ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО

ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ГОСТ Р 70605— 2022

Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы

РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Импульсная и длительная разгрузка турбин. Общие требования и методика испытаний

Издание официальное

Москва
Российский институт стандартизации
2023

gost.e-ecolog.ru

Предисловие

1 РАЗРАБОТАН Акционерным обществом «Системный оператор Единой энергетической системы» (АО «СО ЕЭС»)

2 ВНЕСЕН Техническим комитетом по стандартизации ТК 016 «Электроэнергетика»

3 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 27 декабря 2022 г. № 1631-ст

4 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

*Правила применения настоящего стандарта установлены в статье 26 Федерального закона от 29 июня 2015 г. № 162-ФЗ «О стандартизации в Российской Федерации». Информация об изменениях к настоящему стандарту публикуется в ежегодном (по состоянию на 1 января текущего года) информационном указателе «Национальные стандарты», а официальный текст изменений и поправок — в ежемесячном информационном указателе «Национальные стандарты». В случае пересмотра (замены) или отмены настоящего стандарта соответствующее уведомление будет опубликовано в ближайшем выпуске ежемесячного информационного указателя «Национальные стандарты». Соответствующая информация, уведомление и тексты размещаются также в информационной системе общего пользования — на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет (*gost.e-ecolog.ru

© Оформление. ФГБУ «Институт стандартизации», 2023

Настоящий стандарт не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии

Содержание

1 Область применения 1
2 Нормативные ссылки 2
3 Термины, определения и сокращения 2
4 Требования к кратковременной (импульсной) и длительной разгрузке турбин ТЭС и АЭС. 3
5 Требования к испытаниям кратковременной (импульсной) и длительной разгрузки турбин ТЭС и АЭС 5
Приложение А (обязательное) Методика проведения испытаний блоков ТЭС/АЭС с целью определения характеристик кратковременной (импульсной) и длительной разгрузки паровых турбин ТЭС и АЭС 6
Приложение Б (обязательное) Требования к содержанию протокола испытаний 16
Приложение В (обязательное) Требования к содержанию отчета по испытаниям 17
Приложение Г (обязательное) Проверка имитации сигналов КРТ и ДРТ 18
Приложение Д (обязательное) Перечень регистрируемых параметров 19
Приложение Е (справочное) Пример рабочей программы испытаний импульсных и длительных разгрузок турбины К-800-240 20
Приложение Ж (справочное) Пример методики обработки результатов испытаний импульсных характеристик, полученных графическим дифференцированием сигнала частоты вращения турбины К-225 22
Библиография 31

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы

РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Импульсная и длительная разгрузка турбин. Общие требования и методика испытаний

United power system and isolated power systems. Relay protection and automation. Automatic emergency control of modes of power systems. Pulse and long-term unloading of turbines. General requirements and test procedure

Дата введения — 2023—02—01

1 Область применения

1.1 Настоящий стандарт устанавливает:

- основные требования к кратковременной (импульсной) и длительной разгрузке турбин (КРТ, ДРТ) тепловых и атомных электростанций (ТЭС, АЭС);
- порядок и методику проведения испытаний генерирующего оборудования ТЭС и АЭС с целью определения фактических характеристик КРТ и ДРТ.

1.2 Назначение и область применения КРТ, ДРТ определены в ГОСТ Р 55105.

1.3 Настоящий стандарт распространяется на субъекты оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, на собственников и иных законных владельцев тепловых и атомных электростанций, на турбинах которых выполнена (предусматривается выполнение) КРТ, ДРТ, а также на организации, осуществляющие деятельность по монтажу, наладке и испытаниям паровых и газовых турбин и систем их автоматического управления, проектные и научно-исследовательские организации.

1.4 Настоящий стандарт предназначен для применения при подготовке, согласовании и проверке выполнения технических условий на технологическое присоединение ТЭС и АЭС к электрическим сетям, при строительстве, реконструкции, модернизации и техническом перевооружении паровых и газовых турбин и систем их автоматического управления, при создании (модернизации) устройств и комплексов противоаварийной автоматики, проведении испытаний генерирующего оборудования ТЭС и АЭС с целью определения фактических характеристик КРТ, ДРТ.

1.5 Требования 4.1, 4.16, 4.17 и раздела 5 распространяются на все существующие и вновь вводимые паровые и газовые турбины, на которых выполнена (предусматривается выполнение) КРТ, ДРТ.

1.6 Требования 4.15 распространяются на существующие и вновь вводимые паровые и газовые турбины, на которых выполнена (предусматривается выполнение) КРТ, ДРТ, если:

- функция КРТ, ДРТ выполнена до вступления в силу настоящего стандарта;
- функция КРТ, ДРТ подлежит выполнению в соответствии с проектной (рабочей) документацией на создание (модернизацию) противоаварийной автоматики и (или) генерирующего оборудования, согласованной и утвержденной в установленном порядке до вступления в силу настоящего стандарта.

1.7 Требования 4.12—4.14 распространяются на все паровые и газовые турбины, на которых выполнена (предусматривается выполнение) КРТ, ДРТ, не указанные в 1.6.

1.8 Настоящий стандарт не устанавливает требования к ДРТ на гидроагрегатах гидроэлектростанций и гидроаккумулирующих электростанций и проведению ее испытаний.

Издание официальное

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ Р 55105 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Нормы и требования

ГОСТ Р 57114 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике и оперативно-технологическое управление. Термины и определения

Примечание — При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных стандартов в информационной системе общего пользования — на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет или по ежегодному информационному указателю «Национальные стандарты», который опубликован по состоянию на 1 января текущего года, и по выпускам ежемесячного информационного указателя «Национальные стандарты» за текущий год. Если заменен ссылочный стандарт, на который дана недатированная ссылка, то рекомендуется использовать действующую версию этого стандарта с учетом всех внесенных в данную версию изменений. Если заменен ссылочный стандарт, на который дана датированная ссылка, то рекомендуется использовать версию этого стандарта с указанным выше годом утверждения (принятия). Если после утверждения настоящего стандарта в ссылочный стандарт, на который дана датированная ссылка, внесено изменение, затрагивающее положение, на которое дана ссылка, то это положение рекомендуется применять без учета данного изменения. Если ссылочный стандарт отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, рекомендуется применять в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Термины, определения и сокращения

3.1 В настоящем стандарте применены термины по ГОСТ Р 57114, ГОСТ Р 55105, а также следующий термин с соответствующим определением:

3.1.1 **средняя скорость разгрузки кратковременной (импульсной) разгрузки турбин:** Отношение разности между активной мощностью турбоагрегата в момент начала ее снижения и минимальной активной мощностью турбоагрегата в процессе разгрузки к интервалу времени между моментом начала снижения активной мощности турбоагрегата и моментом достижения минимальной активной мощности турбоагрегата в процессе разгрузки.

3.2 В настоящем стандарте использованы следующие сокращения:

АСР — автоматическая система регулирования;

АЭС — атомная электростанция;

БРОУ — быстродействующая редукционно-охладительная установка;

БРУ-К — быстродействующая редукционная установка сброса пара в конденсатор;

БЩУ — блочный щит управления;

ВД — высокое давление;

ГТ — газовая турбина;

ДРТ — длительная разгрузка турбины;

КДРТ — кратковременная (импульсная) разгрузка турбины с последующей длительной разгрузкой турбины;

КРТ — кратковременная (импульсная) разгрузка турбины;

ОГ — отключение генераторов;

ПА — противоаварийная автоматика;

РЗА — релейная защита и автоматика;

РК ВД — регулирующий клапан высокого давления;

РК СД — регулирующий клапан среднего давления;

САУ — система автоматического управления;

СД — среднее давление;

ТЭС — тепловая электростанция;

УВ — управляющее воздействие;

ЧВД — часть высокого давления;

ЧСД — часть среднего давления;

ЭГП — электрогидравлический преобразователь;

ЭГП-С — электрогидравлический преобразователь-сумматор;

ЭМП — электромеханический преобразователь;

ЭЧСР — электронная часть системы регулирования.

4 Требования к кратковременной (импульсной) и длительной разгрузке турбин ТЭС и АЭС

4.1 При реализации КРТ, КДРТ и ДРТ должна обеспечиваться устойчивая работа соответствующего генерирующего оборудования ТЭС и АЭС.

4.2 На вновь вводимых/модернизуемых[1)] паросиловых блоках ТЭС и АЭС (кроме блоков АЭС с реакторами большой мощности канальными и на быстрых нейтронах) номинальной мощностью 500 МВт и выше должна быть предусмотрена возможность использования:

- не менее одной ступени КРТ с глубиной разгрузки на не менее 90 % от номинальной мощности блока $P_{ном}$ и со средней скоростью разгрузки не менее 80 % от $P_{ном}$ блока в секунду для указанной глубины;
- не менее трех ступеней ДРТ (с возможностью использования как отдельно, так и в сочетании с КРТ) с глубиной разгрузки, равной 20 % от $P_{ном}$, 30 % от $P_{ном}$, 50 % от $P_{ном}$ соответственно (с учетом технологического минимума генерирующего оборудования).

Конкретный перечень используемых ступеней КРТ, ДРТ устанавливают при проектировании на стадии определения проектных настроек ПА.

Для генерирующего оборудования меньшей мощности количество, объем ступеней и иные характеристики КРТ и ДРТ определяют при проектировании. При этом:

- скорость КРТ должна соответствовать максимально возможной скорости разгрузки паровой турбины без выхода параметров режима работы генерирующего оборудования за пределы допустимых значений;
- ДРТ должна быть выполнена ступенями с глубиной разгрузки заданного объема или разгрузкой генерирующего оборудования до заданной величины, соответствующей требованиям 4.7.

4.3 Скорость ДРТ газовой турбины (в том числе входящей в состав парогазовой установки) должна соответствовать максимально допустимой скорости изменения нагрузки ГТ, определяемой ее производителем.

4.4 Длительность промежутка времени от момента поступления команды на реализацию КРТ, КДРТ, ДРТ в САУ соответствующего генерирующего оборудования до момента начала снижения его мощности (далее — время запаздывания) не должна превышать 300 мс.

4.5 После приема в САУ команды на КРТ, КДРТ в САУ должна блокироваться реализация в части КРТ последующих команд на КРТ, КДРТ в течение заданного промежутка времени, определяемого производителем соответствующей турбины. Снятие указанной блокировки должно быть выполнено автоматически без необходимости вмешательства оперативного персонала станции.

4.6 В САУ блока не допускается выполнение блокировок КРТ (в том числе в составе КДРТ) по уровню нагрузки блока.

4.7 Нижний предел по активной мощности, до которого допускается разгрузка генерирующего оборудования действием ДРТ, должен соответствовать его технологическому минимуму.

При наличии проектного обоснования допускается устанавливать указанный предел ниже технологического минимума с условием обеспечения устойчивой работы генерирующего оборудования на его уровне в течение не менее 30 мин. При этом величину указанного предела определяет собственник или иной законный владелец электростанции.

4.8 При поступлении в САУ генерирующего оборудования команды на реализацию ступени ДРТ, объем которой превышает разницу между текущей нагрузкой генерирующего оборудования по активной мощности и его технологическим минимумом, должна быть реализована разгрузка генерирующего оборудования до технологического минимума.

[1)] Под модернизацией блока понимается замена генератора, изменение проточной части турбины, замена ее ротора, лопаточной части, сервомоторов, замена САУ блока, модернизация системы управления сервомоторами.

4.9 В САУ должно быть предусмотрено задание в качестве настроечного параметра интервала времени, определяющего логику обработки последовательно поступивших в САУ команд на реализацию ДРТ, в том числе в составе команд на реализацию КДРТ (далее — интервал одновременности ДРТ). Интервал одновременности ДРТ определяют посредством возможностей САУ и учитывают при проектировании, выбирая проектные параметры настроек устройств и комплексов ПА, использующих указанные УВ.

4.10 При поступлении в САУ в интервале одновременности ДРТ двух и более последовательных команд на реализацию КДРТ и (или) ДРТ результирующий объем ДРТ должен быть равен наибольшему объему ДРТ из поступивших команд (с учетом нижнего предела по активной мощности, до которого допускается разгрузка генерирующего оборудования действием ДРТ по 4.7).

4.11 При поступлении в САУ вне интервала одновременности ДРТ двух и более последовательных команд на реализацию КДРТ и (или) ДРТ результирующий объем ДРТ должен быть равен суммарному объему ДРТ каждой из команд (с учетом нижнего предела по активной мощности, до которого допускается разгрузка генерирующего оборудования действием ДРТ по 4.7).

4.12 После приема в САУ, во время и после реализации команды на КРТ, КДРТ, ДРТ не допускается выполнение блокировки приема и реализации последующих команд на ДРТ и КДРТ в части ДРТ.

4.13 При выполнении КРТ, КДРТ и ДРТ САУ генерирующего оборудования должна блокировать действие режимной автоматики на увеличение нагрузки указанного генерирующего оборудования.

4.14 В случае срабатывания КРТ, КДРТ, ДРТ генерирующего оборудования, указанного в 1.7, собственником данного генерирующего оборудования должны быть обеспечены регистрация и хранение на протяжении не менее одного года зависимостей активной мощности и частоты вращения турбины от времени в течение разгрузки. При срабатывании КРТ и КДРТ регистрация и хранение указанных параметров должны быть осуществлены с шагом не более 0,02 с и периодом усреднения не более 0,02 с. При срабатывании ДРТ регистрация и хранение этих параметров должны быть с шагом не более 1 с. При этом точность измерения и регистрации активной мощности должна быть не хуже 1 % от номинальной мощности соответствующего генерирующего оборудования; точность измерения частоты вращения — не хуже 0,03 % от номинальной частоты вращения.

4.15 В случае срабатывания КРТ, КДРТ генерирующего оборудования, указанного в 1.6, регистрация и хранение зависимостей активной мощности и частоты вращения турбины от времени в течение разгрузки должны быть выполнены с шагом не более 0,05 с для срабатывания КРТ, КДРТ и с шагом не более 1 для срабатывания ДРТ, а также с максимально возможной точностью измерения активной мощности и частоты вращения, обеспечиваемой техническими средствами соответствующей электростанции.

4.16 Данные, регистрируемые в соответствии с 4.14 и 4.15, должны быть переданы субъекту оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике в течение не более трех рабочих дней после факта срабатывания КРТ, КДРТ, ДРТ.

4.17 Субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике должен быть проведен анализ каждого случая срабатывания КРТ, ДРТ.

При выявлении несоответствия фактических характеристик КРТ, ДРТ, ранее переданных субъекту оперативно-диспетчерского управления, приводящего к неэффективности противоаварийного управления, субъект оперативно-диспетчерского управления инициирует реализацию мероприятий по переводу действия соответствующих комплексов (устройств) ПА с КРТ (ДРТ) на ОГ и (или) по ограничению допустимой выдачи мощности электростанции (генератора, энергоблока) и уведомляет собственника или законного владельца электростанции о необходимости устранения выявленных несоответствий.

Перевод действия комплексов (устройств) ПА с ОГ на КРТ (ДРТ) и (или) отмена введенных ограничений выдачи мощности электростанции (генератора, энергоблока) осуществляются по инициативе субъекта оперативно-диспетчерского управления после устранения выявленных несоответствий с подтверждением их устранения (при необходимости) проведением испытаний.

5 Требования к испытаниям кратковременной (импульсной) и длительной разгрузки турбин ТЭС и АЭС

5.1 Испытания КРТ, ДРТ турбин ТЭС и АЭС проводят собственники или иные законные владельцы соответствующих электростанций с целью определения фактических характеристик КРТ, ДРТ.

5.2 Испытания КРТ, ДРТ должны быть проведены:

- в рамках наладки КРТ, ДРТ перед вводом функции КРТ, ДРТ в эксплуатацию;

- после модернизации турбины, на которой выполнены КРТ, ДРТ и (или) ее САУ, включающей изменения проточной части турбины, замену ротора, лопаточной части, сервомоторов, модернизацию системы управления сервомоторами, а также иные мероприятия, в результате выполнения которых могут быть изменены время запаздывания и скорость разгрузки турбины при реализации КРТ, ДРТ;

- в случае, указанном в 4.17.

5.3 Объем испытаний КРТ и ДРТ должен быть достаточным:

- для определения фактических характеристик всех предусмотренных ступеней КРТ, ДРТ;

- проверки всех предусмотренных блокировок срабатывания КРТ, ДРТ (для КРТ, ДРТ генерирующего оборудования, указанного в 1.6);

- проверки предусмотренной в САУ логики обработки последовательно поступивших команд на реализацию КРТ, КДРТ, ДРТ;

- проверки соответствия нижнего предела по активной мощности, до которого допускается разгружать генерирующее оборудование действием ДРТ, требованиям 4.7 (для генерирующего оборудования, указанного в 1.7);

- определения нижнего предела по активной мощности, до которого допускается разгружать генерирующее оборудование действием ДРТ (для генерирующего оборудования, указанного в 1.6);

- проверки устойчивой работы генерирующего оборудования при выполнении КРТ, КДРТ, ДРТ при исходной нагрузке генерирующего оборудования в диапазоне от технологического минимума (для генерирующего оборудования, указанного в 1.7) или уставок блокировки КРТ, КДРТ, ДРТ (при наличии блокировок КРТ, ДРТ у генерирующего оборудования, указанного в 1.6) до максимума регулировочного диапазона блока посредством проведения испытаний при различной исходной нагрузке блока.

5.4 Испытания КРТ, ДРТ следует проводить по программе, разработанной собственником или иным законным владельцем электростанции на основе методики испытаний блоков ТЭС и АЭС с целью определения характеристик кратковременной (импульсной) и длительной разгрузки паровых турбин, приведенной в приложении А.

5.5 Программа испытаний КРТ, ДРТ должна быть согласована с субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

5.6 Результаты испытаний КРТ, ДРТ должны быть оформлены протоколом (см. приложение Б) и отчетом (см. приложение В), составляемыми и утверждаемыми собственником или иным законным владельцем электростанции.

5.7 Отчет по испытаниям КРТ, ДРТ должен содержать:

- описание выполненных опытов с приведением графиков изменения активной мощности и частоты вращения турбин с учетом требований 4.14, 4.15 и указанием фактов срабатывания технологических защит;

- результаты испытаний в соответствии с 5.3;

- заключение по результатам испытаний, определяющее соответствие реализованных функций КРТ, ДРТ проектным характеристикам и готовность КРТ, ДРТ к использованию в качестве УВ ПА.

5.8 Отчет по испытаниям КРТ, ДРТ должен быть согласован с субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

5.9 Если характеристики КРТ, ДРТ, определенные по результатам испытаний, не соответствуют требованиям 4.1—4.13 (для генерирующего оборудования, указанного в 1.7) и не обеспечивают эффективное противоаварийное управление, собственником или иным законным владельцем электростанции должны быть определены, реализованы мероприятия (модернизация/наладка/настройка САУ и т. п. соответствующей турбины) с целью получения требуемых характеристик кратковременной (импульсной) и длительной разгрузки и проведены повторные испытания КРТ, ДРТ. До реализации указанных мероприятий и проведения испытаний субъект оперативно-диспетчерского управления инициирует реализацию мероприятий по переводу действия соответствующих комплексов (устройств) ПА с КРТ (ДРТ) на ОГ и (или) ограничению допустимой выдачи мощности электростанции (генератора, энергоблока).

5.10 При планировании сроков испытаний необходимо учитывать ограничения по количеству сбросов активной мощности в год и за срок службы испытуемых турбин, установленные инструкциями по их эксплуатации.

5.11 Вопросы обеспечения надежной и безопасной эксплуатации электростанций при проведении испытаний КРТ, ДРТ решают их эксплуатирующие организации на основании нормативно-технических требований, установленных для соответствующих типов оборудования.

Приложение А
(обязательное)

Методика проведения испытаний блоков ТЭС/АЭС с целью определения характеристик кратковременной (импульсной) и длительной разгрузки паровых турбин ТЭС и АЭС

А.1 Введение

Необходимость проведения испытаний блоков ТЭС/АЭС с целью получения фактических характеристик КРТ, ДРТ определена:

- невозможностью получения указанных характеристик расчетным путем;
- невозможностью экстраполяции результатов испытаний, полученных для одних турбин, на другие турбины ввиду отличия характеристик ЭГП, регулирующих клапанов, сервомоторов и т. п., в том числе и для турбин одного типа;
- необходимостью подбора значений амплитуды и длительности импульса для получения требуемых характеристик КРТ перед вводом функции КРТ в эксплуатацию.

А.2 Определение механической мощности турбины с использованием измерений мощности генератора и частоты вращения

Механическую мощность турбины определяют в соответствии с уравнением движения

$$\frac{T_j}{\omega_0} P_{\text{г.ном}} \frac{d\omega}{dt} = P_{\text{т}} - P_{\text{г}}, \qquad (A.1)$$

где T_j — постоянная инерции ротора турбогенератора и турбины, с;
ω_0 — номинальная частота сети, рад/с;
ω — частота вращения ротора, рад/с;
$P_{\text{г.ном}}$ — номинальная мощность генератора, МВт;
$P_{\text{т}}$ — мощность турбины, МВт;
$P_{\text{г}}$ — мощность генератора, МВт.

Исходя из уравнения (А.1) определяют мощность турбины $P_{\text{т}}$ по формуле

$$P_{\text{т}} = \frac{T_j}{\omega_0} P_{\text{г.ном}} \frac{d\omega}{dt} + P_{\text{г}}. \qquad (A.2)$$

При проведении испытаний на электростанции необходимо проводить измерение мощности генератора и частоты вращения турбины. Для расчета импульсной характеристики по формуле (А.2) на электрический вход системы регулирования турбины подают прямоугольный сигнал, параметры которого определены в А.4.4.

В составе ЭЧСР реализован алгоритм регулятора частоты вращения. Измерение частоты вращения выполняют с помощью зубчатого колеса, установленного на валу турбины. Датчики частоты при вращении вала турбины формируют импульсные сигналы для расчета текущего значения частоты вращения. Указанные импульсные сигналы целесообразно использовать для расчета импульсной характеристики.

Для турбин, не оснащенных ЭЧСР, должны быть использованы соответствующие устройства для приема импульсных сигналов и расчета частоты вращения, к которым предъявляют следующие требования:

- прием импульсных сигналов от датчика частоты вращения;
- выполнение расчета частоты вращения;
- максимальное время обновления текущего значения частоты на выходе устройства — от 10 до 20 мс;
- погрешность измерения — не более (не хуже) 0,03 %.

Измерение мощности генератора следует выполнять с погрешностью, не превышающей 1 % (с учетом погрешностей измерительных трансформаторов тока и напряжения). Время установления выходного сигнала мощности генератора — не более 50 мс.

Далее в качестве примеров приведены возможные варианты передачи сигналов для расчета импульсной характеристики турбины.

Вариант 1 (см. рисунок А.1). Использовано микропроцессорное устройство с загруженным программным обеспечением, работающее с циклом не более 10 мс и принимающее следующие сигналы:

- импульсные сигналы от датчиков частоты вращения;
- нормированный сигнал от 4 до 20 мА измерительного преобразователя мощности генератора;

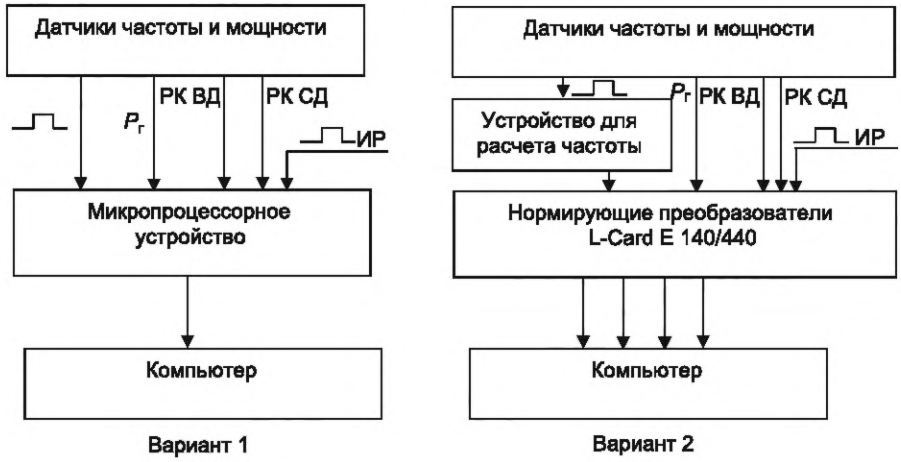
- положение регулирующих клапанов высокого и среднего давлений;
- ток управления ЭГП или дискретный входной сигнал ЭЧСР.

Функциями микропроцессорного устройства являются:

- расчет частоты вращения и ее производной;
- умножение производной частоты вращения на константу;
- сложение полученного произведения с сигналом мощности генератора;
- выдача на компьютер результата расчета мощности турбины и инициирующего сигнала разгрузки турбины.

Вариант 2 (см. рисунок А.1). Предполагается выполнение расчета частоты вращения в ЭЧСР или в отдельном устройстве, функционирующем с временем цикла не более 10 мс и принимающем импульсные сигналы от датчиков частоты вращения. Передача сигнала текущего значения частоты вращения, мощности генератора, положения регулирующих клапанов высокого и среднего давлений и инициирующего сигнала разгрузки в компьютер осуществляется с помощью специальных устройств (например, нормирующих преобразователей со временем преобразования не более 2 мс, устройств L-Card E 140 или L-Card 440 со временем преобразования 1 мс, выходные сигналы которых вводят в компьютер через порт USB).

Предпочтительным вариантом является использование возможностей штатной ЭЧСР для формирования сигналов разгрузки и расчета импульсной характеристики турбины, т. е. вариант 2.



ИР — импульсная разгрузка; $P_г$ — мощность генератора

Рисунок А.1 — Схема передачи информации для расчета импульсной характеристики турбины

А.3 Достаточные требования к точности и быстродействию измерения мощности турбины

С учетом имеющихся стандартных средств измерения рекомендуется использовать приборы с временем установления в 4—5 раз меньше времени перемещения наиболее «быстрого» параметра турбины (сервомотора регулирующих клапанов), т. е. от 30 до 50 мс.

Примечание — Приведенные в примере показатели являются усредненными для разных типов турбин и могут служить ориентиром для формирования требований к измерению параметров, необходимых для расчета импульсных характеристик турбин.

Примеры

1 Типичными параметрами процесса изменения мощности турбины при движении сервомоторов регулирующих клапанов с постоянной максимальной скоростью от полного открытия до уровня холостого хода являются:

- ***запаздывание начала изменения мощности турбины (0,15—0,2 с);***
- ***время достижения 50 % разгрузки турбины (~0,5 с);***
- ***время, в течение которого мощность турбины изменяется в диапазоне от 0,95 % до 0,05 % от $P_{ном}$, составляет порядка 1 с.***

2 Приведенные показатели получены для турбин, регулирующие клапаны которых перемещаются в сторону закрытия за 0,15—0,2 с (типичное время для большинства турбин ЛМЗ АО «Силовые машины»). Для турбин Харьковского завода ПАО «Турбоатом» (турбины 300 и 500 МВт) время закрытия регулирующих клапанов варьируется в диапазоне 0,4—0,9 с.

А.4 Методика проведения испытаний для определения импульсных характеристик турбины

А.4.1 Целью проведения испытаний является регистрация процесса изменения мощности турбины в зависимости от амплитуды и длительности внешнего сигнала управления, подводимого на вход системы регулирования турбины.

А.4.2 Перед проведением испытаний должны быть проведены предварительные мероприятия:

- должна быть готова схема регистрации следующих параметров: внешнего сигнала управления, активной мощности генератора, частоты вращения турбины, положений сервомоторов ЧВД, ЧСД и части низкого давления (при наличии);

- должна быть готова схема формирования внешнего сигнала управления. В качестве такого сигнала должен быть прямоугольный сигнал с настраиваемой амплитудой и длительностью. Параметры сигнала должны быть согласованы с входным устройством ЭГП/ЭМП испытуемой турбины. Амплитуда импульса должна настраиваться от 1 до 3 относительных единиц, длительность импульса — от 0,15 до 1 с с дискретностью 0,05 с.

Для турбин, оснащенных электронным регулятором скорости, параметры сигналов (ток) управления КРТ и ДРТ формируются в ЭЧСР, принимающей соответствующие дискретные сигналы от станционного устройства ПА. В этом случае параметры внешнего сигнала управления задаются в программно-техническом комплексе (ЭЧСР).

Турбины с гидравлической системой регулирования оснащены ЭГП или ЭГП-С. Следует иметь в виду, что максимальный входной сигнал ЭГП равен 1 А (4 относительные единицы), а для ЭГП-С входной сигнал ЭГП — 150 мА.

Для отработки требуемых законов изменения мощности турбин, оснащенных ЭГП и ЭГП-С, используют имитатор сигналов (см. приложение Г) для формирования тока управления.

А.4.3 Испытания на остановленной турбине

А.4.3.1 Статические испытания на остановленной турбине

На данном этапе должна быть определена амплитуда управляющего сигнала, при вводе которого в систему регулирования турбины регулирующие клапаны перемещаются от положения полного открытия до уровня холостого хода. Это значение принимают в качестве одной относительной единицы. На работающей турбине при номинальной исходной нагрузке ввод такого сигнала должен привести к ее 100 %-ной разгрузке.

Для турбин, оснащенных ЭЧСР и модернизированной системой регулирования частоты вращения, управляющий сигнал изменяет обобщенный сигнал управления (формируется в ЭЧСР) для соответствующего перемещения регулирующих клапанов.

Для турбин с гидравлической системой регулирования (немодернизированной) ввод электрического управляющего сигнала на вход ЭГП приводит к изменению управляющего давления и соответственно положения сервомоторов регулирующих клапанов турбины.

Таким образом, на остановленной турбине должна быть определена амплитуда сигнала, необходимая для перемещения регулирующих клапанов в полном диапазоне нагрузки. Этот сигнал принимают за одну относительную единицу (одну неравномерность). На рисунках А.2 и А.3 приведены характеристики положения регулирующих клапанов для турбины К-800-240 и турбины К-300-340.

Для каждой турбины соответствующие характеристики и информация о положении регулирующих клапанов при номинальной нагрузке и на уровне холостого хода должны быть представлены эксплуатирующей организацией до начала испытаний организации, проводящей испытания КРТ и ДРТ.

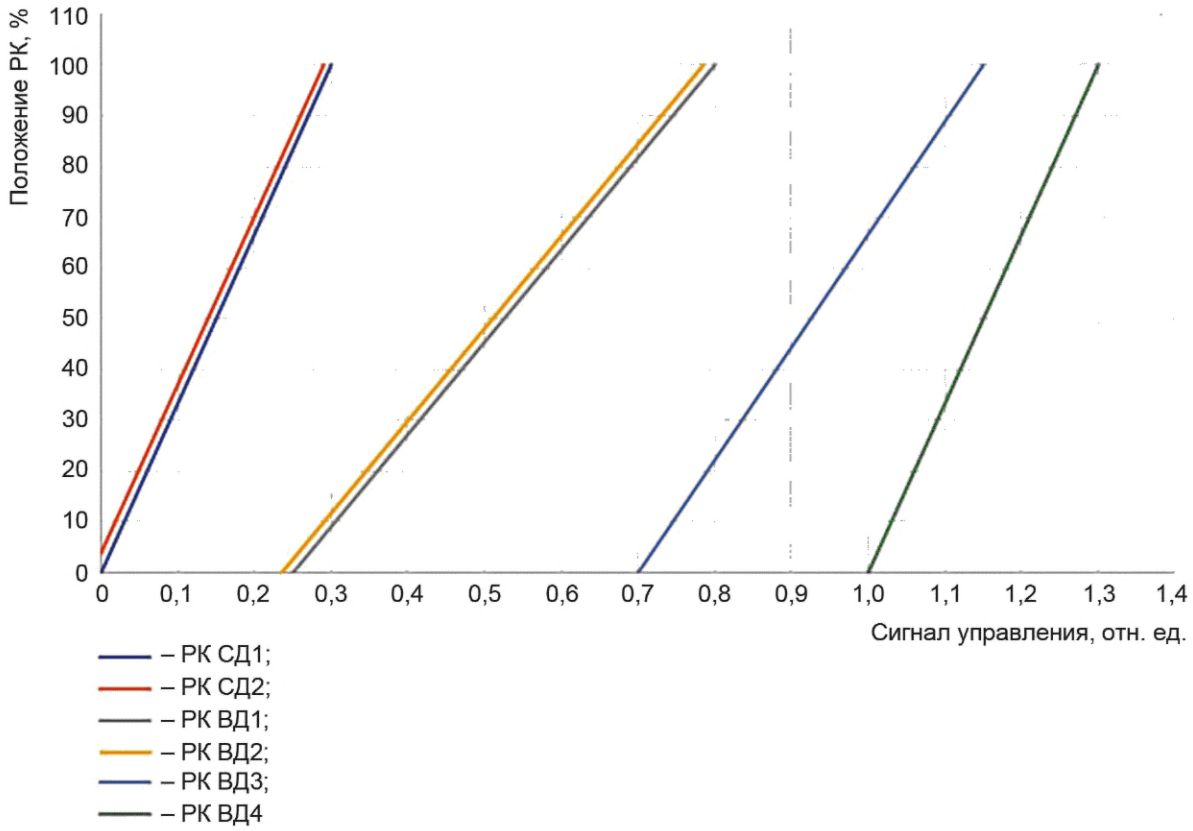


Рисунок А.2 — Зависимость положения сервомоторов регулирующих клапанов РК ВД и РК СД турбины К-800-240 (ЛМЗ АО «Силовые машины») от сигнала управления ЭЧСР в нормальном режиме

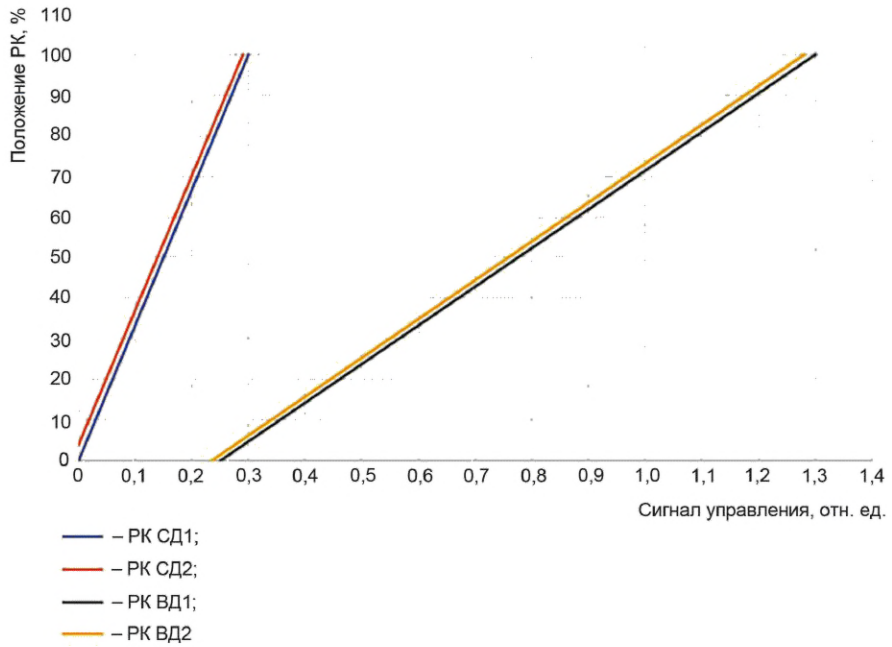
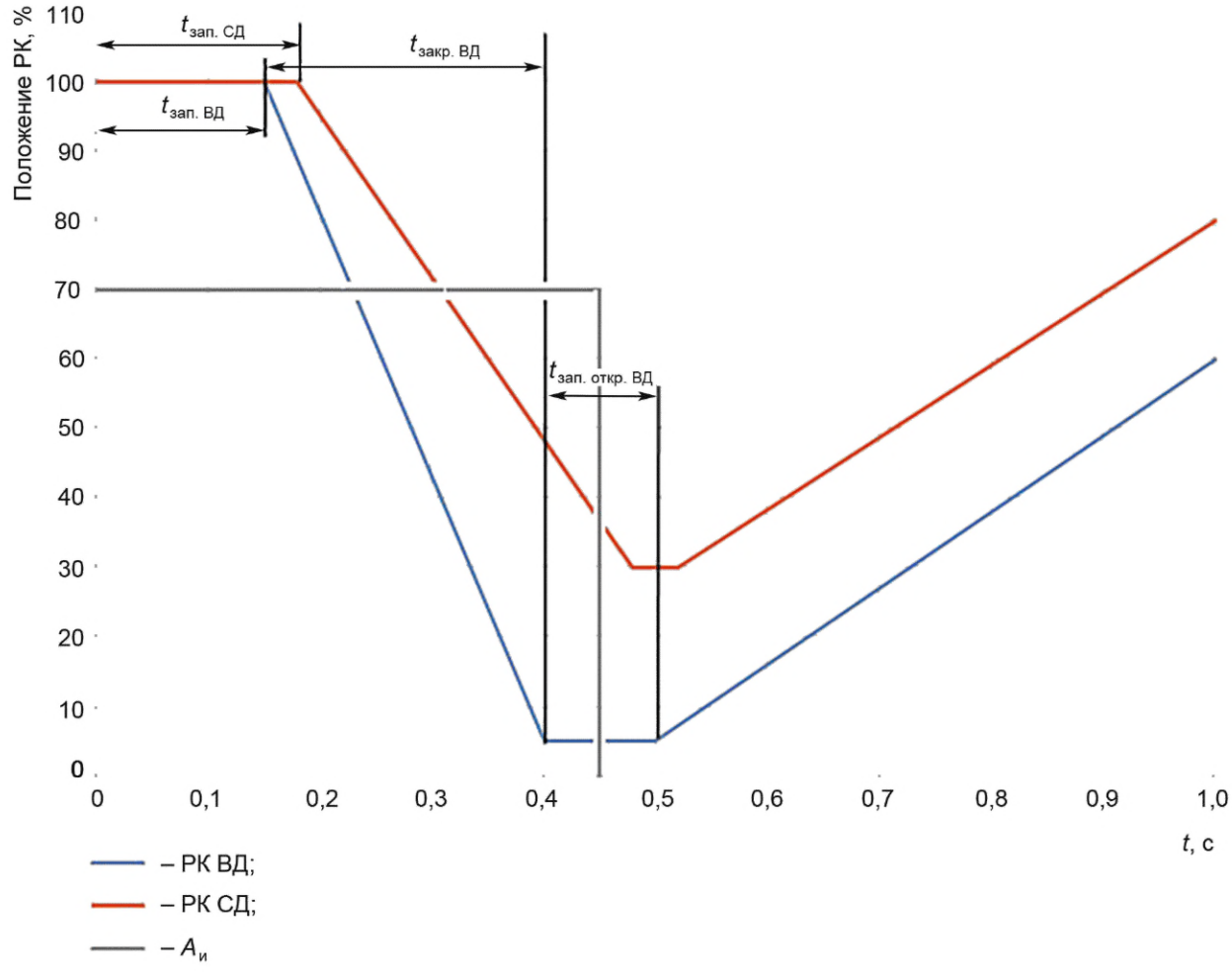


Рисунок А.3 — Зависимость положения сервомоторов регулирующих клапанов РК ВД и РК СД турбины К-300-240 (ПАО «Турбоатом») от сигнала управления ЭЧСР в нормальном режиме

А.4.3.2 Динамические испытания на остановленной турбине

Целью этой части испытаний является оценка времени запаздывания начала перемещения сервомоторов и времени их перемещения при движении с максимальной скоростью на всем диапазоне, при этом ее проведение не является обязательным, однако она позволяет сопоставить заявленные заводом-изготовителем значения времени сервомоторов с экспериментальными.

Устанавливают сервомоторы ВД и СД в положение 100 %. При готовности схемы регистрации в систему регулирования турбины вводится поочередно сигнал, соответствующий 0,5; 1,0; 2,0; 3,0 отн. ед. прямоугольной формы и длительностью, превышающей указанное заводом-изготовителем время перемещения сервомоторов. По зарегистрированному процессу перемещения сервомоторов определяют время запаздывания сервомоторов и, убедившись в движении его с постоянной максимальной скоростью на всем диапазоне, время перемещения от полного открытия до уровня холостого хода и до полного закрытия. Определяют также время движения сервомоторов при их движении в сторону открытия регулирующих клапанов. Проводят сравнение полученного значения с данными завода — изготовителя турбины. Типичный процесс изменения положения сервомоторов регулирующих клапанов, например ЧВД и ЧСД, при подаче импульса на вход ЭГП представлен на рисунке А.4.



$A_и$ — импульс на входе ЭГП; РК ВД, РК СД — положения сервомоторов ВД и СД; $t_{зап.\ ВД}$, $t_{зап.\ СД}$ — время запаздывания сервомоторов РК ВД и РК СД; $t_{закр.\ ВД}$ — время перемещения сервомотора ВД; $t_{зап.откр.\ ВД}$ — время запаздывания на открытие сервомотора ВД

Рисунок А.4 — Характеристика положения сервомоторов ВД и СД при импульсной разгрузке

А.4.4 Импульсные испытания на работающей турбине

А.4.4.1 Оборудование турбины и энергоблока подготавливают в соответствии с инструкциями по эксплуатации электростанции и согласно требованиям технологического регламента безопасной эксплуатации блока АЭС.

Подготавливают технические средства (имитатор сигналов) для ввода управляющего сигнала в ЭГП и для регистрации переходных процессов.

А.4.4.2 Устанавливают на энергоблоке номинальную нагрузку, регистрируют технологические параметры энергоблока (турбины) в соответствии с приложением В.

А.4.4.3 Вводят в ЭГП (ЭЧСР) импульсы 0,5; 0,75; 1,0; 1,5; 2,0; 2,5 и 3,0 отн. ед. Длительность импульсов $T_и$ увеличивают от 0,2 с до значения, обеспечивающего динамический диапазон разгрузки от 30 % до значения максимальной ступени КРТ.

Для турбин АЭС количество импульсных воздействий должно быть минимизировано и соответствовать требованиям к количеству ступеней КРТ, ДРТ на блоках АЭС, определенных в 4.2.

Перечень испытаний КРТ, ДРТ должен быть согласован с субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

После выполнения опытов по А.4.4.3 и определения требуемых величин амплитуды и длительности импульсов для ступеней КРТ должна быть проведена проверка устойчивости работы блока при выполнении КРТ при нагрузках блока меньше номинальной. Нагрузка блока и выбор ступеней КРТ для проведения указанных опытов должны быть согласованы с субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике. Рекомендуемой нагрузкой блока для проведения проверки является нагрузка, соответствующая величине технологического минимума блока.

А.4.4.4 Импульсные испытания с длительной разгрузкой энергоблока

Перед совместным проведением испытаний кратковременной (импульсной) и длительной разгрузками турбины должен быть выполнен анализ их нагрузочной характеристики (зависимость измеренной мощности от заданного значения мощности), которую предоставляет эксплуатирующая организация. С помощью этой характеристики выбирают амплитуду сигнала ДРТ. Если нагрузочная характеристика линейная, величина ДРТ должна находиться внутри регулировочного диапазона энергоблока. Если нагрузочная характеристика нелинейная, целесообразно выбрать амплитуды сигналов, обеспечивающих величину разгрузки с учетом выхода в послеаварийном режиме на линейную часть нагрузочной характеристики между точками А и Б (см. рисунок А.5).

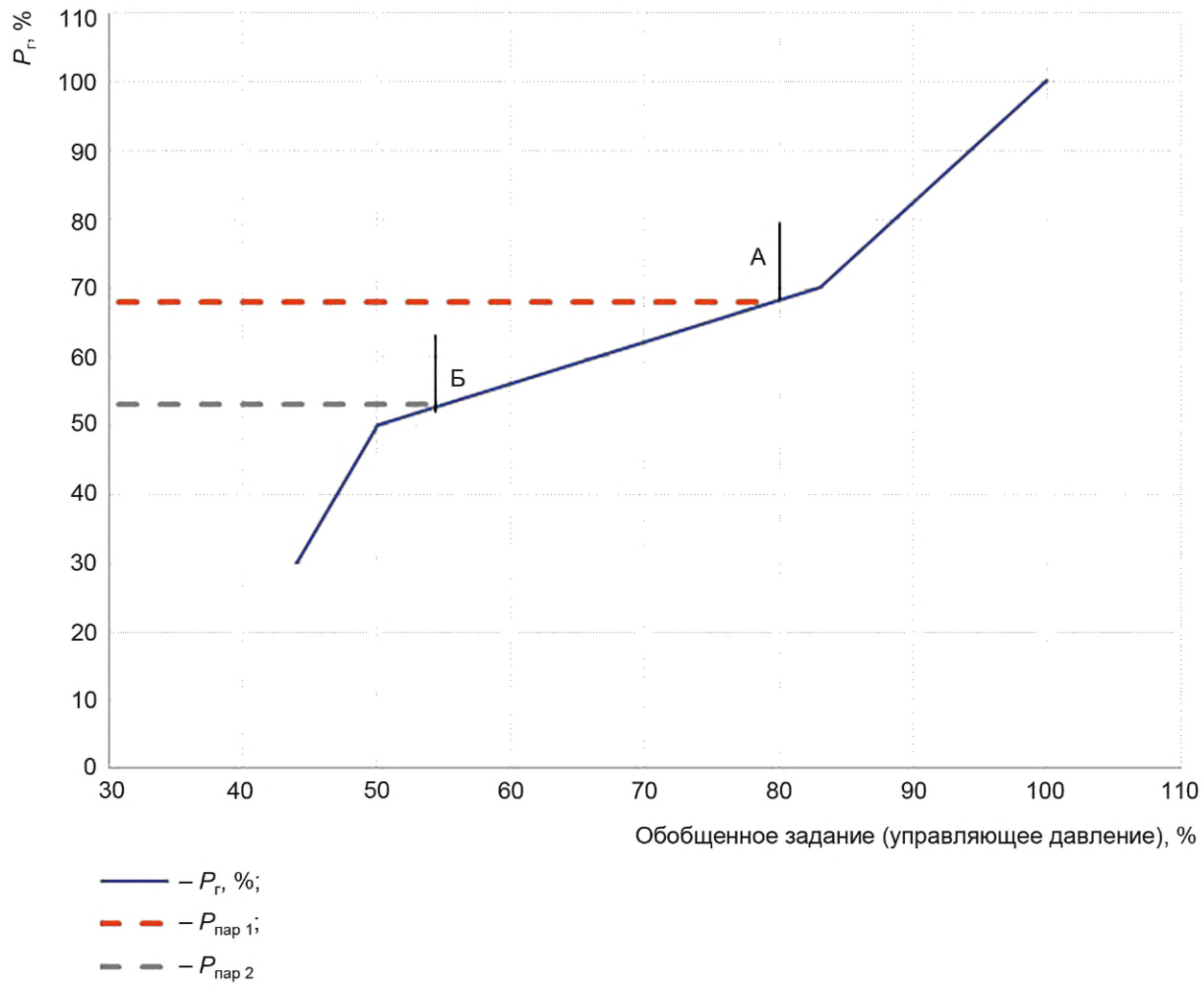


Рисунок А.5 — Пример нагрузочной характеристики турбины

Устанавливают на энергоблоке номинальную нагрузку, фиксируют на оперативной станции БЩУ параметры систем автоматического регулирования и энергоблока (турбины) в соответствии с приложением Д.

Вводят в ЭГП/ЭМП сигналы импульсной и длительной разгрузок не более одного или двух раз.

Процесс импульсной разгрузки с последующим ограничением мощности регистрируют в течение 40—60 с.

При вводе в эксплуатацию новых энергоблоков АЭС испытания с целью настройки и определения характеристик КРТ и ДРТ проводят в период опытно-промышленной эксплуатации на уровнях мощности 50 %, 75 %, 100 % (по согласованию с субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике).

Для блоков АЭС после их модернизации испытания предпочтительнее проводить с базовой нагрузкой в объеме, согласованном с субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

А.4.4.5 Методика получения импульсных характеристик турбин, подключенных к противоаварийной автоматике

Оборудование турбины и энергоблока подготавливают в соответствии с инструкциями по эксплуатации электростанции.

Подготавливают технические средства (имитатор сигналов) для ввода управляющего сигнала в ЭГП (ЭЧСР) и регистрации переходных процессов.

Испытания на блоках АЭС следует проводить с подачей сигналов в ЭЧСР от устройств ПА в нижеприведенной последовательности:

а) устанавливают на энергоблоке номинальную нагрузку, регистрируют технологические параметры энергоблока (турбины) в соответствии с приложением Д;

б) имитируют сигналы запуска ПА разных ступеней (пример рабочей программы приведен в приложении Е);

в) после выполнения испытаний по перечислениям а), б) должна быть осуществлена проверка устойчивости работы блока при выполнении КРТ при нагрузках блока меньше номинальной. Нагрузка блока и выбор ступеней КРТ для проведения указанных испытаний должны быть согласованы с субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике. Рекомендуемой нагрузкой блока для проведения опыта является нагрузка, соответствующая технологическому минимуму блока (для генерирующего оборудования, указанного в 1.7) или уставке блокировки КРТ (при наличии блокировки КРТ для генерирующего оборудования, указанного в 1.6), увеличенной на ≤ 5 % от соответствующей уставки.

А.4.4.6 Проверку всех предусмотренных блокировок срабатывания КРТ, ДРТ (для генерирующего оборудования, указанного в 1.6)

Проверку блокировок срабатывания КРТ, ДРТ проводят путем проведения испытаний с исходной нагрузкой соответствующего генерирующего оборудования, меньшей уставок указанных блокировок на величину не более 5 % от соответствующей уставки.

Указанные испытания допускается проводить на остановленной турбине.

А.4.4.7 Проверка предусмотренной в САУ логики обработки последовательно поступивших команд на реализацию КРТ, КДРТ, ДРТ

Для генерирующего оборудования, указанного в 1.7, проводят испытания с поступлением в САУ двух последовательных команд на реализацию КРТ, КДРТ, ДРТ с целью проверки выполнения требований 4.6, 4.10—4.13.

Для генерирующего оборудования, указанного в 1.6, проводят испытания с поступлением в САУ двух последовательных команд на реализацию КРТ, КДРТ, ДРТ с целью проверки соответствия фактического результата логике, предусмотренной проектными решениями по соответствующей САУ.

Указанные испытания допускается проводить на остановленной турбине.

А.5 Методика обработки результатов испытаний

А.5.1 Возможны два варианта построения импульсной характеристики:

- с использованием программы расчета мощности турбины по формуле (А.2);
- дифференцированием частоты вращения ротора, построением процесса изменения ее производной, которую используют для построения импульсной характеристики согласно формуле (А.2).

В обоих случаях отсчет времени осуществляют относительно переднего фронта входного импульса ЭГП (ЭЧСР).

Образец протокола обработки результатов испытаний для расчета импульсных характеристик турбины приведен в таблице А.1.

Таблица А.1 — Протокол обработки результатов испытаний для расчета импульсных характеристик турбины

Время, с	Мощность генератора, МВт	Мощность генератора, отн. ед. (относительно номинальной мощности)	Частота вращения, об/мин	Частота вращения, рад/с	Ускорение, рад/с^2	Мощность турбины, отн. ед. (относительно номинальной мощности)
0	—	—	—	—	—	—
0,01	—	—	—	—	—	—
0,02	—	—	—	—	—	—
…						

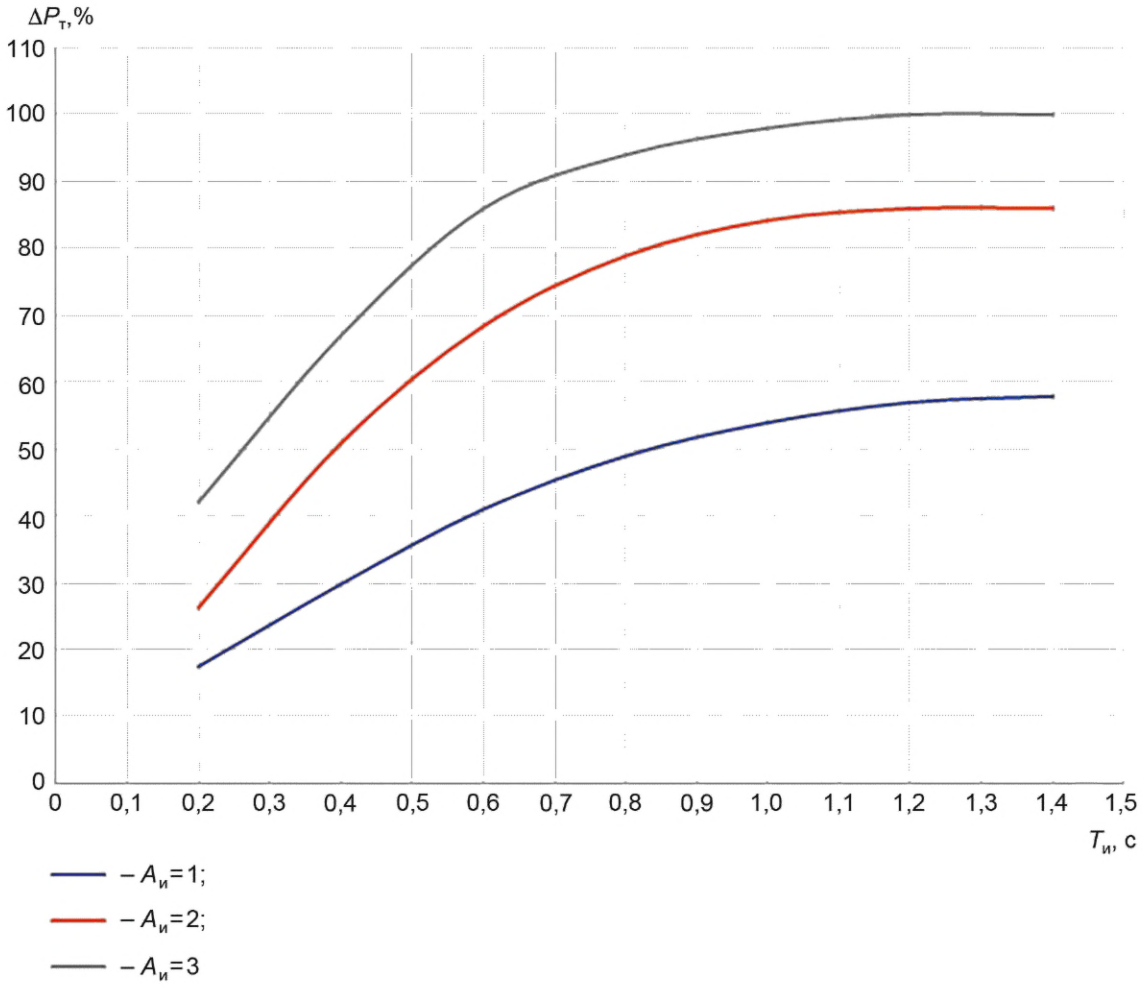
В качестве примера в приложении Ж приведены результаты испытаний и расчет импульсной характеристики для турбины К-225 Харанорской ГРЭС с использованием графического дифференцирования текущего значения частоты вращения турбины.

А.5.2 Импульсная характеристика позволяет определить следующие показатели процесса:

- время запаздывания начала снижения мощности турбины;
- время уменьшения мощности турбины на 50 %;
- скорость снижения мощности турбины в диапазоне нагрузок 95 % — 20 % в секунду;
- максимальное снижение мощности турбины;
- время начала увеличения мощности турбины после ввода управляющего сигнала;
- время уменьшения мощности турбины до минимального значения.

А.5.3 На основании результатов расчетов глубины разгрузки турбины в зависимости от длительности импульса при его постоянной амплитуде строят импульсные диаграммы турбины (см. рисунок А.6).

Результаты опытов с длительной разгрузкой турбины позволяют сделать оценку соответствия заданного и полученного значения послеаварийной мощности турбины. Обработку результатов длительной разгрузки осуществляют аналогично результатам импульсной разгрузки.



$A_и$ — импульс на входе ЭГП

Рисунок А.6 — Импульсная диаграмма турбины

А.6 Критерии и контроль правильности получения характеристик КРТ и ДРТ в результате испытаний

Испытания считают успешными, если:

- значения КРТ, ДРТ перерегулирования при КРТ, ДРТ и установившиеся загрузки энергоблока при имитации разных ступеней разгрузки соответствуют заданным значениям;

- отклонения параметров энергоблока в установившемся режиме после разгрузки соответствуют режимной карте энергоблока;
- переходные процессы при проведении работ по программе не привели к срабатыванию аварийных защит и к не предусмотренному порядком выполнения работы срабатыванию технологических блокировок, а также к выходу за пределы условий безопасной эксплуатации на АЭС;
- в переходных режимах оперативный персонал не вмешивался в работу автоматических систем регулирования, защит и блокировок;
- отсутствовали отказы в работе технологических блокировок, систем регулирования и предупредительной сигнализации;
- в установившемся режиме или в переходных процессах при отработке регуляторами возмущений отсутствуют автоколебания.

А.7 Организационные мероприятия на электростанции для проведения испытаний

А.7.1 Оборудование энергоблока и его автоматика должны быть готовы к проведению испытаний в соответствии с требованиями [1], нормативными материалами и инструкциями электростанции, а также согласно требованиям технологического регламента безопасной эксплуатации энергоблоков АЭС.

Настройки системы регулирования турбины должны соответствовать нормативным требованиям.

А.7.2 Для блоков ТЭС рекомендуется проверить работу предохранительных клапанов на линиях свежего пара и пара промежуточного перегрева; для блоков АЭС — работоспособность БРУ-К. Решение о необходимости проведения указанных проверок принимает руководитель испытаний.

А.7.3 Эксплуатирующей организацией в организацию, выполняющую испытания, должна быть предоставлена следующая информация:
- предельные значения контролируемых в опыте параметров (частота вращения ротора, давление рабочей жидкости в линии управления и защиты системы регулирования турбины);
- давления свежего пара и пара в проточной части турбины;
- описание системы регулирования турбины, включая структурную схему, а также статические и динамические характеристики, в том числе нагрузочную;
- параметры тепломеханического состояния турбины, при которых дежурный персонал должен самостоятельно принимать срочные меры, не ожидая указаний руководителя испытаний;
- количество и расстановку персонала при проведении испытаний исходя из конструктивных и схемных особенностей турбоустановки;
- действия персонала (в том числе самостоятельные) при возможных нарушениях режима работы оборудования, при отказах защит и регулирования турбины.

А.7.4 Испытания следует проводить в соответствии с рабочей программой, согласованной руководителями подразделений и утвержденной техническим руководителем ТЭС или АЭС (эксплуатирующей организации).

А.7.5 Руководство испытаниями (оперативное и техническое) должно быть осуществлено лицом, назначенным по решению главного инженера электростанции.

А.7.6 Режим работы энергоблока перед опытом устанавливают только по распоряжению руководителя испытаний.

А.7.7 Программа испытаний должна быть согласована (в части: величин исходной мощности, с которых выполнена разгрузка; значений разгрузки; количества испытаний; шага по времени, с которым фиксируют значения активной мощности в процессе испытаний; точности измерений активной мощности; порядка обработки результатов измерений и получения итоговых характеристик КРТ, ДРТ) с субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

А.7.8 До начала испытаний должно быть выполнено следующее:
- закончены все ремонтно-наладочные работы в узлах системы регулирования турбины, освобождены от мусора, горючих материалов и посторонних предметов площадки обслуживания турбины;
- удалены из зоны турбины посторонние лица, назначены дежурные для удаления посторонних лиц из опасных зон турбогенератора на время испытаний импульсных характеристик турбины;
- проверено качество работы поисковой связи, организована оперативная связь с БЩУ руководителя испытаний, если он в процессе испытаний находится за пределами БЩУ;
- турбина должна быть укомплектована первичными средствами пожаротушения в соответствии с нормами оснащения ими электростанций.

А.7.9 Участники проведения испытаний должны быть проинформированы о том, что в ходе испытаний не допускается выполнение каких-либо операций, способных изменить давление пара перед турбиной, в промежуточном перегреве, отборах и выхлопе турбины.

А.7.10 На дату проведения испытаний собственником электростанции должна быть подана в соответствующий диспетчерский центр субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике диспетчерская заявка, содержащая время начала и окончания испытаний и требуемые для проведения испытаний значения нагрузки генераторов электростанции. В заявке должна быть указана возможность аварийного отключения испытуемого генерирующего оборудования.

А.8 Техника безопасности

Автоматическая система регулирования и защита паровых турбин состоят из ряда расположенных вокруг корпусов турбины силовых механизмов, подвижные элементы которых частично открыты и перемещаются импульсно под действием значительных усилий, развиваемых у ряда АСР рабочей жидкостью, легко воспламеняющейся и с высоким давлением. Испытания в ряде случаев проводят на режимах, близких к предельным по прочности отдельных элементов конструкции турбин. Эти факторы обусловливают для персонала электростанции повышенную потенциальную опасность и определяют необходимость строгого выполнения при обслуживании и испытании АСР установленных правил эксплуатации энергооборудования, техники безопасности и пожарной безопасности.

А.8.1 До начала и в процессе испытаний АСР должно быть выполнено следующее:

а) проверена осмотром исправность гидравлической системы регулирования и защиты. При наличии утечек рабочей жидкости и свищей на трубопроводах свежего пара динамические испытания АСР не допускаются;

б) для блоков ТЭС рекомендуется проверить работоспособность БРОУ и предохранительных клапанов на линиях свежего пара и пара промежуточного перегрева. Для блоков АЭС рекомендуется проверить работоспособность БРУ-К. Решение о необходимости проведения указанных проверок принимает руководитель испытаний;

в) все участники испытаний, в том числе наблюдатели, проинструктированы оперативным руководителем испытаний об обязанностях по вопросам техники безопасности;

г) обеспечены условия для безопасного пребывания наблюдателей на рабочих местах;

д) в процессе испытаний не допускают выполнения каких-либо операций, способных изменить давление пара перед турбиной, в промежуточном пароперегревателе, в камерах регулируемых отборов пара, на выхлопе турбины (воздействие на главную паровую задвижку, пускосбросное устройство, регуляторы пара концевых уплотнений турбины, вентили на линиях дренажей турбины и котла; на органы, изменяющие нагрузку котла);

е) контроль повышения частоты вращения ротора в ходе опыта ведут непрерывно все участники испытаний, которые в случае необходимости обязаны самостоятельно воздействовать на защиту и другие органы управления режимом турбины для предотвращения опасного разгона ротора;

ж) при опасном не управляемом автоматикой повышении частоты вращения ротора персонал, участвующий в испытаниях, должен действовать в соответствии с положениями инструкций по эксплуатации, определяющими действия в данной ситуации;

и) для блоков ТЭС непосредственно перед проведением испытаний должно быть выполнено расхаживание стопорных и регулирующих клапанов турбины, а также обратных клапанов регенеративных отборов (для блоков АЭС указанное требование не применяют).

Приложение Б
(обязательное)

Требования к содержанию протокола испытаний

Б.1 Ход испытаний при КРТ и ДРТ энергоблока регистрируют в оперативном журнале эксплуатационного персонала.

Б.2 По окончании испытаний импульсных и длительных разгрузок оформляют протокол испытаний, который содержит пункты:

- начало и окончание проведения испытаний;
- наименование испытаний;
- испытуемое оборудование, включая тип турбин и год изготовления;
- наименование рабочей программы;
- перечень проведенных испытаний;
- результаты испытаний;
- критерии успешности;
- заключение.

Протокол испытаний подписывают исполнители испытаний и утверждает технический руководитель электростанции.

Приложение В
(обязательное)

Требования к содержанию отчета по испытаниям

В.1 Отчет по испытаниям импульсных и длительных разгрузок должен содержать следующие разделы:

В.1.1 Введение, в котором описываются постановка задачи испытаний и ее цели.

В.1.2 Краткое описание объекта исследований и его характеристики.

В.1.3 Цель исследований, получение импульсных характеристик данной турбины.

В.1.4 Метод получения характеристик.

В.1.5 Описание технических средств для проведения испытаний.

В.1.6 Результаты испытаний КРТ и их обработка с подготовкой протокола испытаний.

В.1.7 Результаты испытаний ДРТ и их обработка с подготовкой протокола испытаний.

В.1.8 Оценка полученных результатов и выводы о возможности применения КРТ и ДРТ на испытуемой турбине с учетом оценки технического состояния турбины.

В.1.9 Приложение (рабочие программы испытаний КРТ и ДРТ).

Приложение Г
(обязательное)

Проверка имитации сигналов КРТ и ДРТ

Ввод сигналов, имитирующих срабатывание сигналов КРТ и ДРТ, должен быть осуществлен с использованием имитатора.

Имитатор должен формировать сигналы КРТ и ДРТ.

Должны быть предусмотрены возможности изменения амплитуды и длительности импульса, параметры которых указаны в А.4.4.2, А.4.4.3 для выполнения импульсных разгрузок.

При длительных разгрузах должны быть предусмотрены возможности формирования сигналов, включающих разные амплитуды длительных разгрузок.

Следует предусмотреть возможность одновременного ввода в ЭГП сигнала, включающего импульс разной амплитуды и длительности совместно с амплитудой сигнала длительной разгрузки турбины.

Приложение Д
(обязательное)

Перечень регистрируемых параметров

Перечень параметров, регистрируемых при проведении испытаний, приведен в таблице Д.1. Перечень может быть дополнен по решению организации, проводящей испытания.

Таблица Д.1

Наименование параметров	Код сигнала
Давление свежего пара перед турбиной	—
Мощность генератора	—
Частота вращения ротора турбины	—
Выключатель генератора отключен	—
Регуляторы БРОУ активны	—
Защиты турбины сработали (канал 1)	—
Защиты турбины сработали (канал 2)	—
Небаланс турбинного регулятора мощности и давления	—
Генератор в сети	—
Положение РК ВД 1	—
Положение РК ВД 2	—
Положение РК ВД 3	—
Положение РК ВД 4	—
Положение РК СД 1	—
Положение РК СД 2	—
Положение клапана БРОУ, регулирующего давление	—
ДРТ-1	—
ДРТ-2	—
КРТ-1	—
КРТ-2	—
КРТ-3	—

Приложение Е
(справочное)

Пример рабочей программы испытаний импульсных и длительных разгрузок турбины К-800-240

Утверждаю
Главный инженер

_____

«_____» _____ _____ г.

РАБОЧАЯ ПРОГРАММА

Испытаний импульсных и длительных разгрузок турбины К-800-240 энергоблока 800 МВт №…. при имитации сигналов противоаварийной автоматики

1 Цель испытаний

Проверка работы автоматического регулирования в режимах импульсных и длительных разгрузок турбины К-800-240.

2 Условия проведения испытаний

2.1 Во время испытаний все системы автоматики, защиты, контроля, сигнализации, блокировки и измерений должны быть включены в полном объеме в соответствии с инструкциями по эксплуатации.

2.2 При проведении испытаний технологические параметры основного и вспомогательного оборудования, участвующего в испытаниях, в исходном режиме (до нанесения возмущения) должны соответствовать принятым в инструкциях по эксплуатации и в режимных картах оборудования.

2.3 Испытания проводятся в два этапа.

2.4 Быстрая разгрузка блока с исходной мощностью 700 МВт по сигналу ПА (КРТ). Ориентировочное время испытания — 4 ч.

2.5 Разгрузка блока с исходной мощностью 700 МВт до нижнего предела регулировочного диапазона по сигналу ПА (КДРТ). Ориентировочное время испытания — 5 ч.

2.6 В случае грубых ошибок алгоритма испытание на данном этапе проводят повторно после устранения неисправности и внесения соответствующих изменений.

2.7 При возникновении аварийной ситуации в энергосистеме испытания прекращают, устанавливают нагрузку согласно диспетчерскому заданию.

2.8 Все изменения нагрузки производят с разрешения диспетчерского центра.

3 Подготовительные операции

3.1 Подготавливают тренды для регистрации параметров блока.

3.2 Проводят целевой инструктаж персоналу, участвующему в испытаниях.

3.3 Производят расхаживание стопорных и регулирующих клапанов турбоагрегата.

4 Меры безопасности

Критерии надежности основного и вспомогательного оборудования блока сохраняют согласно эксплуатационным инструкциям.

5 Порядок проведения испытаний

5.1 Устанавливают исходную нагрузку блока 700 МВт во всем тракте котла. Время стабилизации режима — 30 мин.

5.2 Быстрая разгрузка блока с исходной мощностью 700 МВт по сигналу ПА (КРТ).

5.3 После разрешения диспетчера и по команде руководителя испытаний персоналом, имеющим право самостоятельно выполнять работы по техническому обслуживанию соответствующих устройств РЗА (далее — персонал РЗА), подается сигнал работы ПА по каналу КРТ и контролируется сброс нагрузки до 0 МВт с восстановлением исходной через 10—15 с. Режим работы основного и вспомогательного оборудования должен сохраниться.

5.4 Проводят предварительный анализ результатов опыта и работы оборудования.

5.5 Разгрузка блока с исходной мощностью 700 МВт до нижнего предела регулировочного диапазона по сигналу КДРТ.

5.6 После разрешения диспетчера и по команде руководителя испытаний персоналом РЗА подается сигнал работы ПА по каналам КДРТ.

5.7 При срабатывании КДРТ необходимо контролировать:

- активную мощность турбины (снижение мощности до 0 МВт с последующим подъемом нагрузки до нижнего предела регулировочного диапазона);
- работу всех устройств и механизмов энергоблока в соответствии с инструкциями по эксплуатации;
- значения всех основных технологических параметров.

5.8 Стабилизируют работу энергоблока на нагрузке нижнего предела регулировочного диапазона, проводят анализ работы оборудования.

5.9 Снимают (отключают) сигналы работы ПА, отключают имитацию возмущений. Приводят систему автоматического управления оборудованием в режим работы в соответствии с инструкциями по эксплуатации.

5.10 Дальнейшее управление нагрузкой энергоблока следует проводить в соответствии с диспетчерским графиком.

6 Организационные мероприятия

6.1 На дату проведения испытаний собственником электростанции должна быть подана в соответствующий диспетчерский центр субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике диспетчерская заявка, содержащая время начала и окончания испытаний и требуемые для проведения испытаний значения нагрузки генераторов электростанции. В заявке должна быть указана возможность аварийного отключения испытуемого генерирующего оборудования.

6.2 Руководство испытаниями осуществляет _____. Оперативное руководство испытаниями проводит _____.

Лица, ответственные за испытания:
От эксплуатирующей организации (от ТЭС/АЭС):

_____

От сторонних организаций, участвующих в испытаниях:

_____

Подписи лиц, ответственные за испытания:
От эксплуатирующей организации (от ТЭС/АЭС):

_____

От сторонних организаций, участвующих в испытаниях:

_____

Приложение Ж
(справочное)

Пример методики обработки результатов испытаний импульсных характеристик, полученных графическим дифференцированием сигнала частоты вращения турбины К-225

Пример результатов испытаний и расчета импульсной характеристики турбины К225 Харанорской ГРЭС приведен в таблице Ж.1 и на рисунке Ж.1.

Таблица Ж.1

Время, с	$A_и$, отн. ед.	N, МВт	$N_э$, отн. ед.	Δn, об/мин	$\Delta\omega$, рад/с	$d\omega/dt$, рад/с^2	$N_т$, отн. ед.
0,00	0	222,1575	0,987366667	0,175	0,018323	–0,1047	0,98
0,01	1	221,25	0,983333333	0,1	0,01047	–0,2094	0,97866518
0,02	1	221,875	0,986111111	0,087	0,009109	0,36645	0,994280379
0,03	1	221,9375	0,986388889	0,1	0,01047	0,236622	0,984
0,04	1	222,03	0,9868	0,412	0,043136	–0,653328	0,985519059
0,05	1	221,845	0,985977778	0,125	0,013088	–0,027222	0,985159917
0,06	1	222,5	0,988888889	0	0	0,3141	0,988537844
0,07	1	222,095	0,987088889	0,262	0,027431	–0,2094	0,986528711
0,08	1	221,75	0,985555556	0,213	0,022301	–0,106794	0,985557423
0,09	1	220,875	0,981666667	0,1	0,01047	0,184272	0,982865448
0,10	1	222,2175	0,987633333	0,112	0,011726	0,054444	0,989093532
0,11	1	222,75	0,99	0,15	0,015705	0,079572	0,991575968
0,12	1	222,0625	0,986944444	0,162	0,016961	0,079572	0,988680997
0,13	1	221,5625	0,984722222	0,162	0,016961	0,26175	0,985708136
0,14	1	222,4375	0,988611111	0,188	0,019684	–0,027222	0,988146163
0,15	1	221,875	0,986111111	0,138	0,014449	–0,027222	0,984479125
0,16	1	221,9675	0,986522222	0,188	0,019684	–0,1047	0,984053703
0,17	1	221,5625	0,984722222	0,2	0,02094	–0,653328	0,981719666
0,18	1	222,4075	0,988477778	0,287	0,030049	–0,154956	0,986502215
0,19	1	221,6875	0,985277778	0,175	0,018323	0,079572	0,984743741
0,20	1	222,125	0,987222222	0,125	0,013088	0,26175	0,98821934
0,21	0	221,9675	0,986522222	0,138	0,014449	0,050256	0,988325996
0,22	0	222,75	0,99	–0,112	–0,01173	0,364356	0,992545077
0,23	0	221,875	0,986111111	0,213	0,022301	–0,106794	0,988351824
0,24	0	221,875	0,986111111	0,213	0,022301	0,286878	0,987983974
0,25	0	221,9675	0,986522222	0,25	0,026175	–0,26175	0,98693302
0,26	0	222,8425	0,990411111	0,162	0,016961	0,131922	0,990013384
0,27	0	222,375	0,988333333	0,062	0,006491	0,2094	0,986818985
0,28	0	222,345	0,9882	0,162	0,016961	–0,129828	0,985171302

Продолжение таблицы Ж.1

Время, с	$A_и$, отн. ед.	N, МВт	$N_э$, отн. ед.	Δn, об/мин	$\Delta\omega$, рад/с	$d\omega/dt$, рад/с^2	$N_т$, отн. ед.
0,29	0	222,5625	0,989166667	0,35	0,036645	–0,7329	0,984526523
0,30	0	222,905	0,990688889	0,125	0,013088	–0,05235	0,98592924
0,31	0	222,25	0,987777778	0,225	0,023558	–0,131922	0,98264281
0,32	0	222,905	0,990688889	0,162	0,016961	–0,391578	0,984668839
0,33	0	223,0325	0,991255556	0,1	0,01047	–0,26175	0,984464327
0,34	0	223,75	0,994444444	0	0	–0,079572	0,986299451
0,35	0	223	0,991111111	0,1	0,01047	–0,129828	0,979864597
0,36	0	222,905	0,990688889	0,162	0,016961	–0,967428	0,974634178
0,37	0	222,47	0,988755556	–0,025	–0,00262	–0,864822	0,967959868
0,38	0	223	0,991111111	–0,025	–0,00262	–1,047	0,964737915
0,39	0	222,125	0,987222222	–0,038	–0,00398	–1,386228	0,954547019
0,40	0	223,375	0,992777778	0,038	0,003979	–2,121222	0,953516745
0,41	0	223,625	0,993888889	–0,3	–0,03141	–1,72755	0,94832585
0,42	0	224,0925	0,995966667	–0,438	–0,04586	–2,276178	0,94151173
0,43	0	222,625	0,989444444	–0,525	–0,05497	–2,644722	0,924228482
0,44	0	223,4375	0,993055556	–0,7	–0,07329	–3,011172	0,914652995
0,45	0	223,0325	0,991255556	–0,975	–0,10208	–3,794328	0,896962602
0,46	0	222,28	0,987911111	–1,125	–0,11779	–5,39205	0,874667324
0,47	0	221,875	0,986111111	–1,525	–0,15967	–5,783628	0,854149899
0,48	0	220,9675	0,982077778	–1,788	–0,1872	–6,96255	0,831163865
0,49	0	220,5	0,98	–2,138	–0,22385	–7,668228	0,811929691
0,50	0	219,155	0,974022222	–2,787	–0,2918	–8,8995	0,790029778
0,51	0	218,095	0,969311111	–3,7	–0,38739	–8,7948	0,773106779
0,52	0	216,3425	0,961522222	–4,287	–0,44885	–9,554922	0,754437359
0,53	0	214,8125	0,954722222	–5,113	–0,53533	–9,26595	0,739701499
0,54	0	211,3125	0,939166667	–5,8	–0,60726	–10,94115	0,716723581
0,55	0	208,9375	0,928611111	–7,037	–0,73677	–9,843894	0,703111319
0,56	0	206,3125	0,916944444	–7,9	–0,82713	–10,704528	0,689091903
0,57	0	203,125	0,902777778	–8,85	–0,9266	–10,023978	0,676187505
0,58	0	197,4375	0,8775	–9,538	–0,99863	–10,9935	0,653848796
0,59	0	193,6875	0,860833333	–11,025	–1,15432	–9,3183	0,645024626
0,60	0	188,155	0,836244444	–11,738	–1,22897	–9,99885	0,628534049
0,61	0	183,28	0,814577778	–13,012	–1,36236	–8,560272	0,618746898
0,62	0	175,3125	0,779166667	–13,637	–1,42779	–8,612622	0,595825896
0,63	0	170,5625	0,758055556	–14,788	–1,5483	–7,222206	0,589331706

Продолжение таблицы Ж.1

Время, с	$A_и$, отн. ед.	N, МВт	$N_э$, отн. ед.	Δn, об/мин	$\Delta\omega$, рад/с	$d\omega/dt$, рад/с^2	$N_т$, отн. ед.
0,64	0	162,6875	0,723055556	–15,475	–1,62023	–7,408572	0,568780572
0,65	0	156,7825	0,696811111	–16,513	–1,72891	–5,913456	0,559718665
0,66	0	147,3125	0,654722222	–17,1	–1,79037	–5,731278	0,534621853
0,67	0	141,9675	0,630966667	–17,75	–1,85843	–4,8162	0,529746174
0,68	0	133,875	0,595	–18,237	–1,90941	–3,639372	0,512986156
0,69	0	127,5925	0,567077778	–19,013	–1,99066	–2,433228	0,504180953
0,70	0	118,1875	0,525277778	–19,337	–2,02458	–2,04165	0,479908934
0,71	0	111,3125	0,494722222	–19,837	–2,07693	–0,78525	0,466461225
0,72	0	103,375	0,459444444	–20,05	–2,09924	–0,653328	0,446190625
0,73	0	96,8125	0,430277778	–19,975	–2,09138	–0,15705	0,431584861
0,74	0	88,3125	0,3925	–20,175	–2,11232	0,760122	0,408506163
0,75	0	81,72	0,3632	–20,312	–2,12667	1,359006	0,393787605
0,76	0	74,655	0,3318	–20,212	–2,1162	1,805028	0,376950375
0,77	0	68,125	0,302777778	–20,362	–2,1319	3,009078	0,362959605
0,78	0	61,0325	0,271255556	–20,05	–2,09924	3,480228	0,34509453
0,79	0	55,905	0,248466667	–19,812	–2,07432	3,82155	0,334145944
0,80	0	50,5	0,224444444	–19,663	–2,05872	4,738722	0,320937031
0,81	0	45,3125	0,201388889	–19,35	–2,02595	4,9209	0,306310293
0,82	0	39,97	0,177644444	–18,925	–1,98145	5,1303	0,289243174
0,83	0	36,125	0,160555556	–18,388	–1,92522	5,080044	0,277242572
0,84	0	33,03	0,1468	–17,987	–1,88324	5,731278	0,268476338
0,85	0	29,28	0,130133333	–17,4	–1,82178	5,4444	0,255609548
0,86	0	25,875	0,115	–17	–1,7799	6,0726	0,244602862
0,87	0	23,9675	0,106522222	–16,475	–1,72493	5,469528	0,239060418
0,88	0	22,47	0,099866667	–15,962	–1,67122	6,568878	0,235902243
0,89	0	20,03	0,089022222	–15,25	–1,59668	6,307128	0,226598289
0,90	0	19,1875	0,085277778	–14,8	–1,54956	6,516528	0,223182482
0,91	0	18,595	0,082644444	–14,1	–1,47627	5,888328	0,218896623
0,92	0	19,0325	0,084588889	–13,863	–1,45146	6,43905	0,218981275
0,93	0	17,7825	0,079033333	–12,825	–1,34278	5,8632	0,208998444
0,94	0	18,78	0,083466667	–12,238	–1,28132	5,523972	0,208420048
0,95	0	19,3125	0,085833333	–11,688	–1,22373	5,366922	0,205422073
0,96	0	20,875	0,092777778	–11,288	–1,18185	5,471622	0,206742327
0,97	0	21,3125	0,094722222	–10,788	–1,1295	4,529322	0,201355905
0,98	0	22,875	0,101666667	–10,025	–1,04962	4,5021	0,201690245

Продолжение таблицы Ж.1

Время, с	$A_и$, отн. ед.	N, МВт	$N_э$, отн. ед.	Δn, об/мин	$\Delta\omega$, рад/с	$d\omega/dt$, рад/с^2	$N_т$, отн. ед.
0,99	0	25,2825	0,112366667	–9,6	–1,00512	4,34505	0,205033236
1,00	0	26,1875	0,116388889	–9,125	–0,95539	3,92625	0,2008115
1,01	0	28,28	0,125688889	–8,675	–0,90827	3,141	0,201495957
1,02	0	31,1875	0,138611111	–8,625	–0,90304	3,427878	0,207414083
1,03	0	33,845	0,150422222	–7,875	–0,82451	2,3034	0,212038106
1,04	0	35,9075	0,159588889	–7,525	–0,78787	2,171478	0,215558174
1,05	0	37,53	0,1668	–7,25	–0,75908	2,068872	0,218571683
1,06	0	41,9375	0,186388889	–7,175	–0,75122	2,6175	0,235057183
1,07	0	44,5925	0,198188889	–6,988	–0,73164	2,121222	0,242400031
1,08	0	46,2825	0,2057	–6,775	–0,70934	1,83225	0,245683663
1,09	0	48,7175	0,216522222	–6,488	–0,67929	1,62285	0,251833998
1,10	0	51,5	0,228888889	–6,262	–0,65563	1,438578	0,259504503
1,11	0	54,47	0,242088889	–5,925	–0,62035	0,57585	0,267987801
1,12	0	55,78	0,247911111	–5,975	–0,62558	1,072128	0,271683213
1,13	0	58,0925	0,258188889	–5,9	–0,61773	0,862728	0,280678182
1,14	0	60,78	0,270133333	–5,713	–0,59815	1,047	0,291995227
1,15	0	63,375	0,281666667	–5,575	–0,5837	0,78525	0,302667753
1,16	0	64,72	0,287644444	–5,65	–0,59156	1,438578	0,308320627
1,17	0	66,72	0,296533333	–5,463	–0,57198	0,969522	0,315183538
1,18	0	69,25	0,307777778	–5,488	–0,57459	0,6282	0,323955728
1,19	0	71,375	0,317222222	–5,213	–0,5458	0,2094	0,33113892
1,20	0	71,6575	0,318477778	–5,2	–0,54444	0,7329	0,331815624
1,21	0	73,6875	0,3275	–4,963	–0,51963	0,393672	0,340679129
1,22	0	75,72	0,336533333	–5	–0,5235	0,36645	0,350834686
1,23	0	76,72	0,340977778	–5,188	–0,54318	0,630294	0,358199527
1,24	0	77,405	0,344022222	–5,113	–0,53533	1,258494	0,365325805
1,25	0	78,655	0,349577778	–4,85	–0,5078	1,1517	0,374328324
1,26	0	80,22	0,356533333	–4,775	–0,49994	0,78525	0,384848481
1,27	0	80,5925	0,358188889	–4,825	–0,50518	1,7799	0,391073225
1,28	0	81,25	0,361111111	–4,887	–0,51167	1,934856	0,397513367
1,29	0	82,22	0,365422222	–4,512	–0,47241	1,595628	0,404578688
1,30	0	83,345	0,370422222	–4,3	–0,45021	1,702422	0,412943493
1,31	0	83,2175	0,369855556	–4,4	–0,46068	2,3034	0,416742483
1,32	0	83,7175	0,372077778	–3,975	–0,41618	2,014428	0,422630139
1,33	0	85,28	0,379022222	–3,963	–0,41493	2,382972	0,434175515

Продолжение таблицы Ж.1

Время, с	$A_и$, отн. ед.	N, МВт	$N_э$, отн. ед.	Δn, об/мин	$\Delta\omega$, рад/с	$d\omega/dt$, рад/с^2	$N_т$, отн. ед.
1,34	0	86,4375	0,384166667	–3,75	–0,39263	2,6175	0,444290608
1,35	0	87,625	0,389444444	–3,487	–0,36509	3,375528	0,454305628
1,36	0	88	0,391111111	–3,3	–0,34551	3,0363	0,458308238
1,37	0	88,1875	0,391944444	–3,013	–0,31546	3,29805	0,460964018
1,38	0	89,0625	0,395833333	–2,825	–0,29578	3,2457	0,465857494
1,39	0	89,625	0,398333333	–2,5	–0,26175	3,377622	0,468897132
1,40	0	90,6575	0,402922222	–1,875	–0,19631	2,35575	0,473579384
1,41	0	92,345	0,410422222	–1,85	–0,1937	3,19335	0,483949364
1,42	0	92,4675	0,410966667	–1,438	–0,15056	3,6645	0,488179782
1,43	0	92,78	0,412355556	–1,275	–0,13349	3,587022	0,492881192
1,44	0	94,75	0,421111111	–0,887	–0,09287	3,637278	0,504876446
1,45	0	96,9375	0,430833333	–0,75	–0,07853	4,44975	0,517886915
1,46	0	97,1875	0,431944444	–0,325	–0,03403	4,265478	0,519836427
1,47	0	98,5625	0,438055556	0,312	0,032666	3,61215	0,524898137
1,48	0	99,8125	0,443611111	0,438	0,045859	3,846678	0,529615292
1,49	0	102,8125	0,456944444	0,85	0,088995	3,951378	0,541600463
1,50	0	103,0325	0,457922222	1,375	0,143963	3,796422	0,540182545
1,51	0	105,125	0,467222222	1,712	0,179246	3,220572	0,547247433
1,52	0	107,155	0,476244444	2,037	0,213274	3,796422	0,555408848
1,53	0	109,4675	0,486522222	2,275	0,238193	3,534672	0,563867913
1,54	0	110,75	0,492222222	2,737	0,286564	3,090744	0,567698785
1,55	0	114,0625	0,506944444	3,188	0,333784	3,323178	0,581199818
1,56	0	115,3125	0,5125	3,25	0,340275	3,71685	0,585887098
1,57	0	117,845	0,523755556	3,85	0,403095	2,906472	0,594827249
1,58	0	120,5925	0,535966667	3,963	0,414926	3,166128	0,605374631
1,59	0	123,345	0,5482	4,213	0,441101	2,956728	0,615830331
1,60	0	124,845	0,554866667	4,775	0,499943	3,2457	0,620885552
1,61	0	128,0925	0,5693	5,025	0,526118	2,590278	0,632493719
1,62	0	130,625	0,580555556	5,238	0,548419	2,747328	0,641532836
1,63	0	133,25	0,592222222	5,475	0,573233	2,66985	0,650589071
1,64	0	134,9075	0,599588889	5,625	0,588938	3,009078	0,655576847
1,65	0	137,655	0,6118	6,325	0,662228	1,807122	0,664174808
1,66	0	140,22	0,6232	6,262	0,655631	2,14635	0,673453599
1,67	0	142,28	0,632355556	6,55	0,685785	2,14635	0,680605584
1,68	0	144,0625	0,640277778	6,75	0,706725	2,433228	0,686593323

Продолжение таблицы Ж.1

Время, с	$A_и$, отн. ед.	N, МВт	$N_э$, отн. ед.	Δn, об/мин	$\Delta\omega$, рад/с	$d\omega/dt$, рад/с^2	$N_т$, отн. ед.
1,69	0	147,5925	0,655966667	7,062	0,739391	1,677294	0,698973425
1,70	0	150,1875	0,6675	7,188	0,752584	2,04165	0,708335134
1,71	0	152,75	0,678888889	7,287	0,762949	1,834344	0,71659636
1,72	0	154,2825	0,6857	7,575	0,793103	1,62285	0,71952917
1,73	0	157,5925	0,700411111	7,912	0,828386	0,655422	0,729966121
1,74	0	159,4675	0,708744444	7,863	0,823256	1,620756	0,736450865
1,75	0	161,7825	0,719033333	8,163	0,854666	1,20405	0,744196545
1,76	0	163,155	0,725133333	8,163	0,854666	0,68055	0,747869105
1,77	0	166,405	0,739577778	8,35	0,874245	0,655422	0,761497556
1,78	0	168,125	0,747222222	8,225	0,861158	1,597722	0,769980401
1,79	0	169,97	0,755422222	8,637	0,904294	0,78525	0,776987221
1,80	0	172,3125	0,765833333	8,738	0,914869	0,496278	0,786507649
1,81	0	175,2825	0,779033333	8,488	0,888694	1,333878	0,799519055
1,82	0	176,625	0,785	8,663	0,907016	1,543278	0,803805187
1,83	0	178,095	0,791533333	8,988	0,941044	0,26175	0,806069961
1,84	0	180,125	0,800555556	9,012	0,943556	0,288972	0,812130707
1,85	0	183,28	0,814577778	8,975	0,939683	0,57585	0,823678809
1,86	0	183,8125	0,816944444	9,125	0,955388	0,3141	0,823337947
1,87	0	185,405	0,824022222	9,4	0,98418	–0,47115	0,828944323
1,88	0	187,3125	0,8325	9,113	0,954131	0,391578	0,83875159
1,89	0	189,155	0,840688889	9,15	0,958005	0,339228	0,848016022
1,90	0	189,405	0,8418	9,25	0,968475	0,393672	0,849668638
1,91	0	190,5	0,846666667	9,275	0,971093	0,68055	0,854677217
1,92	0	191,9675	0,853188889	9,175	0,960623	0,655422	0,859380727
1,93	0	192,905	0,857355556	9,3	0,97371	0,236622	0,860068686
1,94	0	194,6875	0,865277778	9,312	0,974966	–0,2094	0,864508466
1,95	0	196,125	0,871666667	9,438	0,988159	–0,236622	0,868184225
1,96	0	197,53	0,877911111	9,6	1,00512	–1,1517	0,872488585
1,97	0	198,125	0,880555556	9,488	0,993394	–0,079572	0,876227244
1,98	0	199,0625	0,884722222	9,413	0,985541	0,077478	0,882121127
1,99	0	199,22	0,885422222	9,212	0,964496	0,1047	0,884294396
2,00	0	201	0,893333333	9,325	0,976328	0	0,89276942
2,01	0	201,405	0,895133333	9,05	0,947535	0,4188	0,894922333
2,02	0	201,8125	0,896944444	9,45	0,989415	–0,1047	0,894985688
2,03	0	203,0325	0,902366667	9,45	0,989415	–0,36645	0,898122382

Продолжение таблицы Ж.1

Время, с	$A_и$, отн. ед.	N, МВт	$N_э$, отн. ед.	Δn, об/мин	$\Delta\omega$, рад/с	$d\omega/dt$, рад/с^2	$N_т$, отн. ед.
2,04	0	204,22	0,907644444	9,262	0,969731	–0,600978	0,901183721
2,05	0	204,625	0,909444444	9,325	0,976328	0	0,901956727
2,06	0	205,375	0,912777778	9,25	0,968475	–0,36645	0,903562844
2,07	0	206,25	0,916666667	9,4	0,98418	–0,7329	0,906378058
2,08	0	207,905	0,924022222	9,275	0,971093	–0,7329	0,913151028
2,09	0	207,47	0,922088889	8,975	0,939683	0,027222	0,911522058
2,10	0	208,2175	0,925411111	9,325	0,976328	–0,78525	0,914190739
2,11	0	209	0,928888889	9,075	0,950153	–0,4188	0,91808865
2,12	0	210,22	0,934311111	9,05	0,947535	–0,810378	0,923861918
2,13	0	209,0325	0,929033333	8,925	0,934448	–0,1047	0,919469222
2,14	0	210,22	0,934311111	8,988	0,941044	–0,4188	0,924605088
2,15	0	210,9075	0,937366667	8,95	0,937065	–0,36645	0,927098598
2,16	0	211,22	0,938755556	8,875	0,929213	–0,548628	0,927060899
2,17	0	210,655	0,936244444	8,663	0,907016	–0,288972	0,923237103
2,18	0	211,5925	0,940411111	8,875	0,929213	–0,6282	0,925557049
2,19	0	212,5	0,944444444	8,788	0,920104	–1,335972	0,927767935
2,20	0	212,905	0,946244444	8,775	0,918743	–0,917172	0,929614617
2,21	0	212,625	0,945	8,613	0,901781	–0,550722	0,929307537
2,22	0	213,5625	0,949166667	8,525	0,892568	–0,36645	0,934135214
2,23	0	214,3125	0,9525	8,575	0,897803	–1,124478	0,937382654
2,24	0	215,5625	0,958055556	8,15	0,853305	–0,15705	0,944460027
2,25	0	216,1575	0,9607	8,337	0,872884	–0,469056	0,947154888
2,26	0	216,5325	0,962366667	8,35	0,874245	–0,862728	0,948001827
2,27	0	216,655	0,962911111	8,35	0,874245	–1,281528	0,948236306
2,28	0	216,655	0,962911111	8,038	0,841579	0,182178	0,949394008
2,29	0	216,03	0,960133333	8,075	0,845453	–0,6282	0,94506827
2,30	0	216,625	0,962777778	8,113	0,849431	–0,996744	0,946164755
2,31	0	216,875	0,963888889	7,938	0,831109	–0,603072	0,946131235
2,32	0	216,875	0,963888889	7,738	0,810169	–0,550722	0,944290116
2,33	0	216,5925	0,962633333	8,125	0,850688	–1,545372	0,940472678
2,34	0	218,6875	0,971944444	7,775	0,814043	–1,09935	0,949066761
2,35	0	220,375	0,979444444	7,637	0,799594	–1,072128	0,956294141
2,36	0	219,97	0,977644444	7,65	0,800955	–1,124478	0,95424206
2,37	0	219,625	0,976111111	7,475	0,782633	–0,6282	0,952966409
2,38	0	221	0,982222222	7,387	0,773419	–1,20405	0,958283934

Окончание таблицы Ж.1

Время, с	$A_и$, отн. ед.	N, МВт	$N_э$, отн. ед.	Δn, об/мин	$\Delta\omega$, рад/с	$d\omega/dt$, рад/с^2	$N_т$, отн. ед.
2,39	0	221,5	0,984444444	7,25	0,759075	–1,072128	0,959619208
2,40	0	221,845	0,985977778	7,125	0,745988	–1,124478	0,960146087
2,41	0	221,405	0,984022222	7,113	0,744731	–1,074222	0,945931962
2,42	0	221,905	0,986244444	7,175	0,751223	–1,8846	0,924484782
2,43	0	221,375	0,983888889	6,812	0,713216	–0,967428	0,889543652
2,44	0	222	0,986666667	6,738	0,705469	–1,178922	0,848530422
2,45	0	221,75	0,985555556	6,588	0,689764	–13,795272	0,793244463
2,46	0	223,345	0,992644444	6,6	0,69102	–13,8204	0,769758818
2,47	0	222,9375	0,990833333	6,275	0,656993	–13,13985	0,761063115
2,48	0	223,595	0,993755556	6,35	0,664845	–13,2969	0,802241783
2,49	0	223,97	0,995422222	6,175	0,646523	–12,93045	0,85315933

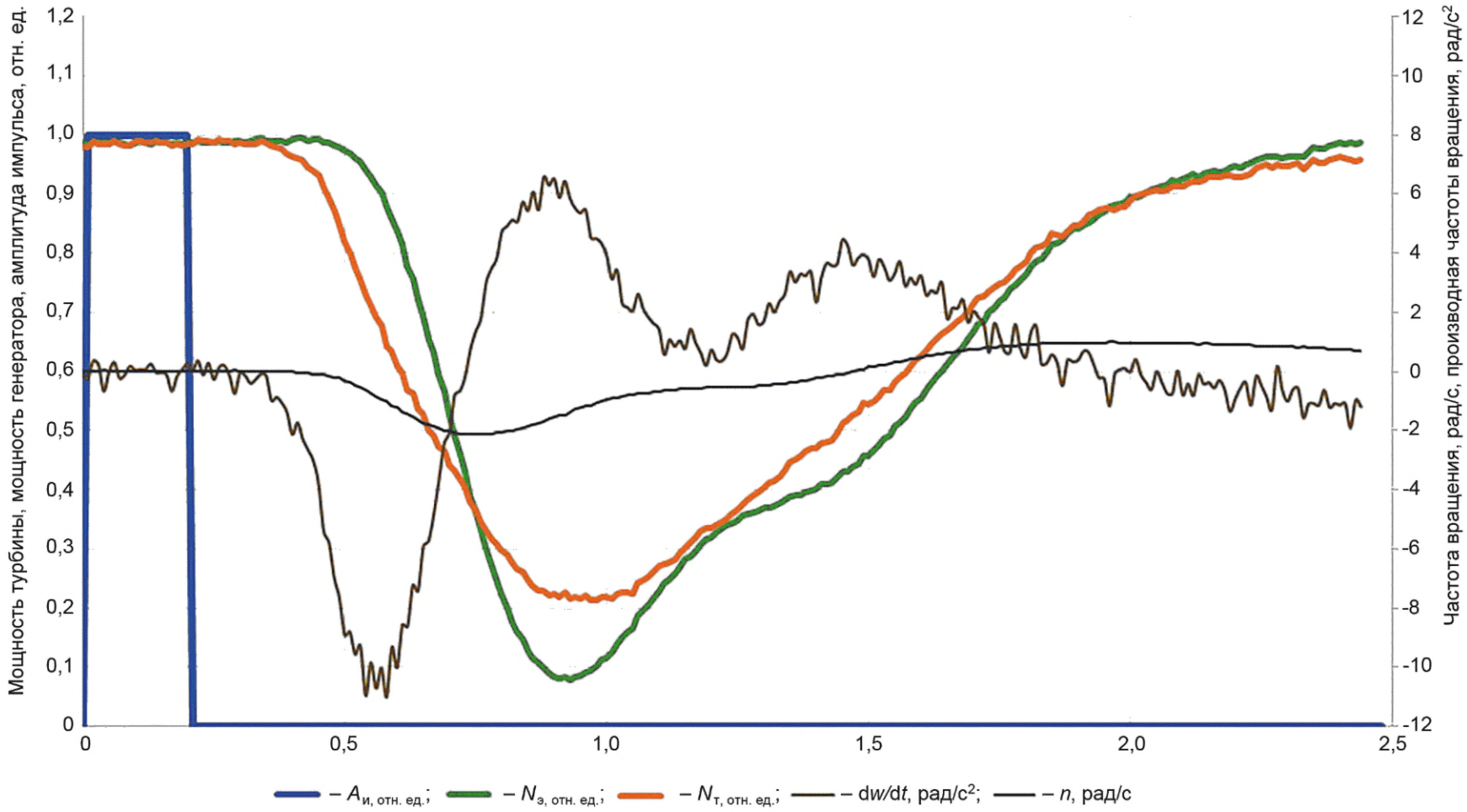


Рисунок Ж.1 – Построение импульсной характеристики турбины по данным измерений и расчетов

Библиография

[1] Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации (утверждены Приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 г. № 229)

УДК 621.311:006.354 ОКС 27.010

Ключевые слова: противоаварийная автоматика, энергосистема, кратковременная (импульсная) разгрузка турбины, длительная разгрузка турбины

Редактор *Л.С. Зимилова*
Технический редактор *И.Е. Черепкова*
Корректор *О.В. Лазарева*
Компьютерная верстка *Е.А. Кондрашовой*

Сдано в набор 29.12.2022. Подписано в печать 13.01.2023. Формат 60×84⅛. Гарнитура Ариал.
Усл. печ. л. 4,18. Уч.-изд. л. 3,55.

Подготовлено на основе электронной версии, предоставленной разработчиком стандарта

Создано в единичном исполнении в ФГБУ «Институт стандартизации»
для комплектования Федерального информационного фонда стандартов,
117418 Москва, Нахимовский пр-т, д. 31, к. 2.
gost.e-ecolog.ru gost.e-ecolog.ru

gost.e-ecolog.ru