Общество с ограниченной ответственностью
«Архитектурно-строительная компания «Барс»

Филиал АО «ДРСК»
«Приморские электрические сети»

«Реконструкция ПС 110/35/6 кВ Западная с установкой силового трансформатора 220/35 кВ мощностью 63 МВА», «Строительство одной ответвительной ВЛ 220 кВ от ВЛ 220 кВ Владивосток – Волна до ПС 220 кВ Западная, протяженностью 0,2 км.»

Проектная документация

Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений.
Подраздел 1. Система электроснабжения.
Часть 5. Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии

Том 4.1.5

794-19-10-ИОС1.5

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

2019

Общество с ограниченной ответственностью
«Архитектурно-строительная компания «Барс»

Филиал АО «ДРСК»
«Приморские электрические сети»

«Реконструкция ПС 110/35/6 кВ Западная с установкой силового трансформатора 220/35 кВ мощностью 63 МВА», «Строительство одной ответвительной ВЛ 220 кВ от ВЛ 220 кВ Владивосток – Волна до ПС 220 кВ Западная, протяженностью 0,2 км.»

Проектная документация

Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений.
Подраздел 1. Система электроснабжения.
Часть 5. Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии

Том 4.1.5

794-19-10-ИОС1.5

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

Главный инженер проекта А.А. Хомяков

Главный инженер А.В. Лоншаков

2019

СОДЕРЖАНИЕ

Обозначение	Наименование	Страница
794-19-10-ИОС1.5.С	**Содержание**	2…3
794-19-10-СП	**Состав проектной документации**	4…6
794-19-10-ИОС1.5.ТЧ	**Текстовая часть**	
	1. Перечень нормативной документации	7
	2. Реквизиты документов, на основании которых принято решение о разработке проектной документации	10
	3. Цели, назначения и область использования АИИС КУЭ	10
	4. Подтверждение соответствия проектных решений действующим нормам и правилам техники безопасности, пожаро- и взрыво- безопасности	10
	5. Описание процесса деятельности	13
	6. Основные технические решения	14
	6.1. Решения по структуре системы, подсистем, средствам и способам связи для информационного обмена между компонентами системы, подсистем	14
	6.2. Решения по режимам функционирования, диагностирования работы системы	16
	6.3. Решения по комплексу технических средств и его размещению на объекте	17
	6.3.1. Уровень ИИК	17
	6.3.2. Уровень ИВКЭ	17
	6.3.3. Уровень ИВК	17
	6.4. Состав комплекса технических средств	18
	6.5. Размещение комплекса технических средств на объекте	19
	6.6. Решения по программному обеспечению	20
	7. Мероприятия по подготовке объекта автоматизации к вводу системы в действие	21
	7.1. Мероприятия по приведению информации к виду, пригодному для обработки ЭВМ	21
	7.2. Мероприятия по защите технических и программных средств от несанкционированного доступа	21
	8. Выбор измерительных трансформаторов тока	22
	8.1. Выбор номинального первичного тока и проверка по максимальным и минимальным режимам первичного тока	23
	8.2. Расчет нагрузок вторичных цепей трансформаторов тока и выбор сечения кабеля во вторичных цепях трансформаторов тока	24
	9. Выбор параметров измерительных трансформаторов напряжения	25

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата
Разраб.		Бурдуков			12.19
Н.контр.		Лоншаков			12.19
ГИП		Хомяков			12.19

794-19-10-ИОС1.5.С

Содержание

Стадия	Лист	Листов
П	1	2

АСК БАРС

Обозначение	Наименование	Страница
	9.1. Расчет нагрузок трансформаторов напряжения и выбор мощности вторичной обмотки, используемой в АИИС КУЭ	26
	9.2. Выбор сечения жил кабеля во вторичных цепях трансформаторов напряжения	26
	9.3. Выбор параметров автоматических выключателей и проверка чувствительности параметров срабатывания	28
	10. Выбор счетчиков электрической энергии	30
	11. Проектная оценка надежности	31
	11.1. Расчет показателей надежности АИИС КУЭ	31
	11.2. Программа обеспечения надежности	32
	12. Метрологическое обеспечение	36
	12.1. Требования к метрологическому обеспечению измерительной системы	36
	12.2. Расчет погрешностей измерительных каналов	36
	Приложения	
Приложение А	Перечень проектируемых информационно-измерительных каналов АИИС КУЭ	40
Приложение Б	Выбор номинального первичного тока ТТ	41
Приложение В	Результаты расчетов сечений жил кабеля во вторичных цепях трансформаторов тока	42
Приложение Г	Фактическая нагрузка по фазам для учета трансформаторов напряжения	43
Приложение Д	Результаты расчетов сечений жил кабеля во вторичных цепях трансформаторов напряжения	44
Приложение Е	Проверка чувствительности автоматических выключателей для защиты обмоток трансформаторов напряжения	45
Приложение Ж	Расчет показателей надежности АИИС	46
Приложение З	Промежуточные и конечные результаты расчетов пределов допускаемых относительных погрешностей измерительных каналов при измерениях активной и реактивной электроэнергии	47
	Графическая часть	
794-19-10-ИОС1.5.ГЧ, л. 1	Схема объемов ССПИ на ПС Западная	48
794-19-10-ИОС1.5.ГЧ, л. 2	Структурная схема ССПИ на ПС Западная	49

Состав проектной документации

Номер тома	Обозначение	Наименование	Примечание
1	794-19-10-ПЗ	Раздел 1. Пояснительная записка	
2	794-19-10-ПЗУ	Раздел 2. Схема планировочной организации земельного участка	
	-	Раздел 3. Архитектурные решения	*Раздел не разрабатывается*
3	794-19-10-КР	Раздел 4. Конструктивные и объемно-планировочные решения	
4.1.1	794-19-10-ИОС1.1	Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений. Подраздел 1. Система электроснабжения. Часть 1. Электротехнические решения	
4.1.2	794-19-10-ИОС1.2	Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений. Подраздел 1. Система электроснабжения. Часть 2. Релейная защита, автоматика и вторичные соединения	
4.1.3	794-19-10-ИОС1.3	Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений. Подраздел 1. Система электроснабжения. Часть 3. Собственные нужды подстанции	
4.1.4	794-19-10-ИОС1.4	Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений. Подраздел 1. Система электроснабжения. Часть 4. Система сбора и передачи информации	
4.1.5	794-19-10-ИОС1.5	Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений. Подраздел 1. Система электроснабжения. Часть 5. Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета	

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата

794-19-10-СП

Разраб.	Хомяков		11.19
Н.контр.	Лоншаков		11.19
ГИП	Хомяков		11.19

Состав проектной документации

Стадия	Лист	Листов
П	1	3

АСК БАРС

Номер тома	Обозначение	Наименование	Примечание
		электроэнергии	
4.1.6	794-19-10-ИОС1.6	Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений. Подраздел 1. Система электроснабжения. Часть 6. Система оперативного постоянного тока	
4.2	794-19-10-ИОС2	Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений. Подраздел 2. Система водоснабжения	
4.3	794-19-10-ИОС3	Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений. Подраздел 3. Система водоотведения	
4.5.1	794-19-10-ИОС5.1	Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений. Подраздел 5. Сети связи Часть 1. Аппаратура связи	
4.5.2	794-19-10-ИОС5.2	Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений. Подраздел 5. Сети связи Часть 2. Линейная часть ВОЛС	
	-	Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений. Подраздел 4. Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха, тепловые сети. Подраздел 6. Система газоснабжения. Подраздел 7. Технологические решения	*Подразделы не разрабатываются*
5	794-19-10-ПОС	Раздел 6. Проект организации строительства	
6	794-19-10-ПОД	Раздел 7. Проект организации работ по сносу или демонтажу объектов капитального строи-	

Номер тома	Обозначение	Наименование	Примечание
		тельства	
7	794-19-10-ООС	Раздел 8. Перечень мероприятий по охране окружающей среды	
8	794-19-10-ПБ	Раздел 9. Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности	
	-	Раздел 10. Мероприятия по обеспечению доступа инвалидов	*Раздел не разрабатывается*
9	794-19-10-ЭЭ	Раздел 10(1). Мероприятия по обеспечению соблюдения требований энергетической эффективности и требований оснащенности зданий, строений и сооружений приборами учета используемых энергетических ресурсов	
10	794-19-10-СМ	Раздел 11. Смета на строительство объектов капитального строительства	
		Раздел 12. Иная документация в случаях, предусмотренных федеральными законами	
11	794-19-10-ЭМС	Раздел 12.1. Электромагнитная совместимость	
12	794-19-10-ОБЭ	Раздел 12.2. Требования к обеспечению безопасной эксплуатации объектов капитального строительства	
13	794-19-10-ЭИ	Раздел 12.3. Эффективность инвестиций	

1. Перечень нормативной документации

1. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения», СТО 56947007-29.240.30.010-2008;

2. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» «Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750 кВ», СТО 56947007-29.240.30.047-2010;

3. Нормы технологического проектирования ПС переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ. СТО 56947007-29.240.10.248-2017;

4. Нормы технологического проектирования ВЛ электропередачи напряжением 35-750 кВ. СТО 56947007-29.240.55.192-2014;

5. Стандарт организации ОАО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.020.009-2016. «Релейная защита и автоматика. Взаимодействие субъектов электроэнергетики, потребителей электрической энергии при создании (модернизации) и организации эксплуатации», в актуальной редакции;

6. Методические рекомендации по реализации информационного обмена энергообъектов с корпоративной информационной системой ОАО «СО ЕЭС» по протоколу ГОСТ Р МЭК 60870-5-104;

7. Требования к каналам связи для функционирования релейной защиты и автоматики, утвержденные приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 13.02.2019 №97;

8. Типовые технические требования к ПТК АСУ ТП подстанций, микропроцессорным устройствам РЗА, обмену технологической информацией для осуществления функций дистанционного управления оборудованием и устройствами РЗА подстанций из диспетчерских центров АО «СО ЕЭС», центров управления сетями сетевых организаций и порядок внедрения дистанционного управления, утвержденные ПАО «ФСК ЕЭС», ПАО «Россети» и АО «СО ЕЭС» от 06.09.2019;

9. Требования к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем и объектов электроэнергетики», утвержденные приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 12.07.2018 №548;

10. Требования к оснащению линий электропередачи и оборудования объектов электроэнергетики классом напряжения 110 кВ и выше устройствами и комплексами релейной защиты и автоматики, а также к принципам функционирования устройств и комплексов релейной защиты и автоматики, утвержденные приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 13.02.2019 №101;

11. Положение о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию (утв. ПП РФ от 16.02.2008г. №87);

12. ГОСТ Р 21.1101-2013 Основные требования к проектной и рабочей документации;

13. Правила устройства электроустановок (действующее издание);

14. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей (действующее издание);

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол. уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата
Разраб.		Бурдуков			12.19
Н.контр.		Лоншков			12.19
ГИП		Хомяков			12.19

794-19-10-ИОС1.5.ТЧ

Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений.
Подраздел 1. Система электроснабжения.
Часть 5. Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии

Стадия	Лист	Листов
П	1	33

АСК БАРС

15. «Общие требования к системам противоаварийной и режимной автоматики, релейной защиты и автоматики, телеметрической информации, технологической связи в ЕЭС России», утвержденные Приказом ОАО РАО «ЕЭС России» № 57 от 11.02.2008;

16. Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок (утв. Приказом Минтруда от 24.07.2013 №328н);

17. Федеральный закон Российской Федерации от 26 июня 2008 года №102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений»;

18. ГОСТ Р 8.596-2002 «Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения»;

19. ГОСТ 34.201-89 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Виды, комплектность и обозначение документов при создании автоматизированных систем;

20. ГОСТ 1983-2001 Трансформаторы напряжения. Общие технические требования;

21. ГОСТ 7746-2001 Трансформаторы тока. Общие технические условия;

22. ГОСТ Р 50739-95 Средства вычислительный техники. Защита от несанкционированного доступа к информации. Общие требования;

23. ГОСТ 8.009-84 ГСИ Нормируемые метрологические характеристики средств измерений;

24. ГОСТ 52323-2005 Статистические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S;

25. РД 34.698-90 Автоматизированные системы требования к содержанию документов;

26. РД 34.20.501-95 Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации;

27. РД 153-34.0-11.209-99 Рекомендации. Автоматизированные системы контроля и учета электроэнергии и мощности. Типовая методика выполнения измерений электроэнергии и мощности;

28. РД 34.11.333-97 Типовая методика выполнения измерений количества электрической энергии. Учет электрической энергии и мощности на энергообъектах;

29. РД 34.09.101-94Типовая инструкция по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении;

30. МИ 3023-2006 Рекомендации. Государственная система обеспечения единства измерений. Нормализация нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов напряжения;

31. МИ 222-80 Методика расчета метрологических характеристик измерительных каналов информационно-измерительных систем по метрологическим характеристикам компонентов;

32. МИ 1552-86 Методические указания. Государственная система обеспечения единства измерений. Измерения прямые однократные. Оценивание погрешностей результатов измерений;

33. МИ 1730-87 Методические указания. Государственная система обеспечения единства измерений. Погрешности косвенных измерений характеристик процессов. Методы расчета;

34. Положение о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности, с изменениями от 26 декабря 2006 года (Протокол №108 заседания Наблюдательного совета ОАО "АТС") Дата вступления в силу 01.02.2007г;

35. Приложение 11.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности "Автоматизированные информационно-измерительные системы коммерческого учета электрической энергии (мощности). Технические требования", с изменениями, утвержденными Наблюдательным Советом от 29.01.2010 года. Дата вступления в силу 01.02.2010г;

36. Приложение 11.5 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности "Требования к проведению испытаний с целью определения соответствия автоматизированных информационно-измерительных систем коммерческого учета техническим требованиям оптового рынка электрической энергии (мощности) и присвоения коэффициента класса качества", с изменениями, утвержденными Наблюдательным Советом от 26.03.2010г. Дата вступления в силу 01.04.2010г;

37. Приказ Минрегиона РФ от 02.04.2009 №108 "Об утверждении правил выполнения и оформления текстовых и графических материалов, входящих в состав проектной и рабочей документации";

38. Поправка к ГОСТ Р 21.1101-2009 "СПДС. Основные требования к проектной и рабочей документации";

39. Иные действующие законодательные и нормативно-технические документы.

2. Реквизиты документов, на основании которых принято решение о разработке проектной документации

Основанием для разработки проектной документации по титулу «Реконструкция ПС 110/35/6 кВ Западная с установкой силового трансформатора 220/35 кВ мощностью 63 МВА», «Строительство одной ответвительной ВЛ 220 кВ от ВЛ 220 кВ Владивосток - Волна до ПС 220 кВ Западная, протяженностью 0,2 км» служат следующие документы:

1. Техническое задание на разработку проектно-сметной документации по объектам: Реконструкция ПС 110/35/6 кВ Западная с установкой силового трансформатора 220/35 кВ мощностью 63 МВА», «Строительство одной ответвительной ВЛ 220 кВ от ВЛ 220 кВ Владивосток - Волна до ПС 220 кВ Западная, протяженностью 0,2 км» (см. комплект 794-19-10-ПЗ);
2. Инвестиционная программа АО «ДРСК» на 2019 - 2024 года.;
3. Технические условия на технологическое присоединение к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» от 18.07.2018;
4. Договор подряда № 19-3225 от 16.08.2019 г. между ООО «АСК «БАРС» и АО «ДРСК» на выполнение проектно-изыскательских работ по объектам: Реконструкция ПС 110/35/6 кВ Западная с установкой силового трансформатора 220/35 кВ мощностью 63 МВА», «Строительство одной ответвительной ВЛ 220 кВ от ВЛ 220 кВ Владивосток - Волна до ПС 220 кВ Западная, протяженностью 0,2 км».

3. Цели, назначение и область использования АИИС КУЭ

Объектом реконструкции является ПС 110/35/6 кВ Западная, на которой предусматривается установка силового трансформатора 220/35/6 кВ Т3 мощностью 63 МВА.

Целью реконструкции АИИС КУЭ является доукомплектация существующего измерительного комплекса ПС приборами учета электроэнергии, и приведение измерительных комплексов в соответствие техническим требованиям оптового рынка электроэнергии.

В рамках подготовки объекта к реконструкции производится выполнение проектной документации на проведение комплекса работ по доукомплектации АИИС КУЭ и приведение в соответствие требованиям нормативно-методической документации:

- установка измерительных трансформаторов тока и напряжения на присоединениях (точках учета) подстанции в соответствии с требованиями нормативных документов;
- монтаж вторичных цепей, подключающих вторичные обмотки трансформаторов тока и напряжения к приборам учета электрической энергии;
- проведение мероприятий по предотвращению несанкционированного доступа к измерительным цепям;
- проведение мероприятий по метрологическому обеспечению измерительных каналов.

Целью реконструкции измерительных каналов является увеличение точек учета, связанных с расширением ПС.

4. Подтверждение соответствия проектных решений действующим нормам и правилам техники безопасности, пожаро- и взрывобезопасности

Технические решения, принятые в данной проектной документации, соответствуют требованиям экологических, санитарно-гигиенических, противопожарных и других норм, а также правилам взрывобезопасности, действующим на территории Российской Федерации, и обеспечивают безопасную для жизни и здоровья людей эксплуатацию системы при соблюдении предусмотренных в проекте мероприятий.

При выполнении работ по монтажу технического и технологического оборудования Системы необходимо руководствоваться серией ГОСТов 12.1XXX - 12.3XXX. а также строительных норм и правил производства и приемки работ (СНиП) Госстроя РФ.

При производстве электромонтажных работ в действующих электроустановках, а также в непосредственной близости от них необходимо соблюдать требования техники безопасности в соответствии с ГОСТ 12.1.013 "Строительство. Электробезопасность. Общие требования", ГОСТ 12.1.019 "Электробезопасность Общие требования", СНиП 12-03 "Безопасность труда в строительстве", СНиП 111-4-80 "Техника безопасности в строительстве", а также «Межотраслевыми правилами по охране труда (Правила безопасности) при эксплуатации электроустановок» ПОТ РМ-016-2001. При использовании погрузо-разгрузочных механизмов во время проведения электромонтажных работ необходимо соблюдать требования «Межотраслевых правил по охране труда при погрузочно-разгрузочных работах и размещении грузов» ПОТ РМ-007-98, а также ПОТ РМ-008-99 - «Межотраслевые правила по охране труда при эксплуатации промышленного транспорта». При необходимости проведения строительно-монтажных работ необходимо соблюдать требования СНиП 12-03-99 «Безопасность труда в строительстве». При производстве работ в электроустановках, а также на электрооборудовании, функционирующем в составе Системы, необходимо выполнять требования ПУЭ. К работе с техническими средствами Системы должны допускаться специалисты, прошедшие специальное обучение и имеющие квалификационную группу по электробезопасности не ниже третьей в соответствии с документами – "Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей" и "Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок".

Технические средства, входящие в состав Системы, должны быть подключены к защитному заземлению, выполненному в соответствии с требованиями ГОСТ 12.2.007.0 и ГОСТ 25861.

Монтаж технических средств должен производиться таким образом, чтобы в дальнейшем была обеспечена их безопасная и удобная эксплуатация в любых эксплуатационных режимах.

Каждый элемент электроустановки, подлежащий заземлению, должен быть присоединен к заземлителю или к заземляющей магистрали посредством заземляющего проводника. Заземление оборудования АИИС выполняется в соответствии с ПУЭ.

Проверка технических средств Системы при приемке из монтажа в опытную эксплуатацию должна производиться в соответствии с требованиями ПУЭ и ПТЭ.

При монтаже технических средств Системы необходимо руководствоваться требованиями документов: РД 153-34.0-03.150-00, СанПиН 2.2.2.542-96.

Помещения, где размещаются технические средства Системы, должны быть взрывобезопасными в соответствии с НПБ 105-03.

Технические средства Системы должны соответствовать общим требованиям к обеспечению пожарной безопасности при эксплуатации системы согласно ГОСТ 12.1.004, ГОСТ Р 50377, РД 153-34.0-03.301.

Выполнение монтажных работ в электроустановках должно производиться при строгом соблюдении требований нарядно-допускной системы. В случае работы командированного персонала должны быть оформлены соответствующие инструктажи по пожарной безопасности и технике безопасности при производстве монтажных работ и работ в электроустановках, кроме того, необходимо проведение инструктажей по оказанию первой медицинской помощи в соответствии с РД 153-34.0-03.702-99 - "Инструкция по оказанию первой помощи при несчастных случаях на производстве". Выполнение электромонтажных работ должно производиться с использованием соответствующих средств защиты от поражения электрическим током, регламентируемых «Правилами применения и испытания средств защиты». Проведение работ должно быть согласовано с руководством и эксплуатационным персоналом предприятия либо структурного подразделения, в помещениях и на оборудовании которого производятся монтажные работы. В случае проведения работ на

оборудовании, имеющем иерархическое управление, а также работоспособность и функционирование которого влияет на работоспособность и надежность оборудования и функциональных систем сторонних предприятий, необходимо произвести согласования начала, проведения и окончания работ со всеми заинтересованными сторонами. При проведении подобного согласования в обязательном порядке указываются необходимые меры безопасности. Меры безопасности должны включать в себя все стадии выполнения комплекса работ: от организационно-технических мероприятий и технологических операций по подготовке места для безопасного выполнения работ до приема выполненных работ и восстановления работоспособной схемы оборудования, на котором либо вблизи которого проводились работы.

Монтажные работы должны проводиться в соответствии с рабочей документацией.

При выполнении наладочных работ, производящихся в электроустановках, необходимо выполнять требования ПОТ РМ-016-2001 - "Межотраслевые правила по охране труда (Правила безопасности) при эксплуатации электроустановок". К работе с техническими средствами Системы должны допускаться специалисты, прошедшие специальное обучение и имеющие квалификационную группу по электробезопасности не ниже третьей в соответствии с ПОТ РМ-016-2001 "Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок", а при выполнении работ в электроустановках выше 1000В-не ниже четвертой.

При выполнении наладочных работ все внешние (наружные) токопроводящие элементы технических средств Системы, которые могут находиться под напряжением или наведенным потенциалом, должны иметь защиту от случайного прикосновения, а сами технические средства должны иметь зануление или защитное заземление в соответствии с действующими "Правилами устройства электроустановок" (ПУЭ).

Компьютеры и периферийные устройства, входящие в состав Системы, должны быть подключены к защитному заземлению, выполненному в соответствии с требованиями ГОСТ 12.2.007.0 и ГОСТ 25861.

При наладке технических средств Системы необходимо руководствоваться требованиями документов: РД 153-34.0-03.150-00, СанПиН 2.2.2.542-96.

Выбор проводников общего контура заземления должен производиться в соответствии с главой 1.7 ПУЭ.

При выполнении наладочных работ необходимо соблюдать правила противопожарной безопасности, в соответствии с ГОСТ 12.1.004, ГОСТ Р 50377, РД 153-34.0-03.301.

Выполнение наладочных работ в электроустановках должно производиться при строгом соблюдении требований нарядно-допускной системы. В случае работы командированного персонала должны быть оформлены соответствующие инструктажи по пожарной безопасности и технике безопасности при производстве монтажных работ и работ в электроустановках, кроме того, необходимо проведение инструктажей по оказанию первой медицинской помощи в соответствии с РД 153-34.0-03.702-99 - "Инструкция по оказанию первой помощи при несчастных случаях на производстве". Выполнение наладочных работ должно производиться с использованием соответствующих средств защиты от поражения электрическим током, регламентируемых "Правилами применения и испытания средств защиты". Проведение работ должно быть согласовано с руководством и эксплуатационным персоналом предприятия либо структурного подразделения, в помещениях и на оборудовании которого производятся монтажные работы. В случае проведения работ на оборудовании, имеющем иерархическое управление, а также работоспособность и функционирование которого влияет на работоспособность и надежность оборудования и функциональных систем сторонних предприятий, необходимо произвести согласования начала, проведения и окончания работ со всеми заинтересованными сторонами. При проведении подобного согласования в обязательном порядке указываются необходимые меры безопасности. Меры безопасности должны включать в себя все стадии выполнения комплекса работ: от организационно-технических мероприятий и технологических операций по подготовке места для

безопасного выполнения работ до приема выполненных работ и восстановления работоспособной схемы оборудования, на котором либо вблизи которого проводились работы.

Наладочные работы должны проводиться по рабочей документации. Все изменения в схемах должны быть согласованы всеми заинтересованными сторонами до момента начала выполнения работ по данным изменениям.

5. Описание процесса деятельности

При выполнении работ по реконструкции автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии на объекте, проектные решения принимались, руководствуясь следующими принципами:

–учет электроэнергии должен определять количество, а также и качества переданной (полученной) электрической энергии и мощности, а также определять потери электроэнергии при ее передаче;

–исходной информацией для создания системы АИИС КУЭ должны быть данные, получаемые от счетчиков электрической энергии;

–система АИИС КУЭ подстанции должна охватывать все точки расчетного и технического учета активной и реактивной электроэнергии с целью получения полного баланса электроэнергии на объекте, включая балансы по уровням напряжения, отдельно по шинам (секциям шин) всех классов напряжений, с учётом собственных и хозяйственных нужд, сравнение фактического небаланса с допустимым значением небаланса, а также контроль достоверности передаваемых/получаемых данных;

–сбор, обработка, хранение и передача информации об электроэнергии на объектах должна осуществляться с помощью метрологических аттестованных, защищенных от несанкционированного доступа и сертифицированных для коммерческих расчетов устройств сбора и передачи данных (УСПД);

–система АИИС КУЭ должна являться автономной системой и иметь возможность интеграции в АСУ ТП;

–автоматизированные информационно-измерительные системы коммерческого и технического учета электрической энергии и мощности на всех уровнях должны быть оснащены системами точного астрономического времени (с системой коррекции УССВ) и гарантированным электропитанием;

–выводы измерительных трансформаторов, используемых в измерительных цепях коммерческого учета, вторичные измерительные цепи и шкафы с оборудованием АИИС КУЭ должны быть защищены от несанкционированного доступа;

–автоматизированные информационно-измерительные системы коммерческого учета электрической энергии и мощности на всех уровнях управления должны быть защищены от несанкционированного доступа к информации и ее произвольного изменения, как путем пломбирования отдельных элементов, так и программными средствами;

–установку счетчиков, УСПД и другого оборудования АИИС КУЭ производить в отдельно стоящих шкафах в ОПУ ПС для РУ 220 кВ;

–УСПД, применяемые в АИИС КУЭ должны обеспечивать хранение необходимых данных первичного учета электроэнергии в течение 5 лет;

–измерительные трансформаторы используемые в АИИС КУЭ должны иметь отдельную специализированую обмотку, с характеристиками и параметрами соответствующими с современными требованиями.

6 Основные технические решения

6.1. Решения по структуре системы, подсистем, средствам и способам связи для информационного обмена между компонентами системы, подсистем

Структура АИИС КУЭ проектируемой подстанции по требованиям нормативных документов, является иерархической и строится на основании стратегии объединения информационно-вычислительных комплексов (ИВК) ПС в единую информационную систему АИИС КУЭ. Структурная схема построения АИИС КУЭ на ПС Западная представлена на чертеже 794-19-10-ИОС1.5.ГЧ лист 2.

Передача данных от ИИК в УСПД предусматривается выполнить с помощью двух проводной технологии (витая пара) передачи данных RS-485, кабель предусматривается использовать экранированный. В цепях интерфейса RS-485 проектом предусматривается установить устройства защиты от перенапряжений, устройство защиты от перенапряжения (УЗП) предназначено для защиты оборудования подключаемого к RS-485, от импульсов перенапряжения, возникающих в информационных линиях связи в следствие следующих причин:

- электромагнитные импульсы, вызванные коммутационными процессами в реле, контакторах, электрических машинах и т.д.;
- вторичное воздействие грозовых (атмосферных) разрядов;
- электростатические разряды.

Проектом предусматривается использование УЗП типа – УЗП-485-2-DIN.

На ПС Западная предусматривается использование УСПД: проектируемый (устанавливается по данному проекту) контроллер «СИКОН С70» для передачи данных на существующий сервер АСКУЭ в ЦСОД филиала АО «ДРСК» - «Приморские электрические сети».

Контроллер «СИКОН С70» для передачи данных на существующий сервер АСКУЭ филиала АО «ДРСК» - «Приморские электрические сети» предусматривается разместить в шкафу УСПД, шкаф устанавливается на втором этаже в комнате связи.

Контроллер «СИКОН С70» – предназначены для измерений и многотарифного учёта электрической энергии, мощности, а также сбора, обработки, хранения, отображения и передачи полученной информации на верхний уровень автоматизированных информационно-измерительных систем. Проектом предусматривается установка контроллера «СИКОН С70» следующей модификации: ВЛСТ 220.00.000-11(количество каналов учёта 64, наличие GPS-приемника (для УССВ), напряжение питания 220В DC, резервное питание 24 В АС, габаритные размеры 240х340х230, модули реализации каналов комплектуются при заказе (рекомендуется 2 RS-232 и 4 RS-485, 2 Ethernet).

Резервный канал связи между контроллером АИИС КУЭ на ПС Западная «СИКОН С70» и сервером АСКУЭ филиала АО «ДРСК» - «Приморские электрические сети» предполагается выполнить с помощью GSM модема.

Для поддержания функционирования системы при кратковременных перерывах питания в шкафу УСПД проектом предусмотрены источник бесперебойного питания.

При длительных перерывах питания выключение аппаратуры осуществляется автоматически, с завершением работы, не приводящим к сбоям, отказам и потере накопленной информации. Для этих целей предусматривается установка в шкаф УСПД источника бесперебойного питания APS 1000W. Схема питания представлена на чертеже 794-19-10-ИОС1.5.ГЧ лист 3.

Все виды прикладного ПО должны предусматривать автоматический рестарт после пропадания-возобновления питания.

Иерархическая структура АИИС КУЭ ПС представляет собой три уровня:

1-ый уровень АИИС КУЭ

Зона информационно измерительных каналов (ИИК). В (совокупность точек учета) входят все точки учёта, задействованные в системе АИИС КУЭ. Данная зона выполняет функцию проведения измерений.

ИИК обеспечивает автоматическое проведение измерений в точках измерений. В его состав входят:

- счетчики электрической энергии;
- измерительные трансформаторы тока и напряжения;
- вторичные измерительные цепи.

Расположение проектируемых точек учета представлено на чертеже 794-19-10-ИОС1.5.ГЧ лист 1.

2-ой уровень АИИС КУЭ

Уровень сбора и передачи данных (УСПД) - ИВКЭ. Уровень УСПД включает в себя устройства сбора и передачи данных, выполняющих функцию консолидации информации. УСПД предназначены для накопления и обработки данных, поступающих с 1-го уровня, счётчиков коммерческого учета и передачи в автоматическом режиме информации на вышестоящие уровни АИИС КУЭ, и являются основными источниками легитимной информации для коммерческих расчётов.

ИВКЭ обеспечивает:

- автоматический сбор информации по учету электроэнергии от ИИК;
- автоматический сбор и обработку информации о состоянии средств измерений ИИК;
- обеспечивает интерфейсы доступа к этой информации. Дополнительно на ИВКЭ возложена функция расчета потерь электроэнергии от точки измерений до точки учета.

В состав ИВКЭ входят:

- специализированный промконтроллер (УСПД), обеспечивающий интерфейс доступа к ИИК и ИВК;
- устройство автоматической синхронизации системного времени (УССВ);
- технические средства приёма-передачи данных (каналообразующей аппаратуры).

Связь между счетчиками и УСПД предусматривается организовать с помощью двухпроводной технологии передачи данных RS-485.

3-ий уровень АИИС КУЭ

«Уровень серверов и АРМов». Уровень серверов АИИС КУЭ включает в себя:

– сервер АСКУЭ филиала АО «ДРСК» - «Приморские электрические сети».

Серверы предназначен для сбора и обработки первичной информации, поступающей со 2-го уровня - уровня сбора и передачи данных (УСПД) - ИВКЭ и синхронизации встроенных часов УСПД и нижестоящего уровня (ИИК). Сервер АИИС КУЭ также выступает в качестве основного источника формирования базы данных АИИС КУЭ.

Кроме серверов на данном уровне организованы автоматизированные рабочие места (АРМ), которые представляет собой персональный компьютер настольного исполнения с соответствующим программным обеспечением и имеющий доступ к серверу через ЛВС. АРМ предназначены для дистанционной работы с базой данных, формируемой на сервере.

ИВК должен обеспечивать:

- автоматический сбор информации по учету электроэнергии от ИИК;
- автоматический сбор и обработку информации о состоянии средств измерений, а также обеспечивает интерфейсы доступа к этой информации;
- хранение результатов измерений;
- автоматическую диагностику состояния средств измерений;

– контроль достоверности результатов измерений;

– Дополнительно на ИВК возложена функция расчета потерь электроэнергии от точки измерений до точки учета, а также обеспечение контроля качества электроэнергии с определением потерь электроэнергии при ее передаче.

– Реконструкция третьего уровня АИИС КУЭ по данному проекту не предусмотрена.

Каналы связи на третьем уровне реконструируются в следующем объеме:

1. Канал связи между контроллером АИИС КУЭ на ПС Западная «СИКОН С70» и сервером АСКУЭ филиала АО «ДРСК» - «Приморские электрические сети» предполагается выполнить резервированным:

1.1 Основной канал – связи по ВОЛС с помощью технологии передачи данных Ethernet, канал существующий;

1.2 Резервный канал связи – через сеть GSM с помощью GSM-модема.

6.2. Решения по режимам функционирования, диагностирования работы системы

Проектом предусматривается следующие режимы функционирования:

- круглосуточное функционирование счетчиков, осуществляющих в автоматическом режиме измерение заданных параметров и хранение требуемой информации;

- автономное круглосуточное функционирование УСПД в автоматическом режиме, осуществляющем сбор данных со счетчиков, обработку информации и передачу данных на существующий сервер АСКУЭ филиала АО «ДРСК» - «Приморские электрические сети».

6.3. Решения по комплексу технических средств и его размещению на объекте

6.3.1. Уровень ИИК

Количество и размещение информационно измерительных каналов (ИИК) организовано в необходимом и достаточном объеме для решения следующих задач:

– Ведение учета (как технического, так и коммерческого). В рамках настоящего проекта на ПС Западная устанавливаются ИИК для вновь устанавливаемого оборудования;

– Определение балансов электроэнергии отдельно по секциям шин 220, 110 и 6 кВ. Определение балансов отдельно по секциям шин позволит контролировать правильность работы ИИК в автоматическом режиме на третьем уровне АИИС КУЭ с помощью программного обеспечения. При появлении небаланса на одной из секций шин проверке подлежат те ИИК присоединения которых зафиксированы за данной секцией шин.

– Определение потерь электроэнергии в трансформаторах.

Перечень проектируемых ИИК с указанием вида учета приведен в приложении А настоящего комплекта документации.

Счетчики электроэнергии, для оборудования, устанавливаемого по данному титулу, устанавливаются в новый шкаф совместно с УСПД и источником бесперебойного питания (ИБП) в помещении ГЩУ.

6.3.2. Уровень ИВКЭ

На ПС Западная предусматривается использование УСПД, проектируемый (устанавливается по данному проекту), на базе контроллера «СИКОН С70» для передачи данных на существующий сервер АСКУЭ филиала АО «ДРСК» - «Приморские электрические сети».

УСПД размещается совместно со счетчиками электроэнергии и ИБП в отдельном шкафу в помещении ГЩУ.

УСПД опрашивают счетчики в 30 минутном цикле. При разрыве канала связи между счетчиком и УСПД данные в счетчиках сохраняются. После восстановления канала связи УСПД АИИС КУЭ автоматически считывает всю недостающую информацию.

6.3.3. Уровень ИВК

Реконструкция третьего уровня АИИС КУЭ по данному проекту не предусмотрена.

6.4. Состав комплекса технических средств

Оборудование АИИС КУЭ предусматриваемое к установке, в рамках данного проекта, приведено в таблице 1.

Таблица 1. Перечень оборудования АИИС КУЭ

№ поз	Наименование оборудования	Тип, марка	Кол-во	Примечание
1	Шкафы, ящики, коробки			
1.1	Ящик зажимов трансформатора напряжения	ЯЗН-11-АСКУЭ	1	
1.2	Ящик зажимов трансформатора тока	КЗ-11-АСКУЭ	2	
1.3	Шкафы УСПД и счетчиков электроэнергии	-	1	
1.4	Коробка распределительная интерфейса RS-485 и резервного питания счетчиков	РК-1	2	
2	Резисторы для трансформаторов напряжения	МР3021-Н	2	трехфазный
3	Счетчики электроэнергии	А1800	2	
4	Контроллер УСПД (с блоком питания и выносной антеной)	СИКОН С70	1	
5	Источник бесперебойного питания	APC Smart-UPS 1000VA	1	
6	GSM-модем	-	1	
7	Коробка испытательная переходная	ЛИМГ.301591.009	2	
8	Кабель интерфейса RS-485	КИПЭВнг-LS 2х2х0.6	20 м	
9	Кабель контрольный	КВВГЭнг-FRLS 5х4	351 м	
10	Кабель силовой	ВВГЭнг-FRLS 5х6	138 м	
11	Кабель силовой	ВВГЭнг-FRLS 5х10	238 м	

Размещение оборудования АИИС КУЭ выполнялось, руководствуясь следующими принципами:

- автоматизированные информационно-измерительные системы коммерческого учета электрической энергии и мощности на всех уровнях управления должны быть защищены от несанкционированного доступа к информации и ее произвольного изменения, как путем пломбирования отдельных элементов, так и программными средствами;
- вторичные цепи АИИС КУЭ должны быть отделены от цепей РЗиА, ПА, АСУ ТП, связи.

6.5. Размещение комплекса технических средств на объекте

Оборудование АИИС КУЭ предполагается разместить согласно таблице 2.

Таблица 1. Размещение оборудования АИИС КУЭ

№	Оборудование	Место размещения	Примечание
1	Счетчики электроэнергии 220 кВ А1802 RLXQ-P4GB-DW-4	ГЩУ. Шкаф УСПД и счетчиков	
2	Счетчики электроэнергии 35 кВ А1802 RLXQ-P4GB-DW-4	ГЩУ. Шкаф УСПД и счетчиков	
3	Трансформаторы тока 220 кВ	ОРУ-220 кВ	
4	Трансформаторы тока 35 кВ	ОРУ-35 кВ	
5	Трансформаторы напряжения 220 кВ	ОРУ-220 кВ	
6	Ящик зажимов ЯЗН-11-АСКУЭ и коробка зажимов КЗ-11-АСКУЭ	ОРУ-220 кВ	
7	Коробка зажимов КЗ-11-АСКУЭ	ОРУ-35 кВ	
8	Догрузочные резисторы для ТН-220 кВ	ОРУ-220 кВ	
9	Догрузочные резисторы для ТН-35 кВ	ОРУ-35 кВ	
10	Контроллер СИКОН С70 модификации ВЛСТ 220.00.000-11	ГЩУ. Шкаф УСПД и счетчиков	
11	Источник бесперебойного питания APS Smart-UPS 1000W	ГЩУ. Шкаф УСПД и счетчиков	
12	Устройство защиты от перенапряжений УЗП-485-2-DIN	ГЩУ. Шкаф УСПД и счетчиков	2 шт.
13	Коммутатор Ethrnet (Основной к.с)	ГЩУ. Помещение связи	
14	GSM-модем	ГЩУ. Шкаф УСПД и счетчиков	
15	Коробки распределительные интерфейса RS-485 и резервного питания счетчиков РК-1 для счетчиков присоединений 220 кВ	ГЩУ. Шкаф УСПД и счетчиков	
16	Коробки распределительные интерфейса RS-485 и резервного питания счетчиков РК-1 для счетчиков присоединений 35 кВ	ГЩУ. Шкаф УСПД и счетчиков	
17	Коробка испытательных зажимов ЛИМГ для присоединений 220 кВ	ГЩУ. Шкаф УСПД и счетчиков	
21	Коробка испытательных зажимов ЛИМГ для присоединений 35 кВ	ГЩУ. Шкаф УСПД и счетчиков	

Электронные счетчики устанавливаются в соответствии с чертежами установки. Подключение счетчиков коммерческого учёта к измерительным цепям (по возможности) осуществляется отдельными кабелями через специальные испытательные коробки с обязательным их пломбированием (в том числе и промежуточных зажимов).

При организации и производстве работ по монтажу следует соблюдать требования «Межотраслевых правил по охране труда при эксплуатации электроустановок» (Глава 1.5), СНиП 3.01.01-85, СНиП Ш-4-80, государственных стандартов, технических условий. Пра-

вил устройства электроустановок, утвержденных Минэнерго СССР, и ведомственных нормативных документов, утвержденных в порядке, установленном СНиП 1.01.01-82.

Работы по монтажу следует производить в соответствии с рабочими чертежами основных комплектов чертежей рабочей документации (стадия Р).

Места соединений и ответвлений должны быть доступны для осмотра и ремонта, провода и кабели не должны испытывать механических усилий. Изоляция соединений и ответвлений должна быть равноценна изоляции жил соединяемых проводов и кабелей.

Проходы небронированных кабелей, защищенных и незащищенных проводов через несгораемые стены (перегородки) и междуэтажные перекрытия должны быть выполнены в отрезках труб.

В период выполнения монтажных работ особое внимание должно быть уделено проведению ревизии средств коммерческого учета (измерительных цепей, измерительных трансформаторов тока и напряжения, электросчетчиков) и защиты от несанкционированного доступа.

Все металлические части электроустановок, корпуса электрооборудования, металлоконструкций, которые могут оказаться под напряжением при нарушении изоляции, подлежат заземлению. Для заземления используется заземляющая шина системы электроснабжения и силового электрооборудования.

Технические средства АИИС КУЭ монтируются таким образом, чтобы обеспечивалась их безопасная эксплуатация и техническое обслуживание.

6.6. Решения по программному обеспечению

Программное обеспечение АИИС КУЭ ПС Западная включает в себя:

- программное обеспечение микропроцессорного счетчика;
- программное обеспечение УСПД.

Программное обеспечение микропроцессорного счетчика А1802 обеспечивает:

- заданный алгоритм работы счетчика;
- структуру запрашиваемой, выводимой и записывающей информации;
- структуру служебной информации;
- протокол обмена между счетчиком и УСПД;
- режим самотестирования счетчика;
- защиту информации от несанкционированного доступа;
- сохранение информации о текущем состоянии ОЗУ и таймера при сбоях или аварийном состоянии в сети питания.

Программное обеспечение УСПД обеспечивает:

- обмен информации со счетчиками;
- вычисление всех необходимых показателей энергопотребления:
- возможность изменения в процессе работы состава и количества учитываемых параметров;
- обработку, архивирование и сохранение данных;
- поддержание системы реального времени;
- ведение журнала событий.

7. Мероприятия по подготовке объекта автоматизации к вводу системы в действие

7.1. Мероприятия по приведению информации к виду, пригодному для обработки ЭВМ

Функцию приведения информации к виду, пригодному для обработки ЭВМ, выполняет счетчик электроэнергии. Принципы оцифровки аналоговых величин токаи напряжения, подаваемых на счетчик, описаны в руководстве по эксплуатации счетчиков.

7.2. Мероприятия по защите технических и программных средств от несанкционированного доступа

Одной из основных целей АИИС ПС является получение достоверной информации по энергопотреблению. Достоверность передаваемой информации обеспечивается каналами связи, к каждому из которых предъявляются специфические требования по защите информации от несанкционированного доступа.

Существенное искажение достоверности информации может возникнуть вследствие погрешностей:

- трансформаторов тока;
- трансформаторов напряжения;
- счетчиков;
- из-за потери (падения) напряжения в линии присоединения счетчика к трансформатору напряжения.

В процессе эксплуатации АИИС ПС должны быть приняты меры, исключающие несанкционированное увеличение нагрузки во вторичных цепях трансформаторов тока и напряжения. Для обеспечения выполнения этого требования необходимы следующие технические и организационные мероприятия:

- опломбирование или маркирование знаками визуального контроля всех разъемных соединений электрических цепей, подключение к которым дополнительных технических устройств или замена может привести к увеличению нагрузки на измерительные трансформаторы;
- на ПС должны быть эксплуатационные схемы всех информационно-измерительных комплексов с указанием мест опломбирования или маркирования знаками визуального контроля.

Все изменения во вторичных цепях измерительных трансформаторов коммерческого учета должны быть внесены в эти схемы установленным порядком.

На уровне измерительных каналов ТТ и ТН предусматриваются следующие способы защиты от несанкционированного доступа:

- подключение электросчетчиков к измерительным обмоткам трансформаторов тока отдельно от вторичных обмоток цепей релейной защиты, электроизмерительных и фиксирующих приборов через пломбируемую клеммную коробку, устанавливаемую в пломбируемую коробку зажимов КЗ-11-АСКУЭ;
- подключение электросчетчиков к трансформаторам напряжения осуществляется отдельным кабелем, защищенным от короткого замыкания пломбируемым автоматическим выключателем, устанавливаемым в пломбируемом ящике зажимов цепей напряжения ЯЗН-11-АСКУЭ;
- пломбирование выводов вторичных обмоток для учета измерительных ТТ и ТН.

При отсутствии возможности пломбирования вторичных выводов ТТ и ТН, автоматических выключателей, необходимо производить маркирование знаками визуального контроля.

Затем из листа вырезается участок подосновы красного цвета необходимой конфигурации, на нем закрепляется марка (голографический знак), и только после этого вывод (соединение) заклеивается таким образом, чтобы марка при этом не повредилась, подоснова приклеилась прочно, и доступ к соединению был надежно защищен.

В целях защиты средств коммерческого учета от несанкционированного доступа на должны быть предусмотрены следующие меры:

– пломбирование корпуса электросчетчика (пломба завода изготовителя);
– пломбирование откидывающегося прозрачного окна на лицевой панели счетчика;
– пломбирование винтов крепления крышки зажимов счетчика;
– пломбирование переходной испытательной коробки;
– пломбирование корпуса УСПД;
– пломбирование сборок переходных клемм;
– пломбирование вторичных выводов ТТ и ТН;
– пломбирование коробок зажимов цепей тока, ящиков зажимов цепей напряжения ТН.

8. Выбор параметров измерительных трансформаторов тока

Трансформаторы тока выбирают по номинальному току и напряжению, диапазону измерений первичного тока, параметрам обмоток защиты, величине вторичных токов, по нагрузкам вторичных обмоток, конструкции, классу точности.

Номинальный первичный ток выбирается с учетом параметров питающих линий и основного оборудования, его перегрузочной способности и токов рабочего форсированного режима линий, в которые включается ТТ.

Допускается применение трансформаторов тока с завышенным коэффициентом трансформации (по условиям электродинамической и термической стойкости или защиты шин), если при максимальной нагрузке присоединения ток во вторичной обмотке трансформатора тока будет составлять не менее 40% номинального тока, при минимальной рабочей нагрузке - не менее 5% (п.1.5.17 ПУЭ).

Требования к коэффициентам трансформации для обмоток учета и обмоток РЗА различны из-за того, что Ктт для учета выбирается исходя из значений рабочих токов присоединений. Тогда как выбор коэффициентов трансформации для обмоток РЗА производится исходя из допустимой кратности трехфазного тока короткого замыкания на шинах РУ по условиям динамической и термической стойкости. Кроме того, обмотки ТТ используемые для подключения устройств РЗА должны проверяться на величину погрешности обусловленную насыщением сердечника вторичным током короткого замыкания. Для того, что бы не использовать заведомо завышенные коэффициенты трансформации обмоток для учета, необходимо применять трансформаторы тока с несколькими вторичными обмотками имеющими разные коэффициенты трансформации: большие для устройств РЗА, и меньшие для приборов учета.

Величина нагрузки вторичных обмоток измерительных трансформаторов тока, к которым присоединяются счетчики, должна находиться в пределах мощностей, установленных ГОСТ 7746 – 2001 выбранные ТТ проверяют на точность работы, сопоставляя расчетную нагрузку $Z_п$ с максимально $Z_{доп\ max}$ и минимально $Z_{доп\ min}$. допустимой, с учетом характеристик, приведенных в паспортах ТТ.

В соответствии с рассчитанной мощностью вторичной нагрузки трансформаторов тока принимается решение о необходимом сечении вторичных измерительных цепей ТТ и о необходимости установки догрузочных резисторов для работы в заданном классе точности.

8.1. Выбор номинального первичного тока и проверка по максимальным и минимальным режимам первичного тока

Номинальный первичный ток трансформатора тока выбирается из ряда номинальных значений первичного тока согласно таблице 5 ГОСТ 7746-2001

Согласно ГОСТ 7746-2001 диапазоны измерения трансформаторов тока классом точности 0,2S, 0.5S составляют 1%-120%

Согласно П.1.5.17 ПУЭ допускается применение трансформаторов тока с завышенным коэффициентом трансформации (по условиям электродинамической и термической стойкости или защиты шин), если при максимальной нагрузке присоединения ток во вторичной обмотке трансформатора тока будет составлять не менее 40% номинального тока счетчика, а при минимальной рабочей нагрузке - не менее 5%. Для трансформаторов тока классом точности 0,2S, 0,5S ток во вторичной обмотке при минимальной рабочей нагрузке должен составлять не менее 1% номинального тока счетчика согласно ГОСТ Р 52323-2005 и ГОСТ 7746-2001.Исходя из выше сказанного номинальный первичный ток выбирается по условиям:

$$\begin{aligned} 1{,}2 \cdot I_{1ном} &\geq I_{1\max.фактич} \\ 0{,}1 \cdot I_{1ном} &\leq I_{1\min.фактич} \end{aligned} \qquad (1)$$

Допускаемая область погрешностей для трансформаторов тока класса точности 0,2S и 0,5S представлена следующими графиками (рис 1)

Как видно из графиков погрешности сильно зависит от загрузки по номинальному первичному току, минимальные значения погрешностей лежат в диапазоне от 20% до 120%, номинальный первичный ток выбирался с учетом этого.

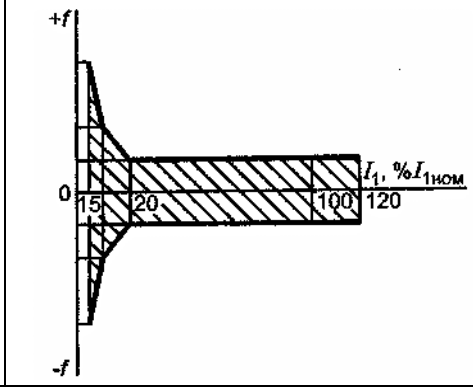
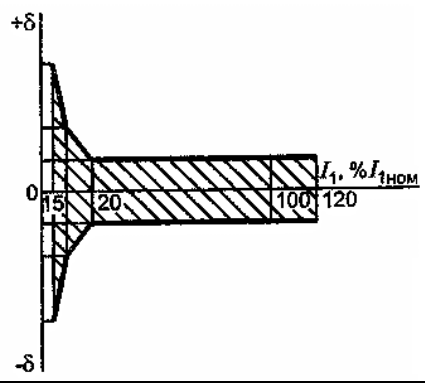
Класс точности	Погрешность	
	токовая	угловая
0,2S; 0,5S		

Рис.1

8.2. Расчет нагрузок вторичных цепей трансформаторов тока и выбор сечения кабеля во вторичных цепях трансформаторов тока

Сопротивление проводов и кабелей в зависимости от схемы соединения трансформаторов тока рассчитывается по формуле:

$$R_{ПР} = K_{СХ} \cdot \rho \cdot \frac{l}{S}, \; Ом \qquad (2)$$

где: $K_{СХ}$ – коэффициент схемы включения счетчика (включение электросчетчика и приборов в три фазы по схеме полной звезды - $k_{сх}$=1; включение электросчетчика и приборов в две фазы по схеме неполной звезды - $k_{сх}$=1,73; подключение трехфазного счетчика к ТТ, установленному в одной фазе - $k_{сх}$=2);

ρ – удельное сопротивление, Ом·мм^2/м (для меди – 0,0175);

l – длинна проводника, м

S – сечение проводника, мм^2

Сопротивление нагрузки приборов и устройств вторичной цепи рассчитывается по формуле:

$$R_{ПРИБ} = \frac{S_{ПРИБ}}{I_{2H}^2}, \; Ом \qquad (3)$$

где: $S_{ПРИБ}$ – суммарная нагрузка измерительных приборов подключенных во вторичной цепи измерительного трансформатора;

I_{2H} – номинальный ток вторичной обмотки.

Потребляемая мощность электросчетчика и измерительных приборов определяется из документации на соответствующую аппаратуру.

Переходное сопротивление контактов в расчетах принимается:

$R_{ПЕРЕХ}$=0,05 Ом;

Полная внешняя нагрузка на ТТ, подключенная к зажимам вторичной обмотки ТТ, рассчитывается по формуле:

$$Z_{ПОЛН} = R_{ПР} + R_{ПРИБ} + R_{ПЕРЕХ}, \; Ом \qquad (4)$$

Из условия работы ТТ с погрешностями, нормируемыми по ГОСТ-7746-2001 для заданного класса точности:

$$0{,}25 \cdot Z_2 \le Z_{ПОЛН} \le Z_2 \qquad (5)$$

где: Z_2 - номинальная вторичная нагрузка ТТ.

$$Z_2 = \frac{S_{2H}}{I_{2H}^2}, \; Ом \qquad (6)$$

где: S_{2H} – номинальная вторичная мощность трансформатора тока, ВА;

I_{2H} – номинальный вторичный ток ТТ, А.

Расчетное сопротивление жилы кабеля и наименьшее допустимое сечение проводника жилы кабеля определяются:

$$R_{Расч.Пр.} = Z_2 - R_{нагр.} - R_{ПЕРЕХ}\ ,\ Ом \qquad (7)$$

Допустимое сопротивление проводника определяется из выражения:

$$q_{доп.} = \frac{R_{Расч.ПР.}}{\rho \cdot l}\ ,\ мм^2 \qquad (8)$$

По условию механической прочности сечения проводников вторичных цепей должны быть не менее 2,5 мм^2, для медных проводников.

Результаты расчета нагрузок вторичных измерительных обмоток трансформаторов тока и выводы о соответствии нагрузок трансформаторов тока и характеристик кабелей ТТ приведены в Приложении В настоящего комплекта документации.

9. Выбор параметров измерительных трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбирают по номинальному напряжению первичной обмотки, классу точности, конструктивному исполнению и нагрузке в классе точности. Номинальная мощность трансформатора напряжения должна быть равна или более суммарной полной мощности, потребляемой приборами и реле, подключенным ко вторичным обмоткам ТН.

Для выбранных трансформаторов напряжения производится расчет нагрузок вторичных измерительных обмоток и определяется фактическая нагрузка по фазам обмотки для коммерческого учета.

Согласно ГОСТ 1983-2001 фактическая мощность активно-индуктивной нагрузки трансформатора напряжения должна находиться от 25% номинальной мощности трансформатора в данном классе точности до 100% номинальной мощности трансформатора, независимо от того какая обмотка загружена.

В случаях, когда трансформатор напряжения работает с нагрузкой менее 25% от номинальной мощности ТН (в соответствии с требованиями ГОСТ 1983-2001 п.6.15.1), необходимо компенсировать недогруженность фаз А, В и С ТН посредством догрузочных резисторов. Согласно рекомендациям ФГУП «ВНИИМС» МИ 3023-2006 «Нормализация нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов напряжения» нормализацию мощности нагрузки трансформатора напряжения необходимо выполнять до уровня 50%, т.к. при нагрузке близкой к 50% от номинальной, трансформатор напряжения имеет минимальную погрешность.

В проекте производится расчет сечений и выбор типа кабелей во вторичных цепях трансформаторов напряжения. Кроме того, производится расчет потерь напряжения в измерительных цепях от ТН до счетчика по выбранному сечению жилы кабеля и сравнение расчетного значения потерь в цепях напряжения с допустимым значением, составляющим 0,144 В (0,25% согласно ПУЭ п.1.5.19).

Согласно РД 34.35.305 выполняется проверка чувствительности автоматических выключателей защиты во вторичных цепях учета, при этом выбранный аппарат защиты должен удовлетворять условию kч >1,5, где kч – коэффициент чувствительности.

Необходимо учесть, что согласно п.4.2.21. ПУЭ цепях трансформаторов напряжения должна быть предусмотрена установка разъединителей, для обеспечения возможности отсоединения трансформаторов напряжения со стороны подачи напряжения и создания видимого разрыва.

9.1. Расчет нагрузок трансформаторов напряжения и выбор мощности вторичной обмотки, используемой в АИИС КУЭ

В соответствии с требованиями п.19.3.1 (НТП ПС) - СТО 56947007-29.240.10.028-2009 для организации АИИС КУЭ на подстанциях, у трансформаторов напряжения должна быть предусмотрена отдельная вторичная обмотка используемая только для подключения счетчиков. Подключение к данной обмотке устройств РЗиА, ПА, ТИ не допускается.

Потребляемая мощность одной фазы счетчика в проекте принимается из расчета:

$$P_{СЧ.Ф} = \frac{P_{СЧ}}{3} = \frac{3{,}6}{3} = 1{,}2,\ BA \qquad (9)$$

где: $P_{СЧ}$ – мощность потребляемая счетчиком по цепям ТН, ВА

Расчет ведется для режима работы на объекте, когда включены в работу два ТН, т.к. нагрузка на ТН будет симметричной суммарную мощность рассчитываем для одной фазы.

Суммарная мощность подключенного оборудования для одной фазы на обмотку ТН определяется из выражения:

$$P_{СУММ} = P_{СЧ.Ф} \cdot N_{СЧ},\ BA \qquad (10)$$

где: $NСЧ$ – Количество счетчиков подключенных к ТН, шт

Для работы трансформатора напряжения с нагрузкой не менее 50% от номинальной мощности ТН (рекомендациям ФГУП «ВНИИМС» МИ 3023-2006 «Нормализация нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов напряжения» п. 9.6) необходимо компенсировать недогруженность фаз А, В и С ТН путем установки догрузочных резисторов предприятия.

При установке резисторов следует предусматривать защиту от прямого воздействия атмосферных осадков и солнечных лучей.

Таким образом, суммарная мощность подключенного оборудования после установки догрузочных сопротивлений составляет:

$$P_{СУММ+ДОГР.} = P_{СУММ} + P_{ДОГР},\ BA \qquad (11)$$

где: $P_{ДОГР}$ – Мощность догрузочного резистора, ВА

Расчеты фактических нагрузок по фазам обмотки используемой для АИИС КУЭ и выбор мощностей вторичных обмоток трансформаторов и догрузочных резисторов устанавливаемых во вторичных цепях трансформаторов напряжения приведены в Приложении Г настоящего комплекта документации.

9.2. Выбор сечения жил кабеля во вторичных цепях трансформаторов напряжения

Сечение и длина проводов и кабелей в цепях напряжения расчетных счетчиков должны выбираться с учетом потерь напряжения во всех элементах цепи, чтобы потери напряжения в цепях ТН-счетчик составляли не более 0,25% номинального напряжения при питании от трансформаторов напряжения. Для обеспечения этого проектом предусматривается применение отдельных кабелей от трансформаторов напряжения до счетчиков.

- По условию механической прочности (п. 3.4.4. ПУЭ 7-е изд.) жилы контрольных кабелей для присоединения под винт к зажимам панелей и аппаратов должны иметь сечения не менее 1,5 мм^{2}для меди.
- По условию термической стойкости для медных проводников сечением до 6 мм^2 принимается ток, как для установок с длительным режимом работы. Допустимый длительный ток для проводов в поливинилхлоридной изоляции сечением 1,5 мм^2 - 23А (табл.1,3,4

ПУЭ изд. 7). Для проводов вторичных цепей при прокладке в лотках и коробах снижающие коэффициенты не вводятся (п. 1.3.10 ПУЭ изд. 7).

Минимальное, расчетное сечение жилы кабеля определяется из выражения :

$$q_{\min TH} = \frac{L}{\gamma \cdot R_{доп.расч}},\ мм^2 \qquad (12)$$

где: γ – удельная проводимость, м /(Ом*мм^2) (для меди γ =57 м/(Ом*мм^2));

$R_{расч}$– Допустимое сопротивление кабеля во вторичной цепи ТН, Ом;

L – максимальная протяженность кабельной линии (от ТН до счетчика), м.

Максимальная протяженность кабельной линии в расчётах принимается состоящей из двух участков L_1 – протяженность кабеля от ТН до ящика зажимов трансформатора напряжения ЯЗН и L_2 – протяженность кабеля от ящика зажимов трансформатора напряжения ЯЗН до счетчика, такое разделение необходимо чтобы учесть распределение в пространстве нагрузки на ТН (догрузочных резисторов и счетчиков, т.к. догрузочные резисторы устанавливаются непосредственно в ЯЗН, а счетчики в помещении релейных панелей).

Таким образом максимальная протяженность кабельной линии L определяется из выражения:

$$L = L_1 + L_2,\ м \qquad (13)$$

где: L_1 – протяженность кабеля от ТН до ящика зажимов трансформатора напряжения ЯЗН, м;

L_2 – протяженность кабеля от ящика зажимов трансформатора напряжения ЯЗН до счетчика, м.

Допустимое расчётное сопротивление кабеля определяется из выражения:

$$R_{доп.расч} = R_{общ} - R_{АВ} - R_{конт},\ Ом \qquad (14)$$

где: $R_{общ}$– допустимое суммарное сопротивление цепи напряжения по падению напряжения (сопротивление кабеля, выключателя и переходное сопротивление контактов), Ом;

$R_{АВ}$ – сопротивление токовой цепи автоматического выключателя, Ом ($R_{АВ}$ =0,05 Ом);

$R_{конт}$ – переходное сопротивление контактов, Ом ($R_{конт}$ =0,05 Ом).

Допустимое суммарное сопротивление цепи напряжения определяется по выражению:

$$R_{общ} = \frac{\Delta U_{доп.ТН} \cdot U_{Н.Ф.}}{N_{СЧ} \cdot S_{СЧ} + S_{АВР}},\ Ом \qquad (15)$$

где: $\Delta U_{доп.ТН}$ – допустимое падение напряжения, В ($\Delta U_{доп.ТН}$= 0,144 В);

$U_{Н.Ф.}$ – номинальное фазное вторичное напряжение, В ($U_{Н.Ф.}$=100/√3 В);

$N_{СЧ}$ – количество счетчиков, подключаемых к вторичным цепям трансформатора напряжения;

$S_{СЧ}$ – потребляемая мощность цепи напряжения одного счетчика, ВА;

$S_{АВР}$ – потребляемая мощность АВР в цепи напряжения, ВА

Таким образом, минимальное сечение жилы кабеля определяется из выражения:

$$q_{\min TH} = \frac{L}{\gamma}\left(\frac{N_{СЧ} \cdot S_{СЧ} + S_{АВР}}{\Delta U_{доп.ТН} \cdot U_{Н.Ф.} - 0.1 \cdot N_{СЧ} \cdot S_{СЧ} - 0.1 \cdot S_{АВР}}\right),\ мм^2 \qquad (16)$$

Исходя из минимального расчетного сечения жилы кабеля выбирается номинальное сечение жилы кабеля, при этом расчет ведется для режима подключения цепей напряжения счетчиков к одному ТН.

Исходя из выбранного сечения кабеля расчет фактического значения потерь напряжения в измерительных цепях ТН производится по формуле:

$$\Delta U_{факт} = \frac{R_{каб1} \cdot (N_{СЧ} \cdot S_{СЧ} + S_{рез} + S_{АВР})}{U_{Н.Ф.}} + \frac{0{,}1 \cdot (N_{СЧ} \cdot S_{СЧ} + S_{АВР})}{U_{Н.Ф.}} + \frac{R_{каб2} \cdot (N_{СЧ} \cdot S_{СЧ} + S_{АВР})}{U_{Н.Ф.}}, B \quad (17)$$

где: $\Delta U_{факт}$ – фактические потери напряжения в измерительных цепях, В;

$R_{каб.1}$ – сопротивление кабеля от ТН до ящика зажимов цепей напряжения, Ом;

$R_{каб.2}$ – сопротивление кабеля от ящика зажимов цепей напряжения до счетчиков, Ом;

$N_{СЧ}$ – количество счетчиков, подключаемых к вторичным цепям трансформатора напряжения;

0,1 – сопротивление промежуточных зажимов и автоматического выключателя, Ом;

$S_{рез}$ – мощность догрузочного резистора, ВА.

Сопротивления участков кабелей вычисляются выражениями:

$$R_{каб1} = \frac{L_1}{\gamma \cdot q_{пр1}}; R_{каб2} = \frac{L_2}{\gamma \cdot q_{пр2}}, \; Ом \quad (18)$$

где: $q_{пр1}$ – принятое сечение жилы кабеля от ТН до ящика зажимов цепей напряжения, мм^2;

$q_{пр2}$ – принятое сечение жилы кабеля от ящика зажимов цепей напряжения до счетчиков, мм^2

L_1 – протяженность кабеля от ТН до ящика зажимов трансформатора напряжения ЯЗН, м;

L_2 – протяженность кабеля от ящика зажимов трансформатора напряжения ЯЗН до счетчика, м.

Результаты расчетов сечений жил кабеля во вторичных цепях напряжения и результаты вычислений значений потерь в измерительных цепях ТН приведены в Приложении Д.

9.3. Выбор параметров автоматических выключателей и проверка чувствительности параметров срабатывания

Для защиты цепей напряжения от токов короткого замыкания во вторичных цепях трансформаторов напряжения проектом предусматривается установка автоматических выключателей.

Согласно РД-34.35.305 автоматический выключатель для защиты цепей напряжения выбирается по максимальному току короткого замыкания (КЗ) в цепи установки автоматического выключателя.

Максимальный ток, отключаемый автоматом, определяется по току трехфазного КЗ на выводах трансформаторов.

Ток трехфазного КЗ определяется из выражения (РД-34.35.305 П.7):

$$I^{(3)} = \frac{U_{МФ}}{\sqrt{3} \cdot Z_к}, \; А \quad (19)$$

где: $U_{мф}$ – номинальное междуфазное напряжение вторичной цепи, В ($U_{мф}$=*100 В*)

Сопротивление короткого замыкания вторичной обмотки ТН, при коротком замыкании на зажимах ТН определяется по выражению:

$$U_К = \frac{U_{k\min} \cdot U^2}{100 \cdot S}, \; Ом \quad (20)$$

где: $U_к$ – напряжение короткого замыкания, принимается согласно документации завода-изготовителя конкретного трансформатора напряжения, %

U – номинальное фазное напряжение вторичной обмотки ТН, В (100/√3 В);

S – мощность обмотки трансформатора напряжения, к которой отнесена величина uk%, ВА (принимается по документации завода-изготовителя).

Выбирается автоматический выключатель с электромагнитным расцепителем АП50Б3М Iн.р.=2,5А Iотс=3,5Iн.р. Тепловой расцепитель исключен из схемы автоматиче-

ского выключателя из-за значительной величины сопротивления 0,32 Ом и создаваемой потери напряжения в цепи ТН-счетчик.

Выбранный автоматический выключатель необходимо проверить на чувствительность электромагнитного расцепителя к минимальному току КЗ, с коэффициентом чувствительности не менее 1,5.

В соответствии с п.3.4.3 РД-34.35.305, в цепях с током нагрузки до 1 А автоматические выключатели выбираются с Iном = 2,5А, при этом электромагнитный расцепитель обеспечивает надежную работу автомата сопротивлением проводов в одной фазе до 3,0 Ом.

При соединении вторичных обмоток ТН по схеме «звезда с выведенным нулем» минимальный ток при однофазном КЗ определяется по выражению:

$$I^{(1)} = \frac{100/\sqrt{3}}{\sqrt{Z_к^2 + (\Sigma R_{общ})^2}},\ A \qquad (21)$$

Суммарное общее сопротивление цепей трансформатора напряжения определяется из выражения:

$$\Sigma R_{общ} = r_{пр} + r_{обр} + r_{авт} + r_{конт},\ Ом \qquad (22)$$

где: $r_{конт}$ – значение сопротивления контактных соединений (принято 0,05 Ом);
$r_{авт}$ – значение сопротивления автоматического выключателя без теплового расцепителя (принято 0,05 Ом);
$r_{обр}$ – значение сопротивления жилы нулевого провода;
$r_{пр}$ – значение сопротивления жилы кабеля.

$$r_{пр} = \frac{L}{57 \cdot q},\ Ом \qquad (23)$$

где: L – принятая длинна кабеля в цепи трансформатора напряжения, м;
q – принятое сечение кабеля в цепи трансформатора напряжения, мм^2;

Проектом принимается что используемые кабелей в цепях трансформаторов напряжения имеют одинаковое сечение фазных и нулевого проводника.

При применении кабелей с одинаковым сечением в нулевом проводе и проводов в фазах суммарное общее сопротивление цепей трансформатора напряжения определяется из выражения:

$$\Sigma r_{общ} = 2 \cdot r_{пр} + r_{авт} + r_{конт},\ Ом \qquad (24)$$

где: $r_{конт}$ – значение сопротивления контактных соединений (принято 0,05 Ом);
$r_{авт}$ – значение сопротивления автоматического выключателя без теплового расцепителя (принято 0,05 Ом);
$r_{пр}$ – значение сопротивления жилы кабеля.

Значение чувствительности электромагнитных расцепителей автоматов должно быть >1.5. Коэффициент чувствительности автоматического выключателя определяется выражением:

$$k_{ч.эл} = \frac{I^{(1)}}{4 \cdot I_{ном.расцеп.}} \qquad (25)$$

где: $I^{(1)}$ – ток при однофазном КЗ, А;
$I_{ном.расцеп}$ – значение номинального тока отсечки, А ($I_{ном.расцеп}$=2,5 А).

Результаты проверки чувствительности автоматических выключателей приведены в Приложении Е, согласно проведенным расчётам автоматические выключатели для вторичных цепей трансформаторов напряжения выбраны верно и обеспечивают защиту ТН и цепей напряжения ИИК от токов короткого замыкания.

10. Выбор счетчиков электрической энергии

В техническом задании на проектирование были определены для использования счетчики А1800. Проектом предусматривается использование счетчиков электроэнергии с двумя интерфейсами RS-485.

Счетчики А1800 предназначены для измерения и многотарифного учета активной и реактивной электроэнергии (в том числе и с учетом потерь), ведения массивов профиля мощности нагрузки с программируемым временем интегрирования (в том числе и с учетом потерь), фиксации максимумов мощности, измерения параметров трехфазной сети и параметров качества электроэнергии.

Счетчики А1800 могут применяться как средство коммерческого или технического учета электроэнергии в бытовом и мелко-моторном секторах, на предприятиях промышленности и в энергосистемах, осуществлять учет потоков мощности в энергосистемах и межсистемных перетоков.

Счетчики электроэнергии А1800 имеют несколько модификаций, отличающихся классом точности, номинальным напряжением, числом интерфейсов и наличием резервного блока питания. Счетчики электроэнергии А1800 могут конфигурироваться для работы в однонаправленном режиме, с учетом этого проектом предусматривается использование модификации счетчиков согласно таблице 3.

Таблица 3 - Параметры счетчиков

Условное обозначение счетчика	Номинальный (максимальный) ток, А	Номинальное напряжение, В	Класс точности при измерении актив-ной/реактивной энергии	Количество интерфейсов RS-485	Наличие резервного блока питания
А 1800	5	3х57,7/100	0,2 S/0,5	2	есть

Цепи резервного питания счетчиков предусматривается организовать от щита собственных нужд подстанции (ЩСН) напряжением ~220 В.

Размещение счетчиков предполагается выполнить следующим образом:

Для РУ 220 кВ – ГЩУ. Шкаф УСПД и счетчиков.

Для РУ 35 кВ – ГЩУ. Шкаф УСПД и счетчиков.

Счетчики А1800 имеют следующее нормативно правовое обеспечение:

- Соответствие ТУ 4228–011–29056091–11;
- Соответствие ГОСТ Р 52320-2005, ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ Р 52322-2005; ГОСТ Р 52425-2005, ГОСТ Р 50460-92;
- Сертификат соответствия № РОСС RU.АЯ46.В04824;
- Сертификат об утверждении типа средств измерений RU.C.34.004.A № 43064.

11. Проектная оценка надежности АИИС КУЭ

Критерием отказа АИИС является отсутствие измерения в точке учета за один период. АИИС КУЭ является изделием конкретного назначения, имеющим один основной вариант применения по назначению.

По числу возможных состояний АИИС относится к изделиям, которые в процессе эксплуатации могут находиться в двух состояниях - работоспособном или неработоспособном.

В состав АИИС входят изделия непрерывного длительного применения.

По последствиям отказов АИИС относится к изделиям, отказы которого не приводят к последствиям катастрофического (критического) характера.

По характеру основных процессов, определяющих переход в предельное состояние, АИИС является стареющим и изнашиваемым изделием.

По возможности технического обслуживания в процессе эксплуатации АИИС является обслуживаемым изделием.

По возможности проведения контроля перед применением АИИС является контролируемым перед применением.

По возможности восстановления работоспособного состояния после отказа в процессе эксплуатации АИИС является восстанавливаемым изделием.

11.1. Расчет показателей надежности АИИС КУЭ

Критерием отказа АИИС КУЭ объекта является непредставление коммерческой информации на сервер. Коммерческой информацией являются данные, считываемые по всем каналам учета электроэнергии с определенным интервалом.

При расчете показателей надежности элементов АИИС рассчитываются интенсивности отказов λ – обратные величины наработки на отказ/до отказа.

$$\lambda = \frac{1}{T_0}, 1/ч \qquad (26)$$

где: T_0 – время наработки на отказ/до отказа, ч (определяется по данным завода-изготовителя для конкретного типа оборудования).

Расчет показателей надежности для группы каналов электроустановок представлен как последовательное соединение интенсивностей отказов элементов: трансформаторов тока, трансформаторов напряжения и счетчиков.

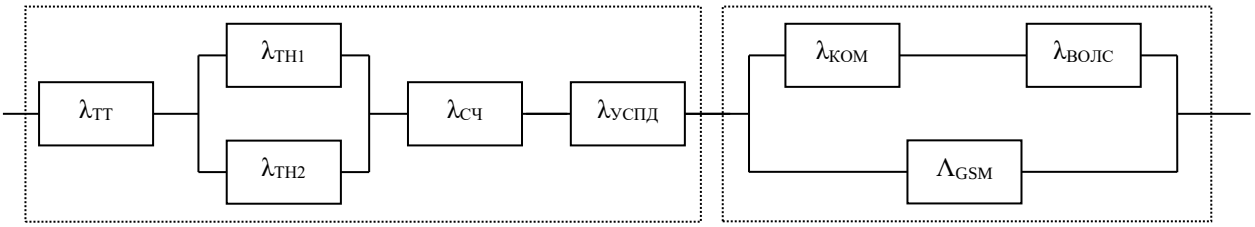
Расчетное значение интенсивности отказов групп однотипных элементов определяется из выражения:

$$\lambda_{\Sigma} = N_{эл} \cdot \lambda_{эл.}, \ 1/ч \qquad (27)$$

где: $N_{эл}$ – количество однотипных элементов, шт;

$\lambda_{эл}$ – наработка на отказ/до отказа элемента системы, ч.

Расчет показателей надежности элементов АИИС КУЭ в целом производится по схеме, представленной на рисунке 1.



Группа А Группа В

Расчет интенсивности отказов последовательно соединенных элементов определяется из выражения:

$$\lambda_{посл} = \lambda_1 + \lambda_2 + ... + \lambda_i, \text{ 1/ч} \quad (28)$$

где: λ_i – наработка на отказ/до отказа *i*-ого элемента системы, ч.

Расчет интенсивности отказов параллельно соединенных элементов определяется из выражения:

$$\lambda_{пар} = \frac{\lambda_1 \cdot ... \cdot \lambda_j}{\lambda_1 + ... + \lambda_j}, \text{ 1/ч} \quad (29)$$

где: λ_j – наработка на отказ/до отказа *j*-ого элемента системы, ч.

Расчетное значение интенсивности отказов элементов группы А определяется из выражения:

$$\lambda_A = \lambda_{ТТ} + \frac{\lambda_{ТН1} \cdot \lambda_{ТН2}}{\lambda_{ТН1} + \lambda_{ТН2}} + \lambda_{СЧ} + \lambda_{УСПД}, \text{ 1/ч} \quad (30)$$

Расчетное значение интенсивности отказов элементов группы В определяется из выражения:

$$\lambda_B = \frac{\lambda_{GSM} \cdot (\lambda_{КОМ} + \lambda_{ВОЛС})}{\lambda_{GSM} + \lambda_{КОМ} + \lambda_{ВОЛС}}, \text{ 1/ч} \quad (31)$$

Интенсивность отказов ВОЛС определяется из формулы 32:

$$\lambda_{ВОЛС} = \frac{M_1 \cdot L}{8760 \cdot 100}, \text{ 1/ч} \quad (32)$$

где: M_1 – плотность отказов оптического кабеля из-за внешних повреждений на 100 км кабеля в год (принимается равной M_1=0,34);
L – длина линии ВОЛС, км.

Расчетное значение интенсивности отказов АИИС КУЭ определяется из выражения:

$$\lambda_{АИИС} = \lambda_A + \lambda_B, \text{ 1/ч}$$

Средняя наработка на отказ АИИС КУЭ определяется из выражения:

$$T_{0АИИС} = \frac{1}{\lambda_{АИИС}}, \text{ ч} \quad (33)$$

Коэффициент готовности определяется из выражения:

$$k_{Г.АИИС} = \frac{T_{0АИИС}}{T_{0АИИС} + T_B}, \text{ 1/ч} \quad (34)$$

где: $T_в$ – Среднее время восстановления системы АИИС КУЭ (в расчетах принимается T_B = 168 ч).

Расчет показателей надежности АИИС КУЭ данной подстанции приведен в приложении Ж данного комплекта документации.

11.2. Программа обеспечения надежности

Программа обеспечения надежности содержит организационные и технические мероприятия.

В процессе эксплуатации системы под воздействием различных случайных факторов происходит разрегулировка параметров, стареют и отказывают отдельные компоненты системы, что снижает качество ее функционирования. Система из состояния, характеризу-

ющегося номинальным значением параметра, переходит в процессе эксплуатации последовательно в состояния с худшими качественными характеристиками, в результате чего ухудшается качество выполнения системой своих функций. Своевременные и целесообразные по глубине и объему профилактические работы позволяют не только повышать технические характеристики эксплуатируемой системы и улучшать показатели ее надежности, но и сокращать эксплуатационные расходы.

Выбрав соответствующим образом период проведения плановой профилактики, можно добиться максимально возможных значений выбранных показателей качества функционирования системы. В качестве основных показателей качества функционирования системы берутся два основных показателя надежности: коэффициент готовности и коэффициент оперативной готовности системы.

Система спроектирована таким образом, что индикация отказа какого либо компонента происходит мгновенно. При этом восстановительные работы проводятся в следующей последовательности.

В момент начала работы планируется проведение профилактики. Если система не отказала к назначенному моменту, то проводится плановая профилактика. Если же отказ системы произошел ранее, то в момент отказа начинается аварийный ремонт. После проведения любой из возможных работ система полностью обновляется. В момент окончания восстановительных работ последующая профилактика перепланируется, и далее весь процесс обслуживания повторяется.

Описанные выше действия относятся к тем компонентам системы, отказ которых происходит мгновенно, с характерным ему скачкообразному изменению их параметров, например, выход из строя счетчика электрической энергии, устройств и линий передачи данных и т.п. Однако наряду с этим существуют отказы, которые невозможно обнаружить без проведения специальных проверок. К таким отказам относятся отказы, связанные со свойствами материалов, из которых изготовлены компоненты системы, способные изменять свои параметры в результате воздействия на них как климатических, так и временных факторов. К таким отказам относятся, например, отказы, связанные со старением оболочек кабелей, изменением свойств материалов из которых изготовлены измерительные трансформаторы и т.п. Для предупреждения, обнаружения и устранения таких отказов в системе предусматривается проведение только плановых профилактик, во время которых, при обнаружении отказа, производится и аварийный ремонт, если система к этому времени отказала. Для этого устанавливается следующая очередность выполнения профилактических работ.

В начальный момент назначается проведение плановых восстановительных работ через определенное время. Если к назначенному моменту система не отказала, то проводится плановая профилактика. Если же к назначенному моменту система отказала, то вместо профилактики проводится аварийный ремонт. После окончания восстановительных работ планируется новый момент для проведения плановых восстановительных работ на следующем периоде эксплуатации системы, и весь процесс обслуживания повторяется.

Контроль за работоспособностью системы предусматривает проведение ряда контрольных операций над частями системы. Вид контролируемых узлов, соединений и периодичность осмотра приведен в таблице 4.

Таблица 4 - Мероприятия по контролю за работоспособностью системы

Наименование работ	Кто выполняет	Способ контроля	Контролируемое значение параметров	Периодичность
Осмотр счетчиков	Инженер-электрик	Внешний осмотр	Нарушение целостности корпуса, пломб, присоединений проводов к счетчику, нормальные показания счетчика по ЖКИ (жидкокристалическому индикатору) в соответствии с руководством по эксплуатации, мигание светодиодного индикатора LED при нормально работающем счетчике.	Ежедневно
Осмотр стоек счетчиков	Инженер-электрик	Внешний осмотр	Разветвитель интерфейсов: нарушение целостности корпуса, присоединений проводов, Источники резервного питания: нарушение целостности корпуса, проводов, индикация соответствующая нормальному режиму работы Коробка испытательная: целостности корпуса, пломб, присоединений проводов к коробке.	Ежедневно
Осмотр измерительных трансформаторов	Инженер-электрик	Внешний осмотр	Контроль состояния контактных соединений первичной обмотки; уровень масла маслонаполненных трансформаторов; контроль давления элегаза для элегазовых трансформаторов; контроль целостности пломб на выводах вторичных обмоток	Ежемесячно
Осмотр линий связи	Инженер-электрик	Внешний осмотр	Наличие повреждений изоляции, разрывов, отпаек от разъемов линий связи.	Ежедневно
Осмотр компьютеров	Администратор АИИС	Визуальный контроль	Наличие внешних повреждений, нормальное функционирование следующих блоков: клавиатура, мышь, монитор, вентилятор, CD-R, CD-RW, дисковод 3,5, концентратора сети, ИБП.	Ежедневно
Сверка показаний счетчиков и данных в ИВК	Администратор АИИС	Визуальный контроль	Сравнение показаний активной, реактивной выданной энергии, активной, реактивной потребленной энергии.	Ежемесячно
Проверка целостности вторичных цепей	Инженер-электрик	Внешний осмотр	Наличие повреждений изоляции, разрывов, отпаек от разъемов, целостность пломб	Ежемесячно

Все полученные при проверке системы данные заносятся в журнал работы системы с указанием даты проведения проверки, лица выполнявшего проверку, обнаруженные неисправности и меры, принятые к их устранению, а также сроки выполнения восстановительных и профилактических работ. На основе полученных данных по истечению определенного времени функционирования системы определяется текущая надежность системы. В случае обнаружения ухудшения качественных параметров системы применяются меры по их улучшению и приведению к нормативным значениям.

К текущему ремонту системы относятся все виды ремонта по восстановлению ее работоспособности и использования по назначению в течение срока эксплуатации за счет расхода одиночного и группового комплектов ЗИП.

При первых признаках ненормальной работы (сбоях) системы следует выявить и устранить неисправность. Эксплуатирующей организации разрешается производить замену элементов, которые не требуют вскрытия гарантийных пломб. Запрещается вскрывать гарантийные пломбы в течение срока гарантии.

Ремонтным подразделениям эксплуатирующей организации разрешается вскрытие пломб с последующим обязательным восстановлением пломб. Ремонт каналообразующей аппаратуры и компьютерной техники должен производиться специалистами по ремонту электрорадиоаппаратуры в условиях специальных ремонтных организаций. Нарушение и восстановление пломб фиксируется в формуляре АИИС в разделе «Особые отметки». Если неисправность не может быть устранена силами эксплуатирующей организации, производится вызов представителя организации-поставщика техники. Все вопросы по правам и обязанностям организации-поставщика, потребителя и другие вопросы решаются согласно условий договора поставки и действующего законодательства РФ.

Персонал, привлекаемый к выполнению текущего ремонта, должен строго соблюдать меры безопасности.

Прежде чем приступить к ремонту изделий, входящих в систему, убедитесь, что неисправность не вызвана неправильной установкой переключателей и наличием всем необходимых соединений.

Выявление неисправностей составных частей системы и методики их устранения изложены в Руководствах пользователя на составные части системы.

Поиску неисправностей способствует встроенная система контроля, к которой относятся световая индикация на блоках системы и сигнальная информация на экране монитора управления.

Пользуясь комплектом электрических схем исполнительной документации и описанием работы системы, с большой вероятностью можно установить причину неисправности или отказавший элемент.

В этом случае очень легко выявляются: выход из строя отказавшего предохранителя, датчика и ряд других неисправностей. Аналогично способствуют поиску и выявлению неисправностей изменения показаний датчиков или журналы событий.

В пределах гарантийных обязательств ЗАПРЕЩАЕТСЯ эксплуатирующей организации вскрывать гарантийные пломбы и ремонтировать опломбированные устройства. Для ремонта устройств, находящихся под гарантийными пломбами, необходимо вызывать представителя организации - поставщика.

Все мероприятия при типичных сбоях ИИК (счетчик, ТТ, ТН, вторичные цепи, каналы связи и т. д.) выполняются ответственным лицом согласно инструкции, на данное устройство и ПУЭ.

12. Метрологическое обеспечение

12.1. Требования к метрологическому обеспечению измерительной системы

Метрологическое обеспечение АИИС в соответствии с ГОСТ Р 8.596-2002 должно включать в себя следующее:

1. Метрологическую экспертизу технической документации АИИС;
2. Испытания АИИС с целью утверждения типа и утверждение типа в соответствии с Приказом Министерств промышленности и торговли РФ №1081 от 30 ноября 2009 г.;
3. Разработку и аттестацию МВИ электроэнергии (мощности) и МВИ других физических величин, связанных с измерениями при коммерческом учете;
4. Поверку АИИС;
5. Метрологический надзор за состоянием, применением и эксплуатацией средств измерений (учета) и АИИС в целом;
6. Метрологический надзор за аттестованными МВИ, соблюдением метрологических правил и норм.

Средствами измерений, на которые распространяются требования санкционированного предоставления результатов измерений, предоставления информации о состоянии средств и объектов измерений заинтересованным субъектам ОРЭ при новом строительстве энергообъектов, являются: АИИС, измерительные трансформаторы тока и напряжения, счетчики коммерческого учета электроэнергии, информационно-измерительные комплексы электроустановок и система обеспечения единого времени.

Поверке подлежат отдельные ИИК, внесенные в Государственный реестр средств измерений. Поверка производится в соответствии с нормативными документами, утверждаемыми по результатам испытаний по утверждению типа средства измерений.

До момента ввода АИИС в постоянную эксплуатацию должна быть проведена метрологическая поверка агрегатных элементов измерительного тракта (измерительные трансформаторы тока и напряжения, счетчики, промышленный контроллер, в случае, если он осуществляет функцию синхронизации времени, СОЕВ), что должно быть подтверждено свидетельством о поверке. Поверка производится в соответствии с Приказом Госстандарта Российской Федерации от 18 июля 1994 года №125.

Каждый информационно-измерительный комплекс учета электроэнергии, введенный по нормальной или временной схеме размещения приборов расчетного и технического учета электроэнергии, должен иметь паспорт-протокол, оформленный по форме приложения 2 Приложения 11.5 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка.

В соответствии с требованиями закона Российской Федерации «Об обеспечении единства измерений» до сдачи АИИС в постоянную эксплуатацию субъект ОРЭ должен разработать и аттестовать в установленном порядке МВИ для каждого ИИК. Разработку МВИ необходимо проводить в соответствии с ГОСТ Р 8.563-96.

12.2. Расчет погрешностей измерительных каналов

Суммарная погрешность измерительного канала складывается из погрешностей, вносимых его отдельными элементами - трансформаторами тока, трансформаторами напряжения, счетчиками электроэнергии и мощности, линиями связи между ТН и счетчиками.

Предел допускаемой относительной погрешности измерительного канала при измерении электрической энергии вычисляют согласно РД 153-34.0-11.209-99 по формуле:

$$\delta_W = \pm 1{,}1\sqrt{\delta_J^2 + \delta_U^2 + \delta_\theta^2 + \delta_Л^2 + \delta_{C.O.}^2 + \sum_{J=1}^{I}\delta_{Cj}^2}\ , \%$$ (35)

где: δ_J – токовая погрешность ТТ, %;

δ_U – погрешность напряжения ТН, %;

δ_θ – погрешность трансформаторной схемы подключения счетчика за счет угловых погрешностей ТТ θ_J и ТН θ_U, %;

$\delta_Л$ – погрешность из-за потери напряжения в линии присоединения счетчика к ТН, %;

δ_{CO} – относительная погрешность счетчика, %;

δ_{Cj} – дополнительная погрешность счетчика от j-й влияющей величины, %

j – число влияющих величин.

огрешность δ_θ при измерениях активной электроэнергии вычисляют из выражения:

$$\delta_\theta = 0{,}029 \cdot \sqrt{\theta_J^2 + \theta_U^2}\ \frac{\sqrt{1-\cos^2\varphi}}{\cos\varphi}\ , \%$$ (36)

где: θ_J – угловая погрешность ТТ, мин;

θ_U – угловая погрешность ТН, мин;

$cos\varphi$– коэффициент мощности контролируемого присоединения.

При этом погрешность δ_θ при измерениях реактивной электроэнергии вычисляют из выражения:

$$\delta_\theta = 0{,}029 \cdot \sqrt{\theta_J^2 + \theta_U^2}\ \frac{\cos\varphi}{\sqrt{1-\cos^2\varphi}}\ , \%$$ (37)

Измерительные трансформаторы:

1. Пределы допускаемой токовой δ_J и угловой θ_J погрешности ТТ указаны в ГОСТ 7746-2001 (п. 6.4.2, таблица 8). Значения указанных характеристик погрешности для ТТ классов точности 0,2S, 0,5S приведены в Приложении З.

2. Пределы допускаемой погрешности напряжения δ_U и пределы допускаемой угловой погрешности θ_U ТН указаны в ГОСТ 1983-2001 (п. 6.15.2, таблица 17). Значения указанных характеристик погрешности для ТН класса точности 0,2 и 0,5 приведены в Приложении З.

3. Погрешность трансформаторной схемы подключения счетчика δ_θ, возникающая за счет угловых погрешностей ТТ и ТН, определяется по формулам (31) и (33). Вычисленные значения δ_θ приведены в Приложении З.

Счетчик в режиме измерения активной электроэнергии

Существенными влияющими величинами для электронных счетчиков активной энергии Альфа согласно ГОСТ Р 52323-2005 являются:

- дополнительная погрешность от изменения температуры $\delta_{c.t}$, %;
- дополнительная погрешность от изменения напряжения $\delta_{c.U}$, %;
- дополнительная погрешность от изменения частоты $\delta_{c.f}$, %;
- дополнительная погрешность от электромагнитных полей $\delta_{c.M}$, %.

1. Предел допускаемой основной погрешности счетчика $\delta_{C.O}$ при измерениях активной электроэнергии указаны в ГОСТ Р 52323-2005 (п. 8.1, таблице 4). Значения $\delta_{C.O}$ для счетчиков класса точности 0,2S приведены в Приложении З.

2. Средний температурный коэффициент влияния указан в ГОСТ Р 52323-2005 (п.8.2, таблица 6).

Фактическое наибольшее отклонение температуры окружающего воздуха от нормального значения составляет 10 ºС.

Значения предела дополнительной погрешности счетчиков класса точности 0,2S, вызванной изменением температуры окружающего воздуха, $\delta_{c.t}$ приведены в Приложении З.

3. Предел дополнительной погрешности счетчика, вызванной изменением напряжения в измерительной цепи счетчика от номинального значения на ±10%, указан в ГОСТ Р 52323-2005 (п.8.2, таблица 6). Значения $\delta_{c.U}$ для счетчиков класса точности 0,2S приведены в Приложении З.

4. Предел дополнительной погрешности счетчика, вызванной изменением частоты сети от номинального значения на ±2%, указан в ГОСТ Р 52323-2005 (п.8.2, таблица 6). Значения $\delta_{c.f}$, для счетчиков класса точности 0,2S приведены в Приложении З.

5. Предел дополнительной погрешности счетчика, вызванный влиянием внешнего магнитного поля индукции 0,5 мТл, указан в ГОСТ Р 52323-2005 (п.8.2, таблица 6). Значения $\delta_{c.M}$ для счетчиков класса точности 0,2S приведены в Приложении З.

6. Значения допускаемых основной и дополнительных погрешностей счетчика при значении коэффициента мощности cos φ = 0,8 рассчитываются по формуле линейной интерполяции.

Счетчик в режиме измерения реактивной электроэнергии

Существенными влияющими величинами для электронных счетчиков реактивной энергии Альфа согласно ГОСТ 26035-83 являются:

- дополнительная погрешность от изменения температуры $\delta_{c.t}$, %;
- дополнительная погрешность от изменения напряжения $\delta_{c.U}$, %;
- дополнительная погрешность от изменения частоты $\delta_{c.f}$, %;
- дополнительная погрешность от электромагнитных полей $\delta_{c.M}$, %.

1. Предел допускаемого значения основной погрешности счетчика $\delta_{C.O}$ при измерениях реактивной электроэнергии согласно ГОСТ 26035-83 (п. 1.6) определяется по формуле:

$$\delta_{CO} = K \cdot \left(0.9 + \frac{0.02}{m} \right), \% \qquad (38)$$

где: K – класс точности счетчика;

при значениях m от 0,01 до 0,2;

$$\delta_{CO} = K, \% \qquad (39)$$

при значениях m от 0,2 (включительно) до значения, соответствующего максимальной силе тока, m необходимо определять из выражения:

$$m = \frac{U \cdot I \cdot \sqrt{1 - \cos^2 \varphi}}{U_{ном} \cdot I_{ном}}, \% \qquad (40)$$

где: U – значение напряжения измерительной сети, В;

I – значение силы тока, А;

Uном, Iном – номинальные значения, соответственно, напряжения, В и силы тока, А.

Значения $\delta_{C.O}$ для счетчиков класса точности 0,5 приведены в Приложении З.

2. Предел допускаемого значения дополнительной погрешности счетчика, вызванной изменением температуры окружающего воздуха при отклонении от нормального до любого значения в пределах рабочих температур по ГОСТ 26035-83 (п. 1.7) определяется выражением:

$$\delta_{c.t} = 0.05 \cdot \delta_{c.o} \cdot \Delta t, \% \qquad (41)$$

где: *0,05* – коэффициент, выраженный в 1/ °С;

Δt – наибольшее отклонение температуры окружающего воздуха от нормального значения, °С.

Значения $\delta_{C.t}$ для счетчиков класса точности 0,5 приведены в Приложении З.

3. Значение дополнительной погрешности счетчика, вызванной изменением напряжения в измерительной цепи счетчика от номинального значения на ± 10%, согласно ГОСТ 26035-83 (п. 1.6) входит в состав основной погрешности $\delta_{C.O}$.

4. Предел допускаемого значения дополнительной погрешности счетчика при отклонении частоты от нормального значения до предельных рабочих значений рассчитывается по ГОСТ 26035-83 (п. 1.8). Значения $\delta_{C.f}$ для счетчиков класса точности 0,5 приведены в Приложении З.

5. Предел допускаемого значения дополнительной погрешности счетчика, вызванной внешним магнитным полем индукции 0,5 мТл, рассчитывается по ГОСТ 26035-83 (п. 1.9). Значения $\delta_{c.M}$ для счетчиков класса точности 0,5 приведены в Приложении З.

Результаты расчетов погрешности, обусловленной падением напряжения в линии связи между ТН и счетчиком, приведены в Приложении Д.

Расчет пределов, допускаемых основной и полной относительных погрешностей измерения по ИИК ведется для случая подключения счетчиков к одному наиболее удаленному ТН.

Нормы основной относительной погрешности измерения по каждому ИИК, для значений cos φ на интервале 0,8 - 1 не должны превышать:

– для области нагрузок до 2% (относительная величин нагрузки ТТ) не регламентируется;

– для области малых нагрузок (2 - 20% включительно) не хуже 2,9%;

– для диапазона нагрузок 20 - 120% не хуже 1,7%.

Нормы основной относительной погрешности измерения по каждому ИИК, для значений cos φ на интервале 0,5 - 0,8 не должны превышать:

– для области нагрузок до 2% (относительная величин нагрузки ТТ) не регламентируется;

– для области малых нагрузок (2 - 20% включительно) не хуже 5,5%;

– для диапазона нагрузок 20 - 120% не хуже 3,0%.

Значения погрешностей для каждого ИИК подстанции рассчитаны для значений тока 1(2)%, 5%, 20%, 100-120% от номинального тока Іном. Расчеты значений погрешностей приведены в Приложении З.

Приложение А – Перечень проектируемых информационно-измерительных каналов АИИС КУЭ

№ ИИК	Наименование присоединения	Вид учета	Примечание
1	2	3	4
1	Ввод-220-Т3	КУ	220-кВ
2	Ввод-35-Т3	ТУ	35-кВ

Приложение Б – Выбор номинального первичного тока ТТ

№ ИИК	Наименование присоединения	Номинальный первичный ток ($I_{1ном.}$), А	Номинальный вторичный ток ($I_{2ном.}$), А	Максимальное значение I_1 (120% от I_1), А	Минимальное значение (1% от I_1), А	Максимальный рабочий ток ($I_{1max.факт.}$), А	Минимальный рабочий ток ($I_{1min.факт.}$), А	Загрузка ТТ максимальным рабочим током, %	Загрузка ТТ минимальным рабочим током, %	ТТ находится в классе точности по ГОСТ 7746-2001 (Да/Нет)	
										Max реж.	Min реж.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	Ввод-220-ТЗ	200	5	240	2	190	50	95%	25%	Да	Да
2	Ввод-35-ТЗ	1 500	5	1800	15	1249	330	83%	22%	Да	Да

№ ИИК	Наименование присоединения	Допустимая (номинальная) нагрузка ТТ ($S_{2н}$), ВА	Минимально допустимая нагрузка ТТ ($S_{2нmin}$), ВА	Номинальный вторичный ток обмотки ТТ ($I_{2н}$), А	Коэф-т схемы включ. ТТ (kсх)	Длина цепей учета (L), м	Номинальное сопротивление втор. обм. ТТ Z2ном, Ом	Общее сопрот-е приборов ($Z_{приб}=R_{сч}$), Ом	Сопр. контактов ($R_{конт}$), Ом	Догрузочное сопротивление ($Z_{догр}$), Ом	Допустимое сопротивление проводника ($Z_{пров}$), Ом	Удельное сопрот-е меди (ρ), Ом*мм/м	Расчет-е сечение провода ($S_{пр}$), мм2	Выбран-е сечение провода (S), мм2	Фактическая нагрузка, ($S_{факт}$), ВА	Нагрузка ТТ S в пределах $S_{2нmin}<S_{факт}<S_{2н}$ (ГОСТ 7746-2001)	Результат	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
1	Ввод-220-ТЭ	30	7,5	5	1	170	1,2	0,005	0,05	0	1,1452	0,0175	2,598	4	19,96	Да	Проложить новый кабель КВВГЭнг-LS 5х4	Установка догрузочных резисторов не требуется
2	Ввод-35-ТЭ	30	7,5	5	1	181	1,2	0,005	0,05	0	1,1452	0,0175	2,766	4	21,17	Да	Проложить новый кабель КВВГЭнг-LS 5х4	Установка догрузочных резисторов не требуется

Приложение Г – Фактические нагрузки по фазам обмоток для учета трансформаторов напряжения

№ п/п	Наименование ТН	Класс точности	Рдоп. фазы, ВА	Рсч. на фазу, ВА	Nсч	Рсумм, ВА	Загрузка, %	Рдогр, ВА	Рсумм+Рдогр, ВА	Загрузка, %	Рфакт. фазы, ВА	Примечание
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	ТН-220 кВ	0,2	50	1,2	1	1,2	2%	20	21,2	42%	21,2	Фактическая нагрузка соответствует требованиям ГОСТ 1983-2001
2	ТН-35 кВ	0,2	75	1,2	8	9,6	13%	20	29,6	39%	29,6	Фактическая нагрузка соответствует требованиям ГОСТ 1983-2001

Приложение Д – Результаты расчетов сечений жил кабеля во вторичных цепях трансформаторов напряжения

№ п/п	Трансформатор напряжения	Номинал. напряж фазное ТН, Uн.ф., В	Количество счетчиков в режиме сработанного АВР, шт	Мощность одного сч, ВА	Мощность потребляемая АВР, ВА	Рабочая мощн. ТН на фазу, ВА	Длина кабеля (от ТН до шкафа зажимов) l1, м	Длина кабеля (от ящика зажимов до счетч.) l2, м	Сечение жилы кабеля расчетное $мм^2$	Выбранное сечение жилы каб.L1 (от ТН до шкафа зажимов), $мм^2$	Выбранное сечение жилы каб. L2 (от ящика зажимов до счетч.), мм2	Мощность догрузочного резистора, ВА	Потери напряжен фактические ΔU, В	Потери напряжен реал., %	Выполнение требования п.1.5.19 ПУЭ (Да/Нет)	Результат
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
1	ТН-220 кВ	57,74	9	1,2	1	10,8	8	138	4,24	2,5	6	20	0,13	0,232%	Да	Проложить новый кабель ВВГЭнг-FRLS 5х6
2	ТН-35 кВ	57,74	9	1,2	1	10,8	8	238	7,14	2,5	10	20	0,14	0,237%	Да	Проложить новый кабель ВВГЭнг-FRLS 5х10

Приложение Е – Проверка чувствительности автоматических выключателей для защиты обмоток трансформаторов напряжения

№ п/п	Наименование присоединения	Ukmin,%	S, ВА	Сопротив. Zk, Ом	Длина линии L1,м	Длина линии L2,м	Сечение жилы каб. выбр, q1 мм2	Сечение жилы каб. выбр, q2 мм2	Сопротив. пров.,rпр,Ом	Сопр. авт., rавт,Ом	Сопр. конт., rконт, Ом	Суммарное сопротив. Σr, Ом	Однофазный ток КЗ, А	Iном.расц., А	Кч.эл	Кч.эл>1,5
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
1	ТН-220 кВ	1,39	50	0,93	8	138	2,5	6	0,46	0,05	0,1	1,02	41,91	2,5	4,2	Да
2	ТН-35 кВ	1,39	75	0,62	8	238	2,5	10	0,47	0,05	0,1	1,05	47,48	2,5	4,7	Да

1. Значение Ukmin,% для конкретного типа трансформатора напряжения уточняется по данным завода-изготовителя

Приложение Ж – Расчет показателей надежности АИИС

№ п/п	Элемент системы	Тип	Способность востонавления после отказа (Да/Нет)	Количество элементов (N), шт	Время наработки на отказ/до отказа (То), ч	Интенсивность отказа элемента λх10-6 , 1/ч	Интенсивность отказа группы элементов Nxλx10-6, 1/ч
1	Трансформатор тока 110 кВ	–	Нет	3	4 000 000	0,25	0,75
2	Трансформатор тока 35 кВ	–	Нет	3	4 000 000	0,25	0,75
3	Трансформатор напряжения 110 кВ	–	Нет	1	4 000 000	0,25	0,25
4	Трансформатор напряжения 35 кВ	–	Нет	1	4 000 000	0,25	0,25
5	Коммутатор	–	Нет	1	150 000	6,67	6,67
6	GSM-модем	–	Нет	1	1 500 000	0,67	0,67
7	Счетчик	А1802	Да	2	4 000 000	0,25	0,50
8	УСПД	СИКОН-70	Да	2	150 000	6,67	13,33
9					1 500 000	0,67	0,00
10					10 000 000	0,00	0,00
11					120 000	8,33	0,00
12					82 500	12,12	0,00
13	Расчетное значение интенсивности отказов элементов группы А λАИИСх10-6, 1/ч						5,92
14	Расчетное значение интенсивности отказов элементов группы В λАИИСх10-6, 1/ч						0,00
15	Расчетное значение интенсивности отказов АИИС λАИИСх10-6, 1/ч						5,92
16	Средняя наработка на отказ АИИС, ТоАИИС, ч						169014,08
17	Коэффициент готовности, Кг						1,00

1. Данные по времени наработки на отказ/до отказа взяты по аналогичным видам оборудования

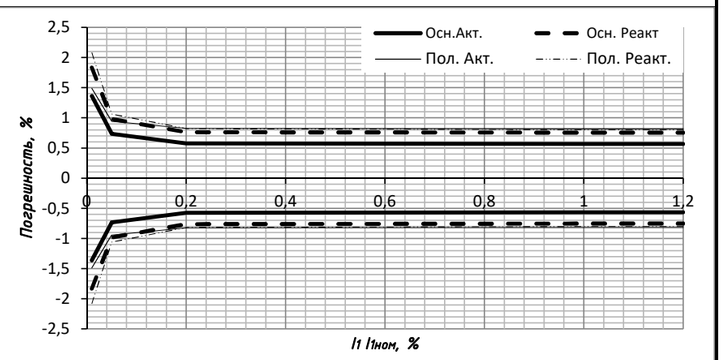
2. * – указывается длина линии ВОЛС, км

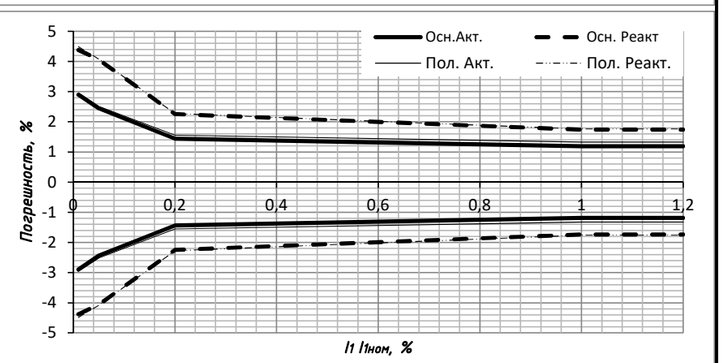
Приложение 3 – Промежуточные и конечные результаты расчета пределов допускаемых относительных погрешностей измерительных каналов при измерениях активной и реактивной электроэнергии

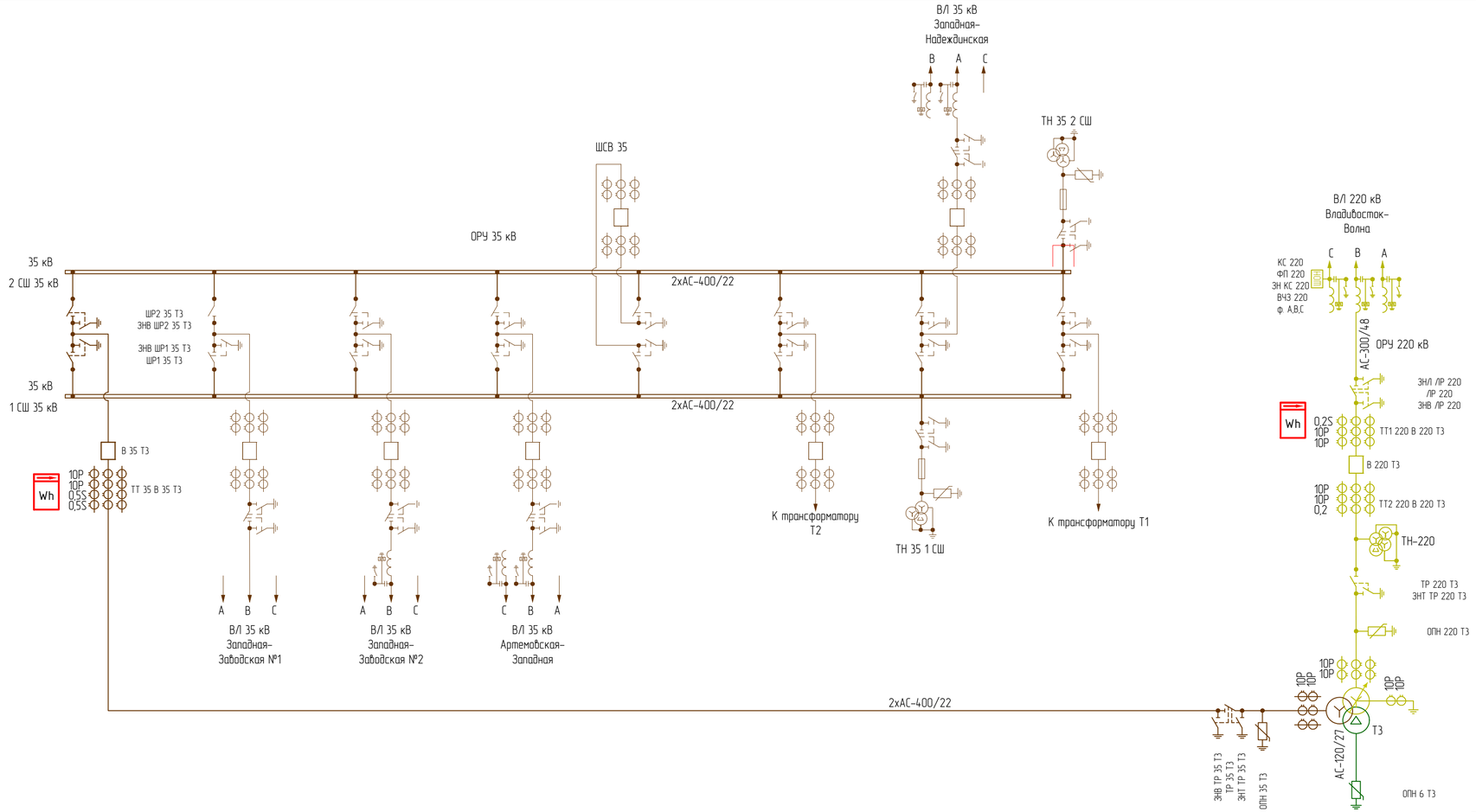
При $U/U_{ном}$ = 1,1 *При Δ t= 10 ,°C*

Номер ИИК	cosφ	Режим работы ИИК	Трансформаторы						Счетчик										$\delta_{Л}$, %	Погрешность ИИК			
			ТТ		ТН		$\delta_{В}$, %		$\delta_{с.о}$, %		$\delta_{с.I}$, %		$\delta_{с.U}$, %		$\delta_{с.f}$, %		$\delta_{с.М}$, %			Основная		Полная	
			δ_{I}, %	θ_{I}, угл. '	δ_{U}, %	θ_{U}, угл. '	акт.	реакт.	акт.	реакт.	акт.	реакт.	акт.	реакт.	акт.	реакт.	акт.	реакт.		акт.	реакт.	акт.	реакт.
1(220 кВ)	0,5	$0,01I_{ном}$	0,75	30	0,2	10	1,59	0,53	0,91	0,6	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,3	0,5	0,6	0,24	2,2	1,25	2,28	1,47
		$0,05I_{ном}$	0,35	15	0,2	10	0,91	0,3	0,33	0,26	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,13	0,5	0,26	0,24	1,18	0,68	1,33	0,78
		$0,2I_{ном}$	0,2	10	0,2	10	0,71	0,24	0,22	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,5	0,2	0,24	0,91	0,53	1,1	0,63
		$I_{ном}-1,2I_{ном}$	0,2	10	0,2	10	0,71	0,24	0,19	0,18	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,09	0,5	0,18	0,24	0,9	0,52	1,09	0,61
	0,8	$0,01I_{ном}$	0,75	30	0,2	10	0,69	1,22	0,63	0,79	0,14	0,14	0,1	0,1	0,1	0,39	0,5	0,79	0,24	1,36	1,83	1,49	2,08
		$0,05I_{ном}$	0,35	15	0,2	10	0,39	0,7	0,27	0,3	0,14	0,14	0,1	0,1	0,1	0,15	0,5	0,3	0,24	0,73	0,98	0,94	1,06
		$0,2I_{ном}$	0,2	10	0,2	10	0,31	0,55	0,2	0,21	0,14	0,14	0,1	0,1	0,1	0,11	0,5	0,21	0,24	0,57	0,76	0,82	0,82
		$I_{ном}-1,2I_{ном}$	0,2	10	0,2	10	0,31	0,55	0,18	0,19	0,14	0,14	0,1	0,1	0,1	0,09	0,5	0,19	0,24	0,57	0,75	0,82	0,8
	1	$0,01I_{ном}$	0,75	30	0,2	10	0	0	0,54	–	0,1	–	0,1	–	0,1	–	0,5	–	0,24	1,07	–	1,22	–
		$0,05I_{ном}$	0,35	15	0,2	10	0	0	0,25	–	0,1	–	0,1	–	0,1	–	0,5	–	0,24	0,58	–	0,82	–
		$0,2I_{ном}$	0,2	10	0,2	10	0	0	0,2	–	0,1	–	0,1	–	0,1	–	0,5	–	0,24	0,46	–	0,74	–
		$I_{ном}-1,2I_{ном}$	0,2	10	0,2	10	0	0	0,18	–	0,1	–	0,1	–	0,1	–	0,5	–	0,24	0,45	–	0,74	–
2 (35 кВ)	0,5	$0,01I_{ном}$	1,5	90	0,5	20	4,63	1,54	0,91	0,6	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,3	0,5	0,6	0,13	5,48	2,52	5,51	2,64
		$0,05I_{ном}$	0,75	90	0,5	20	4,63	1,54	0,33	0,26	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,13	0,5	0,26	0,13	5,2	1,99	5,24	2,03
		$0,2I_{ном}$	0,5	45	0,5	20	2,47	0,82	0,22	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,5	0,2	0,13	2,84	1,22	2,91	1,27
		$I_{ном}-1,2I_{ном}$	0,5	30	0,5	20	1,81	0,6	0,19	0,18	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,09	0,5	0,18	0,13	2,15	1,05	2,24	1,1
	0,8	$0,01I_{ном}$	1,5	90	0,5	20	2,01	3,56	0,63	0,79	0,14	0,14	0,1	0,1	0,1	0,39	0,5	0,79	0,13	2,9	4,38	2,96	4,49
		$0,05I_{ном}$	0,75	90	0,5	20	2,01	3,56	0,27	0,3	0,14	0,14	0,1	0,1	0,1	0,15	0,5	0,3	0,13	2,44	4,06	2,51	4,08
		$0,2I_{ном}$	0,5	45	0,5	20	1,07	1,9	0,2	0,21	0,14	0,14	0,1	0,1	0,1	0,11	0,5	0,21	0,13	1,44	2,25	1,55	2,27
		$I_{ном}-1,2I_{ном}$	0,5	30	0,5	20	0,78	1,39	0,18	0,19	0,14	0,14	0,1	0,1	0,1	0,09	0,5	0,19	0,13	1,19	1,74	1,33	1,76
	1	$0,01I_{ном}$	1,5	90	0,5	20	0	0	0,54	–	0,1	–	0,1	–	0,1	–	0,5	–	0,13	1,84	–	1,93	–
		$0,05I_{ном}$	0,75	90	0,5	20	0	0	0,25	–	0,1	–	0,1	–	0,1	–	0,5	–	0,13	1,04	–	1,19	–
		$0,2I_{ном}$	0,5	45	0,5	20	0	0	0,2	–	0,1	–	0,1	–	0,1	–	0,5	–	0,13	0,82	–	1,01	–
		$I_{ном}-1,2I_{ном}$	0,5	30	0,5	20	0	0	0,18	–	0,1	–	0,1	–	0,1	–	0,5	–	0,13	0,82	–	1	–

Зависимость предельных допускаемых погрешностей информационно измерительных каналов (ИИК) от загрузки по номинальному первичному току







Условные обозначения:

Wh – Счетчик электроэнергии однонаправленный

Примечания:
1. Тонкой сплошной линией выполнено существующее оборудование и ошиновка.
2. Жирной сплошной линией выполнено вновь устанавливаемое оборудование и ошиновка данным проектом.
3. Существующее ОРУ 110 кВ условно не показано.

Изм.	Колуч.	Лист	№док.	Подп.	Дата
Разраб.		Бурдуков			12.19
Н.контр.		Лоншаков			12.19
ГИП		Хомяков			12.19

794-19-10-ИОС1.5

«Реконструкция ПС 110/35/6 кВ Западная с установкой силового трансформатора 220/35 кВ мощностью 63 МВА», «Строительство одной ответвительной В/Л 220 кВ от В/Л 220 кВ Владивосток – Волна до ПС 220 кВ Западная, протяженностью 0,2 км.»

Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений
Подраздел 1. Система электроснабжения.
Часть 5. Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии

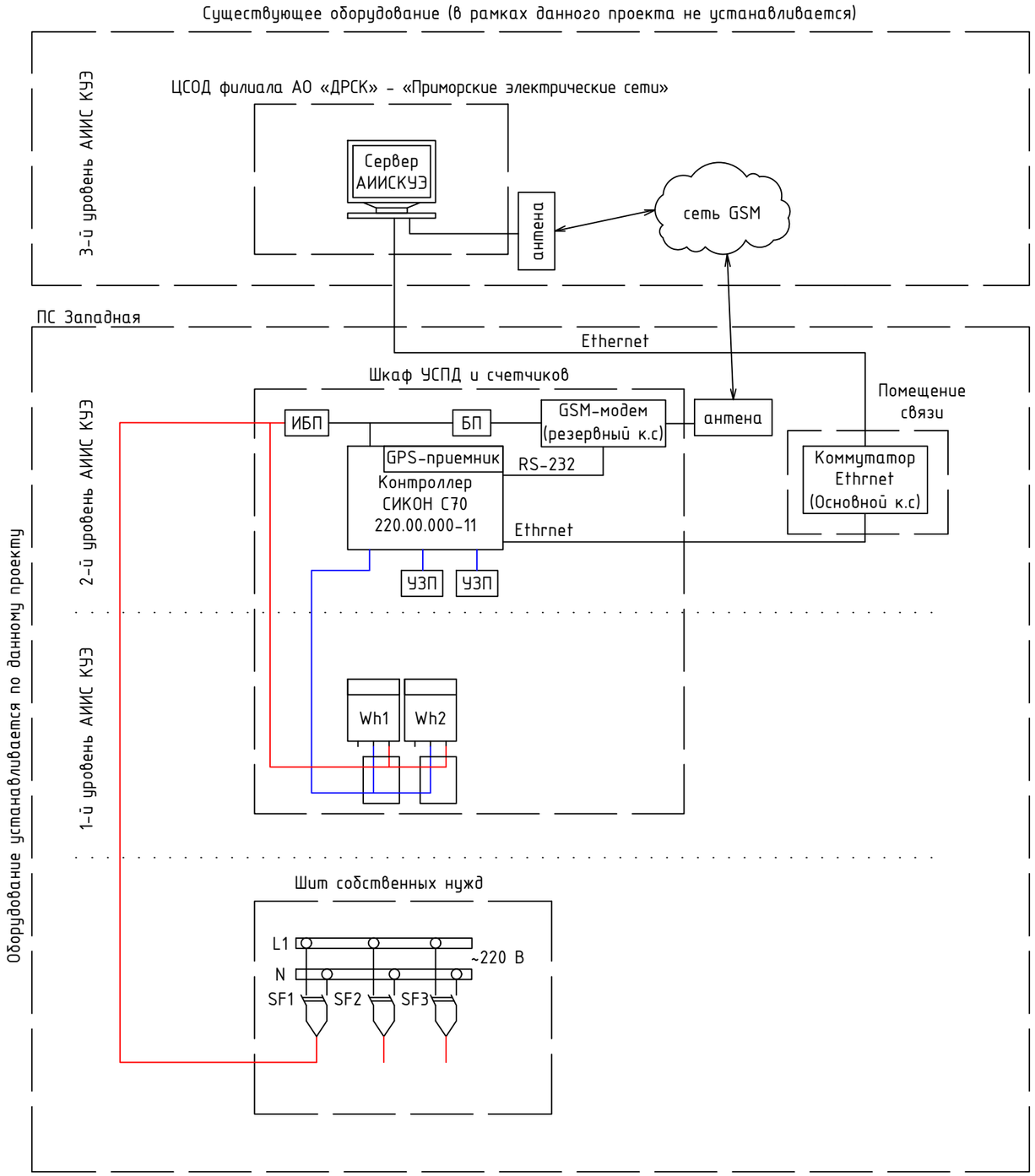
Стадия	Лист	Листов
П	1	-

Схема расположения точек учета на ПС Западная

АСК БАРС

Взам. инв. N | Подпись и дата | Инв. N подл.

Формат А4х3



Условные обозначения:

GPS-приемник – Устроство синхронизации системного времени (встоенный в контроллер);

– Коробка распределительная интерфейса RS-485 и резервного питания счетчиков РК-1 (для АИИС КУЭ НТЭС);

УЗП – Устройство защиты от повышенного напряжения УЗП-485-2-DIN;

SF – Автоматический выключатель.

GSM-модем (резервный к.с) – GSM модем

Wh – Счетчик электроэнергии: Wh1, Wh2 – A1802 RLXQ-P4GB-DW-4

ИБП – Источник бесперебойного питания

БП – Блок питания GSM-модема (поставляется в комплекте с GSM-модемом)

Взам. инв. N

Подпись и дата

Инв. N подл.

Изм.	Колуч.	Лист	№док.	Подп.	Дата
Разраб.		Бурдуков			12.19
Н.контр.		Лоншаков			12.19
ГИП		Хомяков			12.19

794-19-10-ИОС1.5

«Реконструкция ПС 110/35/6 кВ Западная с установкой силового трансформатора 220/35 кВ мощностью 63 МВА», «Строительство одной ответвительной ВЛ 220 кВ от ВЛ 220 кВ Владивосток – Волна до ПС 220 кВ Западная, протяженностью 0,2 км.»

Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений.
Подраздел 1. Система электроснабжения.
Часть 5. Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии

Стадия	Лист	Листов
П	2	-

Структурная схема построения АИИС КУЭ на ПС Западная

АСК БАРС

Формат А3