|  |  |
| --- | --- |
| К Г Э У | МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИФедеральное государственное бюджетное образовательное учреждениевысшего профессионального образования“КАЗАНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ”(ФГБОУ ВПО «КГЭУ») |

|  |  |
| --- | --- |
|  | **УТВЕРЖДАЮ**  Проректор по УМР  В.А. Дыганов |

**ФОНД ОЦЕНОЧНЫХ СРЕДСТВ**

для проведения текущего контроля успеваемости

и промежуточной аттестации студентов

по итогам освоения дисциплины

**М2.В.ОД.2 Автоматика энергосистем**

основной образовательной программы

Техника и физика высоких напряжений

по направлению подготовки

140400.68 Электроэнергетика и электротехника

Квалификация выпускника

магистр

Форма обучения

очная

Казань – 2011г.

1. **Цель и задачи текущего контроля и промежуточной(ых) аттестации(ий) магистров по дисциплине «Автоматика энергосистем»**

Целью текущего контроля и промежуточной аттестации является развитие у магистров навыков работы с учебной и научной литературой, а также для систематизации знаний по курсу при изучении структуры, принципов выполнения устройств автоматического противоаварийного управления и регулирования в энергосистемах.

Задачами текущего контроля и текущей аттестации является углубление и закрепление знаний у магистров и развитие у них практических умений.

*Цель текущего контроля* – систематическая проверка степени освоения программы дисциплины «Автоматика энергосистем», уровня сформированности знаний, умений, навыков, компетенций на текущих занятиях

*Задачи текущего контроля:*

1. определение индивидуального учебного рейтинга магистрантов;
2. своевременное выполнение корректирующих действий по содержанию и организации процесса обучения; обнаружение и устранение пробелов в усвоении учебной дисциплины;
3. подготовки к промежуточной аттестации.

В течение семестра при изучении дисциплины реализуется комплексная система поэтапного оценивания уровня освоения – балльно-рейтинговая система. За каждый вид учебных действий студенты получают определенное количество баллов. В течение семестра студент может набрать от 35 до 60-ти баллов в зависимости от уровня освоения программы образования: базового, продвинутого и высокого.

*Цель промежуточной аттестации* – проверка степени усвоения студентами учебного материала за время изучения дисциплины, уровня сформированности компетенций после завершения изучения дисциплины. Аттестация проходит в форме зачета. Зачет проводится в письменной форме с дальнейшим собеседованием. При полном ответе на все поставленные вопросы студент получает до 40 баллов.

*Задачи промежуточной аттестации:*

1. определение уровня усвоения учебной дисциплины;
2. определение уровня сформированности элементов профессиональных компетенций.
3. **Основное содержание текущего контроля и промежуточной аттестации студентов**

В результате изучения дисциплины «Автоматика энергосистем» формируются следующие компетенции или их составляющие:

- способность использовать углубленные теоретические и практические знания, которые находятся на передовом рубеже науки и техники в области профессиональной деятельности (ПК-2);

- способность к профессиональной эксплуатации современного оборудования и приборов (в соответствии с целями магистерской программы) (ПК-7);

- способность формулировать технические задания, разрабатывать и использовать средства автоматизации при проектировании и технологической подготовке производства (ПК-10);

- готовность применять основы инженерного проектирования технических объектов (ПК-12);

- готовность применять методы и средства автоматизированных систем управления технологическими процессами электроэнергетической и электротехнической промышленности (ПК-20);

- способность определять эффективные производственно-технологические режимы работы объектов электроэнергетики и электротехники (ПК-23).

* 1. **Основное содержание текущего контроля**

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Коды  компетенций | Совокупность ожидаемых результатов образования студентов в форме компетенций по завершении модуля/  освоения дисциплины | Содержание оценочных заданий для выявления сформированности компетенций у студентов по завершении модуля/освоения дисциплины | | |
| Базовый уровень | Продвинутый уровень | Высокий уровень |
| **ПК** |  |  |  |  |
| ПК-2 | Знать: техническое исполнение автоматических управляющих устройств и систем регулирования частоты и перетоков активной мощности, способы и принципы регулирования напряжения в узлах нагрузки, нормативные документы ОАО «СО ЕЭС».  Владеть: информацией об устройствах автоматического управления частотой вращения, напряжением, активной и реактивной мощности в электроэнергетической системе. | Тест 1 уровня, отчет по лабораторной работе | Тест 2 уровня, устный опрос | Тест 3 уровня, активность на занятиях |
| ПК-7 | Знать: основы проектирования автоматики управления режимами работы и противоаварийной автоматики.  Владеть: информацией о новой и перспективной технике противоаварийного автоматического управления электроэнергетическими системами | Тест 1 уровня, отчет по лабораторной работе | Тест 2 уровня, устный опрос | Тест 3 уровня, активность на занятиях |
| ПК-10 | Владеть: информацией об устройствах автоматического управления частотой вращения, напряжением, активной и реактивной мощности в электроэнергетической системе. | Тест 1 уровня, отчет по лабораторной работе | Тест 2 уровня, устный опрос | Тест 3 уровня, активность на занятиях |
| ПК-12 | Знать: основы проектирования автоматики управления режимами работы и противоаварийной автоматики  Уметь: выполнять самостоятельные расчетные исследования режимов электроэнергетической системы; применять полученные навыки при решении задач электроэнергетики.  Владеть: теоретическими основами автоматического управления режимом работы синхронных генераторов (блоков генератор-трансформатор), электростанции в целом и линий электропередачи. | Тест 1 уровня, отчет по лабораторной работе | Тест 2 уровня, устный опрос | Тест 3 уровня, активность на занятиях |
| ПК-20 | Владеть: теоретическими основами автоматического управления режимом работы синхронных генераторов (блоков генератор-трансформатор), электростанции в целом и линий электропередачи; информацией об устройствах автоматического управления частотой вращения, напряжением, активной и реактивной мощности в электроэнергетической системе; информацией о новой и перспективной технике противоаварийного автоматического управления электроэнергетическими системами. | Тест 1 уровня, отчет по лабораторной работе | Тест 2 уровня, устный опрос | Тест 3 уровня, активность на занятиях |
| ПК-23 | Уметь: выполнять самостоятельные расчетные исследования режимов электроэнергетической системы; применять полученные навыки при решении задач электроэнергетики. | Тест 1 уровня, отчет по лабораторной работе | Тест 2 уровня, устный опрос | Тест 3 уровня, активность на занятиях |

* 1. **Основное содержание промежуточной аттестации студентов**

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Коды  компетенций | Совокупность ожидаемых результатов образования студентов в форме компетенций по завершении модуля/  освоения дисциплины | Содержание оценочных заданий для выявления сформированности компетенций у студентов по завершении модуля/освоения дисциплины | | |
| Базовый уровень | Продвинутый уровень | Высокий уровень |
| **ПК** |  |  |  |  |
| ПК-2 | Знать: техническое исполнение автоматических управляющих устройств и систем регулирования частоты и перетоков активной мощности, способы и принципы регулирования напряжения в узлах нагрузки, нормативные документы ОАО «СО ЕЭС».  Уметь: проводить расчетные исследования элементов сетей. | ЗАЧЕТ:  письменный ответ и собеседование | ЗАЧЕТ:  письменный ответ и собеседование | ЗАЧЕТ:  письменный ответ и собеседование |
| ПК-7 | Знать: основы проектирования автоматики управления режимами работы и противоаварийной автоматики.  Владеть: информацией о новой и перспективной технике противоаварийного автоматического управления электроэнергетическими системами | ЗАЧЕТ:  письменный ответ и собеседование | ЗАЧЕТ:  письменный ответ и собеседование | ЗАЧЕТ:  письменный ответ и собеседование |
| ПК-10 | Владеть: информацией об устройствах автоматического управления частотой вращения, напряжением, активной и реактивной мощности в электроэнергетической системе. | ЗАЧЕТ:  письменный ответ и собеседование | ЗАЧЕТ:  письменный ответ и собеседование | ЗАЧЕТ:  письменный ответ и собеседование |
| ПК-12 | Знать: основы проектирования автоматики управления режимами работы и противоаварийной автоматики  Уметь: выполнять самостоятельные расчетные исследования режимов электроэнергетической системы; применять полученные навыки при решении задач электроэнергетики.  Владеть: теоретическими основами автоматического управления режимом работы синхронных генераторов (блоков генератор-трансформатор), электростанции в целом и линий электропередачи. | ЗАЧЕТ:  письменный ответ и собеседование | ЗАЧЕТ:  письменный ответ и собеседование | ЗАЧЕТ:  письменный ответ и собеседование |
| ПК-20 | Владеть: теоретическими основами автоматического управления режимом работы синхронных генераторов (блоков генератор-трансформатор), электростанции в целом и линий электропередачи; информацией об устройствах автоматического управления частотой вращения, напряжением, активной и реактивной мощности в электроэнергетической системе; информацией о новой и перспективной технике противоаварийного автоматического управления электроэнергетическими системами. | ЗАЧЕТ:  письменный ответ и собеседование | ЗАЧЕТ:  письменный ответ и собеседование | ЗАЧЕТ:  письменный ответ и собеседование |
| ПК-23 | Уметь: выполнять самостоятельные расчетные исследования режимов электроэнергетической системы; применять полученные навыки при решении задач электроэнергетики. | ЗАЧЕТ:  письменный ответ и собеседование | ЗАЧЕТ:  письменный ответ и собеседование | ЗАЧЕТ:  письменный ответ и собеседование |

**3. Оценочные средства для текущего контроля успеваемости и промежуточной аттестации по итогам освоения дисциплины**

**Перечень тем лабораторных работ:**

1. Автоматическое регулирование частоты и активной мощности
2. Автоматическое регулирование напряжения и реактивной мощности
3. Автоматическое ограничение повышения напряжения включением шунтирующего реактора на конце линии электропередачи
4. Автоматическое предотвращение нарушения динамической устойчивости быстродействующим отключением короткого замыкания
5. Автоматическое предотвращение нарушения динамической устойчивости быстродействующим кратковременным снижением мощности синхронного генератора
6. Автоматическое прекращение асинхронного режима, вызванного перегрузкой линии электропередачи
7. Автоматическое ограничение снижения частоты в электрической системе отключениями нагрузки

**Перечень тем практических занятий:**

1. Организация противоаварийного управления в ЕЭС РФ
2. Управляющие воздействия противоаварийной автоматики
3. Автоматика ограничения снижения напряжения, повышения напряжения
4. Регулирование напряжения и реактивной мощности
5. Автоматика ограничения снижения частоты
6. Регулирование частоты и активной мощности в ЕЭС РФ
7. Автоматика предотвращения нарушений устойчивости
8. Автоматика ограничения перегрузки оборудования
9. Автоматика ликвидации асинхронного режима

**Перечень тем для самостоятельной работы студентов:**

1. Становление и развитие автоматики электроэнергетических систем. Автоматическое управление гидро- и турбогенераторами.
2. Техника автоматического регулирования. Алгоритмы функционирования и структурные схемы автоматических регуляторов.
3. Первичная и вторичное регулирование частоты и активной мощности
4. Микропроцессорная программная автоматика.
5. Микроэлектронная и микропроцессорная реализация АЛАР.

**Тестовые задания.**

ПЕРВЫЙ УРОВЕНЬ

Оценочный фонд включает в себя банк тестов, содержащий тестовые задания по всем разделам учебной программы. Тестовые задания выполнены в виде компьютерного тестирования.

I:

S: При точной синхронизации генератора с сетью должны соблюдаться следующие условия:

+: равенство напряжений сети и генератора;

+: совпадение одноименных векторов напряжений генератора и сети;

-: равенство частот генератора и сети, допустимое скольжение не более 1%;

+: равенство частот генератора и сети, допустимое скольжение не более 0,3 – 0,4%;

I:

S: Разность напряжений генератора и сети, в случае когда их частоты неодинаковы, получила название:

+: напряжения биений;

+: напряжения скольжения;

-: разностное напряжение;

-: уравнительное напряжение.

I:

S: Время полного цикла изменения напряжения биений называется:

-: периодом биений;

-: периодом цикла;

-: периодом качаний;

+: периодом скольжения.

I:

S: При включении генератора способом самосинхронизации должны соблюдаться следующие условия:

+: генератор должен быть невозбужденным;

-: генератор должен быть возбужденным;

+: допускаемая разность частот 1-1,5 Гц;

-: допуская разность частот 2-4 Гц.

I:

S: Какой момент способствует втягиванию генератора в синхронизм:

-: синхронный;

+: асинхронный;

-: неявнополюсный;

-: втягивающий.

I:

S: При каких условиях момент явнополюсности может втянуть генератор в синхронизм:

-: при больших скольжениях;

+: при малых скольжениях;

+: небольшом механическом моменте на валу турбины;

-: большом механическом моменте на валу турбины.

I:

S: При самосинхронизации возбуждение на обмотку ротора подается:

+: сразу после включения выключателя генератора;

-: до включения выключателя генератора;

-: после включения выключателя генератора, в момент когда генератор развернется до синхронной скорости;

-: после включения выключателя генератора, в момент установления синхронизма.

I:

S: Под первичной регулирующей мощностью электростанции понимается:

-: значение изменения её мощности под воздействием системы автоматического регулирования турбин, котлоагрегатов и

т.п., вызванного изменением напряжения;

+: значение изменения её мощности под воздействием системы автоматического регулирования турбин, котлоагрегатов и

т.п., вызванного изменением частоты;

-: максимальное значение мощности, которое способна выдать электростанция для уменьшения дефицита мощности;

-: максимальное значение изменения ее мощности.

I:

S: При повышении частоты первичная регулирующая мощность электростанции:

-: положительна;

+: отрицательна;

-: неизменна;

-: накапливается.

I:

S: При снижении частоты первичная регулирующая мощность электростанции:

+: положительна;

-: отрицательна;

-: неизменна;

-: накапливается.

I:

S: При повышении частоты регулирующая мощность обобщенных потребителей:

+: положительна;

-: отрицательна;

-: неизменна;

-: накапливается.

I:

S: При снижении частоты регулирующая мощность обобщенных потребителей:

-: положительна;

+: отрицательна;

-: неизменна;

-: накапливается.

I:

S: Различают регулирование мощности:

+: общее первичное;

-: общее вторичное;

-: общее третичное;

+: нормированное первичное.

I:

S: Структура системы АРЧМ в энергосистеме, зоне регулирования может быть:

+: централизованной;

+: плюралистической;

+: иерархической;

-: многоцелевой.

I:

S: Под третичным регулированием понимается:

+: изменение мощности специально выделенных электростанций с целью восстановления вторичного резерва по мере его

исчерпания;

-: разгрузка ВЛ при перегрузке их по мощности;

-: разгрузка Т и АТ при перегрузке их по мощности;

-: перераспределение мощности между объектами электроэнергетики.

I:

S: Коэффициент статизма регулятора частоты вращения определяется как:

+: отношение изменения частоты сети к изменению нагрузки;

-: отношение частоты сети к нагрузке;

-: отношение изменения нагрузки к изменению частоты сети;

-: отношение мощности нагрузки к частоте сети.

I:

S: Применение статической характеристики регулирования частоты вращения генераторов позволяет:

-: поддерживать неизменной частоту;

+: обеспечить необходимое долевое участие генераторов электростанции в регулировании нагрузки;

-: повысить быстродействие системы регулирования;

-: поддерживать неизменным напряжение.

I:

S: Крутизна частотной статической характеристики определяется как:

-: отношение изменения частоты сети к изменению нагрузки;

-: отношение частоты сети к нагрузке;

+: отношение изменения нагрузки к изменению частоты сети;

-: отношение мощности нагрузки к частоте сети.

I:

S: Территория, в границах которой расположены объекты ЭЭ, управление взаимосвязанными технологическими режимами

которых осуществляет соответствующий диспетчерский центр – это:

+: операционная зона;

-: область регулирования;

-: область ограничения;

-: территориальная зона.

I:

S: Синхронная зона целиком или ее часть, в которой централизованное ОДУ осуществляется одним диспетчерским

центром, ответственным за ее режим, включая баланс мощности – это:

-: операционная зона;

+: область регулирования;

-: область ограничения;

-: территориальная зона.

I:

S: Гидрогенераторы мощностью свыше 50 МВт в нормальных условиях должны включаться в сеть методом:

+: автоматической точной синхронизации;

+: полуавтоматической точной синхронизации;

-: самосинхронизации;

-: самосинхронизации, при отсутствии устройства автоматической подгонки напряжений.

I:

S: При ликвидации аварии в энергосистеме разрешается включать на параллельную работу методом самосинхронизации:

+: все гидрогенераторы;

-: гидрогенераторы мощностью менее 50 МВт;

-: гидрогенераторы с косвенным охлаждением обмоток;

-: гидрогенераторы с непосредственным охлаждением обмоток.

I:

S: Если гидрогенератор при сбросе нагрузки отключился действием защиты от повышения напряжения:

-: запрещается включение гидрогенератора;

-: гидрогенератор выводится в ремонт;

+: разрешается немедленно включить его и приступить к набору нагрузки;

-: разрешается включить его после осмотра и приступить к набору нагрузки.

I:

S: Можно ли включать в сеть гидрогенератор с неисправным автоматом гашения поля:

-: можно;

+: нельзя;

-: можно, в аварийном случае;

-: можно, на гидрогенераторах мощностью менее 50 МВт.

I:

S: Можно ли включать гидрогенератор в режиме синхронного компенсатора:

+: можно;

-: нельзя;

-: можно, в аварийном случае;

-: можно, на гидрогенераторах мощностью менее 50 МВт.

I:

S: Допускается ли работа гидрогенератора в асинхронном режиме без возбуждения:

-: да;

+: нет;

-: да, в аварийном случае;

-: да, для гидрогенераторов мощностью менее 50 МВт.

I:

S: Автоматические регуляторы частоты вращения турбины и производительности котла, изменяющие мощность энергоблока

при изменении частоты:

+: первичные регуляторы;

-: вторичные регуляторы;

-: третичные регуляторы;

-: вспомогательные регуляторы.

I:

S: Процесс изменения активной мощности энергоблоков под воздействием централизованной системы автоматического

регулирования частоты и мощности (центрального регулятора) для компенсации возникающих в энергосистеме небалансов

мощности, ликвидации перегрузки транзитных связей, восстановления номинальной частоты и потраченных резервов

регулирования:

-: первичное регулирование;

+: вторичное регулирование;

-: третичное регулирование;

-: особое регулирование.

I:

S: Энергоблок должен участвовать автоматически:

+: в первичном и вторичном регулировании;

-: только во вторичном регулировании;

-: только в первичном регулировании;

-: в первичном и третичном регулировании.

I:

S: Измерение активной мощности энергоблока должно осуществляться с точностью не хуже:

-: 0,5%;

+: 1%;

-: 2%;

-: 3%.

ВТОРОЙ УРОВЕНЬ

I:

S: Переходный процесс изменения активной мощности энергоблока должен носить:

-: периодический характер;

-: астатический характер;

-: периодический характер без перерегулирования;

+: апериодический характер без перерегулирования.

I:

S: Система управления частоты и мощности энергоблока должна обладать возможностью задания величины статизма в

диапазоне:

+: 4-6%;

-: 10-15%;

-: 1-2%;

-: 2-4%.

I:

S: Система автоматического регулирования частоты и мощности энергоблока должна обеспечить возможность изменения

мощности энергоблока на величину всего диапазона вторичного регулирования за время не более:

+: 10 минут;

-: 5 минут;

-: 3 минуты;

-: 1 минуты.

I:

S: Различаются пуски турбоагрегата из следующих состояний:

+:остановленного;

+: неостывшего;

+: горячего;

-: остывшего.

I:

S: По алгоритмам функционирования различают два основных вида электрогидравлических регуляторов частоты:

+: с ПИ-алгоритмом;

+: ПИД-регулятор;

-: с ПИП- алгоритмом;

-: ПК-регулятор.

I:

S: При самосинхронизации возбуждение на обмотку ротора подается:

-: в течение 10 секунд;

+: сразу после включения выключателя генератора;

-: после включения выключателя генератора, в момент когда генератор развернется до синхронной скорости;

-: после включения выключателя генератора, в момент установления синхронизма.

I:

S: Изменять напряжение у потребителя можно следующими способами:

+: изменением напряжения на шинах генератора;

+: изменением коэффициента трансформации Т или АТ;

+: изменением реактивной мощности, передаваемой по линии;

-: изменением активной мощности, передаваемой по линии.

I:

S: Единица измерения реактивной мощности:

-: Вт;

+: Вар;

-: ВА;

-: В.

I:

S: Конденсаторная установка должна быть немедленно отключена при повышении напряжения выше:

+: 110%;

-: 115%;

-: 120%;

-: 125%.

I:

S: Работа конденсаторной установки не допускается, если токи в фазах различаются более чем на:

-: 5%;

+: 10%;

-: 15%;

-: 20%.

I:

S: Измерение активной мощности энергоблока должно осуществляться с точностью не хуже:

+: 1%;

-: 2%;

-: 3%;

-: 4%.

I:

S: При повышении частоты первичная регулирующая мощность энергосистемы:

+: отрицательна;

-: положительна;

-: не изменяется;

-: равна нулю.

I:

S: При снижении частоты первичная регулирующая мощность энергосистемы:

-: отрицательна;

+: положительна;

-: не изменяется;

-: равна нулю.

I:

S: Частота должна находиться не менее 95% времени суток в пределах:

-: 50±0,1 Гц;

+: 50±0,2 Гц;

-: 50±0,3 Гц;

-: 50±04 Гц.

I:

S: Частота должна находиться в пределах 50±0,2 Гц не менее:

+: 95% времени суток;

-: 90% времени суток;

-: 85% времени суток;

-: 80% времени суток.

I:

S: На энергоблоках, выделенных для нормированного первичного регулирования, зона нечувствительности первичных

регуляторов частоты не должна превышать:

+: ±10мГц;

-: ±20мГц;

-: ±30мГц;

-: ±40мГц.

I:

S: Статизм системы регулирования мощности на энергоблоках должен обеспечить выдачу всего заданного первичного

резерва при отклонении частоты на:

-: ±0,1 Гц;

+: ±0,2 Гц;

-: ±0,3 Гц;

-: ±0,4 Гц;

I:

S: Основными задачами автоматического управления в аварийном режиме являются:

+: выявление и устранение возмущающего воздействия;

+: предотвращение дальнейшего развития аварийной ситуации и ее распространения;

+: восстановление нормального режима работы;

-: не допустить дальнейшего утяжеления режима.

I:

S: Максимальное значение мощности, которая может быть передана в энергосистему называется:

-: пределом динамической устойчивости;

+: пределом статической устойчивости;

-: пределом устойчивости;

-: пределом астатической устойчивости.

I:

S: Область устойчивой работы определяется диапазоном углов между векторами ЭДС генератора и напряжением системы:

-: от 0 до 45 градусов;

-: от 45 до 90 градусов;

+: от 0 до 90 градусов;

-: от 90 до 180 градусов.

I:

S: Запас статической устойчивости для электропередачи в нормальном режиме должен составлять не менее:

-: 10%;

-: 15%;

+: 20%;

-: 30%.

I:

S: Для оценки динамической устойчивости применяется метод:

+: площадей;

-: объемов;

-: прямоугольников;

-: треугольников.

I:

S: Существует два способа ликвидации асинхронного режима:

-: включение потребителей или отключение генераторов;

-: отключение генераторов или линии;

+: ресинхронизация или разделение энергосистемы;

-: аварийный или утяжеленный.

I:

S: К устройствам, выявляющим асинхронный режим, предъявляются следующие основные требования:

+: селективность;

+: чувствительность к асинхронному режиму;

+: быстрота;

+: способность определения знака скольжения.

I:

S: Устройства АЛАР как правило имеют:

-: одну ступень;

-: две ступени;

+: три ступени;

-: четыре ступени.

I:

S: Третья ступень АЛАР действует на:

+: разделения энергосистемы;

-: ресинхронизацию;

-: загрузку генераторов;

-: отключение электроприемников.

I:

S: Первая ступень АЛАР выявляет асинхронный режим на:

-: десятом цикле:

+: первом цикле;

-: шестом цикле;

-: втором цикле.

I:

S: Наиболее распространенными аварийными возмущениями, на которые прежде всего ориентируется противоаварийная автоматика, являются следующие аварийные возмущения:

+: короткое замыкание с последующим ослаблением сети;

+: аварийное ослабление сети;

+: аварийный сброс генераторной мощности;

-: включение в работу мощного потребителя.

I:

S: Противоаварийным управлением не решаются следующие задачи:

-: предотвращение нарушения устойчивости параллельной работы энергосистемы;

-: прекращение асинхронного хода, если предотвратить нарушение устойчивости не удалось;

-: предотвращение выхода за допустимые границы частоты, напряжения и тока;

+: ничего из вышеперечисленного.

I:

S: Какие устройства автоматики входят в систему противоаварийной автоматики:

+: автоматика предотвращения нарушения устойчивости (АПНУ);

+: автоматика ликвидации асинхронного режима (АЛАР) или автоматика предотвращения асинхронного хода (АПАХ);

+: автоматика ограничения повышения частоты (АОПЧ);

+: автоматика ограничения повышения напряжения (АОПН);

-: автоматика регулирования коэффициента трансформации понижающих трансформаторов (РПН).

I:

S: Подсистема АРО предназначена:

-: для защиты оборудования от повреждений, вызываемых перегрузкой по напряжению;

+: для защиты оборудования от повреждений, вызываемых перегрузкой по току;

-: для защиты оборудования от повреждений, вызываемых перенапряжениям.

I:

S: АРСП по мощности по отношению к АРСП по углу имеет ряд преимуществ:

+: угол значительно лучше характеризует запас статической устойчивости во всем диапазоне режимов;

-: при утяжелении режима и последующем нарушении устойчивости угол начинает уменьшаться, что определяет более высокую чувствительность АРСП по углу;

+: непосредственное измерение угла не требует перестройки автоматики в ремонтных послеаварийных схемах

-: непосредственное измерение угла требует перестройки автоматики в ремонтных послеаварийных схемах

I:

S: Угол между векторами напряжения в контролируемых узлах электропередачи может измеряться:

+: непосредственно путем получения по высокочастотному каналу фазы вектора напряжения с выбранной подстанции электропередачи и сравнения ее с фазой вектора напряжения на месте;

+: за счет моделирования угла между векторами напряжения в выбранных точках электропередачи (фантомная схема);

-: с помощью оперативного персонала;

-: с помощью ШОН в данной точке сети.

I:

S: Пусковые органы АРДП реагируют на

-: значение угла между векторами напряжения в контролируемых точках электропередачи;

+: значение угла между векторами напряжения в контролируемых точках электропередачи и скольжение пропорциональное скорости изменения этого угла;

-: скольжение пропорциональное скорости изменения угла между векторами напряжения в контролируемых точках электропередачи;

-: значение передаваемой по линии активной мощности и скольжение пропорциональное скорости изменения угла между векторами напряжения в контролируемых точках электропередачи.

I:

S: АРДП измерение угла передачи производит:

-: непосредственно путем получения по высокочастотному каналу фазы вектора напряжения с выбранной подстанции электропередачи и сравнения ее с фазой вектора напряжения на месте;

+: за счет моделирования угла между векторами напряжения в выбранных точках электропередачи (фантомная схема);

-: с помощью оперативного персонала;

-: с помощью ШОН в данной точке сети.

I:

S: Должно ли состоятся АПВ шин в случае ремонта присоединения, предназначенного для опробования системы шин:

-: да;

-: нет;

-: только в случае неустойчивого КЗ;

+: да, вторым присоединением.

I:

S: Если АПВ шин будут происходить в режиме нарушенной фиксации, то выбор присоединения для опробования будет производиться из:

-: двух присоединений;

-: трех присоединений;

+: четырех присоединений;

-: пяти присоединений.

I:

S: При действии ДЗШ АПВ некоторых присоединений не допускается или считается нецелесообразным, к таким присоединениям относятся:

+: линии, питающие синхронную нагрузку, не отделяемую при действии ДЗШ;

+: блоки генератор – трансформатор;

-: кабельные линии;

-: трансформаторы мощностью более 25 МВА.

I:

S: При опробовании в цикле АПВ шин поврежденной системы шин и повторном срабатывании ДЗШ:

+: должно быть запрещено АПВ всех остальных присоединений;

-: должно срабатывать АПВ второго питающего присоединения;

-: должно быть запрещено АПВ всех остальных присоединений, только в том случае, если мощность отключенных потребителей не превышает 100 МВА;

-: должно срабатывать АПВ второго питающего присоединения, в случае неустойчивого КЗ.

I:

S: Синхронный режим характеризу¬ется тем, что ЭДС всех генераторов имеют:

-:разную частоту

+:одинаковую частоту

+:одинаковое значение

-:разные значения

I:

S: Характерным признаком асинхронного режима является:

+:периодическое изменение (кача¬ния) напряжения

-:постоянство величины напряжения

+:периодическое из¬менение угла между несинхронными ЭДС

-:постоянство угла между ЭДС

I:

S: Токи качаний при несинхроных режимах:

-:несущественной величины

-:могут достигать величин токов нагрузки

-:могут достигать величин токов КЗ

+:могут быть больше величин токов КЗ

I:

S: Количество циклов которыми должен быть ограничен асинхронный режим равно:

-:1

+:2-3

-:5-7

-:до 10

I:

S: Время асинхронного режима должно быть не больше:

-:2-3 сек

-:до 10 сек

+:15-30 сек

-:до 2 мин

I:

S: Основные способы ликвидации асинхронного режима:

+:деление энергосистем

-:объединение энергосистем

+:ресинхронизация при значение скольжения меньше Sкр

-:ресинхронизация при значении скольжения больше Sкр

I:

S: Операции ликвидации асинхронного режима производятся:

-:оперативным персоналом

-:с помощью устройств АЛАР

-:с помощью устройств АЛАР и оперативным персоналом

+:с помощью устройств АЛАР и оперативным персоналом (в случае отказа данных устройств)

I:

S: Устройства АЛАР состоят из основных частей:

-:измерительной

-:сравнительной

+:выявительной

+:логической

-:улавливающей

I:

S: В схемах АЛАР, в которых используется три токовых реле, включенных на ток каж¬дой фазы, контакты которых включены последователь¬но возможность неправильного срабатывания сохраняется при:

-:однофазных КЗ

+:трёхфазных КЗ

-:двухфазных КЗ

+:синхронных качаниях

-:несинхронных АПВ

I:

S: Ток срабатывания токовых реле в схеме АЛАР с тремя токовыми реле отстраивается от:

-:токов КЗ

+:максимальных токов нагрузки

-:максимальной мощности генераторов

-:номинальной мощности генераторов

I:

S: Коэффициент чувствительности токовых реле АЛАР должен быть в пределах:

-:1,1-1,2

-:1,2-1,4

+:1,4-1,5

-:1,7-2,0

-:2,0-2,3

I:

S: Чтобы ток срабатывания токовых реле схемы АЛАР можно было отстраивать от номинального тока нагрузки:

+:в схеме используют реле минимального напряжения

-:в схеме используют реле направления мощности

-:в схеме используют направленное реле сопротивления

I:

S: Характеристика с коэффициентом статизма, равным нулю, получила название:

+: астатической;

-: статической;

-: нулевой;

-: эталонной.

I:

S: Различают несколько видов динамических характеристик:

-: устойчивая;

+: апериодическая;

+: периодическая при устойчивом регулировании;

+: периодическая при неустойчивом регулировании.

I:

S: Переключения регулировочных ответвлений у трансформаторов с ПБВ, осуществляются:

-: автоматически;

+: при отключенном трансформаторе персоналом;

-: под нагрузкой персоналом;

-: путем подмагничивания «встречной» обмотки.

I:

S: Переключения регулировочных ответвлений у трансформаторов с РПН, осуществляются:

+: автоматически;

-: при отключенном трансформаторе персоналом;

-: под нагрузкой персоналом;

-: путем подмагничивания «встречной» обмотки.

I:

S: Процесс уравнивания частоты вращения, напряжения и выбора момента включения генератора в сеть называется:

+: синхронизацией;

-: включением генератора в сеть;

-: уравнивание;

-: регулирование.

I:

S: Как называется явление при котором снижение частоты сопровождается снижением мощности потребителей

энергосистемы, и наоборот.

+: регулирующий эффект нагрузки;

-: устойчивость энергосистемы;

-: «лавина» частоты;

-: «лавина» мощности нагрузки.

I:

S: Система автоматического ограничения снижения частоты не осуществляет:

-: автоматический частотный ввод резерва;

-: автоматическую частотную разгрузку (АЧР);

-: дополнительную разгрузку;

-: включение питания отключенных потребителей при восстановлении частоты (ЧАПВ);

+: перераспределение загрузки генераторов.

I:

S: Регулирующий эффект нагрузки количественно оценивается:

-: нагрузкой с положительной характеристикой;

-: нагрузкой с отрицательной характеристикой;

+: коэффициентом регулирующего эффекта нагрузки;

-: процентным отношением асинхронный двигателей к суммарной нагрузке.

I:

S: Принято считать коэффициент статизма положительным, если:

+: регулируемая величина уменьшается, при увеличении возмущающего воздействия;

-: регулируемая величина увеличивается, при увеличении возмущающего воздействия;

-: регулируемая величина не изменяется, при увеличении возмущающего воздействия;

-: регулируемая величина не изменяется, при уменьшении возмущающего воздействия.

I:

S: относительное изменение регулируемой величины при изменении возмущающего воздействия от нуля до номинального значения это;

+: коэффициент статизма в относительных единицах;

-: коэффициент статизма в абсолютных единицах;

-: коэффициент динамизма в относительных единицах;

-: коэффициент динамизма в абсолютных единицах.

I:

S: коэффициент статизма астатической характеристики, равен:

+: нулю;

-: единице;

-: бесконечности;

-: номинальному значению характеристики.

I:

S: Какая характеристика не относится к динамическим:

+: устойчивая;

-: апериодическая;

-: периодическая при устойчивом регулировании;

-: периодическая при неустойчивом регулировании.

I:

S: При отключенном персоналом трансформаторе с ПБВ осуществляется:

-: отключение регулировочных ответвлений;

+: переключения регулировочных ответвлений;

-: переключения настроечных ответвлений;

-: включение настроечных ответвлений.

I:

S: Автоматически переключения регулировочных ответвлений осуществляются у:

+: трансформаторов с РПН;

-: трансформаторов с ПБВ;

-: автотрансформаторов;

-: трансформаторов с РПН и ПБВ.

I:

S: Синхронизацией называется процесс:

+: уравнивания частоты вращения;

+: уравнивания напряжения;

+: выбора момента включения генератора в сеть;

-: уравнивания мощности.

I:

S: Регулирующий эффект нагрузки это явление при котором:

+: снижение частоты сопровождается снижением мощности потребителей;

-: снижение частоты сопровождается увеличением мощности потребителей;

-: возникает «лавина» частоты;

-: возникает «лавина» мощности нагрузки.

I:

S: Система автоматического ограничения снижения частоты осуществляет:

+: автоматический частотный ввод резерва;

+: автоматическую частотную разгрузку (АЧР);

+: дополнительную разгрузку;

+: включение питания отключенных потребителей при восстановлении частоты (ЧАПВ);

-: перераспределение загрузки генераторов.

I:

S: Коэффициент регулирующего эффекта нагрузки количественно оценивает:

-: регулирующий эффект генератора;

-: питающий эффект нагрузки;

+: регулирующий эффект нагрузки;

-: питающий эффект генератора.

I:

S: Если регулируемая величина уменьшается, при увеличении возмущающего воздействия, то коэффициент статизма:

+: положителен;

-: отрицателен;

-: равен нулю;

-: пропорционален его астатической характеристике.

I:

S: Основными задачами автоматического управления в аварийном режиме являются:

+: выявление и устранение возмущающего воздействия;

+: предотвращение дальнейшего развития аварийной ситуации и ее распространения;

+: восстановление нормального режима работы;

-: не допустить дальнейшего утяжеления режима.

I:

S: Максимальное значение мощности, которая может быть передана в энергосистему называется:

-: пределом динамической устойчивости;

+: пределом статической устойчивости;

-: пределом устойчивости;

-: пределом астатической устойчивости.

I:

S: Область устойчивой работы определяется диапазоном углов между векторами ЭДС генератора и напряжением системы:

-: от 0 до 45 градусов;

-: от 45 до 90 градусов;

+: от 0 до 90 градусов;

-: от 90 до 180 градусов.

I:

S: Запас статической устойчивости для электропередачи в нормальном режиме должен составлять не менее:

-: 10%;

-: 15%;

+: 20%;

-: 30%.

I:

S: Для оценки динамической устойчивости применяется метод:

+: площадей;

-: объемов;

-: прямоугольников;

-: треугольников.

I:

S: АОСЧ осуществляет автоматическую частотную разгрузку при:

-: снижении частоты ниже 49,5 Гц;

+: снижении частоты ниже 49 Гц;

-: снижении частоты ниже 48 Гц;

-: снижении частоты ниже 47,5 Гц.

I:

S: АОСЧ должна выполняться на основании следующих расчетных условий работы энергосистемы: с частотой ниже 49,0 Гц не более:

-: 20 с;

+: 40 с;

-: 10 с;

-: не допускается.

I:

S: АОСЧ должна выполняться на основании следующих расчетных условий работы энергосистемы: с частотой ниже 47,0 Гц не более:

-: 20 с;

-: 40 с;

+: 10 с;

-: не допускается.

I:

S: АОСЧ должна выполняться на основании следующих расчетных условий работы энергосистемы: с частотой ниже 46,0 Гц не более:

-: 20 с;

-: 40 с;

-: 10 с;

+: не допускается.

I:

S: АОСЧ обеспечивает поддержание частоты в заданных рамках за счет:

+: использования резервов генерирующей мощности и отключения потребителей;

-: использования резервов генерирующей мощности;

-: отключения потребителей;

-: снижения потерь.

I:

S: В систему АОСЧ входит:

-: АПВ;

+: АЧР;

+: ДАР;

-: УРОВ.

I:

S: ГЭС (ГАЭС) должны быть оснащены автоматикой, действующей при понижении частоты в энергосистеме на:

+: частотный пуск резервных гидрогенераторов;

-: отключение части генераторов;

-: сброс нагрузки на гидроагрегатах;

+: набор нагрузки на гидроагрегатах.

I:

S: Уставки по частоте устройств АЧВР должны быть:

+: на 0,2–0,5 Гц выше уставок первых очередей АЧР;

-: на 0,5–0,7 Гц выше уставок первых очередей АЧР;

-: на 0,4–0,7 Гц выше уставок первых очередей АЧР;

-: на 0,3–0,8 Гц выше уставок первых очередей АЧР;

ТРЕТИЙ УРОВЕНЬ

I:

S: АЧР не включает в себя:

-: АЧРII несовмещенную;

-: АЧРII совмещенную;

+: АЧРI несовмещенную;

+: АЧРI совмещенную.

I:

S: Устройства АЧР, установленные у потребителей, рекомендуется резервировать на питающих объектах электроэнергетики устройствами:

+: с меньшими уставками по частоте;

-: с большими уставками по частоте;

+: большими уставками по времени;

-: меньшими уставками по времени.

I:

S: Разрешается ли переключение нагрузок, отключенных устройствами АЧР, на оставшиеся в работе электрически связанные источники питания?

-: да;

+: нет;

-: только в объеме аварийной брони;

-: только для потребителей первой или второй категории.

I:

S: Разрешается ли действие устройств АВР для восстановления питания отключенной от АЧР нагрузки от тех же или других электрически связанных источников питания?

-: да;

+: нет;

-: только в объеме аварийной брони;

-: только для потребителей первой или второй категории.

I:

S: Мощность подключаемых к устройствам АЧРI энергопринимающих установок потребителей в энергосистеме определяется величиной расчетного аварийного дефицита мощности с учетом запаса не менее:

+: 5% от суммарного прогнозного потребления;

-: 10% от суммарного прогнозного потребления;

-: 5% от величины расчетного аварийного дефицита мощности;

-: 10% от величины расчетного аварийного дефицита мощности.

I:

S: Может применяться ДАР в случае, если расчетный аварийных дефицит активной мощности превышает:

-: 10% суммарного потребления энергосистемы;

+: 45% суммарного потребления энергосистемы;

-: 25% суммарного потребления энергосистемы;

-: 15% суммарного потребления энергосистемы.

I:

S: С учетом запаса к очередям АЧР2 несовмещенной должна подключаться мощность потребителей не менее:

+: 10% от суммарного прогнозного потребления энергосистемы (части энергосистемы);

-: 5% от суммарного прогнозного потребления энергосистемы (части энергосистемы);

-: 15% от суммарного прогнозного потребления энергосистемы (части энергосистемы);

-: 20% от суммарного прогнозного потребления энергосистемы (части энергосистемы).

I:

S: Суммарная мощность подключаемой к АЧР нагрузки составляет:

-: величина расчетного аварийного дефицита мощности плюс 5% величины прогнозного потребления энергосистемы;

-: величина расчетного аварийного дефицита мощности плюс 10% величины прогнозного потребления энергосистемы;

-: величина расчетного аварийного дефицита мощности плюс 20% величины прогнозного потребления энергосистемы;

+: величина расчетного аварийного дефицита мощности плюс 15% величины прогнозного потребления энергосистемы.

I:

S: ДАР должна срабатывать:

-: в конце процесса снижения частоты;

+: до начала работы АЧР1;

-: после АЧР1;

+: в процессе срабатывания первых очередей АЧР1.

I:

S: К одной очереди ЧАПВ по частоте и по времени допускается подключение не более:

+: 2-2,5% от всего объема нагрузки, подключенной к АЧР;

-: 1-1,5% от всего объема нагрузки, подключенной к АЧР;

-: 3-5% от всего объема нагрузки, подключенной к АЧР;

-: 3-3,5% от всего объема нагрузки, подключенной к АЧР;

I:

S: ЧДА имеет как правило:

-: одну ступень;

+: две ступени;

-: три ступени;

-: четыре ступени.

I:

S:. Энергопринимающие установки потребителей в энергорайоне, выделяемом действием ЧДА:

-: не должны подключаться к устройствам АПВ;

-: не должны подключаться к устройствам АЧР1;

+: не должны подключаться к устройствам ЧАПВ;

-: не должны подключаться к устройствам АЧР2.

83. Уставки срабатывания первой ступени ЧДА выбираются в диапазоне:

+: 46,0–47,0 Гц/0,3–0,5 с;

-: 47,0–48,0 Гц/0,5–0,8 с;

-: 46,5–47,5 Гц/1–2 с;

-: 45,0–47,0 Гц/0,2–0,5 с;

84. Уставки срабатывания второй ступени ЧДА выбираются в диапазоне:

-: 46,0–47,5 Гц/20–40 с;

+: 47,0–47,5 Гц/30–40 с;

-: 47,5–48,5 Гц/10–20 с;

-: 48,0–48,5 Гц/20–30 с.

I:

S: При подключении к одной очереди ЧАПВ нескольких присоединений их выключатели должны включаться поочередно с интервалами времени не менее:

-: двух секунд;

+: одной секунды;

-: трех секунд;

-: 0,5 секунды.

I:

S: Уставки ЧАПВ по частоте находятся в диапазоне:

+: 49,4–49,9 Гц;

-: 49–49,8 Гц;

-: 49–49,9 Гц;

-: 48–49,9 Гц;

I:

S: Для измерения скорости снижения частоты могут использоваться следующие методы:

+: непосредственный;

+: косвенный;

-: сравнения;

-: аналитический.

I:

S: Допускается ли подключение одних и тех же энергопринимающих установок потребителей к АЧР и ДАР?

+: да;

-: нет.

I:

S: ЧДА применяется для:

-: автоматической дополнительной частотной разгрузки;

-: обеспечения дополнительного оперативного питания устройств автоматики;

+: сохранения в работе собственных нужд электростанций;

+: обеспечения питания отдельных групп потребителей, не допускающих перерывов в электроснабжении.

I:

S: Характерным признаком асинхронного режима является:

+: периодическое изменение напряжения;

-: постоянство величины напряжения;

+: периодическое изменение угла между ЭДС;

-: постоянство угла между ЭДС.

I:

S: Количество циклов, которыми должен быть ограничен асинхронный режим равно:

-: 1;

+: 2-3;

-: 5-7;

-: до 10.

I:

S: Время асинхронного режима должно быть не больше:

-: 2-3 с;

-: до 10 с;

+: 15-30 с;

-: до 2 мин.

I:

S: При КЗ в электрической сети происходит внезапное и резкое:

+: уменьшение электрической мощности, потребляемой от генераторов электростанций;

-: увеличение электрической мощности, потребляемой от генераторов электростанций;

-: увеличение напряжения на шинах электростанций;

-: ничего из вышеперечисленного.

I:

S: Асинхронный режим не сопровождается:

-: глубоким понижением напряжения;

-: протеканием больших токов качаний;

-: колебаниями активной мощности;

+: резким повышением напряжения.

I:

S: Допускается ли срабатывание устройств АПНУ при медленной перегрузке связи, не вызванной аварийным возмущением, но не предотвращенной действием системы АРЧМ:

+: да;

-: нет.

I:

S: Напряжение в асинхронном режиме периодически снижается вплоть до нуля в ЭЦК при угле равном:

-: 150 градусов;

+: 180 градусов;

-: 90 градусов;

-: 0 градусов.

I:

S: Какой из указанных видов устройств АПВ наиболее распространен в электроэнергетических системах:

-: трехфазное АПВ двукратного действия;

-: однофазное АПВ однократного действия;

-: однофазное АПВ двукратного действия;

+: трехфазное АПВ однократного действия.

I:

S: В чем состоит назначение и какова главная задача АПНУ?

+: сохранение динамической устойчивости при КЗ;

-: сохранение статической устойчивости в нормальном режиме работы;

+: сохранение статической устойчивости после отключения одной из цепей двухцепной линии связи электростанции с ЭЭС;

-: предотвращение возникновения асинхронного режима вследствие нарушения динамической или статической устойчивости ЭЭС.

I:

S: По степени тяжести различают:

+: три категории опасных возмущающих воздействий;

-: две категории опасных возмущающих воздействий;

-: четыре категории опасных возмущающих воздействий;

-: пять категорий опасных возмущающих воздействий.

I:

S: Снижению частоты в энергосистеме может привести:

+:включение новых потребителей

+:отключение части генераторов

:отсутствие вращающегося резерва активной мощности

:всё перечисленное

I:

S: Опасность для нормальной работы энергосистемы представляет снижение частоты на:

:на сотые доли Гц

:на десятые доли Гц

+:на 1-2 Гц

:более чем на 5 Гц

I:

S: Ухудшение экономических показателей энергосистемы влечет за собой снижение частоты на:

:на сотые доли Гц

+:на десятые доли Гц

:на 1-2 Гц

:более чем на 5 Гц

I:

S: При повышении частоты первичная регулирующая мощность электростанции:

-: положительна;

+: отрицательна;

-: неизменна;

-: накапливается.

I:

S: При снижении частоты первичная регулирующая мощность электростанции:

+: положительна;

-: отрицательна;

-: неизменна;

-: накапливается.

I:

S: При повышении частоты регулирующая мощность обобщенных потребителей:

+: положительна;

-: отрицательна;

-: неизменна;

-: накапливается.

I:

S: При снижении частоты регулирующая мощность обобщенных потребителей:

-: положительна;

+: отрицательна;

-: неизменна;

-: накапливается.

I:

S: Различают регулирование мощности:

+: общее первичное;

-: общее вторичное;

-: общее третичное;

+: нормированное первичное.

I:

S: Структура системы АРЧМ в энергосистеме, зоне регулирования может быть:

+: централизованной;

+: плюралистической;

+: иерархической;

-: многоцелевой.

I:

S: Под третичным регулированием понимается:

+: изменение мощности специально выделенных электростанций с целью восстановления вторичного резерва по мере его

исчерпания;

-: разгрузка ВЛ при перегрузке их по мощности;

-: разгрузка Т и АТ при перегрузке их по мощности;

-: перераспределение мощности между объектами электроэнергетики.

I:

S: Коэффициент статизма регулятора частоты вращения определяется как:

+: отношение изменения частоты сети к изменению нагрузки;

-: отношение частоты сети к нагрузке;

-: отношение изменения нагрузки к изменению частоты сети;

-: отношение мощности нагрузки к частоте сети.

I:

S: Применение статической характеристики регулирования частоты вращения генераторов позволяет:

-: поддерживать неизменной частоту;

+: обеспечить необходимое долевое участие генераторов электростанции в регулировании нагрузки;

-: повысить быстродействие системы регулирования;

-: поддерживать неизменным напряжение.

I:

S: Крутизна частотной статической характеристики определяется как:

-: отношение изменения частоты сети к изменению нагрузки;

-: отношение частоты сети к нагрузке;

+: отношение изменения нагрузки к изменению частоты сети;

-: отношение мощности нагрузки к частоте сети.

I:

S: Территория, в границах которой расположены объекты ЭЭ, управление взаимосвязанными технологическими режимами которых осуществляет соответствующий диспетчерский центр – это:

+: операционная зона;

-: область регулирования;

-: область ограничения;

-: территориальная зона.

I:

S: Синхронная зона целиком или ее часть, в которой централизованное ОДУ осуществляется одним диспетчерским

центром, ответственным за ее режим, включая баланс мощности – это:

-: операционная зона;

+: область регулирования;

-: область ограничения;

-: территориальная зона.

I:

S: Гидрогенераторы мощностью свыше 50 МВт в нормальных условиях должны включаться в сеть методом:

+: автоматической точной синхронизации;

+: полуавтоматической точной синхронизации;

-: самосинхронизации;

-: самосинхронизации, при отсутствии устройства автоматической подгонки напряжений.

I:

S: При ликвидации аварии в энергосистеме разрешается включать на параллельную работу методом самосинхронизации:

+: все гидрогенераторы;

-: гидрогенераторы мощностью менее 50 МВт;

-: гидрогенераторы с косвенным охлаждением обмоток;

-: гидрогенераторы с непосредственным охлаждением обмоток.

I:

S: Если гидрогенератор при сбросе нагрузки отключился действием защиты от повышения напряжения:

-: запрещается включение гидрогенератора;

-: гидрогенератор выводится в ремонт;

+: разрешается немедленно включить его и приступить к набору нагрузки;

-: разрешается включить его после осмотра и приступить к набору нагрузки.

I:

S: Можно ли включать в сеть гидрогенератор с неисправным автоматом гашения поля:

-: можно;

+: нельзя;

-: можно, в аварийном случае;

-: можно, на гидрогенераторах мощностью менее 50 МВт.

I:

S: Можно ли включать гидрогенератор в режиме синхронного компенсатора:

+: можно;

-: нельзя;

-: можно, в аварийном случае;

-: можно, на гидрогенераторах мощностью менее 50 МВт.

I:

S: Допускается ли работа гидрогенератора в асинхронном режиме без возбуждения:

-: да;

+: нет;

-: да, в аварийном случае;

-: да, для гидрогенераторов мощностью менее 50 МВт.

I:

S: Автоматические регуляторы частоты вращения турбины и производительности котла, изменяющие мощность энергоблока

при изменении частоты:

+: первичные регуляторы;

-: вторичные регуляторы;

-: третичные регуляторы;

-: вспомогательные регуляторы.

I:

S: Процесс изменения активной мощности энергоблоков под воздействием централизованной системы автоматического

регулирования частоты и мощности (центрального регулятора) для компенсации возникающих в энергосистеме небалансов

мощности, ликвидации перегрузки транзитных связей, восстановления номинальной частоты и потраченных резервов

регулирования:

-: первичное регулирование;

+: вторичное регулирование;

-: третичное регулирование;

-: особое регулирование.

I:

S: Энергоблок должен участвовать автоматически:

+: в первичном и вторичном регулировании;

-: только во вторичном регулировании;

-: только в первичном регулировании;

-: в первичном и третичном регулировании.

I:

S: Измерение активной мощности энергоблока должно осуществляться с точностью не хуже:

-: 0,5%;

+: 1%;

-: 2%;

-: 3%.

I:

S: Переходный процесс изменения активной мощности энергоблока должен носить:

-: периодический характер;

-: астатический характер;

-: периодический характер без перерегулирования;

+: апериодический характер без перерегулирования.

I:

S: Система управления частоты и мощности энергоблока должна обладать возможностью задания величины статизма в

диапазоне:

+: 4-6%;

-: 10-15%;

-: 1-2%;

-: 2-4%.

I:

S: Система автоматического регулирования частоты и мощности энергоблока должна обеспечить возможность изменения

мощности энергоблока на величину всего диапазона вторичного регулирования за время не более:

+: 10 минут;

-: 5 минут;

-: 3 минуты;

-: 1 минуты.

I:

S: Различаются пуски турбоагрегата из следующих состояний:

+:остановленного;

+: неостывшего;

+: горячего;

-: остывшего.

I:

S: По алгоритмам функционирования различают два основных вида электрогидравлических регуляторов частоты:

+: с ПИ-алгоритмом;

+: ПИД-регулятор;

-: с ПИП- алгоритмом;

-: ПК-регулятор.

I:

S: При самосинхронизации возбуждение на обмотку ротора подается:

-: в течение 10 секунд;

+: сразу после включения выключателя генератора;

-: после включения выключателя генератора, в момент когда генератор развернется до синхронной скорости;

-: после включения выключателя генератора, в момент установления синхронизма.

I:

S: Изменять напряжение у потребителя можно следующими способами:

+: изменением напряжения на шинах генератора;

+: изменением коэффициента трансформации Т или АТ;

+: изменением реактивной мощности, передаваемой по линии;

-: изменением активной мощности, передаваемой по линии.

I:

S: Единица измерения реактивной мощности:

-: Вт;

+: Вар;

-: ВА;

-: В.

I:

S: Конденсаторная установка должна быть немедленно отключена при повышении напряжения выше:

+: 110%;

-: 115%;

-: 120%;

-: 125%.

I:

S: Работа конденсаторной установки не допускается, если токи в фазах различаются более чем на:

-: 5%;

+: 10%;

-: 15%;

-: 20%.

I:

S: Измерение активной мощности энергоблока должно осуществляться с точностью не хуже:

+: 1%;

-: 2%;

-: 3%;

-: 4%.

I:

S: При повышении частоты первичная регулирующая мощность энергосистемы:

+: отрицательна;

-: положительна;

-: не изменяется;

-: равна нулю.

I:

S: При снижении частоты первичная регулирующая мощность энергосистемы:

-: отрицательна;

+: положительна;

-: не изменяется;

-: равна нулю.

I:

S: Частота должна находиться не менее 95% времени суток в пределах:

-: 50±0,1 Гц;

+: 50±0,2 Гц;

-: 50±0,3 Гц;

-: 50±04 Гц.

I:

S: Частота должна находиться в пределах 50±0,2 Гц не менее:

+: 95% времени суток;

-: 90% времени суток;

-: 85% времени суток;

-: 80% времени суток.

I:

S: На энергоблоках, выделенных для нормированного первичного регулирования, зона нечувствительности первичных

регуляторов частоты не должна превышать:

+: ±10мГц;

-: ±20мГц;

-: ±30мГц;

-: ±40мГц.

I:

S: Статизм системы регулирования мощности на энергоблоках должен обеспечить выдачу всего заданного первичного

резерва при отклонении частоты на:

-: ±0,1 Гц;

+: ±0,2 Гц;

-: ±0,3 Гц;

-: ±0,4 Гц;

I:

S: Значение изменения мощности электростанции под воздействием системы автоматического регулирования турбин, котлоагрегатов и т.п., вызванного изменением частоты это:

-: вторичная регулирующая мощность;

+: первичная регулирующая мощность;

-: первичная регулирующее сопротивление;

-: ничего из вышеперечисленного.

I:

S: Структура системы АРЧМ в энергосистеме, зоне регулирования не может быть:

-: централизованной;

-: плюралистической;

-: иерархической;

+: многоцелевой.

I:

S: Изменение мощности специально выделенных электростанций с целью восстановления вторичного резерва по мере его исчерпания это:

+: третичное регулирование;

-: вторичное регулирование;

-: подстройка;

-: ничего из вышеперечисленного.

I:

S: Отношение изменения частоты сети к изменению нагрузки это коэффициент статизма:

+: регулятора частоты вращения;

-: регулятора напряжения генератора;

-: регулятора возбуждения генератора;

-: ничего из вышеперечисленного.

I:

S: Обеспечение необходимого долевого участия генераторов электростанции в регулировании нагрузки позволяет:

+: применение статической характеристики регулирования частоты вращения генераторов;

-: применение динамической характеристики регулирования частоты вращения генераторов;

-: повышение быстродействия системы регулирования;

-: всё вышеперечисленное.

I:

S: Отношение изменения нагрузки к изменению частоты сети это:

+: крутизна частотной статической характеристики;

-: крутизна частотной динамической характеристики;

-: коэффициент статизма;

-: крутизна характеристики самосинхронизации.

I:

S: Гидрогенераторы мощностью свыше 50 МВт в нормальных условиях не должны включаться в сеть методом:

-: автоматической точной синхронизации;

-: полуавтоматической точной синхронизации;

+: самосинхронизации;

+: самосинхронизации, при отсутствии устройства автоматической подгонки напряжений.

I:

S: Все гидрогенераторы разрешается включать на параллельную работу методом самосинхронизации при:

+: ликвидации аварии в энергосистеме;

-: повышении нагрузки в энергосистеме;

-: снижении частоты энергосистемы;

-: ничего из вышеперечисленного.

I:

S: Гидрогенератор разрешается немедленно включить его и приступить к набору нагрузки, если при сбросе нагрузки он:

-: вышел из строя;

-: включился действием защиты от повышения напряжения;

+: отключился действием защиты от повышения напряжения;

-: в сети есть действующее КЗ.

I:

S: Можно ли вести измерение активной мощности энергоблока с точностью 1%:

-: нет;

+: да;

-: если активная мощность не превышает реактивную;

-: если активная мощность превышает реактивную;

I:

S: При отрицательной первичной регулирующей мощности энергосистемы происходит:

+: повышение частоты;

-: снижение частоты;

-: частота остается неизменной;

-: частота равна нулю.

I:

S: При положительной первичной регулирующей мощности энергосистемы происходит:

-: повышение частоты;

+: снижение частоты;

-: частота остается неизменной;

-: частота равна нулю.

I:

S: АОПН имеет:

-: одну ступень;

+: две ступени;

-: три ступени;

-: четыре ступени.

I:

S: В качестве пускового органа АОПН используют:

-: минимальные реле напряжения;

+: максимальные реле напряжения;

-: реле направления реактивной мощности;

-: минимальные реле реактивной мощности.

I:

S: АОПН на линии включает в себя:

+: пусковой орган;

+: избирательный орган реактивной мощности;

+: орган выдержки времени;

-: указательный орган направления активной мощности.

I:

S: Напряжение срабатывания чувствительной ступни АОПН отстраивается от:

+: максимального рабочего напряжения;

-: максимального напряжения, возможного на данном объекте;

-: минимального рабочего напряжения;

-: минимального напряжения, возможного на данном объекте.

I:

S: Напряжение срабатывания второй ступени АОПН выбирается:

-: на 10¬15% выше максимального рабочего напряжения;

+: на 20¬40% выше максимального рабочего напряжения;

-: на 5¬10% меньше максимального рабочего напряжения;

-: на 1¬15% меньше максимального рабочего напряжения.

I:

S: Первая ступень АОПН действует на:

-: отключение шунтирующего реактора;

-: включение батареи конденсаторов;

+: включение шунтирующего реактора;

-: отключение линии.

I:

S: Вторая ступень АОПН действует на:

-: отключение шунтирующего реактора;

-: включение батареи конденсаторов;

-: включение шунтирующего реактора;

+: отключение линии.

I:

S: Повышение напряжения на отключенном и включенном концах линии тем выше, чем:

+: больше сопротивление питающей системы;

-: меньше сопротивление питающей системы;

+: меньше мощность питающей системы;

-: больше мощность питающей системы.

I:

S: Повышение напряжения на отключенном и включенном концах линии тем выше, чем:

+: больше длина линии;

-: меньше сопротивление питающей системы;

-: меньше длина линии;

-: больше мощность питающей системы.

I:

S: Быстрое уменьшение мощности турбины за счет прикрытия регулирующих клапанов длительностью до нескольких секунд, осуществляемое подачей импульса на ЭГП¬это:

-: длительная разгрузка паровой турбины;

+: кратковременная разгрузка паровой турбины;

-: частичная разгрузка паровой турбины;

-: полная разгрузка паровой турбины.

I:

S: Электрическое торможение генераторов применяется для:

+: повышения динамической устойчивости;

-: повышения статической устойчивости;

-: регулирования частоты вращения генератора и выдачу им активной мощности;

-: не применяется.

I:

S: Для уменьшения числа срабатываний АРОЛ, при допустимости, желательно отстраивать пуск АРОЛ от:

-: ОАПВ;

-: ТАПВ;

+: ОАПВ и ТАПВ;

-: УРОВ.

I:

S: АРОГ предназначена для предотвращения перегрузки и нарушения устойчивости при внезапном отключении:

+: мощного генератора;

-: мощного трансформатора;

+: энергоблока;

-: линии.

I:

S: В состав комплекса технических средств ЦАПНУ в общем случае не входят:

-: измерительные органы;

-: пусковые органы;

-: АДВ;

+: АЛК;

-: АЗД.

I:

S: Устройства АОПЧ воздействуют на:

+: отключение генераторов;

+: деление системы;

-: отключение ШР;

-: включение ШР.

I:

S: Автоматика, предназначенная для сохранения устойчивости электростанции при близких к шинам электростанции или головной подстанции электропередачи многофазных КЗ:

-: АКЗ;

+: АРБКЗ;

-: АОБКЗ;

-: АБКЗ.

I:

S: Устройство АДВ обеспечивает выполнение следующих функций:

-: выдача УВ при срабатывании ПО;

-: протоколирование работы;

+: ввод и обработку доаварийной информации;

+: расчет управляющих воздействий по заложенным алгоритмам;

I:

S: Устройство АЗД обеспечивает выполнение следующих функций:

+: выдача УВ при срабатывании ПО;

+: протоколирование работы;

-: ввод и обработку доаварийной информации;

-: расчет управляющих воздействий по заложенным алгоритмам;

-: передачу в устройства АЗД рассчитанной дозировки.

I:

S: Для создания необходимых условий ресинхронизации могут применяться следующие мероприятия:

+: быстрый набор нагрузки турбинами;

-: увеличение генерирующей мощности путем воздействия на регуляторы скорости турбин;

-: включение дополнительных генераторов;

+: частичное отключение потребителей.

I:

S: На ВЛ 500 кВ в обязательном порядке должны устанавливаться:

+: АПВ;

-: АВР;

+: АОПН;

+:ФОЛ.

I:

S: Для ЛЭП 110-220 кВ, обеспечивающих функции ЦПА, должны устанавливаться устройства:

+: ФОЛ;

+: УПАСК;

+: КПР;

+: АРПМ.

I:

S: Аппаратура каналов передачи сигналов и команд ПА должна обеспечивать передачу сигналов и команд с задержкой на одном участке ВЧ канала:

+: не более 25 мс;

-: не более 100 мс;

-: не более 125 мс;

-: не более 200 мс.

I:

S: МДП должен соответствовать следующим критериям:

коэффициент запаса статической апериодической устойчивости по

активной мощности в контролируемом сечении в нормальной (ремонтной) схеме – не менее:

-: 0,3;

+: 0,2;

-: 0,4;

-: 0,5.

I:

S: МДП должен соответствовать следующим критериям:

коэффициент запаса статической устойчивости по напряжению в

узлах нагрузки в нормальной (ремонтной) схеме – не менее:

-: 0,3;

+: 0,15;

-: 0,4;

-: 0,5.

I:

S: АДП должен соответствовать следующим критериям:

-: коэффициент запаса статической апериодической устойчивости по

активной мощности в контролируемом сечении в нормальной (ремонтной) схеме – не менее:

-: 0,3;

-: 0,15;

-: 0,4;

+: 0,08.

I:

S: АДП должен соответствовать следующим критериям:

коэффициент запаса статической устойчивости по напряжению в

узлах нагрузки в нормальной (ремонтной) схеме – не менее:

+: 0,1;

-: 0,2;

-: 0,3;

-: 0,4.

I:

S: Оперативное состояние оборудования и устройств:

-: работа, резерв, ремонт;

+: работа, резерв, ремонт, консервация;

-: работа, резерв;

-: работа, ремонт, поломка.

I:

S: Виды режимов работы энергосистемы:

+: нормальный, вынужденный, аварийный, послеаварийный;

-: нормальный, вынужденный, аварийный;

-: нормальный, аварийный, послеаварийный;

-: нормальный, аварийный.

I:

S: Состояния энергосистемы:

+: нормальное;

-: ненормальное;

+: контролируемое аварийное;

-: неконтролируемое аварийное.

I:

S: Эксплуатация ВВЭР-1000 (АЭС) запрещается при частоте выше:

+: 51 Гц;

-: 52 Гц;

-: 52,5 Гц;

-: 53 Гц.

I:

S: Эксплуатация РБМК-1000 (АЭС) запрещается при частоте выше:

+: 51 Гц;

-: 52 Гц;

-: 52,5 Гц;

-: 53 Гц.

I:

S: Эксплуатация ВВЭР-1000 (АЭС) запрещается при частоте ниже:

+:46 Гц;

-: 47 Гц;

-: 48 Гц;

-: 49 Гц.

I:

S: Эксплуатация РБМК-1000 (АЭС) запрещается при частоте ниже:

-: 46 Гц;

-: 47 Гц;

+: 48 Гц;

-: 49 Гц.

I:

S: Для электрических сетей и оборудования номинальным напряжением 1150 кВ наибольшим рабочим напряжением является:

-: 1250 кВ;

+: 1200 кВ;

-: 1180 кВ;

-: 1280 кВ.

I:

S: АПНУ в начальный период её развития выполнялась:

-: централизованной;

+: децентрализованной;

-: смешанной;

-: иерархической.

I:

S: Для предотвращения нарушения динамической устойчивости используются следующие воздействия:

+: импульсная разгрузка паровых турбин;

-: отключение нагрузки;

-: отключение генераторов;

-: длительная разгрузка паровых турбин.

I:

S: При снижении напряжения в узлах энергосистемы происходит:

-: уменьшение токовой загрузки оборудования;

-: увеличение предела передаваемой мощности;

+: увеличение токовой загрузки оборудования;

+: снижение предела передаваемой мощности.

I:

S: При одностороннем отключении ВЛ и повышении напряжения сверхдопустимого значения эта линия:

-: отключается;

-: включается в транзит;

+: включается в транзит или отключается;

-: выводится в ремонт.

I:

S: Перегрузки сверх аварийно допустимых значений перетоков мощности в контролируемых сечениях и аварийно допустимых перетоков мощности по линиям электропередачи устраняются незамедлительно за счет:

-: немедленной загрузкой электростанций в приемной части энергосистемы;

-: разгрузкой электростанций в передающей части энергосистемы;

-: использованием допустимых аварийных перегрузок генерирующего оборудования;

+: дистанционного отключения потребителей по каналам ПА.

I:

S: Асинхронные режимы могут возникать вследствие:

+: перегрузки линий электропередачи по условиям статической устойчивости;

-: возникновения динамической устойчивости;

-: синхронного включения линий передачи, генераторов;

+: потери возбуждения.

I:

S: Ликвидация асинхронного режима может быть выполнена путем:

+: разделения энергосистемы;

+: ресинхронизации частей энергосистемы, вышедших из синхронизма;

-: автоматического включения резерва;

-: форсировки вобуждения.

I:

S: Вывод из работы устройств АЛАР:

-: недопустим;

-: допустим;

+: допустим, если введены в работу резервные АЛАР;

-: ничего из вышеперечисленного.

I:

S: Синхронные качания как правило ликвидируют путем:

-: разделения энергосистемы;

-: ресинхронизации частей энергосистемы, вышедших из синхронизма;

-: автоматического включения резерва;

+: изменения электроэнергетического режима.

I:

S: Для ликвидации возникшего режима синхронных качаний генераторов необходимо выполнять:

+: разгрузку генераторов по активной мощности;

+: увеличение загрузки генераторов по реактивной мощности;

-: загрузку генераторов по активной мощности;

-: уменьшение загрузки генераторов по реактивной мощности.

I:

S: При автоматическом отключении Т(АТ) действием резервных защит, вызвавшем нарушение электроснабжения потребителей, допускается ли его повтороное включение без осмотра?

+: да;

-: нет.

I:

S: При автоматическом отключении Т(АТ) действием резервных защит, вызвавшем нарушение электроснабжения потребителей, допускается ли его АПВ без установления причины отключения?

+: да;

-: нет.

I:

S: Допускается ли включение в работу Т(АТ), отключившегося действием токовой отсечки?

-: да;

+: нет.

I:

S: Способность противостоять аварийным возмущениям, не допуская каскадного развития аварий с массовым нарушением снабжения потребителей - это:

-: надежность энергосистемы;

+: живучесть энергосистемы;

-: динамическая устойчивость;

-: статическая устойчивость.

I:

S: Каскадное развитие аварии характеризуется:

+: последовательным отключением действием РЗ и ПА электросетевого и/или станционного оборудования, вызванным возникновением недопустимого для оборудования режима;

-: одновременным отключением действием РЗ и ПА электросетевого и/или станционного оборудования, вызванным возникновением недопустимого для оборудования режима;

-: последовательным отключением действием РЗ электросетевого и/или станционного оборудования, вызванным возникновением недопустимого для оборудования режима;

-: последовательным отключением действием ПА электросетевого и/или станционного оборудования, вызванным возникновением недопустимого для оборудования режима;

I:

S: Противоаварийным управлением должны решаться следующие задачи:

+: предотвращение нарушения устойчивости параллельной работы энергосистемы;

+: прекращение асинхронного хода, если предотвратить нарушение устойчивости не удалось;

-: регулирование напряжения в энергосистеме;

-: регулирование частоты в энергосистеме.

I:

S: Режим, характеризующийся совокупностью постоянных условий и параметров на некотором интервале времени:

-: устойчивый режим;

+: установившейся режим;

-: нормальный режим;

-: оптимальный режим.

I:

S: Передача команд ПА должна осуществляется по:

+: дублированным каналам

-: одиночным каналам

+: частично-дублированным каналам

+: резервированным каналам

I:

S: ДАР необходимо применять в случае если расчетный дефицит активной мощности:

+: превышает 0,45 суммарного потребления

-: не превышает 0,45 суммарного потребления

-: находиться в пределах от 0,35 до 0,45 суммарного потребления

-: превышает 0,35 суммарного потребления

I:

S: Действие ЧДА или системы АОСН на выделение электростанции или районов со сбалансированный нагрузкой выполняется для предотвращения:

+: нарушений технологических процессов у потребителей, чувствительных к изменению частоты и напряжения;

-: увеличение частоты;

+: потери собственных нужд электростанций или отдельных генераторов при нештатных аварийных ситуациях;

-: нарушение устойчивости

I:

S: Эксплуатация ВВЭР-1000(АЭС) запрещается при частоте:

+: ниже 46 Гц;

-: ниже 46,5 Гц;

-: выше 51 Гц;

-: выше 47 Гц

I:

S: АОСЧ должна выполняться на основании следующих расчетных условий работы энергосистемы

+: с частотой ниже 49 Гц –не более 40 с;

+: с частотой ниже 47,0 Гц – не более 10с;

-: с частотой ниже 46,0 Гц – не более 5 с

I:

S: ДАР следует применять для ликвидации больших местных дефицитов активной мощности (более 45% от потребления) со скоростью снижения частоты

+: более 1,8 -2,0 Гц, при которой действие АЧР может оказаться неэффективным;

-: менее 1,8 -2,0 Гц, при которой действие АЧР может оказаться неэффективным;

-: более 1,6 -1,8 Гц, при которой действие АЧР может оказаться неэффективным;

-: менее 1,6 -1,8 Гц, при которой действие АЧР может оказаться неэффективным

I:

S: Действие АВР не должно быть:

-: однократным;

+: двукратным;

+: двукратным для потребителей первой категории;

+: однократным, если имеется блокировка от дуговой защиты;

I:

S: минимальный элемент напряжения пускового органа АВР не отстраивается:

-: от режима самозапуска электродвигателей;

-: от снижения напряжения при удаленных КЗ;

+: от снижения напряжения по любой причине;

+: от снижения напряжения при близких КЗ

I:

S: В систему АОСЧ не входит:

+: АПВ;

-: АЧР;

-: ДАР;

+: УРОВ

I:

S: При выборе мест установки устройств АЛАР и сечений ДС следует исходить из следующих основных условий:

+: места установки устройств должны быть такими, чтобы обеспечивалась их максимальная чувствительность и селективность.

-: места установки устройств должны быть такими, чтобы обеспечивалась их минимальная чувствительность и селективность.

+: сечение ДС следует выбирать так, чтобы возникший при деление небаланс мощности был наименьшим.

-: места установки устройств должны быть такими, чтобы обеспечивалась их минимальная чувствительность.

I:

S: Для выполнения своих функций устройства, входящие в АОСЧ, контролируют:

-: величину снижения напряжения;

-: величину повышения частоты;

+: величину снижения частоты;

+: продолжительность снижения частоты.

I:

S: Когда следует применять ДАР?

+: при ликвидации больших местных дефицитов активной мощности (более 45% от потребления);

-: при ликвидации больших местных дефицитов активной мощности (более 50% от потребления);

-: при ликвидации больших местных дефицитов активной мощности (более 30% от потребления);

-: при ликвидации больших местных дефицитов активной мощности (более 25% от потребления).

I:

S: Устройства АОСН действует на:

+: увеличение генерации реактивной мощности;

-: уменьшение генерации реактивной мощности;

+: уменьшение потребления реактивной мощности;

-: увеличение потребления реактивной мощности.

I:

S: Мероприятиями по ликвидации перегрузки являются:

-: подключение нагрузки;

+: отключение нагрузки;

+: деление системы;

-: ресинхронизация.

I:

S: Блоки питания устройств ПА должны использоваться в качестве основного источника сеть:

-: 110В постоянного тока;

+: 220В переменного тока;

-: 110В постоянного тока;

-: 220В переменного тока.

I:

S: В систему АОСЧ не входят:

-: АЧР;

-: ДАР;

+: АПВ;

+: УРОВ.

I:

S: ДАР не должно сработать:

+: в конце процесса снижения частоты;

-: до начала работы АЧР?;

+: после АЧР?;

-: в процессе срабатывания первых очередей АЧР?

I:

S: АОСЧ осуществляет автоматическую частотную разгрузку при частоте:

-: ниже 49,5 Гц;

-: ниже 48 Гц;

-: ниже 46Гц;

+: ниже 49Гц.

I:

S: Суммарная мощность подключенной к АЧР нагрузке должна быть?

-: менее 40%;

-: менее 70%;

+: менее 70%;

-: более 60%

I:

S: К одной очереди ЧАПВ по частоте и по времени допускаются подключения?

-: 5-7,5% от всего объема нагрузки;

-: 0,5-1,5% от нагрузки подключенной к АЧР;

+: 2-2,5% от всего объема нагрузки подключенного к АЧР;

-: 10-15% от всего объема нагрузки подключенного к АЧР.

I:

S: Интервалы между очередями АЧР 2?

-:не более 7 с.;

+: не более 5 с.;

-: не более 3 с.;

-: не более 0,5 с.

I:

S: Для предотвращения ложной работы устройств АЧР1 в случае синхронных качаний и т. П. достаточна выдержка времени?

-: 0,1 с.;

-: 0,2 с.;

+: 0,3 с.;

-: 0,4 с.

I:

S: Насколько должны быть выше уставки по частоте устройств АЧВР от уставок первых очередей АЧР?

-: на 1-2 Гц.;

-: на 0,5-1,5 Гц.;

+: на 0,2-0,5 Гц.;

-: на 3-5 Гц.

I:

S: Устройство АОПЧ контролирует?

-: частоту в энергосистеме;

-: скорость ее повышения;

-: работу котла при выходе его режима за пределы регулировочного диапазона;

+: все перечисленное.

I:

S: Мероприятиями по ликвидации перегрузки являются?

-: отключение нагрузки;

-: пуск резервных агрегатов и набор нагрузки;

-: деление системы;

+: все перечисленное.

I:

S: Применение АОПО не требуется, если допустимая длительность возможной перегрузки составляет?

-: 7-10 мин;

+: 20мин и более;

-: 3-5 мин;

-: 10-15 мин.

I:

S: К основным задачам автоматического управления в аварийном режиме не относятся?

-: выявление и устранение возмущающего воздействия;

-: восстановления нормального режима работы;

+: не допустить дальнейшего утяжеления режима;

-: ни одно из перечисленного.

I:

S: Основные требования устройств, выявляющих асинхронный режим являются?

-: селективность;

-: быстрота;

-: способность определения знака скольжения;

+: все перечисленные.

I:

S: АОПН на линии не включает в себя?

+: указательный орган направления активной мощности;

-: пусковой орган;

-: избирательный орган реактивной мощности;

-: орган выдержки времени

**Контрольные вопросы к зачету:**

**Базовый уровень:**

1. Организация автоматического противоаварийного управления в ЕЭС РФ.

2. Назначение противоаварийной автоматики.

3. Свойства и характеристики противоаварийной автоматики.

4. Режимы ЭЭС. Устойчивость режима ЭЭС.

5. Управляющие воздействия противоаварийной автоматики.

6. Виды управляющих воздействий ПА.

7. Кратковременная и длительная разгрузка турбин энергоблоков ТЭС.

8. Отключение генераторов.

9. Отключение нагрузки потребителей электрической энергии.

10. Форсировка возбуждения генераторов.

11. Деление энергосистемы на несинхронно работающие части.

12. Автоматическая загрузка генераторов.

13. Электрическое торможение генераторов.

14. Изменение топологии электрической сети.

15. Изменение режимов работы и эксплуатационного состояния управляемых элементов электрической сети.

**Продвинутый уровень:**

16. Виды ПА энергосистем.

17. Автоматика предотвращения нарушения устойчивости.

18. Локальная автоматика предотвращения нарушения устойчивости.

19. Централизованная система противоаварийной автоматики.

20. Координирующая система противоаварийной автоматики.

21. Автоматика ликвидации асинхронного режима.

22. Автоматика ограничения снижения частоты.

23. Автоматический частотный ввод резерва.

24. Автоматическая частотная разгрузка.

25. Дополнительная автоматическая разгрузка.

26. Частотная делительная автоматика.

27. Частотное автоматическое повторное включение.

28. Автоматика ограничения повышения частоты.

29. Автоматика ограничения снижения напряжения.

30. Автоматика ограничения повышения напряжения.

31. Автоматика ограничения перегрузки оборудования.

32. Состав устройств ПА при создании (модернизации).

33. Общие требования к устройствам и комплексам ПА.

34. Функция АЛАР на базе ШЭ2607 104.

35. Функция АОПО на базе ШЭ2607 011021.

36. Функция АЧР на базе БЭ2502А11ХХ.

**Высокий уровень:**

37. Функция ДАР на базе БЭ2502А11ХХ.

38. Первичное регулирование частоты.

39. Общее первичное регулирование частоты (ОПРЧ).

40. Нормированное первичное регулирование частоты (НПРЧ).

41. Вторичное регулирование частоты.

42. Третичное регулирование частоты.

43. Автоматическое вторичное регулирование частоты и мощности.

44. Основные различия НПРЧ и ОПРЧ.

45. Понятие «Регулирование частоты в энергосистеме».

46. Требования к нормированному первичному регулированию частоты.

47. Принципиальная схема регулирования отклонения частоты и заданию вто-ричной мощности в САУМ энергоблока.

48. Способы регулирования напряжения.

49. Устройства автоматического управления.

50. Устройства автоматического регулирования.

51. Характеристики регулирования.

52. Назначение регулирования напряжения.

53. Автоматический регулятор напряжения трансформаторов.

54. Автоматический регулятор напряжения типа АРТ-1Н.

55. Точная синхронизация.

56. Условия точной синхронизации.

57. Самосинхронизация.

58. Условия точной самосинхронизации.

59. Сравнение способов синхронизации.

60. Устройства для автоматизации процесса синхронизации.

61. Полуавтоматический синхронизатор с постоянным углом опережения.

62. Автоматический синхронизатор с постоянным временем опережения.

63. Полуавтоматический синхронизатор.

64. Баланс мощности и частота.

65. Частотные характеристики системы.

66. Частотная статическая характеристика генерирующей части энергосистемы.

67. Совмещенная частотная статическая характеристика энергосистемы.

68. Устройства автоматического регулирования частоты.

69. Система АРЧМ тепловой электростанции.

70. Признаки асинхронного режима.

Фонд оценочных средств по дисциплине разработан в соответствии с требованиями ФГОС ВПО, с учетом рекомендаций ПрООП ВПО по направлению подготовки магистров 140400.68 «Электроэнергетика и электротехника» и профилю «Автоматика энергосистем».

Автор(ы): \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

подпись ученая степень (звание), расшифровка подписи

Эксперт(ы): \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

подпись ученая степень (звание), расшифровка подписи

\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

подпись ученая степень (звание), расшифровка подписи

Фонд оценочных средств обсужден и одобрен на заседании кафедры \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ от \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ 20\_\_\_ г., протокол №\_\_\_\_\_ .

Заведующий кафедрой \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

подпись ученая степень (звание), расшифровка подписи

«\_\_\_\_» \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ 20\_\_\_ г.

Директор \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

подпись ученая степень (звание), расшифровка подписи

«\_\_\_\_» \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ 20\_\_\_ г.

Согласовано:

Зав. выпускающей кафедрой \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

подпись ученая степень (звание), расшифровка подписи

«\_\_\_\_» \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ 20\_\_\_ г.