
**ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЕТЕВАЯ КОМПАНИЯ
ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ»**



**СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ
ОАО «ФСК ЕЭС»**

**СТО 56947007-29.240.036-
2009**

**Руководящие указания
по выбору объемов неоперативной технологической
информации, передаваемой с подстанций ЕНЭС в
центры управления электрическими сетями, а также
между центрами управления**

Стандарт организации

Дата введения: 28.09.2009

ОАО «ФСК ЕЭС»

2009

Предисловие

Цели и принципы стандартизации в Российской Федерации установлены Федеральным законом от 27 декабря 2002 г. № 184-ФЗ «О техническом регулировании», объекты стандартизации и общие положения при разработке и применении стандартов организаций Российской Федерации - ГОСТ Р 1.4-2004 «Стандартизация в Российской Федерации. Стандарты организаций. Общие положения», общие требования к построению, изложению, оформлению, содержанию и обозначению межгосударственных стандартов, правил и рекомендаций по межгосударственной стандартизации и изменений к ним - ГОСТ 1.5-2001, правила построения, изложения, оформления и обозначения национальных стандартов Российской Федерации, общие требования к их содержанию, а также правила оформления и изложения изменений к национальным стандартам Российской Федерации - ГОСТ Р 1.5-2004.

Сведения о Руководящих указаниях (стандарте организации)

1 РАЗРАБОТАН: ОАО «Институт «ЭНЕРГОСЕТЬПРОЕКТ»

2 ИСПОЛНИТЕЛИ: А.М. Гельфанд, Л.И. Фридман (ОАО «Институт «ЭНЕРГОСЕТЬПРОЕКТ»), Т.Г. Горелик (ОАО «НИИПТ»)

3 ВНЕСЕН: Департаментом информационно-технологических систем, Дирекцией технического регулирования и экологии ОАО «ФСК ЕЭС»

4 УТВЕРЖДЁН: распоряжением ОАО «ФСК ЕЭС» от 28.09.2009 № 399р

5 ВВЕДЁН В ДЕЙСТВИЕ: с _____

6 ВВЕДЁН: ВПЕРВЫЕ

Замечания и предложения по стандарту организации следует направлять в Дирекцию технического регулирования и экологии ОАО «ФСК ЕЭС» по адресу 117630, Москва, ул. Ак. Челомея, д. 5А, электронной почтой по адресу: zhulev-an@fsk-ees.ru.

Настоящий стандарт организации не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения ОАО «ФСК ЕЭС».

Содержание

Введение.....	4
1 Область применения	4
2 Нормативные ссылки.....	6
3 Термины, определения и сокращения.....	8
4 Анализ функций персонала подразделений ФСК по управлению электрическими сетями, задач подсистем АСТУ и объемов необходимой неоперативной технологической информации	15
5 Виды неоперативной технологической информации, передаваемой с подстанций ЕНЭС в центры управления. Требования к составу по видам неоперативной технологической информации.	27
6 Характеристика основных функциональных подсистем АСУТП подстанций ЕНЭС – источников неоперативной технологической информации.....	35
7 Состав и характеристики неоперативной технологической информации (по функциональным подсистемам АСУТП ПС – источникам данных).....	41
8 Оценка объема НТИ по подстанции	69
9 Пример оценки объемов данных	78

Введение

В настоящих Руководящих указаниях по выбору объемов неоперативной технологической информации, передаваемой с подстанций ЕНЭС в центры управления электрическими сетями, а также между центрами управления (далее: Руководящие указания) приведены общие требования к объемам **неоперативной технологической информации (НТИ)** различного вида и назначения, передаваемой с подстанций ЕНЭС в центры управления электрическими сетями (ЦУС), а также между центрами управления. Рассматриваемая в настоящем документе технологическая информация является неоперативной, так как к времени и другим условиям её доставки пользователям не предъявляются «жесткие» нормативные требования, в отличие от **оперативной информации (телеинформации)**.

При этом требования к номенклатуре и объемам **оперативной информации (телеинформации)** об электроэнергетическом режиме и состоянии электрической сети и сетевого оборудования, передаваемой с подстанций ЕНЭС по выделенным каналам связи с использованием телемеханических протоколов обмена (ГОСТ Р МЭК 60870-5-101–2006, ГОСТ Р МЭК 60870-5-104–2004, СО 34.48.160-2004 и др.), к времени и другим условиям доставки которой предъявляются нормативные требования, обусловленные ее использованием при решении задач оперативно-диспетчерского и оперативно-технологического управления, регламентируются стандартом организации СТО 56947007-29.240.034-2009 «Руководящие указания по выбору объемов телеинформации при проектировании систем технологического управления электрическими сетями».

Настоящие Руководящие указания определяют виды неоперативной технологической информации, необходимой различным подразделениям ОАО «ФСК ЕЭС» (МЭС, ЦУС, ПМЭС), филиалам ОАО «СО ЕЭС» (ОДУ, РДУ), а также организациям, осуществляющим эксплуатационное и ремонтное обслуживание электрических сетей ЕНЭС.

Настоящие Руководящие указания совместно с СТО 56947007-29.240.034-2009 заменяют действующие «Руководящие указания по выбору объемов информации, проектированию систем сбора и передачи информации в энергосистемах («Энергосетьпроект», 1991 г., инв. № 13861тм-т1) в части выбора общего объема передаваемой от подстанций ЕНЭС технологической информации.

1 Область применения

1.1 Настоящие Руководящие указания являются одним из нормативно-технических документов, на основании которых осуществляется проектирование и разработка систем сбора и передачи технологической информации (ССПТИ) энергообъектов и систем контроля и управления (в том числе АСУТП), а также их комплексов программно-технических средств

(ПТК), ведется приемка в эксплуатацию вновь разработанных и модернизированных систем.

Руководящие указания содержат основные требования и рекомендации по определению состава и объемов неоперативной технологической информации, необходимой для обеспечения персонала разных уровней иерархии управления ЕНЭС (объектов и центров управления), участвующего в решении задач оперативно-диспетчерского, оперативно-технологического и производственно-технического управления электрическими сетями, а также для функционирования автоматизированных систем и подсистем технологического управления различного назначения (как информационных, так и управляющих), использующих технологическую информацию от объектов ЕНЭС.

1.2 Состав информации, регламентируемый настоящими Руководящими указаниями, должен обеспечивать решение задач ОАО «ФСК ЕЭС» по оперативно-технологическому и производственно-техническому управлению процессами эксплуатации и ремонтов электрических сетей ЕНЭС.

1.3 Регламентируются следующие виды данных, передаваемых в центры управления от объектных средств сбора и передачи информации и АСУТП и необходимых для решения задач технологического управления электрическими сетями:

- текущая информация о режимах и состоянии объектов ЕНЭС, используемая как неоперативная;
- данные, характеризующие состояние основного оборудования объектов, получаемые от подстанционных средств и подсистем мониторинга;
- данные регистрации аварийных событий и процессов (РАС), получаемые в том числе от микропроцессорных (МП) устройств релейной защиты и автоматики (РЗА) и противоаварийного управления (ПА);
- данные определения места повреждения (ОМП) на линиях электропередачи;
- данные от подстанционных подсистем контроля качества электроэнергии;
- данные о состоянии инженерных и вспомогательных систем подстанции.

1.4 Учитываются требования к видам неоперативной технологической информации, передаваемой в центры управления от разных групп подстанций, в том числе:

- ПС, на которых уже созданы или создаются (в соответствии с программами нового строительства, технического перевооружения и комплексной реконструкции ПС) АСУТП, средствами которых объединяются потоки информации от разных подсистем ПС – РЗА, ПА, АИИС КУЭ, мониторинга оборудования и др.;

- ПС, на которых предусматривается модернизация комплексов автоматизации в соответствии с «Программой повышения надежности и наблюдаемости ЕНЭС».

1.5 В Руководящих указаниях анализируются и описываются информационные потоки от ПС каждой группы в центры управления, использующие неоперативную технологическую информацию в процессах управления электрическими сетями ЕНЭС. При этом для указанных информационных потоков характеризуются: типы передаваемых данных, направления передачи, источники и адресаты информации, оценки требуемых номенклатуры и объемов информации.

2 Нормативные ссылки

2.1 Положение о технической политике ОАО «ФСК ЕЭС».

2.2 Стратегия развития ЕНЭС на десятилетний период.

2.3 Основные положения по созданию автоматизированных систем управления технологическими процессами (АСУ ТП) подстанций напряжением 35-1150 кВ. РД 34.35.120-90 (ЭСП, ВНИИЭ, 1990г.).

2.4 Руководящие указания по выбору объемов информации, проектированию систем сбора и передачи информации в энергосистемах («Энергосетьпроект», 1991 г., инв. № 13861тм-т1).

2.5 СТО 56947007-29.240.034-2009 «Руководящие указания по выбору объемов телеинформации при проектировании систем технологического управления электрическими сетями».

2.6 Программа повышения надежности и наблюдаемости ЕНЭС:

Часть 1. Оснащение подстанций комплексами мониторинга и управления технологическими процессами – для объектов ФСК;

Часть 2. Модернизация и расширение систем телемеханики и передачи информации - для объектов ЕНЭС.

2.7 Типовые решения по программно-аппаратному оснащению Центров управления сетями, создаваемых в филиалах ОАО «ФСК ЕЭС» - ПМЭС и РСК.

2.8 Типовые схемы принципиальные электрические распределительных устройств напряжением 6-750 кВ подстанций и указания по их применению («Энергосетьпроект», 1993 г., инв. № 14198тм-т1).

2.9 Концепция построения АСУТП на подстанциях ЕНЭС.

2.10 Концепция создания автоматизированной системы технологического управления (АСТУ) ОАО «ФСК ЕЭС».

2.11 Регламент допуска субъектов оптового рынка электроэнергии к торговой системе оптового рынка электроэнергии. Приложение № 1 к договору о присоединении к торговой системе оптового рынка. (НП «АТС». 2003).

2.12 Требования к информационному обмену технологической информацией с автоматизированной системой системного оператора

(Приложение 2 к «Регламенту допуска субъектов оптового рынка электроэнергии к торговой системе оптового рынка электроэнергии»).

2.13 Типовой комплекс центральной приемо-передающей станции. Общие технические требования. Стандарт РАО «ЕЭС России» СО 34.48.159-2004.

2.14 Временное соглашение о взаимодействии системного оператора и организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью при выполнении ими своих функций, от 18.03.04 с изменениями от 10.03.06 и 18.09.06.

2.15 Целевая модель организации прохождения диспетчерских команд и принципы организации каналов связи и передачи телеметрической информации между диспетчерскими центрами и ЦУС сетевых организаций, подстанциями.

2.16 СТО 56947007-29.240.10.028-2009 «Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НТП ПС)».

2.17 Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации (ПТЭ).

2.18 Правила устройства электроустановок (ПУЭ), глава 3.5 «Автоматизированное управление».

2.19 Техническое задание на разработку автоматизированной системы коммерческого учета электроэнергии (АСКУЭ ОАО «ФСК ЕЭС»).

2.20 Технические требования на создание системы сбора и передачи технологической информации 1-ой очереди (ССПТИ ОАО «ФСК ЕЭС»).

2.21 Правила оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике (постановление Правительства РФ от 27 декабря 2004 №854).

2.22 «Соглашение о взаимодействии системного оператора и организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью при выполнении ими своих функций», утвержденное 17.03.2004 Председателем Правления ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» и Председателем Правления ОАО «ФСК ЕЭС».

2.23 Протокол совещания ОАО «ФСК ЕЭС» и ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» «Об изменении объемов и структуры обмена телеинформацией» от 10.03.2006 г. (с учетом Изменения № 1).

2.24 Общие технические требования к программно-техническим комплексам для АСУ ТП тепловых электростанций. РД 153-34.1-35.127-2002.

2.25 Концепция диагностики электротехнического оборудования ПС и ВЛ электрических сетей ОАО «ФСК ЕЭС».

2.26 СТО 56947007-29.200.10.011-2008 «Системы мониторинга силовых трансформаторов и автотрансформаторов. Общие технические требования».

2.27 Положение об аттестации оборудования, технологий и материалов в ОАО «ФСК ЕЭС».

2.28 Общие технические требования к воздушным линиям электропередачи 110-750 кВ нового поколения.

2.29 Общие технические требования к подстанциям 330-750 кВ нового поколения.

2.30 СТО 56947007-29.240.55.016-2008 «Нормы технологического проектирования воздушных линий электропередачи напряжением 35-750 кВ».

2.31 Общеотраслевые руководящие методические материалы по созданию и применению автоматизированных систем управления технологическими процессами в отраслях промышленности (ОРММ-3 АСУ ТП). - М.: ГКНТ, 1986.

2.32 ГОСТ серии 34. "Информационная технология". Комплекс стандартов и руководящих документов на автоматизированные системы.

3 Термины, определения и сокращения

Термин	Определение
Аварийный режим	Аномальный режим электрической сети, сопровождаемый или грозящий повреждением оборудования
Автоматизированная система диспетчерского управления (АСДУ) СО	Иерархическая автоматизированная система оперативно-диспетчерского управления энергосистемой (энергообъединением, ЕЭС России), программно-технические средства которой реализуются в диспетчерских центрах Системного оператора (ЦДУ ЕЭС, ОДУ, РДУ) и на объектах ЕЭС России.
Автоматизированная система диспетчерско-технологического управления (АСДТУ) ФСК ЕЭС	Иерархическая автоматизированная система управления электрическими сетями, программно-технические средства которой реализуются в ФСК ЕЭС, ее филиалах (МЭС, ПМЭС), центрах управления сетями (ЦУС) и на подстанциях ЕНЭС. Функциями АСДТУ является поддержка процессов, связанных с: - оперативно-технологическим управлением эксплуатацией электрических сетей ЕНЭС; - участием подразделений ФСК в оперативно-диспетчерском управлении (в качестве субъектов оперативно-диспетчерского управления ЕНЭС).
Автоматизированная система управления технологическими процессами (АСУТП) подстанции	Система, включающая как программно-технический комплекс – ПТК, решающий различные задачи сбора, обработки, анализа, визуализации, хранения и передачи технологической информации и автоматизированного управления оборудованием ПС, так и соответствующие действия персонала по контролю и оперативному управлению технологическими процессами ПС, выполняемые во взаимодействии с ПТК. В состав функций ПТК АСУТП подстанции входят сбор, обработка и передача в центры управления требуемых объемов как оперативной (телеинформации), так и неоперативной технологической информации.
Автоматизированное рабочее место персонала ПС (АРМ)	Оборудование рабочего места персонала ПС, включающее специализированные программно-технические средства – ПТС для непосредственной поддержки выполнения персоналом ПС возложенных на него функций
Автоматизированное управление	Управление, осуществляемое персоналом во взаимодействии со средствами автоматизации основных операций по управлению

Термин	Определение
	оборудованием ПС
Автоматика подстанции	Совокупность технических и программных средств автоматического (т.е. без непосредственного участия персонала) выполнения различных функций сбора, обработки, передачи и использования информации на ПС.
Автоматическое управление	Управление, осуществляемое средствами автоматизации без непосредственного участия человека в процессах сбора, обработки и передачи информации, формирования и выполнения управляющих воздействий.
Автономность средств (устройств), смежных систем и подсистем АСУТП	Способность средств (устройств), смежных систем и подсистем АСУТП выполнять свои основные целевые функции независимо от состояния и функционирования других средств, систем и подсистем подстанции. Все смежные с АСУТП системы ПС должны обладать свойством автономности.
Аномальный режим	Режим электрической сети, характеризуемый устойчивым выходом основных параметров за заданные для нормального режима допустимые пределы
Диспетчерский центр (ДЦ)	Структурное подразделение организации – субъекта оперативно-диспетчерского управления, осуществляющее в пределах закрепленной за ним операционной зоны управление электроэнергетическим режимом ЕЭС.
Диспетчерское ведение	Организация управления технологическим режимом работы и эксплуатационным состоянием ЛЭП, оборудования и устройств, включенных в перечень объектов диспетчеризации, при которой технологический режим работы или эксплуатационное состояние указанных объектов изменяется только с разрешения диспетчера соответствующего диспетчерского центра.
Диспетчерское управление	Организация управления технологическим режимом работы и эксплуатационным состоянием ЛЭП, оборудования и устройств, включенных в перечень объектов диспетчеризации, при которой технологический режим работы или эксплуатационное состояние указанных объектов изменяется только по оперативным диспетчерским командам диспетчера соответствующего диспетчерского центра.
Единая национальная (общероссийская) электрическая сеть - ЕНЭС	Комплекс электрических сетей и иных объектов электросетевого хозяйства, обеспечивающих устойчивое снабжение электрической энергией потребителей, функционирование оптового рынка, а также параллельную работу российской электроэнергетической системы и электроэнергетических систем иностранных государств.
Жесткое реальное время	Система является системой жесткого реального времени, если отсутствие реакции на событие в течение заданного времени считается отказом системы. Система жесткого реального времени должна строго выдерживать заданные предельные временные параметры.
Интеграция	Объединение технических и/или программных ресурсов отдельных подсистем, обеспечивающее регламентированные, основанные на использовании стандартных протоколов обмена информационные взаимосвязи между ними. Степень интеграции может быть различной: в полностью интегрированных системах существует единая среда настройки, поддерживаемая

Термин	Определение
	соответствующими инструментальными программными средствами; при минимальной степени интеграции среды настройки могут быть разными.
Информационно-технологическая система подстанции (ИТС)	Автоматическая или автоматизированная система, имеющая самостоятельные средства сбора, обработки, передачи и использования технологической информации. Примерами ИТС являются: АСУТП, РЗА, ПА, АИИС КУЭ и др.
Контроль (технологический)	Совокупность действий по сбору, обработке и анализу информации о режиме работы и состоянии оборудования и объекта управления
Контроль качества электроэнергии	Процедура сбора, хранения и анализа данных о качестве электроэнергии в точках подключения нагрузки высоковольтной и распределительной сети.
Метка времени	Фиксированное значение времени, при котором происходит какое-либо событие, автоматически присваиваемое ему при регистрации и являющееся его обязательным атрибутом при дальнейшем использовании.
Мягкое реальное время	В системах мягкого реального времени, своевременность отклика на событие важна, но не является решающей с точки зрения общей надежности системы. Допустимая частота нарушения установленных предельных сроков определяется проектом.
Неоперационные функции	Функции, не связанные с непосредственным управлением электроэнергетическим режимом и принятием решений о способе действий подчиненного персонала в нормальных и аварийных режимах
Нормальный режим	Режим электрической сети, в котором основные параметры не выходят за заданные допустимые пределы
Объектные средства системы сбора и передачи информации – ССПИ	Реализованные на энергообъектах средства сбора, обработки, подготовки, передачи телеинформации и приема сигналов (команд) телеуправления, являющиеся составной частью ССПИ (системы, в состав которой, кроме того, входят приемно-передающие устройства, устанавливаемые в центрах управления, а также используемые для передачи данных каналы связи). На объекте, оснащенном АСУТП, объектные средства ССПИ являются функциональной подсистемой АСУТП.
Оперативно-диспетчерское управление	Комплекс мер по централизованному управлению технологическими режимами работы объектов электроэнергетики и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, если эти объекты и устройства влияют на электроэнергетический режим работы энергетической системы и включены соответствующим субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике в перечень объектов, подлежащих такому управлению (Федеральный закон «Об электроэнергетике»)
Оперативное управление / (оперативное ведение)	Организация управления технологическим режимом работы и эксплуатационным состоянием объектов электрических сетей, при которой технологический режим работы или эксплуатационное состояние объектов изменяется по оперативным командам (с разрешения) оперативного персонала, - ЦУС или энергообъекта, - уполномоченного соответствующим субъектом

Термин	Определение
	электроэнергетики.
Оперативно-технологическое управление	Комплекс мер по управлению технологическими режимами работы объектов электроэнергетики и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, если эти объекты и устройства не включены субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике в перечень объектов, в отношении которых осуществляется выдача оперативных диспетчерских команд и распоряжений (Федеральный закон «Об электроэнергетике»). Включает управление технологическими процессами эксплуатационного обслуживания и ремонтов электросетевого оборудования, в том числе процедуры, связанные с оперативным управлением соответствующими сетевыми объектами; осуществляется персоналом центра управления сетями и энергообъектов.
Операционная зона	Территория, в границах которой расположены объекты электроэнергетики и энергопринимающие установки потребителей электрической энергии, управление взаимосвязанными технологическими режимами работы которых осуществляет соответствующий диспетчерский центр
Операционные функции	Функции, которые выполняются для непосредственного управления электроэнергетическим режимом и принятия решений о способе действий подчиненного персонала в нормальных и аварийных режимах
Определение места повреждения ЛЭП	Процедура поиска местоположения (координаты) точки возникновения повреждения ЛЭП (короткого замыкания).
Программно-технические средства (ПТС) АСУТП ПС	Технические (аппаратные) и программные средства автоматизации, вычислительной техники и реализации информационных технологий, используемые для решения различных задач в составе АСУТП подстанции.
Программно-технический комплекс (ПТК) АСУТП	Комплекс взаимосвязанных и взаимодополняющих технических и программных средств, обеспечивающий выполнение всех технологических и общесистемных функций АСУТП (или ее части - подсистемы) конкретной подстанции.
Сигнал (команда) телеуправления - ТУ	Сигнал (команда) телеуправления, передаваемая средствами системы управления непосредственно на исполнительные органы управления оборудованием объекта
Сигналы событий (в том числе тревоги)	Дискретные сигналы изменения состояния и режима оборудования, фиксируемые и передаваемые средствами системы управления для целей контроля и сигнализации (в том числе положения коммутационных аппаратов, аварийно-предупредительная сигнализация)
Система сбора и передачи технологической информации – ССПТИ	В состав ССПТИ входят средства сбора, обработки, подготовки и передачи неоперативной технологической информации, реализованные на энергообъектах, средства приема и организации хранения НТИ, устанавливаемые в центрах управления, а также используемые для передачи данных каналы связи. На объектах, где создается АСУТП, объектные средства ССПТИ являются функциональной подсистемой АСУТП; на объектах с существующей АСУТП ССПТИ может создаваться как смежная система, интегрируемая с АСУТП.

Термин	Определение
Системный оператор - ОАО «СО ЕЭС» (СО)	Системный оператор по управлению Единой энергетической системой России. Специализированная организация, осуществляющая единоличное управление технологическими режимами работы объектов электроэнергетики и уполномоченная на выдачу оперативных диспетчерских команд и распоряжений, обязательных для всех субъектов оперативно-диспетчерского управления, субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии с управляемой нагрузкой.
Счетчик	Устройство измерения (вычисления) активной и реактивной электрической энергии (в отдельных устройствах – и мощности).
Телеизмерение (ТИ)	Сигналы телеизмерений текущих значений параметров, характеризующих режим электрической сети и состояние сетевого оборудования, - составная часть передаваемой телеинформации
Телеинформация (оперативная информация)	Передаваемая по выделенным каналам связи с использованием телемеханических протоколов обмена (ГОСТ Р МЭК 60870-5-101–2006, ГОСТ Р МЭК 60870-5-104–2004, СО 34.48.160-2004 и др.) технологическая информация, к времени доставки которой предъявляются требования, обусловленные ее использованием для целей оперативно-диспетчерского и оперативно-технологического управления.
Телемеханика (ТМ)	Способы и средства контроля и управления объектами на расстоянии посредством передачи информации и команд управления по каналам связи между объектами и удаленными пунктами управления
Телесигнализация (ТС)	Информация о состоянии контролируемых и управляемых объектов и событиях (в том числе тревогах), передаваемая в качестве составной части телеинформации
Телеуправление	Дистанционное управление, осуществляемое оперативным персоналом из удаленного пункта управления с использованием телемеханики
Технологическая информация	Информация различного вида и назначения (текущая, нормативно-справочная и т.п.), содержащая сведения об электроэнергетическом режиме и состоянии электрической сети и сетевого оборудования. Включает как оперативную (телеинформацию), так и неоперативную информацию.
Управление	Совокупность действий персонала организаций, допущенных к соответствующим процессам управления (от анализа ситуации, предшествующей принятию решения об управлении до его выполнения), и/или технических средств с целью изменения состояния, режима работы электроэнергетических объектов (объектов управления).
Управление дистанционное	Автоматизированное управление, осуществляемое оперативным персоналом с места, удаленного от соответствующих исполнительных органов управления оборудованием электроэнергетического объекта
Управляющая система ПС	Система (совокупность взаимосвязанных технических и программных средств), средства которой участвуют в выполнении функций управления оборудованием ПС
Федеральная сетевая компания – ОАО «ФСК	Организация, ответственная за эксплуатацию и развитие Единой национальной (общероссийской) электрической сети (ЕНЭС),

Термин	Определение
ЕЭС» (ФСК ЕЭС, ФСК)	осуществляющая технологическое управление процессами эксплуатации ЕНЭС и являющаяся субъектом оперативно-диспетчерского управления ЕНЭС.
Центры управления сетями - ЦУС (ЦУС МЭС, ЦУС РСК)	Структурное подразделение сетевой компании, уполномоченное на осуществление оперативного управления и оперативного ведения подведомственными объектами электрических сетей, в том числе объектами диспетчеризации, в пределах закрепленной за ним зоны эксплуатационной ответственности.
Электросетевые объекты	Подстанции (ПС) и линии электропередачи – ЛЭП, включающие воздушные (ВЛ), кабельные (КЛ) и воздушно-кабельные (ВКЛ) линии. По умолчанию – объекты ЕНЭС.

Список принятых сокращений

АИИС КУЭ	- автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии;
АПТС	- аварийно-предупредительная телесигнализация;
АРМ	- автоматизированное рабочее место;
АСДУ	- автоматизированная система диспетчерского управления;
АСОТУ	- автоматизированная система оперативно-технологического управления;
АСПТУ	- автоматизированная система производственно-технического управления;
АСР	- автоматическая система регулирования;
АСТУ	- автоматизированная система технологического управления;
АСУ	- автоматизированная система управления;
АСУТП	- автоматизированная система управления технологическим процессом;
БД	- база данных;
ВН, СН, НН	- высшее, среднее и нижнее напряжения соответственно (сторон трансформаторного оборудования);
ДП	- диспетчерский пункт;
ДЦ	- диспетчерский центр;
ЕНЭС	- единая национальная (общероссийская) электрическая сеть;
ЗРУ	- закрытое распределительное устройство;
ИТС	- информационно-технологическая система;
ИЭУ	- интеллектуальное электронное устройство;
КА	- коммутационный аппарат;
КТС	- комплекс технических средств;
КРУ (КРУЭ)	- комплектное распределительное устройство (элегазовое);
МП	- микропроцессорные (средства, подсистемы, устройства);
МЭС	- филиал ОАО «ФСК ЕЭС» - Магистральные электрические сети
НТИ	- неоперативная технологическая информация
ОВБ	- оперативно-выездная бригада

ОДУ	- Объединенное диспетчерское управление;
ОИК	- оперативно-информационный комплекс;
ОИУК	- оперативный информационно-управляющий комплекс;
ОМП	- определение места повреждения на ВЛ;
ОП	- оперативный персонал;
ОРУ	- открытое распределительное устройство;
ПА	- противоаварийная автоматика;
ПМЭС	- предприятие МЭС;
ПО	- программное обеспечение;
ПТК	- программно - технический комплекс;
ПТС	- программно - технические средства;
РАС	- регистрация аварийных событий и процессов;
РДУ	- Региональное диспетчерское управление;
РЗА	- релейная защита и электроавтоматика;
РПН	- регулирование под нагрузкой;
РСК	- Региональная сетевая компания;
СО	- Системный оператор
ССПИ	- система сбора и передачи информации (оперативной технологической информации);
ССПТИ	- система сбора и передачи технологической информации (неоперативной технологической информации);
ТИ	- телеизмерение;
ТМ	- телемеханика;
ТН	- трансформатор напряжения;
ТОУ	- технологический объект управления;
ТПО	- технологическое (специальное, прикладное) программное обеспечение;
ТС	- телесигнализация;
ТТ	- трансформатор тока;
ТУ	- телеуправление;
УРОВ	- устройство резервирования отказа выключателя;
ФСК	- Федеральная сетевая компания;
ЦУС	- Центр управления сетями;
ЩПТ	- щит постоянного тока;
ЩСН	- щит собственных нужд

4 Анализ функций персонала подразделений ФСК по управлению электрическими сетями, задач подсистем АСТУ и объемов необходимой неоперативной технологической информации

С целью разработки требований к объемам неоперативной технологической информации, необходимой для эффективного управления электрическими сетями ЕНЭС, проведен анализ функций персонала подразделений ФСК (МЭС, ЦУС, ПМЭС), а также задач подсистем автоматизированной системы технологического управления - АСТУ.

Построение функциональных подсистем АСТУ базируется на рациональном использовании значительных объемов получаемой от АСУТП ПС технологической информации и предназначенных для автоматизации процессов оперативно-диспетчерского управления режимами, процессов оперативно-технологического и производственно-технического управления эксплуатационным обслуживанием и ремонтами электрических сетей ЕНЭС. Такие подсистемы АСТУ обеспечивают поддержку деятельности персонала, которая в общем случае может осуществляться различными ресурсами АСТУ, а именно:

- специальными средствами автоматизации процедур контроля и управления (примерами которых являются средства SCADA-системы и системы сбора и передачи технологической информации - ССПТИ, реализуемых в составе ПТК);
- средствами информационной поддержки (примерами которых являются средства формирования, ведения и доступа к различным базам данных, средства документирования и т.п.);
- средствами "интеллектуальной" поддержки (примерами которых являются специальные программные системы, используемые для выполнения различных расчетов, моделирования, анализа и т.п.).

Таблица 1 характеризует функции служб ЦУС (МЭС, ПМЭС, ФСК), использующих в своей деятельности технологическую информацию от подстанций. Для каждой функции служб указаны соответствующие подсистемы, создаваемые в составе ПТК ЦУС (МЭС), решаемые этими подсистемами задачи, а также охарактеризована необходимая для их решения технологическая информация и указан ее источник – соответствующая функциональная подсистема в составе АСУТП подстанций ЕНЭС.

В разделе 5 дана классификация передаваемой в центры управления сетями технологической информации по видам (группам), обусловленная, прежде всего, спецификой источников соответствующих данных – функциональных подсистем интегрированных АСУТП подстанций ЕНЭС. Для каждого выделенного вида технологической информации дана укрупненная характеристика состава передаваемых данных.

Основные функциональные подсистемы АСУТП подстанций ЕНЭС, являющиеся источниками технологической информации, характеризуются в разделе 6 (таблица 2), где для каждой из перечисленных подсистем приводятся

основные задачи, решаемые подсистемой, дается краткая характеристика групп технологической информации, порождаемой подсистемой, и указываются источники первичной информации, собираемой средствами подсистемы.

В разделе 7 для каждой функциональной подсистемы АСУТП ПС – источника технологической информации приводится более подробная характеристика состава передаваемых данных. Для каждой группы данных, выделенных в составе технологической информации, приводятся:

- назначение группы данных;
- единица учета;
- оценки частоты появления группы данных;
- требования к времени доставки каждой группы данных на верхние уровни иерархии управления;
- оценки состава и количества (минимального и максимального на единицу учета) передаваемой информации (для данных аварийной регистрации, ОМП и др., передаваемых «по событию», даются оценки максимально возможных объемов одновременно передаваемой технологической информации каждого вида).

В разделе 8 представлены формулы расчета объема технологической информации, приведенные к составу первичного и вторичного оборудования подстанции.

В разделе 9 приводится пример оценки количества сигналов и общего объема технологической информации для реального объекта ЕНЭС - подстанции 500 кВ «Вешкайма» МЭС Волги.

Таблица 1

Функции служб МЭС, ПМЭС, ЦУС, задачи средств их поддержки и необходимая технологическая информация

№№ п.п.	Функции служб МЭС, ПМЭС, ЦУС	Функциональные подсистемы ПТК ЦУС (МЭС, ПМЭС)	Задачи, решаемые ПТС подсистемы с использованием технологической информации	Технологическая информация и подсистема АСУТП – источник данных
I. Операционные функции подразделений ОАО «ФСК ЕЭС», участвующих в оперативно-технологическом управлении				
I.1	<ul style="list-style-type: none"> - Оперативное управление и ведение ЛЭП, оборудованием и устройствами на сетевых объектах в соответствии с распределением их по способу управления. - Выполнение функций оперативного руководителя на подведомственных объектах. - Ввод ограничений и временных отключений потребителей по команде диспетчера соответствующего ДЦ. - Выполнение графика работы резервного оборудования. - Передача команд (распоряжений) диспетчера соответствующего ДЦ на изменение эксплуатационного состояния и режима работы ЛЭП, подключенных к ПС, обслуживаемым ОВБ. - Руководство оперативными переключениями на объектах диспетчеризации, находящихся в ведении соответствующего ДЦ, с контролем выполнения проверочных операций. - Выполнение переключений на оборудовании, находящемся в оперативном управлении ЦУС, на 	<ul style="list-style-type: none"> Оперативный контроль и отображение режимов и состояния схемы и оборудования основной электрической сети. Поддержка оперативного персонала, участвующего в ведении режима электрической сети 	<ul style="list-style-type: none"> Мониторинг состояния основной электрической сети Анализ ситуации и поддержка персонала в сложных режимах. 	<ul style="list-style-type: none"> Дополнительный объем измерений и сигнализации, данные о состоянии оборудования (подсистем СМ) в составе НТИ. Дополнительный объем измерений и сигнализации, данные о состоянии оборудования (подсистем СМ) в составе НТИ.

№№ п.п.	Функции служб МЭС, ПМЭС, ЦУС	Функциональные подсистемы ПТК ЦУС (МЭС, ПМЭС)	Задачи, решаемые ПТС подсистемы с использованием технологической информации	Технологическая информация и подсистема АСУТП – источник данных
	<p>подведомственных ПС без постоянного дежурства оперативного персонала путем ТУ.</p> <p>- Передача команд (распоряжений) на производство оперативных переключений от смежного ЦУС на подведомственные объекты электрических сетей.</p> <p>- Выдача распоряжений (команд) подчиненному оперативному персоналу на вывод оборудования в ремонт и ввод в работу по программам переключений.</p>			
I.2	Поддержание уровней напряжения в контрольных пунктах сети с помощью средств регулирования напряжения в соответствии с заданными параметрами, у потребителя - в соответствии с ГОСТ и договорными обязательствами	Ведение режима сети по напряжению и реактивной мощности (в пределах полномочий)	<p>Оперативное управление средствами компенсации на ПС (реакторами, отключением батарей СК, включением ШР, положением РПН ТО и др.).</p> <p>Функции системы регулирования напряжения (АРН)</p>	Данные о состоянии оборудования в составе НТИ.
I.3	Реализация мероприятий по снижению потерь, по поддержанию требуемых уровней надежности и качества электроэнергии	Контроль, анализ и управление режимами сети	Мониторинг режимных параметров сети.	Данные о состоянии оборудования (подсистем СМ) в составе НТИ.
			Расчет потерь ЭЭ в сети.	
			Контроль и анализ данных, характеризующих качество электроэнергии.	Данные по показателям качества электроэнергии (ПКЭ) в составе НТИ.
I.4	Соблюдение заданного режима заземления нейтралей силовых трансформаторов.	Контроль, анализ и управление режимами сети	Контроль режима заземления нейтралей силовых трансформаторов по данным измерений. Регистрация команд управления и их выполнения	Данные о состоянии оборудования (подсистем СМ) в составе НТИ.
I.5	Принятие решения и выдача команд (распоряжений) подчиненному оперативному персоналу по приведению	Контроль, анализ и управление режимами сети	<p>Анализ состояния сети в части оборудования, не относящегося к объектам диспетчеризации.</p> <p>Анализ состояния устройств РЗА и ПА, включая</p>	Данные МП устройств РЗА и ПА в составе НТИ.

№№ п.п.	Функции служб МЭС, ПМЭС, ЦУС	Функциональные подсистемы ПТК ЦУС (МЭС, ПМЭС)	Задачи, решаемые ПТС подсистемы с использованием технологической информации	Технологическая информация и подсистема АСУТП – источник данных
	состояния устройств РЗА и ПА в соответствие с режимом работы электрических сетей в части объектов, не относящихся к объектам диспетчеризации.		контроль уставок (и групп уставок) устройств РЗА и ПА. Регистрация подачи команд и их выполнения - работа с соответствующей БД.	
I.6	Поддержание параметров работы сетевого оборудования (соответствие настройки дугогасящих реакторов емкостному току сети 6-35 кВ, токовая нагрузка, уровни напряжения, температура масла трансформаторов и т.п.) в допустимых пределах в соответствии с заданным режимом и инструкциями по эксплуатации оборудования.	Контроль, анализ и управление режимами сети	Контроль параметров, характеризующих состояние соответствующего сетевого оборудования Ведение БД фактических и допустимых параметров оборудования Регистрация подачи команд и их выполнения	Данные о состоянии оборудования (подсистем СМ) в составе НТИ.
I.7	Выдача распоряжений (команд) подчиненному оперативному персоналу объектов электросетевого хозяйства на изменение эксплуатационного состояния и производство операций с устройствами РЗА, ПА и АСДУ, находящихся в ведении диспетчерского центра.	Контроль, анализ и управление режимами сети	Анализ состояния сети в части оборудования, находящегося в ведении ДЦ. Анализ состояния устройств РЗА, ПА, АСДУ, включая контроль уставок (и групп уставок) устройств РЗА и ПА. Регистрация подачи команд и их выполнения - работа с соответствующей БД.	Измерения и сигнализация по соответствующей части сети; сигналы состояния устройств РЗА, ПА, данные МП устройств РЗА и ПА в составе НТИ.
I.8	Проверка бланков переключений, составленных подчиненным оперативным персоналом, перед производством сложных переключений по изменению эксплуатационного состояния или режима работы оборудования подстанции.	Поддержка оперативных переключений в электрических сетях.	Анализ режима и состояния сети с целью проверки бланков переключений. Тренировка оперативного персонала по сложным переключениям	Дополнительный объем измерений и сигнализации, сигналы состояния и данные устройств РЗА, ПА, в составе НТИ.
I.9	Руководство ликвидацией технологических нарушений на	Контроль, анализ и управление	Анализ состояния сетевого оборудования. Анализ послеаварийного режима.	Дополнительный объем измерений и

№№ п.п.	Функции служб МЭС, ПМЭС, ЦУС	Функциональные подсистемы ПТК ЦУС (МЭС, ПМЭС)	Задачи, решаемые ПТС подсистемы с использованием технологической информации	Технологическая информация и подсистема АСУТП – источник данных
	<p>подведомственном оборудовании электрической сети в соответствии с распределением обязанностей.</p> <p>Координация действий подчиненного оперативного персонала объектов электросетевого хозяйства по ликвидации технологических нарушений с выдачей команд (распоряжений).</p> <p>Выдача подчиненному оперативному персоналу разрешения на деблокирование оперативной блокировки в схеме подстанции в аварийных ситуациях.</p>	режимами сети	Контроль действий персонала, регистрация команд управления.	сигнализации, сигналы состояния и данные устройств РЗА, ПА, данные о состоянии оборудования (подсистем СМ) в составе НТИ.
II. Неоперационные функции подразделений ФСК, участвующих в оперативно-технологическом управлении				
II.1	Предотвращение и локализация технологических нарушений, создание надежной послеаварийной схемы сети, подготовка схемы и оборудования к организации аварийно-восстановительных работ, оптимизация режима работы - в пределах полномочий	Поддержка информационно-аналитической деятельности персонала ЦУС (МЭС)	Анализ состояния сетевого оборудования. Анализ текущего и послеаварийного режимов. Контроль действий персонала, регистрация команд управления	Дополнительный объем измерений и сигнализации, сигналы состояния и данные устройств РЗА, ПА, данные о состоянии оборудования (подсистем СМ) в составе НТИ.
II.2	Подготовка технологических режимов, обеспечивающих возможность вывода в ремонт оборудования, не относящегося к объектам диспетчеризации	Поддержка информационно-аналитической деятельности персонала ЦУС (МЭС)	Анализ состояния сети в части оборудования, не относящегося к объектам диспетчеризации. Режимная проработка допустимости переключений	Дополнительный объем измерений и сигнализации, сигналы состояния и данные устройств РЗА, ПА, данные о состоянии оборудования (подсистем СМ), данные от
II.3	Подготовка режима работы объектов электрической сети к работе в сложных метеоусловиях (гроза, паводок, гололед и т.п.), в части объектов, не относящихся к			

№№ п.п.	Функции служб МЭС, ПМЭС, ЦУС	Функциональные подсистемы ПТК ЦУС (МЭС, ПМЭС)	Задачи, решаемые ПТС подсистемы с использованием технологической информации	Технологическая информация и подсистема АСУТП – источник данных
	объектам диспетчеризации.			метеосистем, систем обнаружения и плавки гололеда) в составе НТИ.
II.4	Контроль состояния основного оборудования сети, сбор информации и анализ оперативной обстановки на объектах, получение информации от контрагентов МЭС. Контроль загрузки работающего оборудования. Выполнение графика работы резервного оборудования (контроль и учет выполнения)	Контроль и учет состояния основного электросетевого оборудования	Контроль и расчет параметров состояния оборудования (по видам оборудования (КА, трансформаторное оборудование, элегазовые ТТ, ТН, ОПТ и др.) . Контроль и учет загрузки ЛЭП и работающего оборудования.	Данные о состоянии оборудования (подсистем СМв составе НТИ.
II.5	Сбор и оперативный анализ первичной информации: действия защит, опрос персонала подстанций, данных ОИК. Анализ информации, получаемой из оперативно-информационного комплекса (ОИК). Контроль за ведением режимов работы сети ЕНЭС и отслеживание рисков, связанных с режимом работы	Поддержка информационно-аналитической деятельности персонала ЦУС (МЭС)	Получение соответствующей информации из хранилища. Выявление «напряженных» режимов, связанных с возможным выходом параметров режима и состояния оборудования за допустимые пределы (выявление рисков).	Данные о состоянии оборудования (подсистем СМ) в составе НТИ.
II.6	Расчет места повреждения на ВЛ и организация обходов ВЛ после их отключения. Оценка характера повреждения и организация аварийно-восстановительных работ на начальном этапе.	Поддержка информационно-аналитической деятельности персонала ЦУС (МЭС)	Получение и анализ данных ОМП. Расчет места повреждения на ЛЭП Определение маршрута подъезда или подхода к месту повреждения	Данные устройств РЗА, ПА, РАС в составе НТИ.
II.7	Подготовка по установленному регламенту	Поддержка	Получение соответствующих данных из	Полный объем НТИ

№№ п.п.	Функции служб МЭС, ПМЭС, ЦУС	Функциональные подсистемы ПТК ЦУС (МЭС, ПМЭС)	Задачи, решаемые ПТС подсистемы с использованием технологической информации	Технологическая информация и подсистема АСУТП – источник данных
	оперативной информации о текущей ситуации, технологических нарушениях в работе электрической сети и работах, проводимых ЦУС, ПМЭС, для руководства и структурных подразделений МЭС, ОАО «ФСК ЕЭС»	информационно-аналитической деятельности персонала ЦУС (МЭС)	хранилища. Подготовка информации по уст. формам	уровня ЦУС, ПМЭС
П.8	Прием, оформление, передача оперативных заявок на вывод в ремонт (ввод в работу) ВЛ, оборудования, устройств РЗА, ПА и СДГУ, обслуживаемых МЭС (ЦУС), в ОДУ и РДУ. Взаимодействие с соответствующим диспетчерским центром РДУ (ОДУ) в части подачи, согласования заявок на объекты диспетчеризации. Мониторинг состояния электрической сети и оперативный контроль проводимых ремонтных и аварийно-восстановительных работ.	Контроль состояния оборудования и ведение работ по ремонту и эксплуатационному обслуживанию сетей	Контроль соблюдения нормативных сроков ремонта оборудования. Регистрация и анализ информации о фактическом выполнении ремонтных работ. Формирование бланков переключений. Учет фактического состава оборудования. Режимная проработка заявок на вывод из работы (ввод в работу) ЛЭП, оборудования ПС	Полный объем НТИ уровня ЦУС, ПМЭС
П.9	Контроль правильности действия РЗА, оперативных переговоров, регистрация всех обстоятельств возникновения технологического отключения	Поддержка информационно-аналитической деятельности персонала ЦУС (МЭС)	Анализ функционирования устройств РЗА, ПА (проверка адекватности работы устройств РЗА, ПА параметрам аварийного режима и состоянию схемы сети) . Учет срабатывания устройств РЗА, ПА. Учет работы устройств ОМП.	Данные работы МП устройств РЗА, ПА данные регистрации аварийных событий и процессов (от устройств РАС, РЗА, ПА, ОМП) в составе НТИ
П.10	Участие в разработке и согласование в установленном порядке графиков ограничения и временного отключения	Поддержка информационно-аналитической	Определение состава временного отключения и ограничения мощности потребителей в соответствии с заданием СО.	Полный объем НТИ уровня ЦУС, ПМЭС

№№ п.п.	Функции служб МЭС, ПМЭС, ЦУС	Функциональные подсистемы ПТК ЦУС (МЭС, ПМЭС)	Задачи, решаемые ПТС подсистемы с использованием технологической информации	Технологическая информация и подсистема АСУТП – источник данных
	потребителей в соответствии с установленным заданием Системного оператора	деятельности персонала ЦУС (МЭС)		
II.11	Контроль соответствия отключающей способности коммутационных аппаратов токам КЗ и принятие мер по приведению их в соответствие	Контроль, анализ и управление режимами сети	Расчет токов короткого замыкания. Контроль соответствия отключающей способности коммутационных аппаратов токам КЗ.	Данные устройств РЗА, ПА, РАС в составе НТИ.
II.12	Мониторинг уровней напряжения в ЕНЭС. Разработка мероприятий по поддержанию требуемых уровней напряжения	Контроль, анализ и управление режимами сети	Мониторинг режимных параметров сети. Контроль состояния средств управления напряжением и реактивной мощностью	Данные от подсистем контроля качества электроэнергии в НТИ
III. Функции служб РЗА ЦУС (МЭС, ПМЭС)				
III.1	Систематический учет и анализ работы устройств РЗА, обобщение данных о работе этих устройств при авариях и нарушениях нормального режима работы энергосистемы. Расследование аварий и нарушений нормального режима работы сетей, послеаварийные проверки устройств РЗА. Разработка мер по устранению причин неправильных действий устройств РЗА и повышению надежности работы оборудования.	Поддержка служб РЗА ЦУС (МЭС, ПМЭС). Ведение хранилища НТИ и обеспечение доступа подсистемам АСТУ	Регистрация аварийных событий и процессов. Ретроспективный анализ работы устройств РЗА, ПА (проверка адекватности работы устройств РЗА, ПА параметрам аварийного режима и состоянию схемы сети). Учет срабатывания устройств РЗА, ПА. Учет работы устройств ОМП. Организация АРМ службы РЗА для обработки, анализа и визуализации информации о состоянии и работе устройств защиты и автоматики, данных цифрового осциллографирования аварийных процессов, диагностических сообщений. Статистическая обработка и анализ информации об аномальных (в том числе аварийных) режимах.	Данные работы МП устройств РЗА, ПА. Данные регистрации аварийных событий и процессов (от устройств РАС, РЗА, ПА, ОМП) в составе НТИ.
III.2	Проведение расчетов токов и напряжений при аварийных режимах, уставок и характеристики устройств РЗА, определение условий селективности и	Поддержка служб РЗА ЦУС (МЭС, ПМЭС). Ведение хранилища НТИ и	Расчеты уставок терминалов РЗА, ПА. Анализ соответствия фактических уставок устройств РЗА, ПА требуемым для данного режима.	Данные измерений и сигнализации режима сети. Фактические значения уставок

№№ п.п.	Функции служб МЭС, ПМЭС, ЦУС	Функциональные подсистемы ПТК ЦУС (МЭС, ПМЭС)	Задачи, решаемые ПТС подсистемы с использованием технологической информации	Технологическая информация и подсистема АСУТП – источник данных
	чувствительности устройств РЗА. Контроль и изменение (в случае необходимости) уставок МП устройств РЗА, ПА, параметров их конфигурации	обеспечение доступа подсистемам АСТУ	Расчеты токов и напряжений при аварийных режимах.	устройств РЗА, ПА.
III.3	Анализ текущего состояния устройств РЗА, ПА, РАС, ОМП, ПКЭ	Поддержка служб РЗА ЦУС (МЭС, ПМЭС). Ведение хранилища НТИ и обеспечение доступа подсистемам АСТУ	Контроль состояния устройств РЗА, ПА, РАС, СМНР, ОМП, ПКЭ по данным самодиагностики соответствующих подсистем АСУТП подстанций. Ведение базы данных заявок на ремонт и замену средств РЗА, ПА, РАС, ОМП, ПКЭ, СМНР.	Данные работы МП устройств РЗА, ПА. Данные самодиагностики устройств РЗА, ПА, РАС, СМНР, ОМП, ПКЭ.
IV. Функции других служб МЭС, ПМЭС				
IV.1	Планирование и организация ремонтных работ основного и вспомогательного оборудования подстанций (в том числе: трансформаторов, шунтирующих реакторов, синхронных компенсаторов, высоковольтных выключателей, разъединителей, заземляющих разъединителей, конденсаторных батарей, компрессоров, аккумуляторных батарей и др.) и разработка мероприятий по удешевлению и повышению качества ремонтов. Осуществление контроля за эксплуатацией и ремонтом оборудования подстанций	Ведение хранилища НТИ и обеспечение доступа подсистемам АСТУ. Поддержка служб подстанций.	Учет и анализ технического состояния оборудования подстанций с помощью информации, поступающей от подсистем мониторинга состояния оборудования, входящих в состав создаваемых АСУТП подстанций. Выявление дефектов трансформаторов, коммутационной аппаратуры, средств регулирования и т.д. Учет и анализ аварийных отключений и повреждений оборудования ПС. Паспортизация оборудования. Обработка, анализ и визуализация информации о состоянии оборудования ПС на АРМ службы.	Данные подсистем СМ в составе НТИ.
IV.2	Анализ данных контроля качества электроэнергии. Выявление источников нарушения требуемого качества	Ведение хранилища НТИ и обеспечение доступа	Контроль и анализ данных, характеризующих качество электроэнергии.	Данные от подсистем контроля качества электроэнергии ПКЭ в

№№ п.п.	Функции служб МЭС, ПМЭС, ЦУС	Функциональные подсистемы ПТК ЦУС (МЭС, ПМЭС)	Задачи, решаемые ПТС подсистемы с использованием технологической информации	Технологическая информация и подсистема АСУТП – источник данных
	электроэнергии. Разработка мероприятий по устранению нарушений качества ЭЭ.	подсистемам АСТУ. Поддержка служб метрологии и АИИС КУЭ.		составе НТИ.
IV.3	Эксплуатация оборудования и устройств диспетчерско-технологического управления, телемеханики и связи, установленных на ПС. Обеспечение надежной и качественной работы средств ДТУ, диспетчерской и технологической связи и каналов телеинформации с МЭС (ПМЭС), ОДУ, РДУ.	Ведение хранилища НТИ и обеспечение доступа подсистемам АСТУ. Поддержка служб СДТУ и связи.	Сбор текущей информации о состоянии и работе устройств СДТУ и связи на подстанциях ЕНЭС. Ведение баз данных текущего состояния средств СДТУ и связи. Ведение базы данных заявок на ремонт и замену средств СДТУ и связи. Обработка, анализ и визуализация информации о состоянии и работе устройств СДТУ и связи на АРМ службы.	Данные самодиагностики устройств СДТУ и связи на ПС в составе НТИ.
IV.4	Эксплуатация оборудования и устройств АСУТП, установленных на ПС. Обеспечение надежной и качественной работы средств АСУТП.	Ведение хранилища НТИ и обеспечение доступа подсистемам АСТУ. Поддержка служб АСУ.	Ведение БД о текущем состоянии средств АСУТП на ПС, включая данные самодиагностики средств ПТК АСУТП ПС, подстанционной ЛВС и АРМ персонала ПС. Организация АРМ инженера АСУ для обработки, анализа и визуализации информации о состоянии устройств АСУ подстанций и работах по их эксплуатации; организация доступа к базам данных служб АСУ ПМЭС (ПС) с реализацией нерегламентированных запросов. Ведение базы данных заявок на ремонт и замену средств АСУТП подстанций.	Данные самодиагностики устройств АСУТП на ПС в составе НТИ.
IV.5	Эксплуатация оборудования и устройств инженерных и вспомогательных систем подстанции, установленных на ПС.	Поддержка диспетчерской службы и	Сбор текущей информации о состоянии противопожарных и охранных средств на подстанциях ЕНЭС и ведение БД.	Данные самодиагностики инженерных систем на ПС в составе НТИ.

№№ п.п.	Функции служб МЭС, ПМЭС, ЦУС	Функциональные подсистемы ПТК ЦУС (МЭС, ПМЭС)	Задачи, решаемые ПТС подсистемы с использованием технологической информации	Технологическая информация и подсистема АСУТП – источник данных
	Обеспечение их надежной и качественной работы.	специальных (противопожарных и охранных) служб.		

5 Виды неоперативной технологической информации, передаваемой с подстанций ЕНЭС в центры управления. Требования к составу по видам неоперативной технологической информации.

Необходимая для решения задач управления электрическими сетями неоперативная технологическая информация, передаваемая в центры управления от объектных средств сбора и передачи информации и АСУТП, классифицируется в настоящих Руководящих указаниях с выделением следующих основных видов (групп) данных:

- дополнительный объем информации о состоянии схемы соединений и параметров режима функционирования оборудования ПС;
- данные, характеризующие состояние основного оборудования объектов, получаемые от подстанционных средств и подсистем мониторинга;
- информация от средств и подсистем регистрации аварийных событий и процессов (РАС);
- данные определения места повреждения (ОМП) на линиях электропередачи;
- данные от подстанционных средств (подсистем) контроля качества электроэнергии.
- данные о состоянии инженерных систем подстанции.

5.1 Дополнительный объем информации о состоянии схемы соединений и параметров режима функционирования оборудования ПС

5.1.1 Аналоговые сигналы.

- измерения токов и напряжений на оборудовании постоянного тока (ОПТ) и собственных нужд 0,4 кВ;
- данные метеоконтроля на территории подстанции (температура и влажность воздуха, направление и скорость ветра);

5.1.2 Дискретные сигналы.

сигналы положения:

- коммутационных аппаратов оборудования оперативного постоянного тока - ОПТ (вводных выключателей ОПТ);
- коммутационных аппаратов оборудования собственных нужд - СН (вводных и секционных выключателей ЩСН).

5.2 Данные, характеризующие состояние основного оборудования объектов, получаемые от подстанционных средств и подсистем мониторинга.

От подстанционных подсистем мониторинга состояния оборудования в составе АСУТП ПС в центры управления сетями МЭС должны передаваться следующие данные:

- данные текущего состояния основного электрооборудования ПС - трансформаторного оборудования, коммутационного, трансформаторов тока,

ОПН, ОПТ - в объеме, необходимом для анализа, проводимого персоналом служб МЭС, ПМЭС и исполнительного аппарата ФСК;

- данные сигнализации состояния оборудования - отклонений от нормы параметров мониторинга, – в объеме, необходимом персоналу центров управления сетями МЭС для решения задач оперативно-технологического управления.

5.2.1 Данные от подсистем мониторинга трансформаторного оборудования ПС.

Состав информации, получаемой от подсистем мониторинга трансформаторного оборудования ПС (СМ ТО) должен удовлетворять требованиям стандарта организации СТО 56947007-29.200.10.011-2008 «Системы мониторинга силовых трансформаторов и автотрансформаторов. Общие технические требования».

В состав информации от СМ ТО входит:

Аналоговая информация:

- концентрация горючих газов в масле;
- относительное содержание влаги в масле;
- емкость изоляции ввода ВН, СН, НН (пофазно);
- тангенс ввода (приведенный к 20 °С) (пофазно);
- температура масла в датчике влагосодержания;
- давление масла во вводах (пофазно);
- температура масла в баке РПН;
- температура общей обмотки по показаниям АКМ (текущие значения и тренды);
- температура верхних/нижних слоев масла (текущие значения и тренды);
- токи двигателей привода РПН (в каждой фазе);
- токи двигателей маслонасосов и вентиляторов обдува (пофазно);
- число включенных вентиляторов обдува.

Дискретная информация:

- высокое и очень высокое содержание газов в масле (тревожная сигнализация 1 и 2 уровни);
- высокое и очень высокое содержание влаги в масле (тревожная сигнализация 1 и 2 уровни);
- выход из строя датчика газо- и влагосодержания;
- максимальный уровень масла;
- температура ННТ обмотки выше заданных уставок 1 и 2;
- температура ННТ обмотки выше предельного значения («отключить трансформатор»);
- температура верхних слоев масла выше уставок 1 и 2;
- автомат основной системы шин питания охлаждения включен;
- автомат резервной системы шин питания охлаждения включен;
- отсутствие постоянного напряжения 220 В;

- способ управления системой охлаждения «автоматический»;
- способ управления системой охлаждения «ручной»;
- нет потока масла (по каждому из маслонасосов);
- недостаточно исправных двигателей для реализации заданного режима работы системы охлаждения;
- неисправность (потеря питания) одного или нескольких двигателей маслонасосов;
- опасность эксплуатации двигателя маслонасоса (повышенный ток);
- аварийное отключение двигателей вентиляторов;
- опасность эксплуатации двигателя вентилятора (повышенный ток);
- отсечной клапан закрыт;
- неисправность цепей отсечного клапана;
- неисправность цепей управления охлаждением:
 - неисправность автоматики охлаждения,
 - аварийное отключение цепей управления системы охлаждения,
 - отключена цепь обогрева и освещения системы охлаждения,
 - отключены цепи сигнализации системы охлаждения,
 - неисправность охладителей.
- сигналы по устройству РПН:
 - питание силовых цепей и цепей управления РПН отключено;
 - местное управление РПН;
 - идет переключение РПН;
 - переключение РПН не завершено;
 - минимальный уровень масла в баке контактора РПН («отключить трансформатор»);
 - максимальный уровень масла в баке контактора РПН;
 - конечное положение РПН;
 - низкая температура масла контактора РПН.

5.2.2 Данные контроля (мониторинга) состояния выключателей.

Помимо передаваемых в составе оперативной информации сигналов (АПТС):

- неисправности в системе воздушного хозяйства;
 - снижения давления элегаза;
 - готовности (неготовности) привода выключателя;
 - неисправности цепей управления выключателем,
- в составе НТИ должны передаваться следующие виды АПТС:
- аварийное отключение;
 - самопроизвольное отключение;
 - обрыв цепей управления соленоидов;
 - блокировка управления по элегазу;
 - необходимость подпитки элегазом;
 - пружины не заведены;
 - непереключение фаз и принудительное отключение;

- пошла команда на отключение через соленоид;
- обрыв цепей переменного напряжения привода;
- температура в шкафах управления и привода (неисправность нагревателей – готовность привода).

5.2.3 Данные контроля (мониторинга) состояния отделителей, разъединителей, заземляющих ножей.

Дискретные сигналы:

- состояния и неисправности схемы управления;
- готовность привода КА;
- контроля напряжения оперативного тока;
- температуры в шкафах управления и привода (неисправность нагревателей – готовность привода);
- сигнал снятия блокировки.

5.2.4 Данные контроля измерительных трансформаторов тока.

Для элегазового оборудования должен выполняться оперативный контроль величины плотности (давления) элегаза.

Для масляного оборудования - контроль $\text{tg } \delta$.

5.2.5 Данные контроля ограничителей перенапряжения (ОПН):

- общий ток проводимости;
- активная составляющая тока проводимости;
- значение 3-й гармонической составляющей в токе проводимости.

5.2.6 Данные контроля оборудования постоянного тока (ОПТ).

От подсистемы контроля состояния ОПТ (поставляемой в комплекте оборудования щита постоянного тока - ЩПТ) должны передаваться следующие технологические параметры:

Аналоговые сигналы:

- сопротивление изоляции на ЩПТ;
- напряжение «полюса» аккумуляторной батареи относительно земли;
- ток нагрузки аккумуляторной батареи;
- ток зарядно – подзарядного агрегата;
- ток подзаряда аккумуляторной батареи.

Дискретные сигналы - сигналы работы оборудования ОПТ:

- наличие напряжение на шинах ЩПТ;
- положение основных коммутационных аппаратов ЩПТ;
- контроль изоляции;
- наличие «земли» на фидерах, отходящих от ЩПТ;
- параметры состояния аккумуляторных батарей:
 - отклонение токов заряда и разряда от нормы,
 - повышение/понижение напряжения на выходе выпрямителя подзарядного устройства.

5.3 Неоперативная технологическая информация от подсистем МП РЗА и ПА.

От средств и подсистем МП РЗА и ПА должны передаваться данные в объеме, обеспечивающем решение задач, связанных с фиксацией, накоплением, анализом и представлением информации о процессах возникновения, развития и ликвидации аварийных ситуаций на основном электрооборудовании ПС и прилегающих участках электрических сетей, в том числе:

5.3.1. Осциллограммы аварийных процессов (предаварийных, аварийных и послеаварийных):

Аналоговые сигналы (мгновенные значения):

- фазные токи I_A, I_B, I_C ; $3I_O$, ток в нейтрали АТ;
- фазные напряжения U_A, U_B, U_C ; $3U_O$
- для ВЧ-постов: ток приема ($I_{пр}$) / ток покоя, напряжение усилителя мощности.
- для системы ОПТ : напряжение аккумуляторной батареи $U_{аб}$ (U_+ , U_-); $U_{н}=220$ В (диапазон=0-330 В); ток АБ (0-75 мВ).

Дискретные сигналы (события):

Изменения состояния выключателей главной схемы ПС

в системе ПА:

- сигналы устройств передачи команд ПА (передаваемые и принимаемые);
- положение выключателей (полюса и п/полюса);
- срабатывание пусковых и измерительных органов;
- срабатывание ПА на отключение;
- положение режимных ключей и накладок в цепях ПА;
- неисправность МП устройств ПА.

Дискретные сигналы (события) в системе РЗА:

- срабатывание пусковых и измерительных органов;
- срабатывание РЗА на отключение;
- сигналы устройств передачи команд РЗА (передаваемые и принимаемые);
- пуск и отключение от УРОВ;
- действие АПВ (при наличии ОАПВ – по каждой фазе);
- положение режимных ключей и накладок в цепях РЗА;
- факт действия защит на катушку отключения выключателя (от реле РБМ или его логического аналога);
- неисправность МП устройства РЗА.

5.3.2 Аналоговые сигналы.

Параметры настройки МП устройств РЗА, ПА, в том числе аналоговые значения уставок (при наличии документов, регламентирующих процесс изменения уставок и допуска), групп уставок и параметров конфигурации.

5.3.3 Дискретные сигналы.

- сигналы событий в работе МП устройств РЗА, в том числе:

- срабатывания основных защит (дифференциальных, газовых и т.п.);
- срабатывания дистанционных защит, ТЗНП, МТЗ (все ступени);
- срабатывания защит неполнофазного режима;
- срабатывания РЗ на отключение;
- пуска, работы УРОВ;
- срабатывания устройств АПВ (при наличии ОАПВ – по каждой фазе);
- действия РЗА на катушку отключения выключателя;
- сигналы событий в работе МП устройств ПА, в том числе:
 - срабатывания пусковых и измерительных органов ПА;
 - срабатывания устройств ПА на отключение;
 - сигналы от устройств передачи команд ПА (передаваемые и принимаемые);
 - сигналы положения выключателей (полюса и п/полюса), режимных ключей и накладок в цепях РЗА, ПА;
 - параметры настройки МП устройств РЗА, ПА, в том числе значения уставок (при наличии документов, регламентирующих процесс изменения уставок и допуска), групп уставок и параметров конфигурации;
 - данные самодиагностики МП устройств РЗА, ПА (с расшифровкой неисправности), а также статусная информация от МП устройств РЗА, ПА (наличие СЕВ, режим работы, готовность к регистрации – память/конфигурация и т.п.) – от ПС без постоянного дежурства оперативного персонала.

5.4 Данные определения места повреждения (ОМП) на линиях электропередачи.

Определение места повреждения на ВЛ 6 - 750 кВ в общем случае осуществляется с использованием МП устройств ОМП, РАС и РЗА в составе АСУТП.

В АСТУ должны передаваться:

5.4.1 Аналоговые сигналы.

- Расстояние до места повреждения на ВЛ (в км от данной ПС).
- Тип повреждения, длительность КЗ, ток КЗ, время АПВ.
- Параметры аварийного режима.
- Параметры предаварийного режима.

5.4.2 Дискретные сигналы.

Сигнализация факта повреждения (ТС)

Сигнал самодиагностики устройства ОМП.

5.5 Данные от подстанционных средств (подсистем) контроля качества электроэнергии.

Контроль качества электроэнергии должен осуществляться на шинах различного уровня напряжения ПС, прежде всего, на шинах с отходящими ЛЭП к «крупным» потребителям (промышленным, транспортным), для технологических процессов которых характерна возможность «портить»

качество электроэнергии в сети. При этом для более оперативной локализации источника ухудшения показателей качества электроэнергии (ПКЭ) целесообразна установка измерителей непосредственно на линиях, идущих к «потенциально опасным» потребителям.

Текущий контроль показателей качества электроэнергии (ПКЭ) в составе АСУТП для новых и комплексно реконструируемых ПС) осуществляется на основе данных специальных измерений в контрольных точках электрических сетей ЕНЭС, которые должны проводиться средствами АИИС КУЭ - счетчиками электроэнергии или специальными приборами, сертифицированными для соответствующих измерений. В этом случае средствами подсистемы ССПТИ, интегрированной в АСУТП подстанции, должны определяться следующие параметры, характеризующие качество электроэнергии (с учетом требований ГОСТ 13109-97 «Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения»):

5.5.1 Аналоговые сигналы контроля качества электроэнергии.

- установившееся отклонение напряжения,
- отклонение частоты,
- коэффициент искажения синусоидальности напряжения,
- коэффициент n-ой гармонической составляющей напряжения,
- коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности,
- коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности,
- длительность провала напряжения,
- длительность временного перенапряжения,
- глубина провала напряжения,
- коэффициент временного перенапряжения,
- фазовый угол между фазными напряжениями первой гармоники,
- фазовый угол между n-ыми гармоническими составляющими фазных напряжений,
- коэффициент n-ой гармонической составляющей тока.

5.5.2 Дискретные сигналы контроля качества электроэнергии.

- события, связанные с невыполнением установленных требований;
- сигналы самодиагностики устройств контроля качества электроэнергии.

5.6 Информация подсистемы сигнализации о состоянии инженерных и вспомогательных систем подстанции

Источниками неоперативной технологической информации являются следующие интегрированные инженерные и вспомогательные системы подстанции:

- система охранной сигнализации (СОС – служит для своевременного оповещения дежурных сотрудников охраны (оперативного персонала) о попытках несанкционированного проникновения в охраняемые зоны подстанции);

- система автоматической пожарной сигнализации и оповещения о пожаре (АПС служит для своевременного обнаружения очага возгорания в защищаемых зданиях и помещениях и оповещения персонала подстанции и пожарной охраны о факте возгорания);

- система контроля и управления доступом (СКУД – для обеспечения санкционированного входа в здания и в зоны ограниченного доступа и выхода из них путем идентификации личности по комбинации различных признаков);

- система охранного и технологического телевидения;

- система контроля подсистем жизнеобеспечения (СКПЖ – ее цель автоматическое накопление и хранение информации о функционировании систем жизнеобеспечения зданий подстанции).

Предупредительная и аварийная сигнализация состояния инженерных и вспомогательных систем ПС, выполняется с целью:

- Диагностики работы систем для сбора статистики о надежности эксплуатируемых систем.

- Регистрации основных событий систем для ретроспективного анализа.

Состав датчиков и сигналов инженерных и вспомогательных систем определен в таблице 2, п. 7.6.

6 Характеристика основных функциональных подсистем АСУТП подстанций ЕНЭС – источников неоперативной технологической информации

Таблица 2

Подсистема АСУТП Назначение подсистемы	Сокращ. наименование подсистемы	Основные задачи, решаемые подсистемой	Характеристика неоперативной технологической информации, порождаемой подсистемой *	Источники первичной информации
Информация о состоянии схемы соединений и параметров режима функционирования оборудования ПС.			Раздел 5.1 Руководящих указаний	МП измерительные контроллеры ЩСН МП измерительные устройства (контроллеры) нижнего уровня АСУТП
Подсистемы мониторинга состояния электротехнического оборудования ПС (средствами ПТК АСУТП и/или автономной СМ, интегрируемой в АСУТП). Предназначены для сбора, обработки, анализа и передачи данных о текущем	СМ	Цели и назначение мониторинга состояния оборудования могут заключаться в: - своевременном выявлении негативных тенденций и выводе оборудования из работы, не дожидаясь аварийных режимов; - обоснованном продлении срока службы оборудования; - планировании периодичности и объемов ремонтов и техобслуживания исходя из фактического износа оборудования; - повышении эффективности анализа причин отключения за счет полной информации о предаварийных режимах. В общем случае, организуется мониторинг:	Раздел 5.2 Руководящих указаний	МП измерительные контроллеры подсистемы СМ, получающие первичную информацию от специальных датчиков, устанавливаемых на контролируемом оборудовании.

<p>состоянии основного электрооборудования ПС - в объеме, необходимом для анализа, проводимого службами ЦУС, ПМЭС, МЭС, ФСК.</p>		<ul style="list-style-type: none"> - маслонаполненного трансформаторного оборудования (ТО); - выключателей; - разъединителей; - измерительных трансформаторов тока и напряжения (ТТ, ТН); - ограничителей перенапряжения (ОПН); - оборудования оперативного постоянного тока (ОПТ). 		
<p>Неоперативная технологическая информация от устройств МПРЗА и ПА (средствами ПТК АСУТП и/или смежных систем – РЗА, ПА, РАС,- интегрируемыми в АСУТП). Предназначена для фиксации, накопления, анализа и представления информации о процессах возникновения, развития и ликвидации аварийных ситуаций на электрооборудовании ПС и прилегающих участках сетей. Детализированный анализ правильности</p>	<p>РАС</p>	<ul style="list-style-type: none"> - анализ правильности работы устройств РЗА, ПА; - анализ состояния системы оперативного постоянного тока (ОПТ), включая косвенный анализ электромагнитной обстановки (ЭМО) в сети ОПТ; - использование для анализа состояния и режима работы силового электрооборудования; - использование для определения места повреждения на ВЛ (ОМП); - поддержка персонала при принятии решений в аномальных (в т.ч. аварийных) режимах путем выработки советов и контроля последовательности операций. - анализ статистических данных по выявленным неисправностям; - контроль установленных уставок МП устройств РЗА, групп уставок, параметров конфигурации с обеспечением возможности их дистанционного изменения. 	<p>Раздел 5.3 Руководящих указаний</p>	<p>МП устройства РЗА и ПА с функцией осциллографирования и событийной регистрации; МП устройства передачи команд (УПК) РЗА и ПА с функцией событийной регистрации; МП измерительные устройства (контроллеры) нижнего уровня АСУТП с функцией осциллографирования и событийной регистрации. цифровые устройства РАС.</p>

функционирования систем РЗА и ПА и организации их эксплуатационного обслуживания.				
Подсистема определения места повреждения на ЛЭП (средствами ПТК АСУТП и/или смежных систем – РЗА, РАС,- интегрируемыми в АСУТП). Предназначена для обнаружения факта повреждения на линии и определения координаты места повреждения (КЗ) – расстояния до указанного места от данной ПС.	ОМП	Определение места повреждения (в км) ВЛ; регистрация факта повреждения и расстояния до места повреждения в базе событий (и тревог) АСУТП; отображение указанной информации ОМП на АРМ оперативного персонала; обеспечение возможности передачи данных ОМП на высшие уровни иерархии управления эксплуатацией электрических сетей (в ЦУС) наряду с другой технологической информацией.	Раздел 5.4 Руководящих указаний	МП устройства РЗА с функцией осциллографирования; цифровые устройства РАС; специализированные устройства ОМП в составе АСУТП.
Подсистема контроля качества электроэнергии. Подсистема предназначена для своевременного обнаружения фактов нарушения требований к качеству электроэнергии,	ПКЭ	- Регистрация событий, связанных с невыполнением требований к параметрам и показателям качества электроэнергии (ПКЭ) с учетом ГОСТ 13109-97 «Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения»; - регистрация значений контролируемых параметров, относящихся к соответствующему моменту времени; - предупредительная телесигнализация	Раздел 5.5 Руководящих указаний	Счетчики электроэнергии АИИС КУЭ или специальные приборы, сертифицированные для соответствующих измерений – как правило. На ПС, где в составе АИИС КУЭ нет

<p>регистрации соответствующей информации и ее передачи в ЦУС МЭС для анализа, выявления причин и источников ухудшения показателей качества ЭЭ и разработки мероприятий по устранению нарушений.</p>		<p>таких событий на АРМ оперативного персонала ПС и в центр управления сетями МЭС с предоставлением всей зарегистрированной информации;</p> <ul style="list-style-type: none"> - запись и сохранение в архиве как указанных событий, так и зарегистрированных значений всех измеряемых и вычисляемых ПКЭ, - самодиагностика устройств контроля качества электроэнергии. 		<p>указанных приборов, - МП измерительные контроллеры АСУТП с функцией контроля качества электроэнергии или специальные МП приборы ПКЭ.</p>
<p>Подсистема сигнализации о состоянии инженерных и вспомогательных систем подстанции</p>	<p>СИС</p>	<p>Система охранного и технологического телевидения (СОТ, СТТ).</p> <p>Система состоит из видеокамер, структурированной локальной сети, системы регистрации видеоинформации (видеосерверов) и необходимого количества АРМ.</p> <p>Система охранной сигнализации (СОС); Структурно система охранной сигнализации состоит из Технических средства (ТС) первого, второго и третьего уровней.</p> <p>Первичными датчиками являются устройства первого уровня.</p> <p>ТС второго уровня: приемно-контрольные приборы (ПКП), интерфейсные модули и модули управления исполнительными устройствами;</p> <p>ТС третьего уровня: программно-аппаратные устройства контроля и управления.</p>	<p>Раздел 5.6 Руководящих указаний</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Неисправность видеокамеры (потеря видеосигнала). • Неисправность обогрева видеокамеры (в зимнее время). <p>ТС первого уровня: извещатели и тревожные кнопки охранной сигнализации;</p>

		<p>Система автоматической пожарной сигнализации и оповещения о пожаре (АПС).</p> <p>Структурно система контроля и управления доступом состоит из Технических средства (ТС) первого второго и третьего уровней.</p> <p>Первичными датчиками являются устройства первого уровня.</p> <p>ТС второго уровня: приемно-контрольные приборы (ПКП) АПС, интерфейсные модули и модули управления исполнительными устройствами оповещения;</p> <p>ТС третьего уровня: программно-аппаратные устройства контроля и управления системой.</p>		<p>ТС первого уровня: извещатели АПС</p>
		<p>Система контроля и управления доступом (СКУД).</p> <p>Структурно система контроля и управления доступом состоит из Технических средства (ТС) первого второго и третьего уровней.</p> <p>Первичными датчиками являются устройства первого уровня.</p> <p>ТС второго уровня: программируемые контроллеры СКУД, осуществляющих управление устройствами первого уровня, т.е. считывателями и идентификаторами;</p> <p>ТС третьего уровня: программно-аппаратные средства контроля и управления системой.</p>		<p>ТС первого уровня: считыватели и идентификаторы;</p>

		Система контроля подсистем жизнеобеспечения (СКПЖ).		<ul style="list-style-type: none"> • Датчики контроля включения /выключения панелей электрических греющих. • Датчики контроля пуск/остановка вентиляции. • Датчики повышения ПДК элегаза в помещениях КРУЭ • Датчики состояния системы пожаротушения.
--	--	---	--	---

Примечание: *) Описания групп данных, выделяемых в табл. 2 в графе «Характеристика неоперативной технологической информации, порождаемой подсистемой», детализируются в разделе 7.

7 Состав и характеристики неоперативной технологической информации (по функциональным подсистемам АСУТП ПС – источникам данных)

7.1 Дополнительный объем информации о состоянии схемы соединений и параметров режима функционирования оборудования ПС:

Виды неоперативной технологической информации	Единица учета	Состав информации	Максимальное значение на единицу учета	Минимальное значение на единицу учета	Оценка объема информации	Оценка количества сигналов	Примечание
5.1. ¹ Дополнительные сигналы неоперативного характера	Щит собственных нужд (N _{ЩСН})	1. Аналоговые сигналы. Измерения токов и напряжений на оборудовании собственных нужд 0,4 кВ;	7	3	$V_{\text{ЩСН}} * N_{\text{СШ}}$	Параметры ЩСН: $I_A, I_B, I_C; U_A, U_B, U_C; F$ - 3/7 - $V_{\text{ЩСН}}$	<ul style="list-style-type: none"> • Тип группы сигналов - динамически обновляемый; • Время доставки - 10-30 сек
		2. Дискретные сигналы. сигналы положения - коммутационных аппаратов оборудования собственных нужд – СН (вводных и секционных выключателей ЩСН)	6	3	$V_{\text{ЩСН}} * N_{\text{СШ}}$	Параметры ЩСН на одну секцию шин: Вкл. ввода, - 2/4 Вкл. межсекц, - 1/2 $V_{\text{ЩСН}} = 3/6$	

¹ Здесь и далее по тексту (подразделы 7.1-7.6) использована нумерация соответствующих пунктов раздела 5.

Виды неоперативной технологической информации	Единица учета	Состав информации	Максимальное значение на единицу учета	Минимальное значение на единицу учета	Оценка объема информации	Оценка количества сигналов	Примечание
	МП контроль р нижнего уровня АСУ ТП Метеокон троль (V _{метео})	1. Аналоговые сигналы. Данные метеоконтроля на территории подстанции (температура и влажность воздуха, направление и скорость ветра);	5	4	V _{метео}	Параметры метеоконтроля: t° _{внеш.} , Влажн., Напр.ветра, V ветра., Давл. - 4/5	<ul style="list-style-type: none"> • Тип группы сигналов - динамически обновляемый; • Время доставки - 10 - 30 мин
2. Дискретные сигналы.		-	-	-	-		

7.2 Данные, характеризующие состояние основного оборудования объектов, получаемые от подстанционных средств и подсистем мониторинга.

Виды неоперативной технологической информации	Единица учета	Состав информации	Максимальное значение на единицу учета	Минимальное значение на единицу учета	Оценка объема информации	Оценка количества сигналов	Примечание
5.2 Данные, характеризующие состояние основного оборудования объектов, получаемые от подстанционных средств и подсистем мониторинга.	Трансформатор или автотрансформатор (МП контроллер подсистемы мониторинга трансформаторного	1. Аналоговые сигналы. Параметры мониторинга трансформаторного оборудования (п.5.2.1).	40	20	$V_{a_{TP}} * N_{TP}$	Параметры мониторинга трансформаторного оборудования: концентрация горючих газов в масле, относительное содержание влаги в масле, емкость изоляции ввода ВН, СН, НН,	<ul style="list-style-type: none"> • Тип группы сигналов - динамически обновляемый; • Время доставки - 10-30 сек

Виды неоперативной технологической информации	Единица учета	Состав информации	Максимальное значение на единицу учета	Минимальное значение на единицу учета	Оценка объема информации	Оценка количества сигналов	Примечание
	оборудован ия) $N_{\text{ТР}}$	2. Дискретные сигналы. Параметры мониторинга трансформаторного оборудования (п.5.2.1).	60	40	$Vd_{\text{ТР}} * N_{\text{ТР}}$	Параметры мониторинга тр-го оборудования: Высокое содержание газов в масле, высокое содержание влаги в масле, состояние датчика газа и влаги в масле, уровень масла – макс.,	
	Выключатель $N_{\text{ВКЛ}}$	2. Дискретные сигналы Данные контроля (мониторинга) состояния выключателей (п.5.2.2.)	13	10	$V_{\text{ВКЛ}} * N_{\text{ВКЛ}}$	Аварийное отключение; Самопроизвольное отключение; Обрыв цепей управления соленоидов; Блокировка управления по элегазу; Необходимость подпитки элегазом; Пружины не	

Виды неоперативной технологической информации	Единица учета	Состав информации	Максимальное значение на единицу учета	Минимальное значение на единицу учета	Оценка объема информации	Оценка количества сигналов	Примечание
						заведены; Непереклочение фаз и принудительное отключение; Пошла команда на отключение через соленоид; Обрыв цепей переменного напряжения привода; Температура шкафов управления привода (неисправность нагревателей – готовность привода).	

Виды неоперативной технологической информации	Единица учета	Состав информации	Максимальное значение на единицу учета	Минимальное значение на единицу учета	Оценка объема информации	Оценка количества сигналов	Примечание
	Разъединитель, заземляющий нож и т.д. N _{РЗ}	3. Дискретные сигналы Данные контроля (мониторинга) состояния отделителей, разъединителей, заземляющих ножей (п.5.2.3.)	8	5	V _{РЗ} * N _{РЗ}	Сигнал состояния и неисправности схемы управления; Готовность привода КА; Контроль напряжения оперативного тока; Контроль температуры шкафов управления привода (неисправность нагревателей – готовность привода); Сигнал снятия блокировки.	

Виды неоперативной технологической информации	Единица учета	Состав информации	Максимальное значение на единицу учета	Минимальное значение на единицу учета	Оценка объема информации	Оценка количества сигналов	Примечание
	Трансформатор тока $N_{\text{ТТ}}$	1. Аналоговые сигналы Данные контроля измерительных трансформаторов тока (п.5.2.4.)	1	1	$V_{\text{ТТ}} * N_{\text{ТТ}}$	Оперативный контроль величины плотности (давления) элегаза/ Контроль $\text{tg } \delta$ (для масляного оборудования).	
	Ограничители перенапряжений нелинейные $N_{\text{ОПН}}$	1. Аналоговые сигналы Данные контроля ограничителей перенапряжения (ОПН). (п.5.2.5.)	3	3	$V_{\text{ОПН}} * N_{\text{ОПН}}$	Общий ток проводимости; Активная составляющая тока проводимости; Значение 3-й гармонической составляющей в токе проводимости.	

Виды неоперативной технологической информации	Единица учета	Состав информации	Максимальное значение на единицу учета	Минимальное значение на единицу учета	Оценка объема информации	Оценка количества сигналов	Примечание
	Щит постоянного тока ($N_{\text{ЩПТ}}$)	1. Аналоговые сигналы Данные контроля оборудования постоянного тока (ОПТ) (п.5.2.6.)	5	5	$V_{\text{ЩПТ}} * N_{\text{ЩПТ}}$	Сопротивление изоляции на ЩПТ; Напряжение «полюса» аккумуляторной батареи относительно земли; Ток нагрузки аккумуляторной батареи; Ток зарядно – подзарядного агрегата; Ток подзаряда аккумуляторной батареи.	
		2. Дискретные сигналы Данные контроля оборудования постоянного тока (ОПТ) (п.5.2.6.)	10	7			

Виды неоперативной технологической информации	Единица учета	Состав информации	Максимальное значение на единицу учета	Минимальное значение на единицу учета	Оценка объема информации	Оценка количества сигналов	Примечание
						<p>изоляции;</p> <ul style="list-style-type: none"> -наличие «земли» на фидерах, отходящих от ЩПТ; -параметры состояния аккумуляторных батарей: <ul style="list-style-type: none"> - отклонение токов заряда и разряда от нормы, - повышение/ понижение напряжения на выходе выпрямителя подзарядного устройства. 	

7.3 Неоперативная технологическая информация от устройств МПРЗА и ПА

Виды неоперативной технологической информации	Единица учета	Состав информации	Максимальное значение на единицу учета	Минимальное значение на единицу учета	Оценка объема информации	Оценка количества сигналов	Примечание
5.3.1 Осциллограммы аварийных процессов	МП терминалы РЗА с функцией осциллографирования ($N_{\text{МПРЗА}}$)	Осциллограммы	3	1	$(1 \div 3) * N_{\text{МПРЗА}}$	От 10 до 27 аналоговых сигналов на осциллограмму - мгновенные значения токов (фазные токи I_A, I_B, I_C ; $3I_O$, ток в нейтрали АТ) и напряжений (фазные напряжения U_A, U_B, U_C ; $3U_O$) присоединений главной схемы ПС От 20 до 64 дискретных	<ul style="list-style-type: none"> • Тип группы сигналов - спорадический; • Передача производится в автоматическом режиме • Время доставки - 2 -15 мин

Виды неоперативной технологической информации	Единица учета	Состав информации	Максимальное значение на единицу учета	Минимальное значение на единицу учета	Оценка объема информации	Оценка количества сигналов	Примечание
						<p>сигналов на осциллограмму - срабатывание пусковых и измерительных органов; срабатывание РЗА на отключение; сигналы устройств передачи команд РЗА (передаваемые и принимаемые); пуск и отключение от УРОВ; действие АПВ (при наличии ОАПВ – по каждой фазе); положение режимных ключей и накладок в цепях РЗА; факт действия защит на катушку отключения выключателя (от реле РБМ или его логического аналога); неисправность МП устройства РЗА.</p>	

Виды неоперативной технологической информации	Единица учета	Состав информации	Максимальное значение на единицу учета	Минимальное значение на единицу учета	Оценка объема информации	Оценка количества сигналов	Примечание
	МП контроллер нижнего уровня АСУ ТП с функцией аварийного осциллографирования и регистрации событий	Осциллограммы	3	1	$(1 \div 3) * N_{\text{ПРИСОЕД}}$	<p>От 10 до 15 аналоговых сигналов на осциллограмму - мгновенные значения токов (фазные токи I_A, I_B, I_C; $3I_O$, ток в нейтрали АТ) и напряжений (фазные напряжения U_A, U_B, U_C; $3U_O$) присоединений главной схемы ПС</p> <p>От 10 до 48 дискретных сигналов на осциллограмму - изменения состояния выключателей главной схемы ПС</p>	

Виды неоперативной технологической информации	Единица учета	Состав информации	Максимальное значение на единицу учета	Минимальное значение на единицу учета	Оценка объема информации	Оценка количества сигналов	Примечание
	МП терминалы ПА с функцией аварийного осциллографирования ($N_{ПА}$)	Осциллограмма	1	1	$N_{ПА}$	<p>Один комплекс обслуживает до 2-х присоединений.</p> <p>От 10 до 32 аналоговых сигналов на осциллограмму - мгновенные значения токов (фазные токи I_A, I_B, I_C; $3I_O$, ток в нейтрали АТ) и напряжений (фазные напряжения U_A, U_B, U_C; $3U_O$) присоединений главной схемы ПС</p> <p>От 24 до 120 дискретных сигналов на осциллограмму - срабатывание пусковых и измерительных органов; срабатывание ПА на отключение; сигналы устройств передачи команд ПА (передаваемые и принимаемые); факт действия ПА на катушку отключения выключателя (от реле РБМ или его логического аналога); неисправность МП устройства ПА</p>	

Виды неоперативной технологической информации	Единица учета	Состав информации	Максимальное значение на единицу учета	Минимальное значение на единицу учета	Оценка объема информации	Оценка количества сигналов	Примечание
	МП терминалы ВЧ-постов с функцией аварийного осциллографирования ($N_{\text{ВЧ-пост}}$)	Осциллограммы	1	1	$N_{\text{ВЧ-пост}}$	В число контролируемых параметров входят: - ток приема ($I_{\text{пр}}$) – частота опроса – 6000 за сек (120 точек на период); - ток покоя; - напряжение усилителя мощности.	<ul style="list-style-type: none"> • Тип группы сигналов - спорадический; • Передача производится в автоматическом режиме; • Время доставки - 10 -20 мин
	МП терминалы ЩПТ с функцией аварийного осциллографирования ($N_{\text{ОПТ}}$)	Осциллограммы	1	1	$N_{\text{ОПТ}}$	В число контролируемых параметров входят: - напряжение аккумуляторной батареи $U_{\text{аб}}$ ($U+$, $U-$); - $U_{\text{н}}=220$ В (диапазон=0-330 В); - $I_{\text{аб}}$ (0-75 мВ).	

Виды неоперативной технологической информации	Единица учета	Состав информации	Максимальное значение на единицу учета	Минимальное значение на единицу учета	Оценка объема информации	Оценка количества сигналов	Примечание
5.3.2 Аналоговые сигналы.	МП терминалы РЗА (N _{МПРЗА})	1. Аналоговые значения уставок. Значения аналоговых уставок МПРЗА на момент аварии	120	70	$V_{\text{МПРЗА_уст}} * N_{\text{МПРЗА}}$	Среднестатистическая МПРЗА на присоединение: ШЭ2704V012 (ЭКРА) 1. Дистанционная защита: - Уставки РС ДЗ: X I ст., R I ст., Наклон характ. Ist,- 13 - Уставки БК и БНН: DI2 чувст. БК, DI2 груб. БК, DI1 чувст. БК, - 6 - Уставки по времени: тер I ст., тер II ст., тер III ст., - 10 2. ТНЗНП, токовая отсечка и УРОВ: - ТНЗНП, ТО, УРОВ: ток сраб. I ст. ТНЗНП, ток сраб. II ст. ТНЗНП, - 11 - Уставки по времени ТНЗНП, ТО, УРОВ: Задержк. сраб. I ст. ТНЗНП, Задержк. сраб. II ст. ТНЗНП, - 15 3. АРПТ: - Уставки РТ АРПТ, уставки по времени: ток сраб. I ст., ток сраб. II ст., - 15	<ul style="list-style-type: none"> • Тип группы сигналов - спорадический; • Время доставки - 10 - 20 мин

Виды неоперативной технологической информации	Единица учета	Состав информации	Максимальное значение на единицу учета	Минимальное значение на единицу учета	Оценка объема информации	Оценка количества сигналов	Примечание
	МП терминалы ОМП (N _{ОМП})	1. Аналоговые значения уставок. Значения аналоговых уставок на момент аварии	10	10	V _{ОМП} *N _{ОМП}	В качестве примера принимается ИМФ-ЗР. Уставки ОМП, параметры линии: X1 линии, R1 линии,. - 10	
		2. Дискретные значения уставок.	-	-	-		

Виды неоперативной технологической информации	Единица учета	Состав информации	Максимальное значение на единицу учета	Минимальное значение на единицу учета	Оценка объема информации	Оценка количества сигналов	Примечание
5.3.3 Дискретные сигналы.	МП терминалы РЗА (N _{МПРЗА})	<p>1. События от МПРЗА.</p> <p>Сигналы событий в работе МП устройств РЗА, в том числе:</p> <ul style="list-style-type: none"> - срабатывания основных защит (дифференциальных, газовых и т.п.); - срабатывания дистанционных защит, ТЗНП, МТЗ (все ступени); - срабатывания защит неполнофазного режима; - срабатывания РЗ на отключение; - пуска, работы УРОВ; - срабатывания устройств АПВ (при наличии ОАПВ – по каждой фазе); - действия РЗА на катушку отключения выключателя; 	160	100	$Vd_{\text{МПРЗА}} * N_{\text{МПРЗА}}$	<p>Среднестатистическая МПРЗА на присоединение: ШЭ2704V012 (ЭКРА)</p> <p>1. Текущие значения дискретных сигналов:</p> <p>РС I ступени АВ, РС I ступени ВС, РС II ступени АВ, Пуск УРОВ от ДЗШ, Пуск осциллографа, Срабатывание, - 128</p> <p>2. Неисправности:</p> <p>Реле вых.-ош, Пам.установ.-ош, СП.-ош, КСданнСП-ош, ... - 8</p> <p>2. Сигнализация:</p> <p>I ст. ДЗ_с, II ст. ДЗ_с, III ст. ДЗ_с, I ст. ТНЗНП_с, - 24</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Тип группы сигналов - динамически обновляемый; • Время доставки - 5-10 сек

Виды неоперативной технологической информации	Единица учета	Состав информации	Максимальное значение на единицу учета	Минимальное значение на единицу учета	Оценка объема информации	Оценка количества сигналов	Примечание
	МП терминалы ПА ($N_{ПА}$)	<p>2. События от ПА.</p> <p>Сигналы событий в работе МП устройств ПА, в том числе:</p> <ul style="list-style-type: none"> - срабатывания пусковых и измерительных органов ПА; - срабатывания устройств ПА на отключение; - сигналы от устройств передачи команд ПА (передаваемые и принимаемые). 	38	32	$Vd_{ПА} * N_{ПА}$	<p>1. Текущие значения дискретных сигналов:</p> <p>ФОЛ прил. ВЛ-1 FOL, ФОЛ прил. ВЛ-1 FVL, ФОЛ прот. ВЛ-1 FVL, ФОЛ прот. ВЛ-1 FOL, - 32</p> <p>2. Неисправности: - 6</p>	

Виды неоперативной технологической информации	Единица учета	Состав информации	Максимальное значение на единицу учета	Минимальное значение на единицу учета	Оценка объема информации	Оценка количества сигналов	Примечание
		<p>3. Дискретные значения уставок МПРЗА.</p> <p>Значения дискретных уставок на момент аварии</p>	60	42	$Vd_{\text{МПРЗА_уст}} * N_{\text{МПРЗА}}$	<p>1. Дистанционная защита: - Уставки Логика работы ДЗ: Контроль I(II)ст, Подхв.Ист.от IIст, ЗапрАПВ от 3стДЗ, - 11</p> <p>2. ТНЗНП, токовая отсечка и УРОВ: - Логика работы ТНЗНП и ТО: Выв.напр.сраб ТЗ, Выв.направ.вкл В, Контр.напр.Ист.... - 13</p> <p>3. УРОВ, АПВ и АУВ: - Логика работы УРОВ, АПВ: Подт.УРОВ от КQC, Контроль синхр., УРОВ "на себя", ... - 9</p> <p>4. Служебные параметры: Раб. гр. уставок, Индик.анал.сигн., Дежурн.режим инд', ... - 9</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Тип группы сигналов - спорадический; • Время доставки - 10 -20 мин

7.4 Данные определения места повреждения (ОМП) на линиях электропередачи

Виды неоперативной технологической информации	Единица учета	Состав информации	Максимальное значение на единицу учета	Минимальное значение на единицу учета	Оценка объема информации	Оценка количества сигналов	Примечание
5.4.1 Сигналы аварии от ОМП	МП терминалы ОМП ($N_{\text{ОМП}}$)	Аналоговые сигналы. - Расстояние до места повреждения на ВЛ (в км от данной ПС). - Тип повреждения, длительность КЗ, ток КЗ, время АПВ; - Параметры аварийного режима. -Параметры предаварийного режима	46	7	$V_{\text{ОМП}} * N_{\text{ОМП}}$	В качестве примера принимается ИМФ-3Р. 1. Расстояние до места повреждения на линии - 1, 2. Тип повреждения длит.КЗ, ток КЗ, время АПВ, - 6 3. Аварийный режим: 3Ю, П1, П2, 3Ю (модуль), 3Ю (фаза), Ia (модуль), Ib (фаза), - 23 4. Нагрузочный режим: Ia (модуль), Ib (фаза), Ib (модуль), Ib (фаза), - 16	<ul style="list-style-type: none"> • Тип группы сигналов - спорадический; • Время доставки - 2 - 10мин
		2. Дискретные сигналы - Сигнализация факта повреждения ЛЭП	1	1	$V_{\text{ОМП}} * N_{\text{ОМП}}$	Сигнализация факта повреждения ЛЭП. - 1	<ul style="list-style-type: none"> • Тип группы сигналов - спорадический; Время доставки - 5 – 10сек

7.5 Данные от подстанционных средств (подсистем) контроля качества электроэнергии

Виды неоперативной технологической информации	Единица учета	Состав информации	Максимальное значение на единицу учета	Минимальное значение на единицу учета	Оценка объема информации	Оценка количества сигналов	Примечание
5.5.1 Мониторинг параметров качества электроэнергии	Шина или секция шин ($N_{\text{шин}}$)	<p>1. Аналоговые сигналы.</p> <ul style="list-style-type: none"> - установившееся отклонение напряжения, - отклонение частоты, - коэффициент искажения синусоидальности напряжения, - коэффициент n-ой гармонической составляющей напряжения, - коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности, - коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности, - длительность провала напряжения, - длительность временного перенапряжения, - глубина провала напряжения, - коэффициент временного перенапряжения, - фазовый угол между фазными напряжениями первой гармоники, 	36	25	$V_{\text{КЭ}} * N_{\text{шин}}$	<p>1. Установившееся отклонение напряжения: δU_y, - 3 (9)</p> <p>2. Отклонение частоты: Δf - 1 (2)</p> <p>3. Коэффициент искажений: $K_{Uab}, K_{Ubc}, K_{Uca}, K_{Ia}, K_{Ib}, K_{Ic}, \dots$ - 6 (9)</p> <p>4. Размах изменения напряжения: δU_t - 1 (2)</p> <p>5. Коэффициент несимметрии: K_{2U}, K_{0U}, - 2 (2)</p> <p>6. Длительность провала: $\Delta t_{nab}, \Delta t_{nbc}, \Delta t_{nca}$, - 3 (3)</p> <p>7. Длительность перенапряжения: $\Delta t_{nep\ ab}, \Delta t_{nep\ bc}, \Delta t_{nep\ ca}$, - 3 (3)</p> <p>8. Глубина провала: $\delta Un_{ab}, \delta Un_{bc}$,</p>	<p>Список сигналов соответствует ПКЭ по ГОСТ 13109-97</p> <p>Передача информации в АСТУ производится в двух режимах:</p> <ul style="list-style-type: none"> • <i>Нормальный режим.</i> Передача информации как усреднённых значений за 1 час, так и временных срезов в конце этого часа. • <i>Аварийный режим (выход за уставки).</i> При выходе ПКЭ за уставки,

		- фазовый угол между n-ыми гармоническими составляющими фазных напряжений				δU_{bc} , - 3 (3) 9. Коэффициент временного перенапряжения: $K_{пер\ Uab}, K_{пер\ Ubc},$ $K_{пер\ Uca},$ - 3 (3)	записывается и передается архив всех показателей качества электроэнергии. Глубина архива 3 часа от момента выхода за уставку. Время доставки - 10-15 сек
5.5.2 События по системе мониторинга качества электроэнергии.	Шина или секция шин ($N_{шин}$)	1. Дискретные сигналы. - события, связанные с невыполнением установленных требований; - сигналы самодиагностики устройств контроля качества	36	25	$V_{кэ} * N_{шин}$	1. Превышение установленных пределов коэффициентов искажений - 6 (9) 2. Превышение установленных пределов отклонения частоты ... - 1 (2) 3. Превышение установленных пределов отклонения напряжения ...- 3 (9) 4. Превышение установленных пределов размаха изменения	<ul style="list-style-type: none"> • Тип группы сигналов - динамически обновляемый; • Время доставки - 10-20 сек

						напряжения ... - 1 (2) 5. Превышение установленных пределов коэффициента несимметрии ... - 2 (2) 6. Превышение установленных пределов длительности провала. - 3 (3) 7. Превышение установленных пределов длительности перенапряжения - 3 (3) 8. Превышение установленных пределов глубины провала - 3 (3) 9. Превышение установленных пределов коэффициентов временного перенапряжения - 3 (3)	
--	--	--	--	--	--	--	--

7.6 Подсистема сигнализации о состоянии инженерных и вспомогательных систем подстанции

Виды неоперативной технологической информации	Единица учета	Состав информации	Максимальное значение на единицу учета	Минимальное значение на единицу учета	Оценка объема информации	Оценка количества сигналов	Примечание
Дискретные сигналы							
5.6.1 Контроль оборудования технологического видеонаблюдения и охраны (инженерные службы).	Периметр. Здание. Система охраны. ($N_{\text{сектр}}$, $N_{\text{зд}}$) Самодиагностика системы ОТ	- Сигнализация факта неисправности видеокамер. - Срабатывание видеодетектора охранной видеокамеры (в случае, если видеодетектор служит дополнительным рубежом защиты охранной сигнализации). - Сигнализация факта неисправности системы обогрева видеокамер.	3	3	$V_{\text{охр_пер}} * N_{\text{сектр}} + V_{\text{охр_зд}} * N_{\text{зд}}$	В число контролируемых параметров входят: - неисправность камеры охранной системы видеонаблюдения - система обогрева включена - срабатывание видеодетектора $V_{\text{охр_пер}} = 3$ $V_{\text{охр_зд}} = 10$	Количество камер может быть увеличено за счет установки камер внутри охраняемой территории: - входы зданий; - периметр зданий. • Тип группы сигналов - динамически обновляемый; Время доставки - 20 - 30сек
	Контролируемая ячейка. Система тех. видеонаблюдения ($N_{\text{яч}}$) Самодиагно			3	3	$V_{\text{тех.видео}} * N_{\text{яч}}$	В число контролируемых параметров входят: - неисправность камер технического видеонаблюдения - 1 на яч. - система обогрева

Виды неоперативной технологической информации	Единица учета	Состав информации	Максимальное значение на единицу учета	Минимальное значение на единицу учета	Оценка объема информации	Оценка количества сигналов	Примечание
	стика системы ТТ					включена $V_{\text{тех.видео}} = 2$	использован так же и секторный принцип размещения камер • Тип группы сигналов - динамически обновляемый; Время доставки - 20-30 сек
5.6.2 Система охранной сигнализации (ОС).	Сектор охраны (через каждые 50м по периметру)	Срабатывание охранной сигнализации в охранной зоне периметра.	1	1	$N_{\text{сектр}}$	По количеству охраняемых зон периметра.	
	Здание, этажи здания	Срабатывание охранного извещателя внутри защищаемого здания.	1	1	$N_{\text{зд}}$	По количеству защищаемых ОС зданий	На подстанциях с ОРУ для многоэтажных зданий в составе комплекса зданий подстанции следует предусматривать количество сигналов, равное

Виды неоперативной технологической информации	Единица учета	Состав информации	Максимальное значение на единицу учета	Минимальное значение на единицу учета	Оценка объема информации	Оценка количества сигналов	Примечание
							количеству этажей.
						По количеству защищаемых ОС этажей	Для подстанции закрытого типа.
	Самодиагностика системы ОС	Потеря связи с приемно-контрольным прибором охранной сигнализации.	1	1	1	1	При условии, что программно-аппаратные средства охранной сигнализации, расположенные на подстанции, выдают адрес неисправного прибора.
5.6.3 Система автоматической пожарной сигнализации (АПС) и оповещения о пожаре.	Здание, этажи здания.	Срабатывание пожарного извещателя внутри защищаемого здания.	1	1	N _{зд}	По количеству защищаемых АПС зданий.	На подстанциях с ОРУ для многоэтажных зданий в составе комплекса зданий подстанции следует предусматривать количество сигналов, равное количеству этажей.

Виды неоперативной технологической информации	Единица учета	Состав информации	Максимальное значение на единицу учета	Минимальное значение на единицу учета	Оценка объема информации	Оценка количества сигналов	Примечание
						По количеству защищаемых АПС этажей	Для подстанции закрытого типа.
	Система АПС	Запуск системы оповещения о пожаре.	1	1	1	1	
	Самодиагностика системы АПС	Потеря связи с приемно-контрольным прибором пожарной сигнализации.	1	1	1	1	
5.6.4 Система контроля и управления доступом (СКУД)	СКУД	Потеря связи с контроллером СКУД	1	1	1	1	
5.6.5 Система контроля подсистем жизнеобеспечения (СКПЖ)	Отопление	Включение /выключение панелей электрических греющих с учетом температуры воздуха в контролируемых помещениях.	1	1	N _{зд}	По количеству отапливаемых помещений	
	Вентиляция	Пуск/останов вентиляторов приточно-вытяжных венткамер здания ОПУ.	1	1	N _{зд}	По количеству вентиляционных насосов	

Виды неоперативной технологической информации	Единица учета	Состав информации	Максимальное значение на единицу учета	Минимальное значение на единицу учета	Оценка объема информации	Оценка количества сигналов	Примечание
	Состояние КРУЭ	Датчики повышения ПДК элегаза в помещениях КРУЭ	1	1	N _{зд}	По проекту КРУЭ	
	Противопожарное водоснабжение	Состояние пожарных насосов (включен/выключен). АВР пожарных насосов (срабатывание). Отключение от пожарного насоса от защиты (срабатывание). Падение давления в пожарном трубопроводе ниже допустимого значения Неисправность в сборке РТЗО насосной пожаротушения	10	30	(10÷30)* N _{зд}	По количеству насосов пожаротушения.	

8 Оценка объема неоперативной технологической информации по подстанции

Для определения объемов неоперативной технологической информации по подстанции необходимы следующие исходные данные, приведенные в таблицах 3-10:

Таблица 3

Вид оборудования	Количество единиц оборудования
Системы шин (СШ)	$N_{\text{сш}}$
Линии электропередачи (ВЛ)	$N_{\text{лэп}}$
Трансформаторное оборудование	$N_{\text{тр}}$
Измерительные трансформаторы тока	$N_{\text{тт}}$
Выключатели	$N_{\text{вкл}}$
Разъединители	$N_{\text{раз}}$
Заземляющие разъединители	$N_{\text{зн}}$
Количество присоединений подстанции	$N_{\text{присоед}}$
ОПН	$N_{\text{опн}}$
Количество терминалов МПРЗА	$N_{\text{мпрза}}$
Оборудование постоянного тока (ОПТ)	$N_{\text{аб}}, N_{\text{сш}}$
Оборудование собственных нужд ПС (РУ 0,4 кВ)	$N_{\text{сш}}$
Инженерные и вспомогательные системы ПС	$N_{\text{сектр}}, N_{\text{яч}}$
Определители места повреждения	$N_{\text{омп}}$
Противоаварийная автоматика	$N_{\text{па}}$

Информация о состоянии схемы соединений и параметров режима функционирования оборудования ПС

Тип информации	Подсистема	Источник информации	Количество сигналов		Объем информации, байт, на подстанцию	
			на единицу учета			
			мин	макс		
Аналоговые сигналы	ЩСН	Измерения токов и напряжений на оборудовании собственных нужд 0,4 кВ	3	7	$(3\div 7) * N_{\text{ЩСН}}$	$(12\div 28) * N_{\text{ЩСН}}$
	Метеоконтроль	Система метеоконтроля на территории подстанции	4	5	4÷5	16÷20
Дискретные сигналы	ЩСН	Сигналы положения: - коммутационных аппаратов оборудования собственных нужд – СН	3	6	$(3\div 6) * N_{\text{ЩСН}}$	$(12\div 24) * N_{\text{ЩСН}}$
Итого, макс					$13 * N_{\text{ЩСН}} + 5$	$52 * N_{\text{ЩСН}} + 20$

Система мониторинга и диагностики силового оборудования

Тип информации	Подсистема	Источник информации	Количество сигналов		Объем информации, байт, на подстанцию	
			на единицу учета			
			мин	макс		
Аналоговые сигналы	Мониторинг ТР	Параметры мониторинга трансформаторного оборудования	20	40	$(20 \div 40) * N_{ТР}$	$(80 \div 160) * N_{ТР}$
	Мониторинг Выкл.	-	-	-	-	-
	Мониторинг Р, ЗР	-	-	-	-	-
	Трансформатор тока ТТ	Данные контроля измерительных трансформаторов тока	1	1	$N_{ТТ}$	$4 * N_{ТТ}$
	ОПН	Данные контроля ограничителей перенапряжения (ОПН).	3	3	$3 * N_{ОПН}$	$12 * N_{ОПН}$
	ЩПТ	Измерения токов и напряжений на АБ	5	5	$5 * N_{ЩПТ}$	$20 * N_{ЩПТ}$
Дискретные сигналы	Мониторинг ТР	Параметры мониторинга трансформаторного оборудования	40	60	$(40 \div 60) * N_{ТР}$	$(160 \div 240) * N_{ТР}$
	Мониторинг Выкл.	Данные контроля (мониторинга) состояния выключателей	10	13	$(10 \div 13) * N_{ТР}$	$(40 \div 52) * N_{ТР}$
	Мониторинг Р, ЗР	Данные контроля (мониторинга) состояния отделителей, разъединителей, заземляющих ножей	5	8	$(5 \div 8) * N_{РЗ}$	$(20 \div 32) * N_{РЗ}$
	Трансформатор тока ТТ	-	-	-	-	-

Тип информации	Подсистема	Источник информации	Количество сигналов		Объем информации, байт, на подстанцию	
			на единицу учета			
			мин	макс		
	ОПН	-	-	-	-	
	ЩПТ	Сигналы положения коммутационных аппаратов оборудования оперативного постоянного тока – ОПТ	7	10	$(7 \div 10) * N_{\text{ЩПТ}}$	$(28 \div 40) * N_{\text{ЩПТ}}$
Итого, макс				$113 * N_{\text{ТР}} + N_{\text{ТТ}} + 3 * N_{\text{ОПН}} + 15 * N_{\text{ЩПТ}} + 8 * N_{\text{РЗ}}$	$452 * N_{\text{ТР}} + 4 * N_{\text{ТТ}} + 12 * N_{\text{ОПН}} + 60 * N_{\text{ЩПТ}} + 32 * N_{\text{РЗ}}$	

**Система анализа аварийных процессов
Осциллограммы**

Источник информации	Возможное количество осциллограмм при аварийной ситуации				Объем осциллограммы в сигналах	
	на единицу учета		на подстанцию			
	мин	мах	максимальное	типовое	Аналоговых	Дискретных
МПРЗА ²	1	3	$0,25 \cdot 3 \cdot N_{\text{мпрза}}$	$0,05 \cdot 3 \cdot N_{\text{мпрза}}$	10÷25	20÷64
ПА ²	1	1	$0,25 \cdot N_{\text{ПА}}$	$0,05 \cdot N_{\text{ПА}}$	10÷32	24÷120
Контроллер АСУТП (на присоединение) ³	1	3	$0,25 \cdot 3 \cdot N_{\text{присоед}}$	$0,05 \cdot 3 \cdot N_{\text{присоед}}$	10÷15	10÷48
МП терминалы ВЧ-постов ⁴	1	1	$0,25 \cdot N_{\text{ВЧ-пост}}$	$0,05 \cdot N_{\text{ВЧ-пост}}$	3	-
ЩПТ ²	1	1	$0,25 \cdot N_{\text{ОПТ}}$	$0,05 \cdot N_{\text{ОПТ}}$	4	-
Итого			$0,25 \cdot (3 \cdot (N_{\text{мпрза}} + N_{\text{присоед}}) + N_{\text{ПА}} + N_{\text{ВЧ-пост}} + N_{\text{ОПТ}})$	$0,05 \cdot (3 \cdot (N_{\text{мпрза}} + N_{\text{присоед}}) + N_{\text{ПА}} + N_{\text{ВЧ-пост}} + N_{\text{ОПТ}})$		

² - период опроса – 20 точек на период

³ - период опроса – 40 точек на период

⁴ - период опроса – 64 точки на период

Уставки и события

Тип информации	Источник информации	Тип сигнала	Количество сигналов на единицу учета		Количество сигналов на подстанцию при аварийной ситуации	Объем информации, байт, на подстанцию
			мин	макс		
Уставки	МПРЗА	аналоговый	70	120	$(4 \div 30) * N_{\text{МПРЗА}}$	$(16 \div 120) * N_{\text{МПРЗА}}$
	ПА	аналоговый	--	-	-	-
	МПРЗА	дискретный	42	60	$(2 \div 15) * N_{\text{МПРЗА}}$	$(8 \div 60) * N_{\text{МПРЗА}}$
	ПА	дискретный	-	-	-	-
Сигналы событий	МПРЗА	дискретный	100	160	$(5 \div 40) * N_{\text{МПРЗА}}$	$(20 \div 160) * N_{\text{МПРЗА}}$
	ПА	дискретный	32	38	$(2 \div 10) * N_{\text{ПА}}$	$(8 \div 40) * N_{\text{ПА}}$
Итого, макс					$85 * N_{\text{МПРЗА}} + 10 * N_{\text{ПА}}$	$340 * N_{\text{МПРЗА}} + 40 * N_{\text{ПА}}$

Предельный объем информации по системе анализа аварийных процессов, передаваемой на верхний уровень, определяется значением в 25% от общего объема аварийных данных, который может быть сгенерирован системами МПРЗА, ПА и АСУТП. Примером может служить авария со срабатыванием УРОВ на секции шин.

В типовом случае реальный объем информации на одну аварию составляет 4-5 % от общего объема аварийных данных. Авария сопровождается срабатыванием 2 - 3 устройств МПРЗА, 1 устройства ПА, 1 контроллера АСУТП, что фиксируется в виде осциллограмм, блока событий и блока уставок по этим устройствам. Подобных аварий на объекте порядка 80-90% от общего объема аварий.

Средние характеристики процесса осциллографирования:

$T_{\text{осц}}$ - 3 с;

N - 20÷40÷64 (точек /период)

$N_{\text{период}}$ - 50 (за 1 с) – количество периодов за 1с

$N_{\text{сумм3с}} = 20/40/64 * 50 * 3 = 3\ 000 \div 6\ 000 \div 9\ 600$ – количество точек за время 3 с на один сигнал

- 1) Объём передаваемой в составе осциллограммы информации по одному аналоговому сигналу (в соответствии с протоколом обмена COMTRADE бинарный):

На каждый отсчет – 2 байта (бинарный тип)

$Va_{\text{сигн}} = 2 * N_{\text{сумм3с}} = 6\ 000 \div 12\ 000 \div 19\ 200$ байт

- 2) Объём передаваемой в составе осциллограммы информации по одному дискретному сигналу (в соответствии с протоколом обмена COMTRADE бинарный):

Каждый байт содержит информацию по 8 дискретным сигналам

$Vd_{\text{сигн}} = N_{\text{сумм3с}} / 8 = 376 \div 750 \div 1\ 200$ байт

Таблица 8

Система определения места повреждения ЛЭП

Тип информации	Источник информации	Количество сигналов			Объем информации, байт, на подстанцию
		на единицу учета		на подстанцию	
		мин	макс		
Аналоговые сигналы	МП терминалы ОМП	7	46	$(7 \div 46) * N_{\text{лэп}}$	$(28 \div 184) * N_{\text{лэп}}$
Дискретные сигналы	МП терминалы ОМП	1	1	$N_{\text{лэп}}$	$32 * N_{\text{лэп}}$
Итого, макс				$47 * N_{\text{лэп}}$	$216 * N_{\text{лэп}}$

Таблица 9

Система контроля качества электроэнергии

Тип информации	Источник информации	Количество сигналов			Объем информации, байт, на подстанцию
		на единицу учета		на подстанцию	
		<i>мин</i>	<i>макс</i>		
Аналоговые сигналы	МП терминалы Контроль качества электроэнергии	25	36	$(25 \div 36) * N_{\text{шин}}$	$(100 \div 144) * N_{\text{шин}}$
Дискретные сигналы	МП терминалы Контроль качества электроэнергии	25	36	$(25 \div 36) * N_{\text{шин}}$	$(100 \div 144) * N_{\text{шин}}$
Итого, макс				$72 * N_{\text{шин}}$	$288 * N_{\text{шин}}$

Таблица 10

Система сигнализации о состоянии инженерных и вспомогательных систем подстанции

Тип информации	Источник информации	Количество сигналов		Объем информации, байт, на подстанцию	
		на единицу учета			
		<i>мин</i>	<i>макс</i>		
Аналоговые сигналы	-	-	-	-	
Дискретные сигналы	Охранная система видеонаблюдения	$V_{\text{охр.пер}} = 2$ $V_{\text{охр.зд}} = 10$	$V_{\text{охр.пер}} = 2$ $V_{\text{охр.зд}} = 10$	$2 \cdot N_{\text{сектр}} + 10 \cdot N_{\text{зд}}$	$8 \cdot N_{\text{сектр}} + 80 \cdot N_{\text{зд}}$
	Система технологического видеонаблюдения	2	6	$(3 \div 6) \cdot N_{\text{яч}}$	$(12 \div 24) \cdot N_{\text{яч}}$
	Система охранной сигнализации (ОС).	3	3	$3 \cdot N_{\text{сектр}} + 6 \cdot N_{\text{зд}} + 1$	$12 \cdot N_{\text{сектр}} + 24 \cdot N_{\text{зд}} + 4$
	Система автоматической пожарной сигнализации (АПС) и оповещения о пожаре.	1	1	$N_{\text{зд}} + 2$	$4 \cdot N_{\text{зд}} + 8$
	Система контроля и управления доступом (СКУД)	1	1	1	1
	Система контроля подсистем жизнеобеспечения (СКПЖ)	1	30	$(1 \div 30) \cdot N_{\text{зд}}$	$(4 \div 120) \cdot N_{\text{зд}}$
Итого, макс				$5 \cdot N_{\text{сектр}} + 46 \cdot N_{\text{зд}} + 6 \cdot N_{\text{яч}} + 4$	$20 \cdot N_{\text{сектр}} + 184 \cdot N_{\text{зд}} + 24 \cdot N_{\text{яч}} + 16$

9 Пример оценки объемов данных

Оценка объема данных осуществлена на основе оборудования подстанции 500 кВ «Вешкайма» МЭС Волги:

Исходные данные по объекту:

Вид оборудования	Количество единиц оборудования	Число единиц
Системы шин (СШ)	$N_{\text{сш}}$	9
Линии электропередачи (ВЛ)	$N_{\text{лэп}}$	13
Трансформаторное оборудование	$N_{\text{тр}}$	2
Измерительные трансформаторы тока	$N_{\text{тт}}$	40
Выключатели	$N_{\text{вкл}}$	35
Разъединители	$N_{\text{раз}}$	75
Заземляющие разъединители	$N_{\text{зн}}$	150
ОПН	$N_{\text{опн}}$	10
Количество присоединений подстанции	$N_{\text{присоед}}$	54
Количество терминалов МПРЗА	$N_{\text{мпрза}}$	79
Оборудование постоянного тока (ОПТ)	$N_{\text{щпт}}$	1
Оборудование собственных нужд ПС (РУ 0,4кВ)	$N_{\text{щсн}}$	2
Инженерные и вспомогательные системы ПС	$N_{\text{сектр}}, N_{\text{зд}}, N_{\text{яч}}$	50/2/30
Противоаварийная автоматика	$N_{\text{па}}$	6

Оценка количества сигналов и объема данных:

Группа источников информации	Количество сигналов	Объем информации, байт
Динамически обновляемая информация		
Неоперативная телеинформация	31	124
Система мониторинга и диагностики силового оборудования	911	3 644
Система контроля качества электроэнергии	648	2 592
Итого по динамической информации	1 590	6 360

Группа источников информации	Количество сигналов	Объем информации, байт
Спорадически обновляемая информация		
Система определения места повреждения ЛЭП	611	2 808
Система сигнализации о состоянии инженерных и вспомогательных систем подстанции	334	1376
Система анализа аварийных процессов – уставки и события	6 775	27 100
Система анализа аварийных процессов – осциллограммы (типовой объем)	20 осциллограмм	7 680 000
Итого по спорадической информации	7 720 сигналов, 20 осциллограмм	7 711 284