатора напряжения

Уставка реле контроля синхронизма (РКС)

$$\delta_{ср} = \frac{t_{АПВ} \delta_{доп}}{K_{Н} [1 + K_{В} \gamma_{ав} + t_{ав}]}.$$

где $\delta_{ср}$ – угол срабатывания РКС;

$t_{АПВ}$ – уставка реле времени АПВ;

$\delta_{доп}$ – допустимый угол расхождения роторов генераторов к моменту повторного включения ЛЭП ($\delta_{доп} = 60 - 70^\circ$);

$t_{ав}$ – собственное время включения выключателя ЛЭП;

$K_{В} = 0,8$ – коэффициент возврата РКС;

$K_{Н} = 1,1 - 1,2$ – коэффициент надежности.

Расчет окончен

Рис. 3.17. Алгоритм расчета АПВКС.

3.5.2. Пример выбора способа и расчета АПВ линий связи станции с системой (линии с двухсторонним питанием)

Выбрать способ трехфазного АПВ линии электропередачи длиной 40 км, напряжением 220кВ, соединяющей КЭС с системой бесконечной мощности.

На КЭС установлены 4 блока генератор-трансформатор с генераторами ТВФ-60-2 и трансформаторами ТДЦ мощностью 80 МВА и высшим напряжением 220 кВ и 2 блока с генераторами ТВФ-100-2 и повышающими трансформаторами ТДЦ мощностью 125 МВА и высшим напряжением 220 кВ. По ЛЭП связи с системой передается $P_{\text{нагр}} = 200$ МВт при $\cos\varphi_{\text{нагр}} = 0,8$.

Остальная мощность электростанции передается потребителям по линиям одностороннего питания. Линия связи с системой оборудована выключателями ВВБ-220 с собственными временами отключения $t_{\text{ов}} = 0,08$ с и включения $t_{\text{вв}}=0,2$ с. На ней установлена высокочастотная защита с временем действия $t_1=0,06$ с.

На рисунке 3.18 представлена принципиальная схема рассматриваемой электросети.

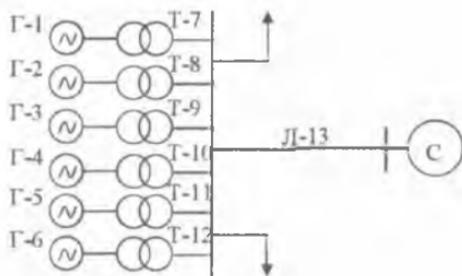


Рис. 3.18. Принципиальная схема рассматриваемой электросети.

Требующиеся для расчета параметры элементов этой схемы таковы /Л-11/:

Генераторы Г-1 – Г-4 типа ТВФ-60-2:

- номинальная активная мощность $P_{\text{ном}}=60$ МВт;
- полная мощность $S_{\text{ном}}=75$ МВА ($\text{Cos}\varphi=0,8$);
- маховый момент $JD^2=4*9,7$ тм²;
- синхронное сопротивление $x_d=1,606$;
- сверхпереходное сопротивление $x''_d=0,195$.

Генераторы Г-5 – Г-6 типа ТВФ-100-2:

- номинальная активная мощность $P_{\text{ном}}=100$ МВт;
- полная мощность $S_{\text{ном}}=117,5$ МВА ($\text{Cos}\varphi=0,85$);
- маховый момент $JD^2=4*13$ тм²;
- синхронное сопротивление $x_d=1,79$;
- сверхпереходное сопротивление $x''_d=0,183$.

Трансформаторы Т-7 – Т-10 типа ТДЦ-80:

- мощность $S_{\text{ном}}=80$ МВА;
- напряжение короткого замыкания $e_k=11\%$.

Трансформаторы Т-11 – Т-12 типа ТДЦ-125:

- мощность $S_{\text{ном}}=125$ МВА;
- напряжение короткого замыкания $e_k=11\%$.

Линия связи с системой:

- длина линии $l=40$ км;
- удельное сопротивление линии $x_{\text{уд}}=0,4$ Ом/км;
- активная мощность, передаваемая по ЛЭП, $P_{\text{нагр}}=200$ МВт;
- полная мощность, передаваемая по ЛЭП, $S_{\text{нагр}}=250$ МВА.

Система:

- мощность $S_c = \infty$;
- напряжение $U_c = 220$ кВ.

Решение:

Сначала проверим возможность установки на линии **НАПВ**.

Расчет будем вести в именованных единицах по средним напряжениям. За базисное напряжение примем $U_6 = 230$ кВ. Приведем к этой ступени напряжения сопротивления всех элементов электросети и составим эквивалентную схему замещения (рис. 3.19).

Так как по линиям одностороннего питания от КЭС передается большая часть ее мощности, расчет произведем с учетом этой нагрузки, заменив ее эквивалентным шунтом с относительным сопротивлением $x^* = 0,35$ и ЭДС $E = 0,9$.

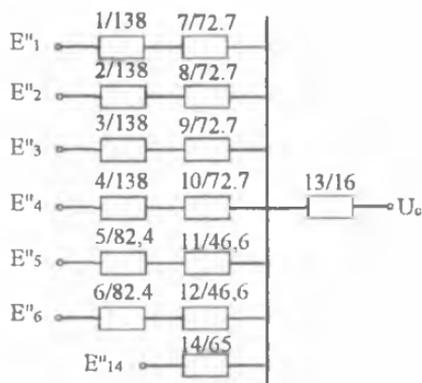


Рис. 3.19. Эквивалентная схема замещения ЭС.

Сопротивления, приведенные к базисной ступени напряжения:

- генераторов:

$$x_1 = x_2 = x_3 = x_4 = x_d'' \frac{U_\delta^2}{S_{ном}} = 0,195 \frac{230^2}{75} = 138 \text{ Ом}$$

$$x_5 = x_6 = 0,183 \frac{230^2}{1175} = 82,4 \text{ Ом}$$

- трансформаторов:

$$x_7 = x_8 = x_9 = x_{10} = \frac{e_k \%}{100} \cdot \frac{U_\delta^2}{S_{ном}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{230^2}{80} = 72,7 \text{ Ом}$$

$$x_{11} = x_{12} = \frac{11}{100} \cdot \frac{230^2}{125} = 46,6 \text{ Ом}$$

- линий электропередачи:

$$x_{13} = x_{y\partial l} \frac{U_\delta^2}{U_{cp}^2} = 0,4 \cdot 40 \frac{230^2}{230^2} = 16 \text{ Ом}$$

- нагрузочного шунта

$$x_{14} = x_{ш}'' \frac{U_\delta^2}{S_{ш}} = 0,35 \frac{230^2}{4 \cdot 75 + 2 \cdot 117,5 - 250} = 65 \text{ Ом}$$

($S_{ш}$ — мощность нагрузочного шунта).

Сверхпереходные ЭДС, приведенные к базисной ступени напряжения:

- генераторов:

$$E_1' = E_2' = E_3' = E_4'' = (1 + x_d'' \sin \varphi_H) U_\delta = (1 + 0,195 \cdot 0,6) \cdot 230 = 257 \text{ кВ};$$

$$E_5' = E_6' = (1 + 0,183 \cdot \sqrt{1 - 0,85^2}) \cdot 230 = 274 \text{ кВ};$$

$$\sin \varphi_H = \sqrt{1 - \cos^2 \varphi_H};$$

- нагрузки

$$E_{14}'' = E_{ш}'' \cdot U_\delta = 0,9 \cdot 230 = 207 \text{ кВ}.$$

Напряжение системы $U_c=230$ кВ.

Упростим схему замещения, приведя ее к виду рис. 3.20.

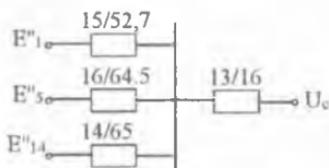


Рис. 3.20. Схема замещения.

Здесь:

$$x_{15} = \frac{x_1 + x_7}{4} = \frac{138 + 72.7}{4} = 52.7 \text{ Ом};$$

$$x_{16} = \frac{x_5 + x_{11}}{2} = \frac{82.4 + 46.6}{2} = 64.5 \text{ Ом};$$

При дальнейшем упрощении схемы получим (рис. 3.21):

$$x_{17} = \frac{x_{15}x_{16}}{x_{15} + x_{16}} = \frac{52.7 \cdot 64.5}{52.7 + 64.5} = 29 \text{ Ом};$$

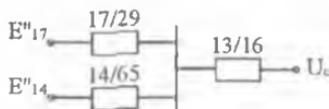


Рис. 3.21. Схема замещения.

$$E_{17}'' = \frac{E_6''x_{16} + E_5''x_{15}}{x_{16} + x_{15}} = \frac{257 \cdot 64.5 + 274 \cdot 52.7}{64.5 + 52.7} = 265 \text{ кВ}$$

Далее (рис. 3.21) найдем

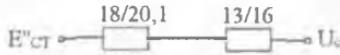


Рис. 3.22. Упрощенная схема замещения.

$$x_{18} = \frac{x_{17}x_{14}}{x_{14} + x_{17}} = \frac{29 \cdot 65}{29 + 65} = 20.1 \text{ Ом}$$

$$E''_{CT} = \frac{E''_{CT}x_{14} + E''_{14}x_{17}}{x_{14} + x_{17}} = \frac{265 \cdot 65 + 207 \cdot 29}{65 + 29} = 247 \text{ кВ}$$

Максимальное значение уравнивающего тока

$$J_{\text{сп. макс}} = \frac{E''_{CT} + U_c}{\sqrt{3}(x_{18} + x_{13})} = \frac{247 + 230}{\sqrt{3}(20.1 + 16)} = 7.64 \text{ кА}$$

Фазное напряжение на шинах станции (при угле расхождения ЭДС станции и напряжения системы на 180° последнее имеет отрицательный знак)

$$\frac{U''_{18}}{\sqrt{3}} = -\frac{U_c}{\sqrt{3}} + J_{\text{сп. макс}}x_{13} = -\frac{230}{\sqrt{3}} + 7.64 \cdot 16 = -11 \text{ кВ}$$

Ток несинхронного включения генератора ТВФ-60-2

$$J_{\text{нес.}} = \left(\frac{E''_{CT}}{\sqrt{3}} - \frac{U''_{18}}{\sqrt{3}} \right) / (4 \cdot x_{13}) = \left(\frac{257}{\sqrt{3}} + 11 \right) / (4 \cdot 52.7) = 0.757 \text{ кА}$$

Номинальный ток генератора ТВФ-60-2, приведенный к базисной степени напряжения

$$J_{\text{ном}} = \frac{S_n}{\sqrt{3}U_{\delta}} = \frac{75}{\sqrt{3} \cdot 230} = 0,188 \text{ кА}$$

Допустимый для этого генератора толчок уравнительного тока

$$J_{\text{доп}} = \frac{0,625}{x_d''} J_{\text{ном}} = \frac{0,625}{0,195} 0,188 = 0,6 \text{ кА}$$

Так как $J_{\text{нс.1}}=0,757 \text{ кА} > J_{\text{доп}}=0,6 \text{ кА}$, то, не производя дальнейшего расчета, следует заключить, что **НАПВ применить нельзя**.

Наличие быстродействующих защиты и выключателей ЛЭП дает основание проверить **возможность установки на ней БАПВ**.

Так как $t_{\text{ав}}=0,2\text{с}$ не превосходит допустимого времени бестоковой паузы $t_{\text{б.п.}}=0,2 \text{ с}$, то время цикла БАПВ

$$t = t_z + t_{\text{ов}} + t_{\text{б.п.}} = 0,06 + 0,08 + 0,2 = 0,34 \text{ с.}$$

Для определения начального угла (δ_0) между векторами э.д.с. генераторов и напряжения системы и составим схему замещения рассматриваемой электросети для режима, предшествовавшего короткому замыканию (установившейся режим). Она приведена на рис. 3.23. За базисное напряжение также принято $U_{\delta}=230 \text{ кВ}$.

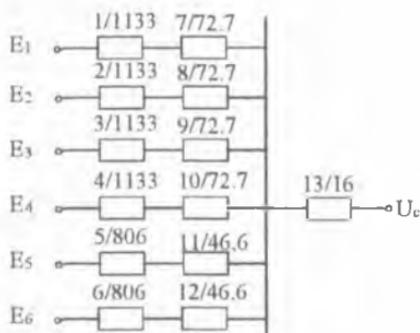


Рис. 3.23. Эквивалентная схема замещения.

Отличие этой схемы от приведенной на рис. 3.23 заключается в том, что в ней отсутствует нагрузочный шунт и вместо сверхпереходных сопротивлений (x''_d) и ЭДС (E'') генераторов в нее введены синхронные сопротивления (x_d) и ЭДС установившегося режима (E).

Здесь:

$$x_1 = x_2 = x_3 = x_4 = x_d \frac{U_{\delta}^2}{S_{ном}} = 1,606 \frac{230^2}{75} = 1133 \text{ Ом}$$

$$x_5 = x_6 = 1,79 \frac{230^2}{117,5} = 806 \text{ Ом}$$

$$E_1 = E_2 = E_3 = E_4 = (1 + x_d \sin \varphi_H) U_{\delta} = (1 + 1,606 \cdot 0,6) \cdot 230 = 457 \text{ кВ};$$

$$E_5 = E_6 = (1 + 1,79 \cdot \sqrt{1 - 0,85^2}) \cdot 230 = 447 \text{ кВ};$$

Приводя схему к простейшему виду, получим (рис. 3.23)

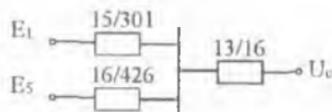


Рис. 3.23. Упрощенная схема замещения.

$$x_{15} = \frac{x_1 + x_7}{4} = \frac{1133 + 72.7}{4} = 301 \text{ Ом};$$

$$x_{16} = \frac{x_5 + x_{11}}{2} = \frac{806 + 46.6}{2} = 426 \text{ Ом};$$

а затем (рис. 3.24)

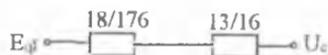


Рис. 3.25. Упрощенная схема замещения.

$$x_{CT} = x_{18} = \frac{x_{15} x_{16}}{x_{15} + x_{16}} = \frac{301 \cdot 426}{301 + 426} = 176 \text{ Ом}$$

$$E_{qt} = \frac{E_1 x_{16} + E_5 x_{15}}{x_{15} + x_{16}} = \frac{457 \cdot 426 + 447 \cdot 301}{301 + 426} = 453 \text{ кВ}$$

Начальный угол δ_0 между векторами э.д.с. генераторов станции и напряжением системы

$$\delta_0 = \arcsin \frac{P_{нап} (x_{CT} + x_a + x_c)}{E_{qt} U_c} = \arcsin \frac{200(176 + 16 + 0)}{453 \cdot 230} = 22^\circ$$

Постоянная инерции генераторов ТВФ-60-2 (постоянная инерции агрегата турбогенератор – турбина незначительно отличается от постоянной инерции генератора, что можно не

учитывать, так как при этом расчетное значение предельного угла выбега роторов генераторов электростанции получается несколько больше действительного):

$$T_{j1} = 2,74 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{J D^2 n^2}{P_H} = \frac{2,74 \cdot 10^{-6} (4 \cdot 97) 3000^2}{60} = 15c.$$

Постоянная инерции генераторов ТВФ-100-2

$$T_{j5} = \frac{2,74 \cdot 10^{-6} (4 \cdot 13) 3000^2}{100} = 13c.$$

Постоянная инерции электростанции

$$\begin{aligned} T_{jcc} &= \left(\sum_{i=1}^n T_{ji} \cdot P_{номi} \right) \cdot \sum_{i=1}^n P_{номi} = \frac{4T_{j1}P_{ном1} + 2T_{j5}P_{ном5}}{4P_{ном1} + 2P_{ном5}} = \\ &= \frac{4 \cdot 15 \cdot 60 + 2 \cdot 13 \cdot 100}{4 \cdot 60 + 2 \cdot 100} = 14c \end{aligned}$$

($P_{ном1}$ и $P_{ном5}$ – номинальная активная мощность генераторов ТВФ-60 и ТВФ-100 соответственно).

Так как мощность системы $S = \infty$, то изменение угла выбега роторов за время цикла БАПВ

$$\Delta \delta^o = 9000 \cdot \frac{P_{нагр} t^2}{T_{jcc} P_{номСТ}} = 9000 \frac{200 \cdot 0,34^2}{14(4 \cdot 60 + 2 \cdot 100)} \approx 34^o.$$

Предельный угол выбега роторов КЭС

$$\delta_{пред} = \delta_0 + \Delta\delta = 22 + 34 = 56^\circ.$$

Так как $\delta_{пред}=56^\circ < \delta_{доп}=60^\circ$, БАПВ по расчету проходит.

Задача-2.

Для той же электросети, что и в задаче 1, рассчитать уставку и проверить чувствительность органа выбора поврежденной фазы ОАПВ линии связи с системой.

Решение:

Минимальное рабочее напряжение линии

$$U_{раб\ мин}=0,9U_{ном}=0,9 \cdot 230= 207 \text{ кВ}$$

Максимальный рабочий ток

$$J_{раб\ макс} = \frac{S_{нагр}}{\sqrt{3}U_{раб\ мин}} = \frac{250}{\sqrt{3} \cdot 207} = 0,698 \text{ кА}$$

Минимальное рабочее сопротивление

$$z_{раб\ мин} = \frac{U_{раб\ мин}}{\sqrt{3}J_{раб\ макс}} = \frac{207}{\sqrt{3} \cdot 0,698} = 171 \text{ Ом.}$$

Сопротивление срабатывания органа выбора

$$z_{сов} = \frac{z_{раб\ мин}}{k_n \cdot k_v} = \frac{171}{1,15 \cdot 1,2} = 124 \text{ Ом.}$$

При проверке чувствительности органа выбора можно принять $z_1 = x_1$. Тогда

$$\kappa_v = \frac{z_{сов}}{z_1} = \frac{124}{16} = 7,75 > 1,5$$

По рабочим напряжению и току выбираем измерительные трансформаторы [Л-1].

Трансформатор напряжения НКФ-220-58 с номинальными напряжениями первичной и вторичной обмоток $220000/\sqrt{3}$ В и 100 В соответственно. Его коэффициент трансформации

$$\kappa_{ТН} = \frac{220000/\sqrt{3}}{100} = 2200/\sqrt{3}$$

Трансформатор тока ТФНД-220-1 с номинальными первичными и вторичными токами 750А и 5А. Его коэффициент трансформации

$$\kappa_{ТТ} = \frac{750}{5} = 150$$

Уставка реле сопротивления органа выбора поврежденной фазы

$$z_{сров} = z_{сов} \frac{\kappa_{ТТ}}{\kappa_{ТН}} = 124 \frac{150}{2200 \cdot \sqrt{3}} = 14,6 \text{ Ом}$$

Задача-3.

Выбрать способ БАПВ линии электропередачи, показанный на рисунке 3.26.

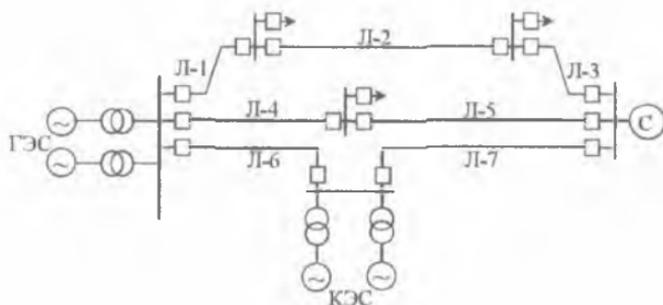


Рис.3.26. Принципиальная схема ЭС.

На ГЭС установлены 2 блока генератор-трансформатор с мощностью 80 МВА. Сверхпереходное сопротивление генератора ГЭС $X_d'' = 0,22$; Напряжение КЗ $e_k = 11\%$.

Кроме того, на КЭС установлены 2 блока генератор-трансформатор с генераторами мощностью 30 МВА и трансформаторами мощностью 32 МВА. Сверхпереходное сопротивление генератора $X_d'' = 0,125$; напряжение КЗ $e_k = 10,5\%$. Мощности системы $S_T = 500 \text{ МВА}$; удельное сопротивление системы $X_{уд}'' = 0,3$.

Напряжения ЛЭП $U_L = 110 \text{ кВ}$; длина линии $l_1 = l_3 = 20 \text{ км}; l_2 = 40 \text{ км}; l_4 = l_5 = 35 \text{ км}; l_6 = 25 \text{ км}; l_7 = 30 \text{ км}$.

Линия оборудована выключателями ВМК-110 с собственными временами отключения $t_{об} = 0,09$ с и включения $t_{вв} = 0,18$ с а также $t_{ТТ} = 0,4$ с. На ней установлена защита с временем действия на 1-ом ступени $t'_X = 0$ с и $t''_X = 0,5$ с на 2-ом ступени.

Решение:

Линии L1-L5 с 3 подключениями соединяют ГЭС и систему. Поэтому они оснащены простой АПВ, как и в случае линий с односторонним питанием.

В связи с тем, что по обе стороны от этих линий установлены выключатели с одинаковым временем отключения и отключения по току, в указанных ЛЭП уставка время реле АПВ

$$t_{АQU} = t''_X + t_{ТТ} + t_{Zah} - t_{UU} = 0,5 + 0,4 + 0,1 - 0,18 = 0,82\text{с}.$$

Поскольку КЭС подключен к остальной части сети только через две линии (линии L6 и L7), необходимо проверить возможности устройства НАПВ.

Чтобы определить такую возможность для линии L7, построим эквивалентную схему электрической сети с разомкнутой линией L6 (рис. 3.27).

При создании данной схемы необходимо ввести номинальное количество одновременно работающих агрегатов КЭС. В этом случае через каждую из них протекает небольшой ток асинхронного подключения.

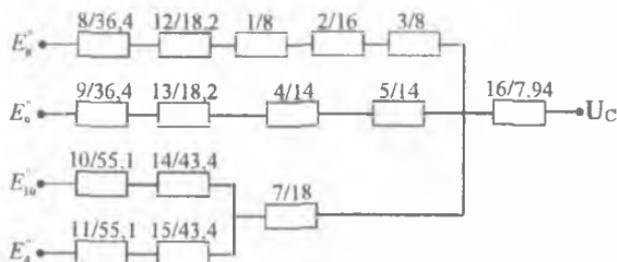


Рис. 3.27. Эквивалентная схема замещения.

На рис. 3.27 сопротивление всех элементов выражено величиной напряжения $U_B = 115 \text{ кВ}$. Эти значения получаются следующим образом:

Для генераторов ГЭС:

$$X_k = X_9 = X_d' \cdot \frac{U_B^2}{S_{\text{ном}}} = 0,22 \cdot \frac{115^2}{80} = 36,4 \text{ Ом}$$

Для генераторов КЭС и системы:

$$X_{10} = X_{11} = 0,125 \cdot \frac{115^2}{30} = 55,1 \text{ Ом}; \quad X_{16} = 0,3 \cdot \frac{115^2}{500} = 7,94 \text{ Ом}$$

Для трансформаторов:

$$X_{12} = X_{13} = \frac{e_k \%}{100} \cdot \frac{U_B^2}{S_{\text{ном}}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{115^2}{80} = 18,2 \text{ Ом};$$

$$X_{14} = X_{15} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{115^2}{32} = 43,4 \text{ Ом}.$$

Сопротивление ЛЭП:

$$X_1 = X_3 = X_{\text{лп}} \cdot l = 0,4 \cdot 20 = 8 \text{ Ом}; \quad X_2 = 0,4 \cdot 40 = 16 \text{ Ом};$$

$$X_4 = X_5 = 0,4 \cdot 35 = 14 \text{ Ом}; \quad X_7 = 0,4 \cdot 30 = 12 \text{ Ом};$$

Упростим схему и получим следующее (рис.3.28)

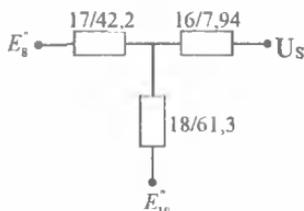


Рис.3.28. Упрощенная схема замещения.

$$X_{17} = \frac{X_8 + X_{12}}{2} + \frac{(X_1 + X_2 + X_3) \cdot (X_4 + X_5)}{X_1 + X_2 + X_3 + X_4 + X_5} = \frac{36,4 + 18,2}{2} + \frac{(8 + 16 + 8) \cdot (14 + 14)}{8 + 16 + 8 + 14 + 14} = 42,2 \text{ Ом},$$

$$X_{18} = \frac{X_{10} + X_{14}}{2} + X_7 = \frac{55,1 + 43,4}{2} + 12 = 61,3 \text{ Ом};$$

Упрощаем схему

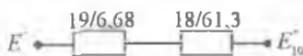


Рис.3.29. Упрощенная схема замещения.

$$X_{19} = \frac{X_{17} \cdot X_{16}}{X_{17} + X_{16}} = \frac{42,2 \cdot 7,94}{42,2 + 7,94} = 6,68 \text{ Ом},$$

Рассчитываем уравнительный ток упрощенном способом, предполагая, что ЭДС генераторы и системному напряжению равны $1,05 \cdot U_B$.

$$J_{\text{уравн max}} = \frac{2,1 \cdot U_n}{\sqrt{3} \cdot X_{\Sigma}} = \frac{21 \cdot 115}{\sqrt{3} (6,68 + 61,3)} = 2,05 \text{ кА};$$

Ток асинхронного включения 1 блока КЭС

$$J_{\text{на рт.л.}} = \frac{J_{\text{теп. макс.}}}{2} = \frac{2,05}{2} = 1,025 \text{ кА.}$$

Номинальный ток генератора КЭС при понижении напряжения до базового значения

$$J_{\text{Ном}} = \frac{S_{\text{Ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{в}}} = \frac{30}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,15 \text{ кА.}$$

Допустимый импульс тока асинхронной связи

$$J_{\text{Кв.}} = \frac{0,625}{X_d} \cdot J_{\text{Ном}} = \frac{0,625}{0,125} \cdot 0,15 = 0,75 \text{ кА.}$$

Линия L-1 короче чем линии L-7. Поэтому и там НАПВ не работает. Следовательно, необходимо установить контроллер и контроллер синхронизатора на линиях L-6 и L-7, чтобы контролировать обратную потерю напряжения.

Выбираем настройки АПВ. Установка реле времени такая же, как установка реле минимального напряжения с линиями L-1-L-5 AQU.

$$U_{\text{о'р. мин}} \leq 0,5 \cdot U_{\text{Ном}} / K_{\text{КТ}}$$

Принимаем $U_{\text{о'р. мин}} = 0,3 \cdot U_{\text{Ном}} / K_{\text{КТ}}$. Тогда, выбираем трансформатор напряжения НКФ-110-1 с коэффициент трансформации

$$K_{\text{КТ}} = \frac{110000 / \sqrt{3}}{100} = 1100 / \sqrt{3}$$

Найдем в установке ЛЭП

$$U_{от.мин} = 0,3 \cdot \frac{115000}{\sqrt{3} \cdot 1100 / \sqrt{3}} = 32V$$

Уставка реле контроля синхронизации

$$\delta_{от.} = \frac{t_{АОВ} \cdot \delta_{max}}{K_t [(1 + K_R) \cdot t_{UV} + t_{АОВ}]} = \frac{0,82 \cdot 60}{1,1 [(1 + 0,8) \cdot 0,18 + 0,82]} = 39^\circ$$

Контрольные вопросы:

1. Какие требования предъявляются к устройствам АПВ? Обоснуйте их.
2. Какие виды АПВ применяются на линиях с односторонним питанием?
3. Как обеспечивается однократность действия в схеме электрического АПВ?
4. Чем определяется выдержка времени АПВ?
5. Почему в РПВ-58 используется термически устойчивое реле времени?
6. От чего зависит время заряда конденсатора в схеме РПВ-58?
7. Для чего промежуточное реле КЛ в схеме РПВ-58 имеет две обмотки?
8. Объясните работу ключа управления в схеме АПВ. Почему при отключении выключателя ключом управления АПВ не происходит?
9. В каких случаях применяется двукратное АПВ?

10. Для чего в реле времени схемы двукратного АПВ два контакта? Как выбираются их выдержки времени?
11. Для чего в промежуточном реле КЛ в схеме двукратного АПВ используется принцип «самоудерживания» реле?
12. В чем принципиальное отличие АПВ линий с двухсторонним питанием от АПВ линий с односторонним питанием?
13. В каких случаях на линиях с двусторонним питанием используются несинхронное АПВ и быстродействующее АПВ?
14. Для чего служит и как работает реле РКС в схеме АПВ линий с двухсторонним питанием?
15. Почему при одностороннем отключении линии с двухсторонним питанием не должно происходить АПВ? Как это достигается? Как в этом случае включить линию?
16. Как при неуспешном АПВ линий с двухсторонним питанием (включение на устойчивое КЗ) достигается однократность АПВ на обоих концах линии?
17. В чем основные преимущества ОАПВ перед ТАПВ?
18. Каким образом схема ОАПВ отключает выключатель только поврежденной фазы?
19. Как обеспечивается АПВ отключившегося выключателя в схеме ОАПВ?
20. Как работает схема ОАПВ при междуфазных КЗ? Почему при этом схема ОАПВ не осуществляет АПВ отключенных выключателей? Какой схемой должно в этом случае обеспечиваться АПВ?

ГЛАВА 4. АВТОМАТИЧЕСКИЙ ВВОД РЕЗЕРВА (АВР)

Надежность электроснабжения потребителей существенно повышается при одновременном питании подстанций от двух и более источников питания.

Но в ряде случаев оказывается целесообразнее при наличии двух и более источников питания использовать схемы одностороннего питания. Это позволяет уменьшить токи короткого замыкания, упростить релейную защиту, исключить нежелательное токораспределение.

Чтобы в случае аварийного отключения одного из питающих элементов не прекратилась подача энергии потребителям, при исчезновении напряжения на шинах автоматически включаются выключатели, замыкающие цепь питания этих потребителей от другого источника.

Осуществляющие это устройства называется устройствами автоматического ввода резерва (АВР).

Ниже показаны некоторые возможные схемы АВР.

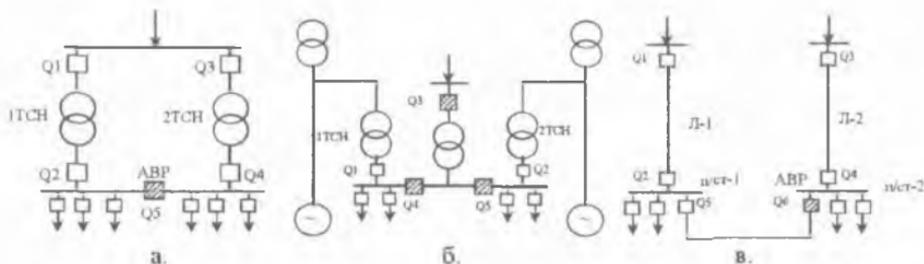


Рис. 4.1. Схемы автоматического ввода резерва:

а: Секционный выключатель Q5 нормально отключен. Трансформаторы собственных нужд 1ТСН и 2ТСН питают свои секции шин. При исчезновении напряжения на любой из секций устройство АВР включает выключатель Q5, благодаря чему восстанавливается питание потребителей этой секции. До включения Q5 устройство АВР отключает Q2 (или Q4).

б: В случае исчезновения напряжения на первой секции шин собственных нужд электростанции устройство АВР отключает Q1 и включает Q3 и Q4, а при исчезновении напряжения на второй секции – отключает Q2 и включает Q3 и Q5.

в: Устройство АВР при исчезновении напряжения на шинах подстанции 2 отключает выключатель Q4 и включает Q6, восстанавливая питание этой подстанции по линии Л-3.

4.1. Требования, предъявляемые к устройствам АВР:

- Автоматический ввод резерва должен происходить при любом исчезновении напряжения на шинах вне зависимости от причины, вызвавшей его.

- Однократность АВР.

- Быстродействие. Уставка реле времени устройства АВР, как правило, не выходит за пределы $0,3 \div 0,8$ секунды.

- Ввод резерва не должен происходить при отсутствии напряжения на резервном элементе.

Рассмотрим принцип действия АВР на примере двухтрансформаторной подстанции (рис.4.2).

Питание потребителей нормально осуществляется от рабочего трансформатора Т1.

Резервный трансформатор Т2 отключен и находится в автоматическом резерве.

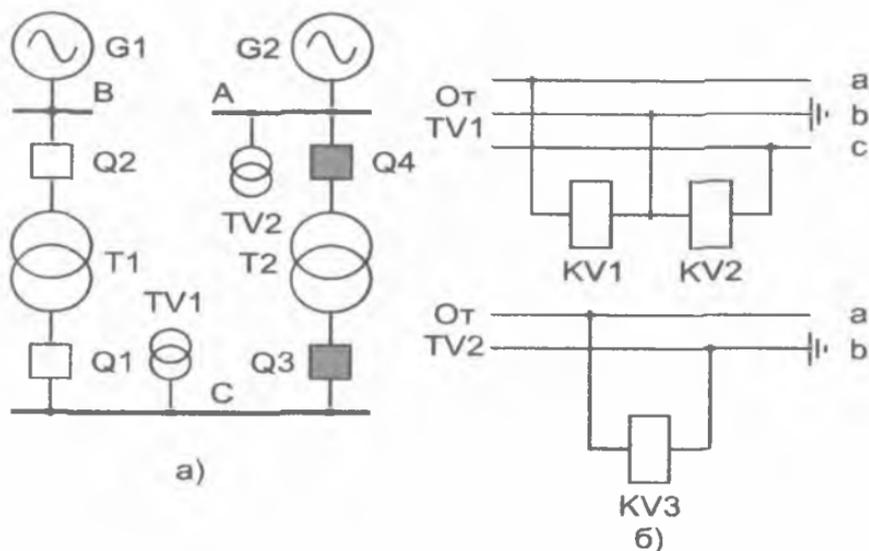


Рис. 4.2. Схема АВР для двухтрансформаторной подстанции.

Рассмотрим работу схемы АВР (рис.4.3) при следующих возможных случаях исчезновения питания.

- 1. При отключении по любой причине выключателя Q1 трансформатора Т1 его блок-контакт SQ1.2 разрывает цепь обмотки промежуточного реле KL1. В результате якорь реле KL1, подтянутый при включенном выключателе, при снятии напряжения отпадает, но размыкает контакты с некоторой выдержкой времени.**

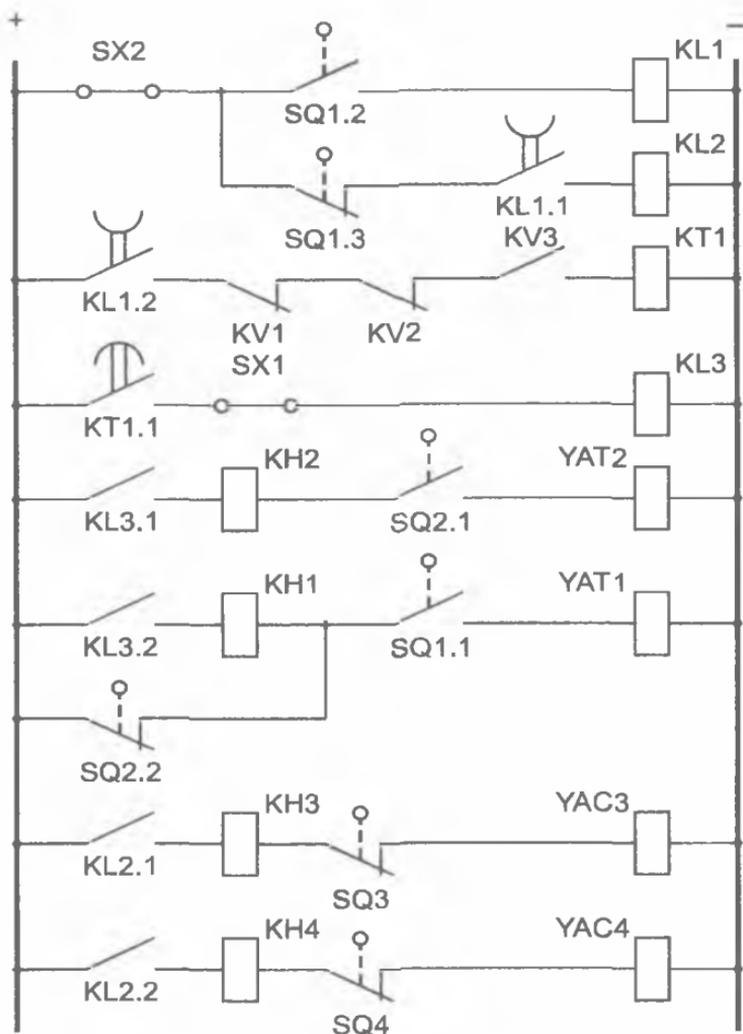


Рис. 4.3. Схема ЗАО при разных исчезновениях питания.

Второй блок-контакт SQ1.3 выключателя Q1, замкнувшись при отключении Q1, подает плюс через ещё замкнутый контакт KL1.1 на обмотку промежуточного реле KL2, которое, воздействуя своими

контактами на контакторы включения YAC3 и YAC4, производит включение выключателей Q3 и Q4 резервного трансформатора.

По истечении установленной выдержки времени реле KL1 размыкает контакты и разрывает цепь обмотки KL2.

Поэтому, если резервный трансформатор будет включен действием АВР на неустранившееся КЗ, он отключится от P3, но его повторного включения не произойдет. Таким образом, реле KL1 обеспечивает однократность действия АВР и поэтому называется **реле однократности включения**.

Реле KL1 вновь замкнет свои контакты и подготовит схему АВР к новому действию лишь после того, как будет восстановлена нормальная схема питания п/ст и включен выключатель Q1 (замкнется SQ1.2).

Выдержка времени на размыкание контактов реле KL1 должна быть больше времени включения выключателей Q3 и Q4 для того, чтобы они успели надежно включиться.

Выше было рассмотрено действие АВР при отключении выключателя Q1 рабочего трансформатора.

2. Наряду с этим следует иметь в виду **возможность отключения выключателя Q2 со стороны высшего напряжения рабочего трансформатора**. В этом случае потребители п/ст С также потеряют питание.

Для того чтобы обеспечить действие АВР и в этом случае, при отключении Q2 от его блок-контакта SQ2.2 подаётся импульс на катушку отключения YAT1 выключателя Q1.

После отключения Q1 рабочего трансформатора T1 запускается АВР и схема действует, как рассмотрено выше.

3. Потребители также потеряют питание, если по какой-либо причине останутся без напряжения шины ВН п/ст В.

Схема АВР при этом не подействует, так как оба выключателя рабочего трансформатора останутся включенными. Для того чтобы обеспечить действие АВР и в этом случае, предусмотрен специальный пусковой орган минимального напряжения, в который входят реле KV1, KV2, KV3 и KL3.

При исчезновении напряжения на шинах п/ст В, а следовательно, и на шинах п/ст С, реле минимального напряжения KV1 и KV2, подключенные к трансформатору напряжения TV1, замкнут свои контакты и подадут плюс оперативного тока на обмотку реле времени KT1 через контакт реле KV3.

Реле KT1 при этом запустится и по истечении установленной выдержки времени подаст питание на обмотку выходного промежуточного реле KL3, которое отключит выключатели Q1 и Q2 рабочего трансформатора. После отключения Q1 АВР подействует, как рассмотрено выше.

Реле напряжения KV3 предусмотрено для того, чтобы предотвратить отключение T1 от пускового органа минимального напряжения в случае отсутствия напряжения на шинах ВН резервного трансформатора T2 п/с А, когда действие АВР будет заведомо бесполезным. Реле напряжения KV3 подключено к трансформатору напряжения TV2 шин А и при отсутствии напряжения оно разомкнет

свой контакт, разрывая цепь от контактов реле KV1 и KV2 к обмотке реле времени КТ1. Схема АВР не срабатывает.

4.2. Расчет у ставок устройства автоматического ввода резерва (АВР)

Реле однократности включения

Выдержка времени промежуточного реле однократности включения $t_{ов}$ от момента снятия напряжения с его обмотки до размыкания контактов должна с некоторым запасом превышать время включения выключателя резервного источника питания:

$$t_{ов} = t_{вкл} + t_{зап}, \quad (4.1)$$

где: $t_{вкл}$ - время включения выключателя резервного источника питания (если выключателей два, то выключателя, имеющего большее время включения);

$t_{зап}$ - время запаса, принимается равным 0,3–0,5 с.

Пусковой орган минимального напряжения

Напряжение срабатывания реле минимального напряжения при выполнении пускового органа, выбирается так, чтобы пусковой орган срабатывал только при полном исчезновении напряжения и не приходил в действие при понижениях напряжения, вызванных КЗ или самозапуском электродвигателей. Для выполнения этого условия напряжение срабатывания реле минимального напряжения

(напряжение, при котором возвращается якорь реле) должно быть равным:

$$\begin{aligned} U_{ср} &= \frac{U_{ост.к.}}{k_H n_H}, \\ U_{ср} &= \frac{U_{зап}}{k_H n_H}. \end{aligned} \quad (4.2)$$

где $U_{ост.к.}$ -наименьшее расчетное значение остаточного напряжения при КЗ;

$U_{зап}$ -наименьшее напряжение при самозапуске электродвигателей;

k_H -коэффициент надежности, принимаемый равным 1,1–1,2;

n_H -коэффициент трансформации трансформатора напряжения.

Для определения наименьшего остаточного напряжения производятся расчеты при трехфазных КЗ и расчет самозапуска электродвигателей. Принимается меньшее значение напряжения срабатывания из полученных по формулам.

В большинстве случаев обоим условиям удовлетворяет напряжение срабатывания, равное:

$$U_{ср} = (0,25 \div 0,40) U_{ном}, \quad (4.3)$$

где: $U_{ном}$ – номинальное напряжение электроустановки.

Поэтому обычно можно принимать напряжение срабатывания согласно формуле. В схемах пусковых органов минимального напряжения должны применяться термически стойкие реле

напряжения типа РН-53/60 Д, которые имеют пределы уставок 15–60 В и допускают длительное включение под напряжение 110 и 220 В.

Реле контроля наличия напряжения на резервном источнике питания

Напряжение срабатывания этого реле определяется из условия отстройки от минимального рабочего напряжения по формуле:

$$U_{с.р} = \frac{U_{\text{раб. мин.}}}{k_{\text{н}} k_{\text{в}} n_{\text{н}}}, \quad (4.4)$$

где: $U_{\text{раб. мин.}}$ - минимальное рабочее напряжение;

$k_{\text{н}}$ - коэффициент надежности, принимаемый равным 1,2;

$k_{\text{в}}$ - коэффициент возврата реле.

Контрольные вопросы:

1. Почему при наличии нескольких источников питания на подстанциях применяются схемы одностороннего питания?
2. Каково назначение АВР?
3. Каковы основные требования к устройству АВР?
(Обоснуйте их.)
4. Как будет работать схема АВР при отключении питающего трансформатора со стороны низкого напряжения?
5. Как обеспечивается однократность действия схемы АВР?

6. Каким требованиям должна удовлетворять выдержка времени размыкания контактов реле однократности включения в схеме АВР?

7. Как будет работать схема АВР при отключении рабочего трансформатора со стороны высокого напряжения, например, от ДЗШ?

8. Каково назначение пускового органа минимального напряжения в схеме АВР?

9. Как будет работать схема АВР при исчезновении напряжения со стороны питающей линии?

10. Почему при исчезновении напряжения со стороны питающей линии пуск схемы АВР происходит через определенную выдержку времени (реле КТ1)?

11. Как предотвращается работа АВР в случае отсутствия напряжения со стороны резервного питания?

ГЛАВА 5. АВТОМАТИЧЕСКОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ ВОЗБУЖДЕНИЯ СИНХРОННЫХ ГЕНЕРАТОРОВ (АРВ)

В соответствии с правилами устройства (ПУЭ) электроустановок все генераторы и синхронные компенсаторы энергосистемы должны быть оборудованы устройствами автоматического регулирования возбуждения (АРВ).

Устройства АРВ предназначены для поддержания в заданных пределах напряжения в узловых точках энергосистемы, повышения статической и динамической устойчивости системы.

С помощью устройств АРВ обеспечивается требуемое распределение реактивной нагрузки между генераторами электростанций и повышение чувствительности релейной защиты.

5.1. Регулирование возбуждения пропорционального типа ($E^1_q = \text{пост}$).

Автоматические регуляторы возбуждения относящиеся к этой категории реагируют на отклонение параметров режима, поэтому и называются «пропорционального типа» (рис.5.1). Физически это означает компенсацию реактивного сопротивления генератора, за которым Э.Д.С. можно считать постоянным. В данном случае это переходная Э.Д.С. за переходным сопротивлением.

Каждый элемент в структурной схеме АРВ имеет собственное постоянное времени и коэффициент усиления, которые характеризуют динамические свойства регулятора.

При переходных режимах э.д.с можно представить состоящим из двух составляющих:

$$\Delta E_q = \Delta E_{q_{св}} + \Delta E_{q_c} \quad (5.1)$$

где $\Delta E_{q_{св}} = T_{dc} \cdot p \Delta E_q$ - э.д.с от свободных токов, ΔE_{q_c} - э.д.с., приложенная к обмотке возбуждения возбудителя.

Можем написать

$$\Delta E_{q_c} = E_{q_0} - E_{q_c} = -\Delta U_B = K_B \Delta i_{вв} \quad (5.2)$$

что отражает изменения тока возбуждения генератора в связи с изменением приложенной э.д.с. к обмотке возбуждения возбудителя и тока $i_{вв}$ в этой обмотке.

Изменения $i_{вв}$ и э.д.с. происходят в соответствии с соотношением:

$$\Delta e = R_s \Delta i_{св} + L_s \frac{d(\Delta i_{св})}{dt} = \Delta i_{св} (R_s + L_s p)$$

где R_s и L_s - параметры обмотки возбуждения (исполнительный элемент)

Отсюда:

$$\Delta i_{св} = \frac{\Delta e}{(R_s + L_s \cdot p)} = \frac{\Delta e}{R_s (1 + T_s \cdot p)} \quad (5.3)$$

где $T_s = \frac{L_s}{R_s}$ - эквивалентная постоянная времени обмотки возбуждения возбудителя

Подставляя (5.3) в (5.2), получим:

$$\Delta E_{q_c} = \frac{k_s \cdot \Delta e}{R_s (1 + T_s \cdot p)} = \frac{k_s \cdot \Delta e}{(1 + T_s \cdot p)} \quad (5.3a)$$

где $k_e = \frac{k_u}{R_e}$ - коэффициент усиления исполнительного элемента.

Усилитель является также инерционным элементом с параметрами - постоянной времени и коэффициентом усиления T_u , K_u и, следовательно,

$$\Delta e = \frac{K_u \cdot \Delta U}{1 + T_u \cdot p} ; \quad (5.4)$$

Далее можно рассмотреть измерительный и преобразовательный элементы как одно целое с соответствующими коэффициентами усиления и постоянной времени K_n и T_n :

$$\Delta U = \frac{K_n \cdot (-\Delta U_r)}{1 + T_n \cdot p} ; \quad (5.5)$$

Подставляя (5.5), (5.4), в (5.3 а), получим:

$$\Delta E_{\varphi} = \frac{K_i \cdot (-\Delta U_r) \cdot K_y \cdot K_e}{(1 + T_u \cdot p) \cdot (1 + T_y \cdot p) \cdot (1 + T_e \cdot p)} = \frac{K_{om} \cdot (-\Delta U_r)}{(1 + T_u \cdot p) \cdot (1 + T_y \cdot p) \cdot (1 + T_e \cdot p)} ;$$

$$\Delta E_{\varphi} = \gamma(p) \cdot \Delta U_r \quad (5.6)$$

где $\gamma(p) = \frac{-K_{om}}{(1 + T_u \cdot p) \cdot (1 + T_y \cdot p) \cdot (1 + T_e \cdot p)}$ - функция, зависящая от

параметров системы регулирования.

$K_{om} = K_u \cdot K_y \cdot K_e$ - коэффициент усиления системы.

В установившемся режиме отклонения параметров приводящие в действие систему регулирования, отсутствуют ($p=0$), поэтому:

$$\Delta E_{\varphi} = -K_{om} \cdot \Delta U_r ; \quad \Delta U_r = U_{r0} - U_{r0} ;$$

Поскольку $\Delta E_{qs} = E_{qs} - E_{qs}$, можно определить коэффициент усиления:

$$K_{\text{си}} = \frac{-\Delta E_{qs}}{\Delta U_r} = \frac{E_{qs} - E_{qs}}{\Delta U_r} \quad (5.7)$$

Так как $E_{qs} = E_{qs} - \frac{\partial E_{qs}}{\partial U_r} \cdot \Delta U_r$ и, следовательно:

$$K_{\text{си}} = -\frac{\partial E_{qs}}{\partial U_r} \quad \text{- коэффициент усиления системы}$$

Чтобы проверить, сможет ли система, имеющая регулятор с таким $K_{\text{си}}$, устойчиво работать, надо провести анализ на устойчивость уравнений, описывающих работу регулируемой системы.

$$\Delta E_q = \Delta E_{q\alpha} + \Delta E_{qs} = T_{\text{доп}} \cdot \Delta E'_q + \gamma(p) \cdot \Delta U_r$$

$$T_{\text{доп}} \cdot \Delta \delta = -\Delta P;$$

$$\Delta P = \frac{\partial P_{\text{кв}}}{\partial \delta} \cdot \Delta \delta + \frac{\partial P_{\text{кв}}}{\partial E_q} \cdot \Delta E_q = c_1 \cdot \Delta \delta + a_1 \cdot \Delta E_q \quad (5.8)$$

$$\Delta P = \frac{\partial P_{\text{эв}}}{\partial \delta} \cdot \Delta \delta + \frac{\partial P_{\text{эв}}}{\partial E_q} \cdot \Delta E_q = c_2 \cdot \Delta \delta + a_2 \cdot \Delta E_q$$

$$\Delta P = \frac{\partial P_{\text{вв}}}{\partial \delta} \cdot \Delta \delta + \frac{\partial P_{\text{вв}}}{\partial U_r} \cdot \Delta U_r = c_3 \cdot \Delta \delta + a_3 \cdot \Delta U_r$$

$$\text{где } c_1 = \frac{\partial P_{\text{кв}}}{\partial \delta}; \quad b_1 = \frac{\partial P_{\text{кв}}}{\partial E_q}; \quad c_2 = \frac{\partial P_{\text{эв}}}{\partial \delta}; \quad b_2 = \frac{\partial P_{\text{эв}}}{\partial E_q};$$

$$c_3 = \frac{\partial P_{\text{вв}}}{\partial \delta}; \quad b_3 = \frac{\partial P_{\text{вв}}}{\partial U_r}; \quad \text{- производные от мощностей}$$

генератора, выраженные через э.д.с. холостого хода, переходной э.д.с. и напряжения генератора.

В этих уравнениях пять неизвестных: $\Delta\delta$, ΔE_q , $\Delta E'_q$, ΔU_G , ΔP , количество уравнений также пять. Следовательно, система решается. Будем считать, что $T_u=0$ и $T_y=0$, т.е. пренебрежем инерционностью преобразователей и регулятора. Тогда упрощенное характеристическое уравнение имеет четвертый порядок и имеет вид:

$$T_e T_d' T_j \cdot p^4 + T_j \cdot (T_d' + T_e) \cdot p^3 + (T_j + T_d' \cdot T_e \cdot c_2 + K_{ou} \cdot T_j \cdot \frac{\theta_1}{\theta_2}) p^2 + (T_d' c_2 + T_e \cdot c_1) p + (c_1 + K_{ou} \cdot c_3 \cdot \frac{\theta_1}{\theta_3}) = 0 \quad (5.9)$$

и окончательно получим:

$$a_0 p^4 + a_1 p^3 + a_2 p^2 + a_3 p + a_4 = 0 \quad (5.10)$$

$$\text{где: } a_0 = T_e T_d' T_j, \quad a_1 = T_j (T_d' + T_e), \quad a_2 = T_j + T_d' T_e c_2 +$$

$$+ K_{ou} \frac{b_1 T_j}{b_3}, \quad a_3 = T_d' c_2 + T_e c_1, \quad a_4 = c_1 + K_{ou} c_3 \frac{b_1}{b_3}$$

Теперь исследуем это уравнение по критерию Гурвица.

Очевидно, что a_0 и a_1 всегда положительны, если $T_d' > 0$. Условия $a_2 > 0$ выполняется всегда при $c_2 > 0$ и $K_{ou} > 0$. Для того чтобы

$a_3 = T_d' c_2 + T_e c_1 > 0$ необходимо $c_2 > -c_1 \cdot \frac{T_e}{T_d'}$. При отрицательном c_1 (при предельных режимах) $c_2 > 0$.

Условие $a_4 = c_1 + K_{ou} c_3 \frac{\theta_1}{\theta_3} > 0$, требует, чтобы $K_{ou \text{ min}} = \frac{(-c_1) \theta_3}{c_3 \theta_1}$,

т.е. необходимо установка такого коэффициента усиления, значение которого было бы больше некоторого минимально допустимого.

Для поддержания U_T нужен коэффициент усиления K_{oumin} имеющий большое значение, но чрезмерное увеличение K_{ou} приводит к уменьшению $\Delta_{гyp}$. Поэтому коэффициент усиления возбуждения необходимо брать в пределах:

$$K_{ou\ min} \leq K_{ou} \leq K_{ou\ max} \quad (5.11)$$

где $K_{ou\ min} = \frac{|-c_1| \cdot b_3}{c_3 \cdot b_1}$

$$K_{ou\ max} = \left[\frac{(c_3 - c_1) \cdot b_3}{(c_3 - c_2) \cdot b_1} \left(1 + \frac{T_e}{T_j} \cdot \frac{(T_d c_2 + T_e c_1)}{(T_d + T_e)} \right) \right] \left(1 + \frac{T_e}{T_d} \cdot \frac{(c_3 - c_1)}{(c_3 - c_2)} \right) \quad (5.12)$$

Если при наличии АРВ, реагирующего на отклонение напряжения $K_{ou} < K_{oumin}$, то происходит электромеханическое нарушение устойчивости, характеризуемое монотонным увеличением угла во времени, т.е. происходит апериодическое нарушение устойчивости.

Если $K_{ou} > K_{oumax}$, также происходит электромеханическое нарушение статической устойчивости, но имеющее колебательный характер – т.е. система самодаскачивается.

Необходимо отметить, что на основе опыта эксплуатации АРВ пропорционального типа определены значения этого коэффициента в пределах $K_{ou} \geq (25-50)$ ед.возб. х.х./ед.напряжения, при которых обеспечивается высокая точность поддержания напряжения в различных режимах генератора и увеличения предела передаваемой мощности.

(Единица измерения коэффициента усиления: единица возбуждения / единица напряжения или сокращенно

[ед.возб./ед.напр]. За единицу напряжения принимают номинальное напряжение генератора, за единицу возбуждения – напряжение возбуждения генератора, приведенное к обмотке статора, обеспечивающее номинальное значение напряжения U_T в режиме холостого хода).

В исследовании режимов электрических систем, в особенности сложных, наличие АРВ - пропорционального типа, в целях упрощения, представляют постоянством переходной э.д.с. за переходным сопротивлением. Наличие АРВ-п эквивалентно частичной компенсации внутреннего сопротивления генератора, что отражается в увеличении максимума угловой характеристики синхронного генератора.

Таким образом, для устойчивой работы генератора, имеющего АРВ пропорционального типа, коэффициенты усиления по каналам регулирования по отклонению режимных параметров должны быть выбраны по условию

$$K_{оп \min} < K_{оп} < K_{оп \max} ,$$

где Π – параметр режима, по которому регулируется ток возбуждения синхронного генератора. Нарушение этого условия приводит к аperiodическому ($K_{оп} < K_{оп \min}$) или колебательному ($K_{оп} > K_{оп \max}$) нарушению устойчивости.

5.2. Автоматический регулятор возбуждения сильного действия АРВ-с

($U_T = \text{пост.}$).

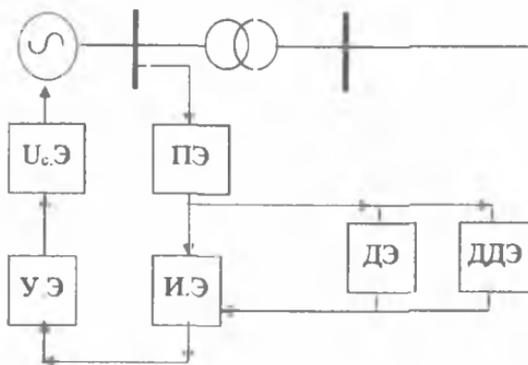


Рис 5.1. Структурная схема автоматического регулятора возбуждения сильного действия (АРВ-В)

Автоматические регуляторы возбуждения, которые реагируют не только на отклонение параметров режима, но на скорость их изменения, т.е., на их первую и вторую производные, называют АРВ сильного действия (рис.2.15). Такие АРВ «сильным» называют потому, что они могут поддерживать заданный параметр режима постоянным, например, напряжение генератора, тем самым полностью компенсируя внутреннее сопротивление генератора. Поэтому при расчетах АРВ-с представляются постоянством напряжения генератора $U_T = \text{пост.}$

АРВ-с позволяют существенно улучшить статическую и динамическую устойчивость электрической системы. Сравнивая структурные схемы АРВ-п и АРВ-с, видим, что в регуляторах

сильного действия дополнительно имеются каналы, вырабатывающие сигналы, соответствующие первой (ДЭ) и второй (ДДЭ) производным режимных параметров ($\Delta U'$, $\Delta I'$, $\Delta f'$, $\Delta U''$, $\Delta I''$, $\Delta f''$ и т.д.).

Очевидно, что появление новых каналов и учет дополнительных элементов системы АРВ увеличивают трудоемкость составления уравнений, их порядок и, самое главное, делает невозможным их аналитическое исследование, даже в случае одного синхронного генератора.

Например, АРВ-с реагирующий на отклонение напряжения и тока генератора (ΔU , ΔI) первую и вторую их производные, при условии равенства постоянных времени дифференцирующего и дважды дифференцирующего элементов регулятора $T_1=T_2=T_p$, имеет характеристическое уравнение седьмой степени. Если инерционность измерительного и усилительного элементов не будем учитывать $T_y=T_u=0$, то получим характеристическое уравнение пятой степени:

$$a_0 p^5 + a_1 p^4 + a_2 p^3 + a_3 p^2 + a_4 p + a_5 = 0 \quad (5.13)$$

где

$$a_0 = T_j T_d T_e T_p,$$

$$a_1 = T_j (T_d' T_e + T_d' T_p + T_e T_p) + k_2 i_1 h_1;$$

$$a_2 = T_j (T_d' + T_e + T_p) + T_d' T_e T_p c_2 k_{1i} h_1;$$

$$a_3 = T_j (T_e T_p c_1 + T_d' (T_e + T_p) c_2 + k_{ou} T_j \frac{b_1}{b_2} + k_{oi} h_1 + k_2 i_2 h_2);$$

$$a_4 = (T_e + T_p) c_1 + T_d' c_2 + k_{1i} h_2;$$

$$a_5 = c_1 + k_{ou} c_3 + k_{oi} h_2;$$

$$h_1 = -T_j \frac{(E_q - U \cdot \cos \delta)}{I \cdot X_{\Sigma}^2}$$

$$h_2 = b_1 \frac{U}{X_{\sigma\Sigma}} (I_q \cdot \cos \delta + I_d \cdot \sin \delta)$$

$$I_d = \frac{E_q - U \cos \delta}{X_{\sigma\Sigma}}, \quad I_q = \frac{U}{X_{\sigma\Sigma}} \sin \delta$$

Параметры режима, входящие в коэффициенты (I, I_d, I_q) определяются из векторной диаграммы синхронного генератора. Здесь k_{oi} – коэффициент усиления по каналу отклонения тока статора генератора [ед.возб./ед.ном.тока], k_{li} – коэффициент усиления по каналу первой производной тока статора [ед.возб./ед.ном.тока/сек], k_{2i} – коэффициент усиления по каналу второй производной тока статора [ед.возб./ед.ном.тока/сек²]. Необходимо отметить, что в АРВ-с значения коэффициентов усиления по отклонению напряжения находятся в пределах $k_{ov}=(100-200)$ [ед.возб.х.х./ед.напряжения].

Видно, что коэффициенты характеристического уравнения зависят от параметров режима, системы и коэффициентов усиления по каналам АРВ.

Из приведенных соотношений видно, что при принятых упрощениях коэффициенты характеристического уравнения даже в случае одного генератора усложняются и очевидно, что аналитическое их исследование представляется невозможным.

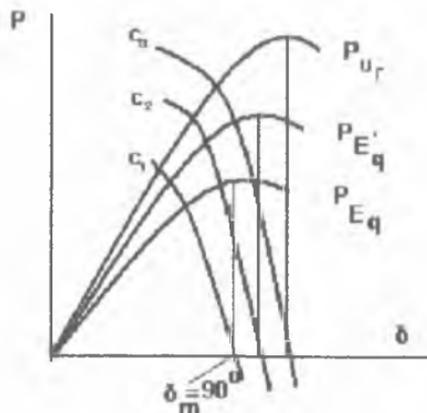


Рис.5.2. Сравнение угловых характеристик и синхронизирующих мощностей при различных АРВ

В связи с этим применяют численные методы анализа, особенно при определении оптимальных коэффициентов усиления АРВ в случаях регулирования тока возбуждения по нескольким параметрам режима. Учет наличия зоны нечувствительности, проявляющееся наличием люфта в механических элементах и инерционности еще больше усложняет составление и анализ уравнений, однако эти факторы могут существенно повлиять на условия устойчивой работы генератора. Неверный их учет может стать причиной нарушения устойчивости синхронного генератора в результате неправильной работы АРВ

Наличие АРВ-с увеличивает максимум угловой характеристики, так как его наличие отражается условием $X_{Г} = 0$. (рис.5.2)

5.3. Характеристики АРВ

Характеристикой автоматического регулирования возбуждения называется создаваемая регулятором зависимость напряжения генератора U_z от его реактивной нагрузки $U_z=f(Q)$ или от тока $U_z=f(J_z)$ при неизменном коэффициенте мощности ($\cos\varphi = \text{const}$).

Характеристика АРВ, при которой напряжение генератора остается постоянным вне зависимости от его реактивной нагрузки ($U_z = \text{const}$), называется **астатической** (рис.5.3).

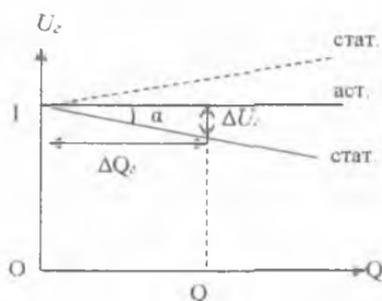
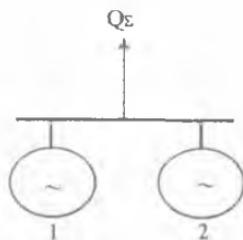


Рис. 5.3. Характеристики АРВ.

Характеристика, при которой АРВ изменяет напряжение U_z при изменении нагрузки Q , называется **статической**. Тангенс угла наклона этой характеристики к горизонтالي $\text{tg}\alpha$ называется **коэффициентом статизма** K_c .

При работе генераторов на общие шины генераторного напряжения, как показано на рисунке 5.4, построить их АРВ по астатическим характеристикам не представляется возможным, т.к. тогда при любом распределении реактивной нагрузки между ними

напряжение оставалось бы постоянным, т.е. ее распределение



оказалось бы нестабильным.

Рис. 5.4. Схема работы генераторов на общие шины генераторного напряжения

При настройке регуляторов по статическим характеристикам и напряжении генераторов $U_{Г1}=U_{Г2}=U_{Г}$ получим $\Delta U=Q_1 \cdot \operatorname{tg} \alpha_1 = Q_2 \cdot \operatorname{tg} \alpha_2$ или $Q_1/Q_2 = K_{C2}/K_{C1}$, то есть реактивная нагрузка распределится между генераторами обратно пропорционально коэффициентам статизма их характеристик регулирования возбуждения (рис.5.3).

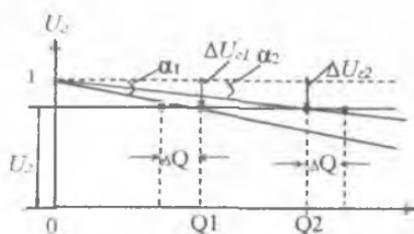


Рис. 5.5. Характеристика регулирования возбуждения.

Если под влиянием какого-либо возмущения произошло бы перераспределение этой нагрузки, например, у первого генератора

она уменьшилась на ΔQ , а у второго – настолько же увеличилась, то напряжение U_{21} стало бы больше U_{22} .

За счет разности этих напряжений появился бы уравнивающий ток и генератор с большим напряжением стал бы набирать на себя реактивную нагрузку, отбирая ее у генератора с меньшим напряжением.

Это продолжалось бы до тех пор, пока напряжения этих генераторов не сравнялись, т.е. пока распределение реактивной нагрузки не вернулось бы к первоначальному.

5.4. Устройства АРВ

Простейшим устройством АРВ синхронных машин является релейная форсировка возбуждения (рис.5.4).

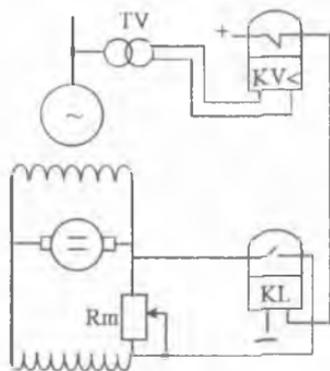


Рис. 5.6. Схема устройства АРВ релейная форсировка возбуждения

При снижении напряжения до $(0,7-0,85)U_{ном}$ срабатывает, замыкая свои контакты, реле минимального напряжения $KV<$, получающее питание от трансформатора напряжения TV на выводах генератора. При этом получает питание прореле KL и шунтирует своими контактами шунтовой реостат $Rш$ в цепи возбуждения возбудителя.

Ток возбуждения возбудителя, напряжение его якоря, ток ротора и э.д.с. статора генератора увеличиваются при этом до максимального значения (до “потолка”), что способствует повышению динамической устойчивости параллельной работы и повышает т.к.з. и чувствительность релейной защиты.

Поддерживать постоянство напряжения форсировка возбуждения не может, так как вне зависимости от глубины снижения напряжения возбуждение генератора всегда увеличивается до потолочного значения.

Устройства АРВ питаются от отдельного трансформатора напряжения без предохранителей (или автоматов) в их вторичных цепях. Этим исключается ложное действие этих устройств, которое могло бы произойти при наличии предохранителей в случае их перегорания.

Изменение возбуждения машин небольшой мощности не оказывает существенного влияния на напряжения в узловых точках современных мощных энергосистем. Поэтому в соответствии с ПУЭ на синхронных машинах мощностью до 2,5 МВт ограничиваются установкой устройств форсировки возбуждения.

На турбогенераторах с косвенной системой охлаждения и электромашинной системой возбуждения применяют **устройство компаундирования**, назначением которого является поддержание неизменным напряжения статора генератора за счет регулирования тока возбуждения генератора пропорционально изменению тока статора.

При увеличении тока нагрузки возрастает реакция якоря, что приводит к снижению напряжения на выводах генератора:

$$U_c = E_q - jI_d X_d \quad (5.14)$$

Принцип действия этого устройства заключается в том, что при увеличении тока статора увеличивается вторичный ток трансформаторов тока ТА, питающих устройство компаундирования (рис.5.5).

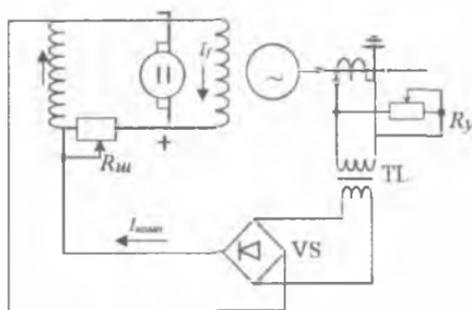


Рис. 5.7. Схема устройства компаундирования

На холостом ходу с помощью шунтового реостата $R_{ш}$ устанавливают ток возбуждения, соответствующий номинальному

напряжению генератора. При нагрузке генератора вторичный ток трансформатора тока ТА трансформируется разделительным трансформатором TL, выпрямляется выпрямительным мостом VS и поступает в обмотку возбуждения возбудителя, суммируясь в ней с током от якоря возбудителя (выпрямленный ток называется **током компаундирования**).

В результате возрастает ток возбуждения и э.д.с. генератора. Увеличение этой э.д.с. компенсирует появление реакции статора генератора. Подбором коэффициента трансформации выпрямительного трансформатора TL устанавливают ток компаундирования, соответствующий номинальному напряжению генератора при номинальной нагрузке.

С помощью установочного реостата R_y регулируется уровень напряжения, поддерживаемый устройством компаундирования.

Чем больше сопротивление этого реостата, тем меньший ток от трансформатора тока ТА ответвляется в него, тем больше ток компаундирования и напряжение генератора.

Достоинства устройства компаундирования:

- отсутствие замыкающихся и размыкающихся контактов, подвижных частей;
- простота схемы.

Недостатки:

- отсутствие форсировки возбуждения при больших токах к.з. из-за насыщения трансформаторов тока;
- провалы (снижения) напряжения в начальной части внешней характеристики генератора $U_c=f(I_c)$;

- нереагирование на изменение коэффициента мощности $\cos\varphi$ нагрузки.

Первый из этих недостатков компенсируется релейной форсировкой возбуждения.

Снижение напряжения в начальной части характеристики объясняется тем, что при малых токах нагрузки мала вторичная э.д.с. трансформаторов тока ТА. Поэтому выпрямленное напряжение моста VS оказывается меньше напряжения на обмотке возбуждения возбудителя $U_{в.в.х.х}$ и ток компаундирования отсутствует. Напряжение генератора изменяется по естественной внешней характеристике (рис.5.8).

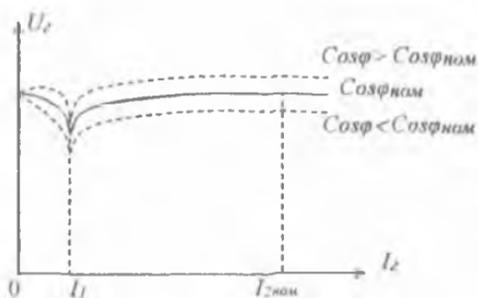


Рис. 5.8. Характеристика тока компаундирования

При некотором значении тока нагрузки выпрямленное напряжение начинает превышать $U_{в.в.х.х}$, появляется подпитка (ток компаундирования), и напряжение генератора восстанавливается. Ток нагрузки генератора I_1 , при котором появляется ток компаундирования, называется **порогом компаундирования**.

Ток компаундирования зависит от абсолютного значения тока нагрузки, но не зависит от коэффициента мощности $\cos\varphi$.

В отличие от него напряжение генератора зависит от угла φ между ним и током нагрузки, что видно из характеристик регулирования напряжения генератора устройством компаундирования при различных значениях $\cos\varphi$ нагрузки.

Провалы напряжения в начальной части характеристики не имеют практического значения, так как генераторы при малых нагрузках, близких к холостому ходу, не работают. А нереагирование устройства компаундирования на изменение $\cos\varphi$ нагрузки является его существенным недостатком. Поэтому, как указывалось, компаундирование дополняется электромагнитным корректором (без компаундирования корректор не применяется).

Основным элементом корректора является магнитный усилитель AL, принцип действия которого основан на том, что при увеличении степени насыщения сердечника снижается его индуктивное сопротивление (рис.5.7).

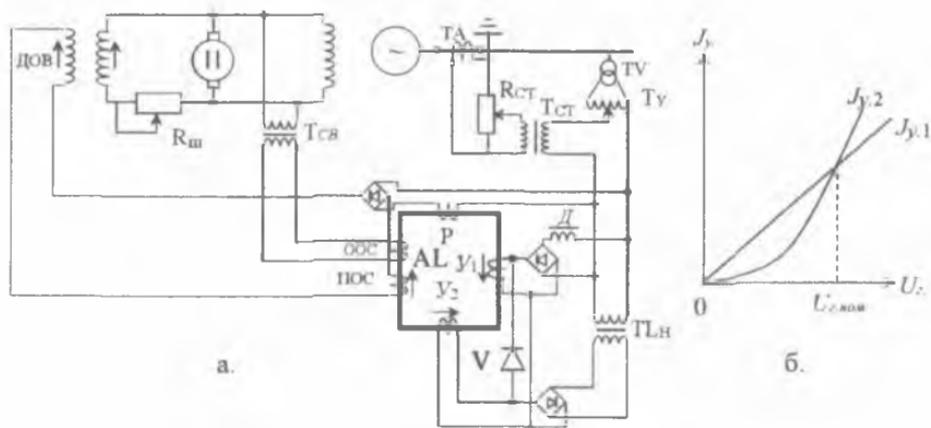


Рис. 5.9. Схема устройства компаундирования с электромагнитным корректором

Принцип действия корректора заключается в следующем. В обмотку управления U_1 магнитного усилителя АЛ поступает выпрямленный ток ненасыщающегося дросселя D , а в обмотку управления U_2 – выпрямленный ток насыщающегося трансформатора ТЛН. Обмотки U_1 и U_2 имеют одинаковое число витков и равные сопротивления, но включены встречно.

К дросселю D и трансформатору ТЛН подводится одно и то же напряжение, пропорциональное напряжению генератора, от трансформатора напряжения TV и подключенного к его вторичной обмотке установочного автотрансформатора Ту.

Так как дроссель D ненасыщающийся, то его сопротивление постоянно. Поэтому ток J_{U1} в обмотке управления U_1 пропорционален напряжению генератора.

Зависимость тока J_{U2} в обмотке управления U_2 от напряжения генератора U_g нелинейная (из-за насыщения трансформатора ТЛН).

Параметры дросселя и насыщающегося трансформатора подобраны таким образом, что при номинальном напряжении генератора $U_{2ном}$ токи в обмотках управления U_1 и U_2 равны между собой $J_{U1}=J_{U2}$.

Так как они направлены встречно, то их результирующая м.д.с. равна нулю. Никакого подмагничивания сердечника магнитного усилителя АЛ нет. При этом индуктивное сопротивление его рабочей обмотки Р максимально.

Поступающий в дополнительную обмотку возбуждения ДОВ выпрямленный ток рабочей обмотки магнитного усилителя

минимален. Сумма м.д.с. дополнительной и основной обмоток возбуждения также минимальна.

Если напряжение генератора окажется меньше номинального (например, при уменьшении $\cos\varphi$ нагрузки), ток $J_{У1}$ окажется больше тока $J_{У2}$. Произойдет подмагничивание сердечника усилителя АЛ. Сопротивление его рабочей обмотки уменьшится. Возрастет м.д.с. и, соответственно, ток возбуждения генератора и его напряжение восстановится до начального значения $U_{г.ном.}$.

При этом токи $J_{У1}$ и $J_{У2}$ снова сравниваются. Чтобы не увеличилось снова сопротивление рабочей обмотки и не уменьшилась м.д.с. возбуждения, а, следовательно, и напряжение генератора U_g , нужно сохранить подмагничивание сердечника усилителя.

Это обеспечивается тем, что последовательно с дополнительной обмоткой возбуждения ДОВ включена обмотка положительной обратной связи ПОС усилителя.

Благодаря этому, одновременно с возрастанием тока в ДОВ увеличивается м.д.с. обмотки ПОС, сохраняя подмагничивание усилителя АЛ.

За счет индуктивностей якоря возбудителя, обмоток ротора и статора процесс изменения напряжения генератора отстает во времени от изменения тока в ДОВ. Это могло бы привести к тому, что в переходном процессе регулирования ток в ДОВ уже достиг бы значения, соответствующего начальному значению напряжения генератора, но оно не успело восстановиться.

Поэтому продолжалось бы увеличение тока в ДОВ, и спустя некоторое время, напряжение генератора оказалось бы выше

требуемого – произошло бы так называемое перерегулирование. Для исключения перерегулирования используется обмотка отрицательной обратной связи ООС усилителя AL, получающая питание от трансформатора обратной связи $T_{св}$, подключенного к якорию возбuditеля.

В установившемся режиме постоянный ток не трансформируется, и в обмотке ООС ток отсутствует. При увеличении тока в ДОВ напряжение возбuditеля во времени также увеличивается, трансформируется трансформатором связи $T_{св}$, и в обмотку ООС поступает ток.

Этим током в обмотке ООС создается м.д.с, задерживающая увеличение степени насыщения усилителя AL. Благодаря этому, замедляется возрастание тока в ДОВ, и таким образом исключается перерегулирование.

В рассмотренной схеме компаундирования генераторов с электромагнитным корректором регулирование тока возбуждения генератора производится пропорционально изменению модуля тока статора и поэтому эта схема носит название **токового компаундирования**.

На генераторах относительно большой мощности нашло применение так называемое **фазовое компаундирование**, реагирующее на изменение величины тока и коэффициента мощности нагрузки.

На ряде тепловых станций работают генераторы с **высокочастотной системой возбуждения**.



Рис.5.10. Схема возбуждения с тиристорные системы возбуждения

Более современными и эффективными являются **тиристорные системы возбуждения** и **АРВ сильного действия**, которые правилами устройства электроустановок (ПУЭ) рекомендуются для генераторов мощности 100 МВт и более.

Эти устройства АРВ значительно сложнее рассмотренных.

Рассмотрим принцип действия **АРВ СД**.

На рисунке 5.9 показана схема передачи электроэнергии электростанции в систему.



Рис. 5.11. Схема электрической системы.

Мощность, передаваемая по ЛЭП высокого напряжения:

$$P = \frac{E_q U_c}{X_\Sigma} \cdot \sin \delta, \quad (5.15)$$

где E_q - э.д.с. генератора; U_c - напряжение системы; δ - угол между их векторами; X_Σ - суммарное сопротивление пути, по которому передается эта мощность.

Для рассматриваемой схемы

$$X_\Sigma = X_d + X_T + X_l + X_c, \quad (5.16)$$

где X_d - сопротивление генератора; X_T - сопротивление трансформатора;

X_l - сопротивление линии электропередачи; X_c - сопротивление системы.

Система бесконечной мощности характеризуется постоянством напряжения на ее шинах $U_c = \text{const}$. Ее сопротивление $X_c = 0$. Если с помощью устройства АРВ удалось бы поддерживать не меняющееся во времени постоянное напряжение на шинах электростанции $U_{c1} = f(P, t) = \text{const}$, это было бы равносильно $X_d + X_T = 0$.

При этом $X_\Sigma = X_l$ и резко увеличился бы предел передаваемой мощности

$$P = \frac{E_q \cdot U_c}{X_l}. \quad (5.17)$$

Это очень важно для дальних ЛЭП сверхвысокого напряжения. На их сооружение уходят большие затраты, и передавать по ним малую мощность экономически невыгодно.

Ранее рассмотренные устройства **АРВ пропорционального действия** начинают восстанавливать начальное значение напряжения после того, как оно уже отклонилось на некоторую величину, и поэтому постоянство его во времени не сохраняют.

Сохранение почти неизменного напряжения на шинах станции достигается с помощью **АРВ СД**.

Сильное регулирование возбуждения отличается от пропорционального тем, что содержит, кроме регулирующих воздействий, пропорциональных току и напряжению генератора, регулирующие воздействия, пропорциональные их производным:

$$U_r = K_0 + K_1 \Delta U_r + K_2 \frac{dU_r}{dt} + K_3 \Delta J_2 + K_4 \frac{dJ}{dt} + K_5 \frac{d^2 J_r}{dt^2} \quad (5.18)$$

Благодаря этому регуляторы сильного действия вступают в действие, как только начинает изменяться нагрузка, и тем интенсивнее, чем быстрее это происходит, что способствует поддержанию постоянства напряжения.

Цель **АРВ СД** – поддержание постоянства напряжения и сохранение устойчивости параллельной работы, т.е. угла δ , при передаче большой мощности.

Ниже на рисунке 5.10 показана схема в однофазном изображении, поясняющая принцип устройства и действия **АРВ СД**

Выпрямленный вторичный ток трансформатора тока ТА подается в обмотку управления $У_3$. Он равен $K_3 J_2$.

Последовательно с обмоткой $У_3$ включен вход еще одного дифференцирующего звена d/dt . Ток его выхода $K_4 dJ_2/dt$ протекает по обмотке управления $У_4$ и подается на вход третьего дифференцирующего звена, ток выхода которого $K_5 d^2 J_2/dt^2$ протекает по обмотке управления $У_5$.

Магнитодвижущие силы всех обмоток управления суммируются. Их сумма тем больше, чем больше изменяются напряжения U_r и ток J_r генератора и чем быстрее это происходит. Тем больше оказывается насыщение сердечника усилителя АЛ и тем меньше сопротивление его рабочей обмотки Р и больше ток, протекающий через нее.

Питание рабочей обмотки Р усилителя АЛ напряжением с частотой 450 Гц позволяет уменьшить его габариты.

При глубоких посадках напряжения (ниже $0,85U_{гном}$) срабатывает реле форсировки KV_f , замыкается его контакт KV_{f1} , и поступает ток в форсировочную обмотку управления Ф. М.д.с. этой обмотки обеспечивает сильное насыщения сердечника магнитного усилителя АЛ. Этим создается форсировка возбуждения генератора.

Назначение трансформаторов напряжения TV и тока ТА, установочных устройств T_y и R_y , положительной ПОС и отрицательной ООС обратных связей такое же, как и у регуляторов возбуждения пропорционального действия.

Выбор коэффициентов усиления по каждому из каналов регулирования является сложной задачей, решение которой в существенной степени зависит от параметров и характеристик

энергосистемы, в которой работает синхронный генератор, и требует рассмотрения установившихся режимов и переходных процессов энергосистемы в целом.

При этом производится определение:

- значений параметров канала регулирования по отклонению напряжения ΔU_z , обеспечивающих заданную точность поддержания напряжения в различных режимах работы синхронного генератора;
- типа и параметров каналов стабилизации (dU_z/dt , Δf , J_z , d^2J_z/dt^2 и т.п.), обеспечивающих статическую устойчивость и заданные показатели качества переходных процессов при малых отклонениях от исходного установившегося режима;
- параметров устройства форсировки, улучшающих динамическую устойчивость энергосистемы.

Контрольные вопросы:

1. Каково назначение АРВ?
2. Почему при наличии устройства АРВ повышается устойчивость параллельной работы синхронных генераторов?
3. Как влияет устройство АРВ на токи короткого замыкания и чувствительность защит?
4. Почему астатическая характеристика АРВ не получила практического применения?
5. Что показывает коэффициент статизма в устройстве АРВ и в чем его физический смысл?

6. Как влияет коэффициент статизма в АРВ на работу генератора?
7. Как происходит распределение реактивной нагрузки при параллельной работе генераторов с различным статизмом?
8. Каково назначение устройства форсировки возбуждения?
9. Принцип работы форсировки возбуждения.
10. Область применения, достоинства и недостатки форсировки возбуждения.
11. Для чего необходимо устройство компаундирования генератора?
12. Что такое устройство компаундирования генератора?
13. Область применения, достоинства и недостатки устройства компаундирования генератора.
14. Принцип работы устройства компаундирования генераторов.
15. Что такое порог компаундирования и почему он возникает?
16. Почему напряжение генератора реагирует на $\cos\varphi$ нагрузки? Каково назначение электромагнитного корректора напряжения?
17. Принцип работы электромагнитного корректора напряжения.
18. Каким образом электромагнитный корректор обеспечивает постоянство напряжения при изменении тока нагрузки?
19. Почему устройство токового компаундирования без корректора не обеспечивает постоянства напряжения на выводах генератора?

20. Для чего служит положительная обратная связь в схеме ЭМК?
21. Зачем нужна отрицательная обратная связь в схеме ЭМК?
22. Чем схема токового компаундирования отличается от схемы фазового компаундирования?
23. Какие виды АРВ знаете? Области их применения.
24. В чем отличие АРВ сильного действия от других систем регулирования?
25. Принцип работы АРВ СД (в нормальных режимах энергосистемы).
26. Как работает АРВ СД при коротких замыканиях в электрической сети?

ГЛАВА 6. АВТОМАТИЧЕСКОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ ЧАСТОТЫ И АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ (АРЧМ)

Производительность различных электромеханизмов по-разному зависит от частоты. В общем случае зависимость мощности, потребляемой этими механизмами, от частоты может быть описана выражением

$$P = \kappa f^n, \quad (6.1)$$

где κ – коэффициент пропорциональности; f – частота; n – показатель степени.

Для разных потребителей „ n “ имеет разную величину и может изменяться в пределах $n = 0 \div 8$, включая сюда и дробные значения.

Так, например:

- для электроламп накаливания $n = 0$;
- для механизмов с постоянным моментом сопротивления на валу $n = 1$, т.к. $P = \omega M$;
- для механизмов с вентиляторным моментом сопротивления n имеет более высокое значение.

Сказанное приводит к необходимости предъявления жестких требований к поддержанию постоянства частоты в системе.

Правилами устройства электроустановок (ПУЭ) допускается длительное отклонение частоты от номинальной на $\Delta f_{\text{дон}} = \pm 0,1 \text{ Гц}$, а отклонение частоты на $0,5 \text{ Гц}$ и более в течение 30 минут расценивается как авария.

Постоянство частоты характеризуется балансом генерируемых и потребляемых мощностей с учетом потерь:

$$P_{г\ \Sigma} = P_{н\ \Sigma} + P_{п\ \Sigma} \quad (6.2)$$

где $P_{г\ \Sigma}$ – суммарная генерируемая мощность;

$P_{н\ \Sigma}$ – суммарная потребляемая мощность (нагрузка);

$P_{п\ \Sigma}$ – суммарные потери на передачу электроэнергии потребителям.

Любое нарушение этого баланса приводит к изменению частоты, которое может быть описано уравнением

$$P_{г\ \Sigma} = P_{н\ \Sigma} + P_{п\ \Sigma} + J \frac{d\omega}{dt} \quad (6.3)$$

где J – суммарный момент инерции агрегатов системы;

ω – угловая частота системы.

Таким образом, процесс поддержания постоянства частоты в энергосистеме (регулирование частоты) при изменении нагрузки энергосистемы (с учетом потерь) сводится к соответствующему изменению генерируемой мощности.

Все турбины электростанций оборудованы регуляторами частоты. Первичным регулятором частоты является регулятор скорости турбины. Зависимость частоты f от мощности генератора P_2 , устанавливаемая автоматическим регулятором частоты, $f=F(P_2)$ называется характеристикой АРЧ.

6.1. Характеристики автоматического регулятора частоты

На рисунке 6.1 показаны астатическая и статическая характеристика автоматического регулятора частоты генератора.

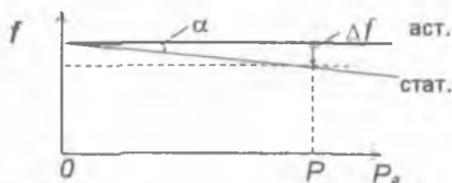


Рис.6.1. Астатическая и статическая характеристика автоматического регулятора частоты генератора.

Астатическая характеризуется независимостью частоты f от мощности генератора P_g . У статической характеристики по мере увеличения мощности P_g частота f несколько снижается. Тангенс угла наклона характеристики к горизонтали $\operatorname{tg} \alpha$ называется коэффициентом статизма K_c . Т.к. увеличению P_g соответствует снижение f , то можно записать:

$$-f = K_c P_g \quad (6.4)$$

Отсюда уравнение статической характеристики АРЧ

$$\Delta f + K_c P_g = 0$$

Настраивать АРЧ всех агрегатов системы по **астатическим** характеристикам **не представляется возможным**, так как это привело бы к неопределенному распределению мощности между ними. Астатическое регулирование применяется в небольших изолированно работающих энергосистемах, где для регулирования выделяется один агрегат.

В современных энергосистемах к участию в регулировании частоты приходится привлекать ряд станций системы с маневренными агрегатами, допускающими быстрое изменение нагрузки.

В основном это гидроагрегаты станций с водохранилищами и частично агрегаты тепловых электростанций с барабанными котлами.

Мощные тепловые станции с прямоточными котлами не допускают резких изменений нагрузки. Поэтому их агрегаты участие в регулировании частоты не принимают, для чего их АРЧ настраиваются по статическим характеристикам.

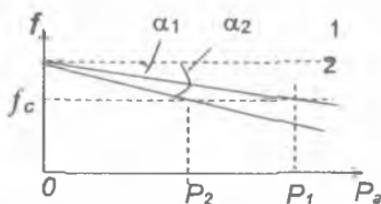


Рис. 6.2. Характеристика регулятор частоты

Из рисунка 6.2 легко видеть, что при неизменной частоте системы f агрегат, регулятор частоты которого настроен по статической характеристике, будет нести неизменную нагрузку P . Причем эта нагрузка тем меньше, чем больше коэффициент статизма характеристики K_c (характеристика 2).

6.2. Принцип организации автоматического регулирования частоты и мощности (АРЧМ) в современных энергосистемах

Как уже указывалось, к участию в регулировании частоты привлекаются наиболее маневренные агрегаты. Одним из методов регулирования частоты при этом является так называемый **метод долевого статизма** (метод мнимостатических характеристик). Уравнение мнимостатической характеристики для каждого из регулирующих агрегатов имеет вид:

$$\Delta f + K_{ci}(P_{i, \text{факт}} - \beta_i \cdot \sum_{i=1}^n P_{i, \text{н}}) = 0$$

где Δf – отклонение частоты от номинальной;

K_{ci} – коэффициент статизма регулятора i -того агрегата;

$P_{i, \text{факт}}$ – фактическая мощность этого агрегата;

$\sum_{i=1}^n P_{i, \text{н}}$ – суммарная мощность всех регулирующих агрегатов;

β_i – доля суммарной мощности всех регулирующих агрегатов системы, которую должен принять на себя данный генератор.

Это уравнение удовлетворяется (заканчивается переходный процесс регулирования), когда

$$\Delta f = 0 \quad \text{и} \quad P_{z \phi_i} = \beta_i \cdot \sum_{z=1}^n P_z \quad (6.5)$$

т.е. когда регулирующие агрегаты наберут на себя все изменение нагрузки системы (восстановится баланс генерируемой и потребляемой мощностей) и каждый из этих агрегатов примет на себя заданную ему долю β_i суммарной нагрузки системы.

Для регулирования частоты по методу долевого статизма используются устройства телемеханики и ЭВМ.

Целевой функцией регулирования является **минимум расхода топлива** (или затрат) в системе:

$$B_1 \cdot P_{ст.1} + B_2 \cdot P_{ст.2} + \dots + B_n \cdot P_{ст.n} \rightarrow \min \quad (6.6)$$

где $P_{ст.i}$ — нагрузка i -той станции ($i = 1 \div n$),

$B_i = \frac{\Delta B_i}{\Delta P_i}$ — удельный прирост расхода топлива.

Целевая функция удовлетворяется при $B_1 = B_2 = \dots = B_n$.

В этом легко убедиться на примере двух электростанций:

Если $B_1 < B_2$, то целесообразно увеличить $P_{ст.1}$ на ΔP (загрузить эту станцию) и, соответственно, уменьшить $P_{ст.2}$.

При этом расход топлива $\Delta B = B_1 \Delta P - B_2 \Delta P = \Delta P (B_1 - B_2) < 0$, т.е. уменьшается.

При $B_1 > B_2$ такое распределение нагрузки между станциями оказалось бы невыгодным, т.к. в этом случае $\Delta B = \Delta P (B_1 - B_2) > 0$, т.е. расход топлива вырос бы.

Следовательно, оптимальному расходу топлива соответствует условие $B_1 = B_2$ (следует отметить, что „ B “ является нелинейной функцией от „ P “).

Электронно-вычислительные машины, установленные на центральном диспетчерском пункте, по телеканалам получают от датчиков мощности электростанций значения их мощностей. Эти величины суммируются и их сумма обратно по телеканалам распределяется оптимальным образом между этими электростанциями.

В объединенных энергосистемах (ОЭС) этот процесс происходит по иерархической схеме.

Сначала информация о мощностях электростанций каждой из систем поступает на их диспетчерские пункты, а оттуда информация о сумме этих мощностей поступает на центральный диспетчерский пункт (ЦДП).

Распределение суммарной мощности происходит в обратном порядке.

Сначала поступают задания на ее распределение между энергосистемами ОЭС, а из каждой энергосистемы – на распределение мощностей между станциями каждой из этих энергосистем.

Далее ЭВМ, установленные на станциях, распределяют мощность между агрегатами.

Коррекция по частоте производится на электростанциях первичными регуляторами скорости.

Если между генерируемой и потребляемой (с учетом потерь) мощностей системы имеется баланс, то отклонение частоты от номинальной Δf будет равным 0.

Составление программ автоматического регулирования частоты и мощности (АРЧМ) энергосистем, закладываемых в ЭВМ, является весьма сложной задачей.

В этих программах, наряду с потерями и зависимостью удельных затрат от нагрузки агрегатов, учитываются ограничения:

- перетоков мощности по ЛЭП (в соответствии с их пропускной способностью);
- по водотoku на ГЭС;
- коммутационные изменения в системе.

6.3. Устройства АРЧМ агрегатов электростанций

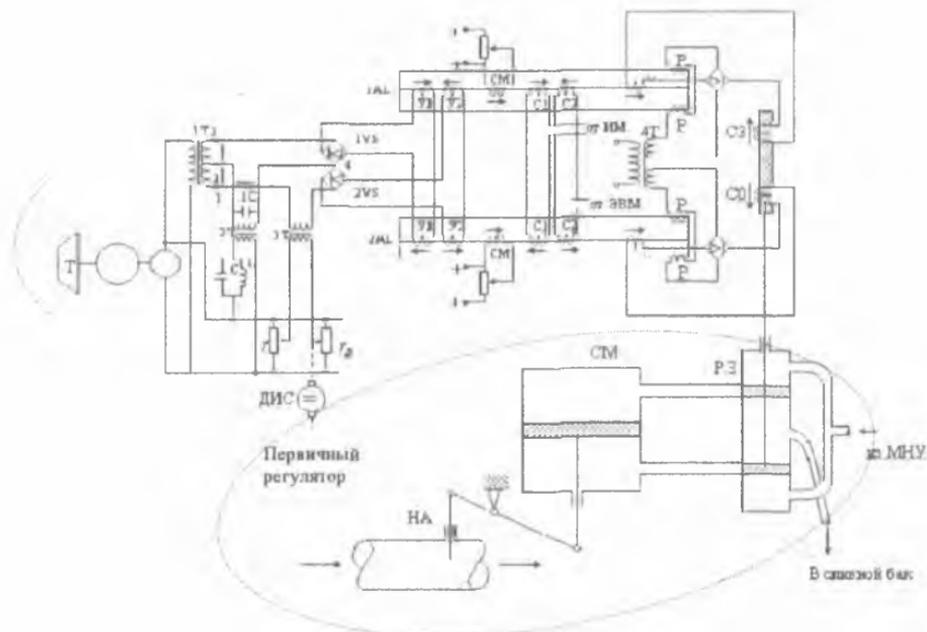


Рис.6.3. Устройства АРЧМ

На рисунке 6.3 показан **первичный регулятор** – электрогидравлический регулятор скорости агрегата (ЭГР) и воздействующий на него **вторичный регулятор** – магнитофильтровый регулятор частоты (МФРЧ).

На одном валу с генератором, вращаемом турбиной Т, находится педель-генератор. Он представляет собой маленький синхронный генератор, ротором которого является постоянный магнит. Напряжение педель-генератора подводится к первичной обмотке трансформатора 1Т, трансформатору 2Т, в первичную обмотку которого включен контур из соединенных параллельно конденсатора С и катушки индуктивности L, и потенциометрам r и r_p .

Точка 2 вторичной обмотки трансформатора 1Т находится посередине ее. Поэтому напряжения между точками 1 и 2 – U_{12} и между точками 2 и 3 – U_{23} равны между собой: $U_{12}=U_{23}$.

Рассмотрим, как происходит **регулирование частоты по астатической характеристике**. При этом обмотки статизма С1 и С2 магнитных усилителей 1АЛ и 2АЛ не используются.

Допустим, что положение движка потенциометра r_p выбрано таким, что напряжение, подводимое к трансформатору 3Т, равно нулю.

Колебательный контур LC настроен в резонанс с номинальной частотой ($j\omega_{ном}L=1/j\omega_{ном}C$).

Поэтому при номинальной частоте $f_{ном}$ сопротивление этого контура равно бесконечности:

$$Y = \frac{j\omega_{ном}L \cdot 1/j\omega C}{j\omega_{ном}L + 1/j\omega C} \quad (6.7)$$

то есть напряжение первичной обмотки трансформатора **2Т** равно нулю.

Следовательно, вторичное напряжение этого трансформатора и падение напряжения в конденсаторе **1С** также равны нулю. Напряжение между точками 1 и 4 – U_{14} и 3 и 4 – U_{34} , подводимые к выпрямительным мостам **1VS** и **2VS**, равны между собой $U_{14}=U_{34}$.

Равные токи, но во встречных направлениях, протекают по совершенно одинаковым обмоткам управления **У1** и **У2** магнитных усилителей **1AL** и **2AL**. Сумма м.д.с. этих обмоток равна нулю. Токи в обмотках смещения **СМ** усилителей **1AL** и **2AL** устанавливают одинаковыми. Поэтому степень насыщения сердечников этих усилителей одинакова (она соответствует колену кривой намагничивания), и сопротивления рабочих обмоток **Р** усилителей также равны между собой.

К рабочим обмоткам **1AL** и **2AL** подводятся равные напряжения от трансформатора **4Т**. Следовательно, равными оказываются и токи, протекающие по рабочим обмоткам, равными оказываются и значения выпрямленных токов, один из которых попадает в соленоид открытия **СО** направляющего аппарата турбины **НА**, другой – в соленоид закрытия **СЗ**.

Силы втягивания сердечника, связанного с иглой распределительного золотника **РЗ**, в эти соленоиды взаимно уравниваются. Сердечник находится в среднем положении, при котором тарелки распределительного золотника перекрывают доступ масла в сервомотор **СМ** из маслонапорной установки **МНУ**. Поршень

сервомотора неподвижен. Открытие направляющего аппарата турбины **НА** остается неизменным.

При уменьшении нагрузки момент турбины оказывается больше момента сопротивления генератора. Скорость вращения агрегата и частота педдель-генератора **возрастает**. Индуктивное сопротивление колебательного контура $X_L = \omega L$ **возрастает**, а емкостное $X_C = 1/\omega C$ **уменьшается**. В результате через трансформатор **2Т** протекает **емкостный ток**, опережающий напряжение на 90° .

Этот ток создает в конденсаторе **1С** **падение напряжения** (оно отстает от тока, протекающего через него, на 90°), совпадающее по фазе со **вторичным напряжением** трансформатора **1Т** (направления этих напряжений показаны стрелками).

При этом, как видно из рисунка, падение напряжения в конденсаторе **1С** **прибавляется к напряжению** U_{23} и **вычитается из напряжения** U_{12} . Напряжение U_{34} , подводимое к выпрямительному мосту **1VS**, оказывается **больше** напряжения U_{14} , подводимого к мосту **2VS**. **Ток** в обмотках управления **У1** получается **большим**, чем в обмотках управления **У2**. Разность м.д.с. этих обмоток в усилителе **1АЛ** **прибавляется к м.д.с. смещения**, а в усилителе **2АЛ** **вычитается из нее**. Степень насыщения сердечника усилителя **1АЛ** **возрастает**, и сопротивление его **рабочей обмотки** **уменьшается**, а сердечника усилителя **2АЛ** **уменьшается**, а сопротивление его **рабочей обмотки** **возрастает**. В результате **ток** в соленоиде закрытия **СЗ** оказывается **больше**, чем в соленоиде открытия **СО**.

Игла распределительного золотника **РЗ** и его тарелки перемещаются **вверх**, открывая доступ масла из **МНУ** под поршень

сервомотора **СМ**. Поршень поднимается **вверх**, вытесняя масло, находившееся над ним, в сливной бак, и **уменьшает открытие** направляющего аппарата турбины **НА**.

Скорость вращения агрегата и частота f уменьшаются до тех пор, пока не сравняются токи в соленоидах закрытия СЗ и открытия СО, что будет при восстановлении равенства токов в обмотках управления У1 и У2, т.е. при **восстановлении начального значения частоты**.

Таким образом, при **новом значении нагрузки генератора восстанавливается прежняя величина частоты**, причем предшествующее значение мощности генератора в изложенных выше рассуждениях нигде не участвовало. Это означает, что характеристика $f=F(P_g)$ получается **астатиической** (положительная обратная связь ПОС обеспечивает устойчивость регулирования).

Для получения **статической** характеристики, зависимой от нагрузки генератора, к обмоткам статизма С1 усилителей от органа измерения мощности **ИМ** подводится напряжение U_{C1} , пропорциональное активной нагрузке генератора (схема соответствующего преобразователя мощности будет рассмотрена ниже).

В этом случае некоторому значению нагрузки генератора будет соответствовать частота f , при которой в установившемся режиме ток в обмотках управления У2 превышает величину тока в обмотках управления У1, а разность м.д.с. этих обмоток компенсируется м.д.с. обмотки статизма С1, по которой протекает ток, пропорциональный нагрузке генератора. Тогда степень насыщения сердечников

усилителей 1AL и 2AL одинакова, и также равны токи в соленоидах открытия С0 и закрытия С3 направляющего аппарата турбины.

При уменьшении нагрузки генератора уменьшается ток и м.д.с. обмотки статизма С1. Поэтому для восстановления равновесного магнитного состояния усилителей 1AL и 2AL потребуется меньшая разность м.д.с. обмоток управления У2 и У1, и, соответственно, меньший ток в обмотке управления У2.

Последнее произойдет тогда, когда частота f будет несколько выше ее прежней величины. Т.е. при меньшей нагрузке генератора будет устанавливаться более высокая частота. Значит, характеристика регулятора будет действительно статической.

Передвижением движка потенциометра r_p можно изменять величину и знак напряжения, подводимого к трансформатору ЗТ. При этом вторичное напряжение этого трансформатора будет изменять соотношение напряжений, подводимых к выпрямительным мостам 1VS и 2VS, на что регулятор будет реагировать как на изменение нагрузки генератора, изменяя его частоту. При этом характеристика регулятора будет перемещаться параллельно самой себе. Изменение положения движка потенциометра можно производить дистанционно с помощью двигателя изменения скорости ДИС.

Для регулирования частоты в системе по методу долевого статизма нужно еще к обмоткам статизма С2 (они ничем не отличаются от обмотки статизма С1) подвести встречное напряжение, пропорциональное мощности, задаваемой генератору ЭВМ.

В этом случае переходный процесс регулирования будет заканчиваться, когда отклонение частоты от заданного ЭВМ

значения будет равно нулю $\Delta f=0$, и каждый из генераторов примет на себя заданную ему долю мощности системы.

Δf станет равно нулю при восстановлении баланса между генерируемой и потребляемой мощностями системы. Тогда сравниваются между собой токи и м.д.с. обмоток управления У1 и У2. При фактической мощности генератора, равной заданной ему доле суммарной мощности системы, сравниваются токи и м.д.с. обмоток статизма С1 и С2. В результате окажутся равными степени насыщения сердечников магнитных усилителей 1АЛ и 2АЛ, а следовательно, и токи в соленоидах закрытия СЗ и открытия С0 направляющего аппарата НА.

На рисунке 6.4 а показана упрощенная схема статического преобразователя мощности.

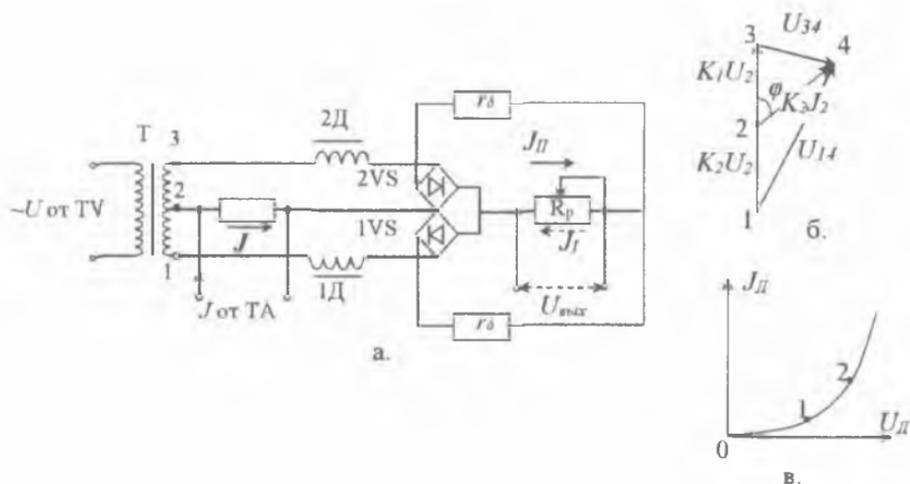


Рис. 6.4. Схема статического преобразователя мощности.

Он преобразует мощность генератора в пропорциональное ей напряжение, подводимое к обмоткам статизма С1 рассмотренного регулятора частоты.

Точка 2 вторичной обмотки трансформатора Т находится посреди ее. Поэтому напряжения между точками 1 и 2 и точками 2 и 3 равны между собой. Т.к. этот трансформатор получает питание от трансформатора напряжения TV, установленного на выводах генератора, то указанные напряжения пропорциональны напряжению генератора и равны $K_1 U_g$. Они показаны на диаграмме рис. 6.4.б.

$$U_{12} = U_{23} = K_1 U_g \quad (6.8)$$

К сопротивлению R подводится ток J от трансформатора тока в цепи генератора. Вектор тока J отстает от напряжения генератора на угол φ . Ток J создает в сопротивлении R падение напряжения $K_2 J$, совпадающее с ним по фазе. Оно приложено между точками 2 и 4, что показано на векторной диаграмме того же рисунка. Напряжение между точками 1 и 4 – U_{14} приложено к насыщающемуся дросселю 1Д, а напряжение между точками 3 и 4 – U_{34} приложено к дросселю 2Д.

По законам тригонометрии:

$$\begin{aligned} U_{14}^2 &= (K_1 U_g)^2 + (K_2 J)^2 + 2K_1 \cdot K_2 U_g J_e \cdot \cos\varphi, \\ U_{34}^2 &= (K_1 U_g)^2 + (K_2 J_e)^2 - 2K_1 \cdot K_2 U_g J_e \cdot \cos\varphi. \end{aligned} \quad (6.9)$$

Дроссели 1Д и 2Д - насыщающиеся. Поэтому зависимость тока, протекающего по ним, от напряжения **нелинейна**. Она показана на рис. 6.4.в.

В рабочем диапазоне (между точками 1 и 2) эту зависимость можно выразить как квадратичную

$$J_{д} = K'U_{14}^2 \quad (6.10)$$

Поэтому, выпрямленный мостом 1VS ток будет

$$J_{I} = K'U_{14}^2 \quad (6.11)$$

а ток, выпрямленный мостом 2VS

$$J_{II} = K'U_{34}^2 \quad (6.12)$$

Через сопротивление R_p протекает разность этих токов $J_I - J_{II}$ и создает падение напряжения

$$U_{\text{вых}} = (J_I - J_{II})R_p = K'(U_{14}^2 - U_{34}^2)R_p \quad (6.13)$$

Подставляя в полученное выражение значения U_{14} и U_{34} , найдем напряжение выхода:

$$U_{\text{вых}} = 4K'R_p K_1 \cdot K_2 \cdot U_2 J_e \cdot \cos \varphi = K_c P_e \quad (6.14)$$

(Благодаря балластным сопротивлениям r_{δ} обеспечивается протекание разности токов $J_I - J_{II}$ через сопротивление R_p . При отсутствии этих сопротивлений токи выпрямительных мостов 1VS и 2VS замыкались бы по пути наименьшего сопротивления, не попадая в R_p).

Напряжение $U_{\text{вых}}$ статического преобразователя мощности, пропорциональное мощности генератора, подводится к обмоткам статизма С1 АРЧ (см. рис.5.3). Перемещением движка потенциометра R_p можно изменять величину $U_{\text{вых}}$ и через него величину коэффициента статизма ($K_c \approx P/U_{\text{вых}}$).

Контрольные вопросы:

1. Каковы номинальные значения частоты переменного тока и ее допустимые отклонения? Как влияет колебание частоты в энергосистеме на работу турбин, механизмов собственных нужд и на производительность механизмов у потребителя?
2. Почему при нарушении баланса генерации и потребления активной мощности в энергосистеме меняется частота?
3. Чем вызвана необходимость автоматического регулирования частоты?
4. Назначение автоматических регуляторов частоты вращения турбин и их характеристики.
5. Чем статическая характеристика автоматического регулятора частоты отличается от астатической? Что показывает коэффициент статизма?

6. Где используется астатическое регулирование частоты?
7. В чем заключается метод долевого статизма при регулировании частоты?
8. В чем заключается принцип экономичного распределения активной нагрузки между агрегатами и электрическими станциями?
9. Каким образом происходит распределение активной нагрузки между электрическими станциями энергосистемы?
10. В чем заключается роль ЭВМ при автоматическом регулировании частоты и мощности в энергосистеме?
11. Каким образом производится настройка устройства АРЧМ на заданную частоту?
12. Каким образом происходит распределение активной нагрузки между агрегатами электрической станции?
13. Для чего используется автоматическое регулирование перетока активной мощности на межсистемных связях?
14. Отличается ли схема автоматического регулирования частоты от схемы автоматического регулирования перетока?
15. Каково назначение статического преобразователя мощности, принципы его построения?
16. Почему в схеме статического преобразователя мощности используются дроссели с насыщающейся магнитной системой, а не с линейной характеристикой?
17. Каким образом можно изменить коэффициент статизма энергоблока и для чего это делается?
18. Каким образом распределяется мощность между энергоблоками с различным коэффициентом статизма?

19. Можно ли использовать устройство АРЧМ энергоблока или станции в режиме задатчика мощности (для задания графика несения нагрузки)?

20. Возможно ли автоматическое регулирование частоты в энергосистеме при отсутствии вращающегося резерва активной мощности?

21. Что делает первичный регулятор скорости турбины при увеличении нагрузки генератора: увеличивает или уменьшает выпуск энергоносителя в турбину?

22. Каким образом схема АРЧМ «чувствует» изменение частоты в энергосистеме?

23. Принцип работы электрогидравлического регулятора скорости в устройстве АРЧМ.

24. Принцип работы магнитофилтрового регулятора частоты в устройстве АРЧМ.

25. Раньше для экономии топлива практиковалась работа с пониженной частотой в энергосистеме. Может ли система АРЧМ работать при подобных режимах с нестандартной частотой или должна быть выведена?

ГЛАВА 7. АВТОМАТИЧЕСКАЯ ЧАСТОТНАЯ РАЗГРУЗКА (АЧР) И ЧАСТОТНОЕ АВТОМАТИЧЕСКОЕ ПОВТОРНОЕ ВКЛЮЧЕНИЕ (ЧАПВ)

При возникновении дефицита мощности в системе, превышающего ее горячий резерв, могут произойти такие опасные явления, как лавина частоты и лавина напряжения.

Лавиной частоты и лавиной напряжения называют непрерывное их снижение до полного развала системы.

Лавина частоты развивается следующим образом:

Возникший дефицит мощности приводит к уменьшению скорости вращения агрегатов системы, т.е. к **снижению частоты**. При этом **снижается производительность механизмов собственных нужд** электростанций, что, в свою очередь, ведет к уменьшению мощности станций и, следовательно, к **возрастанию дефицита** мощности. Происходит дальнейшее снижение частоты, увеличение дефицита. Это явление развивается лавинообразно.

Лавина напряжения происходит следующим образом:

Снижение частоты при возникновении дефицита мощности в системе приводит к уменьшению э.д.с генераторов, т.к. она пропорциональна частоте, и к **затормаживанию асинхронных двигателей** системы. Затормозившиеся асинхронные двигатели потребляют **повышенный реактивный ток**. Это приводит к **увеличению реакции статоров генераторов** и **снижению напряжения** в системе. Понижение напряжения сопровождается

уменьшением момента вращения асинхронных двигателей, который пропорционален квадрату напряжения. Происходит дальнейшее затормаживание двигателей и увеличение потребляемого ими реактивного тока, что приводит к еще большему понижению напряжения в энергосистеме. Это явление происходит непрерывно до полного развала системы.

$$U_g = E_q - j I x_d \quad (7.1)$$

При снижении частоты ниже 45 Гц лавина напряжения не может быть предотвращена даже форсировкой возбуждения генераторов системы.

При этом также очень сильно уменьшается производительность механизмов собственных нужд станций, парализуя их работу. Так, например, производительность циркуляционных насосов снижается на 60%, а питательных насосов – до нуля.

7.1. Частотная характеристика системы

Частотной характеристикой системы называется зависимость нагрузки системы $P\%$ от частоты f . Эта зависимость может быть описана выражением:

$$P\% = P_0\% + P_1\% \frac{f}{f_n} + P_2\% \cdot \left(\frac{f}{f_n}\right)^2 + \dots + P_n\% \cdot \left(\frac{f}{f_n}\right)^n, \quad (7.2)$$

где $P_0\%, P_1\%, P_2\%, \dots, P_n\%$ – доли мощности потребителей системы, от суммарной их мощности (принятой за 100%) при номинальной частоте $f_{ном}$.

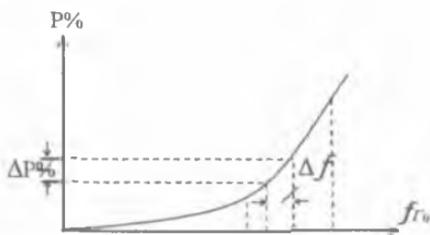


Рис. 7.1. Частотная характеристика системы.

Как видно из рисунка 7.1, эта характеристика нелинейна, но на интересующем нас участке от $f = 45\text{Гц}$ до $f_{ном}=50\text{Гц}$ с достаточной для практики точностью можно считать ее линейной. Поэтому для указанного участка отношение

$$\frac{\Delta P\%}{\Delta f\%} = K_{p.з} = Const. \quad (7.3)$$

Выражая частоту не в процентах от номинальной, а в Герцах, получим:

$$K_{p.з}^* = \frac{\Delta P\%}{2\Delta f_{Гц}} \quad (7.4)$$

Коэффициент $K_{p.з}$ называется **коэффициентом регулиującego эффекта нагрузки**, а способность потребителей системы уменьшать

потребляемую ими мощность при снижении частоты называется **регулирующим эффектом нагрузки**.

Коэффициент регулирующего эффекта нагрузки показывает на сколько процентов уменьшается потребление активной мощности нагрузкой на каждый процент снижения частоты.

Он меняется в течение суток и имеет наименьшее значение вечером, когда включается освещение и возрастает удельный вес потребителей, нечувствительных к изменению частоты.

Величина коэффициента регулирующего эффекта нагрузки должна определяться специальными испытаниями и в современных системах составляет $K_{p.з.} = 2 \div 2,5$.

При снижении частоты ниже 45 Гц очень сильно уменьшается производительность механизмов собственных нужд станций, парализуя их работу. Так, например, производительность циркуляционных насосов снижается на 60%, а питательных насосов – до нуля. Это приводит к останову энергоблоков и развалу энергосистемы.

7.2. Принципы выполнения и расчет автоматической частотной разгрузки

Чтобы не допустить возникновение лавины частоты и лавины напряжения, производится **автоматическая частотная разгрузка**.

Так как заранее неизвестно, какой может возникнуть дефицит мощности, то для того, чтобы не отключать лишних потребителей, разгрузку производят **очередями**.

При снижении частоты до определенного значения отключают часть наименее ответственных потребителей. Если частота продолжает снижаться, то при снижении ее на некоторое значение отключают еще часть потребителей и так далее. Ответственность отключаемых потребителей возрастает по мере возрастания номера очереди.

Всеми очередями должен быть отключен максимальный возможный дефицит мощности системы $P_{д. макс. \%}$. Для каждой конкретной системы максимальный дефицит мощности всегда можно определить.

Так, например, если в системе есть мощная электростанция, связанная с ней одной ЛЭП, то при отключении этой ЛЭП дефицит окажется равным мощности этой станции (наличие горячего резерва при этом не учитывается – он идет в запас). В системах с надежными связями между станциями максимальный дефицит определяется отключением наиболее мощного блока.

Описанное выполняется устройством автоматической частотной разгрузки первой категории (АЧР-I).

Начинают частотную разгрузку со значения частоты, несколько меньшем чем то, до которого допускается кратковременное ее снижение (обычно эта частота берется из условия эксплуатации блоков АЭС или крупных энергоблоков ТЭС и равна 49 Гц).

Практически уставку первой очереди АЧР берут $f_{cpl} = 48,8$ Гц.

Максимальное отклонение частоты, определяемой максимальным дефицитом мощности, равно

$$\Delta f_{\text{макс}} = \frac{P_{\text{д.макс}} \cdot \%}{2K_{\text{р.э.}}} \quad (7.5)$$

Это соответствует минимальному значению частоты $f_{\text{мин.}} = 50 - \Delta f_{\text{макс}}$.

Если расчетом получается значение $f_{\text{мин}}$, больше $46,5 \text{ Гц}$, то это ее значение и принимается за частоту срабатывания последней очереди АЧР-I

$$f_{\text{ср.п}} = f_{\text{мин}} \quad (7.6)$$

Если $f_{\text{мин}}$ оказывается меньше $46,5 \text{ Гц}$, то за уставку последней очереди принимают $46,5 \text{ Гц}$.

Это обусловлено тем, что как было показано ранее, нельзя допустить даже кратковременное снижение частоты ниже 45 Гц . Но исключить полностью дефицит мощности $P_{\text{д.макс}} \%$ нужно еще до того, как частота опустится до этого уровня, т.к. она может еще несколько снизиться по инерции. Поэтому и принимают $f_{\text{ср.п}} = 46,5 \text{ Гц}$.

Из опасения быстрого снижения частоты при больших дефицитах мощности **выдержка времени** очередей АЧР-I не должна превышать $0,5$ секунды.

Разница частоты срабатывания двух смежных очередей АЧР-I принимается равной $\Delta f_{\text{ср.п}} = 0,1 \text{ Гц}$.

При этом число очередей АЧР-I равно

$$n_1 = \frac{f_{ср.1} - f_{ср.н}}{\Delta f_{ср.}} + 1. \quad (7.7)$$

Так как всеми очередями должен быть отключен весь максимальный дефицит мощности, то мощность, отключаемая каждой из них, составляет

$$P_{откл. \%} = \frac{P_{д.макс. \%}}{n_1}. \quad (7.8)$$

При срабатывании нескольких очередей АЧР-I дефицит мощности уменьшается. Кроме того, за счет регулирующего эффекта нагрузки при снижении частоты, уменьшается мощность, потребляемая оставшимися в работе потребителями. В результате может возникнуть при пониженной частоте баланс генерируемой и потребляемой мощностей. При этом прекратится дальнейшее изменение частоты. Произойдет так называемое **зависание частоты**.

Работа элементов оборудования системы при пониженной частоте недопустима. При этом, например, уменьшается производительность маслонасосов смазки подшипников, и они начинают греться.

Для предотвращения зависания частоты и восстановления ее до значения, близкого к номинальному, применяется **частотная разгрузка второй категории АЧР-II**.

Под АЧР-II подводят 40-50% от максимального возможного дефицита мощности системы $P_{д.макс.}$

гидроагрегаты или перевести их в режим генераторов, если они работали в режиме синхронных компенсаторов.

Число очередей АЧР-II равно

$$n = \frac{(0,4 + 0,5)P_{д.макс}\%}{P_{откл.\%}}; \quad (7.10)$$

Кроме АЧР-I и АЧР-II применяется еще так называемая **дополнительная (или местная) частотная разгрузка**, которая будет рассмотрена ниже.

7.3. Частотное автоматическое повторное включение (ЧАПВ)

АПВ линий, отключаемых устройствами АЧР, должны выводиться из действия. Но в практических условиях могут быть ложные действия АЧР. **Причины их** таковы:

- снижение частоты после отключения дефицита по инерции;
- уменьшение частоты на шинах подстанций с синхронной нагрузкой во время бестоковых пауз при АПВ и АВР;
- появление при качаниях в системе частоты скольжения f_s , величина которой значительно меньше номинальной ($f_s < f_{нам}$).

Помимо ложных действий АЧР, частота в системе может восстановиться после ввода холодного резерва, а также в часы минимума нагрузки. Все это делает целесообразным повторное включение отключенных частотной разгрузкой потребителей при

восстановлении частоты в системе. Такая задача возлагается на частотное автоматическое повторное включение (ЧАПВ).

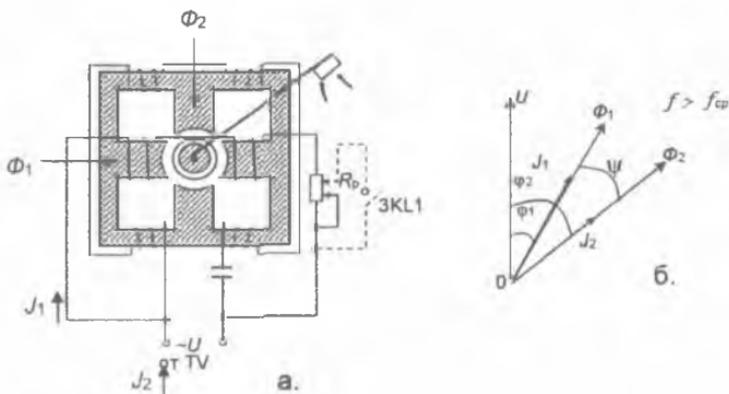
Частотное АПВ также выполняется отдельными очередями в диапазоне частот от 49,2Гц до 50,2Гц с разницей в частотах срабатывания смежных частот $\Delta f_{узб.} = 0,1 Гц$ и во временах $\Delta t_{узб.} = 3 \div 5$ сек. Причем очередями ЧАПВ включаются потребители, ответственность которых убывает по мере воздействия номера очереди.

Выдержка времени первой очереди ЧАПВ принимается равной $t_{ср.1} = 10-15$ секунд.

Устройства ЧАПВ должны быть однократными.

7.4. Устройства АЧР и ЧАПВ

На рисунке 7.3 показано индукционное реле восстановления частоты ИВЧ-3, используемое в схемах АЧР и ЧАПВ. Оно выполнено на базе индукционного реле мощности.



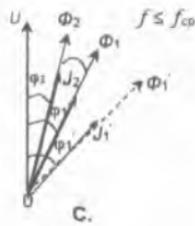


Рис. 7.3. индукционное реле восстановления частоты ИВЧ-3.

Как у любой индукционной системы, момент вращения барабанчика $M = k\Phi_1\Phi_2\sin\psi$, где Φ_1 – поток горизонтальных (по рисунку), а Φ_2 – вертикальных полюсов, ψ – угол между этими потоками.

Угол между напряжением U от трансформатора напряжения ТУ и током J_1 в обмотке, расположенной на горизонтальных полюсах (а значит, и потоком Φ_1), равен

$$\varphi_1 = \operatorname{arctg} \frac{\omega L_1}{R_1 + R_p} \quad (7.11)$$

где

L_1 – индуктивность этой обмотки; R_1 – ее активное сопротивление;

R_p – регулируемое сопротивление в ее цепи.

Для обмотки, расположенной на ярме и создающей поток Φ_2 можно написать

$$\varphi_2 = \operatorname{arctg} \frac{\omega L_2 - 1/\omega C}{R_2} \quad (7.12)$$

где L_2 и R_2 – индуктивность и активное сопротивление этой обмотки;

C – емкость конденсатора, включенного последовательно с ней; ω – угловая частота; φ_2 – угол между напряжением U_1 , приложенным к цепи этой обмотки, и током в ней J_2 (или потоком Φ_2).

Параметры реле выбраны таким образом, что при частоте сети, большей частоты срабатывания реле ($f > f_{cp}$), угол $\varphi_2 > \varphi_1$. Это показано на векторной диаграмме (рис.7.3.б). В этом случае угол $\psi = \varphi_1 - \varphi_2 < 0$, также $\sin \psi < 0$ и момент вращения реле $M < 0$, т.е. барабанчик реле поворачивается в сторону размыкания контактов.

Реле не срабатывает.

При снижении частоты уменьшается и угол φ_1 и угол φ_2 .

Но уменьшение φ_2 происходит быстрее, чем уменьшение φ_1 , так как $\omega L_2 - 1/\omega C$ по мере снижения $\omega = 2\pi f$ уменьшается быстрее, чем ωL_1 , ибо вычитаемое $1/\omega C$ при этом возрастает.

При некотором значении частоты, меньшем, чем частота срабатывания реле ($f < f_{cp}$), угол φ_2 становится меньше φ_1 , и угол ψ оказывается положительным $\psi = \varphi_1 - \varphi_2 > 0$. Поэтому положительный знак приобретает и момент вращения реле $M > 0$. **Реле срабатывает**, замыкая контакты. Это показано на векторной диаграмме (рис. 7.3.в).

Изменением R_p регулируется частота срабатывания реле. Зашунтировав часть сопротивления R_p после срабатывания реле, можно увеличить угол φ_1 до значения φ_1' (на рисунке показано пунктиром).

При этом увеличится частота возврата реле, т.к. для возврата реле в исходное положение нужно, чтобы угол φ_2 стал больше φ_1' , а увеличение φ_2 происходит при возрастании частоты f .

На рисунке 7.4 показана схема одной очереди АЧР и ЧАПВ. При снижении частоты f до частоты срабатывания $f_{ср}$ реле КФ типа ИВЧ-3 своими контактами КФ1 замыкает цепь питания реле времени КТ. Реле КТ приходит в действие, размыкая свои контакты КТ1 и дешунтируя сопротивление r . Этим обеспечивается термическая устойчивость реле времени.

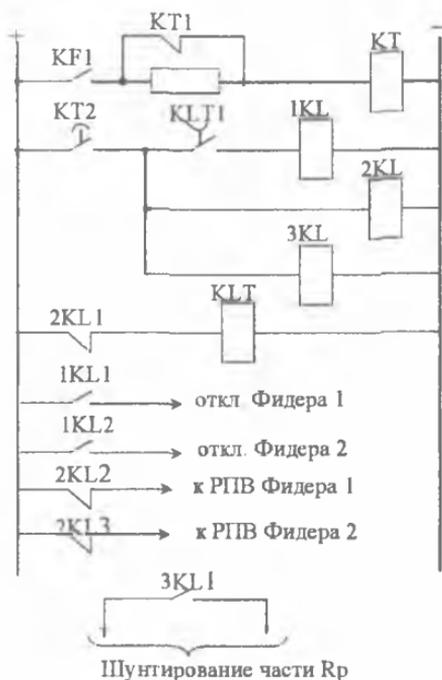


Рис.7.4. Схема одной очереди АЧР и ЧАПВ.

Затем, спустя время уставки данной очереди частотной разгрузки, замыкаются контакты КТ2 реле времени.

Еще до срабатывания реле КФ через нормально замкнутые контакты 2КЛ1 промреле 2КЛ получало питание промежуточное реле с замедленным возвратом в исходное положение КЛТ, и его контакты КЛТ1 были замкнуты. Поэтому при замыкании контактов КТ2 получают питание одновременно промреле 1КЛ, 2КЛ 3КЛ.

Реле 1КЛ, замыкая свои контакты 1КЛ1 и 1КЛ2, посылает импульс на отключение фидеров 1 и 2, которые должны отключаться данной очередью АЧР.

Реле 2КЛ размыкающимся контактами 2КЛ1 размыкает цепь катушки реле КЛТ, которое с некоторым замедлением, достаточным для отключения фидеров 1 и 2, размыкает свои контакты КЛТ1 и выводит из действия реле 1КЛ.

Благодаря этому ограничивается длительность посылки импульса на отключение фидеров 1 и 2. Размыкающими контактами 2КЛ2 и 2КЛ3 реле 2КЛ снимает плюс оперативного тока с реле повторного включения РПВ отключаемых фидеров.

Промреле 3КЛ контактами 3КЛ1 шунтирует часть сопротивления R_p реле КФ, увеличивая его частоту возврата до значения, соответствующего данной очереди ЧАПВ. Если частота в системе поднимается до этого значения, реле КФ возвратится в исходное положение. Его контактами КФ1 разомкнется цепь питания реле времени КТ. Разомкнутся его контакты КТ2. Обесточатся катушки реле 2КЛ и 3КЛ. Промреле 2КЛ контактами 2КЛ2 и 2КЛ3 запустит

реле повторного включения РПВ фидеров, отключенных частотной разгрузкой. Произойдет их **повторное включение**.

Если после ЧАПВ частота снова понизится, АЧР отключит эти фидера второй раз. Но еще раз включатся они не будут, т.к. окажутся разряженными при первом цикле ЧАПВ конденсаторы РПВ. Этим обеспечивается однократность ЧАПВ.

На рисунке 7.5 показана схема, поясняющая область применения и принцип действия **дополнительной (местной) частотной разгрузки**.

На ней показана электростанция, с шин которой потребляется мощность, превышающая установленную мощность ее агрегатов. Недостающую мощность станция получает из системы по линии связи с ней. От шин станции отходят ЛЭП, по которым получают питание более ответственные потребители, чем на подстанциях системы. Поэтому при снижении частоты в системе действует устройства АЧР-I и АЧР-II, установленные на подстанциях системы.

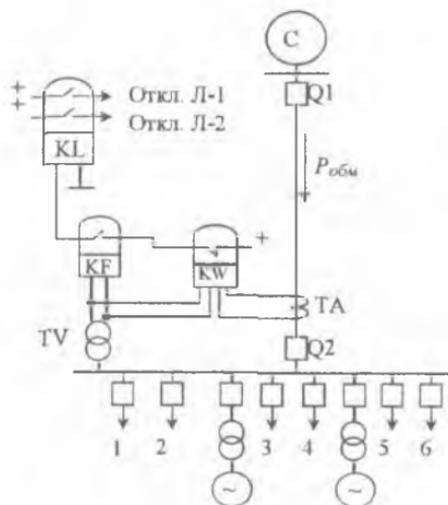


Рис. 7.5. принцип действия дополнительной (местной) частотной разгрузки.

Но при отключении линии связи с системой и снижении частоты на станции (когда генерируемая мощность ее недостаточна для покрытия местной нагрузки) вступает в действие дополнительное устройство АЧР и отключает часть ее потребительских линий, например, ЛЭП1 и ЛЭП2. Такое действие местной АЧР достигается с помощью реле мощности KW, обладающего направленностью действия.

При снижении частоты на шинах станции и обменной мощности $P_{обм}$, направленной из системы на станцию, замыкает контакты только реле частоты KF, а реле мощности KW держат свои контакты разомкнутыми. Промреле KL питания не получает, его контакты остаются разомкнутыми. Местная АЧР не срабатывает. Действуют

лишь устройства АЧР на подстанциях системы, отключая менее ответственных потребителей.

При отключении линии связи реле KW замыкает свои контакты. Если при этом снижается частота на станции, и срабатывает реле KF, то замыкается цепь питания реле KL, которое, сработав, посылает импульс на отключение линий Л-1 и Л-2.

Местная АЧР также вступает в действие при снижении частоты в системе и избытке генерируемой мощности на станции в систему, когда обменная мощность $P_{обм.}$ направлена от станции в систему. Этим она облегчает восстановление частоты в системе.

7.5. Современные устройства автоматической частотной разгрузки

7.5.1. Устройства – «Сириус-2-АЧР»

Устройство автоматической частотной разгрузки Сириус-2-АЧР (рис.7.6) предназначено для использования на электростанциях и подстанциях энергосистем с целью ликвидации дефицита активной мощности путем автоматического отключения потребителей при снижении частоты (АЧР) с последующим автоматическим повторным включением отключенных потребителей при восстановлении частоты (ЧАПВ).



Рис. 7.6. Устройство автоматической частотной разгрузки Сириус-2-АЧР.

Устройство предназначено для установки на панелях и в шкафах в релейных залах и пультах управления электростанций и подстанций 3–110 (500) кВ, а также в ячейках КРУ и КСО 6–10 кВ подстанций и распределительных пунктов (РП).

Устройство Сириус-2-АЧР обеспечивает:

- автоматическое отключение определенных под частотную разгрузку присоединений;
- автоматическое повторное включение отключенных присоединений при повышении частоты;
- одновременный контроль двух секций;
- оперативный ввод блокировок в любые очереди АЧР и ЧАПВ;
- сигнализацию при пропадании напряжения с любого из каналов;
- блокировку работы внешними релейными сигналами.

7.5.2. Микропроцессорное устройство частотной автоматики «АЧР-МП»

Микропроцессорное устройство частотной автоматики «АЧР-МП» предназначено для контроля режимов работы электрической сети и функционирует по алгоритмам работы известных устройств: АЧР1.

Основные функции:

- Ввод контролируемых аналоговых напряжений до 2-х каналов.
- Ввод контролируемых каналов тока до 2-х шт.
- Математическая обработка оцифрованных входных сигналов с целью подавления посторонних помех и выделения первой гармоники сигналов.

- Изменение уставок по частоте, скорости изменения частоты, интегралу отклонения частоты и времени с помощью переносного компьютера, встроенного пульта управления с дисплеем или через АСУ ТП (автоматическую систему управления технологическим процессом).

- Математическая реализация алгоритмов: автоматической частотной разгрузки (по отклонению частоты - АЧР1 и АЧР2 или по скорости отклонения частоты - АЧРС) при дефиците регулируемой мощности в энергосистеме, частотного автоматического повторного включения (ЧАПВ) при ликвидации дефицита мощности, блокировки срабатывания при выбеге электродвигателей.

- Вывод управляющих воздействий на существующие системы управления коммутационными аппаратами.

Контрольные вопросы:

1. Каково назначение АЧР?
2. Что такое «лавина частоты»?
3. Что такое «лавина напряжения»?
4. Почему снижение частоты ниже 45 Гц недопустимо в энергосистеме?
5. Почему система АЧР выполняется с несколькими ступенями? Может ли сработать АЧР избыточно?
6. Что такое «регулирующий эффект нагрузки»?
7. В чем физический смысл коэффициента регулирующего эффекта нагрузки?
8. Как предотвращается ложное отключение потребителей при кратковременных снижениях частоты на подстанциях?
9. Как определить максимально возможный дефицит в энергосистеме для расчета уставок АЧР?
10. Для чего предназначена АЧР-I?
11. Чему равны уставки по частоте первой и последней ступеней АЧР-I?
12. Как определить число ступеней АЧР-I?
13. Для чего предназначена АЧР-II?
14. В чем принципиальная разница в уставках по времени в АЧР-I и АЧР-II?
15. В чем принципиальная разница в уставках по частоте в АЧР-I и АЧР-II?

16. Как можно изменить уставку по частоте в реле частоты?
17. Каково назначение ЧАПВ?
18. Как выбираются уставки ЧАПВ по частоте и по времени?
19. Когда и как производится ЧАПВ в схеме АЧР?
20. Почему запрещается АПВ линий, отключенных от АЧР?

Каким образом это обеспечивается в схеме АЧР?

21. Каким образом реле частоты «чувствует» изменение частоты?
22. Как устанавливается частота возврата в реле частоты?
23. Каково назначение дополнительной (местной) частотной разгрузки?
24. Как обеспечивается работа дополнительной разгрузки по местному, а не системному фактору?
25. В каких случаях местная АЧР может работать не только по местному фактору, но и при снижении частоты в энергосистеме?

ГЛАВА 8. ПРОТИВОАВАРИЙНАЯ АВТОМАТИКА

8.1. Асинхронный режим

При нарушении устойчивости параллельной работы возникает асинхронный режим. Он также может возникнуть при несинхронном автоматическом повторном включении ЛЭП.

Рассмотрим, чем сопровождается асинхронный режим на примере следующей схемы (рис. 8.1):

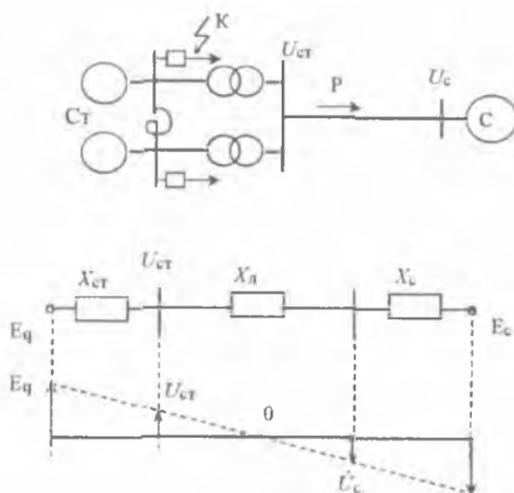


Рис. 8.1. Появление асинхронного режима

В нормальных условиях станция Ст выдает мощность в систему С.

$$P = \frac{E_q \cdot E_c}{X_{\Sigma}} \cdot \sin \delta \quad (8.1)$$

где E_q – э.д.с. генераторов станции; E_c – э.д.с. системы;

X_{Σ} – суммарное сопротивление пути передачи мощности станции в систему; δ – угол между э.д.с. генераторов и э.д.с. системы.

$$X_{\Sigma} = X_{ст} + X_{л} + X_{с}$$

где $X_{ст}$ – сопротивление станции;

X_L – сопротивление линии электропередачи;

X_c – сопротивление системы.

При этом угол

$$\delta = \arcsin \frac{PX_{ст}}{E_q \cdot E_c} \quad (8.3)$$

При потере устойчивости, например, вследствие короткого замыкания в точке K , происходит сброс нагрузки с агрегатов станции и они ускоряются, а агрегаты системы затормаживаются, т.к. в систему перестает поступать мощность станции P (рис.8.2).

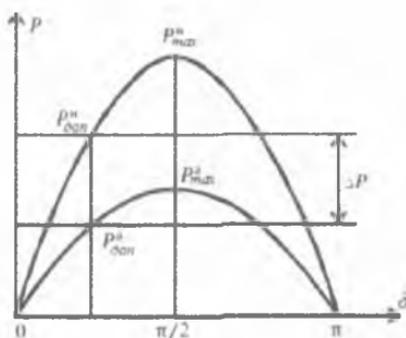


Рис. 8.2. Угловые характеристики

Возникает разность частот вращения агрегатов электростанции f_s и системы f_c , называемая частотой скольжения $f_s = f_s - f_c$.

Под влиянием этой разности частот возникает асинхронный ход. Угол δ непрерывно изменяется:

$$\delta = 2\pi f_s t \quad (8.4)$$

В некоторые моменты он достигает величины 180° . Этому моменту соответствует эпюра напряжений, показанная на нижнем рисунке 8.3.

Так как напряжение в различных точках системы изменяется от E_q до E_c , то в некоторой точке сети оно равно нулю. Эта точка „0“ называется **электрическим центром качаний (ЭЦК)**.

При асинхронном ходе возникает уравнивающий ток

$$J_{\text{ур}} = \frac{2E}{X_\Sigma} \cdot \sin \frac{\delta}{2} \quad (8.5)$$

где $E_q = E_c = E$

Максимальное значение этого тока может превысить значение тока к.з. при коротком замыкании на выводах генератора.

$$P = \frac{E_q \cdot U_s}{X_\Sigma} \cdot \sin \delta \quad (8.6)$$

Передаваемая при асинхронном ходе мощность благодаря изменению угла δ , периодически изменяет свою величину и знак. В результате среднее значение этой мощности равно нулю, т.е. **по линии мощность не передается.**

Длительное существование асинхронного хода недопустимо. Поэтому для прекращения асинхронного хода и восстановления синхронизма (ресинхронизации) применяют ряд специальных мер:

- быстрое уменьшение мощности агрегатов станции, работающих с повышенной частотой, или даже их частичное отключение;
- быстрая загрузка генераторов системы, работающей с пониженной частотой, за счет горячего резерва;
- частотный пуск гидрогенераторов, находившихся в холодном резерве, или перевод в генераторной режим гидрогенераторов, работавших в режиме синхронных компенсаторов;
- дозированное отключение нагрузки (части потребителей) системы.

Однако в ряде случаев возникают условия, при которых ресинхронизация с помощью перечисленных методов автоматического прекращения асинхронного хода (АПАХ) невозможна. Характерный пример такого случая приведен на рисунке 8.3:

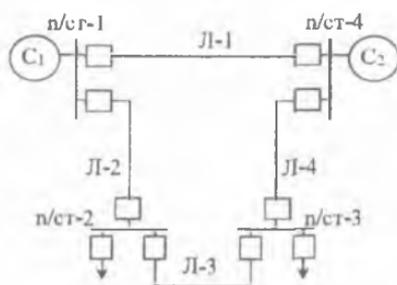


Рис. 8.3. Автоматического прекращения асинхронного хода

Основная доля мощности передается из системы С1 в систему С2 по линии Л-1. Пропускная способность передачи Л-2 - Л-3 - Л-4 весьма невелика и рассчитана лишь на передачу по ним небольшой мощности для обеспечения потребителей подстанций 2 и 3.

Поэтому при отключении линии Л-1 резко возрастает суммарное сопротивление этой передачи, что приведет к возникновению асинхронного режима, ресинхронизация которого практически невозможна и применение АПАХ бесполезно.

В таких случаях производится **деление системы (ДС)** на несинхронные части в заранее намеченной точке. Выявление возникшего асинхронного режима и его устранение производится **автоматикой ликвидации асинхронного режима (АЛАР)**.

АЛАР относится к сложным и ответственным системам, обеспечивающим устойчивость энергосистемы в целом. Принципы действия АЛАР различаются по разновидностям пусковых устройств (ПУ) фиксации:

- скорости снижения сопротивления (АЛАР ФССС): реагирует на характерное для асинхронного режима медленного понижения напряжения и роста тока (на снижение комплексного сопротивления сети с ограниченной скоростью с последующим изменением направления мощности).

- повышения фазового угла электропередачи (АЛАР ФПФУ): фиксирует начало асинхронного хода по нарастанию фаз напряжения в контрольных точках сети.

- циклов асинхронного режима — фиксирования циклов (АЛАР ФЦК): фиксирует начало асинхронного хода по циклическим

срабатываниям реле сопротивления (или реле максимального тока) и совместных с ним циклов срабатывания и возврата реле активной мощности.

- фазного тока (АЛАР ФТ).

Типовое устройство АЛАР состоит из нескольких ступеней срабатывания, принципы срабатывания пусковых органов которых различны.

Например, **АЛАР-Ц** фирмы **МОДУС** содержит четыре выявительных органа:

- угловой выявительный орган (УВО),
- цикловой выявительный орган (ЦВО),
- токовый выявительный орган (ТВО),
- выявительный орган, фиксирующий переход генератора в асинхронный режим во время короткого замыкания (ВОКЗ).

Улавливая возникновение качаний в сети АЛАР отключает часть линий внутри энергосистемы, разделяя ее на автономно работающие части.

В этом случае АЛАР действует на деление сети (ДС).

При этом АЛАР работает совместно со специальной автоматикой отключения нагрузок (САОН) и АЧР в дефицитной части и отключения генераторов (АОГ) в избыточной части энергосистемы.

После установления нормального режима в разделённых частях, т.е. выравнивания их частот, происходит включение линий между ними и целостность энергосистемы восстанавливается.

Рассмотрим простейший вид АЛАР с фиксацией числа циклов качаний.

8.2. Автоматика ликвидации асинхронного режима

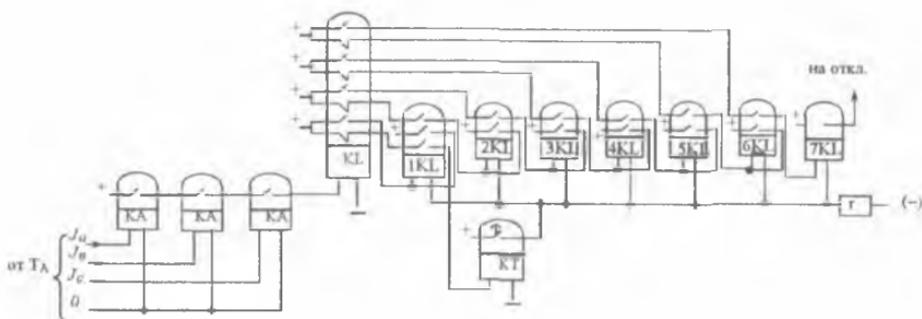


Рис. 8.4. Схема автоматического разделения системы на несинхронные части

На рисунке 8.4 показана одна из схем автоматического разделения системы на несинхронные части. Эта схема считает число периодов асинхронного хода и на четвертом из них посылает импульс на отключения выключателя, разделяющего несинхронно работающие части системы.

Уравнительный ток, возникающий при асинхронном ходе, изменяется по закону одновременно во всех трех фазах.

$$J_{ур} = \frac{2E}{X_{\Sigma}} \cdot \sin \frac{\delta}{2} = J_{ур \max} \sin \frac{\omega t}{2} \quad (8.6)$$

На рисунке 8.5 показаны четыре периода этого уравнивающего тока. Там же показаны токи срабатывания $J_{ср}$ и возврата $J_{в}$ токовых реле КА(А), КА(В), КА(С).

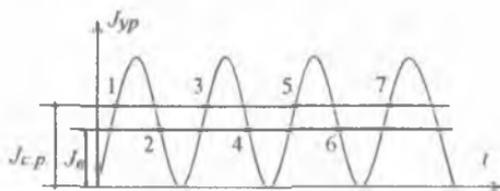


Рис. 8.5. Периоды уравнивающего тока.

Схема работает следующим образом:

Когда уравнивающий ток достигает величины тока срабатывания реле КА (точка 1), все три реле – КА(А), КА(В) и КА(С) замыкают свои контакты.

Получает питание промежуточное реле КЛ и меняет положение своих контактов на обратное показанному на рисунке. При этом получает питание промежуточное реле 1КЛ и через среднюю пару своих контактов становится на **самоудерживание**.

При токе, равным току возврата реле КА (точка 2), реле тока КА(А), КА(В) и КА(С) размыкают свои контакты. Теряет питание реле КЛ. Через его нижние контакты и нижние контакты реле 1КЛ получает питание и замыкается реле времени КТ.

Уставка у этого реле принимается равной 2-3 сек., а продолжительность одного периода асинхронного хода в современных энергосистемах составляет, как правило, $0,2 \div 0,3$ сек.

Поэтому реле времени КТ не успевает сработать до того, как уравнильный ток снова достигнет значения $J_{ср}$ (точка 3).

В точке 2 через третью снизу пару контактов реле КЛ и верхние контакты реле 1КЛ получает питание реле 2КЛ, срабатывает и через свои нижние контакты становится на **самоудерживание**.

В точке 3 опять срабатывают реле КА и КЛ. Нижними контактами последнего разрывается цепь питания реле времени КТ, и оно, не успев сработать, возвращается в исходное положение.

Через четвертую снизу пару контактов реле КЛ и верхние контакты реле 2КЛ получает питания прореле 3КЛ и становится на **самоудерживание**.

Нетрудно видеть, что при **непрекращающемся асинхронном ходе** в точке 4 получает питание прореле 4КЛ и становится **самоудерживание**, в точке 5 - 5КЛ и т.д. Реле времени КТ в каждом периоде асинхронного хода приходит в действие и, не успев замкнуть свои контакты, возвращается в исходное положение.

На **четвертом периоде** асинхронного хода (точка 7) получает питание реле 7КЛ и, сработав, посылает **импульс на отключение выключателя**.

После этого ток в линии исчезает. Реле КА оказываются продолжительно обесточенными. Длительно оказывается без тока реле КЛ, также длительно получает питание реле времени КТ и, срабатывая, замыкает свои контакты.

При этом плюс оперативного тока оказывается подведенным и к началам и к концам обмоток реле 1КЛ+6КЛ, стоящих на

самоудерживании. Перестает протекать ток по их катушкам: эти реле и вся схема возвращаются в исходное положение.

Чтобы при замыкании контактов реле времени КТ в цепи оперативного тока не было короткого замыкания, в нее включено токоограничивающее сопротивление „г“.

Если асинхронный ход прекратится до четвертого периода, т.е. через три цикла, то успевает сработать и стать на самоудерживание только часть промежуточных реле и сигнал на отключение линии не пройдет. Затем срабатывает реле времени и возвращает схему в исходное положение.

На практике в период грозового сезона наблюдались случаи часто чередующихся разрядов молнии, попадающих в линию электропередачи.

Если бы в схеме автоматического разделения системы на несинхронные части использовалось токовое реле КА только в одной фазе, то при каждом разряде произошло бы отключение выключателя. Чтобы это исключить токовые реле КА включены во все три фазы, а контакты их включены последовательно.

Часто чередующиеся разряды молнии, попадающие одновременно во все три фазы ЛЭП, на практике не наблюдались и поэтому ложная работа схемы по данному фактору исключена.

Что произойдет в энергосистеме после работы АЛАР?

Энергосистема распадется на две несинхронные части:

- дефицитную с понижением частоты и работой АЧР. Если дефицит очень большой, то работа АЧР может оказаться неэффективной. Для предотвращения этого после срабатывания

АЛАР, как правило, срабатывает САОН на отключение заранее выбранных линий электропередачи с определенной нагрузкой – это позволит снизить дефицит и обеспечить эффективную работу АЧР.

- избыточную с повышением частоты. Высокая частота представляет опасность для генераторов и для ее снижения работает автоматика отключения заранее выбранных генераторов.

После принятия мер со стороны диспетчера энергосистемы по выравниванию частот, он дает команду на синхронизацию разделившихся частей энергосистемы, т.е. включение отключенной от АЛАР линии с проверкой синхронизма.

Запрещается эксплуатировать линии без АЛАР там, где они должны быть установлены по проекту. Поэтому на случай вывода АЛАР в ремонт или ее несрабатывания предусматривается резервный комплект АЛАР, устанавливаемый на другом конце линии.

8.3. Современные цифровые устройства автоматики ликвидации асинхронных режимов

Устройство АЛАР-Ц (рис.8.6) разработано по заказу и техническому заданию, утвержденному РАО «ЕЭС России».

Устройство принято МВК РАО «ЕЭС России» в 2002 г. и рекомендовано проектным институтам, энергосистемам и предприятиям электрических сетей при новом строительстве и реконструкции действующих энергообъектов 110–500 кВ в целях повышения надежности функционирования энергосистем.

Устройство имеет сертификат соответствия Госстандарта России, экспертное заключение ДонОРГРЭС о соответствии функциональных показателей, утвержденное Минтопэнерго Украины.

Разработчики: ОАО «НИИПТ», ОДУ Северо-Запада, ООО «НПП «Модус».

Изготовитель: ООО «НПП «Модус».

Для защиты электрических сетей используются угловой, цикловой и в ряде случаев токовый выявительные органы.



Рис. 8.6. Устройство АЛАР-Ц.

8.4. Автоматика защиты ЛЭП от повышения напряжения (от перенапряжений)

На рис. 8.7.а и 8.7.б показаны высоковольтная линия электропередачи и ее упрощенная Т-образная схема замещения. Такой схемой можно пользоваться при длине ЛЭП не более 200-300 км. При более длинных линиях заменять распределенные индуктивное и емкостное сопротивления линии сосредоточенными нельзя.

На рис. 8.7.в приведена схема замещения при отключенном выключателе ЛЭП со стороны подстанции Б.

$E_{\text{сист}}$ и $X_{\text{сист}}$ – э.д.с. и индуктивное сопротивление системы, приведенные к напряжению подстанции А.

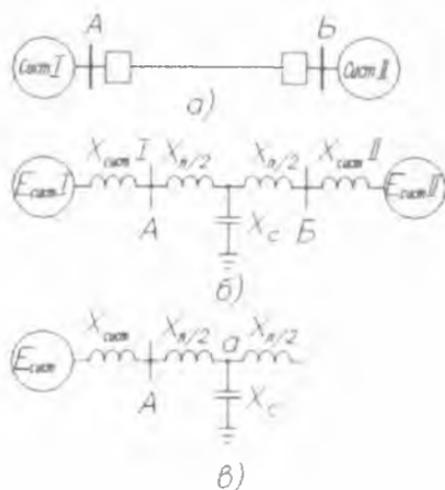


Рис 8.7. Схема высоковольтная линия электропередачи:
а) принципиальная схема линия электропередачи; б) схема замещения ЛЭП; в) схема замещения при отключенном выключателе ЛЭП со стороны подстанции Б.

Определим напряжение ЛЭП на ее отключенном конце.

Суммарное сопротивление цепи, по которой протекает ток, в этом случае составит

$$X_{\Sigma} = X_{\text{сист}} + X_{\text{Л1/2}} - X_c \quad (8.7)$$

а соответствующий ток –

$$I = \frac{E_{\text{сист}}}{X_{\text{сист}} + X_{\text{Л1/2}} - X_c}$$

Напряжение на отключенном конце линии U_K будет таким же, как в точке “а” (рис. (в)), то есть

$$U_K = I * (-X_c) = \frac{E_{\text{сист}} * (X_c)}{X_{\text{сист}} + X_{\text{Л}/2} - X_c} \quad (8.9)$$

Разделив числитель и знаменатель этого выражения на $(-X_c)$, найдем:

$$U_K = \frac{E_{\text{сист}}}{1 - \frac{X_{\text{сист}} + X_{\text{Л}/2}}{X_c}} \quad (8.10)$$

Из этого выражения легко установить, что чем длиннее линия (т.е. больше X_L) и чем меньше мощность системы (т.е. больше $X_{\text{сист}}$), тем больше напряжение на конце линии U_K и наоборот.

Напряжение в начале линии, то есть на шинах подстанции А в этом случае будет

$$U_H = I * (-X_c + X_{\text{Л}/2}) = \frac{E_{\text{сист}} * (X_{\text{Л}/2} - X_c)}{X_{\text{сист}} + X_{\text{Л}/2} - X_c} \quad (8.11)$$

После элементарного преобразования получим

$$U_H = \frac{E_{\text{сист}}}{1 - \frac{X_{\text{сист}}}{X_c - X_{\text{Л}/2}}} \quad (8.12)$$

На ЛЭП высокого напряжения емкостное сопротивление линии $X_c = 1/b_o L$, значительно превосходит индуктивное $X_L = X_o L$ ($X_c > X_L$).

С учетом этого легко установить, что **чем меньше мощность системы** (т.е. чем больше $X_{сист}$) и **чем длиннее линия** (т.е. чем больше X_L), тем **больше напряжение в начале линии U_n** , т.е. на шинах подстанции А при отключении ее на противоположном конце.

В качестве примера определим U_k и U_n линии 500кВ с проводом 3хАС-500 длиной 250 км.

Для провода 3хАС-500 $X_{уд} = 0,295$ Ом/км и $b_{уд} = 3,79 \cdot 10^{-6}$ Ом/км при длине 250 км получим:

$$\frac{X_L}{2} = \frac{0,295 \cdot 250}{2} = \frac{73,75}{2} \quad \text{Ом};$$

$$X_{c,уд} = \frac{1}{b_{c,уд}} = \frac{1}{3,79 \cdot 10^{-6}} = 264000 \quad \text{Ом/км.}$$

Откуда

$$X_c = \frac{1}{B_{c,уд} \cdot L} = \frac{264000}{250} = 1056 \quad \text{Ом.}$$

При мощности короткого замыкания системы (при к.з. на шинах подстанции А):

$S_{кз.сист} = 10^4$ МВА, сопротивление системы

$$X_{сист} = U_{сист}^2 / S_{кз.сист} = 500^2 / 10^4 = 25 \text{ Ом}$$

$$U_k = \frac{500}{1 - \frac{25 + 73,75}{1056}} = 531 \quad \text{кВ};$$

$$U_n = \frac{500}{1 - \frac{25}{1056 - 73,7512}} = 512,6 \quad \text{кВ.}$$

$S_{кз.сист}=25 \cdot 10^2 \text{ МВА}$, сопротивление системы $X_{сист}=500^2/25 \cdot 10^2=100$
Ом

$$U_k = \frac{500}{1 - \frac{100 + 73,7512}{1056}} = 574,5 \text{ кВ}; \quad U_n = \frac{500}{1 - \frac{100}{1056 - 73,7512}} = 554 \text{ кВ.}$$

На линиях 330-500 кВ не рекомендуется иметь длительные (свыше 20 –30 мин.) повышения напряжения сверх $1,15 U_{\phi}$ по условиям помех от короны на высокочастотные каналы связи, организуемые по этим линиям.

Для ограничения повышения напряжения на таких линиях устанавливают шунтирующие реакторы, включаемые к линиям электропередачи (рис.8.8.а) или к шинам подстанции (рис.8.8.б). За счет потребления реактивной мощности реакторы снижают напряжение, а также ликвидируют условия возникновения резонанса напряжений при одностороннем отключении линии или к существенному его ослаблению.

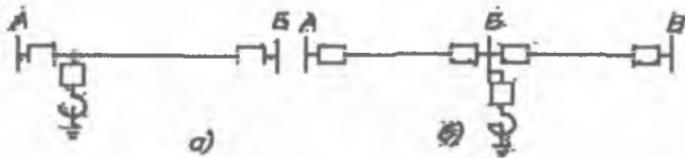


Рис.8.8. Схема включения шунтирующие реакторы:
а) включаемые к линиям электропередачи;

б) включаемые к шинам подстанции

Наиболее значительные повышения напряжения возникают при подключении линии к источнику напряжения только с одной стороны (режим одностороннего включения). Режим одностороннего включения линии может иметь место при включении линии для синхронизации, при этом длительность такого режима может составлять 5 - 10 мин и более.

Этот режим может возникнуть также при аварийном отключении линии с одной стороны или при действии АПВ на одной стороне линии.

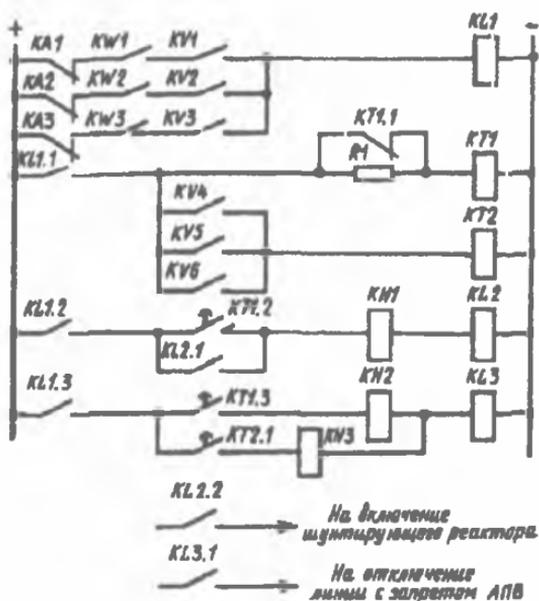


Рис. 8.9. Устройство автоматического ограничения повышения напряжения (АОПН).

Устройство автоматического ограничения повышения напряжения (АОПН) на линии имеет двухступенчатое исполнение и включает в себя три основных органа (рис.8.9):

- пусковой орган;
- избирательный орган реактивной мощности;
- орган выдержки времени.

В качестве **пускового органа** используются максимальные реле напряжения:

- чувствительной ступени KV1- KV3,
- грубой ступени KV4- KV6, включенные на фазные напряжения измерительных трансформаторов напряжения линии.

Напряжение срабатывания чувствительной ступени отстраивается от максимального рабочего напряжения

$$U_{c1} = k_{отс} \frac{U_{раб, max}}{k_R} \quad (8.13)$$

где $k_{отс} = (1,05 - 1,1)$ - коэффициент отстройки; $U_{раб, max}$ - максимальное рабочее напряжение; k_R - коэффициент возврата реле напряжения.

Для повышения чувствительности первой ступени устройства АОПН желательно использовать реле напряжения с более высоким коэффициентом возврата.

Напряжение срабатывания второй, грубой ступени пускового органа выбирается таким, чтобы это напряжение было допустимым в

течение времени действия первой ступени. Это напряжение обычно принимается равным

Избирательный орган устройства АОПН определяет односторонне отключенную линию, которая явилась причиной повышения напряжения.

$$U_{c2} = (1,2 \div 1,4)U_{\text{робмах}}, \quad (8.14)$$

Принцип выявления односторонне отключенной линии состоит в том, что со стороны включенного конца этой линии реактивная мощность направлена к шинам подстанции, а реактивная мощность остальных линий, отходящих от подстанции, направлена от шин.

В качестве избирательного органа используются **реле реактивной мощности** KW1-KW3, пофазно фиксирующие реактивную мощность, направленную к шинам подстанции.

В устройстве АОПН применяются реле реактивной мощности, имеющие регулируемый угол максимальной чувствительности в диапазоне 75 – 105°. Угол максимальной чувствительности реле выбирается таким, чтобы для включенной и загруженной линии передаваемая активная мощность создавала тормозное действие на реле. При такой настройке уменьшается вероятность излишнего срабатывания реле в нормальных режимах работы электропередачи.

Устройство АОПН имеет **двухступенчатое управление**.

В **первой ступени** с выдержкой времени, создаваемой проскальзывающим контактом *КТ1.2* реле времени *КТ1* чувствительной ступени АОПН, производится **включение**

шунтирующего реактора с помощью промежуточного реле *KL2*. Эта выдержка времени отстраивается от возможных непродолжительных перенапряжений, например, при качаниях на электропередаче, при несимметричных КЗ.

Если включение шунтирующего реактора не привело к снижению перенапряжений до допустимого значения, с большей выдержкой времени, создаваемой упорным контактом реле времени *KT1.3*, производится **отключение линии**, являющейся источником перенапряжений.

Вторая ступень устройства АОПН, фиксирующая повышение напряжения сверх $(1,2-1,4)U_{раб\max}$, действует с небольшой выдержкой времени, создаваемой реле времени *KT2*, на отключение линии. Эта выдержка времени отстраивается от кратковременных коммутационных перенапряжений и составляет 0,1-0,5 с.

Отключение линии от АОПН сопровождается запретом АПВ. Эксплуатация ВЛ-500 кВ без АОПН запрещается, т.к. при ее отключении и в цикле повторного включения может произойти повреждение высоковольтного оборудования подстанции.

Контрольные вопросы:

1. При каких условиях может возникнуть асинхронный режим?
2. В чем физический смысл электрического центра качаний?
3. Почему при возникновении асинхронного режима по линии, связывающей несинхронно работающие части энергосистемы, активная мощность не передается?

4. Почему длительное существование асинхронного режима не допустимо?
5. В чем заключается ресинхронизация при помощи автоматики прекращения асинхронного хода?
6. В каких случаях используется автоматика ликвидации асинхронного режима?
7. На что воздействует АЛАР?
8. Для чего необходим счетчик циклов в схеме АЛАР?
9. Как в схеме токового АЛАР организовано определение числа циклов асинхронного режима?
10. Как работает схема АЛАР при прекращении асинхронного режима до окончания заложенного в схему числа циклов асинхронного хода?
11. Каким образом организовано предотвращение ложной работы АЛАР при к.з. на линиях?
12. Какую роль играет реле времени в схеме токового АЛАР при определении числа циклов?
13. Как производится возврат схемы токового АЛАР в исходное положение после посылки сигнала на отключение выключателя?
14. На каких линиях необходимо использовать АОПН?
15. Чем опасно одностороннее отключение/включение линии?
16. Каким образом в энергосистеме решается задача снижения коммутационного перенапряжения при одностороннем отключении/включении линии?

17. На каких линиях имеет место большие перенапряжения: на длинных или коротких?
18. Для чего предназначена автоматика ограничения повышения напряжения?
19. Когда срабатывает первая ступень АОПН?
20. Когда срабатывает вторая ступень АОПН?
21. Как на подстанции автоматически определяется линия, из-за которой произошло повышение напряжения?
22. Почему схема АОПН делается двухступенчатой?
23. Каким образом предотвращается ложная работа АОПН в нормальном режиме работы энергосистемы?
24. Почему схема АОПН работает с запретом АПВ?
25. Почему запрещается эксплуатация ВЛ-500 кВ без АОПН?

ПРИЛОЖЕНИЕ

Буквенно-цифровые обозначения в электрических схемах (ГОСТ

2.710), использованные в работе

Буквенные коды наиболее распространенных видов элементов.

Первая буква кода (обязательная)	Группа видов элементов	Примеры видов элементов
А	Устройства	Усилители, приборы телеуправления, лазеры, мазеры
В	Преобразователи неэлектрических величин в электрические (кроме генераторов и источников питания) или наоборот аналоговые или многоразрядные преобразователи или датчики для указания или измерения	Громкоговорители, микрофоны, термоэлектрические чувствительные элементы, детекторы ионизирующих излучений, звукосниматели, сельсины
С	Конденсаторы	
D	Схемы интегральные, микросборки	Схемы интегральные аналоговые и цифровые, логические элементы, устройства памяти, устройства задержки
Е	Элементы разные	Осветительные устройства, нагревательные элементы
F	Разрядники, предохранители, устройства защитные	Дискретные элементы защиты по току и напряжению, плавкие предохранители, разрядники
G	Генераторы, источники питания, кварцевые осцилляторы	Батареи, аккумуляторы, электрохимические и электротермические

		источники
Н	Устройства индикационные и сигнальные	Приборы звуковой и световой сигнализации, индикаторы
К	Реле, контакторы, пускатели	Реле токовые и напряжения, реле электротепловые, реле времени, контакторы, магнитные пускатели
L	Катушки индуктивности, дроссели	Дроссели люминесцентного освещения
М	Двигатели	Двигатели постоянного и переменного тока
Р	Приборы, измерительное оборудование	Показывающие, регистрирующие и измерительные приборы, счетчики, часы
Q	Выключатели и разъединители в силовых цепях	Разъединители, короткозамыкатели, автоматические выключатели (силовые)
R	Резисторы	Переменные резисторы, потенциометры, варисторы, терморезисторы
S	Устройства коммутационные в цепях управления, сигнализации и измерительных	Выключатели, переключатели, выключатели, срабатывающие от различных воздействий
T	Трансформаторы, автотрансформаторы	Трансформаторы тока и напряжения, стабилизаторы
U	Преобразователи электрических величин в электрические, устройства связи	Модуляторы, демодуляторы, дискриминаторы, инверторы, преобразователи частоты, выпрямители
V	Приборы электровакуумные, полупроводниковые	Электронные лампы, диоды, транзисторы,

		тиристоры, стабилитроны
W	Линии и элементы сверхвысокой частоты, антенны	Волноводы, диполи, антенны
X	Соединения контактные	Штыри, гнезда, разборные соединения, токосъемники
Y	Устройства механические с электромагнитным приводом	Электромагнитные муфты, тормоза, патроны
Z	Устройства оконечные, фильтры, ограничители	Линии моделирования, кварцевые фильтры

Примеры двух- и трехбуквенных кодов

Первая буква кода (обязательная)	Группа видов элементов	Примеры видов элементов	Буквенный код
A	Устройство (общее обозначение)	Регулятор тока*	AA
		Приводы исполнительных механизмов*	AB
		Устройство АВР*	AC
		Регулятор частоты*	AF
		Устройство (комплект) реле защит*	AK
		Устройство блокировки типа КРБ*	AKB
		Устройство АПВ*	AKS
		Устройство комплектное продольной дифзащиты ЛЭП*	AKV
		Устройство комплектное реле сопротивления*	AKZ
		Устройство комплектное реле УРОВ*	AR
		Устройство регулирования напряжения *	AV
		Регулятор мощности*	AW
B	Преобразователи	Громкоговоритель	BA

	неэлектрических величин в электрические (кроме генераторов и источников питания) или наоборот аналоговые или многоразрядные преобразователи или датчики для указания или измерения	Магнестрикционный элемент	BB
		Детектор ионизирующих излучений	BD
		Сельсин-приемник	BE
		Телефон (капсоль)	BF
		Сельсин-датчик	BC
		Тепловой датчик	BK
		Фотоэлемент	BL
		Микрофон	BM
		Датчик давления	BP
		Пьезоэлемент	BQ
		Датчик частоты вращения (тахогенератор)	BR
		Звукосниматель	BS
		Датчик скорости	BV
		Датчик температуры*	BT
		Счетчик вольтамперчасов реактивных*	BVA
С	Конденсаторы	Счетчик ватт-часов активных	BW
		Конденсаторный силовой блок*	CB
D	Схемы интегральные, микросборки	Конденсаторный зарядный блок*	CG
		Схема интегральная аналоговая	DA
		Схема интегральная, цифровая, логический элемент	DD
		Устройства хранения информации	DS
E	Элементы разные	Устройство задержки	DT
		Нагревательный элемент	EK
		Лампа осветительная	EL
F	Разрядники, предохранители, устройства защитные	Пиропатрон	ET
		Дискретный элемент защиты по току мгновенного действия	FA
		Дискретный элемент	FP

		защиты по току инерционного действия	
		Предохранитель плавкий	FU
		Дискретный элемент защиты по напряжению, разрядник	FV
G	Генераторы, источники питания	Батарей	GB
		Синхронный компенсатор*	GC
		Возбудитель генератора*	GE
		Подвозбудитель (вспомогательный возбудитель)*	GEA
H	Устройства индикационные и сигнальные	Прибор звуковой сигнализации	HA
		Индикатор символьный	HG
		Прибор световой сигнализации	HL
		Световое табло*	HLA
		Лампа сигнализации с линзой зеленой*	HLG
		Лампа сигнализации с линзой красной*	HLR
		Лампа сигнализации с линзой белой*	HLW
		Индикатор полупроводниковый*	HU
K	Реле, контакторы, пускатели	Реле токовое	KA
		Реле указательное	KH
		Реле электротепловое	KK
		Контактор, магнитный пускатель	KM
		Реле времени	KT
		Реле напряжения	KV
		Реле тока нулевой последовательности, токовая защита нулевой последовательности*	KA0
		Реле тока с насыщающимся	KAT

		трансформатором, токовая защита с выдержкой времени*	
		Реле тока с торможением*	KAW
		Реле тока фильтровое*	KAZ
		Реле блокировки*	KB
		Реле блокировки от многократных включений	KBS
		Реле команды «включить»*	KCC
		Реле команды «отключить»*	KCT
		Реле частоты*	KF
		Реле импульсной сигнализации*	KHA
		Реле давления повторительное*	KLP
		Реле фиксации положения выключателя*	KQ
		Реле положения «Включено»*	KQC
		Реле положения «Отключено»*	KQT
		Реле фиксации команды включения*	KQQ
		Реле фиксации положения разъединителя*	KQS
		Реле контроля*	KS
		Реле газовое*	KSG
		Реле струи (напора)*	KSH
		Реле контроля синхронизма*	KSS
		Реле контроля напряжения*	KSV
		Реле сопротивления*	KZ
		Фильтр – реле напряжения*	KVZ
		Реле мощности*	KW
L	Катушки индуктивности, дроссели	Дроссель люминесцентного	LL

		освещения	
		Реактор*	LG
		Обмотка возбуждения генератора*	LR
P	Приборы, измерительное оборудование Примечание. Сочетание PE применять не допускается	Частотомер	PF
		Счетчик активной энергии	PI
		Счетчик реактивной энергии	PK
		Омметр	PR
		Регистрирующий прибор	PS
		Часы, измеритель времени действия	PT
		Вольтметр	PV
		Ваттметр	PW
		Амперметр*	PA
		Счетчик импульсов электромеханический*	PC
		Осциллограф*	PG
		Указатель положения*	PHE
		Варметр*	PVA
		Q	Выключатели и разъединители в силовых цепях (энергоснабжение, питание оборудования и т.д.)
Короткозамыкатель	QK		
Разъединитель	QS		
Короткозамыкатель*	QN		
Отделитель*	QR		
Выключатель нагрузки*	QW		
R	Резисторы	Терморезистор	RK
		Потенциометр	RP
		Шунт измерительный	RS
		Варистор	RU
		Реостат*	RR
S	Устройства коммутационные в цепях управления, сигнализации и измерительных Примечание. Обозначение SF	Выключатель или переключатель	SA
		Выключатель кнопочный	SB
		Выключатель автоматический	SF
		Переключатель, ключ	SAB

применяют для аппаратов, не имеющих контактов силовых цепей	в цепях блокировки*	
	Переключатель режима*	SAC
	Коммутатор*	SC
	Переключатель измерений*	SN
	Переключатель синхронизации*	SS
	Путевой выключатель конечный*	SQ
	Вспомогательный контакт, фиксирующий аварийное отключение выключателя*	SQA
	Вспомогательный контакт в цепи электромагнита включения*	SQC
	Вспомогательный контакт, замыкающийся при отключении выключателя*	SQK
	Вспомогательный контакт, замыкающийся при включении выключателя (пуск двигателя завода пружин АВМ)*	SQM
	Вспомогательный контакт в цепи электромагнита отключения*	SQT
	Вспомогательный контакт готовности пружин, управляющий электродвигателем завода пружин АВМ*	SQY
	Накладка оперативная*	SX
	Выключатели, срабатывающие от различных воздействий:	
от уровня	SL	
от давления	SP	

		от положения (путевой)	SQ
		от частоты вращения	SR
		от температуры	SK
T	Трансформаторы, автотрансформаторы	Трансформатор тока	TA
		Электромагнитный стабилизатор	TS
		Трансформатор напряжения	TV
		Трансформатор тока нулевой последовательности*	TAN
		Трансформатор промежуточный*	TL
		Трансформатор отбора напряжения*	TLV
		Электромагнитный стабилизатор*	TS
		Трансформатор регулировочный*	TUV
		Трансреактор*	TAV
		U	Устройства связи Преобразователи электрических величин в электрические
Демодулятор	UR		
Дискриминатор	UI		
Преобразователь частотный, инвертор, генератор частоты, выпрямитель	UZ		
Преобразователь тока*	UA		
Преобразователь частоты*	UF		
Преобразователь напряжения, фазорегулятор*	UV		
V	Приборы электровакуумные и полупроводниковые	Диод, стабилитрон	VD
		Прибор электровакуумный	VL
		Транзистор	VT
		Тиристор	VS
W	Линии и элементы СВЧ	Ответвитель	WE
		Короткозамыкатель	WK
		Вентиль	WS

	Антенны	Трансформатор, неоднородность, фазовращатель	WT
		Аттенюатор	WU
		Антенна	WA
X	Соединения контактные	Токосъемник, контакт скользящий	XA
		Штырь	XP
		Гнездо	XS
		Соединение разборное	XT
		Соединитель высокочастотный	XW
		Перемычка*	XB
		Испытательный зажим*	XG
		Соединение неразборное*	XN
Y	Устройства механические с электромагнитным приводом	Электромагнит	YA
		Тормоз с электромагнитным приводом	YB
		Муфта с электромагнитным приводом	YC
		Электромагнитный патрон или плита	YH
		Замок электромагнитной блокировки*	YAB
		Электромагнит включения в приводе воздушного выключателя (легкий привод), контактор включения*	YAC
		Электромагнит отключения (соленоид отключения)*	YAT
		Электромагнит включения в приводе масляного выключателя (тяжелый привод)*	YMC
Z	Устройства	Ограничитель	ZL

	оконечные фильтры Ограничители	Фильтр кварцевый	ZQ
		Фильтр тока*	ZA
		Фильтр частоты*	ZF
		Фильтр напряжения*	ZV

* Примеры видов элементов, помеченные * добавлены авторами сайта <https://elektroshema.ru/2009-02-05-22-57-45/ugo-2/58-oboznbukv>

ГЛОССАРИЙ

1. **Энергосистема** – совокупность электрических станций, линий электро-передачи, подстанций, тепловых сетей, вспомогательного оборудования и со-оружений, связанных общностью режима и непрерывностью процесса произ-водства, преобразования, передачи, распределения и потребления электрической и тепловой энергии.

2. **Электроэнергетическая система** – условно выделенная часть энергосистемы, в которой генерируется, преобразуется, передается и потребляется электрическая энергия.

3. **Режим электроэнергетической системы** – некоторое ее состояние, определяемое значениями мощностей, напряжений, токов, частоты, схемой соединения элементов системы и другими физическими переменными величинами, характеризующими процесс функционирования системы. Относя термин «режим» к некоторому интервалу времени, обычно указывают величину или другие признаки этого интервала: предшествующий режим – режим работы электроустановки непосредственно перед моментом возникновения короткого замыкания; режим после отключения короткого замыкания; режим до срабатывания релейной защиты и т.п.

4. **Параметры режима** – показатели, определяющие работу системы. К ним относятся: значения мощности, напряжения, тока, частоты, углов сдвига векторов ЭДС и напряжений и т.д.

5. **Параметры системы** – показатели, количественно определяющиеся физическими свойствами элементов системы,

схемой их соединения и рядом допущений расчетного характера. К ним относятся: значения активных, реактивных и полных сопротивлений, собственных и взаимных проводимостей, коэффициентов трансформации, постоянных времени и т.п.

6. **Технологическая автоматика** - обеспечивает автоматическое управление или регулирование в нормальном режиме работы (автоматическое регулирование напряжения, автоматическая синхронизация генераторов).

7. **Системная автоматика** - обеспечивает автоматическое управление или регулирование в аварийных условиях.

8. **Лавина частоты** - явление лавинообразного снижения частоты в энергосистеме, вызванного нарастающим дефицитом активной мощности.

9. **Лавины напряжения** - явление лавинообразного снижения напряжения вследствие нарушения статической устойчивости энергосистемы и нарастающего дефицита реактивной мощности.

10. **Статическая устойчивость** – это способность системы восстанавливать исходный режим после малого его возмущения или режим, весьма близкий к исходному, если возмущающее воздействие не снято.

11 **Динамическая устойчивость** – способность системы восстанавливать после большого возмущения исходное состояние или близкое к исходному, допустимому по условиям эксплуатации системы.

12. **Синхронизация** – процесс уравнивания частоты вращения и напряжения и выбора момента включения генератора в сеть.

13. **Точная синхронизация** - при включении способом точной синхронизации генератор разворачивается до частоты, близкой к синхронной, и возбуждается.

14. **Самосинхронизации** – при самосинхронизации генератор разворачивается до частоты, близкой к синхронной, и включается в сеть невозбужденным.

15. **Напряжения биения** – разность вторичных напряжений генератора и системы.

16. **Напряжения скольжения** - огибающая действующих значений напряжения биения.

17. **Автоматическое повторное включение (АПВ)** — одно из средств электроавтоматики, повторно включающее отключившийся выключатель через определённое время, бывает однократного, двукратного и трехкратного действия (в некоторых современных схемах возможно до восьми циклов АПВ).

18. **Система возбуждения** – набор машин и оборудования, используемых для генерации, управления, контроля и регулировки тока возбуждения.

19. **Автоматические регуляторы возбуждения** позволяют выбрать требуемый закон управления режимом возбуждения и соответственно режимом электрической системы, обеспечивающий устойчивую ее работу.

20. **Характеристикой автоматического регулирования** - возбуждения называется создаваемая регулятором зависимость напряжения генератора от его реактивной нагрузки или от тока при неизменном коэффициенте мощности ($\cos\varphi = \text{const}$).

21. **Порог компаундирования** - ток нагрузки генератора, при котором появляется ток компаундирования.

Литературы

1. P. C. Krause, O. Wasynczuck, and S. D. Sudhoff, Analysis of Electric Machinery and Drive System, 2nd ed., Piscataway, NJ: IEEE Press, 2002, p. 191.
2. R. D, "Protective relaying for power generation systems," in CRC Press, Taylor and Francis group, pp. 592 (pages) 2005.
3. Шамсиев Х.А. Автоматика электрических станций и энергосистем. Конспект лекции. – Т.: ТошДТУ., 2006.-72с.
4. Электротехнический справочник: Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии./ Под общ. Ред. Профессоров МЭИ. – М.: Издательского МЭИ, 2004, 96 с.
5. М.В. Андреев, Ю.С. Боровиков, А.С. Гусев, А.О. Сулаймонов. Автоматика энергосистем: учебное пособие / Томск: Изд-во Томского политехнического университет, 2015, - 193 с.
6. Кривенко В.В. Релейная защита и автоматика: учебное пособие / под ред. А.Ф. Дьякова – М.: Изд-во МЭИ, 2010.
7. Основы автоматика энергосистем / Беркович М.А. и др - М.:2010.-432 с.
8. Дьяков А.Ф., Овчаренко Н.И. Микропроцессорная релейная защита и автоматика электроэнергетических систем .- М.: Изд-во МЭИ, 2009.- 199 с.
9. Барзам А.Б. Системная автоматика. – 4-е изд. перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 2009.
10. Теория автоматического управления / В.Н. Брюханов и др.; Под ред. Ю.М. Соломенцева.-М.: Высш.шк., 2007.-268 с.

11. Бурденков Г.В. , Малышев А.И. Автоматика, телемеханика и передача данных в энергосистемах. -М.: Энергия, 2003.-344 с.
- 12 Беркович М.А. Автоматика энергосистем / М.А. Беркович, В.А. Гладышев, В.А. Семенов – 4-е изд. перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 2008.
13. Андреев В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения. Учеб. для вузов – 3-е изд. перераб. и доп. – М.: Высшая школа, 2002.
14. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций: справочные материалы для курсового и дипломного проектирования, учебное пособие для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 1989.
15. Электротехнический справочник: Т. 3. Кн. 1. Производство и распределение электрической энергии / под общ. Ред. Профессоров МЭИ. – М.: Энергоатомиздат, 1988
16. Правила устройства электроустановок. М.: Энергоатомиздат, 1986., 880 с.
17. <http://www.ruscable.ru> – сайт отраслевого электронного СМИ Энергетика Электротехника. Связь.
18. <http://www.fsk-ees.ru/> – сайт Открытого акционерного общества «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ОАО «ФСК ЕЭС»).
19. <http://www.holding-mrsk.ru/> – сайт ОАО "Холдинг МРСК"
<http://catalog.ncstu.ru/> – сайт Ассоциации электронных библиотек учебных заведений и организаций СКФО.

**Х.А. Шамсиев, Ш.М. Мирзабеков,
Г.Ф. Мусинова**

АВТОМАТИКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СИСТЕМ

Учебное пособие

Редактор: Е.Эгамкулов
Дизайнер: М.Касимова

Подписано в печать 16.08.2022.
Формат 60x84 ¹/₁₆. Печать офсетная.
Гарнитура Times New Roman.
Уч.-изд. л. 15,25.
Тираж 100 экз.

Оригинал макета изготовлен в издательстве “Registon print group”.
Отпечатано в типографии ООО “Aktiv print”.