

Приложение
к приказу ОАО «СО ЕЭС»
от 03.04.2012 №139



ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«СИСТЕМНЫЙ ОПЕРАТОР ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ»

СТО 59012820.29.160.20.001-2012

Регистрационный номер (обозначение)

03.04.2012

Дата утверждения

Стандарт организации

**ТРЕБОВАНИЯ К СИСТЕМАМ ВОЗБУЖДЕНИЯ И
АВТОМАТИЧЕСКИМ РЕГУЛЯТОРАМ ВОЗБУЖДЕНИЯ
СИЛЬНОГО ДЕЙСТВИЯ СИНХРОННЫХ ГЕНЕРАТОРОВ**

Издание официальное

**(в редакции изменения, введенного в действие приказом ОАО «СО ЕЭС»
от 14.07.2015 № 225)**

Москва 2012

Предисловие

Цели и принципы стандартизации в Российской Федерации установлены Федеральным законом от 27 декабря 2002 г. № 184-ФЗ «О техническом регулировании», правила применения стандарта организации – ГОСТ Р.1.4-2004 «Стандартизация в Российской Федерации. Стандарты организаций. Общие положения».

Сведения о стандарте

РАЗРАБОТАН: открытым акционерным обществом «Системный оператор Единой энергетической системы», открытым акционерным обществом «Научно-технический центр Единой энергетической системы».

ВНЕСЕН: открытым акционерным обществом «Системный оператор Единой энергетической системы».

УТВЕРЖДЕН и ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ: приказом открытого акционерного общества «Системный оператор Единой энергетической системы» от 03.04.2012 № 139.

ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ.

Стандарт не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения ОАО «СО ЕЭС»

Содержание

(с учетом изм. по приказу № 225 от 14.07.2015)

| | |
|---|-----------|
| 1. Область применения..... | 5 |
| 2. Нормативные ссылки..... | 6 |
| 3. Термины и определения..... | 6 |
| 4. Обозначения и сокращения..... | 10 |
| 5. Технические требования к системам возбуждения синхронных генераторов..... | 10 |
| 6. Технические требования к автоматическим регуляторам возбуждения сильного действия синхронных генераторов..... | 11 |
| 7. Порядок взаимодействия субъектов электроэнергетики при выборе типа систем возбуждения и параметров настройки АРВ сильного действия синхронных генераторов | 12 |
| 8. Подтверждение соответствия АРВ сильного действия синхронных генераторов требованиям Стандарта..... | 15 |
| Приложение А (обязательное) МЕТОДИКА выбора кратности форсировки возбуждения по напряжению тиристорных систем возбуждения синхронных генераторов | 19 |
| Приложение Б (обязательное) МЕТОДИКА проверки параметров настройки автоматических регуляторов возбуждения сильного действия синхронных генераторов на физической модели энергосистемы..... | 23 |
| Приложение В (обязательное) МЕТОДИКА проверки параметров настройки автоматических регуляторов возбуждения сильного действия синхронных генераторов на цифровой модели энергосистемы..... | 27 |

| | |
|--|------------|
| Приложение Г (обязательное) МЕТОДИКА проведения сертификационных испытаний автоматических регуляторов возбуждения сильного действия синхронных генераторов на физической модели энергосистемы | 31 |
| Приложение Д (обязательное) МЕТОДИКА проведения сертификационных испытаний автоматических регуляторов возбуждения сильного действия синхронных генераторов на математической модели с использованием ПАК РВ | 81 |
| Приложение Е (обязательное) МЕТОДИКА проверки параметров настройки автоматических регуляторов возбуждения сильного действия синхронных генераторов на математической модели энергосистемы с использованием ПАК РВ | 143 |
| Библиография..... | 149 |

СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ ОАО «СО ЕЭС»

ТРЕБОВАНИЯ К СИСТЕМАМ ВОЗБУЖДЕНИЯ И АВТОМАТИЧЕСКИМ РЕГУЛЯТОРАМ ВОЗБУЖДЕНИЯ СИЛЬНОГО ДЕЙСТВИЯ СИНХРОННЫХ ГЕНЕРАТОРОВ

1. Область применения

1.1. Стандарт устанавливает:

- технические требования к системам возбуждения и автоматическим регуляторам возбуждения сильного действия синхронных генераторов;
- порядок взаимодействия субъектов электроэнергетики при выборе типа систем возбуждения, типа и параметров настройки автоматических регуляторов возбуждения сильного действия синхронных генераторов;
- методику выбора кратности форсировки возбуждения по напряжению тиристорных систем возбуждения синхронных генераторов;
- методику проверки параметров настройки автоматических регуляторов возбуждения сильного действия синхронных генераторов на физической модели энергосистемы;
- методику проверки параметров настройки автоматических регуляторов возбуждения сильного действия синхронных генераторов на математической модели энергосистемы с использованием цифрового программно-аппаратного комплекса моделирования энергосистем в режиме реального времени;
- методику проверки параметров настройки автоматических регуляторов возбуждения сильного действия синхронных генераторов на цифровой модели энергосистемы;
- порядок и методики проведения сертификационных испытаний автоматических регуляторов возбуждения сильного действия синхронных генераторов.

(изм. см. приказ № 225 от 14.07.2015)

1.2. Требования Стандарта распространяются на системы возбуждения и автоматические регуляторы возбуждения сильного действия синхронных генераторов.

1.3. Стандарт не устанавливает технических требований к технологическим схемам управления, диагностике, сервисному обслуживанию, объему заводских проверок и надежности силовой части, характеристикам и составу защит систем возбуждения синхронных генераторов электростанций.

1.4. Стандарт распространяется:

- на системы возбуждения (в том числе на автоматические регуляторы возбуждения) синхронных генераторов номинальной мощностью 60 МВт и более,

- на системы возбуждения (в том числе на автоматические регуляторы возбуждения) синхронных генераторов меньшей мощности в случае, если системы возбуждения имеют в своем составе автоматические регуляторы возбуждения сильного действия с введенными в работу каналами стабилизации или системным стабилизатором.

(изм. см. приказ № 225 от 14.07.2015)

1.5. Стандарт предназначен для ОАО «СО ЕЭС» и организаций, осуществляющих деятельность по разработке, внедрению, эксплуатации, проверке и настройке систем возбуждения и автоматических регуляторов возбуждения синхронных генераторов электростанций.

1.6. Требования Стандарта должны учитываться при разработке схем выдачи мощности электрических станций, при строительстве, реконструкции, модернизации и техническом перевооружении электростанций (генерирующего оборудования), подготовке и согласовании технических условий на технологическое присоединение объектов по производству электрической энергии к электрическим сетям.

2. Нормативные ссылки

В Стандарте использованы ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ 21558–2000 «Системы возбуждения турбогенераторов, гидрогенераторов и синхронных компенсаторов. Общие технические условия».

3. Термины и определения

В Стандарте применены следующие термины с соответствующими определениями:

3.1. Система возбуждения: комплекс оборудования, устройств, аппаратов и сборных единиц, предназначенных для возбуждения автоматически регулируемым постоянным током турбогенераторов (гидрогенераторов, синхронных компенсаторов) в нормальных и аварийных режимах.

3.2. Возбудитель: устройство, являющееся составной частью системы возбуждения, предназначенное для питания постоянным током обмотки возбуждения турбогенератора (гидрогенератора, синхронного компенсатора) и представляющее электрическую машину постоянного тока либо полупроводниковый преобразователь в комплексе с источником питания переменного тока. Источником переменного тока могут быть электрическая машина переменного тока, трансформатор или сочетание ряда различных трансформаторов или дополнительная обмотка переменного тока в

возбуждаемой машине, а также различные сочетания вышеуказанных источников питания.

3.3. Быстродействующая система возбуждения: система возбуждения турбогенератора (гидрогенератора, синхронного компенсатора), быстродействие которой при форсировке, а также полное время расфорсировки не превышает соответствующих значений, регламентированных для таких систем.

3.4. Система параллельного самовозбуждения: система самовозбуждения турбогенератора (гидрогенератора, синхронного компенсатора), в которой источником энергии возбудителя является напряжение статора возбуждаемой синхронной машины или сети, на которую работает эта машина.

3.5. Система независимого возбуждения: система возбуждения турбогенератора (гидрогенератора, синхронного компенсатора), в которой возбудитель получает энергию от источника, не связанного с напряжением и током статора возбуждаемой синхронной машины или сети, на которую она работает.

3.6. Бесщеточная система возбуждения: система возбуждения турбогенератора (гидрогенератора, синхронного компенсатора), в которой передача энергии от возбудителя к обмотке возбуждения синхронной машины осуществляется без посредства скользящего щеточного контакта.

3.7. Статическая система возбуждения: система возбуждения турбогенератора (гидрогенератора, синхронного компенсатора), в состав которой входят только статические источники энергии и статические преобразователи переменного тока в постоянный.

3.8. Тиристорная система возбуждения: система возбуждения турбогенератора (гидрогенератора, синхронного компенсатора), в которой переменный ток источника питания преобразуется в постоянный ток возбуждения синхронной машины тиристорными преобразователями.

3.9. Потолочное (предельное) напряжение системы возбуждения (потолок возбуждения по напряжению): наибольшее постоянное напряжение, возникающее на обмотке возбуждения турбогенератора (гидрогенератора, синхронного компенсатора) в процессе форсировки возбуждения при начальном токе, равном номинальному току возбуждения, и начальной температуре обмотки возбуждения синхронной машины, равной рабочей номинальной. Выражается в вольтах или долях номинального напряжения возбуждения.

3.10. Потолочное (предельное) установившееся напряжение системы возбуждения: постоянное напряжение, возникающее при форсировке на обмотке возбуждения турбогенератора (гидрогенератора, синхронного компенсатора) в момент достижения потолочного тока возбуждения при начальной температуре обмотки возбуждения синхронной машины, равной

рабочей номинальной. Если система возбуждения оснащена устройством ограничения максимального тока возбуждения, то потолочное установившееся напряжение возбуждения определяется в момент, предшествующий началу работы этого устройства.

3.11. Кратность форсировки возбуждения по напряжению: потолочное установившееся напряжение системы возбуждения турбогенератора (гидрогенератора, синхронного компенсатора), выраженное в долях номинального напряжения возбуждения.

3.12. Потолочный (предельный) ток возбуждения: наибольший ток возбуждения турбогенератора (гидрогенератора, синхронного компенсатора), создаваемый системой возбуждения в конце регламентированной длительности форсировки возбуждения.

3.13. Кратность форсировки возбуждения по току: потолочный ток возбуждения турбогенератора (гидрогенератора, синхронного компенсатора), выраженный в долях номинального тока возбуждения.

3.14. Быстродействие системы возбуждения: время достижения 95-процентного потолочного напряжения возбуждения турбогенератора (гидрогенератора, синхронного компенсатора) от исходного номинального значения при форсировке, вызванной регламентированным изменением напряжения на входе автоматического регулятора возбуждения.

3.15. Запаздывание системы возбуждения: интервал времени в секундах от момента подачи на вход автоматического регулятора возбуждения турбогенератора (гидрогенератора, синхронного компенсатора) сигнала, вызывающего необходимость полной форсировки возбуждения (при внезапном коротком замыкании в цепи статора синхронной машины или скачкообразном изменении ее напряжения) до момента, когда в процессе форсировки возбуждения напряжение возбудителя отклонилось от начального на 3 % от разности конечного и начального напряжений в сторону, определяемую поданным сигналом.

3.16. Коэффициент усиления системы возбуждения по напряжению: коэффициент G , определяемый как частное от деления относительного изменения напряжения возбуждения турбогенератора (гидрогенератора, синхронного компенсатора) на относительное изменение напряжения на входе АРВ по каналу напряжения статора

$$G = \frac{\Delta U_{\text{В}} / U_{\text{В ном}}}{\Delta U / U},$$

где $\Delta U_{\text{В}}$ – изменение напряжения возбуждения, В;

ΔU – изменение напряжения на входе АРВ (изменение напряжения на статоре), В;

$U_{\text{В ном}}$, U – номинальные значения напряжений возбуждения и на входе АРВ соответственно, В.

3.17. Форсировка возбуждения: переход системы возбуждения в режим выдачи максимального напряжения и тока возбуждения турбогенератора (гидрогенератора, синхронного компенсатора).

3.18. Расфорсировка возбуждения: принудительное снижение напряжения и тока возбуждения турбогенератора (гидрогенератора, синхронного компенсатора) от потолочного значения до заданного.

3.19. Автоматический регулятор возбуждения: устройство, являющееся составной частью системы возбуждения и действующее на возбудитель синхронной машины с целью поддержания напряжения в электрической сети на заданном уровне.

3.20. Автоматический регулятор возбуждения сильного действия: автоматический регулятор возбуждения, структура которого для улучшения демпфирования колебаний в энергосистеме включает каналы стабилизации или системный стабилизатор.

3.21. Релейная форсировка возбуждения: функция автоматического регулятора возбуждения, обеспечивающая увеличение напряжения возбуждения и тока возбуждения электрической машины с максимально возможной скоростью до своих потолочных значений и имеющая настраиваемые параметры: напряжение ввода релейной форсировки возбуждения, напряжение снятия релейной форсировки возбуждения, время задержки на снятие релейной форсировки возбуждения. (изм. см. приказ № 225 от 14.07.2015)

3.22. Системный стабилизатор (PSS): элемент или группа элементов, который обеспечивает дополнительный входной сигнал в автоматическом регуляторе возбуждения для улучшения демпфирования колебаний в энергосистеме.

3.23. Амплитудно-частотная характеристика: зависимость от частоты модуля входной, выходной или передаточной функции, выраженной в комплексной форме.

3.24. Фазочастотная характеристика: зависимость от частоты аргумента входной, выходной или передаточной функции, выраженной в комплексной форме.

3.25. Номер версии алгоритма функционирования АРВ: индивидуальный цифровой, или буквенный, или буквенно-цифровой набор (номер), в том числе входящий в состав номера версии программного обеспечения АРВ, отличающий указанную версию алгоритма функционирования АРВ от других версий и подлежащий изменению при внесении изменений в алгоритм функционирования АРВ (включая изменения, вносимые при модификации, иной переработке или адаптации алгоритма функционирования АРВ). (изм. см. приказ № 225 от 14.07.2015)

4. Обозначения и сокращения

В Стандарте применены следующие обозначения и сокращения:

| | |
|--------------------|--|
| АПВ | – автоматическое повторное включение |
| АРВ | – автоматический регулятор возбуждения |
| КЗ | – короткое замыкание |
| ОМВ | – ограничитель минимального возбуждения |
| ОАПВ | – однофазное автоматическое повторное включение |
| ОРУ | – открытое распределительное устройство |
| ПА | – противоаварийная автоматика |
| ПАК РВ | – цифровой программно-аппаратный комплекс моделирования энергосистем в режиме реального времени (изм. см. приказ № 225 от 14.07.2015) |
| РЗА | – релейная защита и автоматика |
| Системный оператор | – ОАО «СО ЕЭС» |
| СТН | – система тиристорного независимого возбуждения |
| СТС | – статическая тиристорная система параллельного самовозбуждения |
| ТАПВ | – трехфазное автоматическое повторное включение |
| УРОВ | – устройство резервирования при отказе выключателя |
| ЭДС | – электродвижущая сила |
| PSS | – системный стабилизатор (Power System Stabilizer) |

5. Технические требования к системам возбуждения синхронных генераторов

5.1. Синхронные генераторы мощностью 60 МВт и более необходимо оснащать быстродействующими системами возбуждения.

5.2. Системы возбуждения синхронных генераторов мощностью 60 МВт и более, а также системы возбуждения синхронных генераторов меньшей мощности в случае, если системы возбуждения таких генераторов имеют в своем составе автоматические регуляторы возбуждения сильного действия, должны соответствовать требованиям ГОСТ 21558-2000 и иметь следующие характеристики:

- быстродействие системы возбуждения при форсировке – не более 0,06 с;
- полное время расфорсировки – не более 0,15 с;
- запаздывание системы возбуждения при форсировке – не более 0,02 с.

5.3. Кратность форсировки возбуждения по току для тиристорных систем возбуждения и бесщеточных систем возбуждения должна быть не менее 2.

5.4. Кратность форсировки возбуждения по напряжению для тиристорных систем независимого возбуждения и бесщеточных систем возбуждения должна быть не менее 2.

5.5. Кратность форсировки возбуждения по напряжению для статических тиристорных систем параллельного самовозбуждения и статических тиристорных систем, получающих питание от собственных нужд

электростанции, при номинальном напряжении статора должна быть не менее 2,5. (изм. см. приказ № 225 от 14.07.2015)

5.6. При реконструкции, модернизации или техническом перевооружении систем возбуждения, в том числе выполняемых в рамках реконструкции, модернизации или технического перевооружения существующего генерирующего оборудования, определение конкретной величины кратности форсировки возбуждения по напряжению с целью выполнения требований [1] осуществляется в соответствии с методикой, приведенной в приложении А к Стандарту. (изм. см. приказ № 225 от 14.07.2015)

6. Технические требования к автоматическим регуляторам возбуждения сильного действия синхронных генераторов

6.1. В составе систем возбуждения синхронных генераторов мощностью 60 МВт и более должны применяться АРВ сильного действия.

6.2. АРВ сильного действия синхронных генераторов мощностью 60 МВт и более, а также АРВ сильного действия, устанавливаемые в составе систем возбуждения синхронных генераторов меньшей мощности, должны соответствовать требованиям ГОСТ 21558-2000 и обеспечивать следующие функции, влияющие на устойчивость параллельной работы синхронного генератора в энергосистеме:

– демпфирование колебаний роторов синхронных генераторов в нормальных, ремонтных и послеаварийных режимах энергосистемы, исключаящее самораскачивание или возникновение незатухающих колебаний в энергосистеме;

– релейную форсировку возбуждения;

– блокировку каналов стабилизации или системного стабилизатора при изменении частоты со скоростью 0,05 Гц/с и более с настраиваемой выдержкой времени на ввод и запретом работы блокировки при возникновении в энергосистеме синхронных колебаний параметров электроэнергетического режима; (изм. см. приказ № 225 от 14.07.2015)

– устойчивую работу синхронных генераторов в режиме ограничения минимального возбуждения;

– ограничение до двукратного значения тока ротора (для тиристорных систем возбуждения; для бесщеточных систем возбуждения, АРВ сильного действия которых имеют соответствующий ограничитель) с выдержкой времени на ввод не более 0,6 с¹. (изм. см. приказ № 225 от 14.07.2015)

6.3. АРВ сильного действия синхронных генераторов при применении их в составе бесщеточных систем возбуждения дополнительно должны обеспечивать следующие функции:

¹ Выдержка времени вводится для недопущения ограничения свободных токов при коротком замыкании в цепи статора генератора. Она должна быть регулируемой, диапазон регулирования должен обеспечивать возможность задания значений выдержки времени от 0,1 до 0,6 с. (изм. см. приказ № 225 от 14.07.2015)

- ограничение максимального напряжения ротора и тока возбуждения бесщеточного возбудителя;

- расчет тока ротора по диаграмме Потье².

(изм. см. приказ № 225 от 14.07.2015)

6.4. Для реализации функций, указанных в пунктах 6.2, 6.3 Стандарта, АРВ сильного действия синхронного генератора должен:

- осуществлять регулирование напряжения на шинах синхронного генератора или блока генератор–трансформатор по пропорционально-интегрально-дифференциальному или пропорционально-интегральному закону регулирования напряжения;

- иметь каналы стабилизации или системный стабилизатор;

- обеспечивать регулирование тока ротора и тока статора относительно уставки соответствующего ограничителя по пропорционально-интегральному закону.

6.5. В АРВ сильного действия синхронного генератора в качестве параметров стабилизации могут применяться частота напряжения статора синхронного генератора, первая производная (скорость изменения) частоты напряжения и первая производная (скорость изменения) тока ротора.

6.6. В АРВ сильного действия синхронного генератора с системным стабилизатором в качестве входных параметров системного стабилизатора могут применяться частота напряжения синхронного генератора или скорость вращения вала, электрическая мощность генератора. (изм. см. приказ № 225 от 14.07.2015)

7. Порядок взаимодействия субъектов электроэнергетики при выборе типа систем возбуждения и параметров настройки АРВ сильного действия синхронных генераторов

7.1. Тип систем возбуждения синхронных генераторов определяется в проектной документации на строительство, реконструкцию, модернизацию или техническое перевооружение электростанции (генерирующего оборудования) на основании анализа схемно-режимных условий работы генерирующего оборудования в составе энергосистемы и с учетом необходимости выполнения требований [1], ГОСТ 21558-2000 и технических условий на технологическое присоединение объекта по производству электрической энергии к электрическим сетям.

7.2. Выбор, проверку, корректировку (при необходимости, выявленной в процессе проверки) и реализацию параметров настройки АРВ сильного действия синхронных генераторов на электростанции обеспечивает собственник или иной законный владелец электростанции с привлечением представителей заводов – изготовителей АРВ сильного действия синхронных генераторов, сервисных служб поставщиков АРВ сильного действия синхронных генераторов или специализированных организаций, имеющих

² Только для АРВ сильного действия, в которых ток ротора используется для формирования параметра стабилизации. (изм. см. приказ № 225 от 14.07.2015)

опыт по настройке каналов регулирования и стабилизации и/или системных стабилизаторов. (изм. см. приказ № 225 от 14.07.2015)

7.3. Проверка и корректировка (при необходимости, выявленной в процессе проверки) выбранных параметров настройки АРВ сильного действия синхронных генераторов должны осуществляться на модели энергосистемы и по методике проверки, определяемой в соответствии с требованиями табл. 1.

Таблица 1. Выбор методики проверки параметров настройки АРВ и модели энергосистемы, на которой осуществляются проверка и корректировка (при необходимости, выявленной в процессе проверки) выбранных параметров настройки АРВ сильного действия синхронных генераторов, в зависимости от типа и установленной мощности генерирующего оборудования

| Тип генерирующего оборудования | Тип модели энергосистемы и методика, по которой должны осуществляться проверка и корректировка параметров настройки АРВ, в зависимости от установленной мощности генерирующего оборудования определенного типа | |
|--|--|--|
| | математическая модель энергосистемы в ПАК РВ. Методика, указанная в приложении Е к Стандарту. | физическая модель энергосистемы. Методика, указанная в приложении Б к Стандарту. |
| Синхронный гидрогенератор | 100 МВт и более, менее 500 МВт | 100 МВт и более |
| Синхронный турбогенератор | – | 500 МВт и более |
| Парогазовый энергоблок ¹ | – | 500 МВт и более |
| Синхронный турбогенератор атомной электростанции | – | 60 МВт и более |

Проверка и корректировка (при необходимости, выявленной в процессе проверки) выбранных параметров настройки АРВ сильного действия синхронных генераторов должны быть выполнены до начала комплексного опробования генерирующего оборудования на электростанции.

В период с момента первого включения синхронного генератора в сеть до завершения проверки и корректировки выбранных параметров настройки АРВ сильного действия синхронных генераторов ограничение выдаваемой электрической мощности электростанции или нагрузки отдельного синхронного генератора определяется Системным оператором на основе расчетов переходных режимов и динамической устойчивости.

(изм. см. приказ № 225 от 14.07.2015)

7.4. В случае если по результатам расчетов переходных режимов и динамической устойчивости или анализа фактических параметров

¹ Для парогазового энергоблока указана суммарная номинальная мощность синхронных генераторов, входящих в его состав. (изм. см. приказ № 225 от 14.07.2015)

электрического режима по данным регистраторов аварийных событий и процессов соответствующим диспетчерским центром Системного оператора выявлено отклонение работы АРВ сильного действия синхронного генератора от требований Стандарта, соответствующий диспетчерский центр Системного оператора направляет собственнику или иному законному владельцу электростанции уведомление о необходимости корректировки параметров настройки АРВ сильного действия синхронного генератора с приложением обосновывающих материалов.

Собственник или иной законный владелец электростанции в срок не более 6 (шести) месяцев с момента получения указанного уведомления обязан осуществить выбор, проверку и корректировку (при необходимости, выявленной в процессе проверки) новых параметров настройки АРВ сильного действия синхронного генератора электростанции.

Проверка новых параметров настройки АРВ сильного действия синхронного генератора и их корректировка (при необходимости, выявленной в процессе проверки) должны осуществляться на модели энергосистемы и по методике проверки, определяемой в соответствии с требованиями табл. 2.

Таблица 2. Выбор методики проверки параметров настройки АРВ и модели энергосистемы, на которой осуществляются проверка и корректировка (при необходимости, выявленной в процессе проверки) новых параметров настройки АРВ сильного действия синхронных генераторов, в зависимости от типа и установленной мощности генерирующего оборудования

| Тип генерирующего оборудования | Тип модели энергосистемы и методика, по которой должны осуществляться проверка и корректировка новых параметров настройки АРВ, в зависимости от установленной мощности генерирующего оборудования определенного типа | | |
|--|--|--|---|
| | цифровая модель энергосистемы. Методика, указанная в приложении В к Стандарту. | математическая модель энергосистемы в ПАК РВ. Методика, указанная в приложении Е к Стандарту | физическая модель энергосистемы. Методика, указанная в приложении Б к Стандарту |
| Синхронный гидрогенератор | 60 МВт и более, менее 100 МВт | 100 МВт и более, менее 500 МВт | 100 МВт и более |
| Синхронный турбогенератор | 60 МВт и более, менее 100 МВт | 100 МВт и более, менее 500 МВт | 100 МВт и более |
| Парогазовый энергоблок ¹ | 60 МВт и более, менее 100 МВт | 100 МВт и более, менее 500 МВт | 100 МВт и более |
| Синхронный турбогенератор атомной электростанции | – | – | 60 МВт и более |

¹ Для парогазового энергоблока приведена суммарная номинальная мощность синхронных генераторов, входящих в его состав. (изм. см. приказ № 225 от 14.07.2015)

До проверки параметров настройки АРВ сильного действия синхронного генератора и их реализации на электростанции ограничение выдаваемой электрической мощности электростанции или нагрузки отдельного синхронного генератора определяется Системным оператором на основе расчетов переходных режимов и динамической устойчивости.

(изм. см. приказ № 225 от 14.07.2015)

7.5. Параметры настройки АРВ сильного действия синхронных генераторов, выбранные (скорректированные) в соответствии с пп. 7.2–7.4 Стандарта, в 5-дневный срок направляются собственником или иным законным владельцем электростанции в соответствующий диспетчерский центр Системного оператора.

8. Подтверждение соответствия АРВ сильного действия синхронных генераторов требованиям Стандарта

8.1. Подтверждение соответствия АРВ сильного действия синхронных генераторов требованиям Стандарта осуществляется путем добровольной сертификации в Системе добровольной сертификации ОАО «СО ЕЭС» (СДС «СО ЕЭС»), созданной Системным оператором и зарегистрированной в едином реестре систем добровольной сертификации под № РОСС RU.31034.04ЕЭ01 21 марта 2013 года. (изм. см. приказ № 225 от 14.07.2015)

Подтверждение соответствия АРВ сильного действия синхронных генераторов требованиям Стандарта может осуществляться путем добровольной сертификации в иных системах добровольной сертификации, зарегистрированных в установленном порядке в едином реестре систем добровольной сертификации, при условии соблюдения требований, предусмотренных настоящим разделом Стандарта.

8.2. Сертификации подлежат АРВ сильного действия синхронных генераторов, ранее не проходившие сертификационные испытания в соответствии с пунктом 8.1 Стандарта.

8.3. Для АРВ сильного действия синхронных генераторов, прошедших ранее испытания на физической модели энергосистемы по методикам, указанным в Стандарте, выдается сертификат без прохождения дополнительных испытаний после предоставления в соответствующий орган по добровольной сертификации документации (протоколов, отчетов испытаний), подтверждающей положительные результаты испытаний АРВ. (изм. см. приказ № 225 от 14.07.2015)

8.4. Действие сертификата соответствия распространяется на тип (марку) и алгоритм функционирования (версию алгоритма функционирования) АРВ сильного действия синхронных генераторов. (изм. см. приказ № 225 от 14.07.2015)

8.5. В случае идентичности типа (марки) АРВ сильного действия синхронных генераторов действие сертификата соответствия не распространяется на АРВ сильного действия синхронных генераторов, номер

версии алгоритма функционирования которых отличен от номера версии, соответствующего сертифицированному алгоритму функционирования АРВ сильного действия синхронных генераторов. (изм. см. приказ № 225 от 14.07.2015)

8.6. Сертификация АРВ сильного действия синхронных генераторов осуществляется в соответствии с правилами функционирования соответствующей системы добровольной сертификации (далее – СДС) с обязательным соблюдением следующих требований:

8.6.1. Сертификат соответствия требованиям Стандарта выдается заявителю только при положительных результатах сертификационных испытаний.

8.6.2. Сертификационные испытания АРВ сильного действия синхронных генераторов должны проводиться в присутствии представителей заявителя или уполномоченного им лица.

8.6.3. Для проведения сертификационных испытаний заявитель обязан дополнительно к информации и документам, предусмотренным правилами функционирования СДС, предоставить в орган по добровольной сертификации следующую информацию на русском языке:

- общее техническое описание АРВ сильного действия синхронных генераторов, включающее тип, номинальные параметры, частотные характеристики, область применения (для каких типов систем возбуждения и электростанций предполагается применение), структурную схему алгоритма функционирования АРВ сильного действия синхронных генераторов и ее описание;

- протоколы и методику заводских испытаний АРВ сильного действия синхронных генераторов с приведением данных о характеристиках испытательного стенда, на котором проводились указанные испытания;

- номер версии алгоритма функционирования АРВ, применяемого на сертифицируемом АРВ сильного действия синхронных генераторов, подтвержденный письмом или иным официальным документом завода – изготовителя АРВ;

- письменное обязательство завода – изготовителя АРВ по использованию соответствующего номера версии исключительно в отношении сертифицируемого алгоритма функционирования АРВ, обязательному указанию номера версии алгоритма функционирования АРВ на выпускаемых АРВ, в доступной пользователям информации о программном обеспечении АРВ и в документации на АРВ (установленное на нем программное обеспечение) в целях идентификации применяемой версии алгоритма функционирования АРВ, а также уведомлению органа по добровольной сертификации о внесении в программное обеспечение сертифицируемого типа (модели) АРВ изменений, влияющих на алгоритм функционирования АРВ, с указанием номеров, присвоенных измененным (новым) версиям алгоритма функционирования АРВ;

– параметры настройки АРВ сильного действия синхронных генераторов для тестовой модели энергосистемы (математической модели энергосистемы).

(изм. см. приказ № 225 от 14.07.2015)

8.6.4. Сертификационные испытания АРВ сильного действия синхронных генераторов должны проводиться на физической модели энергосистемы или на математической модели энергосистемы с использованием ПАК РВ. (изм. см. приказ № 225 от 14.07.2015)

8.6.5. Сертификационные испытания на физической модели должны проводиться в соответствии с методикой, приведенной в приложении Г к Стандарту, а на математической модели энергосистемы с использованием ПАК РВ – в соответствии с методикой, приведенной в приложении Д к Стандарту. (изм. см. приказ № 225 от 14.07.2015)

8.6.6. Сертификационные испытания проводятся по следующему алгоритму:

1) заявитель подготавливает и передает органу по добровольной сертификации для проведения испытаний два образца АРВ сильного действия синхронных генераторов и согласовывает с органом по добровольной сертификации схемы их подключения к тестовой модели энергосистемы (к интерфейсным блокам ПАК РВ);

2) производится сборка тестовой модели энергосистемы (формирование математической модели энергосистемы) и подключение к ней испытуемых АРВ сильного действия синхронных генераторов;

3) в АРВ сильного действия синхронных генераторов устанавливаются представленные заявителем параметры настройки АРВ сильного действия синхронных генераторов для тестовой модели энергосистемы (математической модели энергосистемы);

4) органом по добровольной сертификации проводятся испытания АРВ сильного действия синхронных генераторов в соответствии с программой сертификационных испытаний с регистрацией всех опытов для дальнейшей обработки данных и анализа работы АРВ сильного действия синхронных генераторов.

(изм. см. приказ № 225 от 14.07.2015)

8.6.7. Результаты сертификационных испытаний оформляются протоколом испытаний. Протокол испытаний помимо информации, указанной в правилах функционирования СДС, должен содержать:

– описание испытуемого АРВ сильного действия синхронных генераторов (тип, номинальные параметры, частотные характеристики, область применения, номер версии алгоритма функционирования данного АРВ, структурная схема алгоритма функционирования АРВ сильного действия синхронных генераторов и ее описание с учетом внесенных при сертификационных испытаниях изменений);

– описание тестовой модели энергосистемы (математической модели энергосистемы), на которой проводились испытания;

- программу сертификационных испытаний АРВ сильного действия синхронных генераторов;

- результаты испытаний и их анализ.

(изм. см. приказ № 225 от 14.07.2015)

8.6.8. В течение 10 календарных дней после подписания протокола испытаний орган по добровольной сертификации обязан передать Системному оператору:

- протокол испытаний;

- письменное обязательство завода – изготовителя АРВ по использованию номера версии алгоритма функционирования АРВ, представленное заявителем в соответствии с п.8.6.3 Стандарта;

- верифицированную цифровую модель АРВ сильного действия синхронных генераторов в формате программного комплекса, используемого Системным оператором для проведения расчетов переходных режимов и динамической устойчивости – в случае положительного результата испытаний.

(изм. см. приказ № 225 от 14.07.2015)

8.7. Допуск юридических лиц к проведению в СДС «СО ЕЭС» добровольной сертификации АРВ сильного действия синхронных генераторов на соответствие требованиям Стандарта осуществляется отдельно в части проведения добровольной сертификации с использованием физической модели энергосистемы и с использованием математической модели энергосистемы.

В случае если допуск юридического лица к проведению в СДС «СО ЕЭС» добровольной сертификации АРВ сильного действия синхронных генераторов осуществляется одновременно в части проведения добровольной сертификации с использованием физической и математической моделей энергосистемы, юридическому лицу выдаются отдельные свидетельства о допуске к проведению добровольной сертификации на каждую из указанных областей допуска.

(изм. см. приказ № 225 от 14.07.2015)

МЕТОДИКА

выбора кратности форсировки возбуждения по напряжению тиристорных систем возбуждения синхронных генераторов

А.1. Область применения

Методика устанавливает правила выбора кратности форсировки возбуждения по напряжению для тиристорной системы возбуждения (СТН или СТС) при реконструкции, модернизации или техническом перевооружении систем возбуждения синхронных генераторов, в том числе выполняемых в рамках реконструкции, модернизации или технического перевооружения существующего генерирующего оборудования.

Методика не распространяется на бесщеточные системы возбуждения, кратность форсировки возбуждения по напряжению которых должна соответствовать требованиям ГОСТ 21558-2000.

А.2. Этапы определения кратности форсировки возбуждения по напряжению

Определение кратности форсировки возбуждения по напряжению должно включать следующие этапы:

- подготовка цифровой модели энергосистемы и электрических режимов;
- выбор расчетных условий;
- выбор кратности форсировки возбуждения по напряжению.

А.3. Подготовка цифровой модели энергосистемы и электрических режимов

А.3.1. Для проведения расчетов электромеханических переходных процессов с целью определения кратности форсировки возбуждения по напряжению должна применяться цифровая модель энергосистемы, актуализированная на момент завершения реконструкции, модернизации или технического перевооружения систем возбуждения синхронных генераторов, в том числе выполняемых в рамках реконструкции, модернизации или технического перевооружения существующего генерирующего оборудования.

А.3.2. При проведении расчетов с целью определения кратности форсировки возбуждения по напряжению должны рассматриваться режимы зимнего и летнего максимума нагрузки для нормальной и ремонтных схем выдачи мощности электростанции, на которой установлен синхронный генератор с модернизируемой или реконструируемой системой возбуждения.

При проведении расчетов указанных режимов должна моделироваться, в том числе, полная нагрузка электростанции, на которой установлен синхронный генератор с модернизируемой или реконструируемой системой возбуждения, а также максимальный по балансовым условиям переток активной мощности в контролируемом сечении (но не более максимально допустимого значения), по которому осуществляется выдача мощности группы электростанций, в состав которой входит электростанция, на которой установлен синхронный генератор с модернизируемой или реконструируемой системой возбуждения.

(изм. см. приказ № 225 от 14.07.2015)

А.4. Выбор расчетных условий

А.4.1. Расчеты проводятся для нормативных возмущений, указанных в [1], для каждого из режимов, указанных в п. А.3.2 Моделирование нормативных возмущений должно осуществляться с учетом фактической длительности короткого замыкания (с учетом времени отключения выключателя), пауз АПВ, действия УРОВ (с учетом однофазного или трехфазного исполнения привода выключателя). (изм. см. приказ № 225 от 14.07.2015)

А.4.2. Расчетным условием для определения кратности форсировки возбуждения по напряжению является режим и расчетное возмущение, характеризующиеся наименьшим пределом динамической устойчивости без учета действия устройств и комплексов ПА.

А.4.3. В качестве контролируемого принимается сечение, переток активной мощности в котором определяет динамическую устойчивость электростанции, на которой установлен вновь вводимый или реконструируемый синхронный генератор (как правило, сечение выдачи мощности с шин электростанции). (изм. см. приказ № 225 от 14.07.2015)

А.4.4. При моделировании расчетного возмущения по п. А.4.2 должны быть заданы фактические параметры настройки релейной форсировки возбуждения. При отсутствии информации о фактических параметрах настройки должны быть заданы типовые значения уставки срабатывания релейной форсировки (85 % от текущего значения напряжения), уставки снятия релейной форсировки (95 % от исходного значения напряжения) и временной задержки на снятие релейной форсировки (0,1 с). (изм. см. приказ № 225 от 14.07.2015)

А.4.5. Определение уровня остаточного напряжения в месте КЗ должно выполняться в трехфазной модели энергосистемы по программе расчета токов короткого замыкания путем моделирования начальной фазы электромеханического переходного процесса. (изм. см. приказ № 225 от 14.07.2015)

А.4.6. Величина шунта КЗ для расчета нормативного возмущения в программах расчета переходных режимов и динамической устойчивости должна определяться путем вариантных расчетов. Выбранное значение шунта КЗ при моделировании нормативного возмущения должно обеспечить в точке КЗ в момент подключения шунта КЗ остаточное напряжение, равное остаточному напряжению, определенному согласно п. А.4.5.

А.4.7. Значение напряжения на статоре синхронного генератора следует фиксировать в момент подключения шунта КЗ.

А.5. Выбор кратности форсировки возбуждения по напряжению

А.5.1. Выбор кратности форсировки возбуждения по напряжению должен выполняться по условиям обеспечения динамической устойчивости для расчетного возмущения, определенного с учетом п. А.4.4.

А.5.2. Для расчетных условий должны быть проведены расчеты электромеханических переходных процессов при разных кратностях форсировки возбуждения по напряжению. По результатам расчетов должна быть определена зона достаточной кратности форсировки возбуждения по напряжению, обеспечивающая сохранение динамической устойчивости синхронных генераторов электростанций, но не менее кратности форсировки возбуждения, указанной в п.5.4–5.5 Стандарта.

Пример определения зоны достаточной кратности форсировки возбуждения по напряжению приведен на графике (рис. А.1), на котором показаны зависимости предельного по условиям обеспечения динамической устойчивости перетока активной мощности в контролируемом сечении в относительных единицах от кратности форсировки для систем возбуждения типа СТС и СТН и линия, соответствующая полной нагрузке электростанции или максимальному перетоку активной мощности в контролируемом сечении в относительных единицах.

$$P_* = P/P_{МП},$$

где:

P_* – максимальный переток активной мощности в контролируемом сечении в относительных единицах;

P – предельный по условиям обеспечения динамической устойчивости переток активной мощности в контролируемом сечении;

$P_{МП}$ – максимальный по балансовым условиям переток активной мощности в контролируемом сечении, но не более максимально допустимого значения.

Зона достаточной кратности форсировки возбуждения по напряжению на графике для каждого типа системы возбуждения расположена выше линии, соответствующей полной нагрузке электростанции или максимальному по балансовым условиям перетоку активной мощности в контролируемом сечении (на рис. А.1 зона достаточной кратности форсировки возбуждения по напряжению при полной мощности электростанции (1 о.е.) для СТН составляет 2 о.е. и более, а для СТС – 3 о.е. и более без учета действия устройств и комплексов ПА).

В качестве кратности форсировки возбуждения по напряжению выбирается максимально возможное значение (по условиям допустимой перегрузки генерирующего оборудования) из зоны достаточной кратности форсировки возбуждения по напряжению.

(изм. см. приказ № 225 от 14.07.2015)

А.5.3. В случае если динамическая устойчивость электростанции обеспечивается за счет применения устройств и комплексов ПА, достаточность выбранной согласно п. А.5.2 кратности форсировки возбуждения по напряжению должна быть проверена путем моделирования расчетных условий в доаварийном режиме, характеризующемся наибольшей загрузкой электростанции и максимальным по балансовым условиям перетоком активной мощности в контролируемом сечении (но не более максимально допустимого значения), с учетом действия устройств и комплексов ПА. Если при моделировании выбранная кратность форсировки возбуждения по напряжению не обеспечивает сохранение динамической устойчивости, кратность форсировки возбуждения по напряжению должна быть увеличена до значения, обеспечивающего устойчивый динамический переход к послеаварийному режиму. (изм. см. приказ № 225 от 14.07.2015)

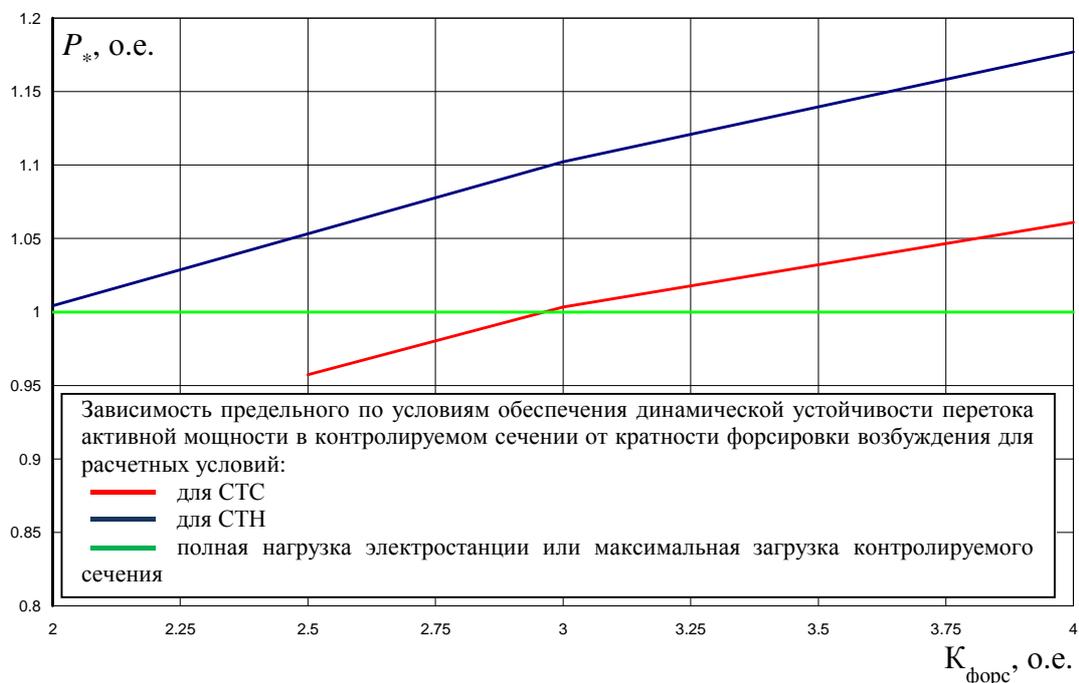


Рис. А.1. Выбор требуемой кратности форсировки возбуждения

Приложение Б
(обязательное)

МЕТОДИКА
проверки параметров настройки автоматических регуляторов
возбуждения сильного действия синхронных генераторов на физической
модели энергосистемы

Б.1. Область применения

Настоящая методика должна применяться для проверки параметров настройки АРВ сильного действия синхронных генераторов на физической модели энергосистемы. (изм. см. приказ № 225 от 14.07.2015)

Б.2. Этапность настройки АРВ сильного действия синхронных генераторов на физической модели энергосистемы

Настройка АРВ сильного действия синхронных генераторов на физической модели энергосистемы должна включать следующие основные этапы:

- создание физической модели энергосистемы;
- разработка программы проверки параметров настройки АРВ сильного действия синхронных генераторов;
- проверка параметров настройки АРВ сильного действия синхронных генераторов.

Б.3. Создание физической модели энергосистемы

Б.3.1. Создание физической модели энергосистемы должно включать следующие стадии:

- разработка цифровой эталонной модели энергосистемы и выполнение в ней расчетов электрических режимов и устойчивости;
- создание цифровой эквивалентной модели энергосистемы;
- разработка, настройка и сборка электрической схемы физической модели энергосистемы;
- тестирование физической модели энергосистемы.

Б.3.2. Разработка цифровой эталонной модели энергосистемы и выполнение в ней расчетов электрических режимов и устойчивости.

Цифровая эталонная модель энергосистемы должна создаваться на основании исходных данных о параметрах схемы, ее структуре, характерных текущих и перспективных режимах. На цифровой эталонной модели энергосистемы должны быть выполнены расчеты установившихся режимов, статической апериодической и колебательной устойчивости и электромеханических переходных процессов, которые должны выявить схемно-режимные особенности работы рассматриваемых электростанций

и/или генератора в энергосистеме для их последующего учета при создании эквивалентной схемы. (изм. см. приказ № 225 от 14.07.2015)

Б.3.3. Создание цифровой эквивалентной модели энергосистемы.

Б.3.3.1. Эквивалентирование электрической схемы цифровой эталонной модели энергосистемы должно выполняться с использованием программ эквивалентирования. Используемая программа эквивалентирования должна обеспечить тождественное совпадение режимных параметров в полной схеме и сохраняемой части эквивалентной схемы, а также сохранение динамических свойств цифровой эталонной модели энергосистемы.

Б.3.3.2. Степень детализации энергосистемы должна быть определена путем оценки погрешностей эквивалентирования, полученных при выполнении сравнительных расчетов предельных электрических режимов в цифровых эталонной и эквивалентной моделях энергосистемы.

Б.3.3.3. Сравнительные расчеты предельных режимов должны выполняться в цифровых эталонной и эквивалентной моделях энергосистемы с использованием одинаковых траекторий утяжеления в направлении, обеспечивающем загрузку контролируемых сечений.

Б.3.3.4. Погрешность эквивалентирования (в процентах) должна определяться по формуле:

$$|\Delta\mathcal{E}| = \frac{P_{\Sigma\mathcal{E}T} - P_{\Sigma\mathcal{E}K}}{P_{\Sigma\mathcal{E}T}} \times 100,$$

где:

$P_{\Sigma\mathcal{E}T}$ – предельный суммарный переток активной мощности в контролируемом сечении в цифровой эталонной модели энергосистемы;

$P_{\Sigma\mathcal{E}K}$ – предельный суммарный переток активной мощности в контролируемом сечении в цифровой эквивалентной модели энергосистемы.

Б.3.3.5. Степень детализации электрической схемы цифровой эквивалентной модели энергосистемы считается допустимой, если погрешность эквивалентирования, определенная в соответствии с п. Б.3.3.4, не превышает 5 %.

Б.3.4. Разработка, настройка и сборка электрической схемы физической модели энергосистемы.

Электрическая схема физической модели энергосистемы должна быть разработана на базе схемы цифровой эквивалентной модели энергосистемы. Настройка электрической схемы физической модели энергосистемы включает в себя моделирование характерных электрических режимов и моделирование расчетных возмущений. (изм. см. приказ № 225 от 14.07.2015)

Б.3.5. Тестирование физической модели энергосистемы.

Б.3.5.1. Тестирование физической модели энергосистемы должно выполняться путем:

– проверки соответствия параметров электрических режимов в тестируемой физической модели и цифровой эквивалентной модели энергосистемы;

– проверки соответствия параметров электрических режимов при технологических нарушениях (по данным регистраторов системы мониторинга переходных режимов) параметрам, полученным при воспроизведении этих технологических нарушений на тестируемой физической модели энергосистемы.

Б.3.5.2. Погрешность физического моделирования (в процентах) должна определяться по формуле:

$$|\Delta_M| = \frac{P_{\Sigma ЭК} - P_{\Sigma М}}{P_{\Sigma ЭК}} \times 100 ,$$

где:

$P_{\Sigma ЭК}$ – предельный переток активной мощности в контролируемом сечении в цифровой эквивалентной модели энергосистемы;

$P_{\Sigma М}$ – предельный переток активной мощности в контролируемом сечении в тестируемой физической модели энергосистемы.

Б.3.5.3. Физическая модель энергосистемы считается корректной для выбора параметров настройки АРВ синхронных генераторов, если:

– погрешность моделирования, определенная в соответствии с п. Б.3.5.2, не превышает 5 %;

– частоты колебаний параметров электрических режимов при технологических нарушениях, зафиксированные в энергорайоне регистраторами системы мониторинга переходных режимов, отличаются не более чем на 5 % от частот колебаний параметров электрических режимов, полученных при воспроизведении этих технологических нарушений на тестируемой физической модели энергосистемы.

Б.4. Разработка программы проверки параметров настройки АРВ сильного действия синхронных генераторов

Б.4.1. Программа проверки параметров настройки должна предусматривать:

1) проверку предварительно выбранных и предоставленных собственником или иным законным владельцем электростанции параметров настройки АРВ сильного действия синхронных генераторов для характерных режимов в нормальной, ремонтных и послеаварийных схемах на:

– отсутствие возникновения синхронных колебаний при достижении предела передаваемой мощности;

– демпфирование колебаний в послеаварийных режимах при расчетных возмущениях;

– внутригрупповую устойчивость (для многоагрегатных электростанций); (изм. см. приказ № 225 от 14.07.2015)

– устойчивость работы синхронных генераторов с учетом действия устройств и комплексов ПА;

– соответствие параметров настройки релейной форсировки возбуждения требованиям Стандарта;

– устойчивость работы синхронных генераторов в режиме ограничения минимального возбуждения;

2) проверку параметров настройки АРВ сильного действия синхронных генераторов с учетом поэтапного ввода синхронных генераторов и сетевых объектов (при новом строительстве) или поэтапной реконструкции систем возбуждения и АРВ сильного действия синхронных генераторов (при замене систем возбуждения на действующих электростанциях);

3) корректировку при необходимости параметров настройки АРВ сильного действия синхронных генераторов.

Б.4.2. При составлении программы проверки параметров настройки АРВ сильного действия синхронных генераторов с Системным оператором должны быть согласованы: исходная электрическая схема сети, расчетные возмущения, балансы мощности и характерные режимы в нормальной, ремонтных и послеаварийных схемах.

Б.5. Проверка параметров настройки АРВ сильного действия синхронных генераторов

Б.5.1. Проверка параметров настройки АРВ сильного действия синхронных генераторов должна проводиться на физической модели энергосистемы в соответствии с разработанной программой согласно п. Б.4.

Б.5.2. Проверка параметров настройки АРВ сильного действия синхронных генераторов может проводиться в присутствии представителей собственника или иного законного владельца электростанции, а также представителей завода-изготовителя АРВ сильного действия синхронных генераторов и Системного оператора.

При необходимости собственник или иной законный владелец электростанции совместно с представителями завода-изготовителя АРВ сильного действия синхронных генераторов осуществляет корректировку параметров настройки АРВ сильного действия синхронных генераторов.

МЕТОДИКА
проверки параметров настройки автоматических регуляторов
возбуждения сильного действия синхронных генераторов на цифровой
модели энергосистемы

В.1. Область применения

Настоящая методика должна применяться для проверки параметров настройки АРВ сильного действия синхронных генераторов на цифровой модели энергосистемы.

В.2. Этапность проверки параметров настройки АРВ сильного действия синхронных генераторов на цифровой модели энергосистемы

Проверка параметров настройки АРВ сильного действия синхронных генераторов на цифровой модели энергосистемы должна включать следующие этапы:

- подготовка цифровой модели энергосистемы;
- выбор расчетных условий;
- выполнение проверочных расчетов;
- оценка параметров настройки АРВ сильного действия синхронных генераторов.

В.3. Подготовка цифровой модели энергосистемы

В.3.1. Для проверки параметров настройки АРВ сильного действия должна использоваться цифровая модель энергосистемы, созданная в программах расчета переходных режимов и динамической устойчивости на базе динамической модели объединенной энергосистемы, включающей электростанцию, для синхронного генератора которой выполняется проверка параметров настройки АРВ сильного действия синхронных генераторов.

Цифровая модель энергосистемы должна быть актуализирована на момент проведения проверки.

В.3.2. Цифровая модель системы возбуждения синхронного генератора, для которого выполняется проверка параметров настройки АРВ сильного действия, в составе цифровой модели энергосистемы должна быть верифицирована.

В.3.3. Параметры настройки АРВ сильного действия синхронного генератора должны быть заданы в его цифровой модели в соответствии с данными, предоставленными собственником или иным законным владельцем электростанции, в объеме, определяемом структурой цифровой модели.

Примечание.

При применении на синхронном генераторе АРВ сильного действия отечественного производства должны быть заданы следующие параметры:

– значение коэффициента усиления пропорционального канала регулятора напряжения (по отклонению напряжения): K_U – в единицах возбуждения номинальных, отнесенных к единице статорного напряжения (е.в.н./е.н.с.);

– значение коэффициента усиления дифференциального канала регулятора напряжения (по производной напряжения): K_{1U} – в единицах возбуждения номинальных, отнесенных к единице статорного напряжения за секунду (е.в.н./е.н.с./с);

– значение постоянной времени интегрального канала регулятора напряжения: $T_{и}$ – в секундах;

– значение коэффициента усиления канала внутренней стабилизации по производной тока ротора: K_{1IF} – в единицах возбуждения номинальных, отнесенных к единице тока ротора за секунду (е.в.н./е.т.р./с);

– значение коэффициента усиления канала системной стабилизации по частоте напряжения: K_F – в единицах возбуждения номинальных, отнесенных к частоте (в Герцах): е.в.н./Гц;

– значение коэффициента усиления канала системной стабилизации по производной частоты напряжения: K_{1F} – в единицах возбуждения номинальных, отнесенных к частоте (в Герцах за секунду): е.в.н./Гц/с.

При применении на синхронном генераторе АРВ сильного действия зарубежного производства, выполненного в соответствии со стандартом IEEE 421 «Руководство по идентификации, испытаниям, и оценке динамических характеристик систем регулирования возбуждения», в верифицированную модель регулятора вносятся все параметры (коэффициенты и постоянные времени), входящие в состав этой модели.

В.4. Выбор расчетных условий

В.4.1. Для каждого из режимов зимнего и летнего максимума и минимума потребления энергосистемы в программах расчета установившихся режимов должны быть подготовлены следующие характерные режимы:

– режим номинальной загрузки синхронного генератора по активной и реактивной мощности при номинальном напряжении статора в нормальной схеме электростанции;

– режим номинальной загрузки синхронного генератора по активной мощности и потребления реактивной мощности в соответствии с диаграммой мощности синхронного генератора (« $P-Q$ диаграмма») с учетом параметров настройки ограничителя минимального возбуждения (вблизи границы ОМВ). Для формирования режима допускается моделирование подключения к шинам электростанции конденсаторной батареи требуемой мощности;

– режимы номинальной загрузки синхронного генератора по активной мощности в единичных ремонтных схемах (при выводе в ремонт поочередно всех отходящих от ОРУ 110–750 кВ электростанции линий электропередачи или автотрансформаторов связи);

– режимы номинальной загрузки синхронного генератора по активной мощности в двойных ремонтных схемах (при отключении поочередно всех отходящих от ОРУ 110–750 кВ электростанции линий электропередачи или автотрансформаторов связи в каждой из ремонтных схем).

В.4.2. Состав характерных режимов может быть расширен путем включения дополнительных режимов, отражающих наиболее тяжелые схемно-режимные условия.

В.5. Выполнение проверочных расчетов

В.5.1. Проверочные расчеты должны выполняться в программах расчета переходных режимов и динамической устойчивости.

В.5.2. Проверочные расчеты электромеханических переходных процессов должны производиться в каждом характерном режиме для трехфазных коротких замыканий длительностью 0,02 с на шинах ОРУ 110–750 кВ, к которым через трансформатор подключен синхронный генератор с проверяемым АРВ сильного действия.

В.5.3. Для АРВ сильного действия синхронных генераторов в каждом из характерных режимов необходимо выполнить два расчета электромеханического переходного процесса при указанном в п. В.5.2 возмущении. Первый расчет необходимо выполнить с имеющимися параметрами настройки каналов стабилизации или при включенном системном стабилизаторе, второй – при выведенных каналах стабилизации или при отключенном системном стабилизаторе. (изм. см. приказ № 225 от 14.07.2015)

В.5.4. В процессе расчета должны регистрироваться следующие параметры электромеханического переходного процесса:

- активная мощность синхронного генератора;
- перетоки активной мощности по линиям электропередачи, отходящим от ОРУ электростанции.

(изм. см. приказ № 225 от 14.07.2015)

В.6. Оценка параметров настройки АРВ сильного действия синхронных генераторов

В.6.1. Оценка параметров настройки АРВ сильного действия синхронных генераторов должна выполняться путем анализа изменения параметров электромеханического переходного процесса, зарегистрированных в соответствии с п. В.5.4. (изм. см. приказ № 225 от 14.07.2015)

В.6.2. Критериями эффективности параметров настройки АРВ сильного действия синхронных генераторов являются:

- уменьшение времени затухания электромеханических переходных процессов при введенных каналах стабилизации (включенном системном стабилизаторе) во всех характерных режимах по сравнению со временем затухания при выведенных каналах стабилизации (отключенном системном стабилизаторе);

- демпфирование электромеханических переходных процессов во всех характерных режимах на частоте колебаний ротора синхронного генератора за время, не превосходящее 15 с.

В.6.3. Если критерии эффективности параметров настройки АРВ сильного действия синхронных генераторов не выполняются хотя бы в одном из характерных режимов, параметры настройки АРВ сильного действия синхронных генераторов должны быть скорректированы.

В.6.4. Оценка параметров настройки АРВ сильного действия синхронных генераторов после их коррекции должна быть выполнена после проведения повторных расчетов в объеме п. В.5.

МЕТОДИКА
проведения сертификационных испытаний автоматических регуляторов
возбуждения сильного действия синхронных генераторов на физической
модели энергосистемы

Г.1. Область применения

Настоящая методика должна применяться при проведении сертификационных испытаний АРВ сильного действия синхронных генераторов для проверки на соответствие требованиям стандарта ОАО «СО ЕЭС» «Требования к системам возбуждения и автоматическим регуляторам возбуждения сильного действия синхронных генераторов» на физической модели энергосистемы.

Г.2. Этапность подготовки и проведения сертификационных испытаний АРВ сильного действия синхронных генераторов

Сертификационные испытания АРВ сильного действия синхронных генераторов на физической модели энергосистемы (далее – тестовая модель энергосистемы) должны содержать следующие этапы:

- сборка тестовой модели энергосистемы;
- проведение сертификационных испытаний;
- анализ результатов сертификационных испытаний;
- создание цифровой модели сертифицированного АРВ сильного действия синхронных генераторов.

Г.3. Сборка тестовой модели энергосистемы

Г.3.1. Общие положения

Г.3.1.1. Тестовая модель энергосистемы должна быть собрана в соответствии со схемой, приведенной в п. Г.3.2.

Г.3.1.2. Тестовая модель энергосистемы должна быть оснащена:

- АРВ синхронных генераторов и автоматическими регуляторами скорости турбин;
- устройствами, реализующими короткие замыкания различного вида;
- устройствами моделирования действия РЗА;
- системой контроля и регистрации параметров электроэнергетического режима.

Г.3.2. Схема тестовой модели энергосистемы

Г.3.2.1. Схема должна включать 6 синхронных генераторов со своими блочными трансформаторами, 5 узлов нагрузки и 7 линий электропередачи.

Синхронные генераторы Г-1_1, Г-1_2, Г-1_3 должны представлять модель электрической станции № 1, оснащенной тремя одинаковыми синхронными генераторами, работающими на шины 500 кВ, на один или два из которых устанавливаются сертифицируемые АРВ сильного действия.

Схема тестовой модели энергосистемы должна соответствовать схеме, представленной на рис. Г.1.

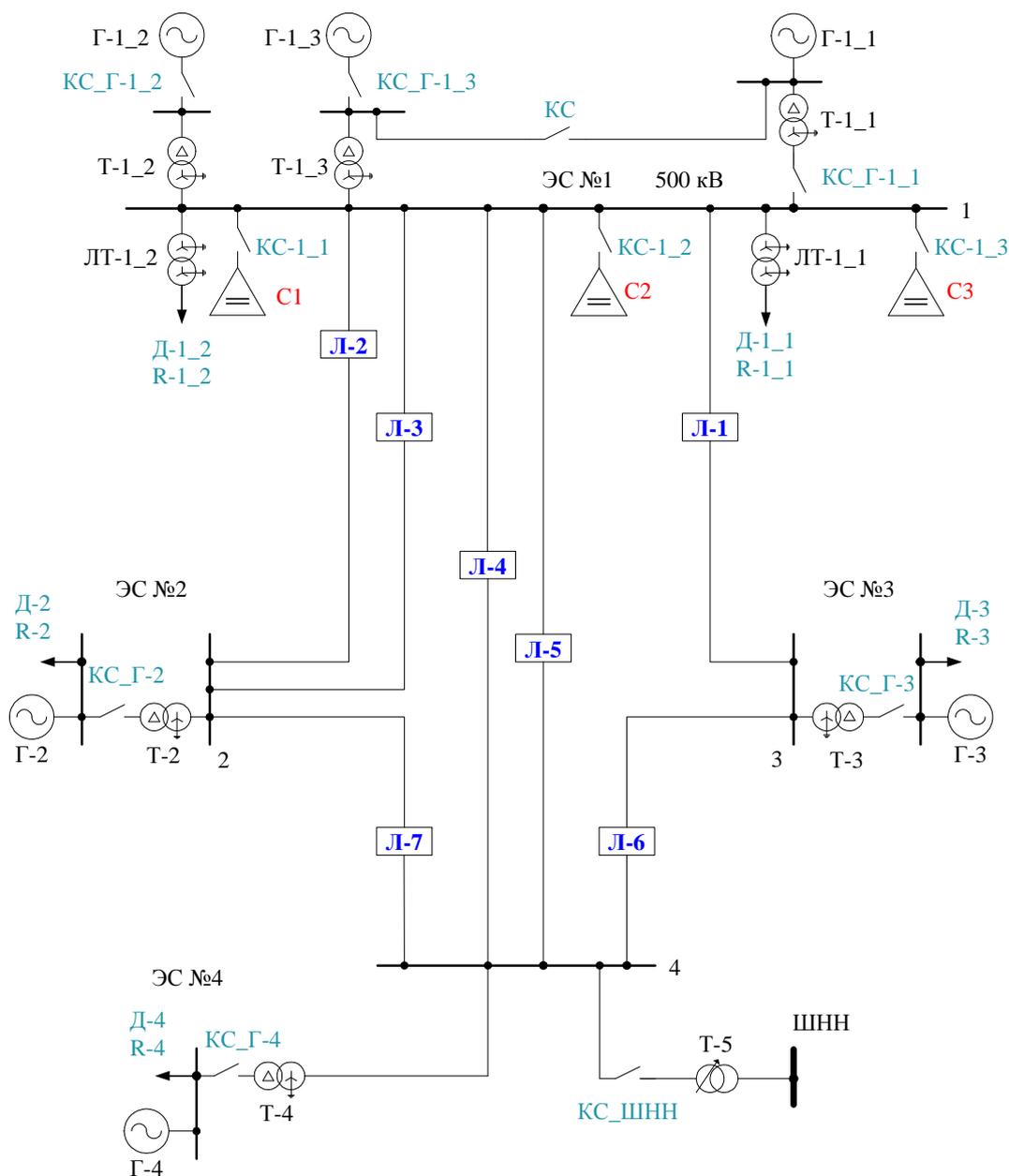


Рис. Г.1. Схема тестовой модели энергосистемы для сертификационных испытаний АРВ сильного действия синхронных генераторов

(Электрическая станция (ЭС), генератор (Г), трансформатор (Т), асинхронный двигатель нагрузки (Д), активный шунт нагрузки (R), линия электропередачи (Л), емкость (С), контактор (КС), шины неизменного напряжения (ШНН), линейный трансформатор нагрузки (ЛТ))

Г.3.2.2. Тестовая модель энергосистемы должна иметь возможность осуществления переключений, необходимых для проведения экспериментов, указанных в табл. Г.9.

Г.3.2.3. Диапазон изменения нагрузки потребления, подключенной к шинам электрических станций № 1–3 и эквивалентной энергосистемы (генератор Г-4), должен обеспечивать возможность создания перетоков активной мощности по ветвям физической модели не менее указанных на рис. Г.2–Г.19.

Г.3.2.4. Параметры линий электропередачи, трансформаторов, синхронных генераторов, бесщеточных возбудителей, нагрузок и емкостей тестовой модели энергосистемы приведены в табл. Г.1 – Г.6.

Таблица Г.1. Параметры линий электропередачи, приведенные к напряжению 500 кВ

| Номера узлов примыкания | Обозначение линии | X_1 | X_0 | R_1 | R_0 |
|-------------------------|-------------------|-------|-------|-------|-------|
| | | Ом | Ом | Ом | Ом |
| 1–3 | Л-1 | 100 | 370 | 3,6 | 52,6 |
| 1–2 | Л-2 | 50 | 185 | 2,6 | 26,6 |
| | Л-3 | 100 | 370 | 6,8 | 55,8 |
| 1–4 | Л-4 | 25 | 91 | 1,2 | 13,7 |
| | Л-5 | 100 | 370 | 5,2 | 54,2 |
| 3–4 | Л-6 | 50 | 185 | 2,5 | 26,5 |
| 2–4 | Л-7 | 50 | 185 | 4,5 | 28,5 |

Таблица Г.2. Параметры синхронных генераторов

| Номер генератора | $S_{ном}$ МВт | $U_{ном}$ кВ | $\cos\varphi$ | Реактивности* | | | | T_{do} с | T_j с |
|------------------|-----------------------------------|-----------------|---------------|---------------|-------|--------|---------|---------------|------------|
| | | | | X_d | X_q | X_d' | X_d'' | | |
| | | | | о.е. | о.е. | о.е. | о.е. | | |
| 1_1 | 2500 | 210 | 0,8 | 1,88 | 1,65 | 0,184 | 0,098 | 7 | 7 |
| 1_2 | 2500 | 210 | 0,8 | 1,63 | 1,01 | 0,186 | 0,084 | 7 | 7 |
| 1_3 | 2500 | 210 | 0,8 | 1,85 | 1,78 | 0,204 | 0,093 | 7 | 7 |
| 2 | 9000 | 230 | 0,8 | 1,05 | 0,9 | 0,287 | 0,09 | 7 | 10 |
| 3 | 2500 | 230 | 0,8 | 1,33 | 1,18 | 0,143 | 0,079 | 7 | 9 |
| 4 | 125 000 | 230 | 0,8 | 10,37 | 6,68 | 2,838 | 0,89 | 7 | 8** |
| 5 | ШНН – шины неизменного напряжения | | | | | | | | |

*) Относительные величины реактивностей приведены к номинальной полной мощности и номинальному напряжению

**) Величина инерционной постоянной генератора приведена для мощности 15 000 МВт

Таблица Г.3. Параметры бесщеточных возбудителей

| Номер генератора (возбудителя) | $S_{ном}$ МВт | $U_{ном}$ кВ | Реактивности* | | | | | T_{do} с |
|--------------------------------|------------------|-----------------|---------------|-------|--------|---------|---------|---------------|
| | | | X_d | X_q | X_d' | X_d'' | X_q'' | |
| | | | о.е. | о.е. | о.е. | о.е. | о.е. | |
| 1_1 (В-1_1) | 257,7 | 74,3 | 0,45 | 0,4 | 0,143 | 0,084 | 0,106 | 0,94 |
| 1_3 (В-1_3) | 267,5 | 72,5 | 0,46 | 0,44 | 0,154 | 0,09 | 0,103 | 0,95 |

*) Относительные величины реактивностей приведены к номинальной полной мощности и номинальному напряжению

Таблица Г.4. Параметры трансформаторов

| Название | $S_{T_ном}$ | U_B | U_H | $P_{х.х.}$ | $P_{к.з.}$ | u_k | I_x |
|----------|--------------|-------|-------|------------|------------|-------|-------|
| | МВА | кВ | кВ | МВт | МВт | % | % |
| Т-1_1 | 2000 | 500 | 212,5 | 52,5 | 22,5 | 12,72 | 3,62 |
| Т-1_2 | 2000 | 500 | 211,5 | 70,5 | 26,8 | 12,13 | 4,22 |
| Т-1_3 | 2000 | 500 | 213,3 | 30,97 | 18,33 | 12,85 | 1,95 |
| Т-2 | 2000 | 500 | 220,0 | 108,5 | 6,8 | 4,09 | 7,36 |
| Т-3 | 2000 | 500 | 233,5 | 84,0 | 57,0 | 10,34 | 5,69 |
| Т-4 | 50000 | 500 | 233,0 | 110,7 | 2941 | 66,76 | 0,285 |
| ЛТ-1_1 | 1600 | 500 | 234 | 75,0 | 19,8 | 2,13 | 9,48 |
| ЛТ-1_2 | 1600 | 500 | 230 | 75,0 | 17,8 | 1,87 | 9,84 |

Таблица Г.5. Параметры нагрузок

| Номер узла схемы | Номер нагрузки | Промышленная нагрузка (асинхронный двигатель) | Бытовая нагрузка (активный шунт) |
|------------------|----------------|---|----------------------------------|
| | | $P_{ном}$ | $P_{ном}^*$ |
| | | МВт | МВт |
| 1 | Д-1_1, R-1_1 | 1120 | 420 |
| | Д-1_2, R-1_2 | 680 | 220 |
| 2 | Д-2, R-2 | 2800 | 2650 |
| 3 | Д-3, R-3 | 1800 | 770 |
| 5 | Д-4, R-4 | 5600 | 3030 |

*) Величина активной мощности шунта при напряжении 230 кВ

Таблица Г.6. Параметры емкостей

| Название | $U_{ном}$ | $Q_{ш}$ |
|----------|-----------|---------|
| | кВ | Мвар |
| С1 | 500 | 188 |
| С2 | 500 | 966 |
| С3 | 500 | 984 |

В табл. Г.1 – Г.4 используются следующие обозначения:

- X_1 – индуктивное сопротивление прямой последовательности;
- X_0 – индуктивное сопротивление нулевой последовательности;
- R_1 – активное сопротивление прямой последовательности;
- R_0 – активное сопротивление нулевой последовательности;
- $S_{ном}$ – номинальная полная мощность генератора;
- $U_{ном}$ – номинальное напряжение генератора;
- X_d – продольное синхронное индуктивное сопротивление;
- X_q – поперечное синхронное индуктивное сопротивление;
- X_d' – продольное переходное синхронное индуктивное сопротивление;
- X_d'' – продольное сверхпереходное синхронное индуктивное сопротивление;
- $T_{до}$ – постоянная времени обмотки возбуждения при разомкнутой статорной обмотке;
- T_j – механическая инерционная постоянная агрегата (генератора и турбины);
- $\cos\varphi$ – коэффициент мощности;
- U_B – номинальное напряжение на стороне высокого напряжения трансформатора;
- U_H – номинальное напряжение на стороне низкого напряжения трансформатора;
- $S_{T_ном}$ – номинальная полная мощность трансформатора;
- $P_{х.х.}$ – потери холостого хода трансформатора;
- $P_{к.з.}$ – потери короткого замыкания трансформатора;
- u_k – напряжение короткого замыкания трансформатора (в % от $U_{ном}$);
- $I_{х.х.}$ – ток холостого хода трансформатора (в % от $I_{ном}$).

Г.3.3. Автоматические регуляторы возбуждения синхронных генераторов и автоматические регуляторы скорости турбин

Г.3.3.1. Синхронные генераторы Г-1_1, Г-1_2, Г-1_3 должны быть оснащены быстродействующими тиристорными или бесщеточными (В-1_1 для Г-1_1 и В-1_3 для Г-1_3) системами возбуждения и АРВ сильного действия синхронных генераторов. В зависимости от проводимых в рамках испытаний экспериментов АРВ одного или двух из генераторов Г-1_1, Г-1_3 должны заменяться сертифицируемыми АРВ сильного действия синхронных генераторов. Остальные синхронные генераторы должны быть оснащены тиристорными системами возбуждения с регуляторами пропорционального типа.

Г.3.3.2. Настройка всех АРВ, которыми оснащены синхронные генераторы тестовой модели (кроме сертифицируемых АРВ), должна быть выполнена в соответствии с параметрами, приведенными в табл. Г.7. Для формирования закона управления АРВ-СД могут использоваться постоянные времени, приведенные табл. Г.8, либо иные постоянные времени, соответствующие параметрам реальных устройств АРВ-СД.

Таблица Г.7. Параметры настройки АРВ синхронных генераторов тестовой модели

| Номер генератора | ТИП СВ | ТИП АРВ | Коэффициенты | | | | | $T_{СВ}$ |
|------------------|-------------|---------|-------------------|---------------------|---------------------|---------------|-----------------|----------|
| | | | K_U | K_{IU} | K_{IF} | K_F | K_{IF} | с |
| | | | е.в.н./ е.н.с. | е.в.н./ е.н.с./с | е.в.н./ е.т.р./с | е.в.н./ Гц | е.в.н./ Гц/с | |
| 1_2 | Тиристорная | АРВ-СД | 50 | 4,7 | 0,7 | 2,0 | 3,1 | 0,04 |
| 2 | Тиристорная | АРВП | 1 | – | – | – | – | 0,04 |
| 3 | Тиристорная | АРВП | 25 | – | – | – | – | 0,04 |
| 4 | Тиристорная | АРВП | 5 | – | – | – | – | 0,04 |

Обозначения, используемые в табл. Г.7:

- K_U – коэффициент усиления пропорционального канала регулятора напряжения (по отклонению напряжения);
- K_{IU} – коэффициент усиления дифференциального канала регулятора напряжения (по производной напряжения);
- K_{IF} – коэффициент усиления канала внутренней стабилизации по производной тока ротора;
- K_F – коэффициент усиления канала системной стабилизации по частоте напряжения;
- K_{IF} – коэффициент усиления канала системной стабилизации по производной частоты напряжения;
- АРВ-СД – автоматический регулятор возбуждения сильного действия;
- АРВП – автоматический регулятор возбуждения пропорционального типа;
- $T_{СВ}$ – постоянная времени системы возбуждения.

Таблица Г.8. Параметры постоянных времени АРВ синхронных генераторов тестовой модели

| Тип АРВ | T_U | T_{IU} | T_{F-3} | T_{F-2} | T_{F-1} | T_{IF-3} | T_{IF-2} | T_{IF-1} | T_{IF} |
|-------------------|-------|----------|-----------------------|-----------------------|-----------|-----------------------|-----------------------|------------|----------|
| | мкс | мс | с ³ | с ² | с | с ³ | с ² | мс | мс |
| АРВ-СД / АРВ-П | 159,7 | 42,11 | $775,0 \cdot 10^{-6}$ | $46,42 \cdot 10^{-3}$ | 0,8351 | $22,40 \cdot 10^{-6}$ | $2,371 \cdot 10^{-3}$ | 87,89 | 29,72 |

Обозначения, используемые в табл. Г.8:

- T_U – постоянная времени регулирования пропорционального канала;
- T_{IU} – постоянная времени регулирования дифференциального канала;

- T_{F-3} , T_{F-2} , T_{F-1} – постоянные времени регулирования канала по отклонению частоты напряжения;
- T_{IF-3} , T_{IF-2} , T_{IF-1} – постоянные времени регулирования канала по производной отклонения частоты напряжения;
- T_{IF} – постоянная времени регулирования канала по производной тока ротора.

Г.3.3.3. Все электростанции тестовой модели энергосистемы должны быть оснащены устройствами, моделирующими автоматические регуляторы скорости турбины со статизмом регулирования 5%.

Г.3.4. Система контроля и регистрации параметров электроэнергетического режима

Г.3.4.1. Тестовая модель энергосистемы должна быть оснащена системой контроля и регистрации параметров электроэнергетического режима.

Г.3.4.2. Система контроля параметров электроэнергетического режима должна обеспечивать измерение и визуализацию напряжений во всех узлах и перетоков активной мощности во всех ветвях тестовой модели энергосистемы.

Г.3.4.3. Система регистрации параметров электроэнергетического режима должна обеспечивать одновременную синхронизированную по времени регистрацию следующих параметров электроэнергетического режима:

- перетоки активной мощности по линиям электропередачи Л-1 [P_1-3], Л-2 и Л-3 [P_1-2], Л-4 и Л-5 [P_1-4]¹;
- активная и реактивная мощности генераторов Г-1_1 [P_г-1, Q_г-1], Г-1_2 [P_г-2, Q_г-2] и Г-1_3 [P_г-3, Q_г-3];
- напряжения статора генераторов Г-1_1 [U_г-1], Г-1_2 [U_г-2] и Г-1_3 [U_г-3];
- напряжения возбуждения генераторов Г-1_1 [Uf_г-1], Г-1_2 [Uf_г-2] и Г-1_3 [Uf_г-3];
- токи ротора генераторов Г-1_1 [if_г-1], Г-1_2 [if_г-2] и Г-1_3 [if_г-3];
- напряжения возбуждения возбудителей В-1_1 [Uf_в-1] и В-1_3 [Uf_в-3];
- токи возбуждения возбудителей В-1_1 [if_в-1] и В-1_3 [if_в-3];
- напряжения фаз А [U_1a], В [U_1b] и С [U_1c] на шинах 500 кВ узла 1;
- частота электрического тока в узле 1 [df];
- относительный угол между ЭДС генератора Г-1_1 (Г-1_3) и напряжением узла 4 [б_1-4];
- относительный угол между ЭДС генератора Г-3 и ЭДС генератора Г-1_1 (Г-1_3) [б_3-1];
- относительный угол между ЭДС генератора Г-2 и ЭДС генератора Г-1_1 (Г-1_3) [б_2-1];

¹ В квадратных скобках приведены обозначения электрических параметров, используемые на рис. Г.20–Г.41.

- ток ротора генератора Г-1_1, рассчитанный с использованием диаграммы Потье (сигнал подается от сертифицируемого АРВ) [if_Потье].

Г.3.4.4. Система регистрации параметров электроэнергетического режима должна обеспечивать:

- измерение фиксируемых параметров электроэнергетического режима с дискретностью не более 1 мс;
- запись фиксируемых параметров электроэнергетического режима с дискретностью не более 20 мс;
- запись фиксируемых параметров электроэнергетического режима в течение не менее 180 с.

Г.3.5. Подключение сертифицируемого АРВ сильного действия к синхронному генератору

Подключение сертифицируемого АРВ к физической модели должно осуществляться в соответствии с документацией завода – изготовителя АРВ.

Подключение должно обеспечить адекватное функционирование АРВ при выполнении всех экспериментов программы испытаний.

Г.4. Проведение сертификационных испытаний

Г.4.1. Схемно-режимные условия проведения сертификационных испытаний

Г.4.1.1. Сертификационные испытания должны проводиться в схемно-режимных условиях, указанных на рис. Г.2 – Г.19.

Схема 1. Режим 1

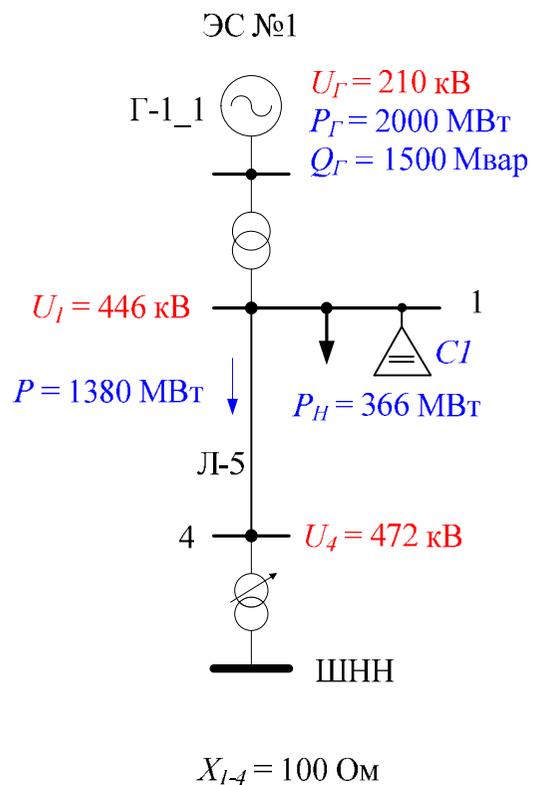


Рис. Г.2

Схема 1. Режим 2

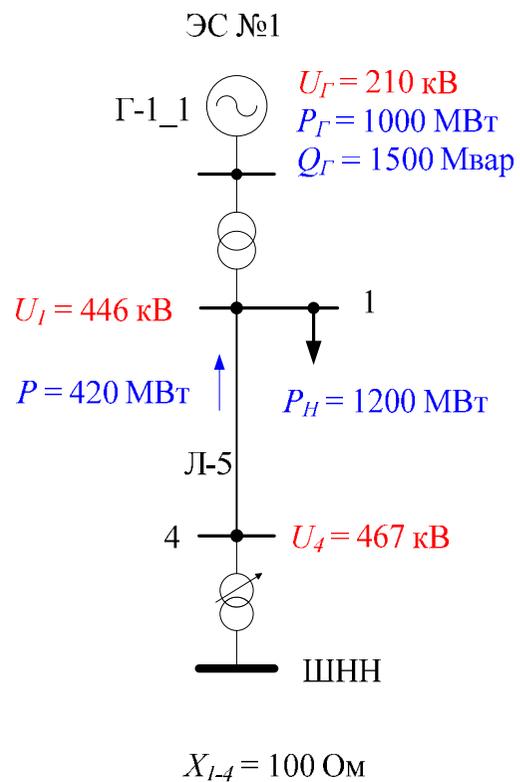


Рис. Г.3

Схема 1. Режим 3

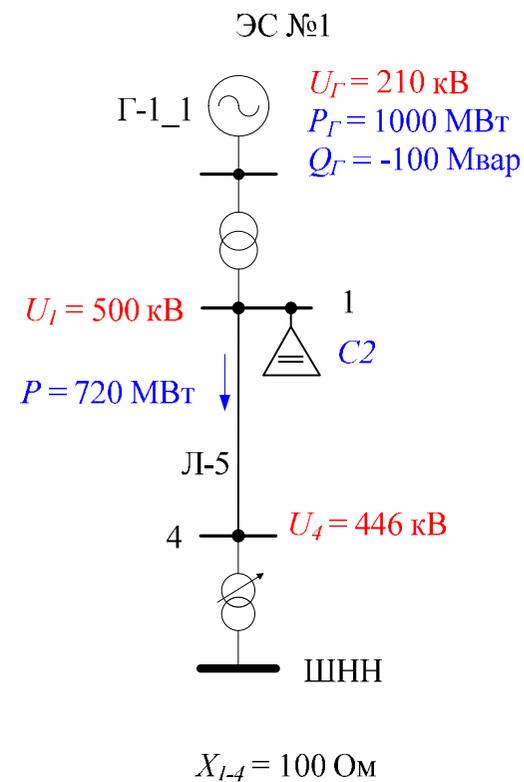


Рис. Г.4

Схема 2.1. Режим 4

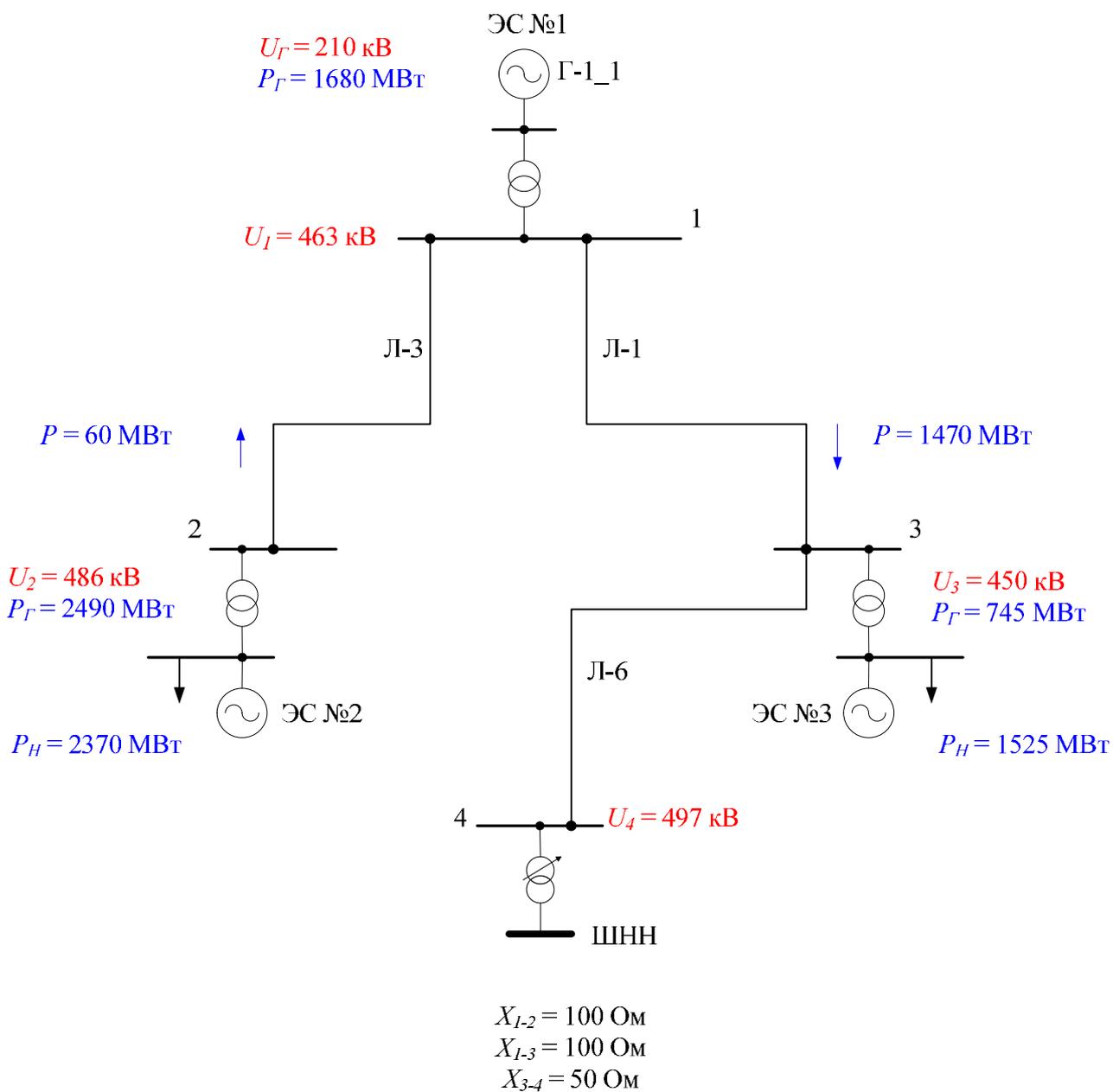


Рис. Г.5

Схема 2.2. Режим 4

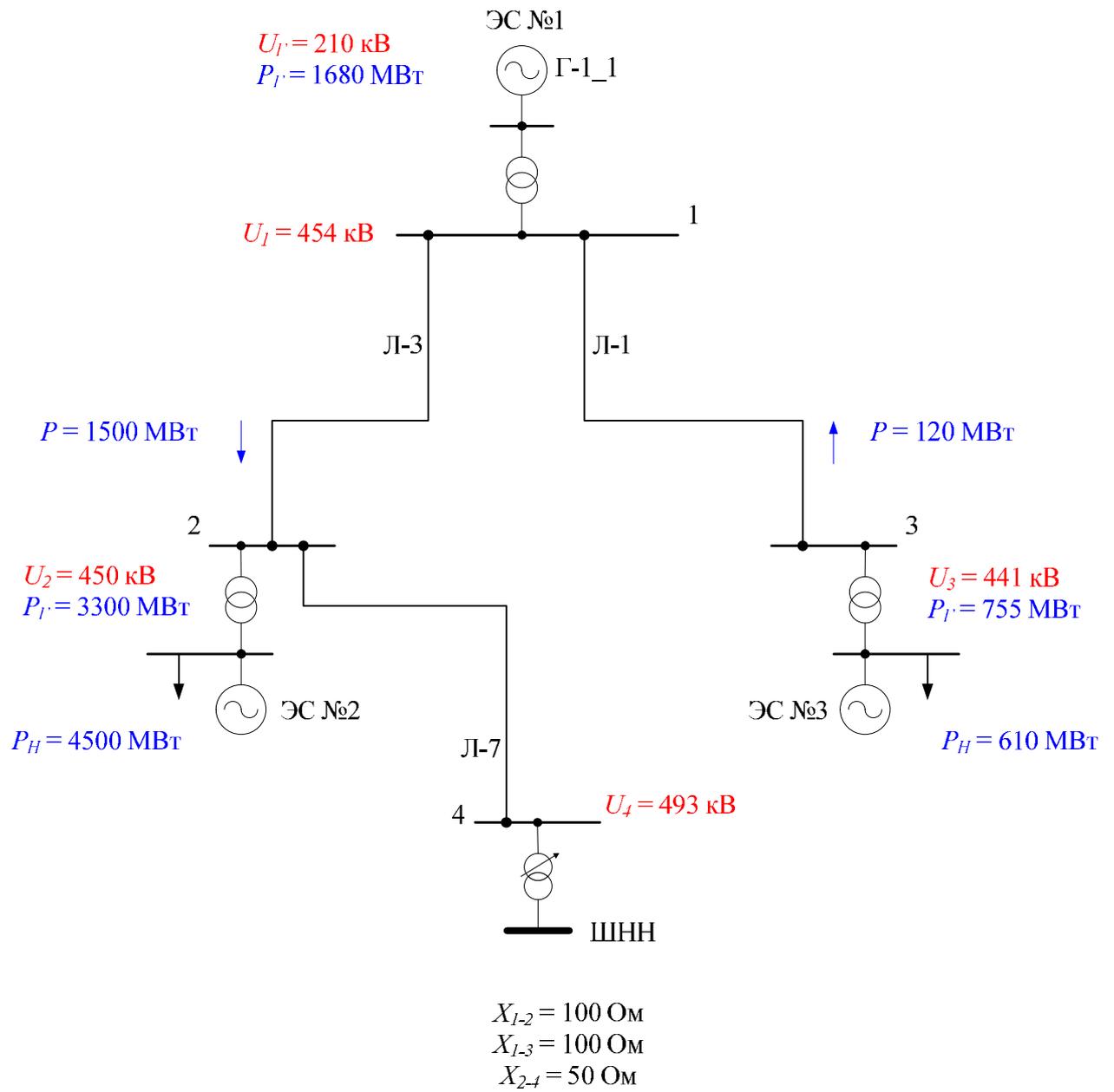


Рис. Г.6

Схема 3. Режим 5

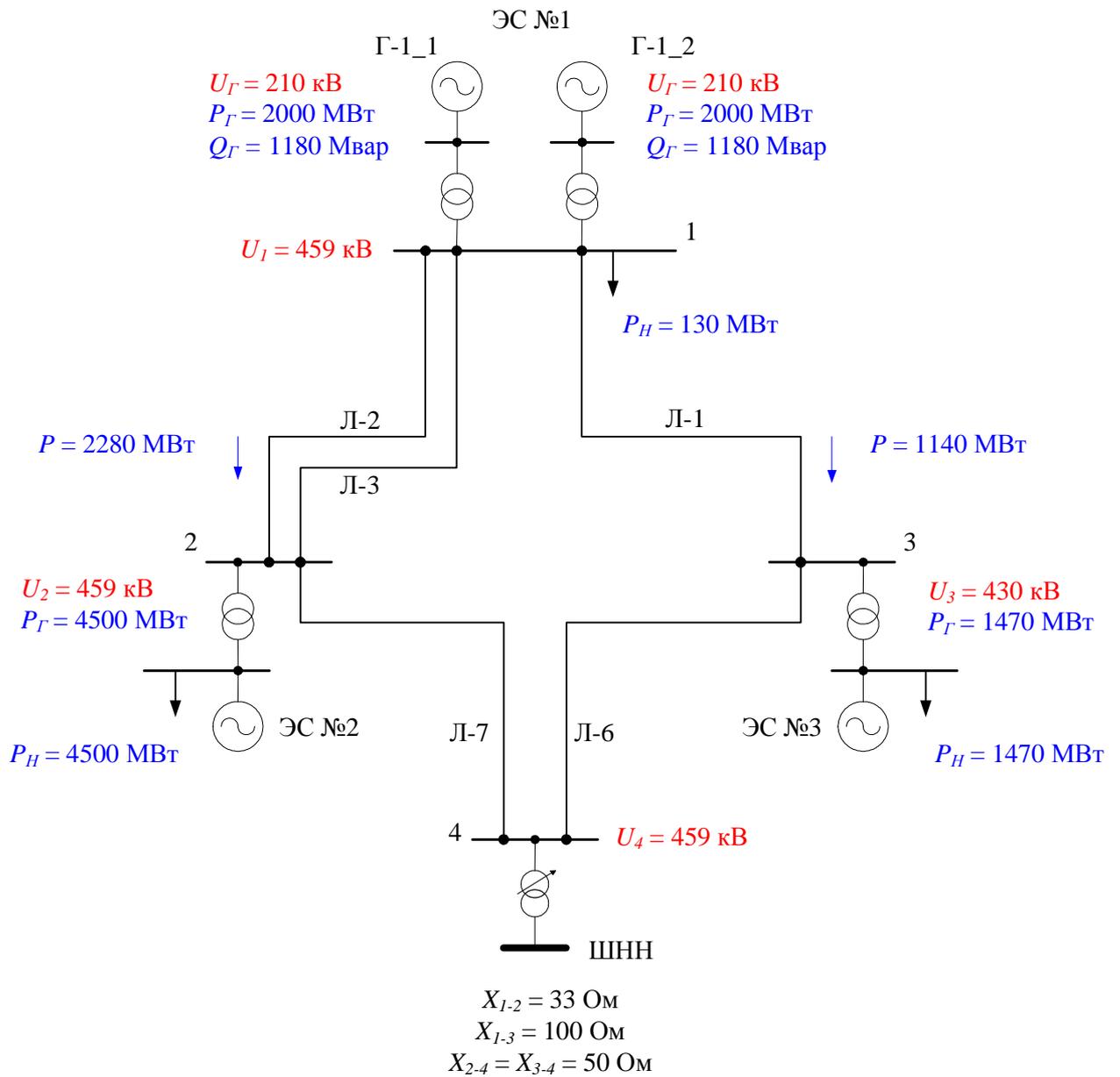


Рис. Г.7

Схема 3. Режим 6

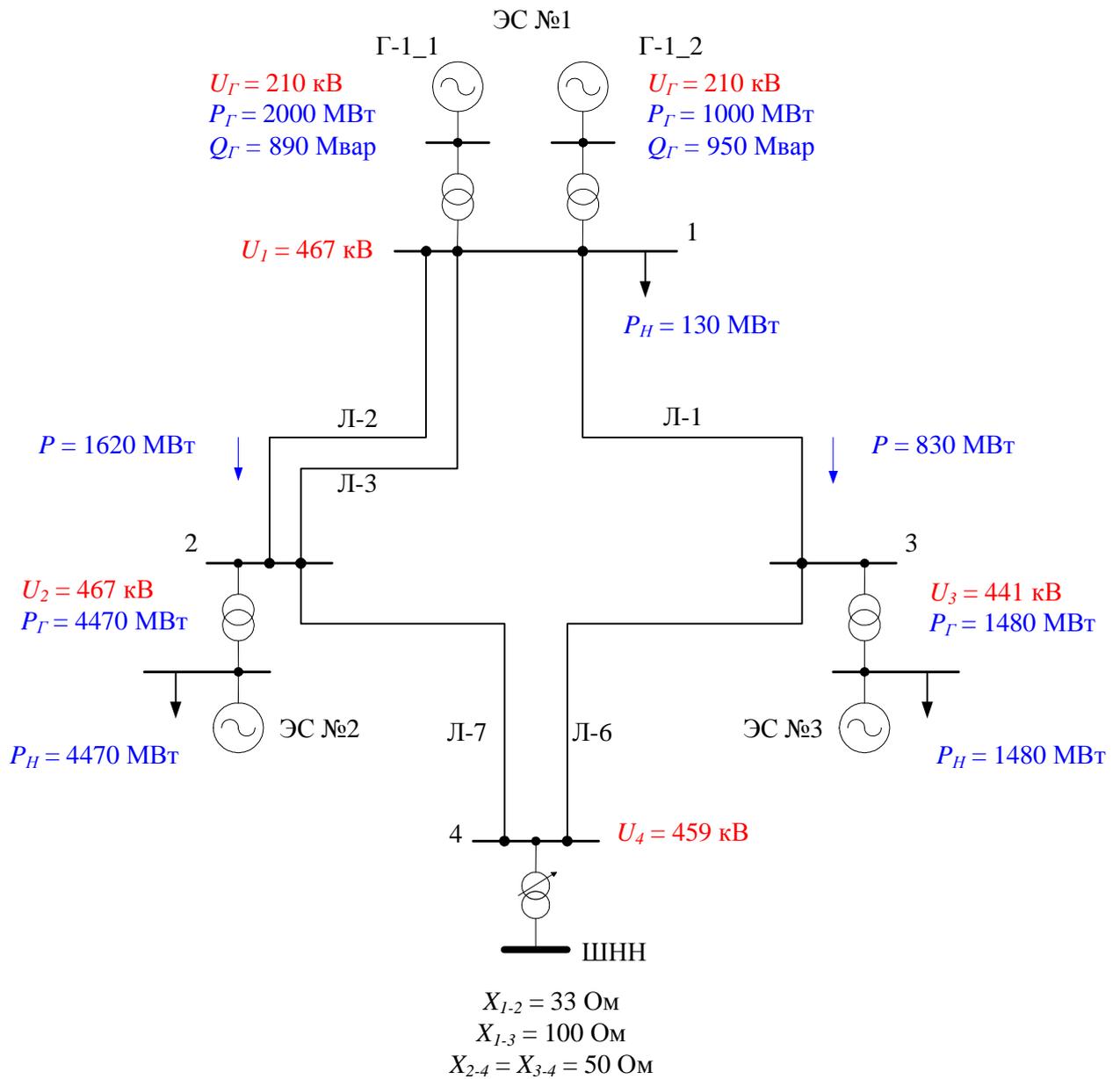


Рис. Г.8

Схема 3. Режим 7

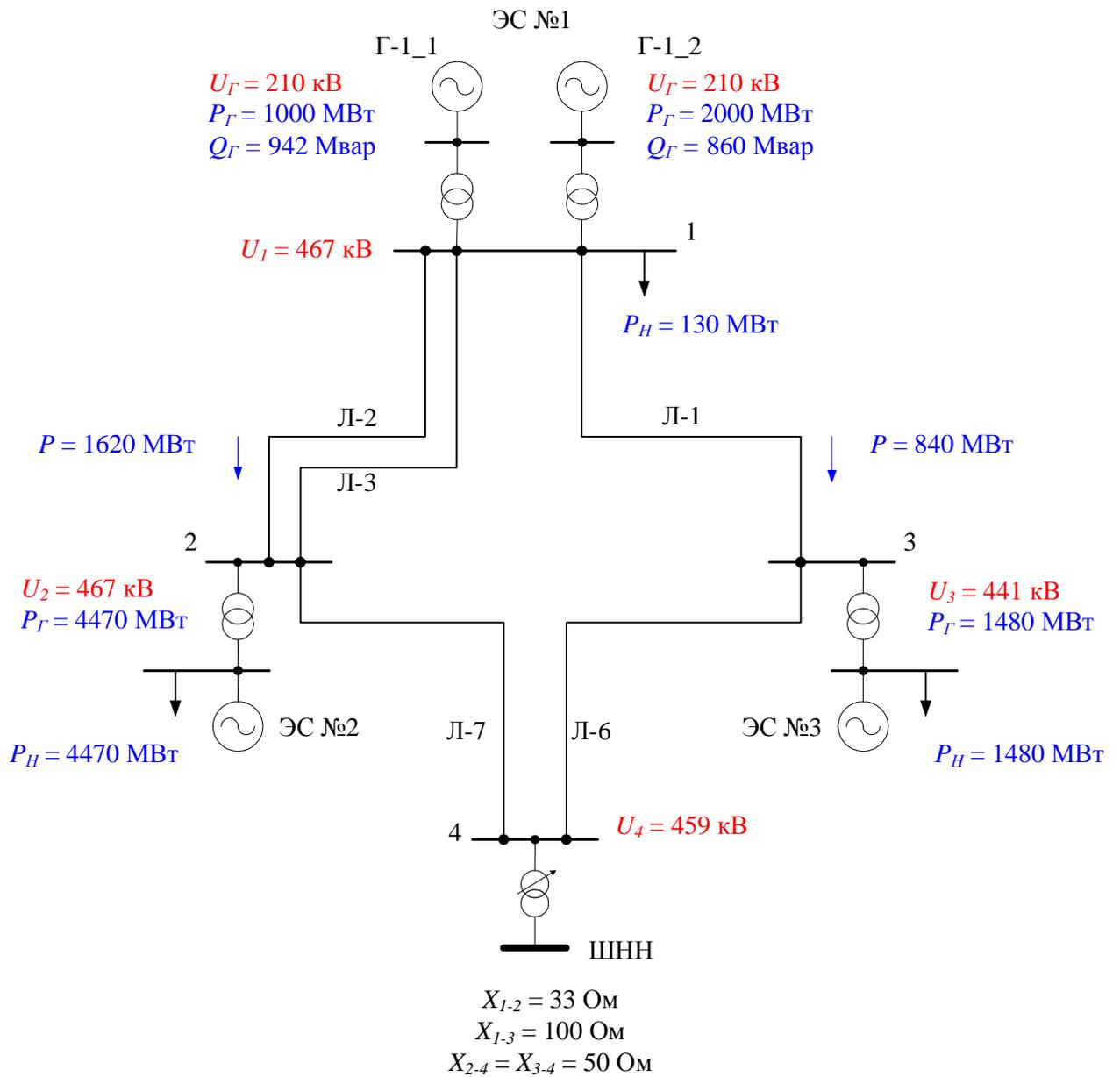


Рис. Г.9

Схема 3. Режим 8

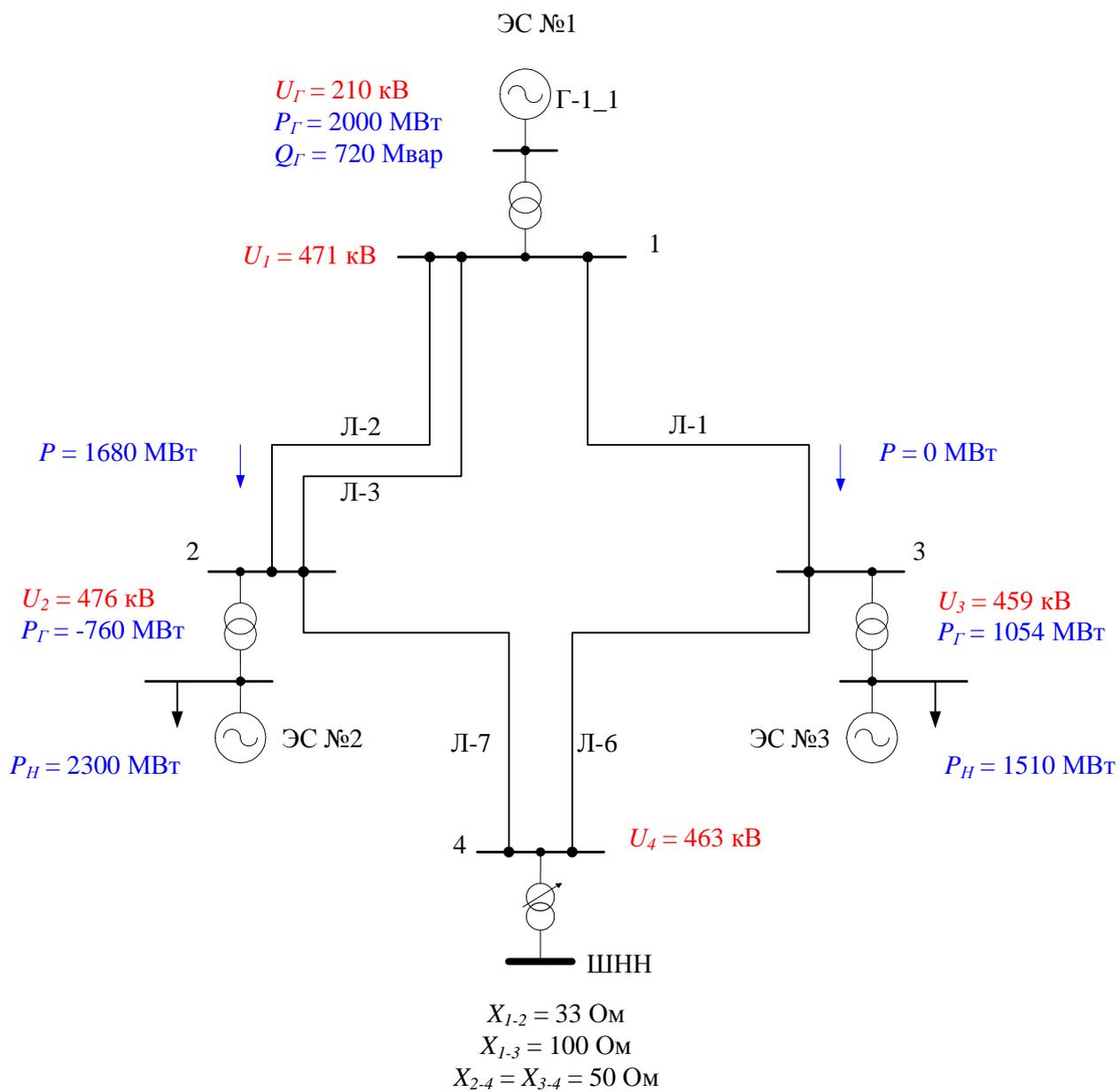


Схема 4. Режим 9

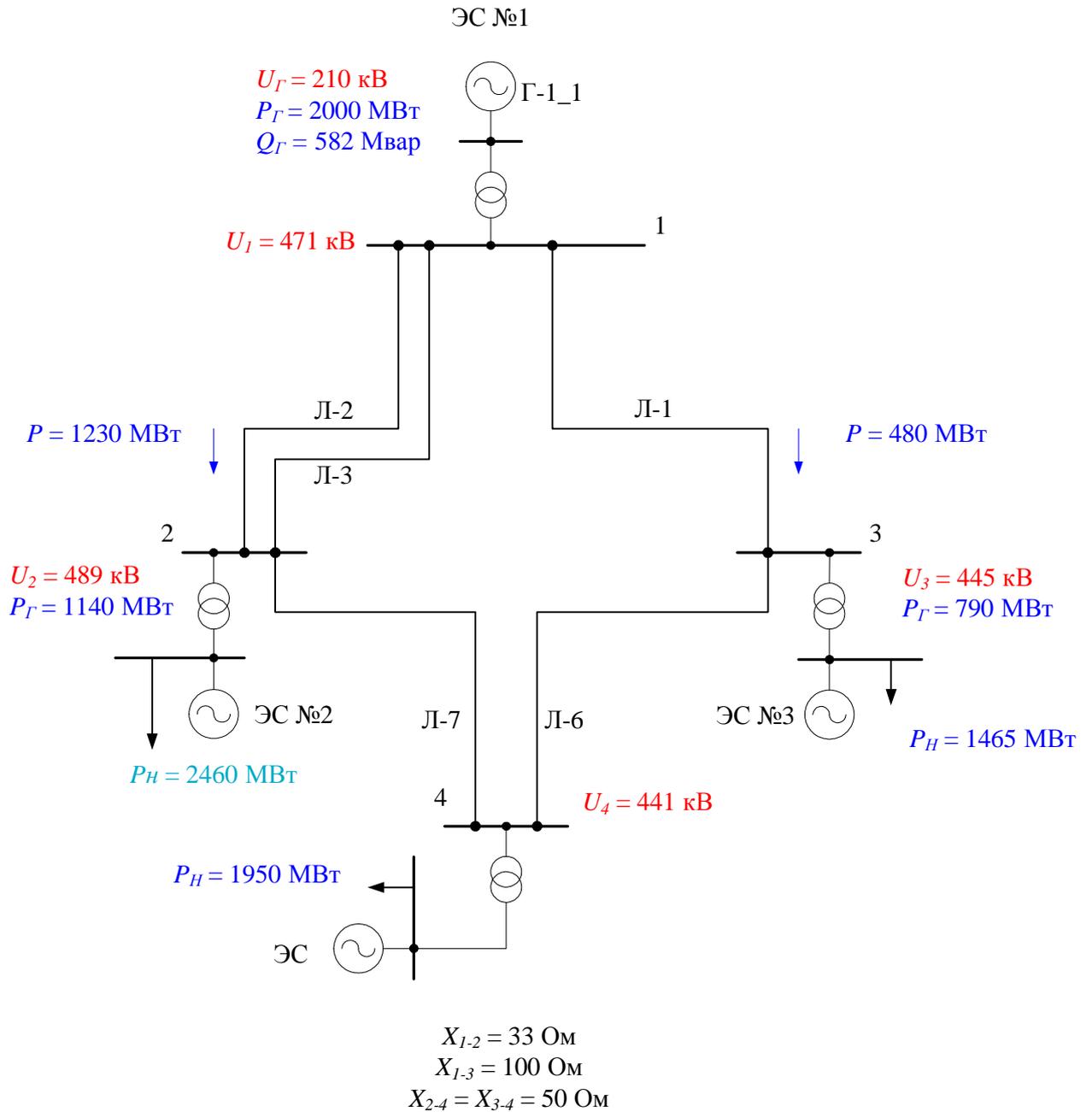


Рис. Г.11

Схема 4. Режим 10

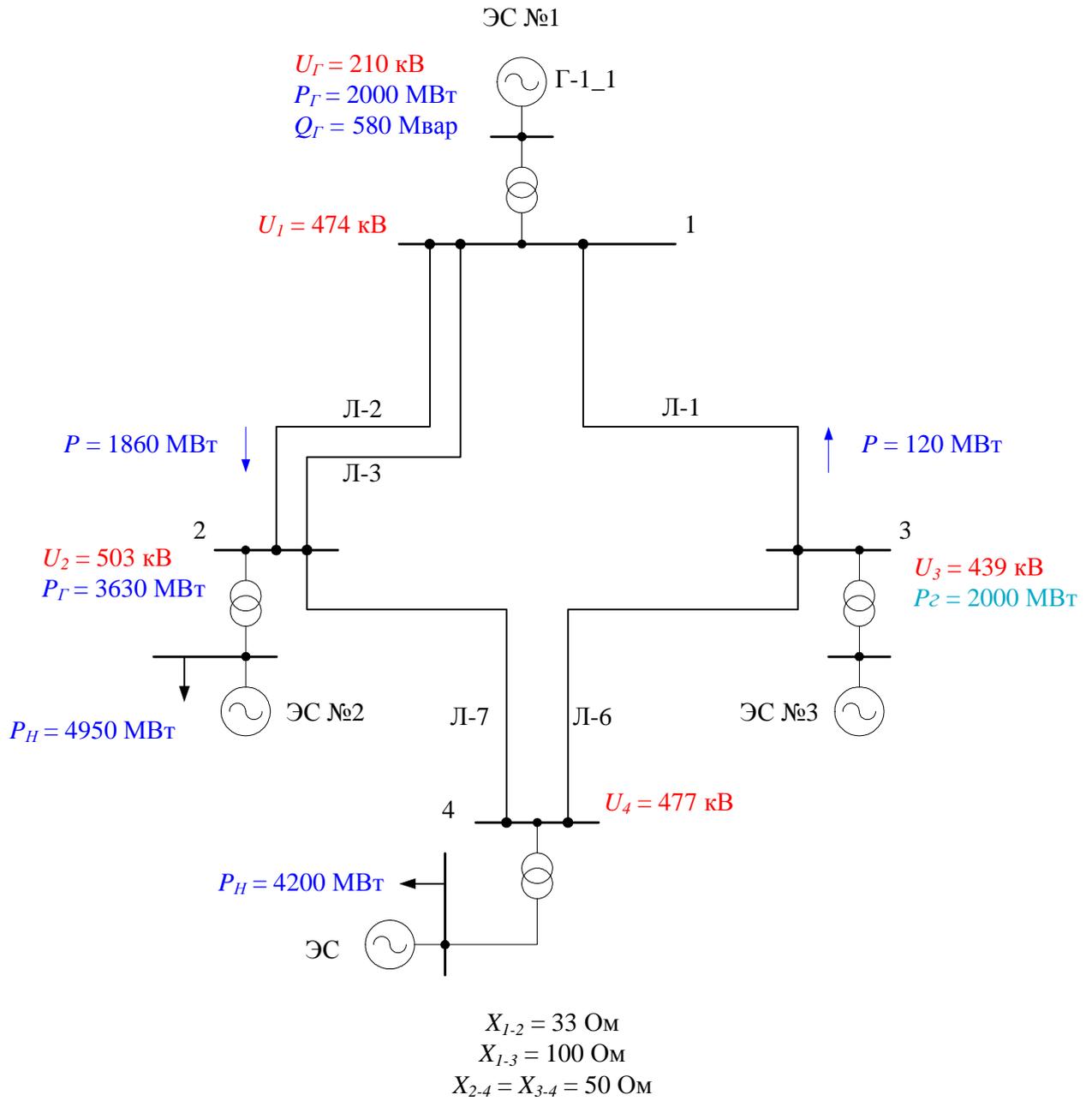


Рис. Г.12

Схема 5. Режим 11

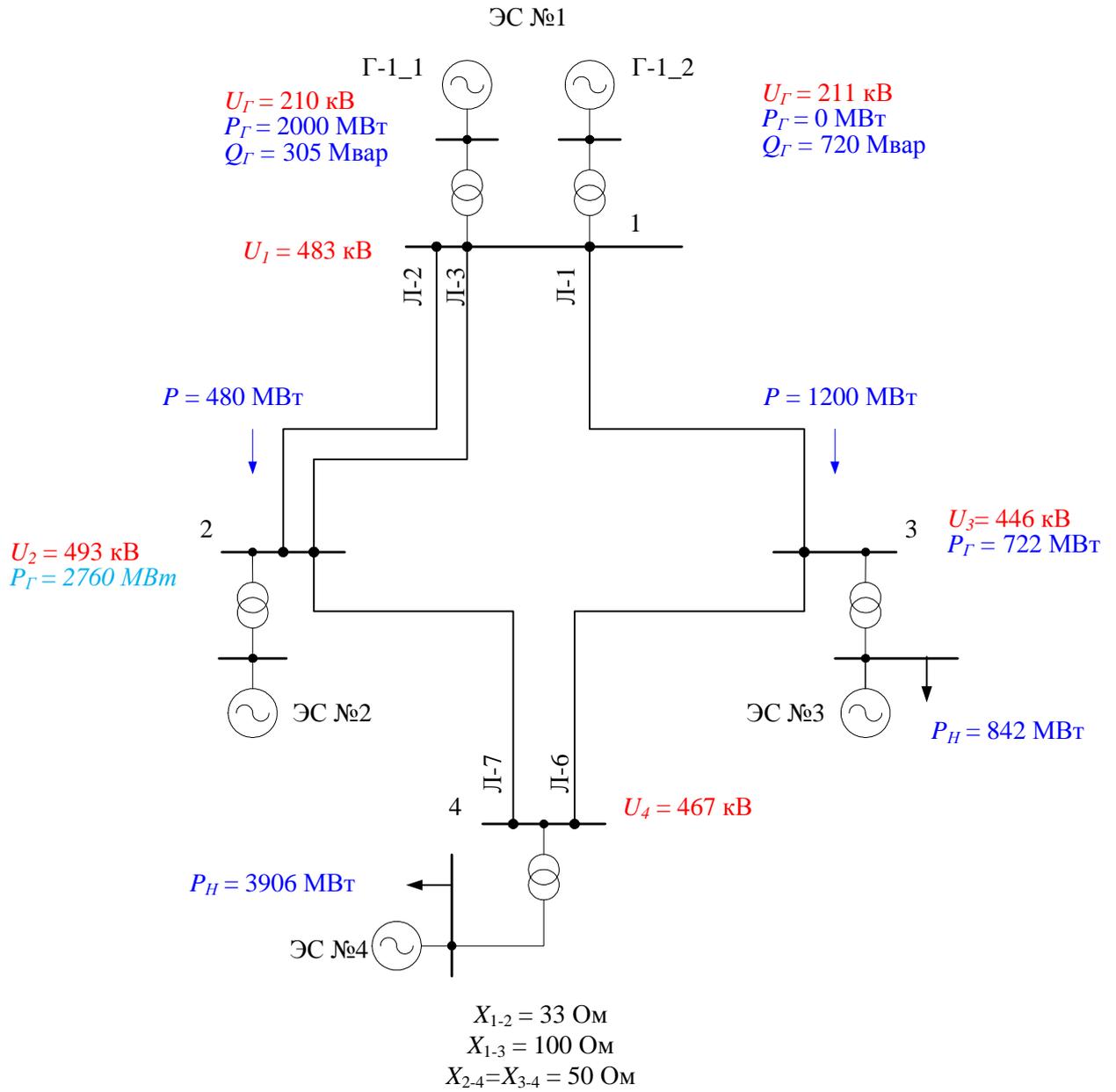


Рис. Г.13

Схема 3. Режим 12

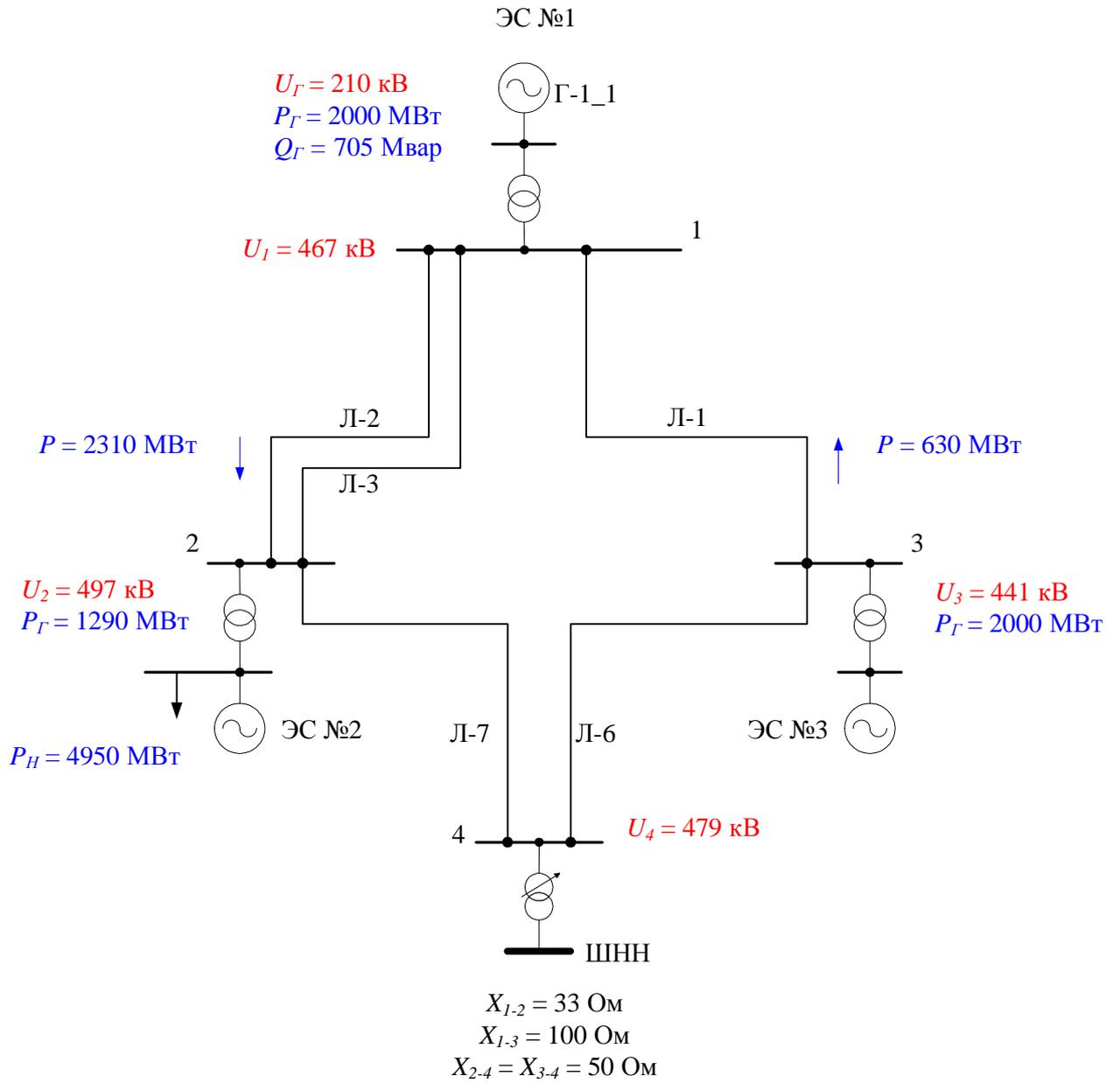


Рис. Г.14

Схема 3. Режим 13

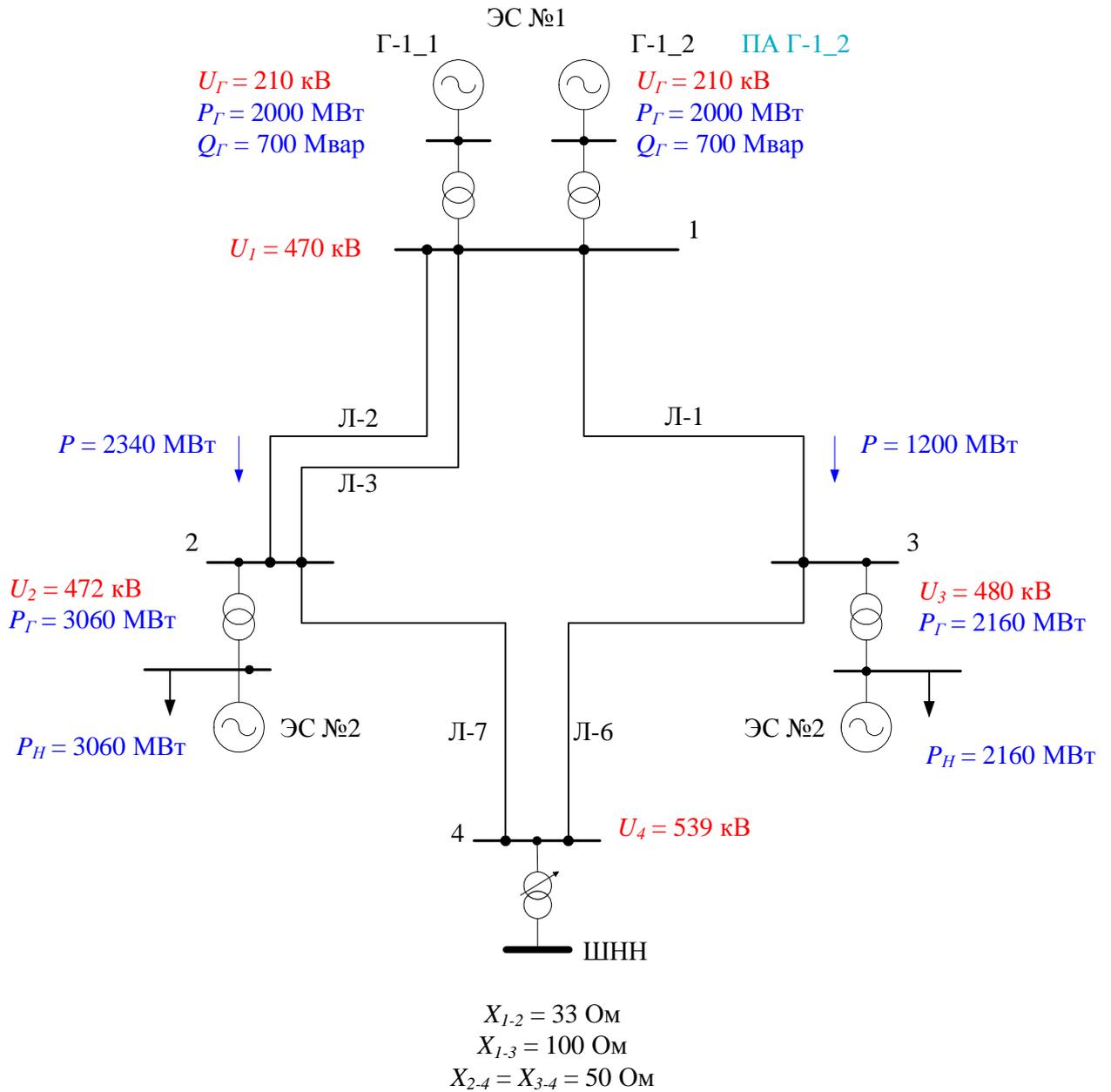


Рис. Г.15

Схема 3. Режим 14

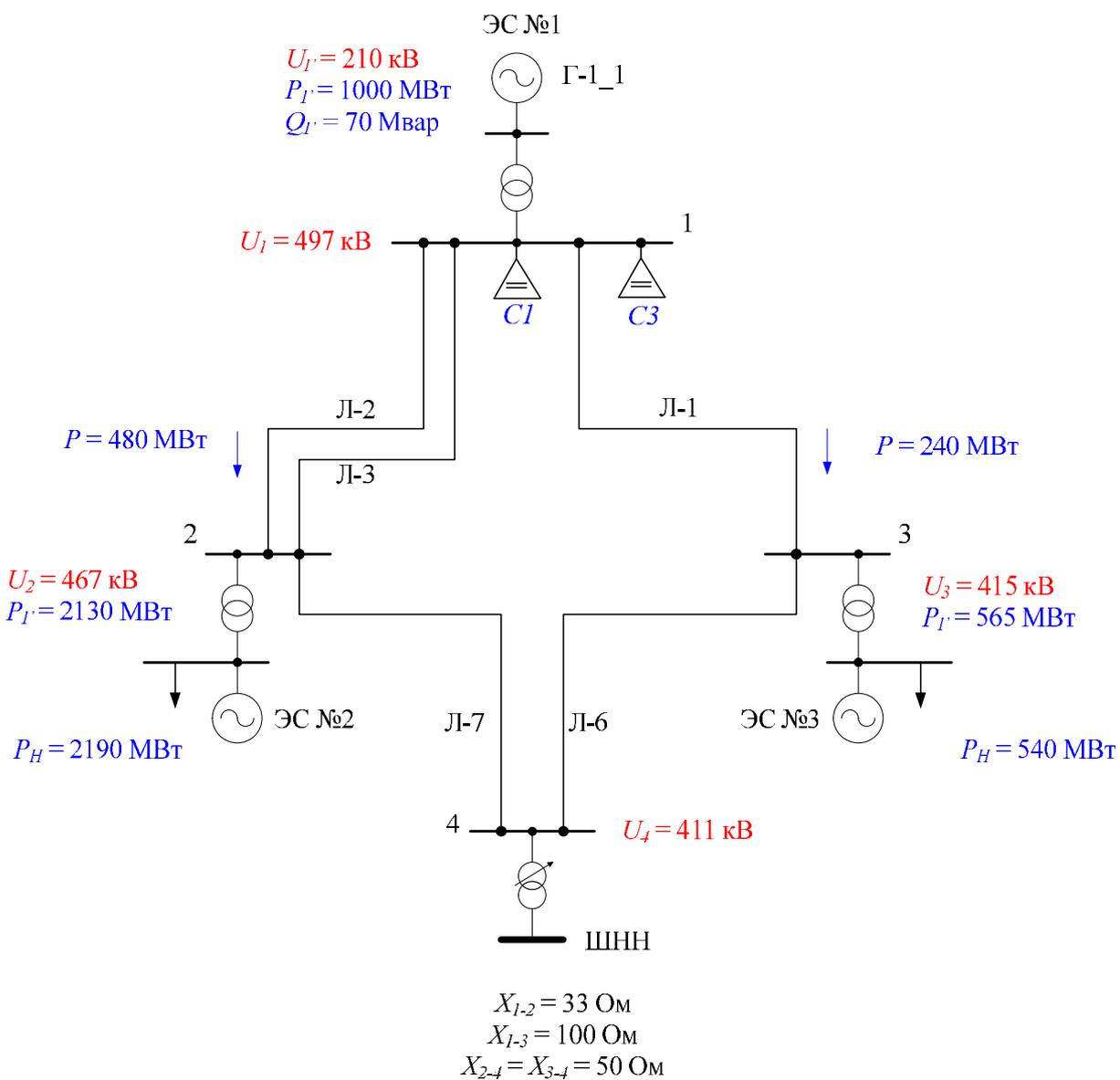
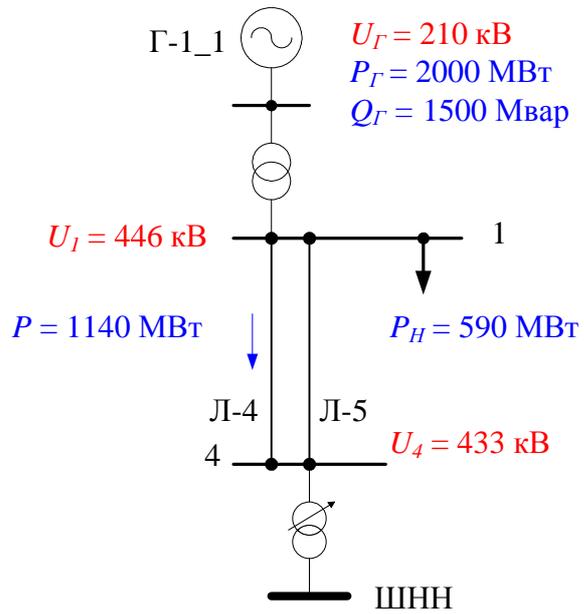


Рис. Г.16

Схема 6. Режим 15

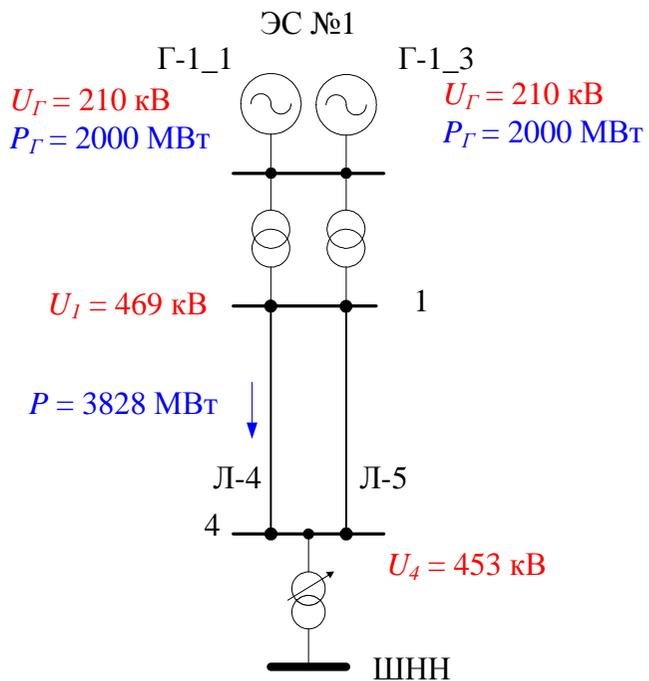
ЭС №1



$$X_{1-4} = 20 \text{ Ом}$$

Рис. Г.17

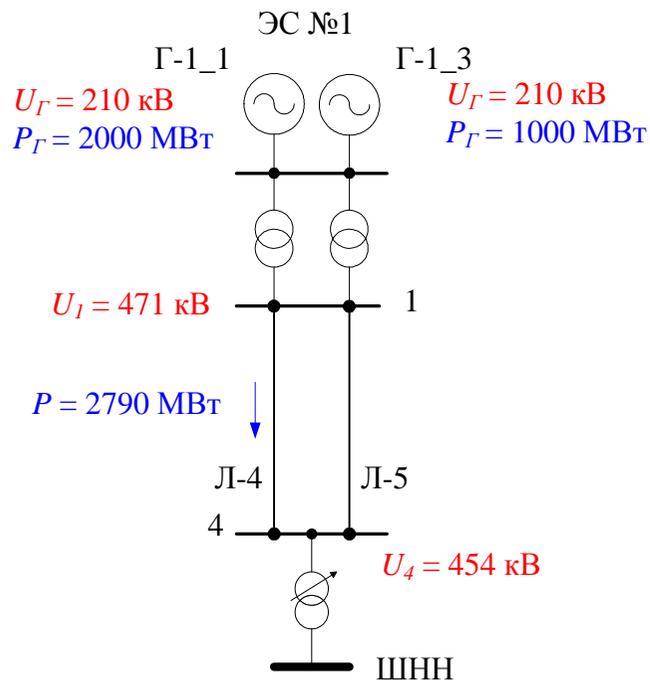
Схема 7. Режим 16



$X_{1-4} = 20 \text{ Ом}$

Рис. Г.18

Схема 7. Режим 17



$X_{1-4} = 20 \text{ Ом}$

Рис. Г.19

Г.4.1.2. Проверка работы АРВ сильного действия синхронных генераторов осуществляется путем моделирования следующих возмущений:

1) тестовые возмущения:

- ступенчатое изменение уставки по напряжению сертифицируемого АРВ на +5% от номинального значения (тестовое возмущение 1);
- однофазное короткое замыкание (длительностью 0,04 с) на шинах электрической станции № 1 (тестовое возмущение 2);
- ступенчатое изменение напряжения на шинах электрической станции № 1 путем подключения емкости С2 к шинам электрической станции № 1 (тестовое возмущение 3). В экспериментах 17 и 18 тестовое возмущение реализуется посредством подключения емкости С1 к шинам электрической станции № 1;

2) нормативные возмущения в соответствии с [1] со следующими параметрами:

- длительность КЗ 0,12 с;
- длительность бестоковой паузы ОАПВ 1 с;
- длительность бестоковой паузы ТАПВ 2 с;
- время отключения фазы действием УРОВ при отказе выключателя 0,35 с;
- запаздывание на ввод управляющего воздействия от ПА 0,4 с с момента возникновения короткого замыкания.

Г.4.2. Проведение сертификационных испытаний

Г.4.2.1. Сертификационные испытания проводятся в соответствии с программой испытаний, разработанной органом по добровольной сертификации.

Программа сертификационных испытаний должна включать эксперименты, проведение которых обеспечивает:

- проверку эффективности настройки каналов стабилизации или системного стабилизатора;
- проверку апериодического характера нарушения статической устойчивости;
- оценку качества стабилизации режима и проверку отсутствия внутригрупповой неустойчивости при совместной работе синхронных генераторов с АРВ различной структуры;
- оценку качества демпфирования аварийных колебаний при моделировании коротких замыканий;
- оценку корректности работы функции блокировки АРВ при изменении частоты электрического тока;
- оценку корректности работы функции релейной форсировки возбуждения в режимах, близких к предельным;
- проверку обеспечения эффективности работы АРВ сильного действия синхронного генератора с учетом действия устройств и комплексов ПА;
- проверку корректности работы ограничителя минимального возбуждения;

- проверку корректности работы ограничителя двукратного тока ротора²;
- проверку корректности работы ограничителя двукратного тока возбуждения бесщеточного возбудителя³;
- проверку корректности работы ограничителя напряжения ротора²;
- проверку правильности расчета тока ротора по диаграмме Потье⁴;
- проверку обеспечения эффективности работы АРВ сильного действия синхронных генераторов в схеме укрупненного блока.

При проведении сертификационных испытаний АРВ сильного действия, применяющихся в составе бесщеточных систем возбуждения, минимальный объем экспериментов должен включать:

- для АРВ сильного действия, в которых реализован ограничитель двукратного тока ротора, – все эксперименты, приведенные в табл. Г.9;
- для АРВ сильного действия, в которых не реализован ограничитель двукратного тока ротора, – эксперименты, приведенные в табл. Г.9, за исключением экспериментов 75, 76 и 77.

При проведении сертификационных испытаний АРВ сильного действия, применяющихся в составе тиристорных систем возбуждения, минимальный объем экспериментов должен включать эксперименты, приведенные в табл. Г.9, за исключением экспериментов 89 и 90.

Г.4.2.2. Настройка сертифицируемых АРВ сильного действия синхронных генераторов должна быть выполнена заявителем в соответствии с параметрами, выбранными для тестовой модели энергосистемы.

Г.4.2.3. Все эксперименты, предусмотренные в программе сертификационных испытаний, должны выполняться при неизменных параметрах настройки сертифицируемых АРВ.

Г.4.2.4. Если в процессе испытаний выявлена необходимость корректировки выбранных параметров настройки (отсутствие положительных результатов экспериментов в соответствии с табл. Г.9), заявитель или уполномоченное им лицо осуществляет корректировку параметров настройки сертифицируемых АРВ.

В этом случае все эксперименты, предусмотренные программой сертификационных испытаний, должны быть выполнены повторно с новыми параметрами настройки АРВ.

Г.4.2.5. Соответствие сертифицируемого АРВ сильного действия синхронного генератора требованиям Стандарта не может быть подтверждено при отсутствии возможности выбора параметров настройки, обеспечивающих наличие положительного результата каждого эксперимента.

Г.4.2.6. Регистрация параметров электроэнергетического режима должна проводиться для каждого эксперимента.

² Для тиристорных систем возбуждения; для бесщеточных систем возбуждения, АРВ сильного действия которые имеют этот ограничитель

³ Для бесщеточных систем возбуждения

⁴ Только для АРВ сильного действия, в которых ток ротора, рассчитанный по диаграмме Потье, используется для формирования параметра стабилизации

Таблица Г.9. Минимально необходимый объем сертификационных испытаний АРВ

| № эксп. | Вид схемы | Режим | Вид возмущения или утяжеления электроэнергетического режима | Цель проверки | Состояние каналов стабилизации или системного стабилизатора |
|---------|-----------|--|--|--|---|
| 1 | Схема 1 | Режим 1 ($P_{Г-1_1}=P_{Гном}$; $Q_{Г-1_1}=Q_{Гном}$) | Тестовое возмущение 1 | Проверка эффективности настройки каналов стабилизации или системного стабилизатора | введен |
| 2 | | | Тестовое возмущение 2 | | выведен |
| 3 | | | Тестовое возмущение 3 | | введен |
| 4 | | | Тестовое возмущение 1 | | выведен |
| 5 | | | Тестовое возмущение 2 | | введен |
| 6 | | | Тестовое возмущение 3 | | выведен |
| 7 | | Режим 2 ($P_{Г-1_1}=0,5P_{Гном}$; $Q_{Г-1_1}=Q_{Гном}$) | Тестовое возмущение 1 | | введен |
| 8 | | | Тестовое возмущение 2 | | выведен |
| 9 | | | Тестовое возмущение 3 | | введен |
| 10 | | | Тестовое возмущение 1 | | выведен |
| 11 | | | Тестовое возмущение 2 | | введен |
| 12 | | | Тестовое возмущение 3 | | выведен |
| 13 | | Режим 3 ($P_{Г-1_1}=0,5P_{Гном}$; $Q_{Г-1_1}=-0,1Q_{Гном}$) | Тестовое возмущение 1 | | введен |
| 14 | | | Тестовое возмущение 2 | | выведен |
| 15 | | | Тестовое возмущение 3 | | введен |
| 16 | | | Тестовое возмущение 1 | | выведен |
| 17 | | | Тестовое возмущение 2 | | введен |
| 18 | | | Тестовое возмущение 3 | | выведен |
| 19 | Схема 2.1 | Режим 4 | Увеличение перетока по линии Л-1 за счет увеличения мощности Г-1_1 до нарушения устойчивости | Проверка аperiodического характера нарушения статической устойчивости | введен |
| 20 | | | Увеличение перетока по линии Л-3 за счет увеличения мощности Г-1_1 до нарушения устойчивости | | выведен |
| 21 | Схема 2.2 | Режим 4 | Увеличение перетока по линии Л-1 за счет увеличения мощности Г-1_1 до нарушения устойчивости | | введен |
| 22 | | | Увеличение перетока по линии Л-3 за счет увеличения мощности Г-1_1 до нарушения устойчивости | | выведен |

| № эксп. | Вид схемы | Режим | Вид возмущения или утяжеления электроэнергетического режима | Цель проверки | Состояние каналов стабилизации или системного стабилизатора |
|---------|-----------|--|---|--|---|
| 23 | Схема 3 | Режим 5 ($P_{Г-1_1}=P_{Г-1_2}=P_{Гном}$) | Тестовое возмущение 1 | Оценка качества стабилизации режима и проверка отсутствия внутригрупповой неустойчивости при совместной работе синхронных генераторов с АРВ различной структуры (сертифицируемый АРВ устанавливается на Г-1_1; на Г-1_2 – регулятор типа АРВ-СД) | на АРВ Г-1_1 и АРВ Г-1_2 введен |
| 24 | | | | | на АРВ Г-1_1 введен; на АРВ Г-1_2 выведен |
| 25 | | | | | на АРВ Г-1_1 выведен; на АРВ Г-1_2 введен |
| 26 | | | | | на АРВ Г-1_1 и АРВ Г-1_2 выведен |
| 27 | | | Тестовое возмущение 2 | | на АРВ Г-1_1 введен; на АРВ Г-1_2 выведен |
| 28 | | | | | на АРВ Г-1_1 выведен; на АРВ Г-1_2 введен |
| 29 | | | | | на АРВ Г-1_1 и АРВ Г-1_2 выведен |
| 30 | | | | | на АРВ Г-1_1 и АРВ Г-1_2 введен |
| 31 | | Режим 6 ($P_{Г-1_1}=P_{Гном}$; $P_{Г-1_2}=0,5P_{Гном}$) | Тестовое возмущение 1 | | на АРВ Г-1_1 и АРВ Г-1_2 введен |
| 32 | | | | | на АРВ Г-1_1 введен; на АРВ Г-1_2 выведен |
| 33 | | | | | на АРВ Г-1_1 выведен; на АРВ Г-1_2 введен |
| 34 | | | | | на АРВ Г-1_1 и АРВ Г-1_2 выведен |
| 35 | | Режим 7 ($P_{Г-1_1}=0,5P_{Гном}$; $P_{Г-1_2}=P_{Гном}$) | Тестовое возмущение 2 | | на АРВ Г-1_1 введен; на АРВ Г-1_2 выведен |
| 36 | | | | | на АРВ Г-1_1 выведен; на АРВ Г-1_2 введен |
| 37 | | | | | на АРВ Г-1_1 и АРВ Г-1_2 выведен |
| 38 | | | | | на АРВ Г-1_1 и АРВ Г-1_2 введен |

| № эксп. | Вид схемы | Режим | Вид возмущения или утяжеления электроэнергетического режима | Цель проверки | Состояние каналов стабилизации или системного стабилизатора |
|---------|-----------|---------|---|---|---|
| 39 | Схема 3 | Режим 8 | Отключение линии Л-2 | Оценка качества демпфирования аварийных колебаний при моделировании коротких замыканий (КЗ) | введен |
| 40 | | | | | выведен |
| 41 | | | Однофазное КЗ вблизи шин ЭС № 1 с успешным ОАПВ линии Л-2 ¹ | | введен |
| 42 | | | | | выведен |
| 43 | | | Двухфазное КЗ на землю вблизи шин ЭС № 1 с успешным ТАПВ линии Л-2 | | введен |
| 44 | | | | | выведен |
| 45 | | | Двухфазное КЗ на землю вблизи шин ЭС № 1 с отключением линии Л-2 | | введен |
| 46 | | | | | выведен |
| 47 | | | Однофазное КЗ вблизи шин ЭС № 1 с неуспешным ОАПВ линии Л-2 | | введен |
| 48 | | | | | выведен |
| 49 | | | Двухфазное КЗ на землю вблизи шин ЭС № 1 с неуспешным ТАПВ линии Л-2 | | введен |
| 50 | | | | | выведен |
| 51 | | | Отключение линии Л-2 действием УРОВ при двухфазном коротком замыкании на землю вблизи шин ЭС № 1 с отказом фазы выключателя | | введен |
| 52 | | | | | выведен |

¹ Здесь и далее под понятием «КЗ вблизи шин ЭС № 1» понимается КЗ в точке присоединения линии Л-2 (Л-5) к шинам ЭС № 1.

| № эксп. | Вид схемы | Режим | Вид возмущения или утяжеления электроэнергетического режима | Цель проверки | Состояние каналов стабилизации или системного стабилизатора |
|---------|-----------|----------|---|---|---|
| 53 | Схема 4 | Режим 9 | Аварийное отключение нагрузки в приемной энергосистеме – отключение нагрузки ЭС № 2 (частота в послеаварийном режиме 50,5 Гц) | Оценка корректности работы функции блокировки АРВ при изменении частоты электрического тока | введен ¹ |
| 54 | | | | | введен ² |
| 55 | | | | | выведен |
| 56 | | Режим 10 | Аварийное отключение генератора в приемной энергосистеме – отключение генератора ЭС № 3 (частота в послеаварийном режиме 49,5 Гц) | | введен ¹ |
| 57 | | | | | введен ² |
| 58 | | | | | выведен |
| 59 | Схема 5 | Режим 11 | Аварийное отключение генератора в приемной энергосистеме – отключение генератора ЭС № 2 (частота в послеаварийном режиме 49,5 Гц) | введен ¹ | |
| 60 | | | | введен ² | |
| 61 | | | | выведен | |
| 62 | Схема 3 | Режим 12 | Двухфазное КЗ на землю вблизи шин ЭС № 1 с отключением линии Л-2 | введен ¹ | |
| 63 | | | | введен ² | |

¹ Блокировка каналов стабилизации (системного стабилизатора) при изменении частоты введена.

² Блокировка каналов стабилизации (системного стабилизатора) при изменении частоты выведена.

| № эксп. | Вид схемы | Режим | Вид возмущения или утяжеления электроэнергетического режима | Цель проверки | Состояние каналов стабилизации или системного стабилизатора |
|---------|-----------|---|--|---|---|
| 64 | Схема 3 | Режим 12 | Двухфазное КЗ на землю вблизи шин ЭС № 1 с отключением линии Л-2 | Оценка корректности работы функции релейной форсировки возбуждения в режимах, близких к предельным | введен |
| 65 | | | | | выведен |
| 66 | | Режим 12 снижение мощности ЭС № 2 до неустойчивого перехода ¹ | | | введен |
| 67 | | | | | выведен |
| 68 | Схема 3 | Режим 13 | Двухфазное КЗ на землю вблизи шин ЭС № 1 с отключением линии Л-2 и отключением от ПА Г-1_2 | Обеспечение эффективности работы АРВ сильного действия синхронного генератора с учетом действия устройств и комплексов ПА | введен |
| 69 | | | | | выведен |

¹ Величина снижения мощности ЭС № 2 составляет ≈ 350 МВт.

| № эксп. | Вид схемы | Режим | Вид возмущения или утяжеления электроэнергетического режима | Цель проверки | Состояние каналов стабилизации или системного стабилизатора |
|---------|-----------|----------|---|--|---|
| 70 | Схема 3 | Режим 14 | Медленное увеличение напряжения U_T ЭС. Вход в зону ОМВ | Проверка корректности работы ограничителя минимального возбуждения | введен |
| 71 | | | Медленное снижение напряжения U_T ЭС. Выход из зоны ОМВ | | введен |
| 72 | | | Медленное увеличение активной мощности генератора ЭС № 1 до входа в зону ОМВ | | введен |
| 73 | | | Скачкообразное увеличение напряжения на шинах 500 кВ ЭС № 1 (подключение емкостной нагрузки). Вход в зону ОМВ | | введен |
| 74 | | | Скачкообразное снижение напряжения на шинах 500 кВ ЭС № 1 (отключение емкостной нагрузки). Выход из зоны ОМВ | | введен |
| 75 | Схема 6 | Режим 15 | Ступенчатое увеличение уставки АРВ сильного действия Г-1_1 по напряжению генератора ¹ | Проверка корректности работы ограничителя двукратного тока ротора | введен |
| 76 | | | Двухфазное затянувшееся КЗ (длительностью 0,4 с) на землю вблизи шин ЭС № 1 | | введен |
| 77 | | | Серия из двух двухфазных КЗ на землю вблизи шин ЭС № 1 ² | | введен |

¹ Величина ступенчатого изменения уставки должна быть задана максимальной в пределах реализованного диапазона изменения уставки АРВ, но не более 30% от номинального напряжения статора. Задаваемая уставка ограничителя тока ротора должна быть согласована с величиной ступенчатого изменения уставки, но не может быть ниже, чем $1,05I_{ном}$.

² Время между КЗ 0,3 с, длительность повторного КЗ составляет 0,35 с.

| № эксп. | Вид схемы | Режим | Вид возмущения или утяжеления электроэнергетического режима | Цель проверки | Состояние каналов стабилизации или системного стабилизатора |
|---------|--|---|---|---|---|
| 78 | Схема 7 | Режим 16 ($P_{Г-1_1}=P_{Г-1_3}=P_{НОМ}$) | Тестовое возмущение 1 (на АРВ Г-1_1) | Проверка обеспечения эффективности работы АРВ сильного действия синхронных генераторов в схеме укрупненного блока | на АРВ Г-1_1 и АРВ Г-1_3 введен |
| 79 | | | Тестовое возмущение 2 | | на АРВ Г-1_1 и АРВ Г-1_3 введен |
| 80 | | | | | на АРВ Г-1_1 выведен; на АРВ Г-1_3 введен |
| 81 | | | | | на АРВ Г-1_1 и АРВ Г-1_3 введен |
| 82 | | | Тестовое возмущение 3 | | на АРВ Г-1_1 выведен; на АРВ Г-1_3 введен |
| 83 | | Отключение Г-1_3 | на АРВ Г-1_1 введен | | |
| 84 | | Режим 17 ($P_{Г-1_1}=P_{ГНОМ}; P_{Г-1_3}=0,5P_{ГНОМ}$) | Тестовое возмущение 1 (на АРВ Г-1_1) | | на АРВ Г-1_1 и АРВ Г-1_3 введен |
| 85 | | | Тестовое возмущение 2 | | на АРВ Г-1_1 и АРВ Г-1_3 введен |
| 86 | | | | | на АРВ Г-1_1 выведен; на АРВ Г-1_3 введен |
| 87 | | | Тестовое возмущение 3 | | на АРВ Г-1_1 и АРВ Г-1_3 введен |
| 88 | на АРВ Г-1_1 выведен; на АРВ Г-1_3 введен | | | | |

| № эксп. | Вид схемы | Режим | Вид возмущения или утяжеления электроэнергетического режима | Цель проверки | Состояние каналов стабилизации или системного стабилизатора |
|---------|-----------|----------|--|--|---|
| 89 | Схема 6 | Режим 15 | Трехфазное затянувшееся КЗ (длительностью 0,35 с) на землю вблизи шин ЭС № 1 | Проверка корректности работы ограничителя напряжения ротора | введен |
| 90 | | | Трехфазное затянувшееся КЗ (длительностью 0,35 с) на землю вблизи шин ЭС № 1 | Проверка корректности работы ограничителя двукратного тока возбуждения возбудителя | введен |

Г.5. Анализ результатов сертификационных испытаний

Результаты сертификационных испытаний считаются положительными, а АРВ – прошедшим испытания, при выполнении указанных далее условий.

Г.5.1. При введенных каналах стабилизации или включенном системном стабилизаторе во всех экспериментах демпфирование электромеханических переходных процессов должно обеспечиваться за время, не превышающее 15 с.

Г.5.2. В экспериментах 1–18 время затухания электромеханических переходных процессов при введенных каналах стабилизации или включенном системном стабилизаторе должно снижаться по сравнению со временем и амплитудой затухания при выведенных каналах стабилизации или отключенном системном стабилизаторе (см. пример на осциллограмме, рис. Г.20).

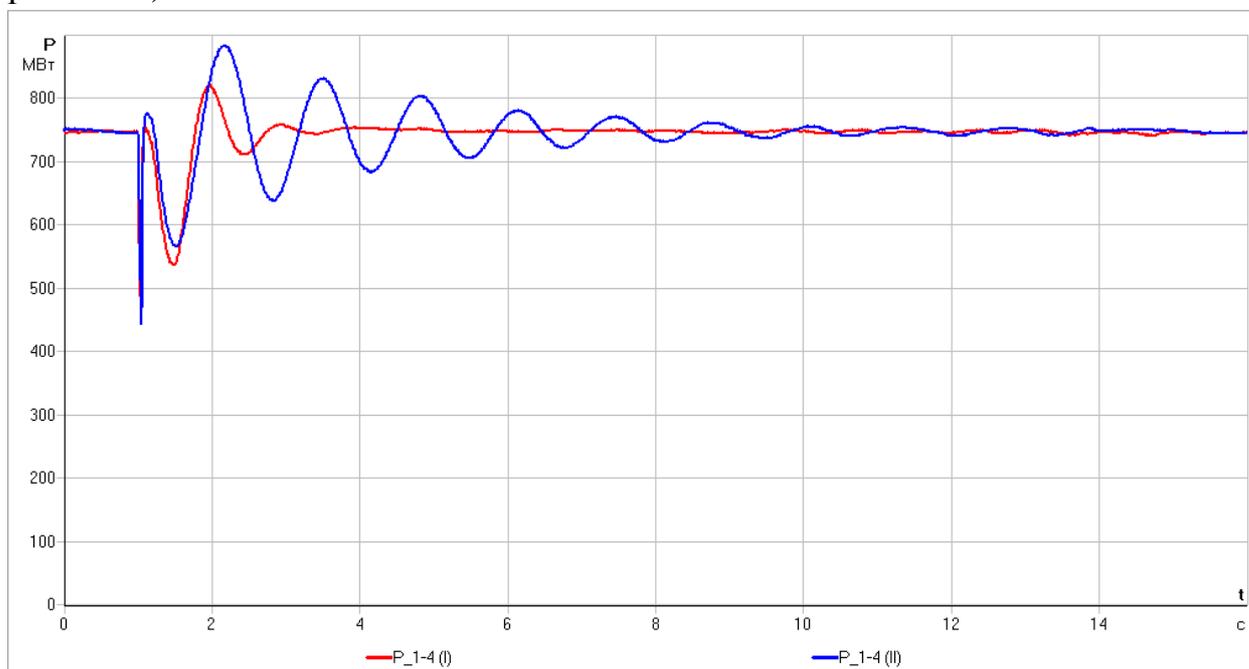
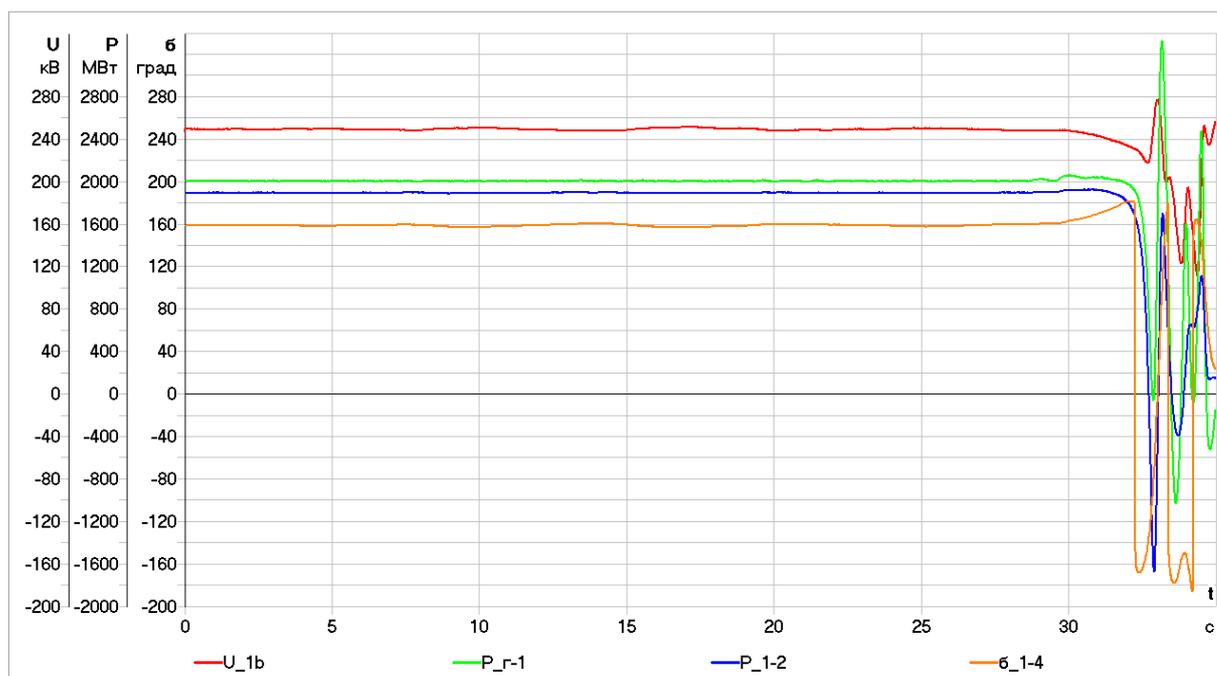


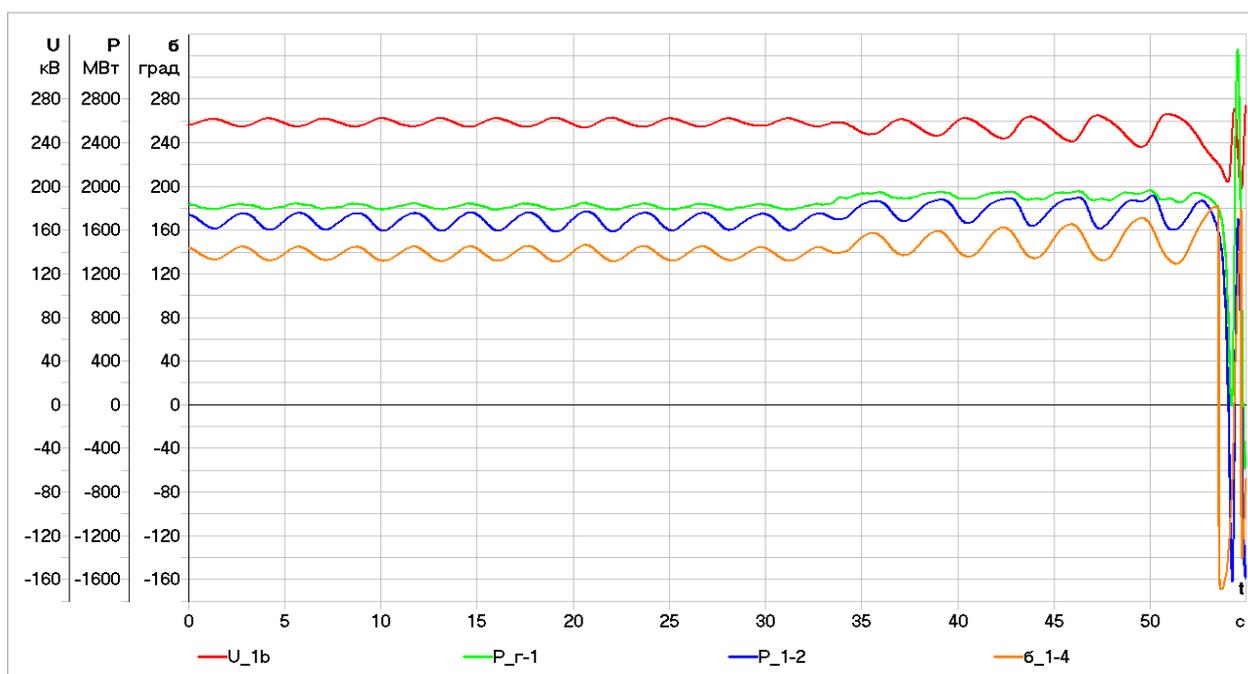
Рис. Г.20. Пример корректной работы каналов стабилизации или системного стабилизатора.

**I – каналы стабилизации введены (системный стабилизатор введен),
II – каналы стабилизации выведены (системный стабилизатор выведен)**

Г.5.3. В экспериментах 19–22 при утяжелении электроэнергетического режима до достижения предела статической устойчивости должен обеспечиваться апериодический характер нарушения устойчивости (отсутствие синхронных колебаний). Пример корректной работы каналов стабилизации или системного стабилизатора при электроэнергетических режимах, близких к пределу статической устойчивости, приведен на рис. Г.21а, пример некорректной работы – на рис. Г.21б.



а)



б)

Рис. Г.21. Пример корректной работы каналов стабилизации или системного стабилизатора (а), некорректной работы (б)

Г.5.4. В экспериментах 23–38 должна проверяться внутригрупповая устойчивая параллельная работа генераторов ЭС № 1 при моделировании тестовых возмущений.

Пример корректной работы АРВ сильного действия синхронного генератора (наличие демпфирования электромеханических переходных процессов и отсутствие взаимного раскачивания синхронных генераторов) приведен на рис. Г.22.

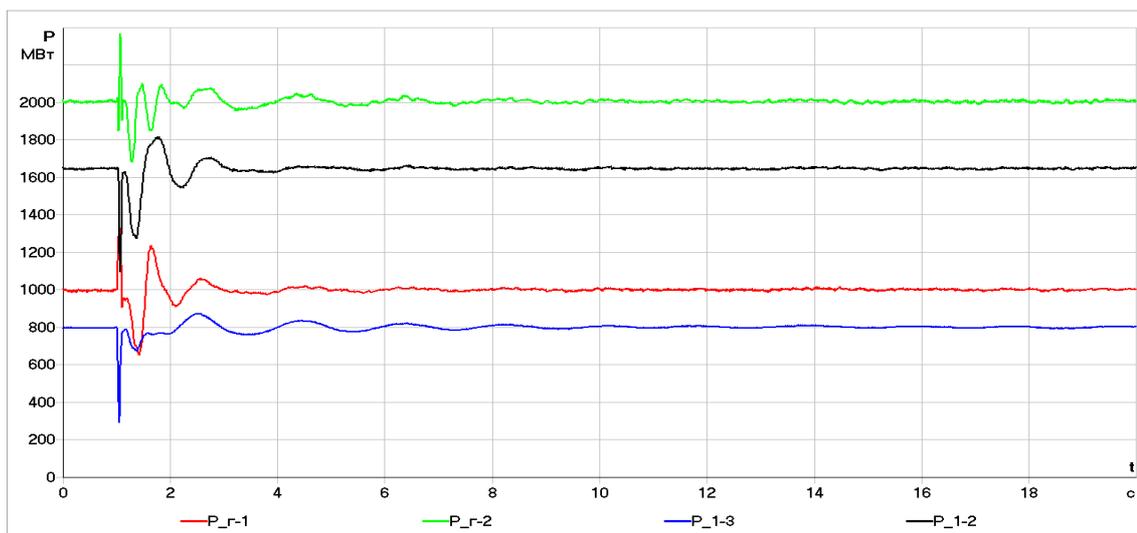


Рис. Г.22. Пример корректной работы сертифицируемого АРВ сильного действия при совместной работе с регуляторами другого типа в пределах одной электростанции

Г.5.5. В экспериментах 39–52 время затухания электромеханических переходных процессов при введенных каналах стабилизации или включенном системном стабилизаторе должно уменьшаться по сравнению со временем затухания при выведенных каналах стабилизации или отключенном системном стабилизаторе при моделировании нормативных возмущений I, II и III групп [1] в соответствии с перечнем, указанным в табл. Г.9.

Пример корректной работы каналов стабилизации или системного стабилизатора при двухфазном КЗ на землю вблизи шин ЭС № 1 с неуспешным ТАПВ одной цепи линии Л-2 приведен на рис. Г.23.

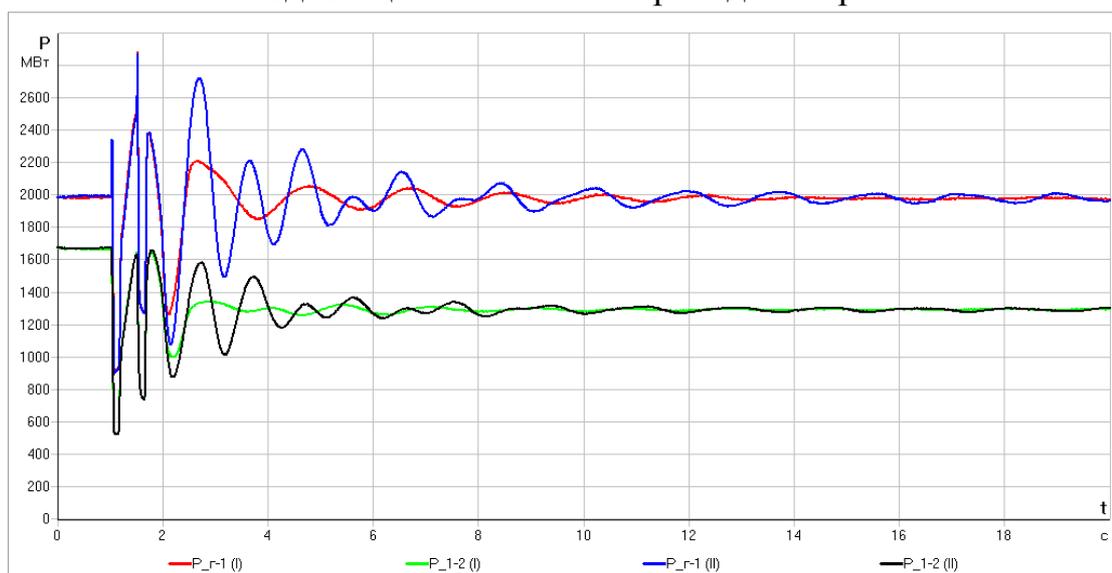


Рис. Г.23. Пример корректной работы каналов стабилизации или системного стабилизатора при двухфазном КЗ на землю вблизи шин ЭС № 1 с неуспешным ТАПВ одной цепи линии Л-2.

**I – каналы стабилизации введены (системный стабилизатор введен),
II – каналы стабилизации выведены (системный стабилизатор выведен)**

Г.5.6. В экспериментах 53–63 должна проверяться функция блокировки каналов стабилизации или системного стабилизатора при возникновении небалансов мощности, приводящих к увеличению/уменьшению частоты в энергосистеме со скоростью 0,05 Гц/с и более.

Проверка функции блокировки каналов стабилизации или системного стабилизатора выполняется путем аварийного отключения нагрузки ЭС № 2 (эксперименты 53–55), аварийного отключения генератора ЭС № 3 (эксперименты 56–58) и аварийного отключения генератора ЭС № 2 (эксперименты 59–61) в энергосистеме. Каждое аварийное отключение моделируется трижды: при введенной функции блокировки каналов стабилизации или системного стабилизатора, при выведенной функции блокировки каналов стабилизации или системного стабилизатора и при выведенных каналах стабилизации или системном стабилизаторе.

Корректность работы функции блокировки каналов стабилизации или системного стабилизатора при возникновении небалансов мощности в энергосистеме должна оцениваться путем сравнения характера изменения напряжения Г-1_1 при введенной функции блокировки каналов стабилизации или системного стабилизатора, при выведенной функции блокировки каналов стабилизации или системного стабилизатора и при выведенных каналах стабилизации или системном стабилизаторе (см. рис. Г.24, Г.25 и Г.26).

Критерием корректности работы АРВ сильного действия синхронного генератора является введение функции блокировки каналов стабилизации или системного стабилизатора за время, не превышающее 1,5 с после аварийного отключения нагрузки (генерации).

Проверка селективности действия функции блокировки каналов стабилизации или системного стабилизатора должна выполняться путем моделирования двухфазного КЗ на землю вблизи шин ЭС № 1 с отключением линии Л-2 с введенной и выведенной функцией блокировки каналов стабилизации или системного стабилизатора (эксперименты 62 и 63 соответственно).

Критерием корректности работы АРВ сильного действия синхронного генератора является идентичность электромеханических переходных процессов в экспериментах 62 и 63. Пример некорректной работы АРВ сильного действия (неселективности функции блокировки каналов стабилизации или системного стабилизатора) приведен на рис. Г.27.

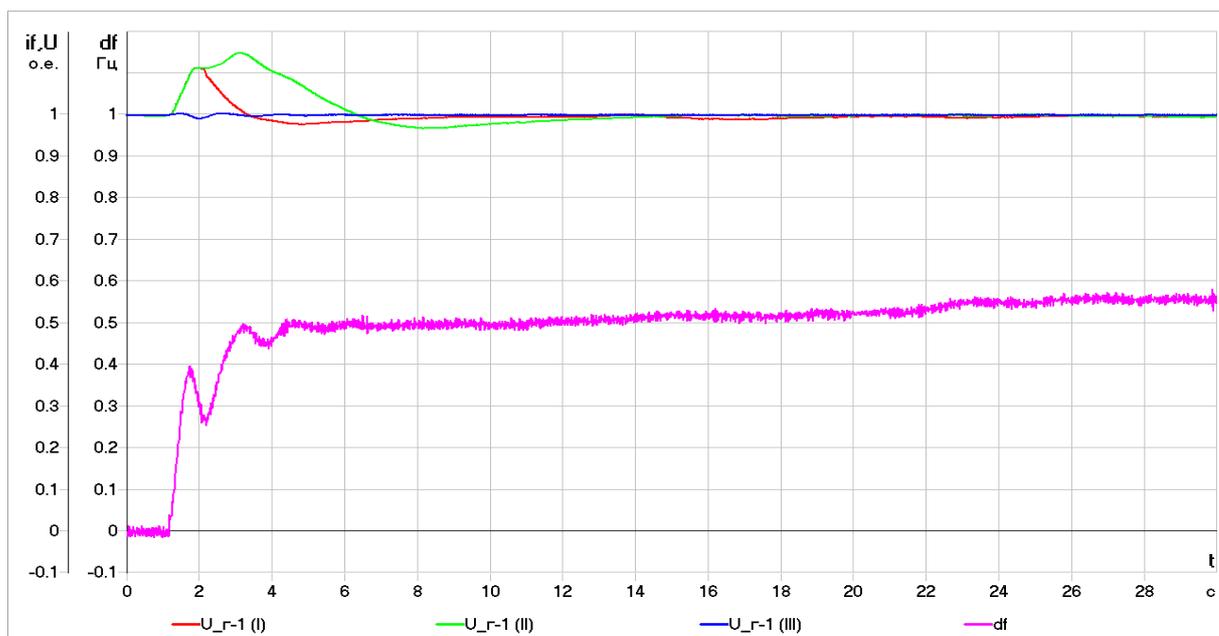


Рис. Г.24. Пример корректной работы функции блокировки каналов стабилизации или системного стабилизатора при аварийном отключении нагрузки ЭС № 2. I – функция блокировки каналов стабилизации или системного стабилизатора введена, II – функция блокировки каналов стабилизации или системного стабилизатора выведена, III – каналы стабилизации или системный стабилизатор выведены

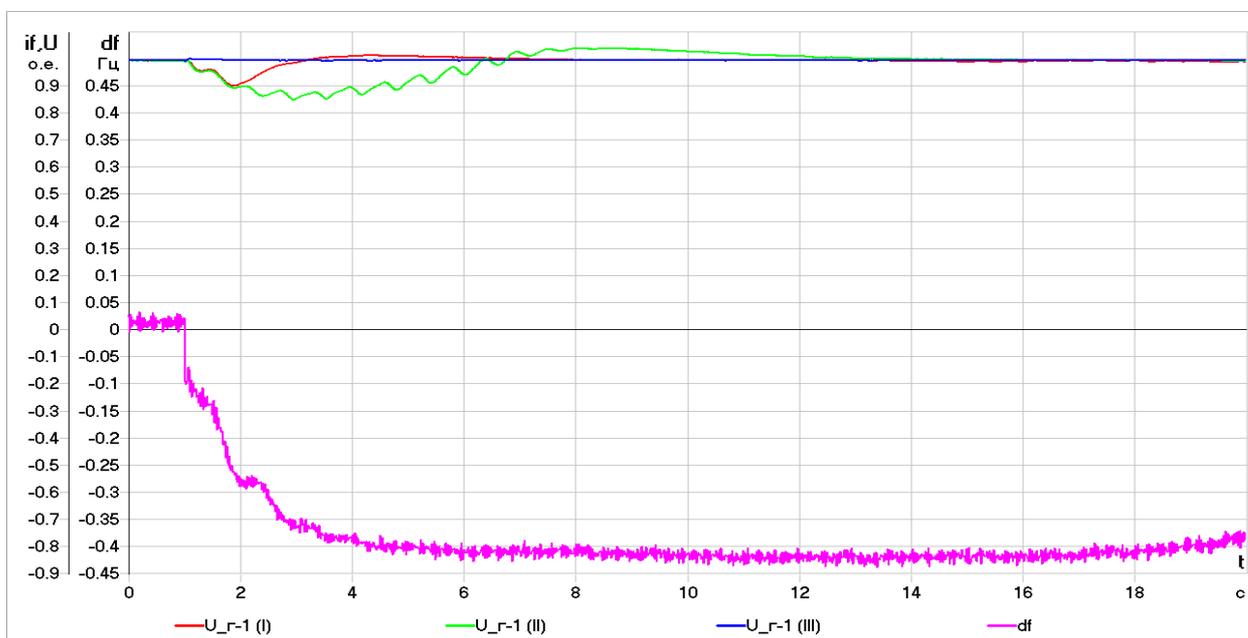


Рис. Г.25. Пример корректной работы функции блокировки каналов стабилизации или системного стабилизатора при аварийном отключении генератора ЭС № 3. I – функция блокировки каналов стабилизации или системного стабилизатора введена, II – функция блокировки каналов стабилизации или системного стабилизатора выведена, III – каналы стабилизации или системный стабилизатор выведены

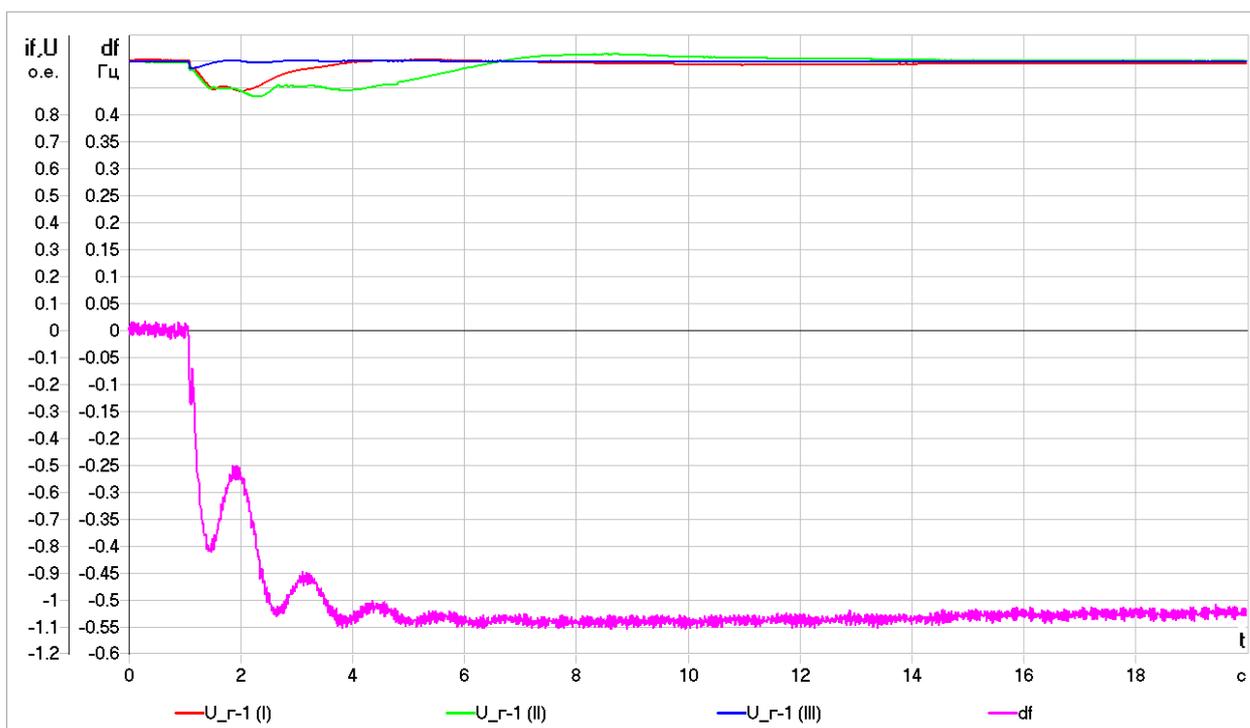


Рис. Г.26. Пример корректной работы функции блокировки каналов стабилизации или системного стабилизатора при аварийном отключении генератора ЭС № 2. I – функция блокировки каналов стабилизации или системного стабилизатора введена, II – функция блокировки каналов стабилизации или системного стабилизатора выведена, III – каналы стабилизации или системный стабилизатор выведены

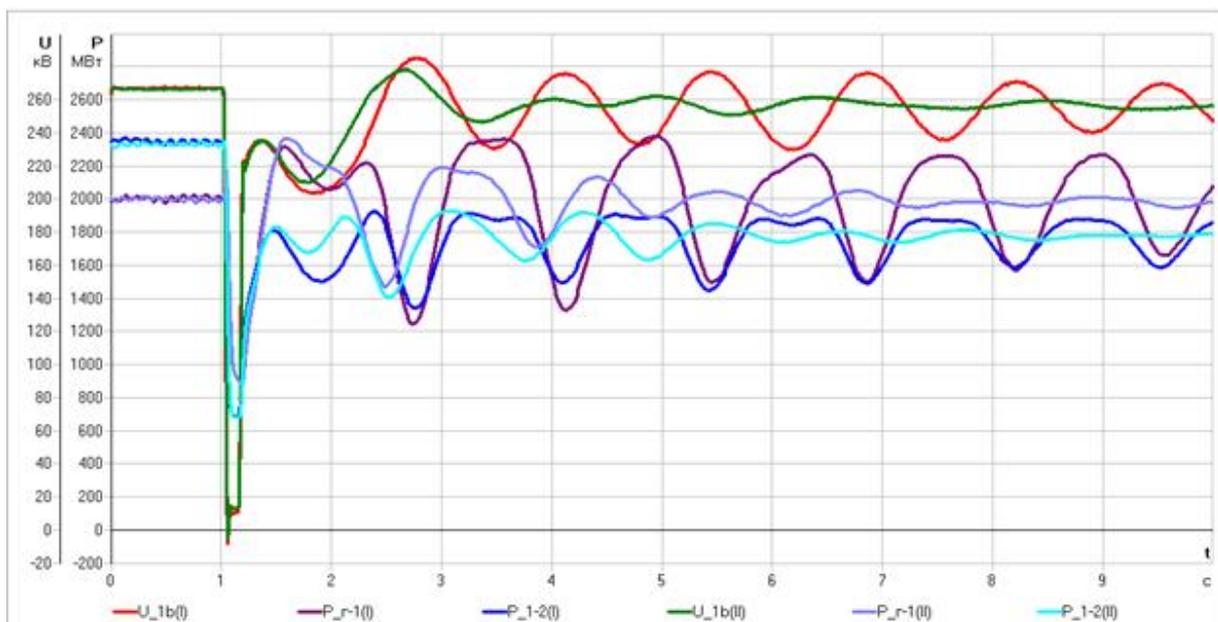


Рис. Г.27. Пример некорректной работы функции блокировки АРВ сильного действия синхронного генератора. I – функция блокировки введена, II – функция блокировки выведена (блокировка вводится при синхронных колебаниях)

Г.5.7. В экспериментах 64–67 должна проверяться корректность работы функции релейной форсировки возбуждения в режимах, близких к предельным, при нормативных возмущениях. При этом должна рассматриваться работа АРВ сильного действия синхронного генератора в предельном по устойчивости режиме и нарушении динамической устойчивости. Ввод релейной форсировки возбуждения должен осуществляться без временной задержки при снижении напряжения на статоре генератора ниже 85 % от исходного значения. Потолочное значение напряжения возбуждения должно удерживаться вплоть до восстановления напряжения на статоре генератора до своего исходного значения¹.

Критерием корректности работы АРВ сильного действия синхронного генератора является обеспечение поддержания потолочного значения напряжения возбуждения генератора вплоть до восстановления напряжения на статоре генератора до своего исходного значения или до нарушения динамической устойчивости. Пример корректной работы АРВ сильного действия синхронного генератора при нарушении динамической устойчивости приведен на рис. Г.28, в предельном по устойчивости режиме на рис. Г.29.

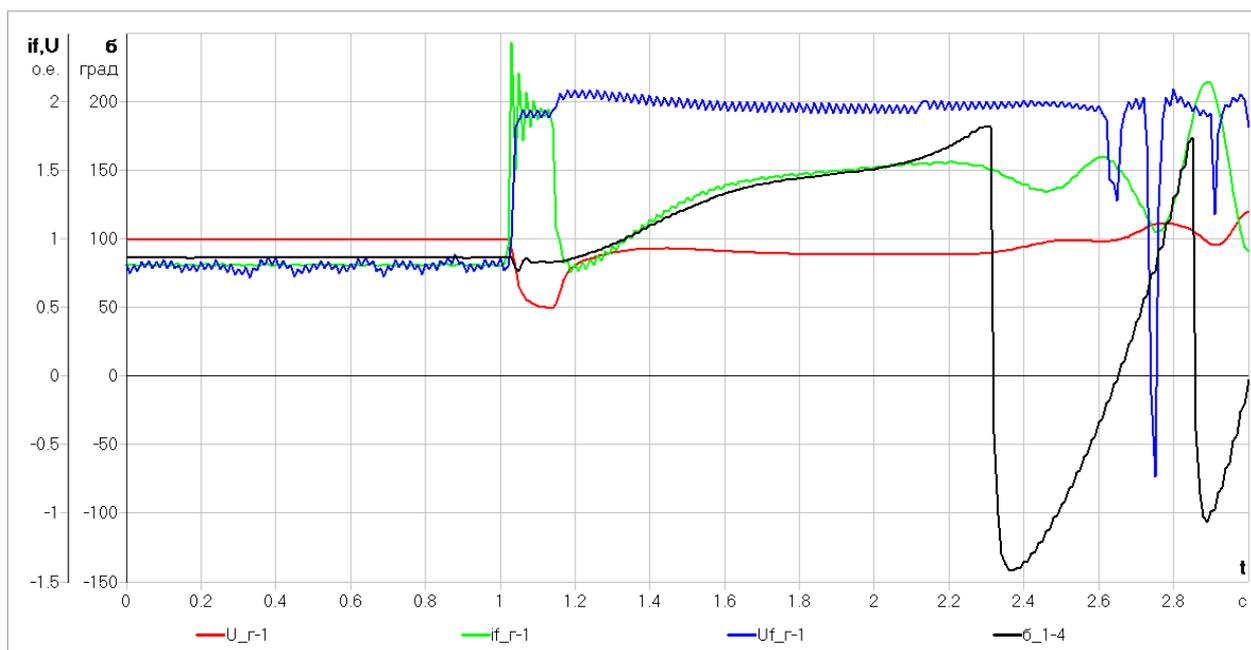


Рис. Г.28. Пример корректной работы АРВ сильного действия синхронного генератора при нарушении динамической устойчивости

¹ Указанное требование должно обеспечиваться посредством выбора уставки снятия релейной форсировки возбуждения и временной задержки на снятие релейной форсировки возбуждения.

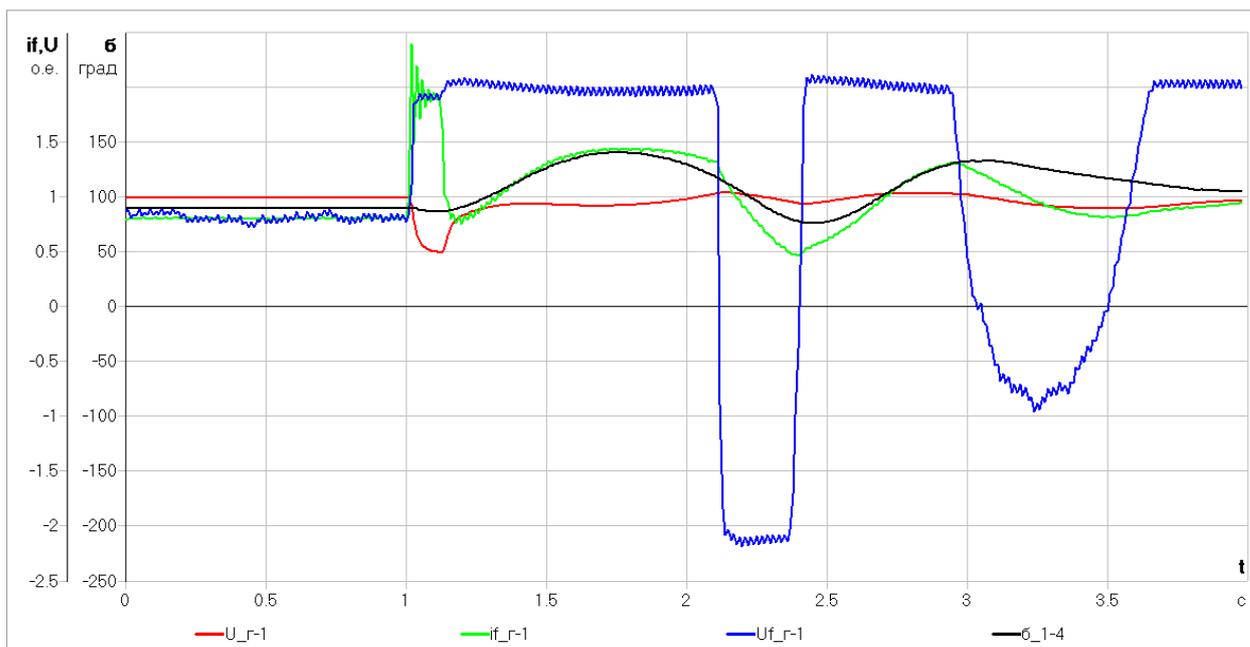


Рис. Г.29. Пример корректной работы АРВ сильного действия синхронного генератора в предельном по устойчивости режиме

Г.5.8. В экспериментах 68, 69 должно проверяться снижение времени затухания электромеханических переходных процессов при введенных каналах стабилизации или включенном системном стабилизаторе по сравнению со временем затухания при выведенных каналах стабилизации или отключенном системном стабилизаторе с учетом действия устройств ПА. Проверка должна выполняться посредством моделирования аварийного режима, устойчивость которого в послеаварийной схеме может быть обеспечена только за счет снижения перетока активной мощности от ЭС № 1. Должен рассматриваться аварийный режим, вызванный двухфазным коротким замыканием на землю с отключением линии. Для сохранения устойчивости через 0,4 секунды с момента возникновения короткого замыкания должна срабатывать противоаварийная автоматика, действующая на отключение Г-1_2 ЭС № 1. Пример корректной работы АРВ сильного действия синхронного генератора с учетом работы устройств ПА приведен на рис. Г.30.

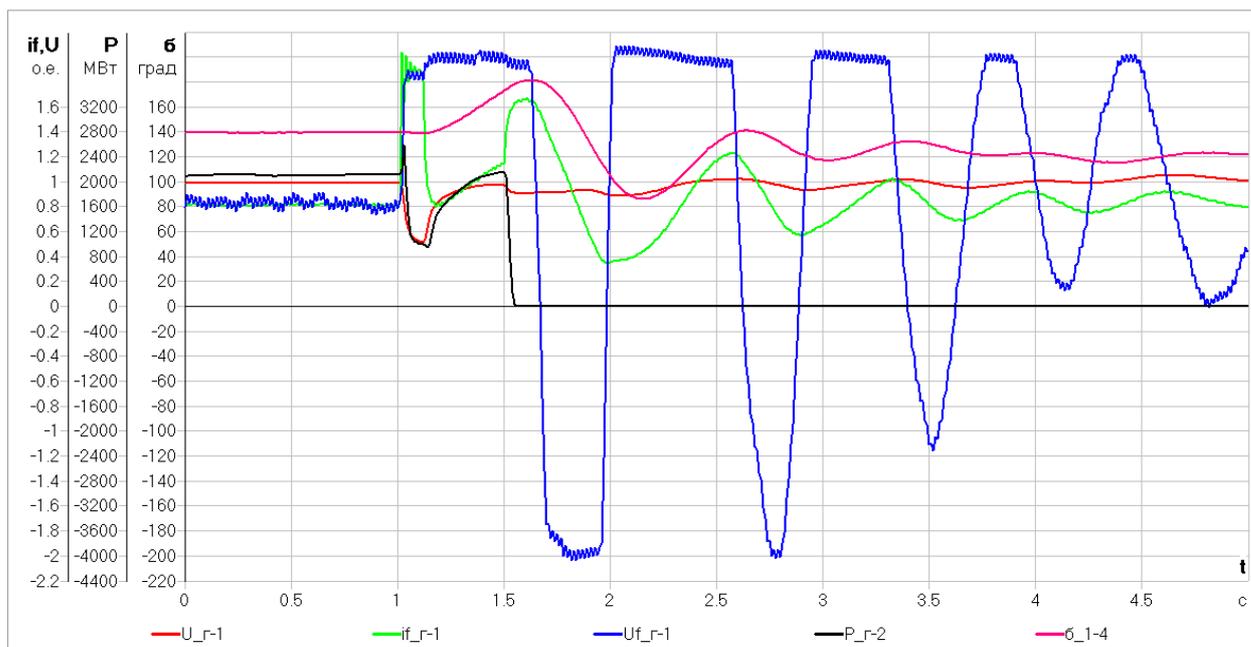


Рис. Г.30. Пример корректной работы АРВ сильного действия синхронного генератора с учетом работы устройств ПА

Г.5.9. В экспериментах 70–74 должна проверяться корректность работы АРВ сильного действия синхронного генератора в режиме ограничения минимального возбуждения. Проверка должна выполняться в статическом и динамическом режимах.

При проведении экспериментов должна быть задана характеристика ОМВ в соответствии с табл. Г.10.

В статическом режиме (при медленном изменении напряжения в энергосистеме или при медленном увеличении активной мощности генератора без моделирования возмущения) вход в зону ОМВ и выход из зоны ОМВ должны носить плавный характер. Работа АРВ сильного действия синхронного генератора признается корректной, если в статическом режиме процесс входа в зону ОМВ или выхода из зоны ОМВ имеет апериодический (неколебательный) характер. Пример корректной работы АРВ сильного действия синхронного генератора в статическом режиме при медленном изменении напряжения в энергосистеме показан на рис. Г.31, при медленном увеличении активной мощности генератора – на рис. Г.32.

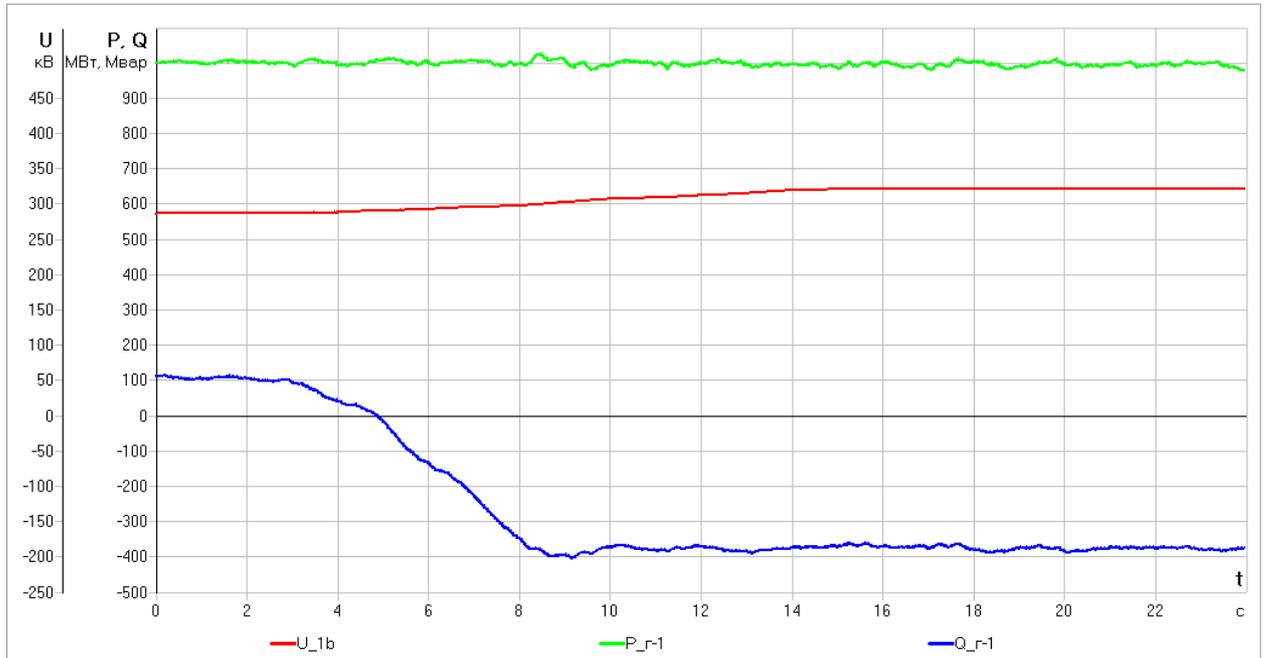


Рис. Г.31. Пример корректной работы АРВ сильного действия синхронного генератора (плавного входа в зону ОМВ) в статическом режиме при медленном изменении напряжения в энергосистеме

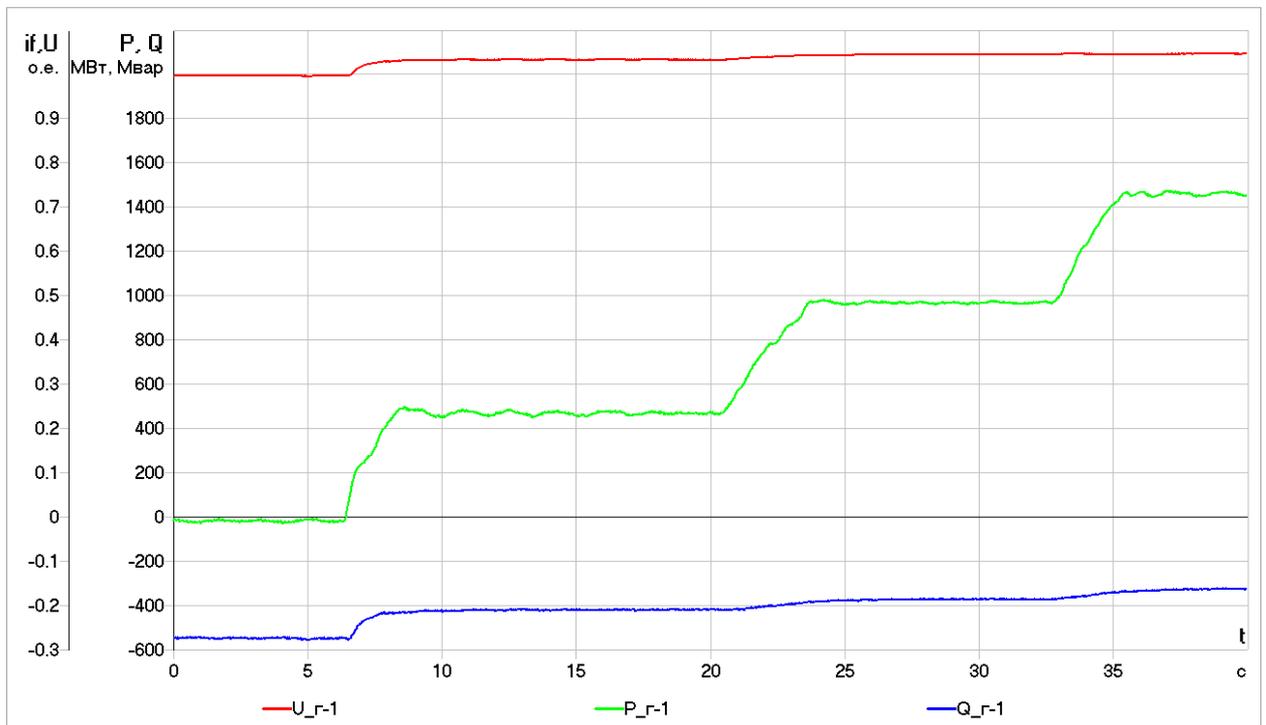


Рис. Г.32. Пример корректной работы АРВ сильного действия синхронного генератора (плавного входа в зону ОМВ) в статическом режиме при медленном увеличении активной мощности генератора

В динамическом режиме при изменении баланса реактивной мощности за счет включения емкости на шинах ЭС № 1 и последующего (через 6–10 с) отключения емкости на шинах ЭС № 1 при корректной работе АРВ вход в

зону ОМВ в начальной фазе переходного процесса не должен приводить к превышению потребляемой синхронным генератором реактивной мощности более, чем на 30% по отношению к заданной уставке ОМВ.

Пример корректной работы АРВ сильного действия синхронного генератора при входе в зону ОМВ и выходе из зоны ОМВ в динамическом режиме приведен на рис. Г.33.

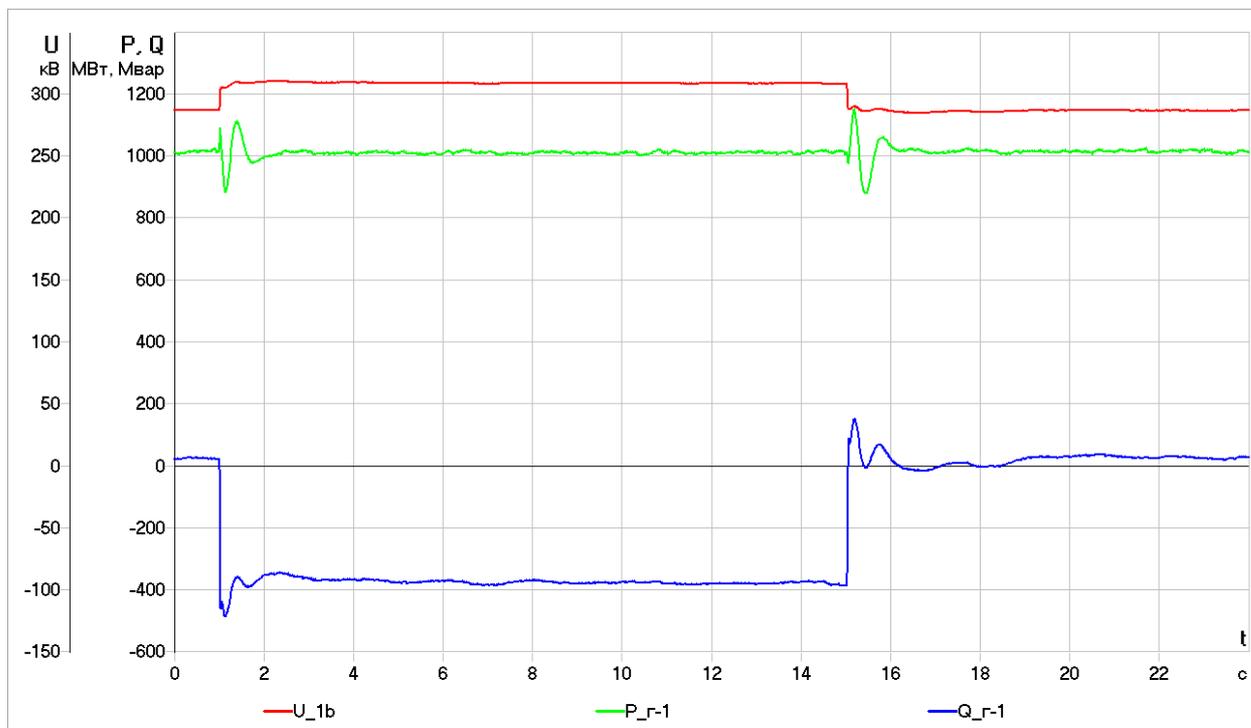


Рис. Г.33. Пример корректной работы АРВ сильного действия синхронного генератора при входе в зону ОМВ и выходе из зоны ОМВ в динамическом режиме

Работа в зоне ОМВ не должна сопровождаться колебаниями тока возбуждения и реактивной мощности. Если в опыте с введенными каналами стабилизации или включенным системным стабилизатором будут наблюдаться колебания тока возбуждения и реактивной мощности, в алгоритм функционирования АРВ сильного действия синхронного генератора следует ввести блокировку каналов стабилизации или системного стабилизатора при переходе в зону ОМВ.

Таблица Г.10. Пример характеристики ОМВ

| Точка характеристики | P | Q |
|-------------------------|------|------|
| | МВт | Мвар |
| 1 | 0 | -600 |
| 2 | 1000 | -500 |
| 3 | 1500 | -390 |
| 4 | 2000 | -300 |

Г.5.10. В экспериментах 75–77 должна проверяться корректность работы ограничителя двукратного тока ротора. Проверка должна выполняться тремя способами: путем подачи тестового сигнала на увеличение уставки по напряжению генератора (эксперимент 75), путем моделирования затянувшегося двухфазного КЗ на землю (эксперимент 76) и серии из двух двухфазных КЗ на землю (эксперимент 77).

В эксперименте 75 ограничитель двойного тока ротора должен вступать в работу без выдержки времени и перерегулирования (см. рис. Г.34).

При проведении эксперимента 75 для АРВ сильного действия, у которых реализован ограничитель двойного тока ротора для бесщеточной системы возбуждения, следует дополнительно регистрировать расчетный ток ротора, определяемый по диаграмме Потье. Критерием корректности работы ограничителя является совпадение установившегося значения измеренного и расчетного значений тока ротора (см. рис. Г.35).

Ввод ограничения двукратного тока ротора в экспериментах 76 и 77 должен осуществляться с выдержкой времени, достаточной для затухания периодических токов, вызванных близкими короткими замыканиями, не препятствуя тем самым вводу релейной форсировки возбуждения. Задержка времени на ввод ограничителя должна иметь возможность регулирования в диапазоне от 100 до 600 мс. Примеры корректной работы ограничителя двукратного тока ротора при моделировании затянувшегося двухфазного КЗ на землю и при моделировании серии из двух двухфазных КЗ приведены на рис. Г.36 и Г.37 соответственно.

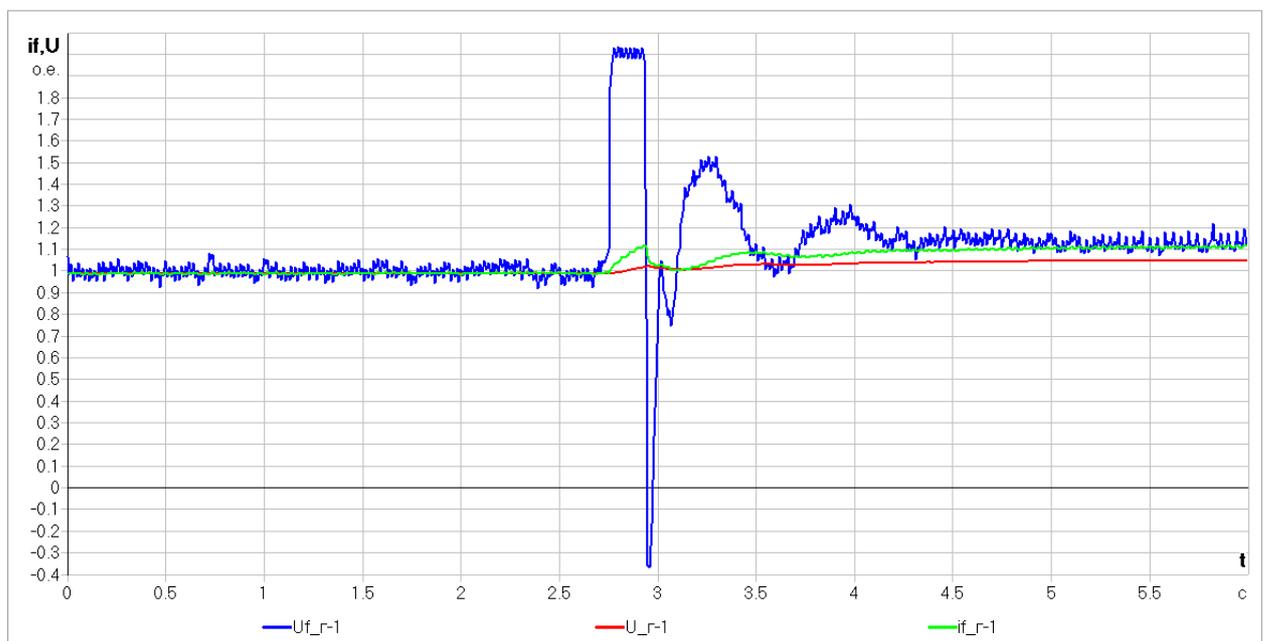


Рис. Г.34. Пример корректной работы ограничителя двукратного тока ротора при подаче тестового сигнала на увеличение уставки по напряжению генератора на 30 %. Уставка ограничителя задана на уровне $1,1I_{f_{ном}}$

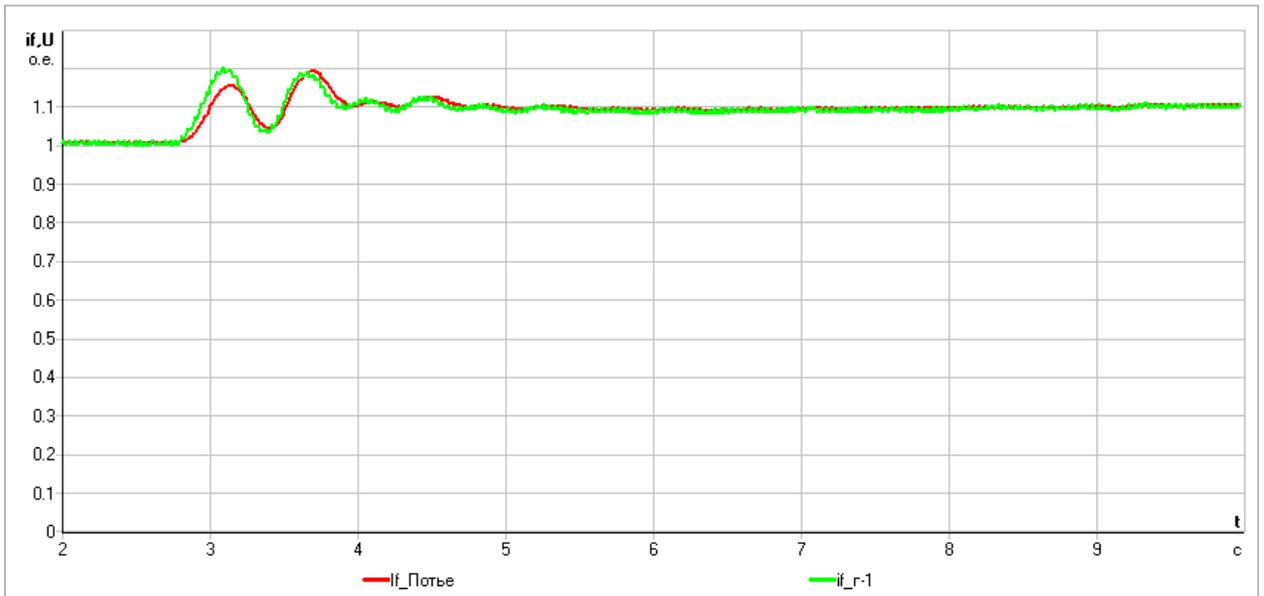


Рис. Г.35. Пример корректной работы ограничителя двукратного тока ротора при подаче тестового сигнала на увеличение уставки по напряжению генератора на 30 %. Уставка ограничителя задана на уровне $1,1I_{\text{ном}}$

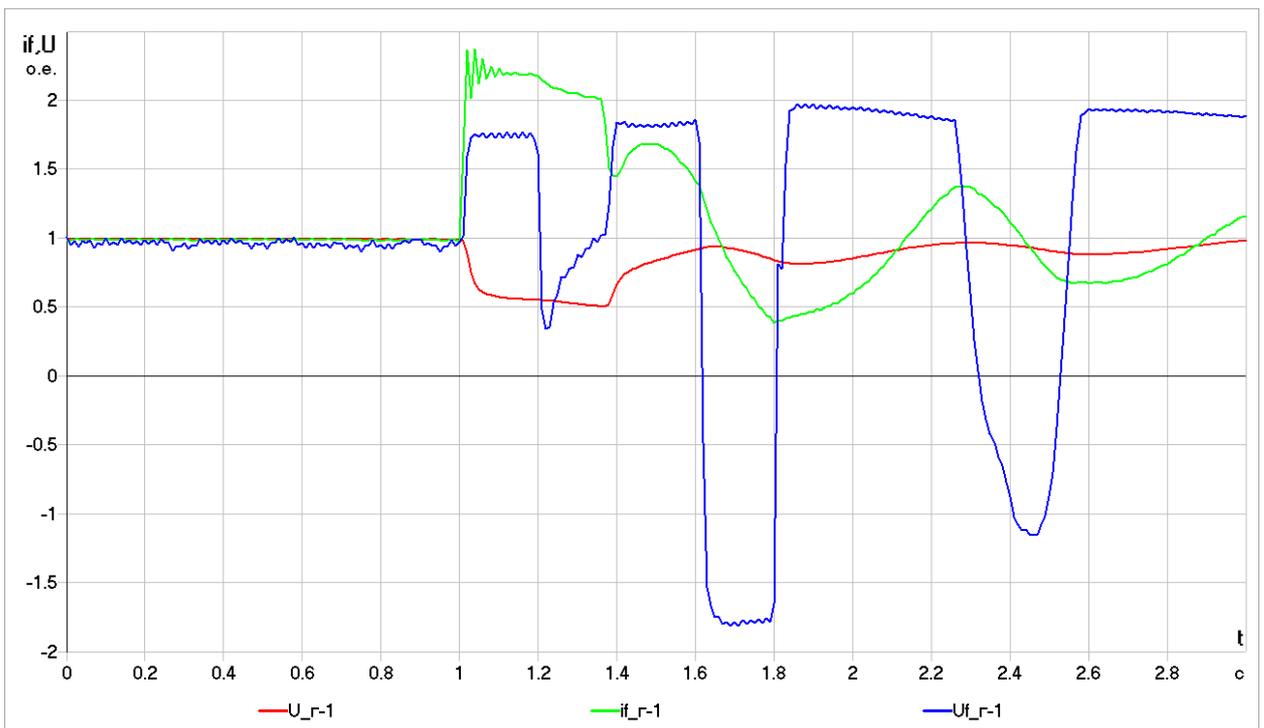


Рис. Г.36. Пример корректной работы ограничителя двукратного тока ротора при моделировании затянувшегося двухфазного КЗ на землю. Уставка ограничителя задана на уровне $2I_{\text{ном}}$

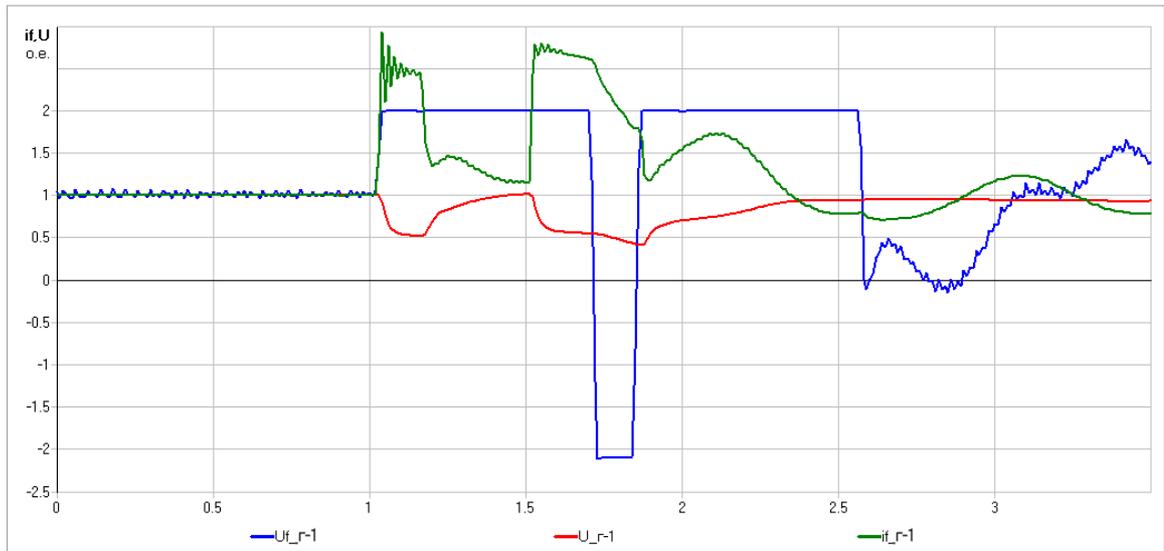


Рис. Г.37. Пример корректной работы ограничителя двукратного тока ротора при моделировании серии из двух двухфазных КЗ на землю
Уставка ограничителя задана на уровне $2I_{\text{ном}}$

Г.5.11. В экспериментах 78–88 должны проверяться:

- устойчивость регулирования реактивной мощности и стабилизации режима при совместной работе двух регуляторов в составе укрупненного блока синхронных генераторов;
- корректность распределения реактивной мощности между синхронными генераторами, объединенными в одной точке на генераторном напряжении;
- отсутствие внутригрупповой неустойчивости.

Проверка должна выполняться путем подачи тестовых возмущений при введенных и выведенных на обоих АРВ сильного действия синхронных генераторов каналах стабилизации или включенном и выключенном системном стабилизаторе, а также при введенных каналах стабилизации или включенном системном стабилизаторе только на одном из АРВ сильного действия синхронного генератора.

При корректной работе АРВ сильного действия синхронных генераторов во всех опытах после снятия тестовых возмущений должна восстанавливаться исходная нагрузка синхронных генераторов по реактивной мощности, а сами тестовые возмущения не должны приводить к возникновению и развитию взаимных колебаний между синхронными генераторами.

Пример корректной работы АРВ сильного действия синхронных генераторов приведен на рис. Г.38.

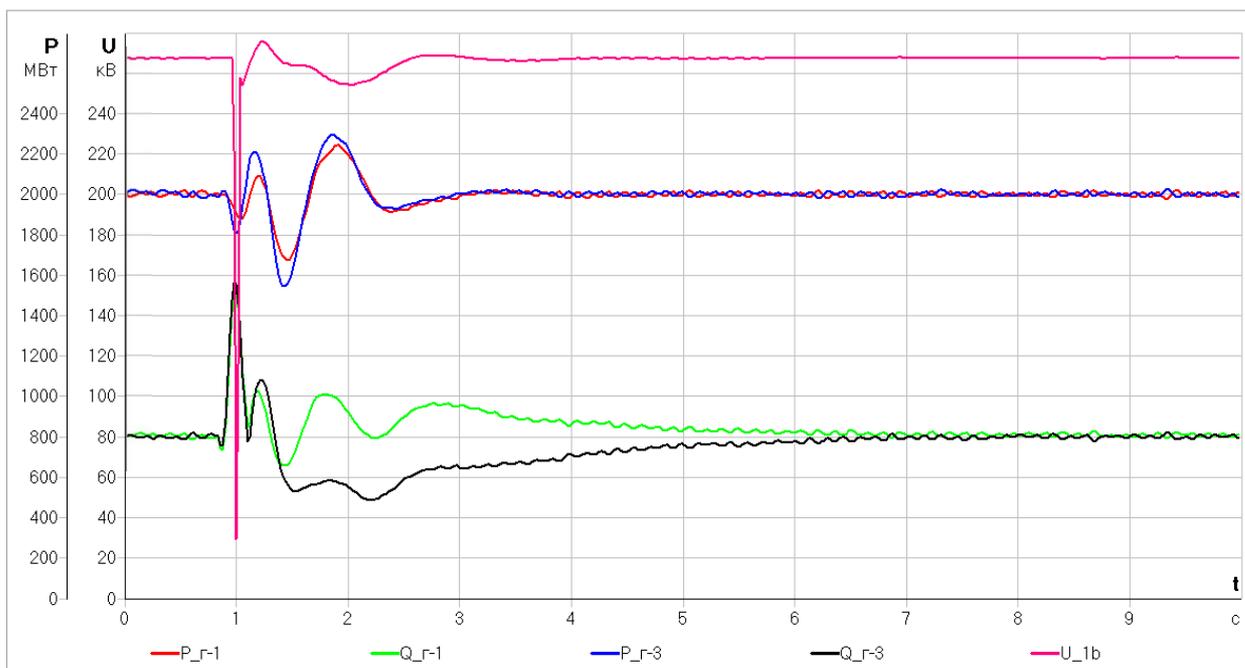


Рис. Г.38. Пример корректной работы АРВ сильного действия синхронных генераторов при однофазном КЗ на шинах ЭС № 1 при совместной работе двух регуляторов в составе укрупненного блока синхронных генераторов

Г.5.12. В эксперименте 89 должна проверяться корректность работы ограничителя напряжения ротора. Проверка должна выполняться путем моделирования затянувшегося трехфазного КЗ на землю. Ограничитель должен вступать в работу без перерегулирования. Для исключения срабатывания ограничителя двукратного тока возбуждения бесщеточного возбудителя уставка этого ограничителя при проведении эксперимента 89 должна быть задана большей (в относительных единицах), чем уставка ограничителя напряжения ротора. Для предотвращения срабатывания ограничителя двукратного тока ротора следует ввести максимальную задержку по времени на ввод этого ограничителя². Пример корректной работы ограничителя напряжения ротора при моделировании затянувшегося трехфазного КЗ на землю приведен на рис. Г.39.

Г.5.13. В эксперименте 90 должна проверяться корректность работы ограничителя двукратного тока возбуждения бесщеточного возбудителя. Проверка должна выполняться путем моделирования затянувшегося трехфазного КЗ на землю. Ограничитель должен вступать в работу без перерегулирования. Для исключения срабатывания ограничителя напряжения ротора уставка этого ограничителя при проведении эксперимента 90 должна быть задана большей (в относительных единицах), чем уставка ограничителя тока возбуждения бесщеточного возбудителя. Для предотвращения срабатывания ограничителя двукратного тока ротора следует ввести максимальную задержку по времени на ввод этого

² Для АРВ сильного действия, в которых имеется этот ограничитель.

ограничителя³. Пример корректной работы ограничителя двукратного тока возбуждения бесщеточного возбудителя при моделировании затянувшегося трехфазного КЗ на землю приведен на рис. Г.40.

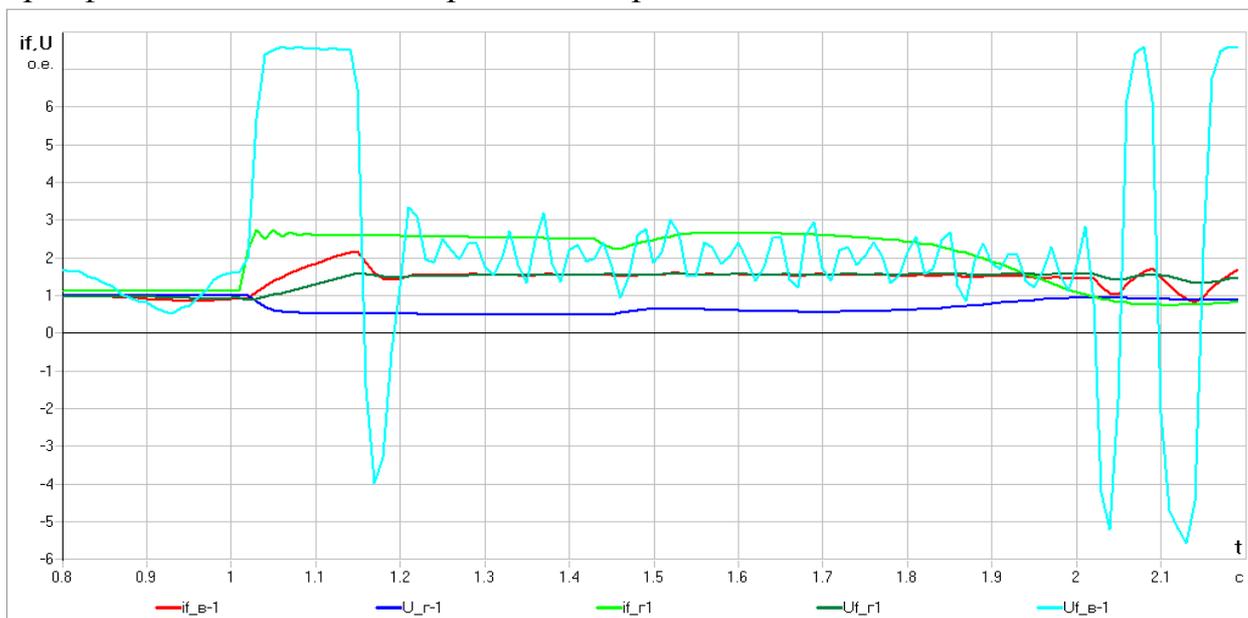


Рис. Г.39. Пример корректной работы ограничителя напряжения ротора при моделировании трехфазного затянувшегося КЗ вблизи шин ЭС № 1.

Уставка ограничителя напряжения ротора задана на уровне $1,5U_{fном}$ (уставка ограничителя максимального тока возбуждения бесщеточного возбудителя задана на уровне $3I_{fном}$)

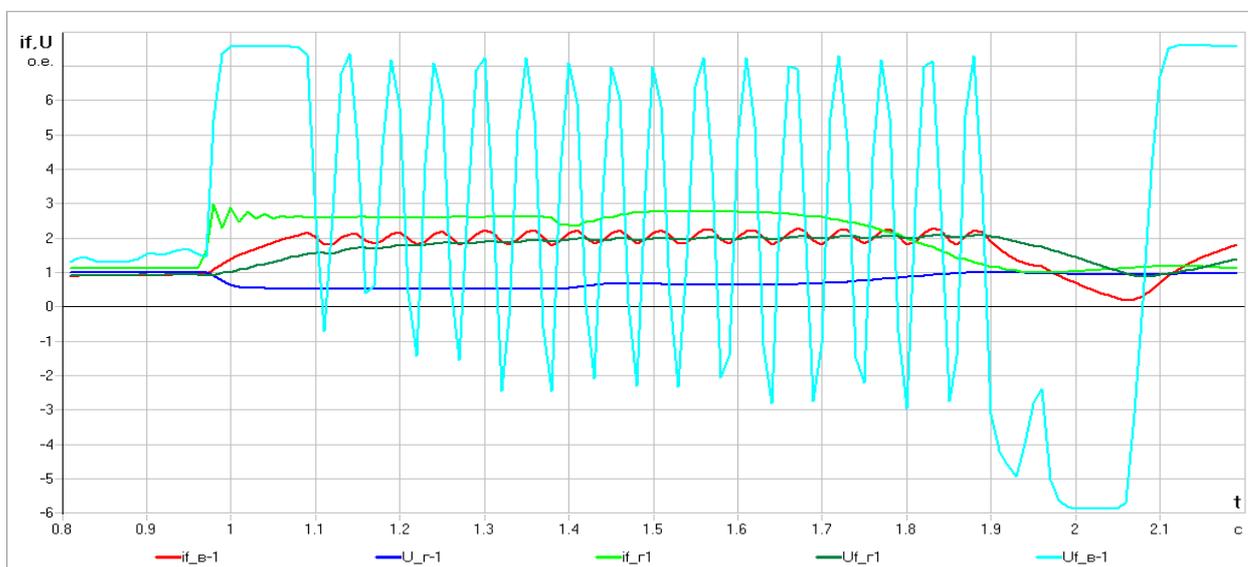


Рис. Г.40. Пример корректной работы ограничителя двукратного тока возбуждения бесщеточного возбудителя при моделировании трехфазного затянувшегося КЗ вблизи шин ЭС № 1. Уставка ограничителя двукратного тока возбуждения бесщеточного возбудителя задана на уровне $2I_{fном}$ (уставка ограничителя напряжения ротора задана на уровне $3U_{fном}$)

³ Для АРВ сильного действия, в которых имеется этот ограничитель.

Г.5.14. Проверка правильности расчета тока ротора по диаграмме Потье⁴ производится путем повторения эксперимента 64. Корректность реализации алгоритма расчета тока ротора определяется путем сравнения его измеренного и расчетного значений после отключения короткого замыкания. Расчетное значение тока ротора должно отличаться от измеренного:

- по фазе – не более чем на 30 градусов;
- по амплитуде – не более чем на 20%.

Пример корректной работы АРВ приведен на рис. Г.41.

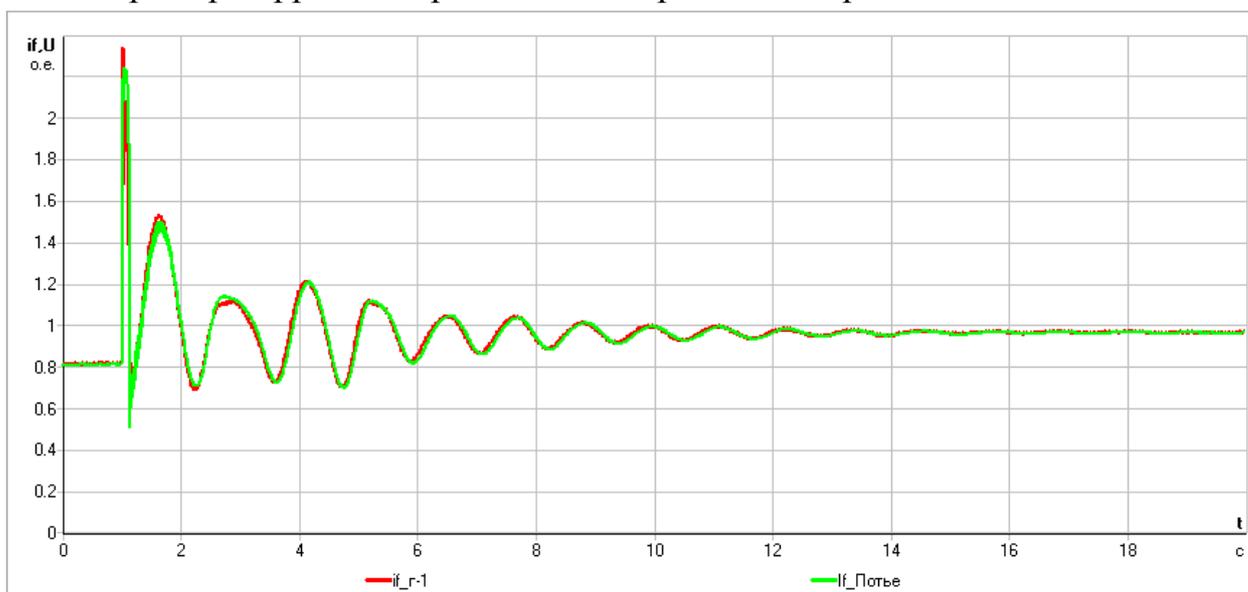


Рис. Г.41. Пример корректной реализации алгоритма расчета тока ротора по диаграмме Потье

Г.6. Создание цифровой модели сертифицированного АРВ сильного действия синхронных генераторов

Г.6.1. При положительных результатах испытаний органом по добровольной сертификации должна быть создана и передана в Системный оператор верифицированная цифровая модель сертифицируемого АРВ.

Г.6.2. Цифровая модель сертифицируемого АРВ создается после окончания сертификационных испытаний на основе переданных заявителем данных о сертифицируемом АРВ и его частотных характеристиках, полученных экспериментальным путем.

Г.6.3. Экспериментальные частотные характеристики сертифицируемого АРВ должны быть получены в диапазоне частот от 0,1 до 10 Гц с шагом по частоте не более 0,1 Гц в диапазоне частот от 0,1 до 2 Гц и не более 0,5 Гц в диапазоне частот от 2 до 10 Гц.

Г.6.4. Частотные характеристики для АРВ сильного действия синхронных генераторов с каналами стабилизации должны определяться

⁴ Только для АРВ сильного действия, в которых ток ротора, рассчитанный по диаграмме Потье, используется для формирования параметра стабилизации.

отдельно для каждого канала регулирования и стабилизации с учетом измерительных преобразователей каналов регулирования и стабилизации.

Г.6.5. Частотные характеристики АРВ сильного действия синхронных генераторов с системным стабилизатором должны определяться отдельно для регулятора напряжения и для каждого из каналов системного стабилизатора с учетом измерительных преобразователей каналов регулирования и стабилизации.

Г.6.6. Верификация цифровой модели АРВ сильного действия синхронных генераторов должна выполняться путем сравнения экспериментальных частотных характеристик сертифицированного АРВ с частотными характеристиками, рассчитанными на цифровой модели АРВ.

Г.6.7. Погрешность определения частотных характеристик, рассчитанных на цифровой модели АРВ, относительно экспериментальных частотных характеристик сертифицированного АРВ должна определяться по формуле:

$$\rho_i = \frac{|\Delta r_i| + |r_i \cdot \Delta \varphi_i|}{r_{max}} \times 100\%,$$

где:

i – точка экспериментальной частотной характеристики;

ρ_i – погрешность частотной характеристики цифровой модели в каждой i -той точке;

r_i – значение амплитуды амплитудно-частотной характеристики в каждой i -той точке;

Δr_i – отклонение значения амплитуды амплитудно-частотной характеристики цифровой модели от соответствующего значения амплитуды экспериментальной амплитудно-частотной характеристики в каждой i -той точке;

$\Delta \varphi_i$ – отклонение значения фазы фазочастотной характеристики цифровой модели от соответствующего значения фазы экспериментальной фазочастотной характеристики в каждой i -той точке (в радианах);

r_{max} – максимальное значение амплитуды экспериментальной амплитудно-частотной характеристики.

Г.6.8. Верифицированной цифровой моделью АРВ сильного действия синхронных генераторов является цифровая модель, у которой погрешность определения частотных характеристик для каждой точки в диапазоне частот от 0,1 до 10 Гц не превышает 10 %.

Приложение Д
(обязательное)
в редакции приказа
№ 225 от 14.07.2015

МЕТОДИКА проведения сертификационных испытаний автоматических регуляторов возбуждения сильного действия синхронных генераторов на математической модели энергосистемы с использованием ПАК РВ

Д.1. Область применения

Настоящая методика должна применяться при проведении сертификационных испытаний АРВ сильного действия синхронных генераторов для проверки на соответствие требованиям стандарта ОАО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.160.20.001-2012 «Требования к системам возбуждения и автоматическим регуляторам возбуждения сильного действия синхронных генераторов» на математической модели энергосистемы, созданной с использованием цифрового программно-аппаратного комплекса моделирования энергосистем в режиме реального времени (ПАК РВ) типа Real Time Digital Simulator (*RTDS*) или иного ПАК РВ, при обеспечении получения на нем переходных процессов, свойств математической модели и результатов сертификационных испытаний, аналогичных переходным процессам, свойствам математической модели и результатам сертификационных испытаний, полученным при использовании верифицированной математической модели, созданной в *RTDS*, или физической модели энергосистемы.

Аналогичность полученных результатов определяется ОАО «СО ЕЭС» по результатам процедуры допуска лица в качестве органа добровольной сертификации к проведению добровольной сертификации АРВ сильного действия синхронных генераторов в Системе добровольной сертификации ОАО «СО ЕЭС» (СДС «СО ЕЭС») с использованием соответствующего ПАК РВ.

Далее указанные ПАК РВ совместно именуются «*RTDS*».

Д.2. Этапность подготовки и проведения сертификационных испытаний АРВ сильного действия синхронных генераторов на *RTDS*

Сертификационные испытания АРВ сильного действия синхронных генераторов на *RTDS* должны проводиться на математической модели энергосистемы и содержать следующие этапы:

- разработка, настройка и подготовка математической модели энергосистемы (формирование математической модели);
- проведение сертификационных испытаний;

- анализ результатов сертификационных испытаний;
- создание цифровой модели сертифицированного АРВ сильного действия синхронных генераторов.

Д.3. Разработка, настройка и подготовка математической модели энергосистемы

Д.3.1. Общие положения

Д.3.1.1. Математическая модель энергосистемы – схема или набор схем, разработанные в программном обеспечении *RTDS*, включающие:

- модели синхронных генераторов, трансформаторов, линий электропередачи, комплексных нагрузок⁵, конденсаторных батарей, реакторов, шин неизменного напряжения, АРВ, систем возбуждения, регуляторов скорости, турбин;
- элементы, обеспечивающие возможность осуществлять ручное управление мощностью и возбуждением генераторов;
- элементы, обеспечивающие моделирование действия устройств и комплексов РЗА;
- элементы, обеспечивающие контроль и регистрацию параметров электроэнергетического режима.

Использование данной схемы (или набора схем) должно позволять:

- воспроизводить схемно-режимные условия, указанные на рис. Д.3 – Д.20. В случае использования одной схемы она должна иметь возможность осуществления необходимых для воспроизведения указанных схемно-режимных условий переключений. В случае использования набора схем состав элементов, входящих в схемы, должен определяться исходя из расположения коммутационных аппаратов. При необходимости уменьшения вычислительного оборудования, необходимого для создания схемы, замещение трансформаторов, находящихся на холостом ходе, должно выполняться статическими шунтами в соответствии с параметрами замещаемых трансформаторов. Эквивалентность преобразований должна быть подтверждена путем проверки соответствия электрических режимов работы замещаемых элементов и соответствующих статических шунтов;
- при сертификации АРВ сильного действия, работающих в составе бесщеточных систем возбуждения, воспроизводить все эксперименты программы испытаний, указанные в табл. Д.10;
- при сертификации АРВ сильного действия, работающих в составе статических систем возбуждения, воспроизводить все эксперименты программы испытаний, указанные в табл. Д.10, за исключением экспериментов 89 и 90;

⁵ Комплексная нагрузка – нагрузка, включающая шунтовую и асинхронную нагрузку.

- осуществлять подключение сертифицируемого АРВ сильного действия в соответствии с документацией завода-изготовителя к элементам *RTDS*, реализующим полную имитацию подключения АРВ сильного действия непосредственно к натурному генератору и его системе возбуждения в условиях энергосистемы, позволяющее обеспечивать адекватное функционирование АРВ сильного действия при выполнении всех экспериментов программы испытаний.

Д.3.1.2. Математическая модель энергосистемы должна обеспечивать реализацию в выходных сигналах по напряжениям фаз *A*, *B*, *C* статоров генераторов Г-1_1 и Г-1_3, поступающих к измерительным органам сертифицируемого АРВ сильного действия, выраженной третьей гармонике в мгновенных значениях на уровне 1,5%, колебания частот 16,67 и 25 Гц в действующих значениях на уровне 0,08%, составляющие обратной и нулевой последовательности на уровне 0,5% от текущего действующего значения напряжений статоров генераторов Г-1_1 и Г-1_3.

Д.3.1.3. В случае реализации математической модели энергосистемы в виде одной схемы и с учетом всех представленных в настоящей методике требований и рекомендаций по реализации моделей элементов аппаратная часть *RTDS* должна содержать не менее 2 расчетных стоек и 7 процессорных плат типа *PB5* (или соответствующее по вычислительным возможностям и реализации моделей количество расчетных плат другого типа) для выполнения сертификационных испытаний АРВ сильного действия, работающих в составе статических и/или бесщеточных систем возбуждения.

Д.3.1.4. Математическая модель энергосистемы при сертификационных испытаниях должна функционировать в режиме реального времени. Частота дискретизации расчета должна быть задана на уровне не менее чем 10 кГц.

Д.3.1.5. Математическая модель энергосистемы должна быть разработана в программном обеспечении *RTDS RSCAD* версии 4.001.

Д.3.2. Требования к моделям элементов математической модели энергосистемы

Д.3.2.1. Требования к моделям элементов распространяются на реализацию математической модели энергосистемы в виде одной схемы или набора схем.

Д.3.2.2. Общая схема математической модели энергосистемы приведена на рис. Д.1.

Д.3.2.3. Параметры моделей генераторов и типы их систем возбуждения, автоматических регуляторов возбуждения, турбин и регуляторов скорости представлены в табл. Д.3, Д.4 и примечаниях к ним.

Д.3.2.4. В качестве моделей генераторов Г-1_1, Г-1_3, Е-1_1 и Е-1_3 должны использоваться модели генераторов *Phase-Domain Synchronous Machine (PDSM) for internal faults (_rtds_PDSM_FLT_v2.def)*.

Д.3.2.5. В качестве моделей генераторов Г-2, Г-3, Г-4 должны использоваться модели генераторов *Phase-Domain Synchronous Machine*

(*PDSM*) for internal faults (*_rtds_PDSM_FLT_v2.def*) либо *Synchronous Machine Model with transformer and loads (lf_rtds_sharc_sld_MACV31)* без опциональных блочных трансформаторов. Выбор модели осуществляется органом по добровольной сертификации при разработке, настройке и подготовке математической модели энергосистемы.

Д.3.2.6. В качестве модели генератора Г-1_2 должна использоваться *Phase-Domain Synchronous Machine (PDSM) for internal faults (_rtds_PDSM_FLT_v2.def)* либо *Synchronous Machine Model with transformer and loads (lf_rtds_sharc_sld_MACV31)* без опционального блочного трансформатора или с опциональным блочным трансформатором. Выбор модели осуществляется органом по добровольной сертификации при разработке, настройке и подготовке математической модели энергосистемы.

Д.3.2.7. Параметры моделей трансформаторов приведены в табл. Д.5 и примечаниях к этой таблице. Допускается использовать любые модели трехфазных блочных трансформаторов библиотеки моделей *RTDS*, воспроизводящие указанные в табл. Д.5 режимные характеристики.

Д.3.2.8. Параметры моделей шунтов (*lf_rtds_sharc_sld_SHUNTRLC* или аналогичные) приведены в табл. Д.6.

Д.3.2.9. Сопротивление каждой фазы шунта короткого замыкания должно быть равно 0,453 Ом (на напряжении 500 кВ).

Д.3.2.10. Параметры моделей асинхронных двигателей (*lf_rtds_risc_sld_INDM*) приведены в табл. Д.7.

Д.3.2.11. Параметры моделей линий электропередачи и соединительных элементов, требования и рекомендации по выбору их типа приведены в табл. Д.1. и примечаниях к ней.

Д.3.2.12. Параметры моделей конденсаторных батарей (*lf_rtds_sharc_sld_BRKRLC* или аналогичные) приведены в табл. Д.2 и примечаниях к ней.

Д.3.2.13. В качестве модели шин неизменного напряжения должна использоваться модель шин неизменного напряжения *Source Model* из библиотеки *RTDS (lf_rtds_sharc_sld_SRC)*.

Д.3.2.14. Параметры модели насыщающегося реактора и требования по выбору ее типа приведены в табл. Д.9.

Д.3.2.15. При выполнении сертификации АРВ сильного действия, работающих в составе статических систем возбуждения, к выводам обмоток возбуждения моделей генераторов Г-1_1 и Г-1_3 должны быть подключены математические модели статических систем возбуждения. При выполнении сертификации АРВ сильного действия, работающих в составе бесщеточных систем возбуждения, к выводам обмоток возбуждения моделей генераторов Г-1_1 и Г-1_3 должны быть подключены математические модели бесщеточных систем возбуждения.

Д.3.2.16. В качестве математических моделей статических систем возбуждения синхронных генераторов Г-1_1 и Г-1_3 должны использоваться стандартные математические модели тиристорных трехфазных мостов

(тиристорных преобразователей) библиотеки *RTDS*, моделирование которых выполняется с использованием уравнений электрических цепей (*Power System Components*). Для этой цели должна использоваться модель *rtds_vsc_HVDC6P* либо *lf_rtds_sld_VGRP6*. В качестве математической модели источника напряжения для математических моделей тиристорных преобразователей должна использоваться модель независимого источника трехфазного переменного напряжения (*lf_rtds_sharc_sld_SRC*).

Д.3.2.17. Величина входного переменного напряжения математической модели независимого источника трехфазного напряжения тиристорных преобразователей статических систем возбуждения должна обеспечивать напряжение возбуждения генератора-возбудителя равное $2,0 \cdot U_{f_ном}$ при мгновенном изменении угла управления тиристорами к значению $(0-5)^\circ$ в номинальном режиме работы генератора, где $U_{f_ном}$ – номинальное напряжение возбуждения генератора.

Д.3.2.18. Каждая из математических моделей бесщеточных систем возбуждения синхронных генераторов Г-1_1, Г-1_3 должна включать следующие элементы: трехфазный источник напряжения (*lf_rtds_sharc_sld_SRC*), тиристорный преобразователь (*lf_rtds_sharc_sld_VGRP6* или *rtds_vsc_HVDC6P*), генератор-возбудитель⁶ (*_rtds_PDSM_FLT_v2.def*), диодный мост (*lf_rtds_sharc_sld_VGRP6* или *rtds_vsc_HVDC6P*). Трехфазный источник напряжения должен использоваться в качестве источника питания тиристорного преобразователя. Выходное напряжение тиристорного преобразователя должно быть подключено к обмотке возбуждения генератора-возбудителя. Напряжение статора генератора-возбудителя должно использоваться для электроснабжения математической модели диодного моста, выходное напряжение которого должно быть подключено к обмотке возбуждения синхронного генератора. Принципиальная схема приведена на рис. Д.2.б.

Д.3.2.19. Величина входного переменного напряжения моделей тиристорных преобразователей бесщеточных систем возбуждения должна обеспечивать напряжение возбуждения генератора-возбудителя, равное $7,4 \cdot U_{ff_ном}$ при мгновенном изменении угла управления тиристорами к значению $(0-5)^\circ$ в номинальном режиме работы генераторов (Г-1_1 либо Г-1_3 соответственно), где $U_{ff_ном}$ – напряжение возбуждения генератора-возбудителя, соответствующее номинальному режиму работы основного генератора (Г-1_1 и Г-1_3 соответственно).

Д.3.3. Модели турбин, автоматических регуляторов возбуждения синхронных генераторов, автоматических регуляторов скорости турбин, момента сопротивления на валу асинхронного двигателя

Д.3.3.1. Модели автоматических регуляторов возбуждения и систем возбуждения синхронных генераторов должны состоять из

⁶ Генераторы-возбудители – генераторы Е-1_1 и Е-1_3 для генераторов Г-1_1 и Г-1_3 соответственно.

пропорционально-дифференциального регулятора напряжения, каналов внутренней и системной стабилизации в соответствии со схемой, приведенной на рис. Д.2.а и табл. Д.8.

Д.3.3.2. Модели регуляторов скорости совместно с моделями турбин генераторов Г-1_1, Г-1_2, Г-1_3, Г-2 и Г-3 должны описываться следующим выражением (тип 1):

$$M_{\tau} = (-dW) \cdot K_{dW} + M_{уст}, \quad (\text{Д.1})$$

где: dW – отклонение скорости вращения генератора от номинальной (о.е.),
 $K_{dW} = 1,0$ – коэффициент усиления для Г-1_1, Г-1_2, Г-1_3, Г-3,
 $K_{dW} = 0,1$ – коэффициент усиления для Г-2.
 $K_{dW} = 0,07$ – коэффициент усиления для Г-4 при ручном управлении мощностью.

В качестве модели регулятора скорости Г-4 должна использоваться модель, работа которой описывается выражением (тип 2):

$$M_{\tau} = (-dW) \cdot K_{dW}, \quad (\text{Д.2})$$

где: dW – отклонение скорости вращения генератора от номинальной (о.е.),
 $K_{dW} = 2,0$ – коэффициент усиления.

Скорость вращения роторов математических моделей генераторов-возбудителей Е-1_1 и Е-1_3 должна быть равна скоростям вращения роторов математических моделей генераторов Г-1_1 и Г-1_3 (тип 3).

Д.3.3.3. Момент сопротивления на валу асинхронных двигателей должен описываться следующим выражением:

$$M_c = const, \quad (\text{Д.3})$$

где M_c – момент сопротивления,
 $const$ – константа, определяемая требуемым электроэнергетическим режимом работы двигателя.

Д.3.4. Система контроля и регистрации параметров электроэнергетического режима

Д.3.4.1. Математическая модель энергосистемы должна быть оснащена системой контроля и регистрации параметров электроэнергетического режима.

Д.3.4.2. Система контроля параметров электроэнергетического режима должна обеспечивать измерение и визуализацию напряжений во всех узлах и потоках активной и реактивной мощности во всех ветвях схемы.

Д.3.4.3. Система регистрации параметров электроэнергетического режима должна обеспечивать одновременную синхронизированную по времени регистрацию следующих параметров электроэнергетического режима:

- потоки активной мощности по линиям электропередачи Л-1 [P_1-3], Л-2 и Л-3 [P_1-2], Л-4 и Л-5 [P_1-4];
- активная и реактивная мощности генераторов Г-1_1 [P_Г-1_1, Q_Г-1_1], Г-1_2 [P_Г-1_2, Q_Г-1_2] и Г-1_3 [P_Г-1_3, Q_Г-1_3];
- напряжения статора генераторов Г-1_1 [U_Г-1_1], Г-1_2 [U_Г-1_2], Г-1_3 [U_Г-1_3];
- напряжения возбуждения генераторов Г-1_1 [Uf_Г-1_1], Г-1_2 [Uf_Г-1_2], Г-1_3 [Uf_Г-1_3];

- токи возбуждения генераторов Г-1_1 [$I_{f_Г-1_1}$], Г-1_2 [$I_{f_Г-1_2}$], Г-1_3 [$I_{f_Г-1_3}$];
- напряжения фаз А [U_{1a}], В [U_{1b}] и С [U_{1c}] на шинах 500 кВ узла 1;
- частота электрического тока в узле 1 [df];
- относительный угол между напряжением статора генератора Г-1_1 (Г-1_3) и напряжением узла 4 [δ_{1-4}];
- относительный угол между напряжением статора Г-3 и напряжением статора Г-1_1;
- относительный угол между напряжением статора Г-2 и напряжением статора генератора Г-1_1.

При сертификации АРВ сильного действия, работающих в составе бесщеточных систем возбуждения, дополнительно должна выполняться регистрация следующих параметров:

- напряжения статора генераторов Е-1_1 [U_{-e-1_1}], Е-1_3 [U_{-e-1_3}];
- напряжения возбуждения генераторов Е-1_1 [$U_{f_e-1_1}$ или $U_{ff_Г-1_1}$], Е-1_3 [$U_{f_e-1_3}$ или $U_{ff_Г-1_3}$];
- токи возбуждения генераторов Е-1_1 [$I_{f_e-1_1}$ или $I_{ff_Г-1_1}$], Е-1_3 [$I_{f_e-1_3}$ или $I_{ff_Г-1_3}$];
- ток ротора генератора Г-1_1, рассчитанный с использованием диаграммы Потье (сигнал подается от сертифицируемого АРВ) [$I_{f_Потье}$].

Д.3.4.4. Система регистрации параметров электроэнергетического режима должна обеспечивать:

- измерение фиксируемых параметров электроэнергетического режима с дискретностью не более 1 мс;
- запись фиксируемых параметров электроэнергетического режима с дискретностью не более 20 мс;
- запись фиксируемых параметров электроэнергетического режима в течение не менее 180 с.

Д.3.5. Подключение сертифицируемого АРВ сильного действия к математической модели синхронного генератора

Д.3.5.1. Подключение сертифицируемого АРВ сильного действия к математической модели синхронного генератора должно осуществляться в соответствии с документацией завода – изготовителя АРВ. Подключение должно обеспечивать адекватное функционирование АРВ при выполнении всех экспериментов программы испытаний.

Подпункты Д.3.5.2–Д.3.5.4 настоящей методики предусматривают общие рекомендации по составу оборудования *RTDS* для выполнения подключения сертифицируемых АРВ и проведения сертификационных испытаний.

Д.3.5.2. Для обеспечения возможности подключения промышленных образцов АРВ к математической модели энергосистемы рекомендуется иметь возможность выдачи с помощью усилителей не менее 12 сигналов по напряжению (порядка 100 В линейного напряжения в номинальном режиме

работы модели генератора), не менее 12 сигналов по току (порядка 5 А в фазе в номинальном режиме работы генератора, а также соответствующие созданной математической модели энергосистемы значения токов при выполнении экспериментов).

Д.3.5.3. Для обеспечения возможности подключения промышленных образцов АРВ к математической модели энергосистемы рекомендуется иметь возможность выдачи с помощью плат аналогового вывода *RTDS* не менее 24 аналоговых сигналов по напряжению (± 10 В или более).

Д.3.5.4. Для обеспечения возможности подключения промышленных образцов АРВ к математической модели энергосистемы рекомендуется иметь возможность выдачи с помощью устройств дискретного вывода *RTDS* не менее 10 дискретных сигналов (по напряжению и/или сухих контактов).

Д.3.5.5. Управление моделями тиристорных преобразователей статических и бесщеточных систем возбуждения генераторов Г-1_1 и Г-1_3 должно осуществляться с использованием импульсного выхода АРВ. Это требует наличия возможности приема не менее 12 дискретных сигналов с помощью плат дискретного ввода *RTDS*.

Таблица Д.1. Параметры моделей линий электропередачи и электрических связей

| Номера узлов примыкания | Обозначение линии/связи | $X_1,$ | $R_1,$ |
|-------------------------|-------------------------|--------|--------|
| | | Ом | Ом |
| 1-3 | Л-1 | 101 | 3,6 |
| 1-2 | Л-2 | 49,3 | 2,6 |
| | Л-3 | 99,9 | 6,8 |
| 1-4 | Л-4 | 24,7 | 1,2 |
| | Л-5 | 100,6 | 5,2 |
| 3-4 | Л-6 | 50,9 | 2,5 |
| 2-4 | Л-7 | 51,3 | 4,5 |
| Т-1_1-В – 1 | ЛС-Т-1_1 | – | 0,52 |
| Т-1_2-В – 1 | ЛС-Т-1_2 | – | 0,57 |
| Т-1_3-В – 1 | ЛС-Т-1_3 | – | 0,42 |
| Т-Н-1_1-В – 1 | ЛС-Т-Н-1_1 | – | 0,59 |
| Т-Н-1_2-В – 1 | ЛС-Т-Н-1_2 | – | 0,62 |
| Т-2-В – 2 | ЛС-Т-2 | – | 0,46 |
| Т-3-В – 3 | ЛС-Т-3 | – | 0,56 |
| Т-4-В – 4 | ЛС-Т-4 | – | 0,42 |
| ШНН – 4 | ЛС-ШНН | 7,54 | 0,42 |

Обозначения, используемые в табл. Д.1:

R_1 – активное сопротивление прямой последовательности линии/связи;

X_1 – индуктивное сопротивление прямой последовательности линии/связи.

Примечание:

- в качестве моделей линий электропередачи и связей должны использоваться модели *rtds_sharc_RLBKR* или аналогичные (например, *lf_rtds_sharc_sld_SERIESRLC*).

Таблица Д.2. Параметры моделей конденсаторных батарей

| Название | $U_{\text{ном}}$ | $Q_{\text{ш}}$ |
|-----------|------------------|----------------|
| | кВ | Мвар |
| <i>C1</i> | 500 | 188 |
| <i>C2</i> | 500 | 966 |
| <i>C3</i> | 500 | 984 |

Обозначения, используемые в табл. Д.2:

$U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение конденсаторной батареи;

$Q_{\text{ш}}$ – номинальная реактивная мощность, выдаваемая конденсаторной батареей.

Примечание: в ветвь треугольника конденсаторной батареи *C3* помимо конденсатора должно быть включено активное сопротивление, равное 1,68 Ом.

Таблица Д.3. Параметры моделей синхронных генераторов

| Параметр | Ед. изм. | Значение | | | | | | | |
|------------------------|----------|-------------|--------|-------------|-------|-------|--------|---------|--------|
| | | Г-1_1 | Г-1_2 | Г-1_3 | Г-2 | Г-3 | Г-4 | Е-1_1 | Е-1_3 |
| Название | - | Г-1_1 | Г-1_2 | Г-1_3 | Г-2 | Г-3 | Г-4 | Е-1_1 | Е-1_3 |
| Модель СВ ¹ | - | СТН/ БСВ | - | СТН/ БСВ | - | - | - | - | - |
| Модель АРВ | - | - | АРВ-СД | - | АРВ-П | АРВ-П | АРВ-П | - | - |
| Модель турбины и РС | - | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 2 | 3 | 3 |
| $S_{\text{ном}}$ | МВА | 2500 | 2500 | 2500 | 9000 | 2500 | 125000 | 257,678 | 267,46 |
| $U_{\text{ном}}$ | кВ | 210 | 210 | 210 | 230 | 230 | 230 | 74,32 | 72,46 |
| $\cos\varphi$ | - | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | - | - |
| X_a | о.е. | 0,065 | 0,056 | 0,062 | 0,06 | 0,053 | 0,593 | 0,056 | 0,060 |
| X_d | о.е. | 1,885 | 1,629 | 1,846 | 1,049 | 1,334 | 10,373 | 0,453 | 0,460 |
| X_d' | о.е. | 0,184 | 0,186 | 0,204 | 0,287 | 0,143 | 2,838 | 0,143 | 0,154 |
| X_d'' | о.е. | 0,098 | 0,084 | 0,093 | 0,09 | 0,079 | 0,89 | 0,084 | 0,090 |
| X_q | о.е. | 1,650 | 1,010 | 1,777 | 0,900 | 1,181 | 6,685 | 0,400 | 0,443 |
| X_q'' | о.е. | 0,112 | 0,097 | 0,106 | 0,110 | 0,09 | 1,088 | 0,106 | 0,103 |
| R_a | о.е. | 0,02 | 0,04 | 0,029 | 0,012 | 0,027 | 0,366 | 0,043 | 0,029 |
| T_{d0}' | о.е. | 8,125 | 5,924 | 8,55 | 7,198 | 5,574 | 1,817 | 0,943 | 0,955 |
| T_{d0}'' | о.е. | 0,042 | 0,043 | 0,053 | 0,092 | 0,039 | 0,092 | 0,045 | 0,062 |
| T_{q0}'' | о.е. | 0,06 | 0,062 | 0,076 | 0,110 | 0,056 | 0,131 | 0,060 | 0,083 |
| X_0 | о.е. | 0,130 | 0,010 | 0,130 | 0,130 | 0,130 | 0,130 | 0,130 | 0,130 |
| T_J | с | 6,700 | 5,600 | 6,000 | 6,900 | 8,400 | 0,960 | - | - |
| D | о.е. | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | - | - |

Обозначения, используемые в табл. Д.3:

$S_{\text{ном}}$ – номинальная полная мощность генератора;

$U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение статора генератора;

$\cos\varphi$ – номинальный коэффициент мощности генератора;

X_a – сопротивление рассеивания статора;

X_d – ненасыщенное продольное синхронное индуктивное сопротивление обмотки статора;

X_d' – ненасыщенное продольное переходное индуктивное сопротивление обмотки статора;

X_d'' – ненасыщенное продольное сверхпереходное индуктивное сопротивление обмотки статора;

X_q – ненасыщенное поперечное синхронное индуктивное сопротивление обмотки статора;

X_q'' – ненасыщенное поперечное сверхпереходное индуктивное сопротивление обмотки статора;

R_a – активное сопротивление обмотки статора;

¹ В зависимости от типа сертифицируемого АРВ.

T_{d0}' – постоянная времени затухания переходных составляющих токов ротора в продольной оси при разомкнутой обмотке статора (ненасыщенное значение);

T_{d0}'' – постоянная времени затухания сверхпереходных составляющих токов ротора в продольной оси при разомкнутой обмотке статора (ненасыщенное значение);

T_{q0}'' – постоянная времени затухания сверхпереходных составляющих токов ротора в поперечной оси при разомкнутой обмотке статора (ненасыщенное значение);

X_0 – индуктивное сопротивление нулевой последовательности генератора;

T_J – механическая инерционная постоянная агрегата (генератора и турбины);

D – собственный коэффициент демпфирования агрегата (генератора и турбины);

БСВ – бесщеточная система возбуждения;

АРВ-СД – автоматический регулятор возбуждения сильного действия;

АРВ-П – автоматический регулятор возбуждения пропорционального действия;

СТН – статическая тиристорная независимая система возбуждения.

Примечание: тип модели турбины и РС см. раздел Д.3.3.

Таблица Д.4. Характеристики насыщения моделей синхронных генераторов

| Точки Название генератора | Характеристика ($i_f; U_T$) (е.в.х.х., о.е.с.) | | | | | | | | | |
|------------------------------|--|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| Г-1_1 | 0,000 | 0,376 | 0,518 | 0,609 | 1,000 | 1,088 | 1,192 | 1,373 | 1,762 | - |
| | 0,000 | 0,439 | 0,588 | 0,678 | 1,000 | 1,069 | 1,133 | 1,227 | 1,340 | |
| Г-1_2 | Коэффициенты насыщения $SE10 = 0,0875$; $SE12 = 0,1875$ | | | | | | | | | |
| Г-1_3 | 0,000 | 0,303 | 0,606 | 1,000 | 1,212 | 1,394 | - | - | - | - |
| | 0,000 | 0,351 | 0,660 | 1,000 | 1,154 | 1,270 | - | - | - | - |
| Г-2 | Коэффициенты насыщения $SE10 = 0,2420$; $SE12 = 0,5620$ | | | | | | | | | |
| Г-3 | Коэффициенты насыщения $SE10 = 0,1375$; $SE12 = 0,2875$ | | | | | | | | | |
| Е-1_1 | 0,000 | 0,100 | 0,400 | 1,000 | 1,500 | 2,000 | 3,000 | 4,000 | 5,700 | 13,35 |
| | 0,000 | 0,112 | 0,437 | 1,032 | 1,474 | 1,870 | 2,540 | 3,064 | 3,686 | 5,191 |
| Е-1_3 | 0,000 | 0,030 | 0,091 | 0,100 | 0,200 | 0,300 | 0,400 | 0,500 | 0,600 | - |
| | 0,000 | 0,343 | 1,000 | 1,088 | 2,012 | 2,770 | 3,355 | 3,765 | 3,995 | |
| Г-4 | Коэффициенты насыщения $SE10 = 0,0620$; $SE12 = 0,2260$ | | | | | | | | | |

Обозначения, используемые в табл. Д.4:

$SE10$ – разница токов возбуждения, необходимых для поддержания напряжения генератора, равного 1,0 о.е., на холостом ходу при характеристике без насыщения и характеристике с насыщением;

$SE12$ – разница токов возбуждения, необходимых для поддержания напряжения генератора, равного 1,2 о.е., на холостом ходу при характеристике без насыщения и характеристике с насыщением.

Таблица Д.5. Параметры моделей трансформаторов

| Название | $S_{ном}$ | U_B | U_H | P_x | P_k | u_k | I_x |
|----------|-----------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| | МВА | кВ | кВ | МВт | МВт | % | % |
| Т-1_1 | 2000 | 500 | 212,5 | 52,5 | 22,5 | 12,72 | 3,62 |
| Т-1_2 | 2000 | 500 | 211,5 | 70,5 | 26,8 | 12,13 | 4,22 |
| Т-1_3 | 2000 | 500 | 213,3 | 30,97 | 18,33 | 12,85 | 1,95 |
| Т-2 | 2000 | 500 | 220,0 | 108,5 | 6,8 | 4,09 | 7,36 |
| Т-3 | 2000 | 500 | 233,5 | 84,0 | 57,0 | 10,34 | 5,69 |
| Т-4 | 50000 | 500 | 233,0 | 110,7 | 2941 | 66,76 | 0,285 |
| Т-Н-1_1 | 1600 | 500 | 234 | 75,0 | 19,8 | 2,13 | 9,48 |
| Т-Н-1_2 | 1600 | 500 | 230 | 75,0 | 17,8 | 1,87 | 9,84 |

Обозначения, используемые в табл. Д.5:

$S_{ном}$ – номинальная полная мощность трансформатора;

U_B – номинальное напряжение высокой стороны трансформатора;
 U_H – номинальное напряжение низкой стороны трансформатора;
 I_x – ток холостого хода трансформатора;
 P_x – потери холостого хода трансформатора;
 u_k – напряжение короткого замыкания трансформатора;
 P_k – потери короткого замыкания трансформатора.

Таблица Д.6. Параметры моделей шунтов

| Название | $U_{ном}$ | $P_{ш}$ | $Q_{ш}$ |
|--------------|-----------|---------|---------|
| | кВ | МВт | Мвар |
| R-1_1 | 230 | 416 | - |
| R-1_2 | 230 | 222 | - |
| R-2 | 230 | 2645 | 163 |
| R-3 | 230 | 771 | 115 |
| R-4 | 230 | 3027 | 225 |

Обозначения, используемые в табл. Д.6:

$U_{ном}$ – номинальное напряжение шунта;
 $P_{ш}$ – номинальная активная мощность, потребляемая шунтом;
 $Q_{ш}$ – номинальная реактивная мощность, потребляемая шунтом.

Таблица Д.7. Параметры моделей асинхронных двигателей

| Название | $U_{ном}$ | $P_{ном}$ | $n_{ном}$ | КПД | $\cos\varphi_{ном}$ | $K_{пуск}$ | $M_{пуск}$ | M_{max} | T_J | D |
|----------|-----------|-----------|-----------|------|---------------------|------------|------------|-----------|-------|------|
| | кВ | МВт | об/мин | % | - | о.е. | о.е. | о.е. | с | о.е. |
| Д-1_1 | 220 | 1120 | 1420 | 83,5 | 0,84 | 6,0 | 1,9 | 2,2 | 1,08 | 0,0 |
| Д-1_2 | 220 | 680 | 1420 | 81,5 | 0,82 | 5,5 | 1,7 | 2,0 | 0,36 | 0,0 |
| Д-2 | 220 | 2800 | 1440 | 86,0 | 0,84 | 6,5 | 1,5 | 2,0 | 0,48 | 0,0 |
| Д-3 | 220 | 1800 | 1440 | 88,5 | 0,85 | 6,0 | 1,4 | 2,0 | 0,536 | 0,0 |
| Д-4 | 220 | 5600 | 1450 | 88,5 | 0,88 | 5,0 | 1,3 | 2,0 | 0,84 | 0,0 |

Обозначения, используемые в табл. Д.7:

$U_{ном}$ – номинальное напряжение асинхронного двигателя;
 $P_{ном}$ – номинальная активная мощность асинхронного двигателя;
 $n_{ном}$ – номинальная скорость вращения асинхронного двигателя;
 КПД – коэффициент полезного действия асинхронного двигателя;
 $\cos\varphi_{ном}$ – номинальный коэффициент мощности асинхронного двигателя;
 $K_{пуск}$ – кратность пускового тока асинхронного двигателя;
 $M_{пуск}$ – кратность пускового момента асинхронного двигателя;
 M_{max} – кратность максимального момента асинхронного двигателя;
 T_J – механическая инерционная постоянная агрегата (двигателя и нагрузки на его валу);
 D – собственный коэффициент демпфирования агрегата (двигателя и нагрузки на его валу).

Таблица Д.8. Параметры моделей автоматических регуляторов возбуждения (коэффициенты усиления и потолочные значения)

| Название | K_{ou} | K_{iu} | K_{of} | K_{if} | K_{iif} | $U_{f_downlim}$ | U_{f_uplim} |
|--------------|---------------|-----------------|-----------|-------------|-------------------|------------------|----------------|
| | е.в.н./е.н.с. | е.в.н./е.н.с./с | е.в.н./Гц | е.в.н./Гц/с | е.в.н./е.в.н.р./с | е.в.н. | е.в.н. |
| АРВ-СД Г-1_2 | 50 | 4,7 | 2,0 | 3,1 | 0,7 | -1,7 | 1,72 |
| АРВ-П Г-2 | 1,0 | - | - | - | - | -0,15 | 2,10 |
| АРВ-П Г-3 | 25,0 | - | - | - | - | 0,06 | 2,50 |
| АРВ-П Г-4 | 5,0 | - | - | - | - | 0,0 | 0,2 |

Обозначения, используемые в табл. Д.8:

K_{ou} – коэффициент усиления пропорционального канала регулятора напряжения (по отклонению напряжения);
 K_{iu} – коэффициент усиления дифференциального канала регулятора напряжения (по производной напряжения);

K_{of} – коэффициент усиления канала системной стабилизации по частоте напряжения;
 K_{if} – коэффициент усиления канала системной стабилизации по производной частоты напряжения;
 K_{iif} – коэффициент усиления канала внутренней стабилизации по производной тока ротора;
 U_{f_uplim} – верхнее потолочное значение напряжения возбуждения;
 $U_{f_downlim}$ – нижнее потолочное значение напряжения возбуждения.

Таблица Д.9. Параметры реактора P-1

| Параметр | Ед. изм. | Значение |
|----------------------------------|----------|--------------------------------|
| Название | - | P-1 |
| Модель | - | <i>rtds_udc_SAT4</i> |
| Тип соед. | - | Звезда с заземленной нейтралью |
| L | Гн | 100 |
| R_s | Ом | 0,0 |
| $U_{ном_Л-Н}$ | кВ | 288,675 |
| L_{air} | Гн | 0,3 |
| $Knee_{NL}$ | о.е. | 1,074 |
| T_i | с | 5 |
| $Loop_{NL}$ | % | 0,0 |
| Edl_{NL} | % | 0,0001 |
| Lf_{NL} | Гн | 10^6 |
| $sharp_{NL}$ | - | 0 |
| ND_{NL} | - | 0,1 |

Обозначения, используемые в табл. Д.9:

L – индуктивность реактора при токе реактора, не вызывающем насыщение;

R_s – активное сопротивление реактора;

$U_{ном_Л-Н}$ – номинальное фазное напряжение реактора;

L_{air} – индуктивность реактора при токе реактора, вызывающем насыщение;

$Knee_{NL}$ – напряжение насыщения реактора;

T_i – постоянная времени, характеризующая изменение напряжения в переходных процессах, вызывающих насыщение реактора;

$Loop_{NL}$ – ширина петли гистерезиса;

Edl_{NL} – величина потерь, вызванных вихревыми токами;

Lf_{NL} – постоянная часть индуктивности реактора;

$sharp_{NL}$ – расчетный параметр, характеризующий расчетную характеристику намагничивания;

ND_{NL} – расчетный параметр.

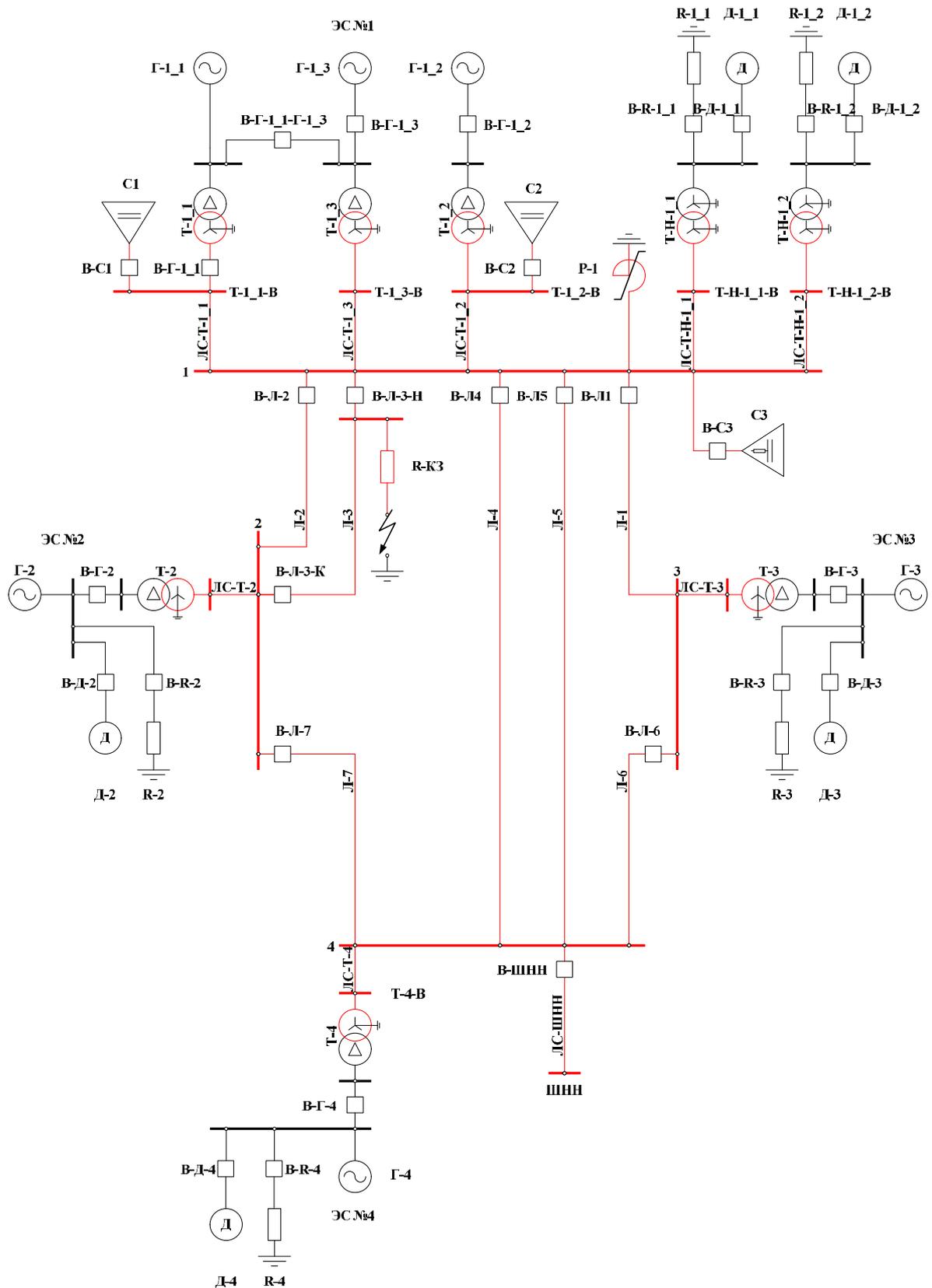
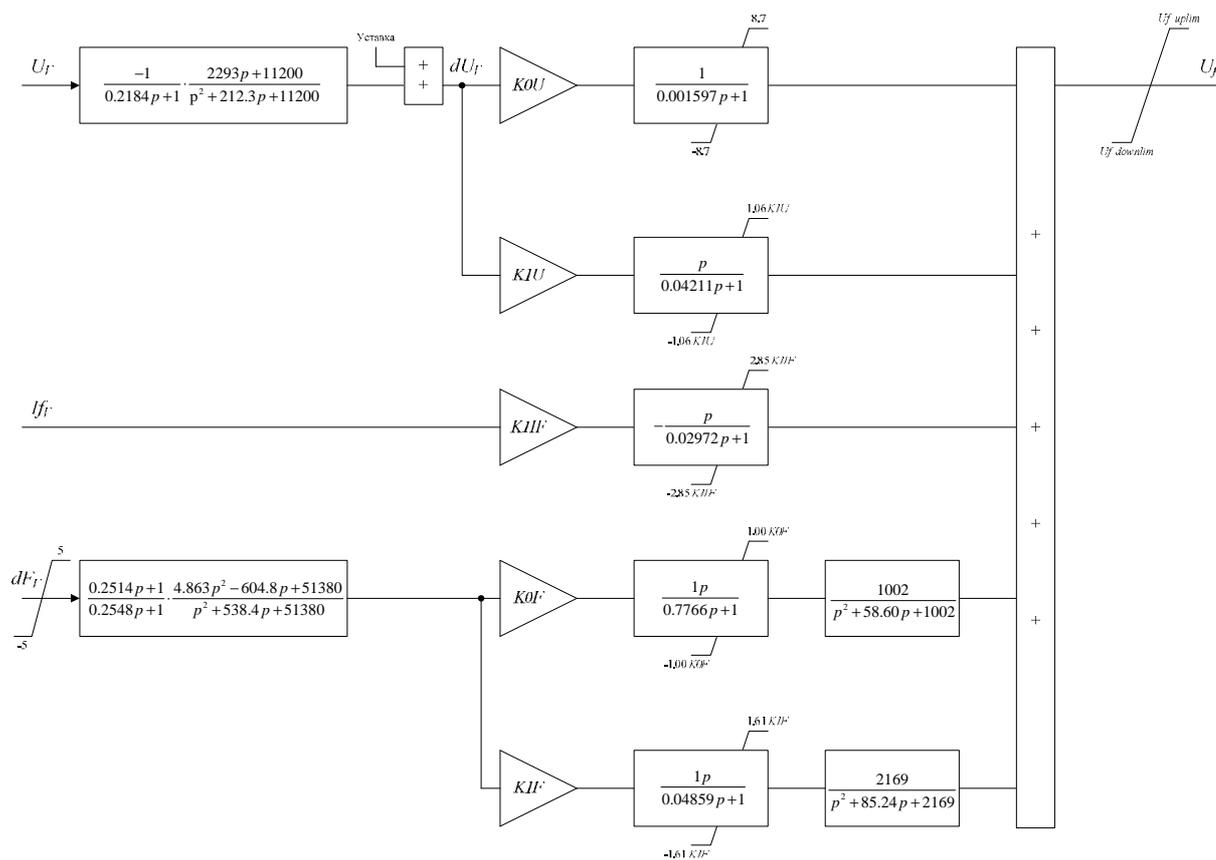
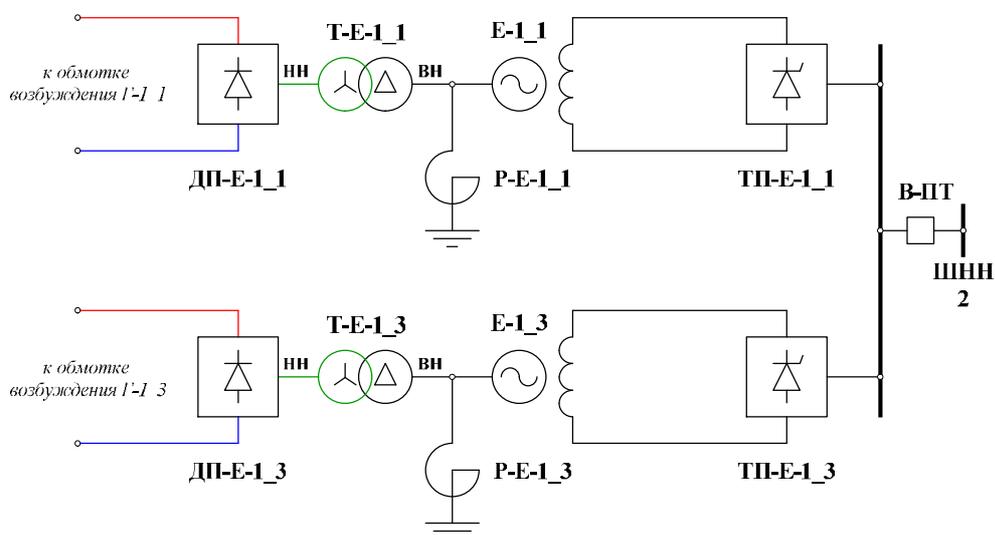


Рис. Д.1. Общая схема математической модели энергосистемы
 (Электрическая станция (ЭС), генератор (Г), трансформатор (Т), асинхронный двигатель нагрузки (Д), активный шунт нагрузки (R), линия электропередачи (Л), емкость (C), выключатель (В), шины неизменного напряжения (ШНН), трансформатор нагрузки (Т-Н)), ЛС – соединительные элементы



а)



б)

Рис. Д.2. Математическая модель автоматического регулятора сильного действия (АРВ-СД) и принципиальная схема моделей бесщеточных систем возбуждения для сертификации²

U_G – напряжение статора генератора, полученное с помощью безынерционных измерителей (е.н.с.);

I_{fG} – ток возбуждения генератора (е.в.н.);

² Математическая модель АРВ-П получается из математической модели АРВ-СД подстановкой соответствующих коэффициентов, приведенных в табл. Д.8.

dF_{Γ} – отклонение частоты напряжения статора генератора (Гц);

U_f – напряжение возбуждения генератора (е.в.н.);

p – оператор Лапласа;

ТП-Е-1_1 и ТП-Е-1_3 – тиристорные преобразователи;

ДП-Е-1_1 и ДП-Е-1_3 – диодные преобразователи;

Р-Е-1_1 и Р-Е-1_3 – реакторы;

Т-Е-1_1 и Т-Е-1_3 – согласующие трансформаторы.

Примечания:

- параметры Р-Е-1_1: индуктивность реактора равна 0,06358 Гн, активное сопротивление – 1 Ом;

- параметры Р-Е-1_3: индуктивность реактора равна 0,06224Гн, активное сопротивление – 0,8175 Ом;

- параметры Т-Е-1_1 и Т-Е-1_3: напряжение высшей стороны равно 220 кВ, низшей стороны – 28,23 кВ, номинальная полная мощность 228 МВА, индуктивное сопротивление прямой последовательности трансформатора 0,01 о.е., потери холостого хода трансформатора 0,001 о.е., реактивные токи холостого хода – 0,1 %.

Д.4. Проведение сертификационных испытаний

Д.4.1. Схемно-режимные условия проведения сертификационных испытаний

Д.4.1.1. Сертификационные испытания с использованием математической модели энергосистемы должны проводиться в схемно-режимных условиях, приведенных на рис. Д.3 – Д.20.

Схема 1. Режим 1

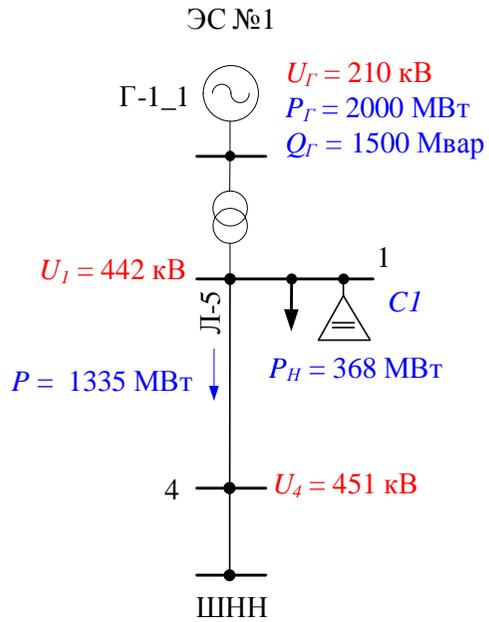


Рис. Д.3

Схема 1. Режим 2

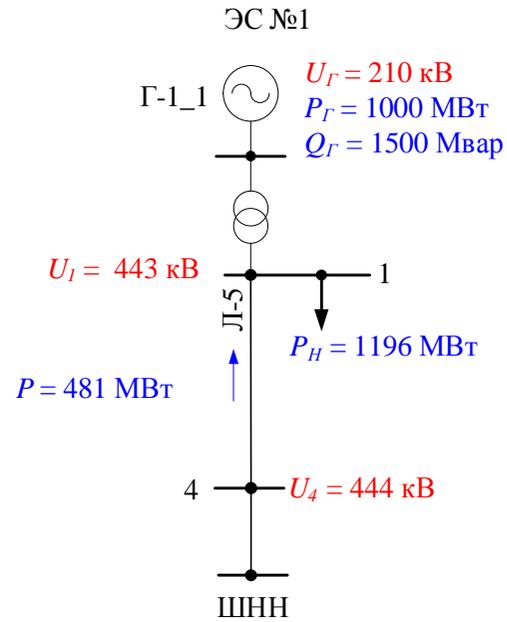


Рис. Д.4

Схема 1. Режим 3

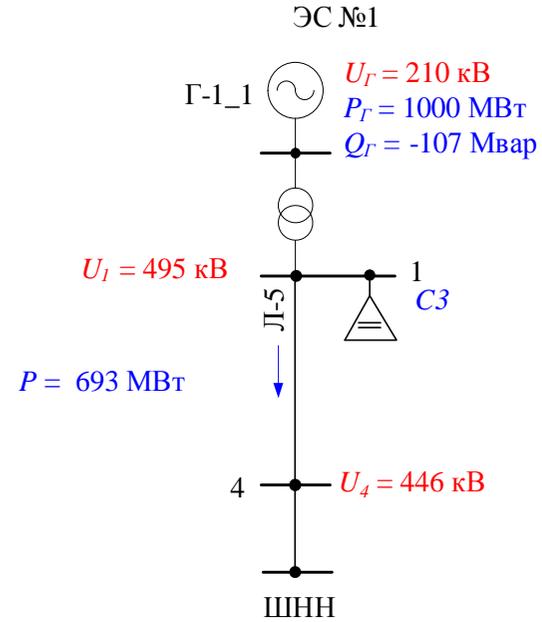


Рис. Д.5

Схема 2.1. Режим 4

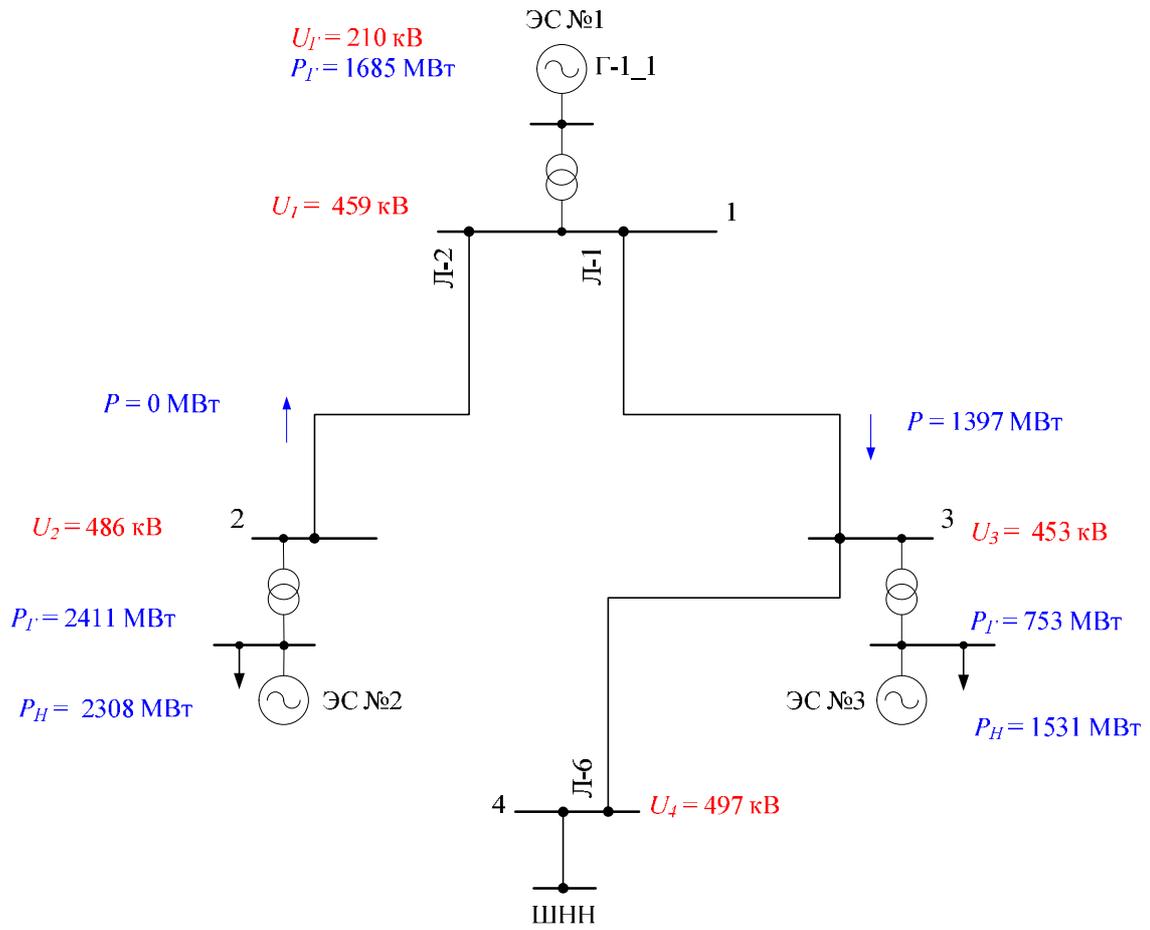


Рис. Д.6

Схема 2.2. Режим 4

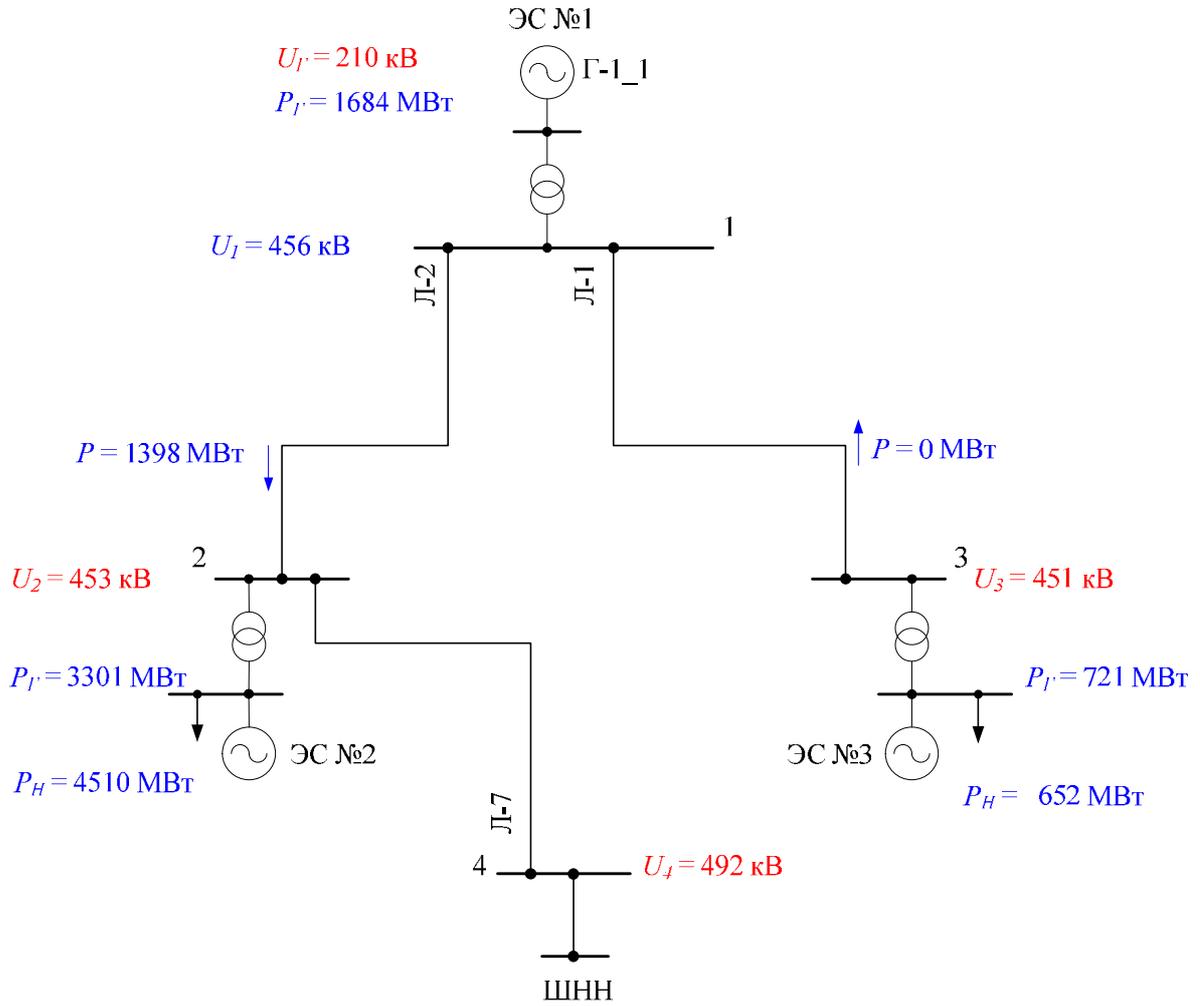


Рис. Д.7

Схема 3. Режим 5

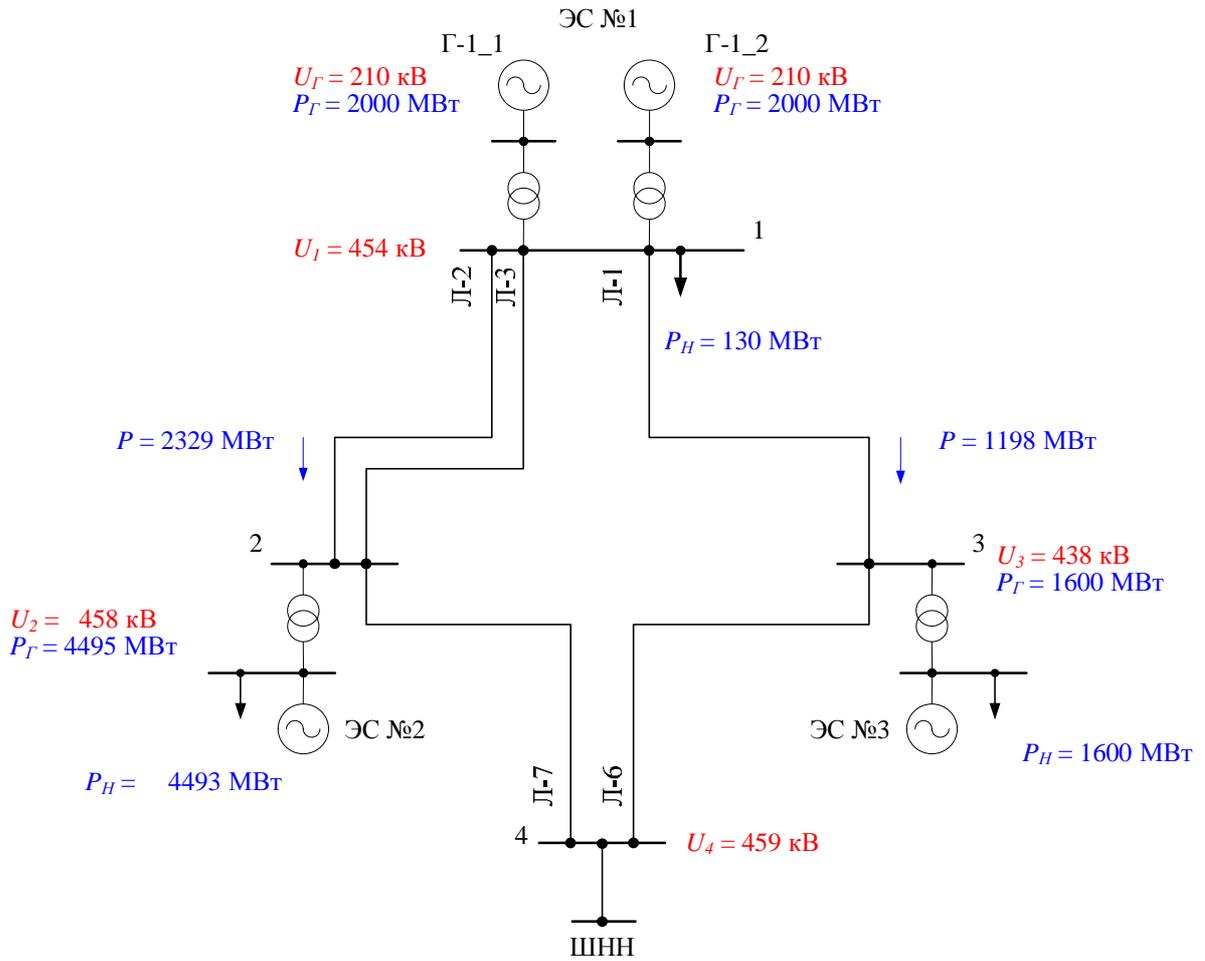


Рис. Д.8

Схема 3. Режим 6

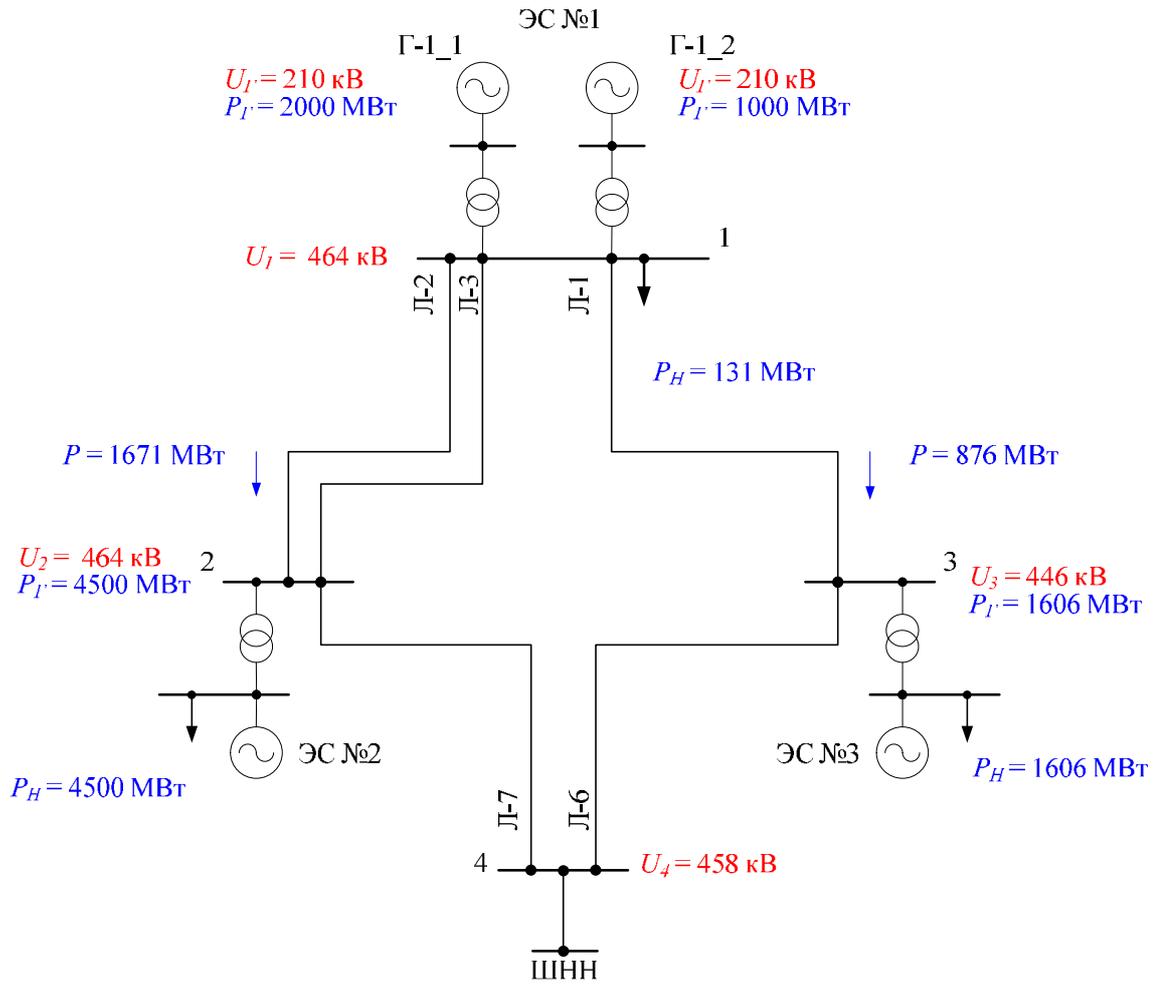


Рис. Д.9

Схема 3. Режим 7

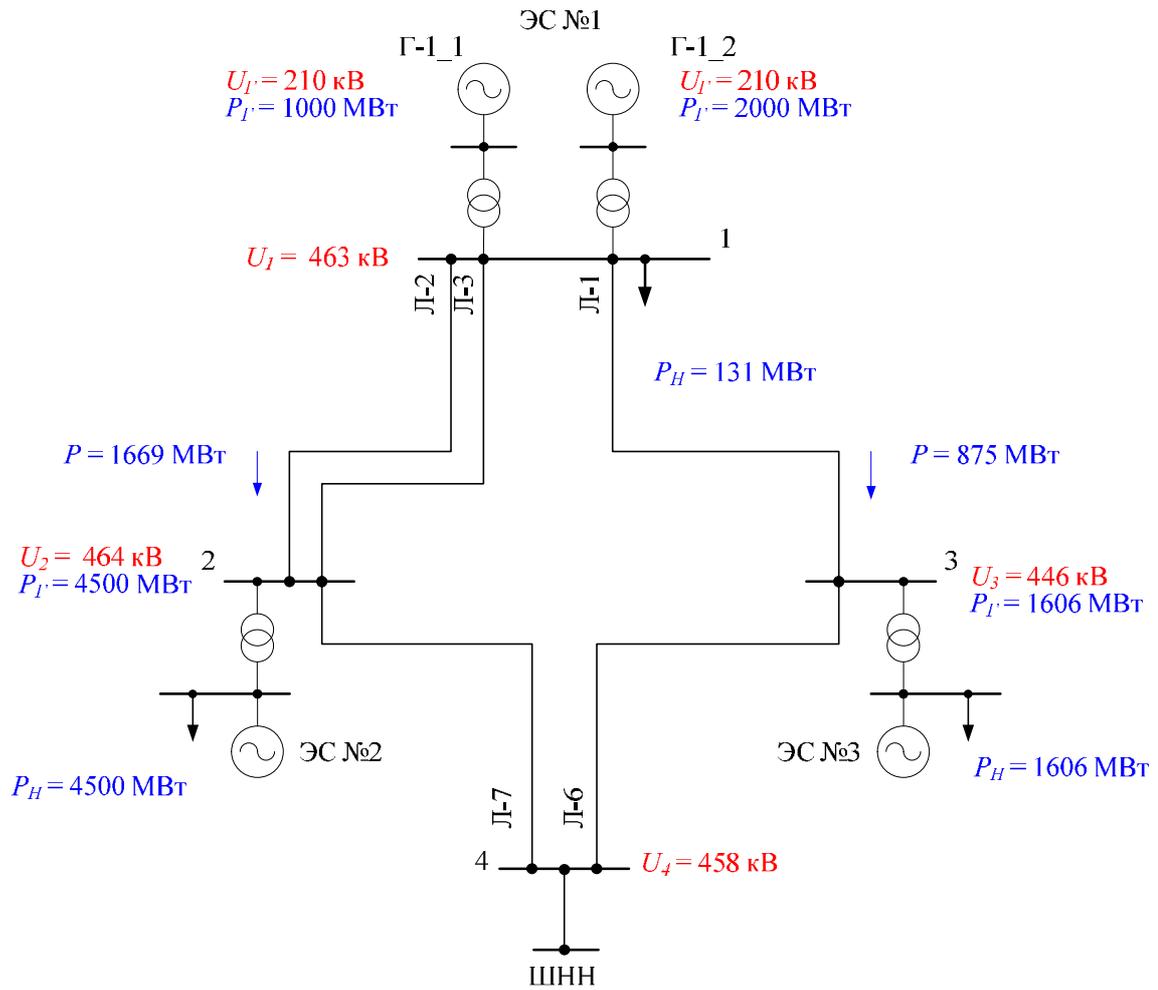


Рис. Д.10

Схема 3. Режим 8

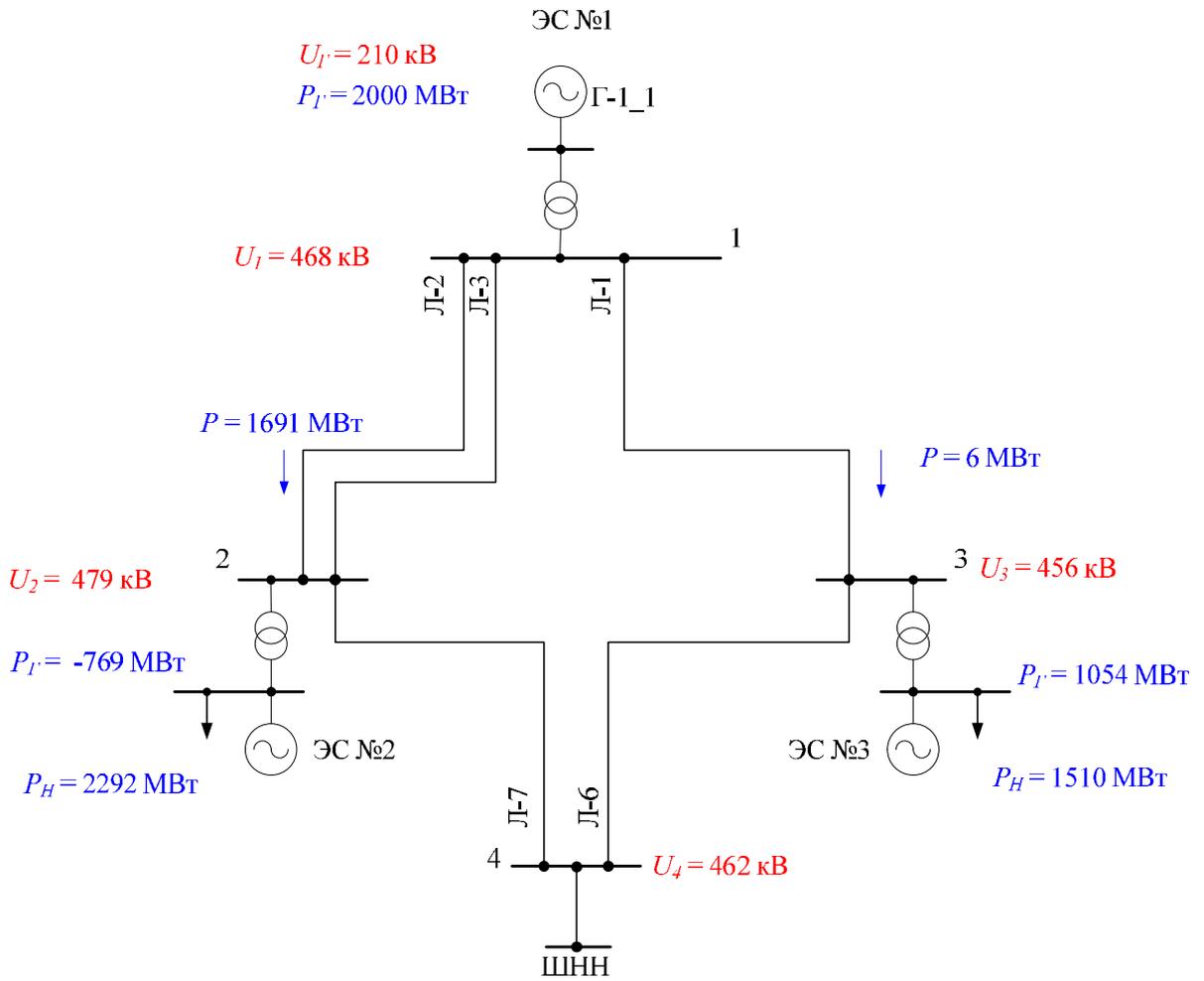


Рис. Д.11

Схема 4. Режим 9

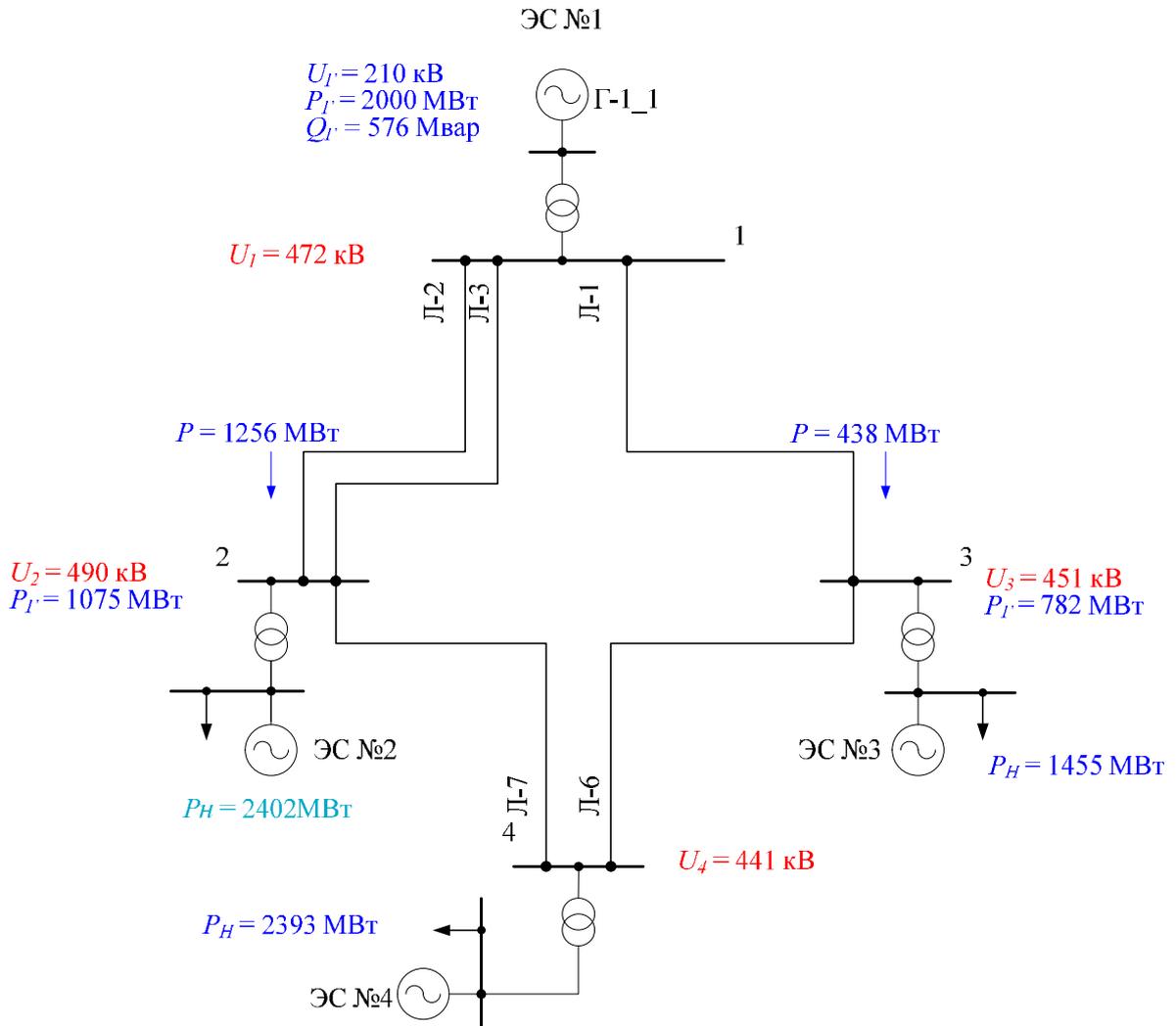


Рис. Д.12

Схема 4. Режим 10

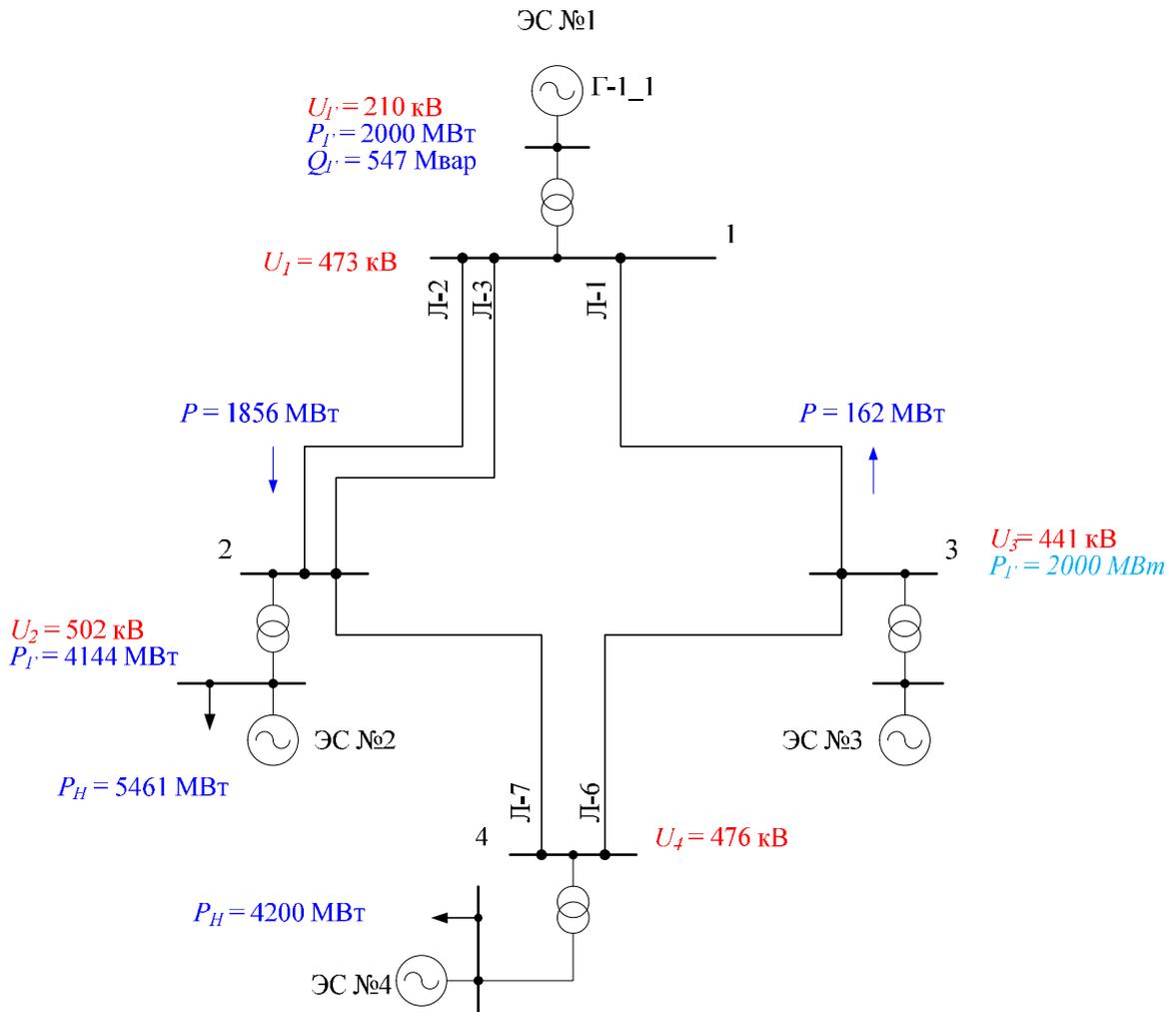


Рис. Д.13

Схема 5. Режим 11

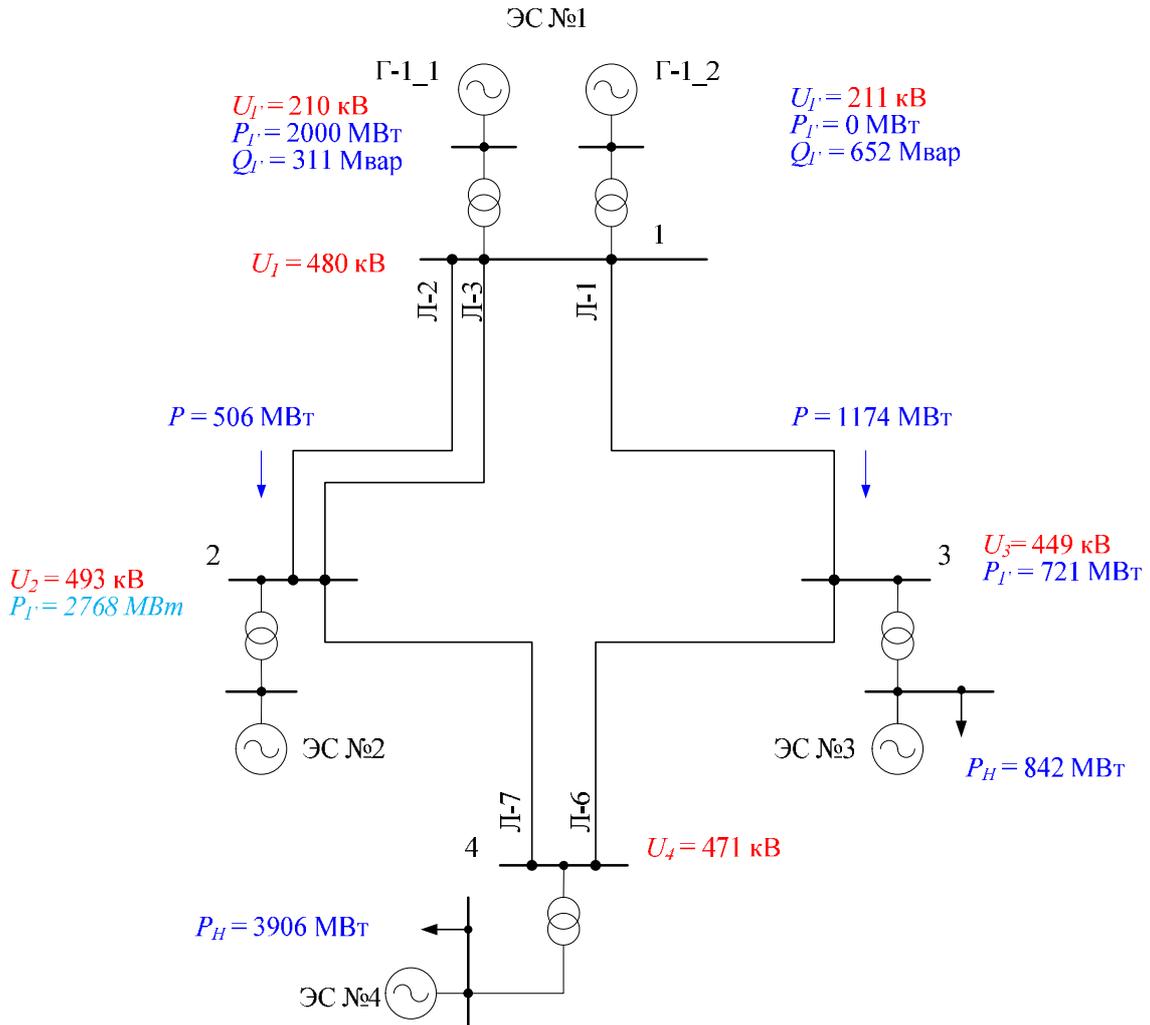


Рис. Д.14

Схема 3. Режим 12

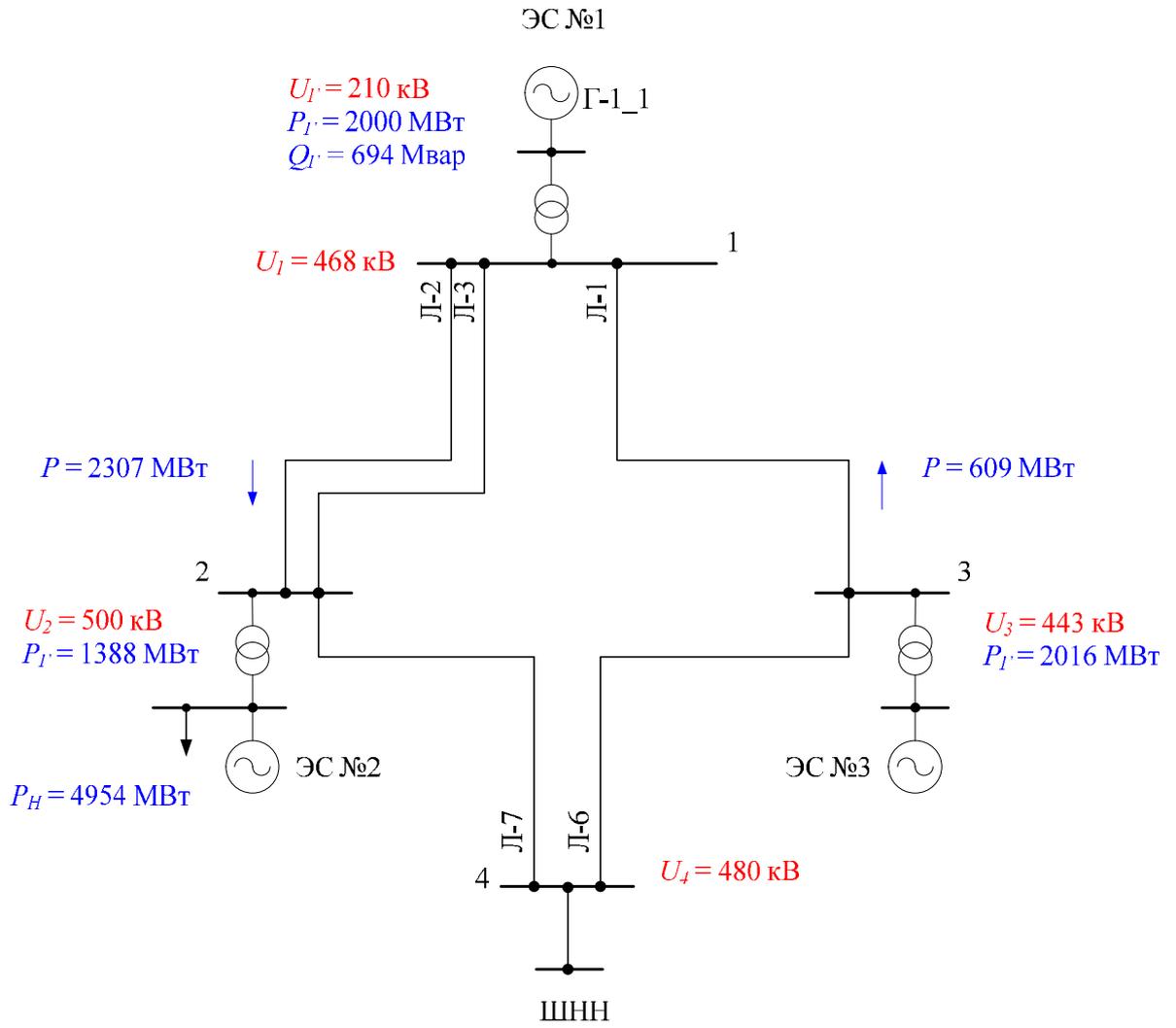


Рис. Д.15

Схема 3. Режим 13

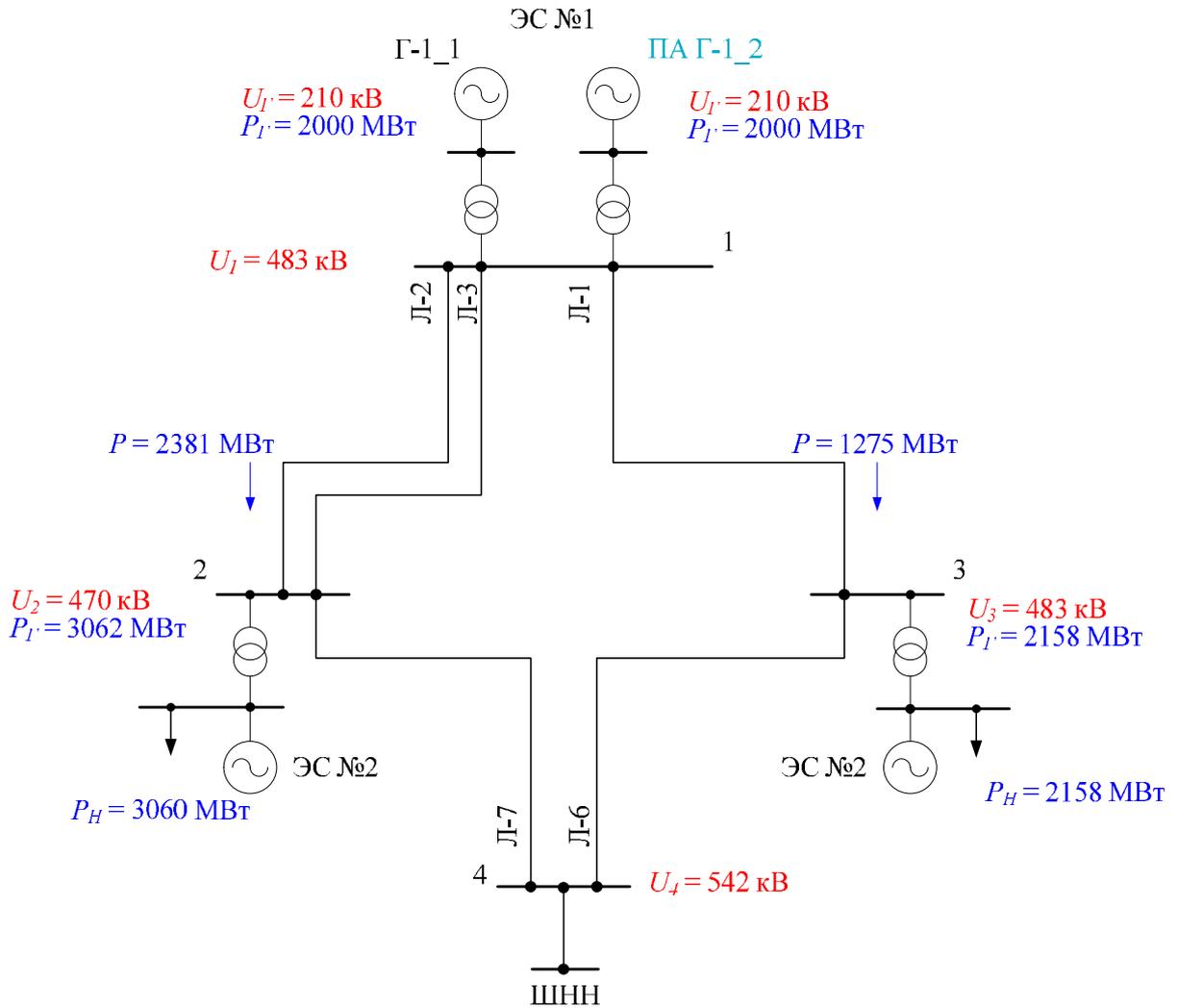


Рис. Д.16

Схема 3. Режим 14

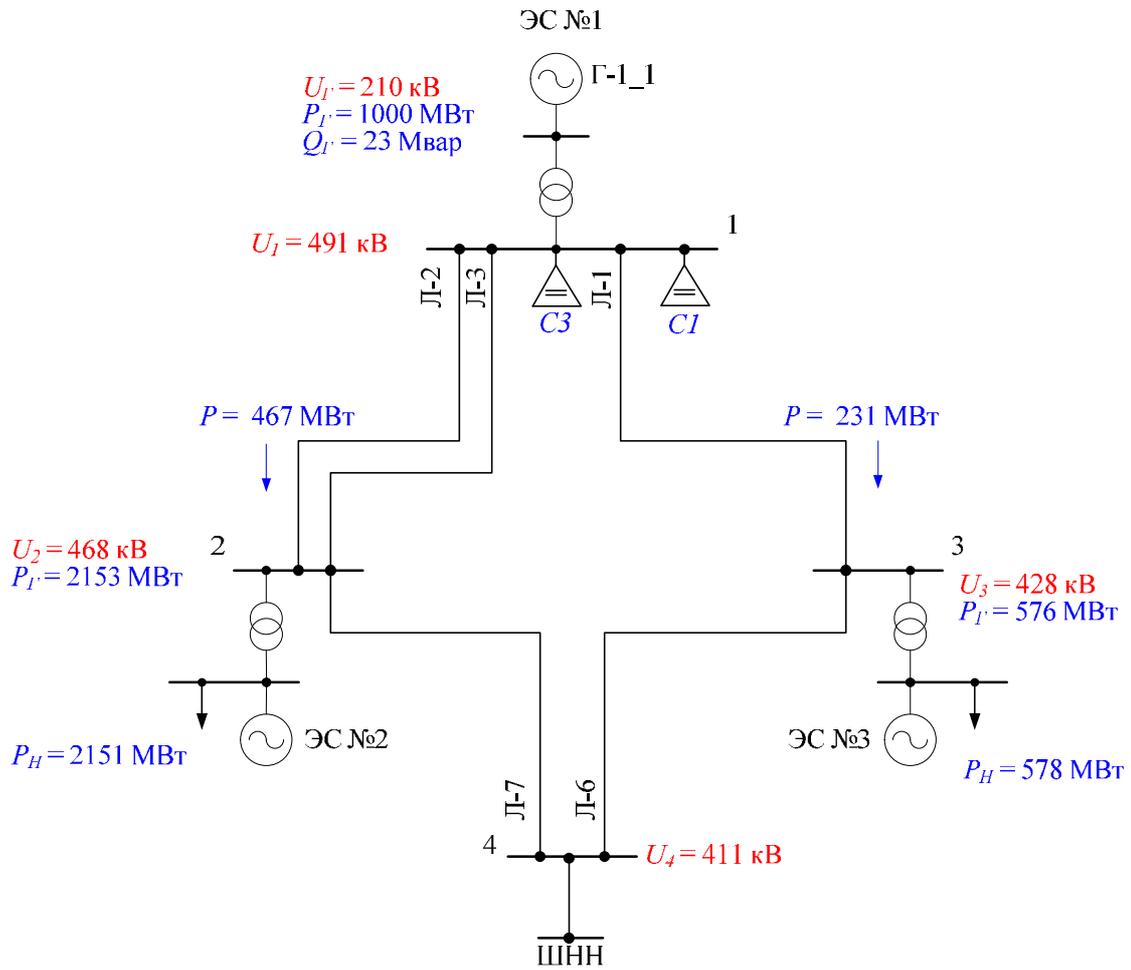
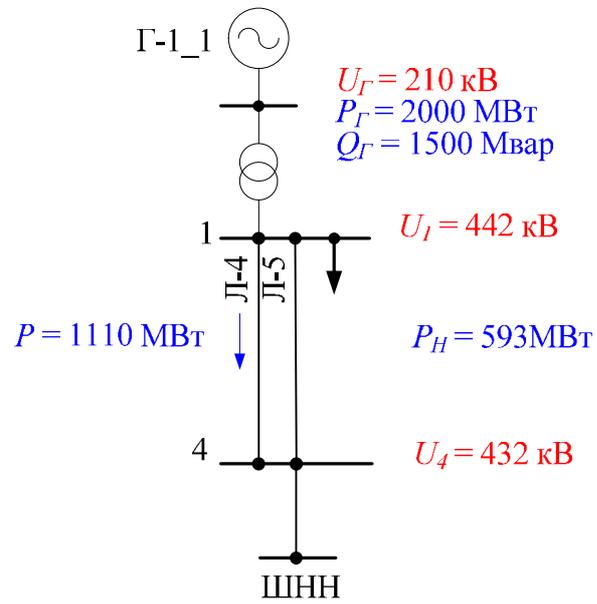


Рис. Д.17

Схема 6. Режим 15

ЭС №1

**Рис. Д.18**

Д.4.1.2. Проверка работы АРВ сильного действия синхронных генераторов осуществляется путем моделирования следующих возмущений:

1) тестовые возмущения:

- ступенчатое изменение уставки по напряжению сертифицируемого АРВ на +5% от номинального значения (тестовое возмущение 1);
- однофазное короткое замыкание (длительностью 0,04 с) на шинах электрической станции № 1 (тестовое возмущение 2);
- ступенчатое изменение напряжения на шинах электрической станции № 1 путем подключения емкости С2 к шинам электрической станции № 1 (тестовое возмущение 3). В экспериментах 17 и 18 тестовое возмущение реализуется посредством подключения емкости С1 к шинам электрической станции № 1;

2) нормативные возмущения в соответствии с [1] со следующими параметрами:

- длительность КЗ 0,12 с;
- длительность бестоковой паузы ОАПВ 1 с;
- длительность бестоковой паузы ТАПВ 2 с;
- время отключения фазы действием УРОВ при отказе выключателя 0,35 с;
- запаздывание на ввод управляющего воздействия от ПА 0,4 с с момента возникновения короткого замыкания.

Д.4.2. Проведение сертификационных испытаний

Д.4.2.1. Сертификационные испытания проводятся в соответствии с программой испытаний, разработанной органом по добровольной сертификации.

Программа сертификационных испытаний должна включать эксперименты, проведение которых обеспечивает:

- проверку эффективности настройки каналов стабилизации или системного стабилизатора;
- проверку аperiodического характера нарушения статической устойчивости;
- оценку качества стабилизации режима и проверку отсутствия внутригрупповой неустойчивости при совместной работе синхронных генераторов с АРВ различной структуры;
- оценку качества демпфирования аварийных колебаний при моделировании коротких замыканий;
- оценку корректности работы функции блокировки АРВ при изменении частоты электрического тока;
- оценку корректности работы функции релейной форсировки возбуждения в режимах, близких к предельным;
- проверку обеспечения эффективности работы АРВ сильного действия синхронного генератора с учетом действия устройств и комплексов ПА;
- проверку корректности работы ограничителя минимального возбуждения;

- проверку корректности работы ограничителя двукратного тока ротора³;
- проверку корректности работы ограничителя двукратного тока возбуждения бесщеточного возбудителя⁴;
- проверку корректности работы ограничителя напряжения ротора²;
- проверку правильности расчета тока ротора по диаграмме Потье⁵
- проверку обеспечения эффективности работы АРВ сильного действия синхронных генераторов в схеме укрупненного блока.

При проведении сертификационных испытаний АРВ сильного действия, применяющихся в составе бесщеточных систем возбуждения, минимальный объем экспериментов должен включать:

- для АРВ сильного действия, в которых реализован ограничитель двукратного тока ротора, – все эксперименты, приведенные в табл. Д.10;
- для АРВ сильного действия, в которых не реализован ограничитель двукратного тока ротора, – эксперименты, приведенные в табл. Д.10, за исключением экспериментов 75–77.

При проведении сертификационных испытаний АРВ сильного действия, применяющихся в составе тиристорных систем возбуждения, минимальный объем экспериментов должен включать эксперименты, приведенные в табл. Д.10, за исключением экспериментов 89 и 90.

Д.4.2.2. Настройка сертифицируемых АРВ сильного действия синхронных генераторов должна быть выполнена заявителем в соответствии с параметрами, выбранными для используемой математической модели энергосистемы.

Д.4.2.3. Все эксперименты, предусмотренные в программе сертификационных испытаний, должны выполняться при неизменных параметрах настройки сертифицируемых АРВ.

Д.4.2.4. Если в процессе испытаний выявлена необходимость корректировки выбранных параметров настройки (отсутствие положительных результатов экспериментов в соответствии с табл. Д.10.), то заявитель или уполномоченное им лицо осуществляет корректировку параметров настройки сертифицируемых АРВ.

В этом случае все эксперименты, предусмотренные программой сертификационных испытаний, должны быть выполнены повторно с новыми параметрами настройки АРВ.

Д.4.2.5. Соответствие сертифицируемого АРВ сильного действия синхронного генератора требованиям Стандарта не может быть подтверждено при отсутствии возможности выбора параметров настройки, обеспечивающих наличие положительного результата каждого эксперимента.

Д.4.2.6. Регистрация параметров электроэнергетического режима должна проводиться для каждого эксперимента.

³ Для тиристорных систем возбуждения; для бесщеточных систем возбуждения, АРВ сильного действия которых имеют этот ограничитель.

⁴ Для бесщеточных систем возбуждения.

⁵ Только для АРВ сильного действия, в которых ток ротора, рассчитанный по диаграмме Потье, используется для формирования параметра стабилизации.

Таблица Д.10. Минимально необходимый объем сертификационных испытаний АРВ

| № эксп. | Вид схемы | Режим | Вид возмущения или утяжеления электроэнергетического режима | Цель проверки | Состояние каналов стабилизации или системного стабилизатора |
|---------|-----------|--|--|--|---|
| 1 | Схема 1 | Режим 1 ($P_{Г-1_1}=P_{ГНОМ}$; $Q_{Г-1_1}=Q_{ГНОМ}$) | Тестовое возмущение 1 | Проверка эффективности настройки каналов стабилизации или системного стабилизатора | введен |
| 2 | | | Тестовое возмущение 2 | | выведен |
| 3 | | | Тестовое возмущение 3 | | введен |
| 4 | | | Тестовое возмущение 1 | | выведен |
| 5 | | | Тестовое возмущение 2 | | введен |
| 6 | | | Тестовое возмущение 3 | | выведен |
| 7 | | Режим 2 ($P_{Г-1_1}=0,5P_{ГНОМ}$; $Q_{Г-1_1}=Q_{ГНОМ}$) | Тестовое возмущение 1 | | введен |
| 8 | | | Тестовое возмущение 2 | | выведен |
| 9 | | | Тестовое возмущение 3 | | введен |
| 10 | | | Тестовое возмущение 1 | | выведен |
| 11 | | | Тестовое возмущение 2 | | введен |
| 12 | | | Тестовое возмущение 3 | | выведен |
| 13 | | Режим 3 ($P_{Г-1_1}=0,5P_{ГНОМ}$; $Q_{Г-1_1}=-0,1Q_{ГНОМ}$) | Тестовое возмущение 1 | | введен |
| 14 | | | Тестовое возмущение 2 | | выведен |
| 15 | | | Тестовое возмущение 3 | | введен |
| 16 | | | Тестовое возмущение 1 | | выведен |
| 17 | | | Тестовое возмущение 2 | | введен |
| 18 | | | Тестовое возмущение 3 | | выведен |
| 19 | Схема 2.1 | Режим 4 | Увеличение перетока по линии Л-1 за счет увеличения мощности Г-1_1 до нарушения устойчивости | Проверка аperiodического характера нарушения статической устойчивости | введен |
| 20 | | | | | выведен |
| 21 | Схема 2.2 | Режим 4 | Увеличение перетока по линии Л-3 за счет увеличения мощности Г-1_1 до нарушения устойчивости | | введен |
| 22 | | | | | выведен |

| № эксп. | Вид схемы | Режим | Вид возмущения или утяжеления электроэнергетического режима | Цель проверки | Состояние каналов стабилизации или системного стабилизатора |
|---------|---------------------------------|--|--|--|---|
| 23 | Схема 3 | Режим 5 ($P_{Г-1_1}=P_{Гном}$ $P_{Г-1_2}=P_{Гном}$) | Тестовое возмущение 1 | Оценка качества стабилизации режима и проверка отсутствия внутригрупповой неустойчивости при совместной работе синхронных генераторов с АРВ различной структуры (сертифицируемый АРВ устанавливается на Г-1_1; на Г-1_2 – регулятор типа АРВ-СД) | на АРВ Г-1_1 и АРВ Г-1_2 введен |
| 24 | | | | | на АРВ Г-1_1 введен; на АРВ Г-1_2 выведен |
| 25 | | | | | на АРВ Г-1_1 выведен; на АРВ Г-1_2 введен |
| 26 | | | | | на АРВ Г-1_1 и АРВ Г-1_2 выведен |
| 27 | | | | | на АРВ Г-1_1 введен; на АРВ Г-1_2 выведен |
| 28 | | Тестовое возмущение 2 | на АРВ Г-1_1 выведен; на АРВ Г-1_2 введен | | |
| 29 | | | на АРВ Г-1_1 и АРВ Г-1_2 выведен | | |
| 30 | | | на АРВ Г-1_1 и АРВ Г-1_2 введен | | |
| 31 | | | на АРВ Г-1_1 и АРВ Г-1_2 введен | | |
| 32 | | | Режим 6 ($P_{Г-1_1}=P_{Гном}$; $P_{Г-1_2}=0,5P_{Гном}$) | | Тестовое возмущение 1 |
| 33 | | на АРВ Г-1_1 выведен; на АРВ Г-1_2 введен | | | |
| 34 | | на АРВ Г-1_1 и АРВ Г-1_2 выведен | | | |
| 35 | | Режим 7 ($P_{Г-1_1}=0,5P_{Гном}$; $P_{Г-1_2}=P_{Гном}$) | Тестовое возмущение 2 | | на АРВ Г-1_1 введен; на АРВ Г-1_2 выведен |
| 36 | | | | | на АРВ Г-1_1 выведен; на АРВ Г-1_2 введен |
| 37 | | | | | на АРВ Г-1_1 и АРВ Г-1_2 выведен |
| 38 | на АРВ Г-1_1 и АРВ Г-1_2 введен | | | | |

| № эксп. | Вид схемы | Режим | Вид возмущения или утяжеления электроэнергетического режима | Цель проверки | Состояние каналов стабилизации или системного стабилизатора |
|---------|-----------|---------|---|---|---|
| 39 | Схема 3 | Режим 8 | Отключение линии Л-2 | Оценка качества демпфирования аварийных колебаний при моделировании коротких замыканий (КЗ) | введен |
| 40 | | | | | выведен |
| 41 | | | | | введен |
| 42 | | | | | выведен |
| 43 | | | | | введен |
| 44 | | | | | выведен |
| 45 | | | | | введен |
| 46 | | | | | выведен |
| 47 | | | | | введен |
| 48 | | | | | выведен |
| 49 | | | | | введен |
| 50 | | | | | выведен |
| 51 | | | | | введен |
| 52 | выведен | | | | |
| | | | Однофазное КЗ вблизи шин ЭС № 1 с успешным ОАПВ линии Л-2 ¹ | | введен |
| | | | Двухфазное КЗ на землю вблизи шин ЭС № 1 с успешным ТАПВ линии Л-2 | | выведен |
| | | | Двухфазное КЗ на землю вблизи шин ЭС № 1 с отключением линии Л-2 | | введен |
| | | | Однофазное КЗ вблизи шин ЭС № 1 с неуспешным ОАПВ линии Л-2 | | выведен |
| | | | Двухфазное КЗ на землю вблизи шин ЭС № 1 с неуспешным ТАПВ линии Л-2 | | введен |
| | | | Отключение линии Л-2 действием УРОВ при двухфазном коротком замыкании на землю вблизи шин ЭС № 1 с отказом фазы выключателя | | выведен |

¹ Здесь и далее под понятием «КЗ вблизи шин ЭС № 1» понимается КЗ в точке присоединения линии Л-2 (Л-5) к шинам ЭС № 1

| № эксп. | Вид схемы | Режим | Вид возмущения или утяжеления электроэнергетического режима | Цель проверки | Состояние каналов стабилизации или системного стабилизатора |
|---------|-----------|----------|---|---|---|
| 53 | Схема 4 | Режим 9 | Аварийное отключение нагрузки в приемной энергосистеме – отключение нагрузки ЭС № 2 (частота в послеаварийном режиме 50,5 Гц) | Оценка корректности работы функции блокировки АРВ при изменении частоты электрического тока | введен ¹ |
| 54 | | | | | введен ² |
| 55 | | | | | выведен |
| 56 | | Режим 10 | Аварийное отключение генератора в приемной энергосистеме – отключение генератора ЭС № 3 (частота в послеаварийном режиме 49,5 Гц) | | введен ¹ |
| 57 | | | | | введен ² |
| 58 | | | | | выведен |
| 59 | Схема 5 | Режим 11 | Аварийное отключение генератора в приемной энергосистеме – отключение генератора ЭС № 2 (частота в послеаварийном режиме 49,5 Гц) | введен ¹ | |
| 60 | | | | введен ² | |
| 61 | | | | выведен | |
| 62 | Схема 3 | Режим 12 | Двухфазное КЗ на землю вблизи шин ЭС № 1 с отключением линии Л-2 | введен ¹ | |
| 63 | | | | введен ² | |

¹ Блокировка каналов стабилизации (системного стабилизатора) при изменении частоты введена.

² Блокировка каналов стабилизации (системного стабилизатора) при изменении частоты выведена.

| № эксп. | Вид схемы | Режим | Вид возмущения или утяжеления электроэнергетического режима | Цель проверки | Состояние каналов стабилизации или системного стабилизатора |
|---------|-----------|---|--|---|---|
| 64 | Схема 3 | Режим 12 | Двухфазное КЗ на землю вблизи шин ЭС № 1 с отключением линии Л-2 | Оценка корректности работы функции релейной форсировки возбуждения в режимах, близких к предельным | введен |
| 65 | | | | | выведен |
| 66 | | Режим 12 снижение мощности ЭС № 2 до неустойчивого перехода ¹ | | | введен |
| 67 | | | | | выведен |
| 68 | Схема 3 | Режим 13 | Двухфазное КЗ на землю вблизи шин ЭС № 1 с отключением линии Л-2 и отключением от ПА Г-1_2 | Обеспечение эффективности работы АРВ сильного действия синхронного генератора с учетом действия устройств и комплексов ПА | введен |
| 69 | | | | | выведен |

¹ Величина снижения мощности ЭС № 2 составляет ≈ 350 МВт.

| № эксп. | Вид схемы | Режим | Вид возмущения или утяжеления электроэнергетического режима | Цель проверки | Состояние каналов стабилизации или системного стабилизатора |
|---------|-----------|----------|---|--|---|
| 70 | Схема 3 | Режим 14 | Медленное увеличение напряжения U_T ЭС. Вход в зону ОМВ | Проверка корректности работы ограничителя минимального возбуждения | введен |
| 71 | | | Медленное снижение напряжения U_T ЭС. Выход из зоны ОМВ | | введен |
| 72 | | | Медленное увеличение активной мощности генератора ЭС №1 до входа в зону ОМВ | | введен |
| 73 | | | Скачкообразное увеличение напряжения на шинах 500 кВ ЭС № 1 (подключение емкостной нагрузки). Вход в зону ОМВ | | введен |
| 74 | | | Скачкообразное снижение напряжения на шинах 500 кВ ЭС № 1 (отключение емкостной нагрузки). Выход из зоны ОМВ | | введен |
| 75 | Схема 6 | Режим 15 | Ступенчатое увеличение уставки АРВ сильного действия Г-1_1 по напряжению генератора ¹ | Проверка корректности работы ограничителя двукратного тока ротора | введен |
| 76 | | | Двухфазное затянувшееся КЗ (длительностью 0,4 с) на землю вблизи шин ЭС № 1 | | введен |
| 77 | | | Серия из двух двухфазных КЗ на землю вблизи шин ЭС № 1 ² | | введен |

¹ Величина ступенчатого изменения уставки должна быть задана максимальной в пределах реализованного диапазона изменения уставки АРВ, но не более 30% от номинального напряжения статора. Задаваемая уставка ограничителя тока ротора должна быть согласована с величиной ступенчатого изменения уставки, но не может быть ниже, чем $1,05I_{ном}$.

² Время между КЗ 0,3 с, длительность повторного КЗ составляет 0,35 с.

| № эксп. | Вид схемы | Режим | Вид возмущения или утяжеления электроэнергетического режима | Цель проверки | Состояние каналов стабилизации или системного стабилизатора | |
|---------|-----------------------|---|---|---|---|--|
| 78 | Схема 7 | Режим 16 ($P_{Г-1_1}=P_{Г-1_3}=P_{НОМ}$) | Тестовое возмущение 1 (на АРВ Г-1_1) | Проверка обеспечения эффективности работы АРВ сильного действия синхронных генераторов в схеме укрупненного блока | на АРВ Г-1_1 и АРВ Г-1_3 введен | |
| 79 | | | Тестовое возмущение 2 | | на АРВ Г-1_1 и АРВ Г-1_3 введен | |
| 80 | | | | | на АРВ Г-1_1 выведен; на АРВ Г-1_3 введен | |
| 81 | | | | | Тестовое возмущение 3 | на АРВ Г-1_1 и АРВ Г-1_3 введен |
| 82 | | | | | | на АРВ Г-1_1 выведен; на АРВ Г-1_3 введен |
| 83 | | Отключение Г-1_3 | на АРВ Г-1_1 введен | | | |
| 84 | | Режим 17 ($P_{Г-1_1}=P_{ГНОМ}; P_{Г-1_3}=0,5P_{ГНОМ}$) | Тестовое возмущение 1 (на АРВ Г-1_1) | | на АРВ Г-1_1 и АРВ Г-1_3 введен | |
| 85 | | | Тестовое возмущение 2 | | на АРВ Г-1_1 и АРВ Г-1_3 введен | |
| 86 | | | | | на АРВ Г-1_1 выведен; на АРВ Г-1_3 введен | |
| 87 | | | | | на АРВ Г-1_1 и АРВ Г-1_3 введен | |
| 88 | Тестовое возмущение 3 | | на АРВ Г-1_1 выведен; на АРВ Г-1_3 введен | | | |

| № эксп. | Вид схемы | Режим | Вид возмущения или утяжеления электроэнергетического режима | Цель проверки | Состояние каналов стабилизации или системного стабилизатора |
|---------|-----------|----------|--|--|---|
| 89 | Схема 6 | Режим 15 | Трехфазное затянувшееся КЗ (длительностью 0,35 с) на землю вблизи шин ЭС № 1 | Проверка корректности работы ограничителя напряжения ротора | введен |
| 90 | | | Трехфазное затянувшееся КЗ (длительностью 0,35 с) на землю вблизи шин ЭС № 1 | Проверка корректности работы ограничителя двукратного тока возбуждения возбудителя | введен |

Д.5. Анализ результатов сертификационных испытаний

Результаты сертификационных испытаний считаются положительными, а АРВ – прошедшим испытания, при выполнении указанных далее условий. Необходимые условия разделены на общие требования к результатам экспериментов и индивидуальные количественные и качественные критерии оценки результатов экспериментов. Общие необходимые требования к результатам экспериментов должны выполняться для всех экспериментов программы сертификации АРВ. Индивидуальные количественные и качественные критерии оценки результатов экспериментов должны выполняться в соответствующих экспериментах.

Д.5.1. Общие необходимые требования к результатам экспериментов

Д.5.1.1. Введение каналов системной стабилизации или системного стабилизатора не должно приводить к возникновению колебаний активной мощности генератора Г-1_1 частот 2,5-15 Гц, уровень которых оказывается выше 0,5 % от $P_{ном_Г-1_1}$, вызванных высокочастотными пульсациями на выходе возбудителя (аналогично для Г-1_3).

Д.5.1.2. При реализации всех возмущений, связанных с воспроизведением коротких замыканий, сопровождающихся понижением напряжения статора генератора, должна работать функция релейной форсировки в соответствии с требованиями, описанными в п. Д.5.2.6.

Д.5.1.3. При реализации различных возмущений (кроме экспериментов по проверке корректности действия ограничителей минимального возбуждения, двукратного тока ротора, напряжения ротора, двукратного тока возбуждения возбудителя) действующее значение напряжения $U_{Г-1_1}$ ($U_{Г-1_3}$) прямой последовательности статора генератора Г-1_1 (Г-1_3) в результате действия релейной форсировки возбуждения не должно превышать 1,1 о.е. от исходного (предаварийного) действующего значения напряжения $U_{Г-1_1}$ ($U_{Г-1_3}$).

Д.5.2. Индивидуальные количественные и качественные критерии оценки результатов экспериментов

Д.5.2.1. В экспериментах 1–18 проверяется эффективность настройки каналов стабилизации или системного стабилизатора:

- время затухания электромеханических переходных процессов при введенных каналах стабилизации или включенном системном стабилизаторе должно снижаться по сравнению со временем и амплитудой затухания при выведенных каналах стабилизации или отключенном системном стабилизаторе;

- значение постоянной времени затухания переходного процесса T должно быть меньше 3 секунд.

Пример корректной работы каналов стабилизации или системного стабилизатора приведен на рис. Д.22.

T должна определяться по осциллограмме выполненного эксперимента, содержащей активную мощность генератора Г-1_1 при введенных каналах системной стабилизации или введенном системном стабилизаторе. Для определения T должны быть построены вспомогательная огибающая колебательного процесса (см. рис. Д.21) и вспомогательная линия, соответствующая установившемуся значению активной мощности генератора Г-1_1 (на рисунке обозначены синим и розовым цветом соответственно).

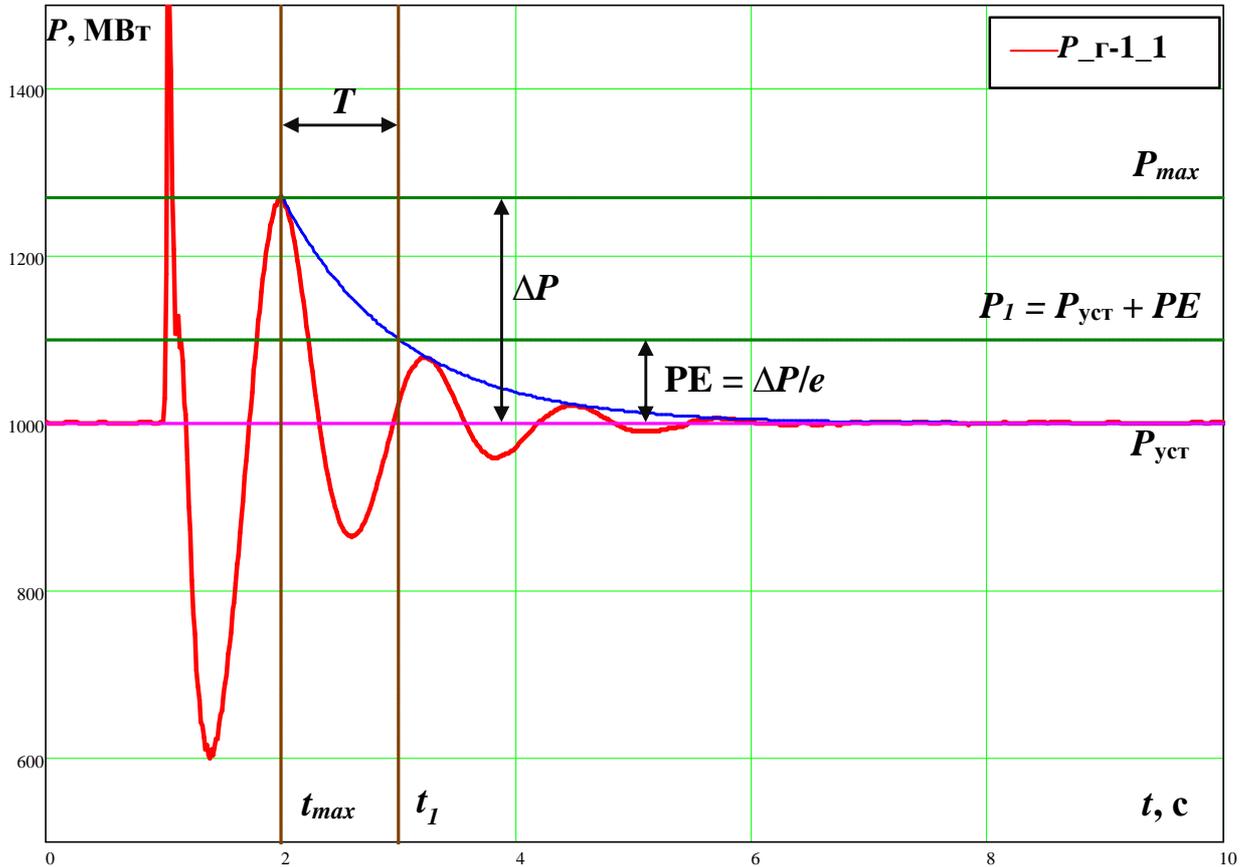


Рис. Д.21. Способ определения постоянной времени затухания колебательного процесса

Для расчета T должны быть определены значения следующих параметров переходного процесса:

P_{max} — максимальное значение активной мощности генератора Г-1_1 при первом свободном колебании (должно определяться по кривой переходного процесса $P_{Г-1_1}$);

$P_{уст}$ — установившееся значение активной мощности генератора Г-1_1 (должно определяться по кривой переходного процесса $P_{Г-1_1}$);

t_{max} — момент времени (абсцисса), соответствующий P_{max} ;

ΔP — амплитуда колебания активной мощности генератора Г-1_1 (должна определяться по формуле $\Delta P = P_{max} - P_{уст}$);

$PE = \Delta P / e$ — величина затухания активной мощности в $e = 2,718$ раз;

$P_I = P_{уст} + PE$ — величина активной мощности с учетом затухания в e раз;

t_1 – момент времени, соответствующий величине активной мощности с учетом затухания в e раз (должен определяться как абсцисса точки пересечения вспомогательной огибающей колебательного процесса $P_{\Gamma-1_1}$ и прямой, описываемой выражением $P(t) = P_1$);

T должно рассчитываться как разница между значениями t_1 и t_{max} .

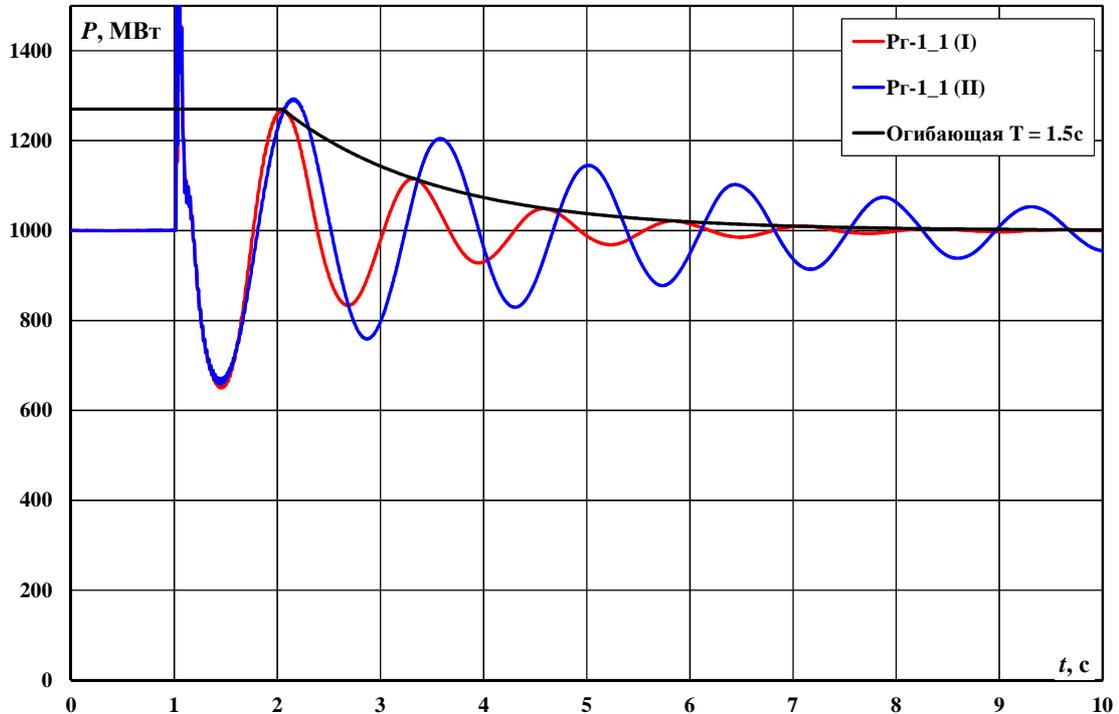


Рис. Д.22. Пример корректной работы каналов стабилизации или системного стабилизатора

I – каналы стабилизации или системный стабилизатор введены,

II – каналы стабилизации или системный стабилизатор выведены

Д.5.2.2. Положительным результатом прохождения экспериментов 19–22 является отсутствие возникновения незатухающих автоколебаний при увеличении перетоков активной мощности по линиям Л-1 и Л-3 вплоть до 97 % от предельных по апериодической статической устойчивости перетоков активной мощности при введенных каналах стабилизации или введенном системном стабилизаторе. Отсутствие возникновения незатухающих автоколебаний должно проверяться по следующим параметрам электроэнергетического режима:

- фазное напряжение шин 500 кВ ЭС № 1;
- активная мощность генератора Г-1_1;
- перетоки активной мощности по линиям Л-1 и Л-3.

Эксперименты 19–22 должны выполняться путем последовательного увеличения активной мощности генератором Г-1_1 на одинаковую величину. Время между каждым изменением активной мощности генератором Г-1_1 должно быть достаточным для выявления возникновения и развития незатухающих автоколебаний. Увеличение перетока активной мощности по линии Л-1 (в экспериментах 19 и 20) или по линии Л-3 (в экспериментах 21 и

22) Δ при каждом изменении активной мощности генератором Г-1_1 должно составлять 2,5-3 % от предельных по аperiodической статической устойчивости перетоков активной мощности по линии Л-1 или Л-3 соответственно. Пример корректного проведения эксперимента 19 приведен на рис. Д.23. Пример корректной работы каналов стабилизации или системного стабилизатора при электроэнергетических режимах, близких к пределу статической устойчивости, приведен на рис. Д.24а, пример некорректной работы – на рис. Д.24б.

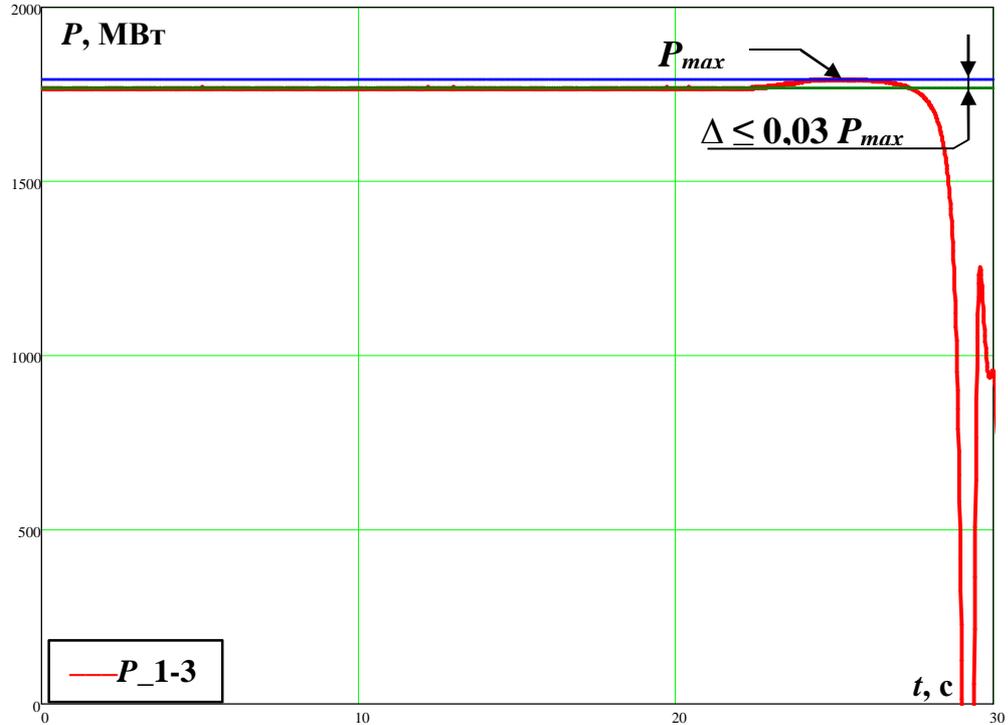
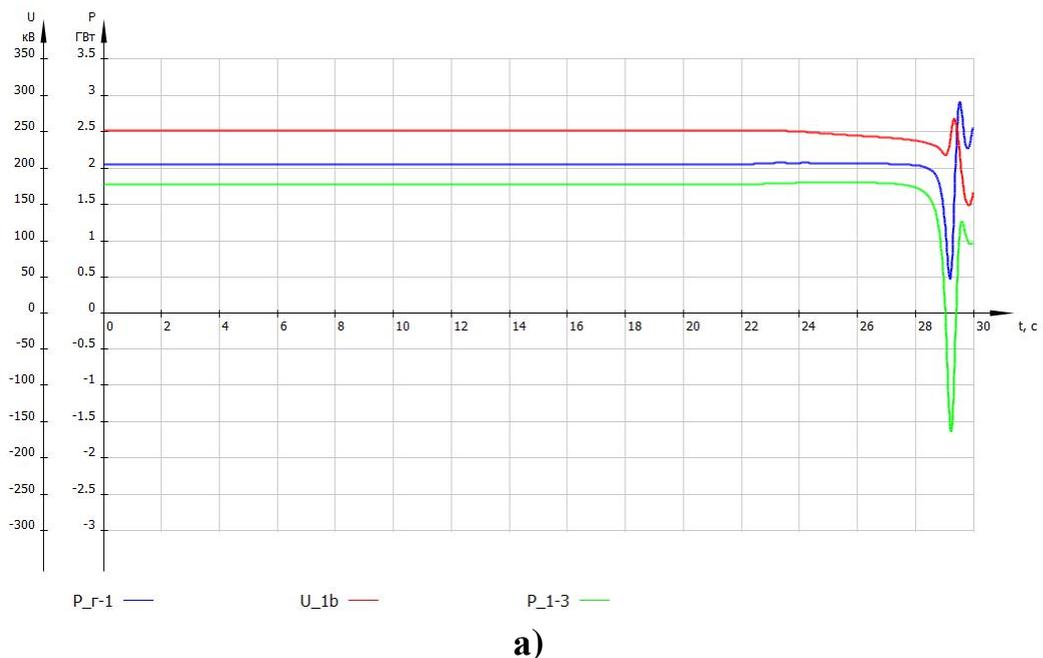
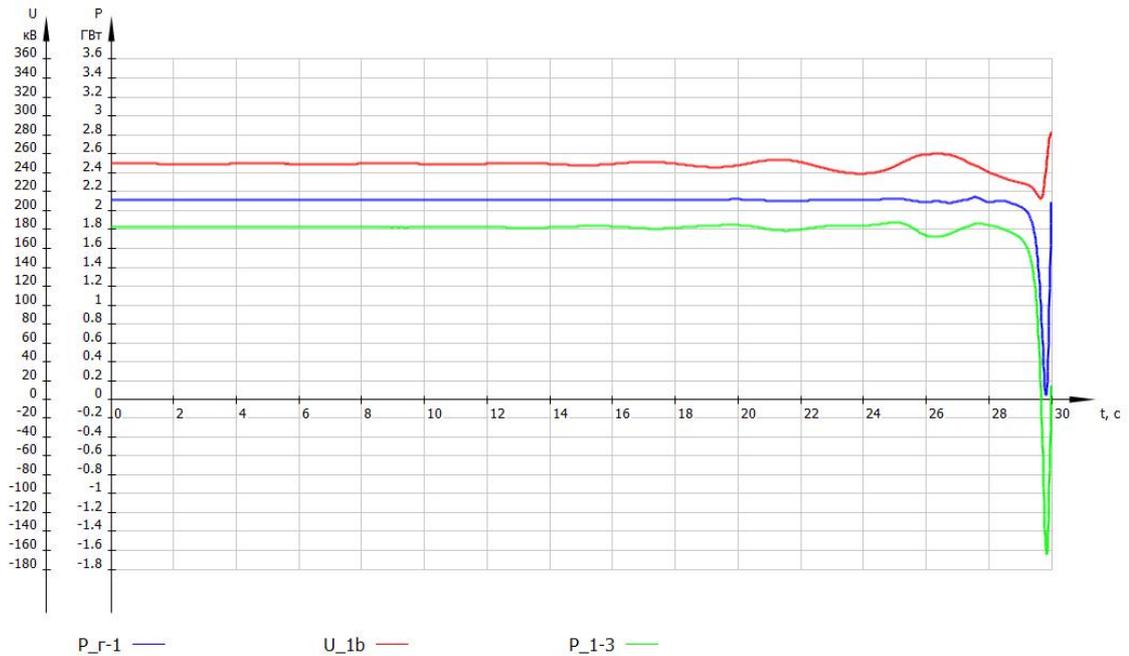


Рис. Д.23. Пример корректного проведения эксперимента по проверке аperiodического характера нарушения статической устойчивости



а)



б)

Рис. Д.24. Пример корректной работы каналов стабилизации или системного стабилизатора (а), некорректной работы (б)

Д.5.2.3. В экспериментах 23–38 должна проверяться внутригрупповая устойчивая параллельная работа генераторов ЭС № 1 при моделировании тестовых возмущений.

Пример корректной работы АРВ сильного действия синхронного генератора (наличие демпфирования электромеханических переходных процессов и отсутствие взаимного раскачивания синхронных генераторов) приведен на рис. Д.25.

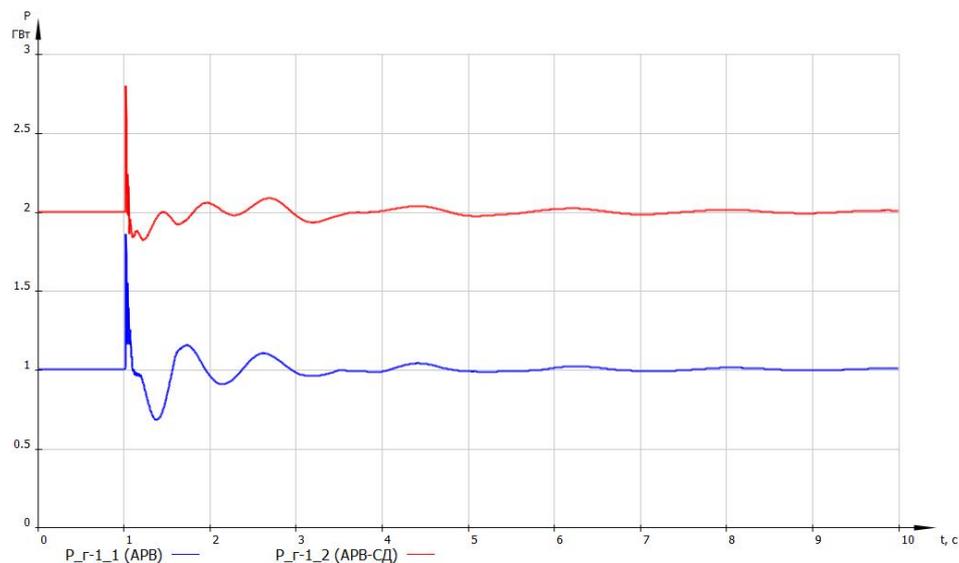


Рис. Д.25. Пример корректной работы сертифицируемого АРВ сильного действия при совместной работе с регуляторами другого типа в пределах одной электростанции

Д.5.2.4. В экспериментах 39–52 должно проверяться качество демпфирования колебаний при моделировании коротких замыканий:

– время затухания электромеханических переходных процессов при введенных каналах стабилизации или включенном системном стабилизаторе должно уменьшаться по сравнению со временем затухания при выведенных каналах стабилизации или отключенном системном стабилизаторе при моделировании нормативных возмущений I, II и III групп [1] в соответствии с перечнем, указанным в табл. Д.10;

– колебания частот 0,1–2,5 Гц должны демпфироваться при введенных каналах стабилизации или включенном системном стабилизаторе за время, не превышающее 20 с;

– начиная с момента времени, отстающего на 15 секунд после моделирования последнего из нормативных возмущений¹, размах колебаний активной мощности генератора Г-1_1 при введенных каналах стабилизации или включенном системном стабилизаторе не должен превышать 6 % от величины мощности генератора, предшествующей возмущающему воздействию.

Пример корректной работы каналов стабилизации или системного стабилизатора при отключении линии Л-2 приведен на рис. Д.26.

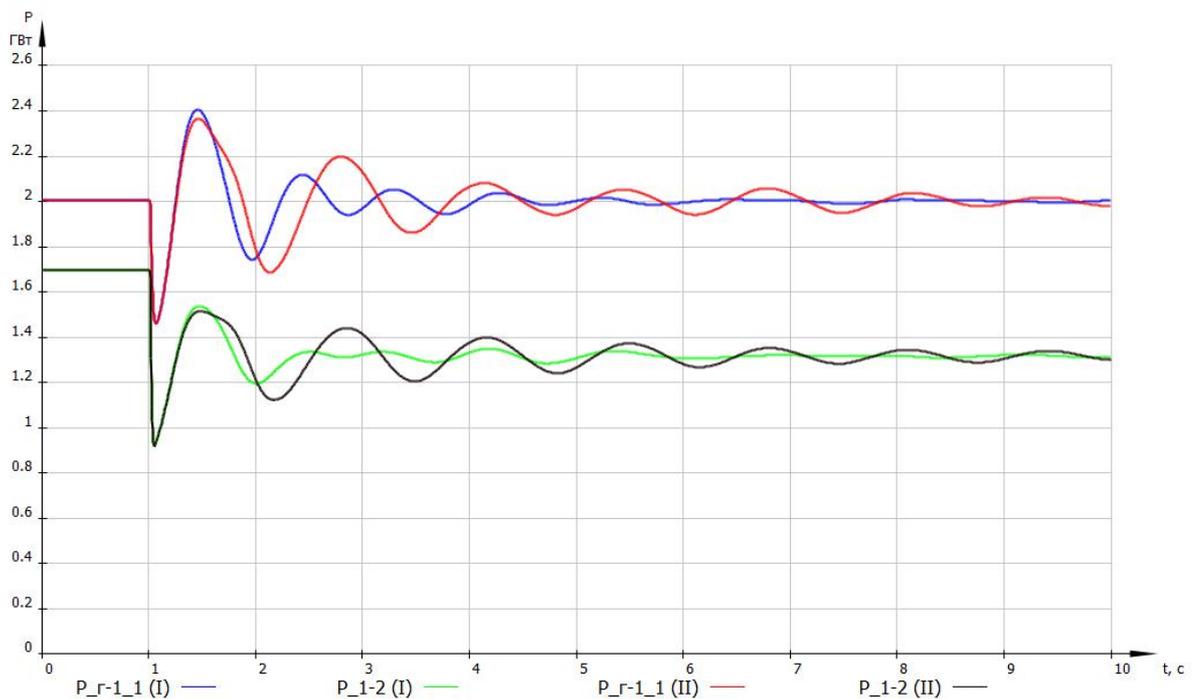


Рис. Д.26. Пример корректной работы каналов стабилизации или системного стабилизатора при отключении линии Л-2, I – каналы стабилизации или системный стабилизатор введены, II – каналы стабилизации или системный стабилизатор выведены

¹ Отсчет необходимо начинать с момента времени, соответствующего: в экспериментах 39, 40, 45–48, 51, 52 – отключению линии Л-2; в экспериментах 41, 42 – включению поврежденной фазы линии Л-2; в экспериментах 43, 44 – включению линии Л-2; в экспериментах 49, 50 – повторному отключению линии Л-2.

Д.5.2.5. В экспериментах 53–63 должна проверяться функция блокировки каналов стабилизации или системного стабилизатора при возникновении небалансов мощности, приводящих к увеличению/уменьшению частоты в энергосистеме со скоростью 0,05 Гц/с и более.

Проверка функции блокировки каналов стабилизации или системного стабилизатора выполняется путем аварийного отключения нагрузки ЭС № 2 (эксперименты 53–55), аварийного отключения генератора ЭС № 3 (эксперименты 56–58) и аварийного отключения генератора ЭС №2 (эксперименты 59–61) в энергосистеме. Каждое аварийное отключение моделируется трижды: при введенной функции блокировки каналов стабилизации или системного стабилизатора, при выведенной функции блокировки каналов стабилизации или системного стабилизатора и при выведенных каналах стабилизации или системном стабилизаторе.

Корректность работы функции блокировки каналов стабилизации или системного стабилизатора при возникновении небалансов мощности в энергосистеме должна оцениваться путем сравнения характера изменения напряжения Г-1_1 при введенной функции блокировки каналов стабилизации или системного стабилизатора, при выведенной функции блокировки каналов стабилизации или системного стабилизатора и при выведенных каналах стабилизации или системном стабилизаторе (см. рис. Д.27, Д.28 и Д.29).

Критерием корректности работы АРВ сильного действия синхронного генератора является введение функции блокировки каналов стабилизации или системного стабилизатора за время, не превышающее 1,5 с после аварийного отключения нагрузки (генерации).

Проверка селективности действия функции блокировки каналов стабилизации или системного стабилизатора должна выполняться путем моделирования двухфазного КЗ на землю вблизи шин ЭС № 1 с отключением линии Л-2 с введенной и выведенной функцией блокировки каналов стабилизации или системного стабилизатора (эксперименты 62 и 63 соответственно).

Критерием корректности работы АРВ сильного действия синхронного генератора является идентичность электромеханических переходных процессов в экспериментах 62 и 63. Пример некорректной работы АРВ сильного действия (неселективности функции блокировки каналов стабилизации или системного стабилизатора) приведен на рис. Д.30.

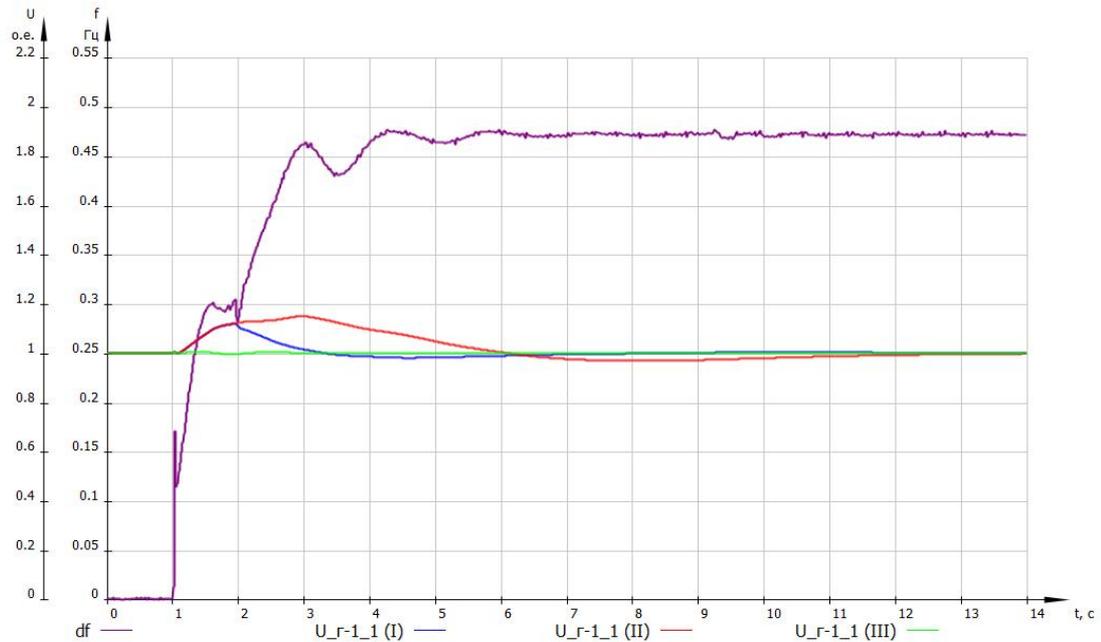


Рис. Д.27. Пример корректной работы функции блокировки каналов стабилизации или системного стабилизатора при аварийном отключении нагрузки ЭС №2. I – функция блокировки каналов стабилизации или системного стабилизатора введена, II – функция блокировки каналов стабилизации или системного стабилизатора выведена, III – каналы стабилизации или системный стабилизатор выведены

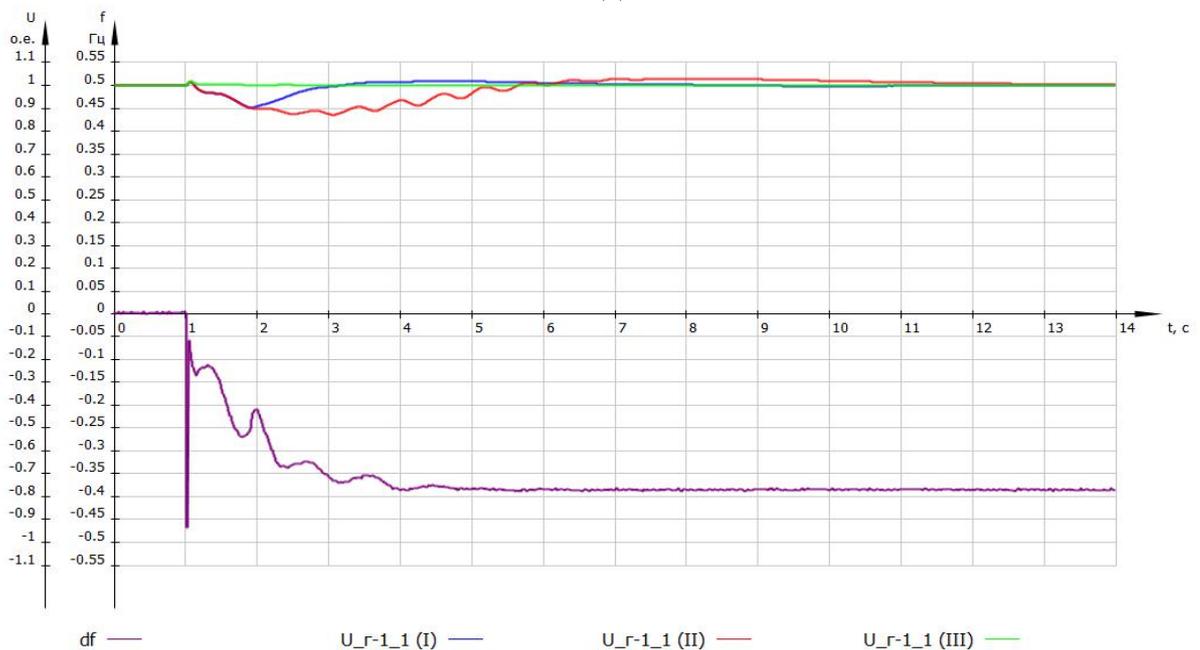


Рис. Д.28. Пример корректной работы функции блокировки каналов стабилизации или системного стабилизатора при аварийном отключении генератора ЭС №3. I – функция блокировки каналов стабилизации или системного стабилизатора введена, II – функция блокировки каналов стабилизации или системного стабилизатора выведена, III – каналы стабилизации или системный стабилизатор выведены

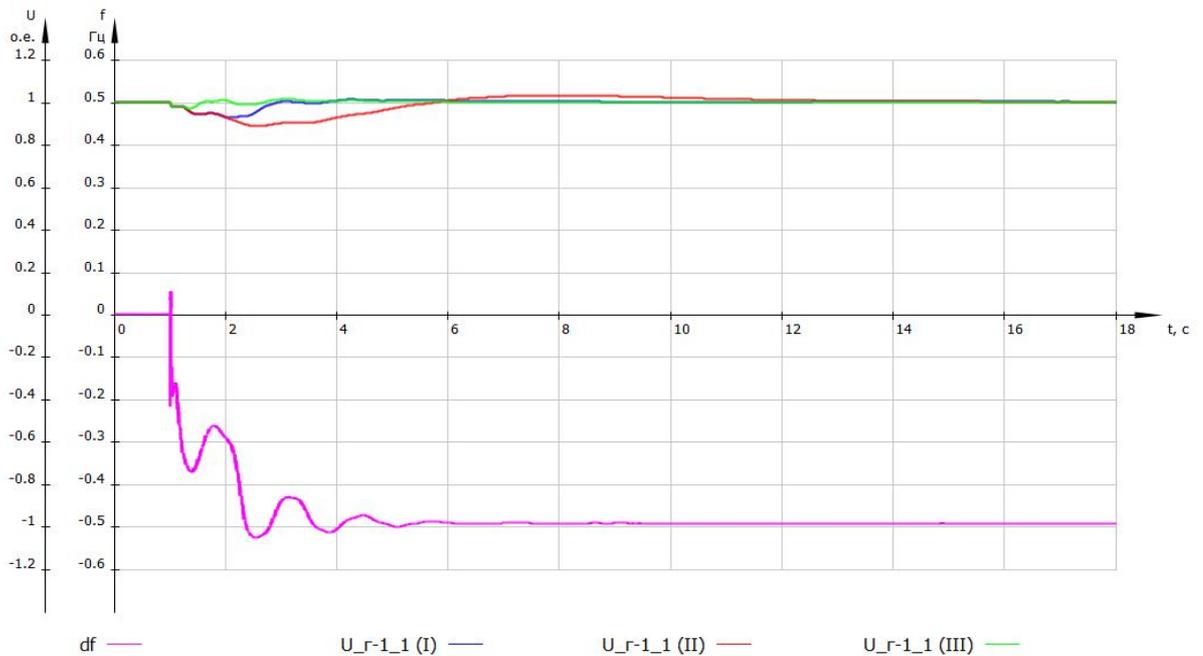


Рис. Д.29. Пример корректной работы функции блокировки каналов стабилизации или системного стабилизатора при аварийном отключении генератора ЭС №2. I – функция блокировки каналов стабилизации или системного стабилизатора введена, II – функция блокировки каналов стабилизации или системного стабилизатора выведена, III – каналы стабилизации или системный стабилизатор выведены

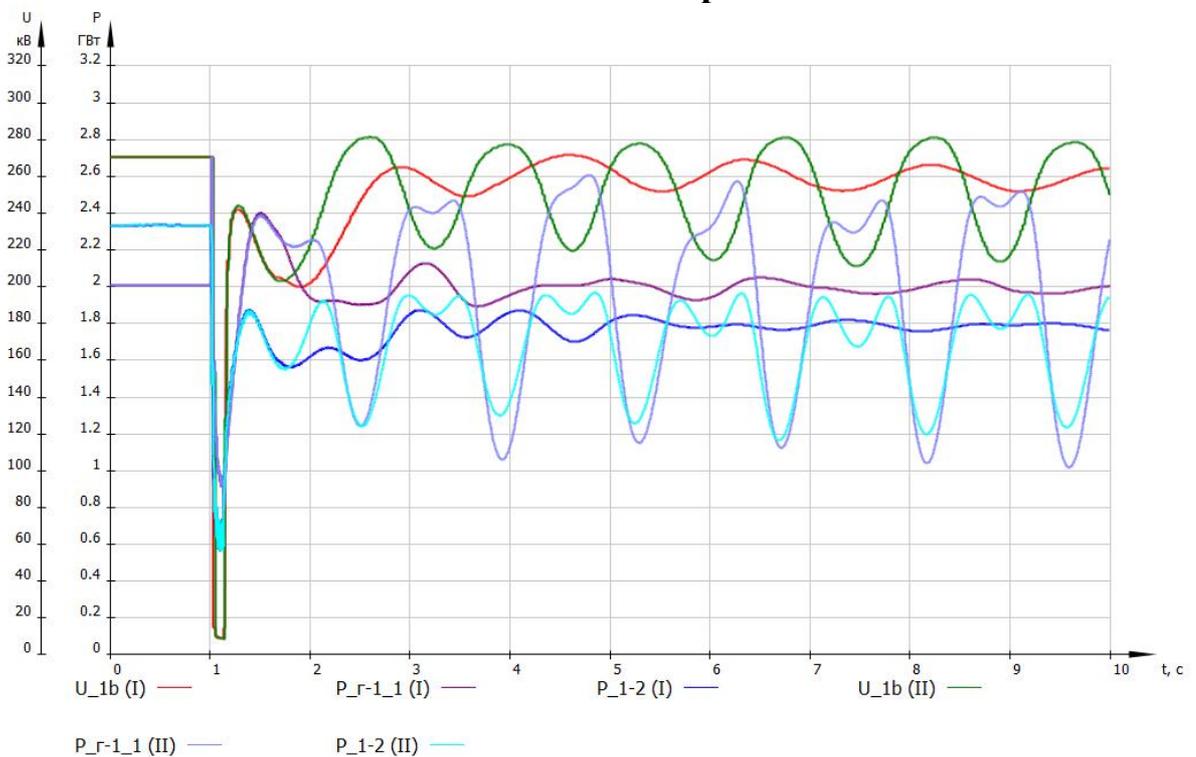


Рис. Д.30. Пример некорректной работы функции блокировки АРВ сильного действия синхронного генератора. I – функция блокировки выведена, II – функция блокировки введена (блокировка вводится при синхронных колебаниях)

Д.5.2.6. В экспериментах 64–67 должна проверяться корректность работы функции релейной форсировки возбуждения в режимах, близких к предельным, при нормативных возмущениях. При этом должна рассматриваться работа АРВ сильного действия синхронного генератора в предельном по устойчивости режиме и нарушении динамической устойчивости. Ввод релейной форсировки возбуждения должен осуществляться без временной задержки при снижении напряжения на статоре генератора ниже 85 % от исходного значения. Потолочное значение напряжение возбуждения должно удерживаться вплоть до восстановления напряжения на статоре генератора до своего исходного значения².

Критерием корректности работы АРВ сильного действия синхронного генератора является обеспечение поддержания потолочного значения напряжения возбуждения генератора вплоть до восстановления напряжения на статоре генератора до своего исходного значения или до нарушения динамической устойчивости. Пример корректной работы АРВ сильного действия синхронного генератора при нарушении динамической устойчивости приведен на рис. Д.31, в предельном по устойчивости режиме на рис. Д.32.

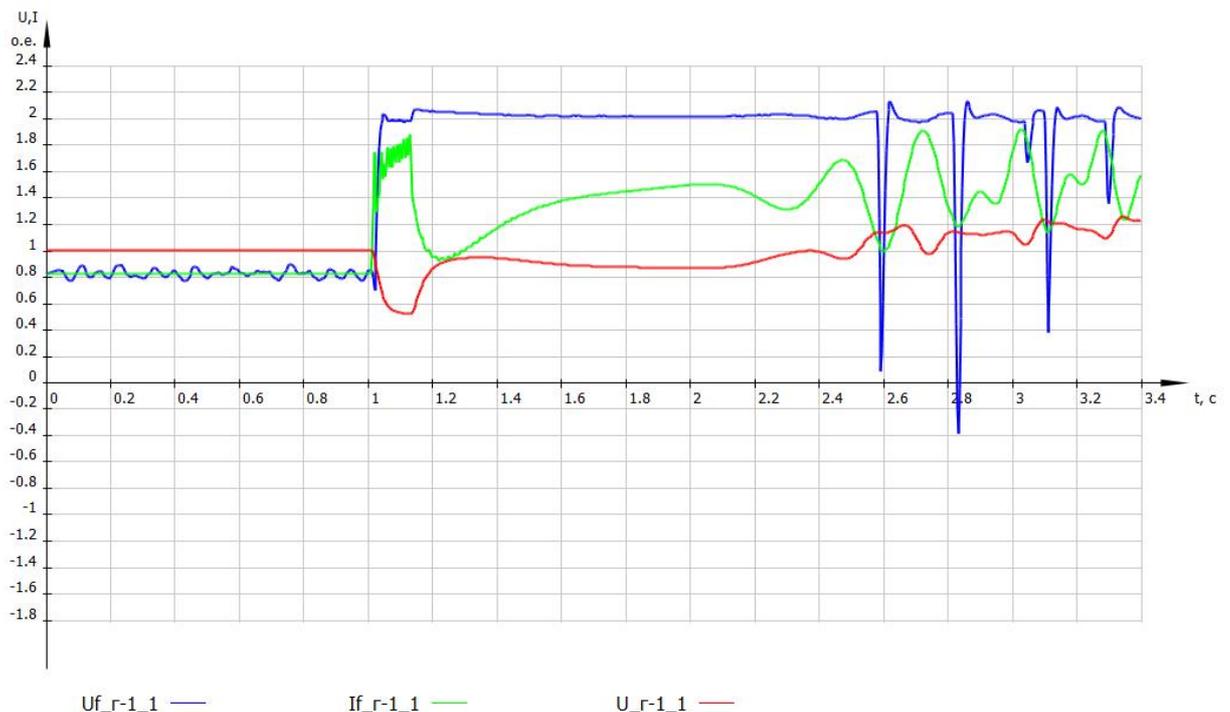


Рис. Д.31. Пример корректной работы АРВ сильного действия синхронного генератора при нарушении динамической устойчивости

² Указанное требование должно обеспечиваться посредством выбора уставки снятия релейной форсировки возбуждения и временной задержки на снятие релейной форсировки возбуждения.

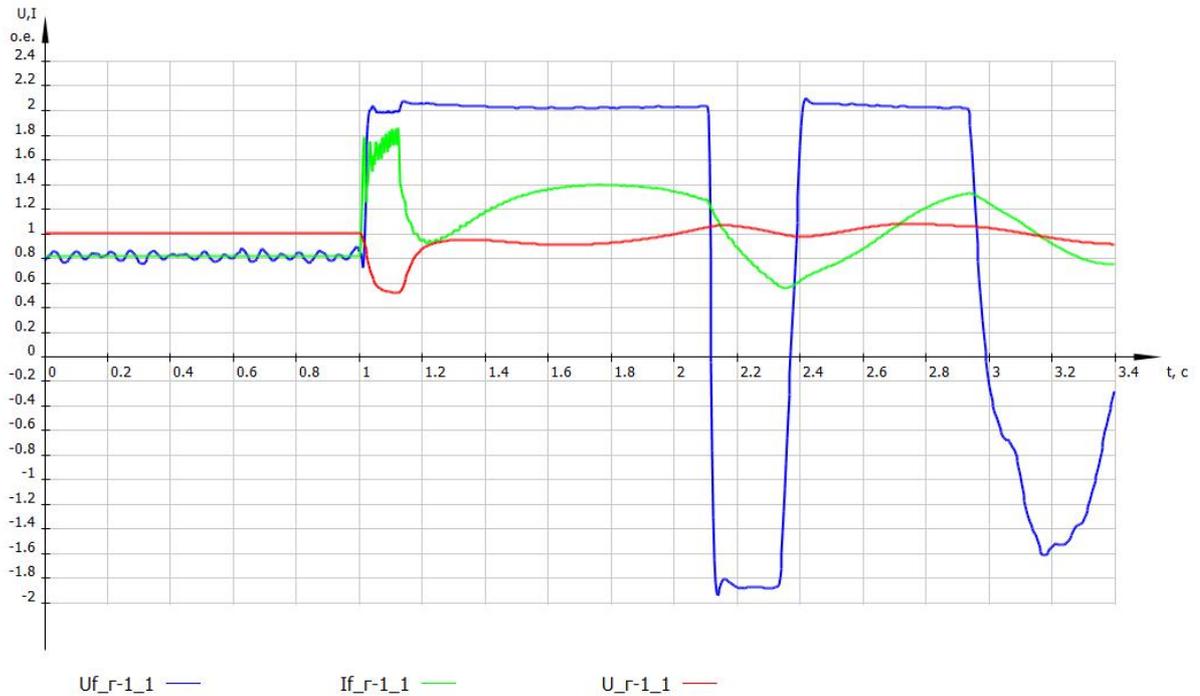


Рис. Д.32. Пример корректной работы АРВ сильного действия синхронного генератора в предельном по устойчивости режиме

Д.5.2.7. В экспериментах 68, 69 должно проверяться снижение времени затухания электромеханических переходных процессов при введенных каналах стабилизации или включенном системном стабилизаторе по сравнению со временем затухания при выведенных каналах стабилизации или отключенном системном стабилизаторе с учетом действия устройств ПА. Проверка должна выполняться посредством моделирования аварийного режима, устойчивость которого в послеаварийной схеме может быть обеспечена только за счет снижения перетока активной мощности от ЭС № 1. Должен рассматриваться аварийный режим, вызванный двухфазным коротким замыканием на землю с отключением линии. Для сохранения устойчивости через 0,4 секунды с момента возникновения короткого замыкания должна срабатывать противоаварийная автоматика, действующая на отключение Г-1_2 ЭС № 1. Пример корректной работы АРВ сильного действия синхронного генератора с учетом работы устройств ПА приведен на рис. Д.33.

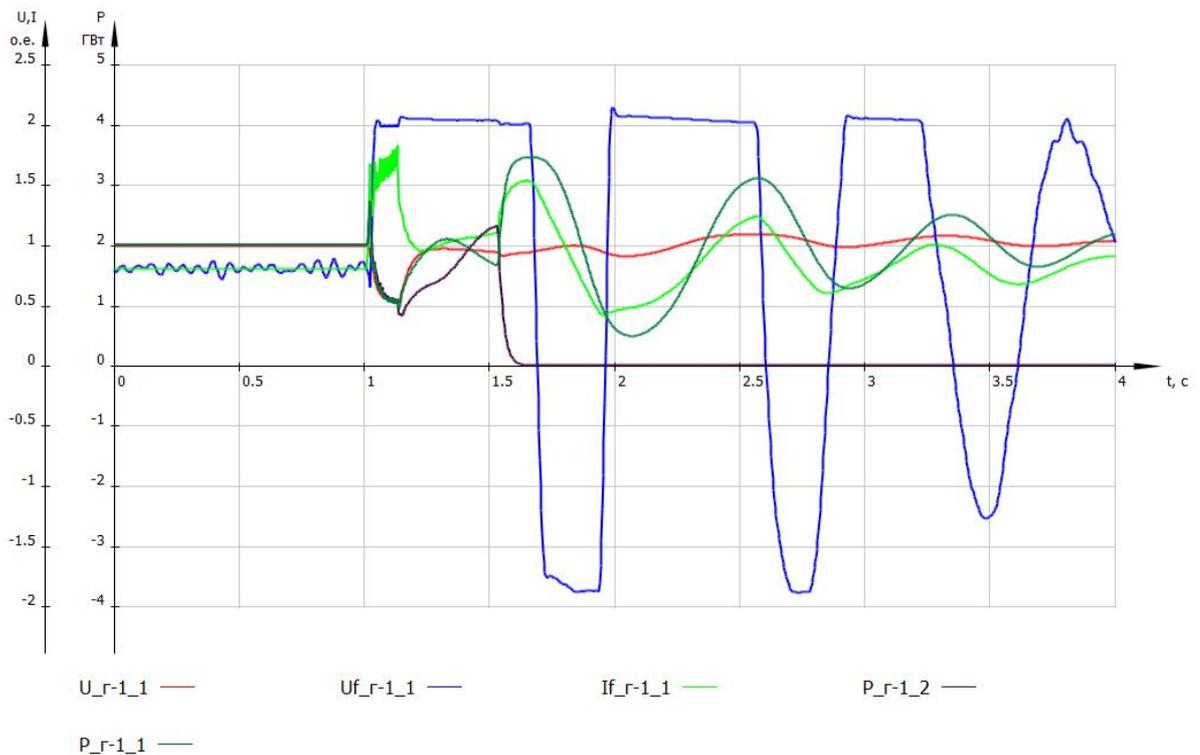


Рис. Д.33. Пример корректной работы АРВ сильного действия синхронного генератора с учетом работы устройств ПА

Д.5.2.8. В экспериментах 70–74 должна проверяться корректность работы АРВ сильного действия синхронного генератора в режиме ограничения минимального возбуждения. Проверка должна выполняться в статическом и динамическом режимах.

При проведении экспериментов должна быть задана характеристика ОМВ в соответствии с табл. Д.11.

В статическом режиме (при медленном изменении напряжения в энергосистеме или при медленном увеличении активной мощности генератора без моделирования возмущения) вход в зону ОМВ и выход из зоны ОМВ должны носить плавный характер. Работа АРВ сильного действия синхронного генератора признается корректной, если в статическом режиме процесс входа в зону ОМВ или выхода из зоны ОМВ имеет апериодический (не колебательный) характер. Пример корректной работы АРВ сильного действия синхронного генератора в статическом режиме при медленном изменении напряжения в энергосистеме показан на рис. Д.34, при медленном увеличении активной мощности генератора – на рис. Д.35.

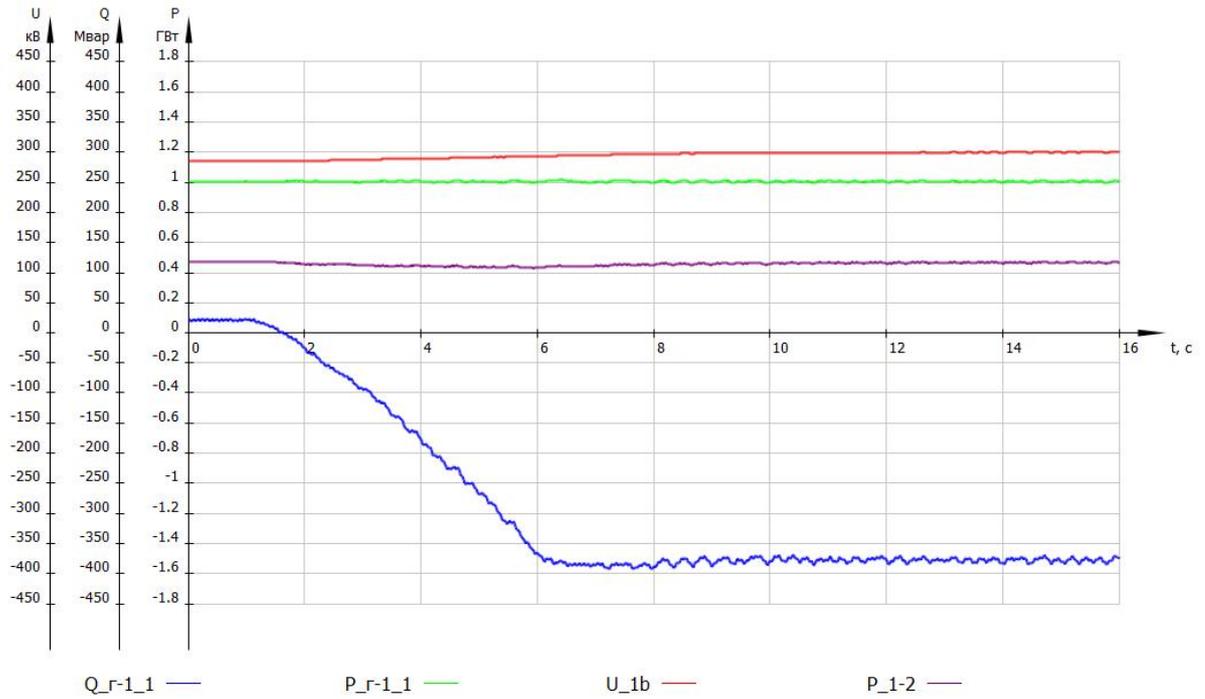


Рис. Д.34. Пример корректной работы АРВ сильного действия синхронного генератора (плавного входа в зону ОМВ) в статическом режиме при медленном изменении напряжения в энергосистеме



Рис. Д.35. Пример корректной работы АРВ сильного действия синхронного генератора (плавного входа в зону ОМВ) в статическом режиме при медленном увеличении активной мощности генератора

В динамическом режиме при изменении баланса реактивной мощности за счет включения емкости на шинах ЭС № 1 и последующего (через 6–10 с) отключения емкости на шинах ЭС № 1 при корректной работе АРВ вход в зону ОМВ в начальной фазе переходного процесса не должен приводить к превышению потребляемой синхронным генератором реактивной мощности более, чем на 30% по отношению к заданной уставке ОМВ.

Пример корректной работы АРВ сильного действия синхронного генератора при входе в зону ОМВ и выходе из зоны ОМВ в динамическом режиме приведен на рис. Д.36.

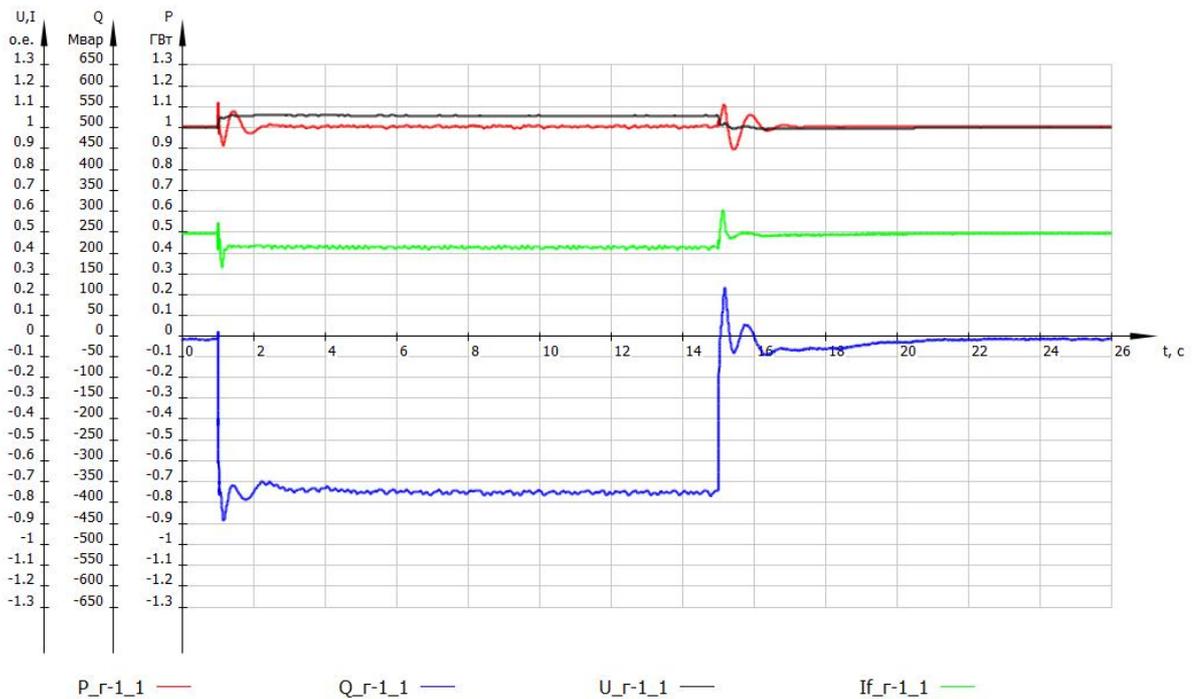


Рис. Д.36. Пример корректной работы АРВ сильного действия синхронного генератора при входе в зону ОМВ и выходе из зоны ОМВ в динамическом режиме

Работа в зоне ОМВ не должна сопровождаться колебаниями тока возбуждения и реактивной мощности. Если в опыте с введенными каналами стабилизации или включенным системным стабилизатором будут наблюдаться колебания тока возбуждения и реактивной мощности, то в алгоритм функционирования АРВ сильного действия синхронного генератора следует ввести блокировку каналов стабилизации или системного стабилизатора при переходе в зону ОМВ.

Таблица Д.11. Пример характеристики ОМВ

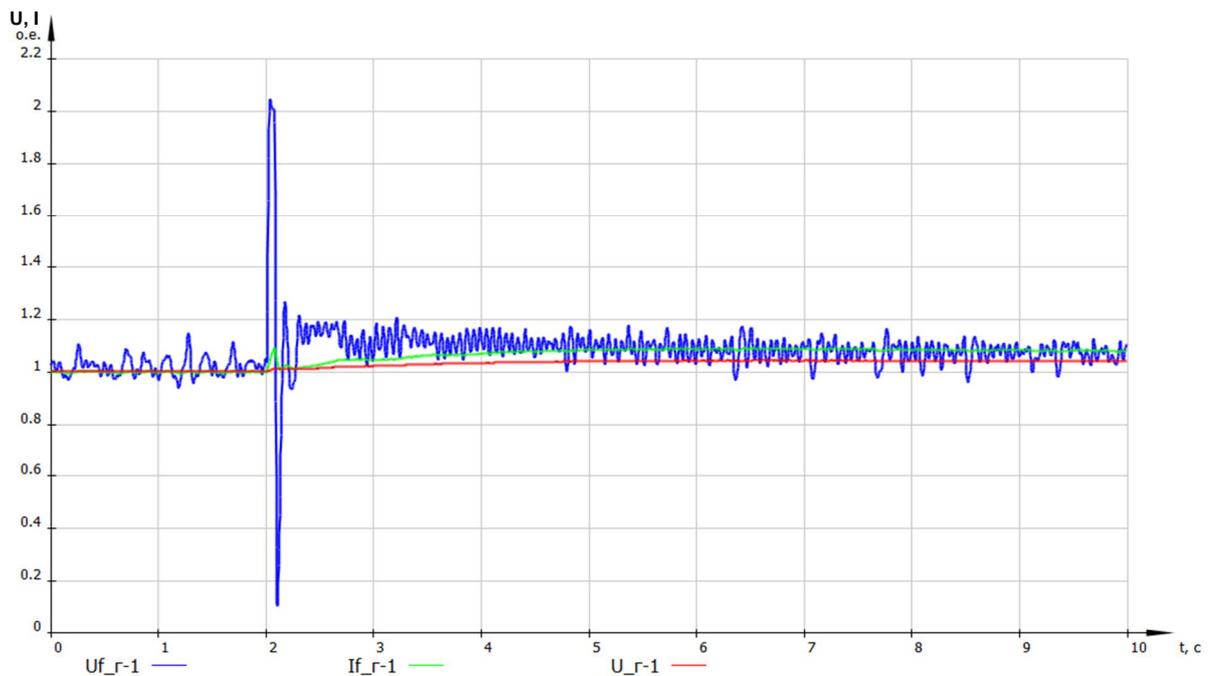
| Точка характеристики | P | Q |
|-------------------------|------|------|
| | МВт | Мвар |
| 1 | 0 | -600 |
| 2 | 1000 | -500 |
| 3 | 1500 | -390 |
| 4 | 2000 | -300 |

Д.5.2.9. В экспериментах 75–77 должна проверяться корректность работы ограничителя двукратного тока ротора. Проверка должна выполняться тремя способами: путем подачи тестового сигнала на увеличение уставки по напряжению генератора (эксперимент 75), путем моделирования затянувшегося двухфазного КЗ на землю (эксперимент 76) и серии из двух двухфазных КЗ на землю (эксперимент 77).

В эксперименте 75 ограничитель двойного тока ротора должен вступать в работу без выдержки времени и перерегулирования (см. рис. Д.37).

При проведении эксперимента 75 для АРВ сильного действия, у которых реализован ограничитель двойного тока ротора для бесщеточной системы возбуждения, следует дополнительно регистрировать расчетный ток ротора, определяемый по диаграмме Потье. Критерием корректности работы ограничителя является совпадение установившегося значения измеренного и расчетного значений тока ротора (см. рис. Д.38).

Ввод ограничения двукратного тока ротора в экспериментах 76 и 77 должен осуществляться с выдержкой времени, достаточной для затухания периодических токов, вызванных близкими короткими замыканиями, не препятствуя тем самым вводу релейной форсировки возбуждения. Задержка времени на ввод ограничителя должна регулироваться в диапазоне от 100 до 600 мс. Примеры корректной работы ограничителя двукратного тока ротора при моделировании затянувшегося двухфазного КЗ на землю и при моделировании серии из двух двухфазных КЗ приведены на рис. Д.39 и рис. Д.40 соответственно.



а)

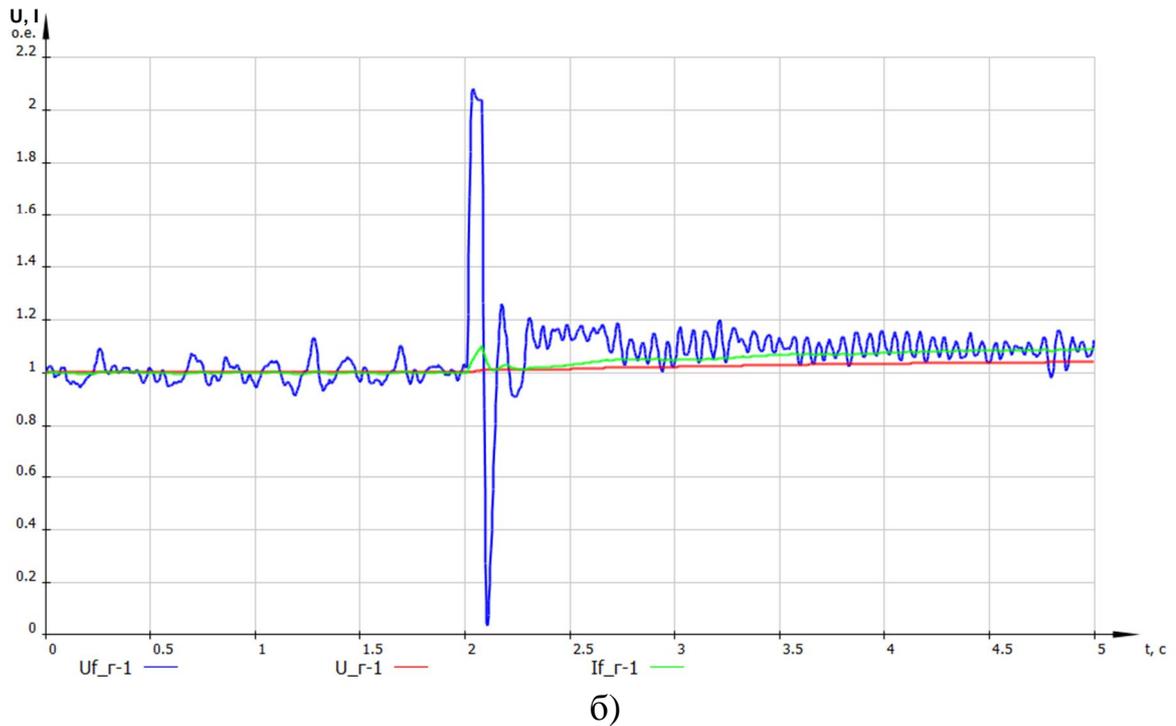


Рис. Д.37. Пример корректной работы ограничителя двукратного тока ротора при подаче тестового сигнала на увеличение уставки по напряжению генератора на 30 %. Уставка ограничителя задана на уровне $1,1I_{f_{ном}}$

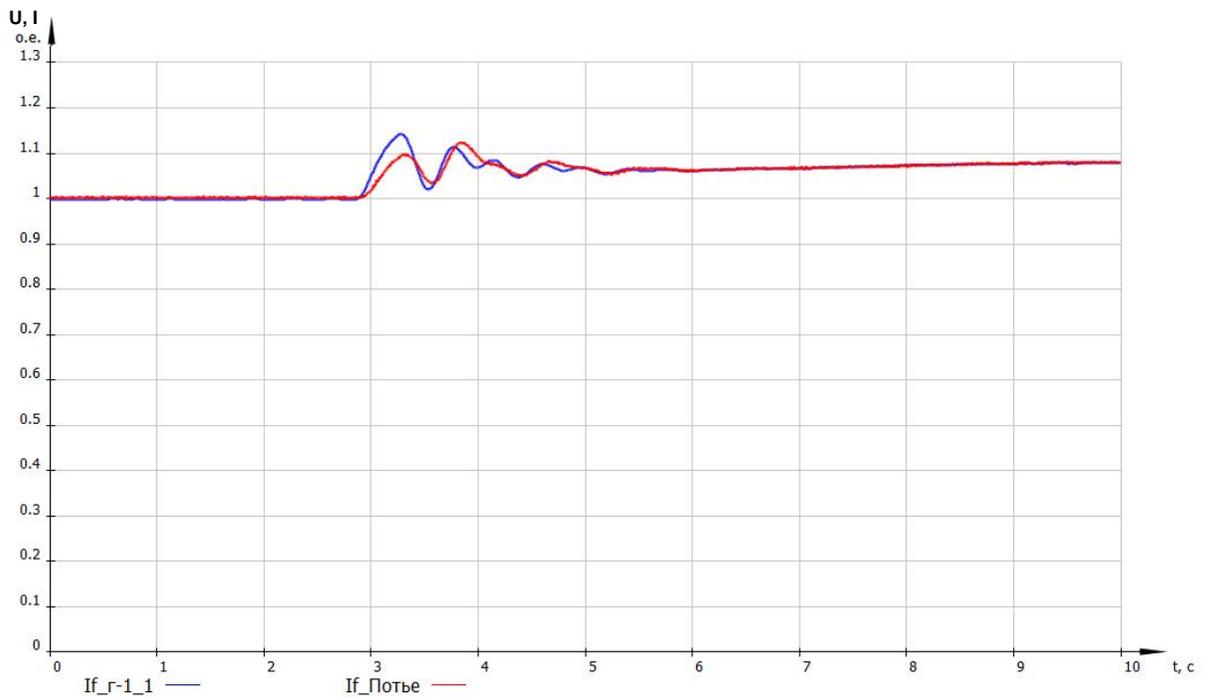
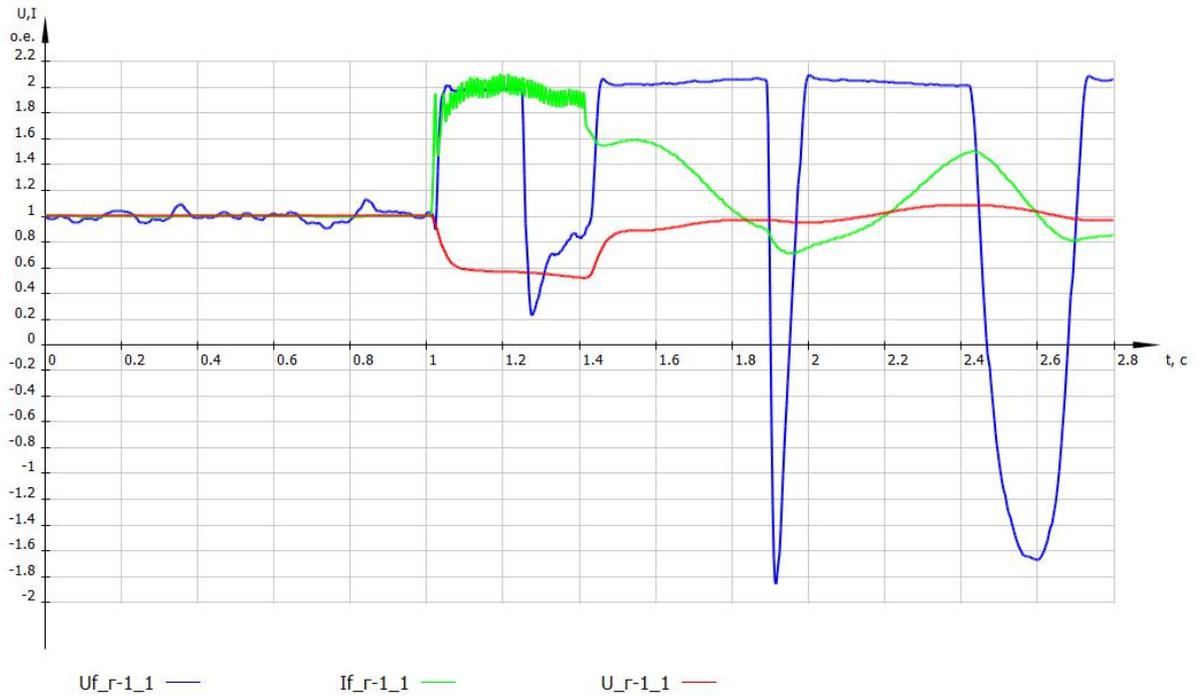
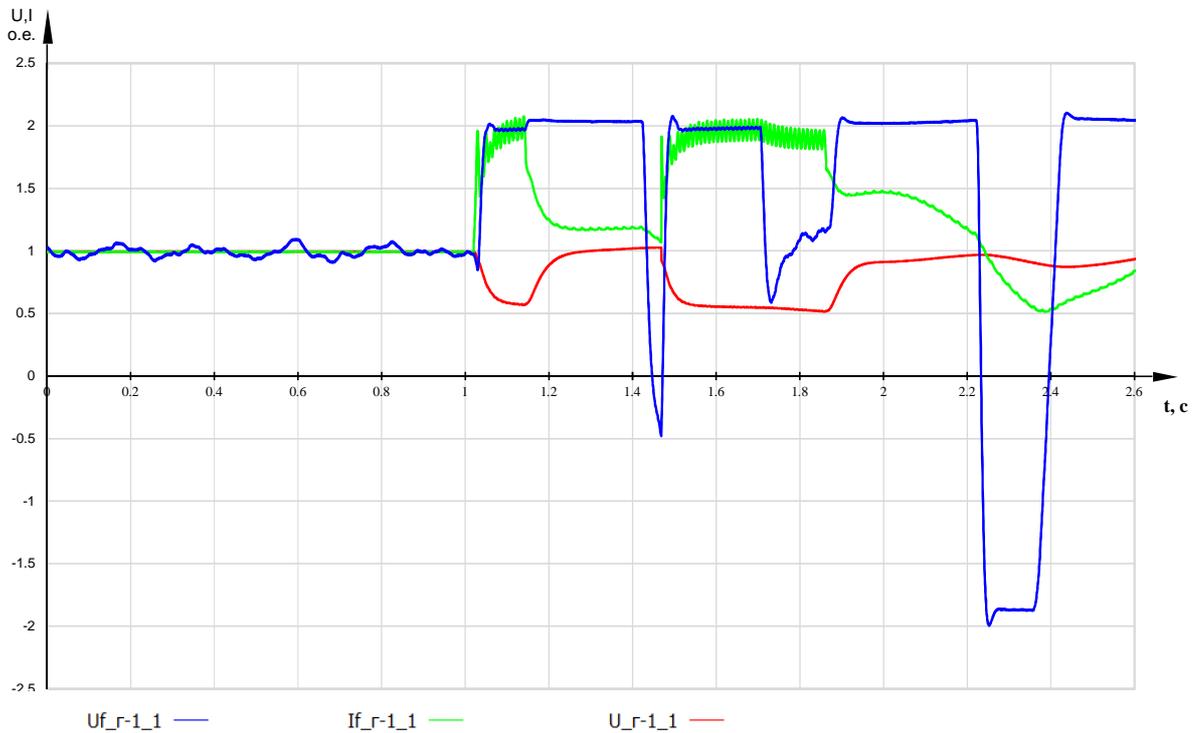


Рис. Д.38. Пример корректной работы ограничителя двукратного тока ротора при подаче тестового сигнала на увеличение уставки по напряжению генератора на 30 %. Уставка ограничителя задана на уровне $1,1I_{f_{ном}}$



**Рис. Д.39. Пример корректной работы ограничителя двукратного тока ротора при моделировании затянувшегося двухфазного КЗ на землю.
Уставка ограничителя задана на уровне $2I_{\text{ном}}$**



**Рис. Д.40. Пример корректной работы ограничителя двукратного тока ротора при моделировании серии из двух двухфазных КЗ на землю.
Уставка ограничителя задана на уровне $2I_{\text{ном}}$**

Д.5.2.10. В экспериментах 78–88 должны проверяться:

- устойчивость регулирования реактивной мощности и стабилизации режима при совместной работе двух регуляторов в составе укрупненного блока синхронных генераторов;
- оцениваться корректность распределения реактивной мощности между синхронными генераторами, объединенными в одной точке на генераторном напряжении;
- отсутствие внутригрупповой неустойчивости.

Проверка должна выполняться путем подачи тестовых возмущений при введенных и выведенных на обоих АРВ сильного действия синхронных генераторов каналах стабилизации или включенном и выключенном системном стабилизаторе, а также при введенных каналах стабилизации или включенном системном стабилизаторе только на одном из АРВ сильного действия синхронного генератора.

При корректной работе АРВ сильного действия синхронных генераторов во всех опытах после снятия тестовых возмущений должна восстанавливаться исходная нагрузка синхронных генераторов по реактивной мощности, а сами тестовые возмущения не должны приводить к возникновению и развитию взаимных колебаний между синхронными генераторами.

Пример корректной работы АРВ сильного действия синхронных генераторов приведен на рис. Д.41.

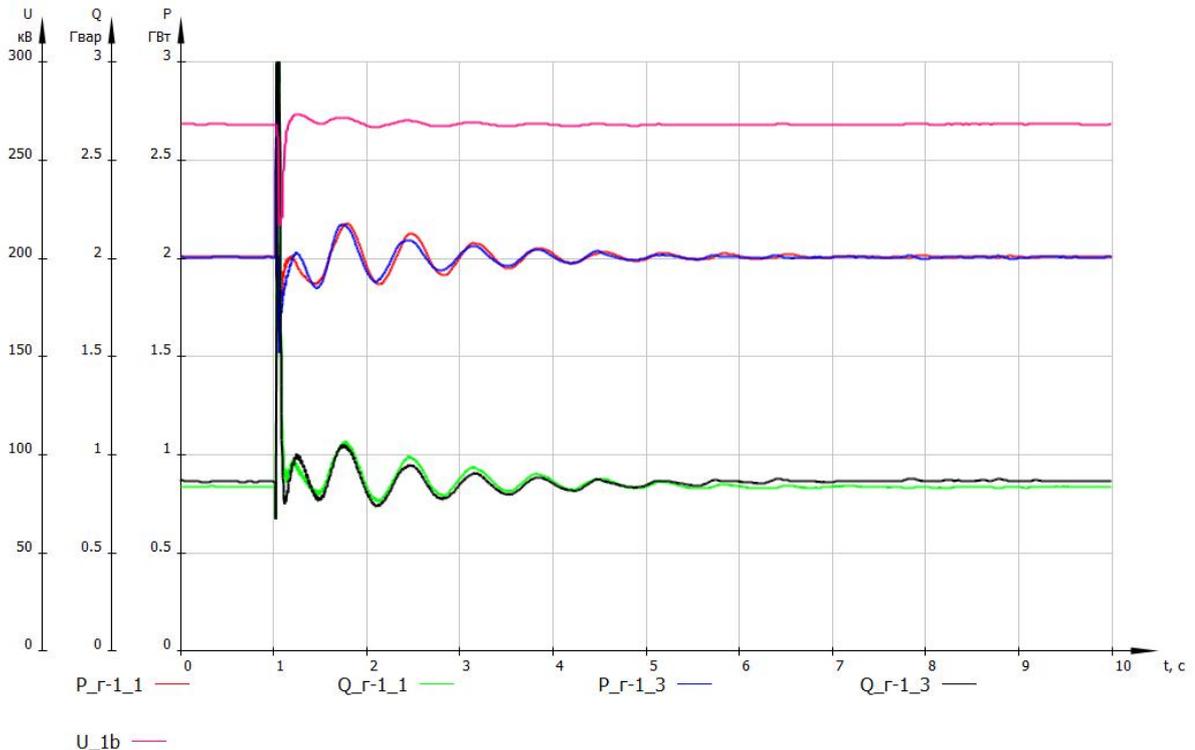


Рис. Д.41. Пример корректной работы АРВ сильного действия синхронных генераторов при однофазном КЗ на шинах ЭС № 1 при совместной работе двух регуляторов в составе укрупненного блока синхронных генераторов

Д.5.2.11. В эксперименте 89 должна проверяться корректность работы ограничителя напряжения ротора. Проверка должна выполняться путем моделирования затянувшегося трехфазного КЗ на землю. Ограничитель должен вступать в работу без перерегулирования. Для исключения срабатывания ограничителя двукратного тока бесщеточного возбудителя уставка этого ограничителя при проведении эксперимента 89 должна быть задана большей (в относительных единицах), чем уставка ограничителя напряжения ротора. Для предотвращения срабатывания ограничителя двукратного тока ротора следует ввести максимальную задержку по времени на ввод этого ограничителя¹. Пример корректной работы АРВ сильного действия синхронных генераторов приведен на рис. Д.42.

Д.5.2.12. В эксперименте 90 должна проверяться корректность работы ограничителя двукратного тока возбуждения бесщеточного возбудителя. Проверка должна выполняться путем моделирования затянувшегося трехфазного КЗ на землю. Ограничитель должен вступать в работу без перерегулирования. Для исключения срабатывания ограничителя напряжения ротора уставка этого ограничителя при проведении эксперимента 90 должна быть задана большей (в относительных единицах), чем уставка ограничителя тока возбуждения бесщеточного возбудителя. Для предотвращения срабатывания ограничителя двукратного тока ротора следует ввести максимальную задержку по времени на ввод этого ограничителя³. Пример корректной работы АРВ сильного действия синхронных генераторов приведен на рис. Д.43.

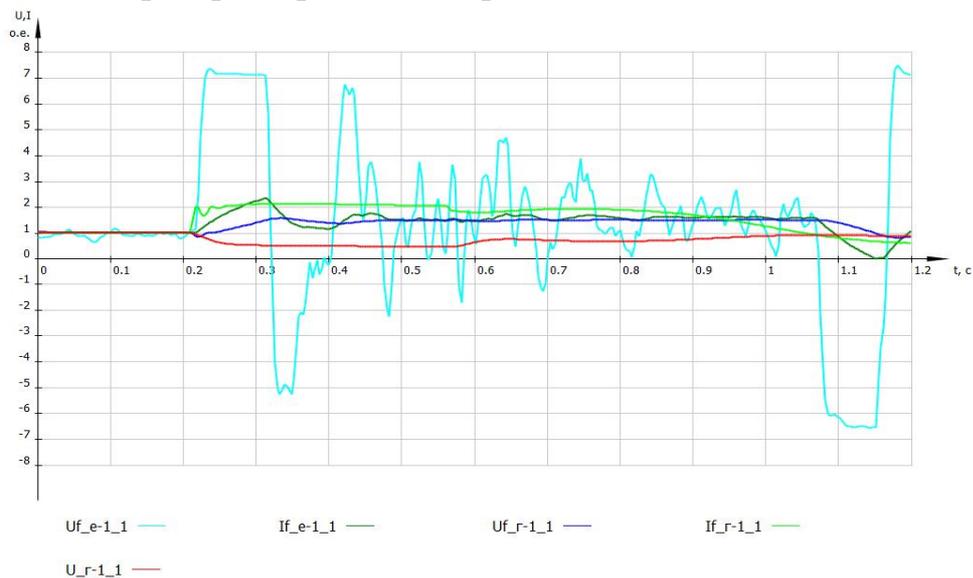


Рис. Д.42. Пример корректной работы ограничителя напряжения ротора при моделировании трехфазного затянувшегося КЗ вблизи шин ЭС № 1.

**Уставка ограничителя напряжения ротора задана на уровне $1,5U_{fном}$
(уставка ограничителя максимального тока возбуждения бесщеточного
возбудителя задана на уровне $3I_{fном}$)**

³ Для АРВ сильного действия, в которых имеется этот ограничитель

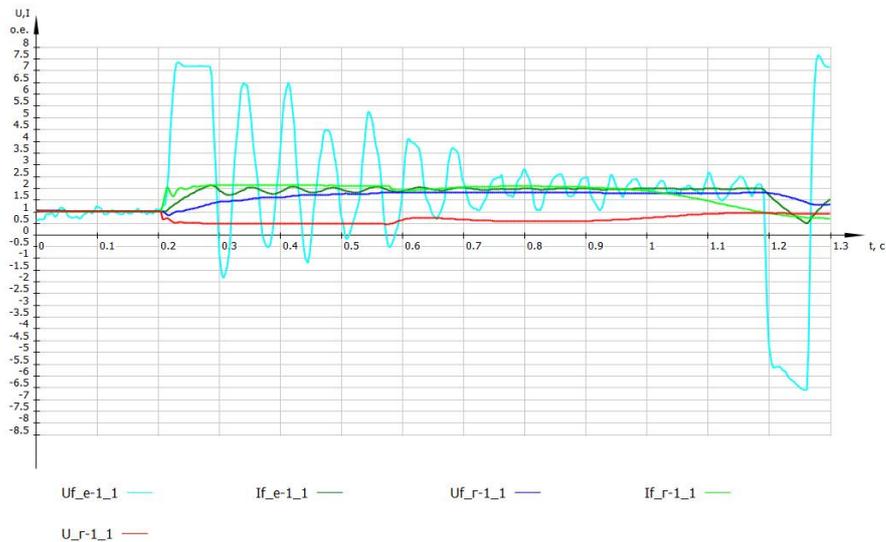


Рис. Д.43. Пример корректной работы ограничителя двукратного тока возбуждения бесщеточного возбудителя при моделировании трехфазного затынувшегося КЗ вблизи шин ЭС № 1. Уставка ограничителя двукратного тока возбуждения бесщеточного возбудителя задана на уровне $2I_{\text{ном}}$ (уставка ограничителя напряжения ротора задана на уровне $3U_{\text{ном}}$)

Д.5.2.13. Проверка правильности расчета тока ротора по диаграмме Потье⁴ производится путем повторения эксперимента 64. Корректность реализации алгоритма расчета тока ротора определяется путем сравнения его измеренного и расчетного значений после отключения короткого замыкания. Расчетное значение тока ротора не должно отличаться от измеренного:

- по фазе – не более чем на 30 градусов;
- по амплитуде – не более чем на 20%.

Пример корректной работы АРВ приведен на рис. Д.44.

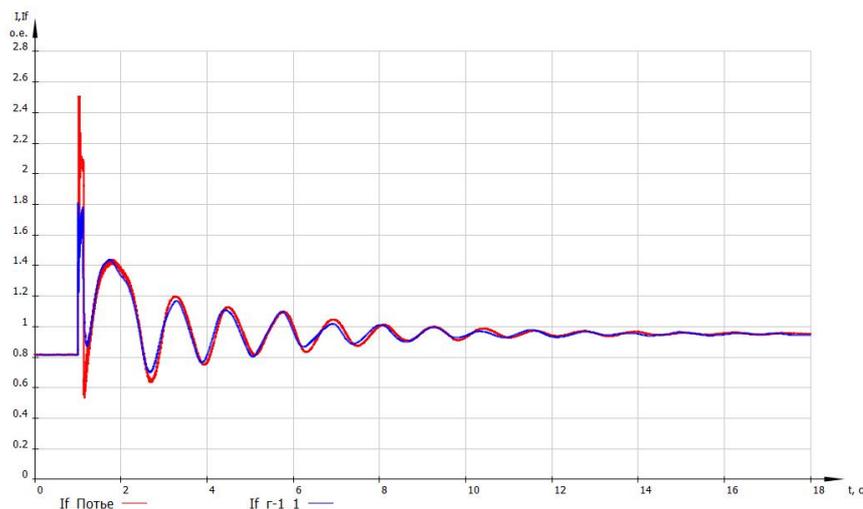


Рис. Д.44. Пример корректной реализации алгоритма расчета тока ротора по диаграмме Потье

⁴ Только для АРВ сильного действия, в которых ток ротора, рассчитанный по диаграмме Потье, используется для формирования параметра стабилизации.

Д.6. Создание цифровой модели сертифицированного АРВ сильного действия синхронных генераторов

Д.6.1. При положительных результатах испытаний органом по добровольной сертификации должна быть создана и передана в Системный оператор верифицированная цифровая модель сертифицируемого АРВ.

Д.6.2. Цифровая модель сертифицируемого АРВ создается после окончания сертификационных испытаний на основе переданных заявителем данных о сертифицируемом АРВ и его частотных характеристиках, полученных экспериментальным путем.

Д.6.3. Экспериментальные частотные характеристики сертифицируемого АРВ должны быть получены в диапазоне частот от 0,1 до 10 Гц с шагом по частоте не более 0,1 Гц в диапазоне от 0,1 до 2 Гц и не более 0,5 Гц в диапазоне от 2 до 10 Гц.

Д.6.4. Частотные характеристики для АРВ сильного действия синхронных генераторов с каналами стабилизации должны определяться отдельно для каждого канала регулирования и стабилизации с учетом измерительных преобразователей каналов регулирования и стабилизации.

Д.6.5. Частотные характеристики АРВ сильного действия синхронных генераторов с системным стабилизатором должны определяться отдельно для регулятора напряжения и для каждого из каналов системного стабилизатора с учетом измерительных преобразователей каналов регулирования и стабилизации.

Д.6.6. Верификация цифровой модели АРВ сильного действия синхронных генераторов должна выполняться путем сравнения экспериментальных частотных характеристик сертифицированного АРВ с частотными характеристиками, рассчитанными на цифровой модели АРВ.

Д.6.7. Погрешность определения частотных характеристик, рассчитанных на цифровой модели АРВ, относительно экспериментальных частотных характеристик сертифицированного АРВ должна определяться по формуле:

$$\rho_i = \frac{|\Delta r_i| + |r_i \cdot \Delta \varphi_i|}{r_{max}} \times 100\%,$$

где:

i – точка экспериментальной частотной характеристики;

ρ_i – погрешность частотной характеристики цифровой модели в каждой i -той точке;

r_i – значение амплитуды амплитудно-частотной характеристики в каждой i -той точке;

Δr_i – отклонение значения амплитуды амплитудно-частотной характеристики цифровой модели от соответствующего значения амплитуды экспериментальной амплитудно-частотной характеристики в каждой i -той точке;

$\Delta \varphi_i$ – отклонение значения фазы фазочастотной характеристики цифровой модели от соответствующего значения фазы экспериментальной фазочастотной характеристики в каждой i -той точке (в радианах);

r_{max} – максимальное значение амплитуды экспериментальной амплитудно-частотной характеристики.

Д.6.8. Верифицированной цифровой моделью АРВ сильного действия синхронных генераторов является цифровая модель, у которой погрешность определения частотных характеристик для каждой точки в диапазоне частот от 0,1 до 10 Гц не превосходит 10 %.

МЕТОДИКА
проверки параметров настройки автоматических регуляторов
возбуждения сильного действия синхронных генераторов на
математической модели энергосистемы с использованием ПАК РВ

Е.1. Область применения

Настоящая методика должна применяться для проверки параметров настройки АРВ сильного действия синхронных генераторов на математической модели энергосистемы с использованием цифрового программно-аппаратного комплекса моделирования энергосистем в режиме реального времени (ПАК РВ) типа Real Time Digital Simulator (*RTDS*) или иного ПАК РВ при обеспечении получения на нем переходных процессов, свойств математической модели и результатов проверки параметров настройки АРВ сильного действия, аналогичных переходным процессам, свойствам математической модели и результатам проверки параметров настройки АРВ сильного действия, полученным при использовании математической модели энергосистемы, созданной в *RTDS*, или физической модели энергосистемы, что должно быть подтверждено ОАО «СО ЕЭС».

Далее указанные ПАК РВ совместно именуются «*RTDS*».

Е.2. Этапность проверки настройки АРВ сильного действия синхронных генераторов на математической модели энергосистемы с использованием *RTDS*

Проверка настройки АРВ сильного действия синхронных генераторов на математической модели энергосистемы с использованием *RTDS* должна включать следующие основные этапы:

- создание математической модели энергосистемы;
- разработка программы проверки параметров настройки АРВ сильного действия синхронных генераторов;
- проверка параметров настройки АРВ сильного действия синхронных генераторов.

Е.3. Создание математической модели энергосистемы

Е.3.1. Создание математической модели энергосистемы должно включать следующие стадии:

- разработка цифровой эталонной модели энергосистемы в программах расчета установившихся режимов, переходных режимов и

динамической устойчивости и выполнение расчетов электрических режимов и устойчивости с использованием этих программ;

- создание цифровой эквивалентной модели энергосистемы в программах расчета установившихся режимов, переходных режимов и динамической устойчивости;

- создание математической модели энергосистемы с использованием RTDS;

- тестирование математической модели энергосистемы, созданной с использованием RTDS.

Е.3.2. Разработка цифровой эталонной модели энергосистемы в программах расчета установившихся режимов, переходных режимов и динамической устойчивости и выполнение расчетов электрических режимов и устойчивости с использованием этих программ.

Цифровая эталонная модель энергосистемы должна создаваться на основании исходных данных о параметрах схемы, ее структуре, характерных текущих и перспективных режимах в программах расчета установившихся режимов, переходных режимов и динамической устойчивости. На цифровой эталонной модели энергосистемы в программах расчета установившихся режимов, переходных режимов и динамической устойчивости должны быть выполнены расчеты установившихся режимов, статической апериодической и колебательной устойчивости и электромеханических переходных процессов, которые должны выявить схемно-режимные особенности работы рассматриваемых станции и/или генератора в энергосистеме для их последующего учета при создании эквивалентной схемы.

Е.3.3. Создание цифровой эквивалентной модели энергосистемы в программах расчета установившихся режимов, переходных режимов и динамической устойчивости.

Е.3.3.1. Эквивалентирование электрической схемы цифровой эталонной модели энергосистемы, созданной в программах расчета установившихся режимов, переходных режимов и динамической устойчивости, должно выполняться с использованием программ эквивалентирования. Используемая программа эквивалентирования должна обеспечить тождественное совпадение режимных параметров в полной схеме и сохраняемой части эквивалентной схемы, а также сохранение динамических свойств цифровой эталонной модели энергосистемы.

Е.3.3.2. Степень детализации цифровой эквивалентной модели энергосистемы должна быть определена путем оценки погрешностей эквивалентирования, полученных при выполнении сравнительных расчетов предельных электрических режимов в цифровых эталонной и эквивалентной моделях энергосистемы с использованием программы (программ) расчета установившихся режимов.

Е.3.3.3. Сравнительные расчеты предельных режимов должны выполняться в цифровых эталонной и эквивалентной моделях энергосистемы с использованием одинаковых траекторий утяжеления⁵.

Е.3.3.4. Погрешность эквивалентирования (в процентах) должна определяться по формуле:

$$|\Delta\varepsilon| = \frac{P_{\Sigma\varepsilon} - P_{\Sigma\varepsilon K}}{P_{\Sigma\varepsilon}} \times 100,$$

где:

$P_{\Sigma\varepsilon}$ – предельный переток активной мощности в контролируемом сечении в цифровой эталонной модели энергосистемы;

$P_{\Sigma\varepsilon K}$ – предельный переток активной мощности в контролируемом сечении в цифровой эквивалентной модели энергосистемы.

Е.3.3.5. Степень детализации цифровой эквивалентной модели энергосистемы, созданной в программах расчета установившихся режимов, переходных режимов и динамической устойчивости, считается достаточной, если погрешность эквивалентирования, определенная в соответствии с п. Е.3.3.4, не превышает 5%.

Е.3.4. Создание математической модели энергосистемы с использованием RTDS.

Математическая модель энергосистемы должна быть разработана с использованием RTDS на базе цифровой эквивалентной модели энергосистемы, созданной в программах расчета установившихся режимов, переходных режимов и динамической устойчивости. Математическая модель энергосистемы должна включать:

- электрическую схему, содержащую модели генераторов, трансформаторов, ЛЭП, нагрузки и др. элементы, входящие в эквивалентную цифровую модель энергосистемы, созданную в программе (программах) расчета переходных процессов и динамической устойчивости;

- математические модели АРВ, регуляторов скорости, турбин, и др. аналогичные элементы эквивалентной цифровой модели энергосистемы, созданной в программах расчета установившихся режимов, переходных режимов и динамической устойчивости;

- подробные математические модели статических и бесщеточных систем возбуждения синхронных генераторов, для которых выполняется проверка параметров настройки АРВ, позволяющие выполнить подключение АРВ в соответствии с документацией завода – изготовителя АРВ. Подключение должно обеспечивать адекватное функционирование АРВ при выполнении всех экспериментов программы проверки параметров настройки АРВ сильного действия синхронных генераторов, разработанной согласно п. Е.4;

- элементы, обеспечивающие непосредственное управление состоянием математической модели энергосистемы и позволяющие моделировать характерные электрические режимы;

⁵ Использование выбранной траектории утяжеления должно обеспечивать загрузку контролируемых сечений

– элементы, обеспечивающие моделирование возмущений и различных типов технологических нарушений, входящих в программу проверки параметров настройки АРВ сильного действия синхронных генераторов, разработанную согласно п. Е.4, а также действие ПА при этих технологических нарушениях.

Параметры электрического режима эквивалентных элементов математической модели могут быть скорректированы с целью обеспечения тождественности электрических режимов в сохраняемой части энергосистемы в математической модели энергосистемы и верифицированной цифровой модели. Параметры эквивалентных элементов математической модели могут быть скорректированы с целью сохранения динамических и колебательных свойств верифицированной цифровой модели энергосистемы

Е.3.5. Тестирование математической модели энергосистемы, созданной с использованием RTDS.

Е.3.5.1. Тестирование математической модели энергосистемы, созданной с использованием RTDS, должно выполняться путем:

– проверки соответствия параметров электрических режимов в тестируемой математической модели, созданной с использованием RTDS, и цифровой эталонной модели энергосистемы, созданной в программах расчета установившихся режимов, переходных режимов и динамической устойчивости;

– проверки соответствия параметров электрических режимов при технологических нарушениях (по данным регистраторов системы мониторинга переходных режимов либо по результатам расчетов в верифицированных цифровых моделях энергосистем в программе расчета переходных режимов и динамической устойчивости) параметрам, полученным при воспроизведении этих технологических нарушений на тестируемой математической модели энергосистемы.

Е.3.5.2. Погрешность (в процентах) реализации математических моделей в RTDS и в программе (программах) расчета установившихся режимов должна определяться по формуле:

$$|\Delta\varepsilon| = \frac{P_{\Sigma\varepsilon} - P_{\Sigma M}}{P_{\Sigma\varepsilon}} \times 100,$$

где:

$P_{\Sigma\varepsilon}$ – предельный переток активной мощности в контролируемом сечении в цифровой эталонной модели энергосистемы, созданной в программе (программах) расчета установившихся режимов;

$P_{\Sigma M}$ – предельный переток активной мощности в контролируемом сечении в тестируемой математической модели энергосистемы, созданной с использованием RTDS.

Е.3.5.3. Математическая модель энергосистемы, созданная с использованием RTDS, считается прошедшей процедуру тестирования и может быть использована для выбора параметров настройки АРВ синхронных генераторов, если:

– погрешность моделирования, определенная в соответствии с п. Е.3.5.2, не превышает 5%;

– частоты колебаний параметров электрических режимов при технологических нарушениях, зафиксированные регистраторами системы мониторинга переходных режимов или рассчитанные с использованием верифицированных цифровых моделей энергосистем, отличаются не более чем на 5% от частот колебаний параметров электрических режимов, полученных при воспроизведении этих технологических нарушений на тестируемой математической модели энергосистемы, созданной с использованием RTDS в диапазоне 0,6 Гц и более, не более чем на 0,1 Гц в диапазоне 0,3–0,6 Гц и не более чем на 0,05 Гц в диапазоне 0,1–0,3 Гц.

Е.4. Разработка программы проверки параметров настройки АРВ сильного действия синхронных генераторов

Е.4.1. Программа проверки параметров настройки АРВ сильного действия синхронных генераторов должна предусматривать:

1) проверку предварительно выбранных и предоставленных собственником или иным законным владельцем электростанции параметров настройки АРВ сильного действия синхронных генераторов для характерных режимов в нормальной, ремонтных и послеаварийных схемах на:

– отсутствие возникновения синхронных колебаний при достижении предела передаваемой мощности;

– демпфирование колебаний в послеаварийных режимах при расчетных возмущениях;

– внутригрупповую устойчивость (для многоагрегатных электростанций);

– устойчивость работы синхронных генераторов с учетом действия устройств и комплексов ПА;

– соответствие параметров настройки релейной форсировки возбуждения требованиям Стандарта;

– устойчивость работы синхронных генераторов в режиме ограничения минимального возбуждения;

2) проверку параметров настройки АРВ сильного действия синхронных генераторов с учетом поэтапного ввода синхронных генераторов и сетевых объектов (при новом строительстве) или поэтапной реконструкции систем возбуждения и АРВ сильного действия синхронных генераторов (при замене систем возбуждения на действующих электростанциях);

3) корректировку (при необходимости) параметров настройки АРВ сильного действия синхронных генераторов.

Е.4.2. При составлении программы проверки параметров настройки АРВ сильного действия синхронных генераторов с Системным оператором должны быть согласованы: исходная электрическая схема сети, расчетные возмущения, балансы мощности и характерные режимы в нормальной, ремонтных и послеаварийных схемах.

Е.5. Проверка параметров настройки АРВ сильного действия синхронных генераторов

Е.5.1. Проверка параметров настройки АРВ сильного действия синхронных генераторов должна проводиться на математической модели энергосистемы, созданной с использованием RTDS, в соответствии с разработанной согласно п. Е.4 программой.

Е.5.2. Проверка параметров настройки АРВ сильного действия синхронных генераторов может проводиться в присутствии представителей собственника или иного законного владельца электростанции, а также представителей завода – изготовителя АРВ сильного действия синхронных генераторов и Системного оператора.

При необходимости собственник или иной законный владелец электростанции совместно с представителями завода-изготовителя АРВ сильного действия синхронных генераторов осуществляет корректировку параметров настройки АРВ сильного действия синхронных генераторов.

Библиография

- [1] «Методические указания по устойчивости энергосистем» (утверждены приказом Минэнерго России от 30.06.2003 № 277).

Ключевые слова: система возбуждения, автоматический регулятор возбуждения сильного действия синхронных генераторов, кратность форсировки системы возбуждения, устойчивость параллельной работы синхронного генератора в энергосистеме.

Руководитель организации-разработчика

ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы»

наименование организации

Председатель Правления

должность

личная подпись

Б.И. Аюев

инициалы, фамилия

Руководитель
разработки:

Первый заместитель

Председателя Правления

должность

личная подпись

Н.Г. Шульгинов

инициалы, фамилия

Исполнитель:

Начальник службы
внедрения противоаварийной
и режимной автоматики

должность

личная подпись

А.Т. Демчук

инициалы, фамилия