ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО

ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ГОСТ Р 71529— 2024

Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы

ОПЕРАТИВНО-ДИСПЕТЧЕРСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ

Дистанционное управление. Требования к дистанционному управлению активной мощностью генерирующего оборудования тепловых электростанций из диспетчерских центров путем доведения плановых диспетчерских графиков

Издание официальное

Москва
Российский институт стандартизации
2024

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 29 июля 2024 г. № 977-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», 2024

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 Общие требования 3
5 Требования к взаимодействию между системой доведения плановой мощности, установленной в диспетчерском центре, и адаптером связи электростанции с системой доведения плановой мощности при доведении плановых диспетчерских графиков до тепловой электростанции 3
6 Функциональные требования к адаптеру связи электростанции с системой доведения плановой мощности 8
7 Особенности информационного обмена для осуществления диспетчерского управления активной мощностью генерирующего оборудования тепловой электростанции из диспетчерского центра 9
8 Требования к организации и проведению проверок готовности к осуществлению диспетчерского управления активной мощностью генерирующего оборудования тепловой электростанции из диспетчерского центра 9
9 Требования к содержанию инструкции по работе с системой доведения плановой мощности 10
Приложение А (обязательное) Алгоритм расчета контрольной суммы для планового диспетчерского графика 12
Библиография 14

Введение

Настоящий стандарт входит в группу национальных стандартов «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Дистанционное управление», устанавливающих требования к осуществлению изменения технологического режима работы и эксплуатационного состояния электросетевого оборудования, устройств релейной защиты и автоматики, изменения нагрузки генерирующего оборудования электростанций с использованием средств дистанционного управления из диспетчерских центров субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

Настоящий стандарт разработан во исполнение положений Энергетической стратегии Российской Федерации [1] в целях формирования нормативно-технической основы для организации и осуществления дистанционного управления активной мощностью тепловых электростанций с использованием средств дистанционного управления из диспетчерских центров.

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы

ОПЕРАТИВНО-ДИСПЕТЧЕРСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ

Дистанционное управление. Требования к дистанционному управлению активной мощностью генерирующего оборудования тепловых электростанций из диспетчерских центров путем доведения плановых диспетчерских графиков

United power system and isolated power systems. Operative-dispatch management. Remote control. Requirements for remote control of the active capacity of generating equipment of thermal power plants from dispatch centers by bringing planned dispatch schedules

Дата введения — 2024—09—01

1 Область применения

1.1 Настоящий стандарт определяет:

- требования к организации и осуществлению дистанционного управления активной мощностью генерирующего оборудования тепловых электростанций из диспетчерских центров субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике (далее — диспетчерский центр) путем доведения плановых диспетчерских графиков, в том числе к взаимодействию между информационно-управляющими системами доведения плановой мощности диспетчерских центров и автоматизированными системами управления тепловых электростанций;
- функциональные требования к автоматизированным системам управления тепловых электростанций в части получения и обработки плановых диспетчерских графиков от информационно-управляющих систем доведения плановой мощности, установленных в диспетчерских центрах;
- требования к организации и проведению проверок готовности к осуществлению дистанционного управления активной мощностью генерирующего оборудования тепловых электростанций;
- требования к содержанию инструкций по работе с информационно-управляющими системами доведения плановой мощности, установленными в диспетчерских центрах, используемых диспетчерским персоналом диспетчерского центра и оперативным персоналом тепловой электростанции.

1.2 Настоящий стандарт не регламентирует процессы формирования плановых диспетчерских графиков загрузки электростанций субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, а также не регламентирует вопросы непосредственного исполнения плановых диспетчерских графиков посредством различных автоматизированных систем управления тепловых электростанций.

1.3 Настоящий стандарт предназначен для субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, для организаций, являющихся собственниками или иными законными владельцами тепловых электростанций (далее — владелец ТЭС), организаций, осуществляющих деятельность по проектированию, разработке, изготовлению, монтажу, наладке, эксплуатации и проверке автоматизированных систем управления тепловых электростанций.

1.4 Требования настоящего стандарта должны учитываться при проектировании, строительстве, реконструкции, модернизации и техническом перевооружении тепловых электростанций, при создании (модернизации) автоматизированных систем управления тепловых электростанций, а также при разработке технической, в том числе инструктивной и оперативной документации для персонала тепловых

Издание официальное

электростанций, диспетчерских центров субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ Р 27.102 Надежность в технике. Надежность объекта. Термины и определения

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

ГОСТ Р 59947—2021 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Дистанционное управление. Требования к информационному обмену при организации и осуществлении дистанционного управления

ГОСТ Р 71077 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Дистанционное управление. Правила применения защищенных протоколов при организации информационного обмена

ГОСТ Р МЭК 60870-5-104 Устройства и системы телемеханики. Часть 5. Протоколы передачи. Раздел 104. Доступ к сети для ГОСТ Р МЭК 870-5-101 с использованием стандартных транспортных профилей

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, а также следующие термины с соответствующими определениями:

3.1.1 **групповой объект управления:** Совокупность объектов управления, соответствующих не более чем одной группе точек поставки генерации, зарегистрированной на оптовом рынке электрической энергии и мощности, оперативный персонал которых по диспетчерской команде или после получения диспетчерского разрешения диспетчерского персонала субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике может изменить нагрузку активной мощности.

3.1.2 **дистанционное управление активной мощностью генерирующего оборудования тепловой электростанции:** Управление активной мощностью генерирующего оборудования тепловой электростанции путем доведения до нее плановых диспетчерских графиков из диспетчерского центра субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике с использованием информационно-управляющей системы доведения плановой мощности диспетчерского центра.

3.1.3 **операционные сутки:** Интервал времени, равный 24 астрономическим часам, начинающийся в 00 ч 00 мин 00 с.

3.1.4 **плановый диспетчерский график;** плановый ДГ: Диспетчерский график, соединяющий последовательные во времени значения активной мощности, заданные субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике для каждого группового объекта управления.

Примечание — Для объектов управления, расположенных на территориях ценовых зон, плановыми диспетчерскими графиками являются предварительный план балансирующего рынка и/или планы балансирующего рынка, а для территорий, не объединенных в ценовые зоны, плановыми диспетчерскими графиками являются доводимые диспетчерские графики и/или уточненные доводимые диспетчерские графики.

3.2 В настоящем стандарте применены следующие сокращения:

АСУ ТП — автоматизированная система управления технологическими процессами;

АСЭ СДПМ — адаптер связи электростанции с информационно-управляющей системой доведения плановой мощности, установленной в диспетчерском центре субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике;

ГОУ — групповой объект управления;

ДГ — диспетчерский график;

ДУ — дистанционное управление;

ДЦ — диспетчерский центр;

КПП ДУ — комплексная программа проверки реализации дистанционного управления;

КС — контрольная сумма;

НСС — начальник смены станции;

ПБР — план балансирующего рынка;

ППРБ — предварительный план балансирующего рынка;

СДПМ ДЦ — система доведения плановой мощности, установленная в диспетчерском центре субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике;

ТЭС — тепловая электростанция;

IP (Internet Protocol) — межсетевой протокол;

UTC(SU) — национальная шкала координированного времени Российской Федерации.

4 Общие требования

4.1 ДУ активной мощностью генерирующего оборудования ТЭС осуществляется с использованием СДПМ ДЦ путем доведения до ТЭС плановых ДГ.

4.2 Функции приема, проверки, обработки и распределения плановых ДГ между генерирующим оборудованием ТЭС, а также функции взаимодействия с АСУ ТП (при необходимости) и поддержки интерфейса НСС должны осуществляться АСЭ СДПМ.

4.3 АСЭ СДПМ в отношении генерирующего оборудования ТЭС должен обеспечивать не менее одного из двух режимов работы по плановым ДГ: автоматизированный и/или автоматический.

4.4 В автоматизированном режиме НСС вручную или с использованием сторонних средств автоматизации распределяет задание плановой мощности между генерирующим оборудованием ТЭС (ГОУ) в соответствии с полученным через АСЭ СДПМ плановым ДГ.

4.5 В автоматическом режиме АСЭ СДПМ должен распределять задание плановой мощности между генерирующим оборудованием ТЭС (ГОУ) в соответствии с полученным плановым ДГ и передавать его в АСУ ТП ТЭС на исполнение.

4.6 Функционал АСЭ СДПМ может быть реализован в отдельном серверном или контроллерном исполнении либо в составе терминалов группового регулирования активной мощности или функций (подсистемы) АСУ ТП ТЭС.

5 Требования к взаимодействию между системой доведения плановой мощности, установленной в диспетчерском центре, и адаптером связи электростанции с системой доведения плановой мощности при доведении плановых диспетчерских графиков до тепловой электростанции

5.1 При доведении плановых ДГ должна быть обеспечена возможность взаимодействия между СДПМ ДЦ и АСЭ СДПМ в двух режимах:

а) доведение планового ДГ по событию акцепта планового ДГ, при котором СДПМ ДЦ (автоматически по факту акцепта ПБР) или диспетчерский персонал (вручную) инициирует передачу на ТЭС новых значений планового ДГ после формирования планового ДГ;

б) доведение планового ДГ по запросу от ТЭС, при котором инициатором передачи планового ДГ выступает АСЭ СДПМ (в том числе вручную по команде НСС), а СДПМ ДЦ осуществляет передачу планового ДГ, актуального на момент получения запроса.

5.2 Диаграмма процесса доведения плановых ДГ до ТЭС приведена на рисунке 1.

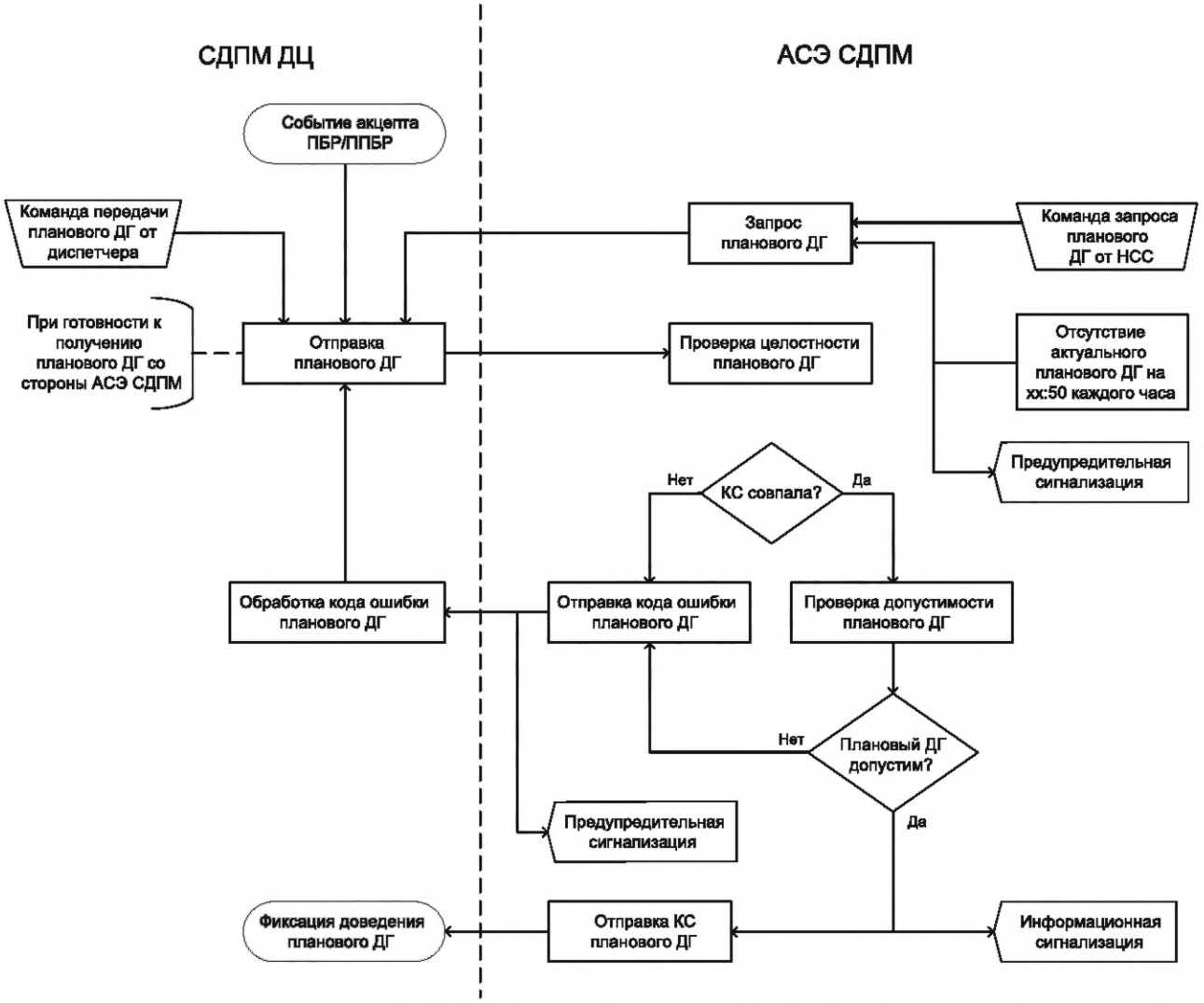

Рисунок 1 — Диаграмма процесса доведения планового ДГ до ТЭС

5.3 Плановый ДГ формируется и доводится для каждого ГОУ в составе одной ТЭС.

5.4 СДПМ ДЦ контролирует передачу планового ДГ и в случае его неуспешной отправки осуществляет повторную отправку всего набора.

5.5 СДПМ ДЦ обеспечивает формирование и отправку сообщения «Готовность к отдаче планового ДГ» со значениями «1» (готовность) или «0» (неготовность) в циклическом режиме с циклом в 1 с.

5.6 Передача планового ДГ в направлении ТЭС осуществляется серией команд уставок с идентификатором типа CON <50> (см. [2]).

5.7 Сообщение с плановым ДГ содержит набор из 24 значений задания активной мощности на конец каждого часа, три атрибута: «Идентификатор ГОУ», «Дата действия планового ДГ», «Уникальный идентификатор планового ДГ», и КС сообщения.

5.8 Значение атрибута «Идентификатор ГОУ» определяется по согласованию с соответствующим ДЦ и содержит идентификационный номер ГОУ.

5.9 Значение атрибута «Дата действия планового ДГ» содержит дату операционных суток, на которые передается плановый ДГ, в виде целого десятичного числа в формате «ддммгг».

Пример — «120623» для 12 июня 2023 года или «061223» для 6 декабря 2023 года.

5.10 Значение атрибута «Уникальный идентификатор планового ДГ» отличается для каждой очередной отправки планового ДГ, в том числе в случае повторной отправки планового ДГ. Значение идентификатора может быть любым из множества натуральных чисел и является служебным сигналом, не выводимым в интерфейс пользователя.

5.11 КС содержит контрольную сумму сообщения с плановым ДГ для обеспечения его целостности и является последним параметром в отправленном сообщении. КС формируется в соответствии с приложением А.

5.12 АСЭ СДПМ должен принимать и обрабатывать сообщение с плановым ДГ по структуре, приведенной в таблице 1.

Таблица 1 — Структура сообщения с плановым ДГ

Наименование	Единица измерения	Примечание
Идентификатор ГОУ	—	В соответствии с 5.8
Дата действия планового ДГ	—	В соответствии с 5.9
Уникальный идентификатор планового ДГ	—	В соответствии с 5.10
Задание плановой мощности на 01:00	МВт	—
Задание плановой мощности на 02:00		
Задание плановой мощности на 03:00		
Задание плановой мощности на 04:00		
Задание плановой мощности на 05:00		
Задание плановой мощности на 06:00		
Задание плановой мощности на 07:00		
Задание плановой мощности на 08:00		
Задание плановой мощности на 09:00		
Задание плановой мощности на 10:00		
Задание плановой мощности на 11:00		
Задание плановой мощности на 12:00		
Задание плановой мощности на 13:00		
Задание плановой мощности на 14:00		
Задание плановой мощности на 15:00		
Задание плановой мощности на 16:00		
Задание плановой мощности на 17:00		
Задание плановой мощности на 18:00		
Задание плановой мощности на 19:00		
Задание плановой мощности на 20:00		
Задание плановой мощности на 21:00		
Задание плановой мощности на 22:00		
Задание плановой мощности на 23:00		
Задание плановой мощности на 00:00		
КС	—	В соответствии с 5.11

5.13 Прием в АСЭ СДПМ команды уставки КС означает окончание серии команд с плановым ДГ.

5.14 АСЭ СДПМ должен обеспечивать формирование и отправку сообщения «Готовность к получению планового ДГ» со значениями «1» (готовность) или «0» (неготовность) в циклическом режиме с циклом в 1 с. Сигнал готовности должен формироваться на основании готовности АСЭ СДПМ к получению планового ДГ и получения сообщения «Готовность к отдаче планового ДГ» от СДПМ ДЦ.

5.15 Полученный плановый ДГ должен относиться к текущим/следующим операционным суткам в зависимости от текущей даты и значения атрибута «Дата действия планового ДГ». При несовпадении даты действия планового ДГ с датой текущих или следующих суток АСЭ СДПМ должен автоматически отправлять в СДПМ ДЦ сообщение «Код ошибки планового ДГ» в соответствии с таблицей 2.

Таблица 2 — Значения сообщения «Код ошибки планового ДГ»

Сообщение «Код ошибки планового ДГ»	Значение
1	КС планового ДГ не совпала
2	Некорректная дата действия планового ДГ
3	Некорректный идентификатор ГОУ
4	Несоответствие планового ДГ регулировочному диапазону ГОУ

5.16 В АСЭ СДПМ должна быть реализована автоматическая проверка на целостность пришедших значений планового ДГ путем проверки совпадения КС планового ДГ и КС, рассчитанной в АСЭ СДПМ. Проверка должна осуществляться по факту получения каждого планового ДГ (после получения полного набора информационного сообщения планового ДГ). Триггером для запуска проверки является получение КС планового ДГ.

5.17 Сравнение контрольных сумм должно осуществляться с точностью ε, задаваемой по согласованию сторон информационного обмена, но не менее пяти знаков после запятой (значение по умолчанию 10^{-6}), по условию:

$$|КС_{СДПМ} - КС_{АСЭ\ СДПМ}| < \varepsilon, \quad (1)$$

где $КС_{СДПМ}$ — контрольная сумма планового ДГ, рассчитанная в СДПМ ДЦ;

$КС_{АСЭ\ СДПМ}$ — контрольная сумма планового ДГ, рассчитанная в АСЭ СДПМ.

5.18 После проверки на целостность и при ее положительном результате в АСЭ СДПМ должна быть реализована автоматическая проверка допустимости планового ДГ:

- корректности идентификатора ГОУ;
- корректности даты действия планового ДГ;
- соответствия планового ДГ регулировочному диапазону ГОУ.

5.19 В случае некорректности одного или нескольких атрибутов, КС или несоответствия значений планового ДГ регулировочному диапазону ГОУ АСЭ СДПМ должен автоматически отправить в направлении СДПМ ДЦ сообщение «Код ошибки планового ДГ» со значением в соответствии с таблицей 2.

5.20 При положительном результате проверки планового ДГ АСЭ СДПМ должен автоматически формировать и передавать в направлении СДПМ ДЦ сообщение «КС планового ДГ, рассчитанная в АСЭ СДПМ», а также формировать соответствующую сигнализацию для НСС.

5.21 АСЭ СДПМ должен обеспечивать передачу в СДПМ ДЦ сообщений «КС планового ДГ, рассчитанная в АСЭ СДПМ», «Код ошибки планового ДГ» строго после отправки в СДПМ ДЦ квитанции о получении уставки с контрольной суммой планового ДГ.

5.22 АСЭ СДПМ должен обеспечивать формирование и отправку сообщения «Запрос планового ДГ»:

а) автоматически при неполучении планового ДГ в определенное время (настройки таймера устанавливаются в соответствии с действующим регламентом расчета плановых ДГ и заданной в СДПМ ДЦ периодичностью отправки плановых ДГ);

б) по запросу НСС.

5.23 Сообщение «Запрос планового ДГ» должно формироваться в виде импульса: при формировании запроса телесигнал должен изменить свое значение на «1» в течение 10 с, затем сброситься в «0».

5.24 В АСЭ СДПМ должен быть реализован контроль актуальности планового ДГ для следующего часа.

5.25 В начале каждого часа в АСЭ СДПМ должен сбрасываться признак актуальности планового диспетчерского графика для следующего часа.

5.26 Актуальность планового ДГ для следующего часа должна устанавливаться в случае получения планового ДГ на текущие операционные сутки по событию акцепта планового ДГ.

5.27 Поскольку факт акцепта или неакцепта ПБР гарантированно должен быть определен за 10 мин до начала нового часа, получение планового ДГ по запросу от АСЭ СДПМ:

- не должно влиять на признак актуальности планового ДГ для следующего часа при получении планового ДГ ранее указанного времени;
- должно устанавливать признак актуальности планового ДГ для следующего часа при получении планового ДГ после указанного времени.

5.28 За 10 мин до начала нового часа АСЭ СДПМ должен проверять признак актуальности планового ДГ для следующего часа и в случае ее отсутствия формировать запрос планового ДГ.

5.29 Если за 5 мин до начала нового часа признак актуальности планового ДГ для следующего часа отсутствует, АСЭ СДПМ должен формировать предупредительную сигнализацию в соответствии с таблицей 3.

Таблица 3 — Минимальный перечень событий и сигнализации, подлежащий реализации в АСЭ СДПМ

Событие	Сигнализация
Информационная сигнализация	
Получение планового ДГ от СДПМ ДЦ (при положительном результате проверки КС и атрибутов)	Получен новый плановый ДГ от СДПМ ДЦ
Переключение режима работы АСЭ СДПМ	Текущий режим работы АСЭ СДПМ: автоматический/автоматизированный
Корректировка графика нагрузки генерирующего оборудования НСС	Ручной ввод значений графика нагрузки генерирующего оборудования
Предупредительная сигнализация	
Неуспешная проверка КС и атрибутов планового ДГ	Недопустимый плановый ДГ
Контроль актуальности планового ДГ для следующего часа	Отсутствие актуального планового ДГ для следующего часа
Контроль соответствия планового ДГ регулировочному диапазону ГОУ	Несоответствие значений планового ДГ регулировочному диапазону ГОУ
Контроль получения планового ДГ в срок, установленный действующим регламентом расчета плановых ДГ и соответствующий заданной в СДПМ ДЦ периодичности отправки плановых ДГ	Плановый ДГ не получен
Пропадание одного канала связи с СДПМ ДЦ	Отсутствует один канал связи с СДПМ ДЦ
Аварийная сигнализация	
Отсутствие связи с СДПМ ДЦ	Неисправность каналов связи с СДПМ ДЦ
Неработоспособность АСЭ СДПМ	Отказ АСЭ СДПМ

6 Функциональные требования к адаптеру связи электростанции с системой доведения плановой мощности

6.1 АСЭ СДПМ должен обеспечивать взаимодействие с СДПМ ДЦ в соответствии с требованиями раздела 5.

6.2 Компонентный состав АСЭ СДПМ

6.2.1 Для реализации получения от СДМП ДЦ плановых ДГ в АСЭ СДПМ должны присутствовать следующие функциональные компоненты:

- программный модуль связи с СДПМ ДЦ;
- компонент получения плановых ДГ.

6.2.2 Программный модуль связи АСЭ СДПМ с СДПМ ДЦ должен обеспечивать:

1) информационный обмен с СДПМ ДЦ в части:
   - получения из ДЦ сообщений, содержащих плановые ДГ,
   - передачи в ДЦ сообщений, содержащих ответ на полученный плановый ДГ,
   - передачи в ДЦ сообщений, содержащих запрос на получение планового ДГ,
   - передачи в ДЦ дополнительной информации;
2) контроль и сигнализацию о состоянии связи АСЭ СДПМ — СДПМ ДЦ.

6.2.3 Компонент получения плановых ДГ должен обеспечивать:

- проверку целостности и атрибутов полученного планового ДГ в соответствии с разделом 5;
- формирование ответа на полученный плановый ДГ: подтверждение приема планового ДГ или код ошибки планового ДГ;
- формирование запроса на получение планового ДГ;
- отправку принятого планового ДГ в смежные информационные системы ТЭС для хранения, отображения и использования.

6.3 АСЭ СДПМ должен обеспечивать возможность формирования запроса на получение планового ДГ из ДЦ в произвольный момент времени.

6.4 АСЭ СДПМ должен обеспечивать автоматическое восстановление работоспособности ДУ активной мощностью генерирующего оборудования ТЭС из ДЦ при возобновлении работы после устранения нештатных ситуаций (например, при полной потере информационного обмена с ДЦ, при отключении электропитания АСЭ СДПМ, программных сбоях задач прикладного уровня АСЭ СДПМ), в том числе:

- восстановление информационного обмена с ДЦ для ДУ активной мощностью ТЭС при восстановлении работоспособности АСЭ СДПМ и/или информационного обмена/каналов связи с ДЦ;
- запрос актуального планового ДГ из ДЦ.

6.5 Требования к сигнализации

6.5.1 АСЭ СДПМ должен обеспечивать формирование и представление НСС следующей сигнализации:

- информационной сигнализации, предназначенной для оповещения НСС о наступлении соответствующего события, при которой не требуется вмешательство НСС в работу АСЭ СДПМ;
- предупредительной сигнализации, при которой сохраняется работоспособность АСЭ СДПМ, но требуются действия НСС в соответствии с инструкцией по работе с СДПМ (см. раздел 9);
- аварийной сигнализации, при которой выполнение АСЭ СДПМ своих функций невозможно.

6.5.2 В таблице 3 представлен минимальный перечень событий и сигнализации, подлежащий реализации в АСЭ СДПМ. При реализации конкретных проектов ДУ активной мощностью ТЭС из ДЦ указанный перечень может быть изменен с учетом принятых технических решений.

6.6 АСЭ СДПМ должен состоять из двух или более идентичных комплектов программно-технических средств, работающих в режиме нагруженного резерва по ГОСТ Р 27.102.

6.7 Каждый комплект АСЭ СДПМ должен обеспечивать поддержку информационного обмена с СДПМ ДЦ одновременно по двум активным соединениям в протоколе ГОСТ Р МЭК 60870-5-104 по разным каналам связи.

6.8 Должна быть обеспечена синхронизация системного времени АСЭ СДПМ с UTC(SU) с погрешностью не более 100 мс.

6.9 Требования к архивированию

6.9.1 АСЭ СДПМ должен обеспечивать регистрацию и архивирование следующей информации:

- обо всех получаемых плановых ДГ, в том числе: факт получения/неполучения плановых ДГ, значения плановых ДГ, результат проверки, факт подтверждения, КС;
- о действиях НСС по переключению режимов работы по плановому ДГ (автоматический/автоматизированный), по корректировке графика нагрузки генерирующего оборудования ТЭС, отличного от полученных значений планового ДГ, квитирование сигнализации при доведении планового ДГ;
- сигнализации, формируемой АСЭ СДПМ в соответствии с таблицей 3.

6.9.2 Продолжительность хранения архивной информации в АСЭ СДПМ должна составлять не менее 12 мес.

6.10 Требования к человеко-машинному интерфейсу АСЭ СДПМ

6.10.1 Управление функциями доведения плановых ДГ в АСЭ СДПМ может осуществляться через человеко-машинный интерфейс смежных информационных систем ТЭС. На экранных формах НСС должны отображаться как минимум:

- последний полученный плановый ДГ;
- фактическая нагрузка каждого ГОУ ТЭС.

6.10.2 Организация интерфейса АСЭ СДПМ для НСС определяется владельцем ТЭС самостоятельно. При этом интерфейс НСС должен обеспечивать:

- отображение сигнализации в соответствии с таблицей 3;
- возможность формирования внеочередного запроса на получение плановых ДГ в произвольный момент времени;
- возможность управления готовностью АСЭ СДПМ;
- возможность просмотра архивной информации.

7 Особенности информационного обмена для осуществления диспетчерского управления активной мощностью генерирующего оборудования тепловой электростанции из диспетчерского центра

7.1 Информационный обмен между АСЭ СДПМ и СДПМ ДЦ для осуществления ДУ активной мощностью генерирующего оборудования ТЭС из ДЦ должен быть реализован в соответствии с ГОСТ Р 59947.

7.2 Формуляр согласования приема/передачи данных между АСЭ СДПМ и СДПМ ДЦ должен быть разработан на основе типового формуляра согласования приема/передачи данных, предусмотренного ГОСТ Р 59947—2021 (приложение А).

7.3 Обеспечение безопасности информационного обмена между АСЭ СДПМ и СДПМ ДЦ должно быть выполнено в соответствии с ГОСТ Р 71077.

8 Требования к организации и проведению проверок готовности к осуществлению диспетчерского управления активной мощностью генерирующего оборудования тепловой электростанции из диспетчерского центра

8.1 До начала проведения проверки готовности к осуществлению ДУ активной мощностью генерирующего оборудования ТЭС из ДЦ (далее — проверка реализации ДУ) владелец ТЭС должен провести автономные испытания АСЭ СДПМ по программе, включающей проверку функциональности АСЭ СДПМ согласно требованиям разделов 5 и 6, в том числе проверку функций АСЭ СДПМ для взаимодействия с СДПМ ДЦ и проверку интерфейсов АСЭ СДПМ.

8.2 По результатам автономных испытаний АСЭ СДПМ оформляют протокол испытаний с выводом о готовности к проведению комплексных испытаний при взаимодействии с СДПМ, утверждаемый техническим руководителем владельца ТЭС [его филиала, в зону эксплуатационной ответственности которого входит ТЭС (далее — филиал)].

8.3 При успешном завершении автономных испытаний АСЭ СДПМ владелец ТЭС должен направить в соответствующий ДЦ письменное уведомление о готовности к проведению проверки реализации ДУ активной мощностью генерирующего оборудования ТЭС из ДЦ.

8.4 Проверка реализации ДУ должна быть осуществлена в три этапа:

а) проверка информационного обмена между АСЭ СДПМ и СДПМ ДЦ в порядке, аналогичном предусмотренному ГОСТ Р 59947, для проверки информационного обмена, осуществляемой в рамках проверки готовности к осуществлению дистанционного управления активной мощностью генерирующего оборудования ГЭС;

б) проверка прохождения плановых ДГ из СДПМ ДЦ в АСЭ СДПМ без воздействия на генерирующее оборудование ТЭС;

в) проверка ДУ активной мощностью генерирующего оборудования ТЭС из ДЦ с воздействием на генерирующее оборудование ТЭС по КПП ДУ.

8.5 КПП ДУ разрабатывается владельцем ТЭС, согласовывается главным диспетчером ДЦ, объектом прямого диспетчерского управления которого является ТЭС, и утверждается техническим руководителем владельца ТЭС (его соответствующего филиала).

8.6 КПП ДУ должна содержать:

а) наименование и дату утверждения;

б) цель программы;

в) диспетчерское наименование ТЭС, на которой проводят проверку реализации ДУ;

г) состав генерирующего оборудования и условия выполнения программы;

д) организационные мероприятия по подготовке к выполнению проверки реализации ДУ;

е) основные проверочные операции;

ж) организационные мероприятия по окончании проверки реализации ДУ;

и) действия оперативного персонала при возникновении нештатных ситуаций в ходе проверки реализации ДУ;

к) список персонала (с указанием фамилии, инициалов и должности), участвующего в проверке.

8.7 Результаты проверки реализации ДУ должны быть оформлены протоколом, который составляется владельцем ТЭС, утверждается главным диспетчером ДЦ и техническим руководителем владельца ТЭС (его соответствующего филиала).

8.8 Протокол проверки реализации ДУ должен содержать следующую информацию:

а) наименования ТЭС и ДЦ, персонал которых участвовал в проверке реализации ДУ;

б) период проведения проверки реализации ДУ;

в) результаты проверки реализации ДУ с перечнем выявленных замечаний (при наличии);

г) мероприятия по устранению выявленных замечаний;

д) выводы о готовности или неготовности к осуществлению ДУ активной мощностью генерирующего оборудования ТЭС из ДЦ, а также выявленные по результатам проверки реализации ДУ ограничения для возможности использования функции ДУ (при наличии таких ограничений).

В качестве приложения к протоколу проверки реализации ДУ должна быть представлена КПП ДУ.

8.9 При наличии неустраненных в ходе проверки реализации ДУ замечаний, препятствующих осуществлению ДУ активной мощностью генерирующего оборудования ТЭС из ДЦ, в протоколе проверки реализации ДУ должна быть зафиксирована неготовность ТЭС к осуществлению ДУ активной мощностью генерирующего оборудования ТЭС из ДЦ. В указанном случае владельцем ТЭС (его соответствующим филиалом) и ДЦ должен быть разработан и утвержден совместный план-график мероприятий по устранению замечаний, выявленных в ходе проверки реализации ДУ.

9 Требования к содержанию инструкции по работе с системой доведения плановой мощности

9.1 ДУ активной мощностью ТЭС из ДЦ путем доведения до ТЭС плановых ДГ должно быть осуществлено диспетчерским персоналом ДЦ и оперативным персоналом ТЭС согласно указаниям инструкции по работе с СДПМ ДЦ, утверждаемой главным диспетчером соответствующего ДЦ и направляемой на все ТЭС, подключенные к СДПМ ДЦ.

9.2 Инструкция по работе с СДПМ должна содержать указания:

- о порядке доведения плановых ДГ до ТЭС;

- действиях персонала ТЭС при неисправности СДПМ ДЦ, каналов связи, при получении от СДПМ ДЦ некорректных плановых ДГ, сигналов неготовности СДПМ ДЦ к передаче плановых ДГ, при получении информации от диспетчерского персонала о неисправности СДПМ ДЦ, при поступлении команд от устройств противоаварийной автоматики на изменение мощности ТЭС;

- действиях диспетчерского персонала при неисправности СДПМ ДЦ, каналов связи, при поступлении сигнала неготовности АСЭ СДПМ к получению плановых ДГ, при получении информации от оперативного персонала ТЭС о получении некорректных плановых ДГ, о неисправности АСЭ СДПМ, каналов связи, поступлении команд противоаварийной автоматики на изменение мощности ТЭС.

Приложение А
(обязательное)

Алгоритм расчета контрольной суммы для планового диспетчерского графика

А.1 Контрольную сумму КС = КС(X), используемую для проверки целостности данных планового ДГ, вычисляют по следующему рекуррентному соотношению:

$$КС = \sum_{m=1}^{n} = \sin(x_m + m), \qquad (A.1)$$

$$m = \overline{1,n},$$

где $X = \{x_1, x_2, \ldots, x_n\}$ — упорядоченное множество атрибутов планового ДГ;

$x_m = \{x_1, x_2, \ldots, x_m\} \subset X$ — подмножество первых элементов множества X, $1 \le m \le n$.

При расчете КС для планового ДГ множество X состоит из $n = 27$ элементов: из идентификатора ГОУ, даты действия планового ДГ, уникального идентификатора планового ДГ, 24 значений плановой мощности на конец часового интервала.

При вычислениях необходимо использовать операции над числами одинарной точности с плавающей точкой.

А.2 Пример расчета КС для планового ДГ приведен в таблице А.1.

Таблица А.1 — Пример расчета КС для планового ДГ

Идентификатор ГОУ	x_1	1234	5678	911
Дата действия планового ДГ	x_2	101120	201120	111121
Уникальный идентификатор планового ДГ	x_3	23154	19205	1
Значение мощности на 01:00	x_4	300	100	0
Значение мощности на 02:00	x_5	0	80	0
Значение мощности на 03:00	x_6	0	80	0
Значение мощности на 04:00	x_7	0	80	0
Значение мощности на 05:00	x_8	0	80	0
Значение мощности на 06:00	x_9	0	100	0
Значение мощности на 07:00	x_{10}	227,987	160	0
Значение мощности на 08:00	x_{11}	256	200	0
Значение мощности на 09:00	x_{12}	251	415,281	0
Значение мощности на 10:00	x_{13}	251	453	0
Значение мощности на 11:00	x_{14}	251	437,465	0
Значение мощности на 12:00	x_{15}	251	453	0
Значение мощности на 13:00	x_{16}	251	453	0
Значение мощности на 14:00	x_{17}	251	453	0
Значение мощности на 15:00	x_{18}	251	415,813	0
Значение мощности на 16:00	x_{19}	251	200	0
Значение мощности на 17:00	x_{20}	251	280,772	0

Окончание таблицы А.1

Значение мощности на 18:00	x_{21}	251	428,669	0
Значение мощности на 19:00	x_{22}	316	130,19	0
Значение мощности на 20:00	x_{23}	316	130,2	0
Значение мощности на 21:00	x_{24}	316	130,21	0
Значение мощности на 22:00	x_{25}	316	130,22	0
Значение мощности на 23:00	x_{26}	161,013	130,23	0
Значение мощности на 00:00	x_{27}	30	130,24	0
Контрольная сумма	КС	−3,17558742	−1,07138228	−0,13650763

Библиография

[1] Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года (утверждена распоряжением Правительства Российской Федерации от 9 июня 2020 г. № 1523-р)

[2] МЭК 60870-5-104:2016 Устройства и системы телемеханики. Часть 5-104. Протоколы передачи. Доступ к сети для IEC 60870-5-101 с использованием стандартных транспортных профилей (Telecontrol equipment and systems — Part 5-104: Transmission protocols — Network access for IEC 60870-5-101 using standard transport profiles)

УДК 621.311:006.354

ОКС 27.010.01

Ключевые слова: энергосистема, дистанционное управление, информационный обмен, автоматизированная система управления технологическими процессами, генерирующее оборудование, активная мощность

Редактор *Л.С. Зимилова*
Технический редактор *И.Е. Черепкова*
Корректор *М.И. Першина*
Компьютерная верстка *А.Н. Золотаревой*

Сдано в набор 31.07.2024. Подписано в печать 08.08.2024. Формат 60×84⅛. Гарнитура Ариал.
Усл. печ. л. 2,32. Уч.-изд. л. 1,86.

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

ОКС 27.010.01

Поправка к ГОСТ Р 71529—2024 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Дистанционное управление. Требования к дистанционному управлению активной мощностью генерирующего оборудования тепловых электростанций из диспетчерских центров путем доведения плановых диспетчерских графиков

В каком месте	Напечатано	Должно быть
Библиографические данные. Код ОКС	27.010.01	27.010-01

(ИУС № 6 2025 г.)

gost.e-ecolog.ru