



ЕРСМ Сибири
Engineering Procurement Construction Management

ООО «ЕРСМ Сибири»
660074, г. Красноярск,
ул. Борисова, 14 стр 2
оф. 606, а/я 21641
тел.: +7 (391) 205-20-24
e-mail: info@epcmsiberia.ru
www.epcmsiberia.ru

ИНН/КПП 2463242025/246301001
ОГРН 1122468065587
ОКПО 10210537
р/с 40702810912030113472
Филиал ООО «Экспобанк»
в г. Новосибирске
БИК 045004861
к/с 30101810450040000861

Заказчик – ООО «Пятнадцатый Ветропарк ФРВ»

«Манланская ВЭС. Ветровая электрическая станция, внутриплощадочные
автомобильные дороги»

Проектная документация

Раздел 4 «Здания, строения и сооружения, входящие в инфраструктуру
линейного объекта»

Подраздел 3 «Система электроснабжения»

Книга 4 «Автоматизированная информационно-измерительная система
коммерческого и технического учета электроэнергии»

ВЭС00086.286.5.1-ИЛОЗ.4

Том 13

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

ООО «ЕРСМ Сибири»

Заказчик – ООО «Пятнадцатый Ветропарк ФРВ»

«Манланская ВЭС. Ветровая электрическая станция, внутриплощадочные
автомобильные дороги»

Проектная документация

Раздел 4 «Здания, строения и сооружения, входящие в инфраструктуру
линейного объекта»

Подраздел 3 «Система электроснабжения»

Книга 4 «Автоматизированная информационно-измерительная система
коммерческого и технического учета электроэнергии»

ВЭС00086.286.5.1-ИЛОЗ.4

Том 13

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

Технический директор

Лушников А.А.

Главный инженер проекта

Гусев А.В.



2019

Взам инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Содержание тома






Обозначение	Наименование	Прим.
ВЭС00086.286.5.1-ИЛОЗ.4-С	Содержание тома	
ВЭС00086.286.5.1-ИЛОЗ.4-СГИ	Справка главного инженера проекта	
ВЭС00086.286.5.1-ИЛОЗ.4-ТЧ	Текстовая часть	
ВЭС00086.286.5.1-ИЛОЗ.4-ГЧ	Графическая часть	

Согласовано

Взам инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

						ВЭС00086.286.5.1-ИЛОЗ.4-С			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата				
ГИП		Гусев			12.19	Манланская ВЭС. Ветровая электрическая станция, внутриплощадочные автомобильные дороги Автоматизированная информационно- измерительная система коммерческого и техниче- ского учета электроэнергии	Стадия	Лист	Листов
Н.контр.		Пирогова			12.19		П	1	1
Нач. отд.							 ЕРСМ Сибирь Engineering Procurement Construction Management		
Пров.		Ковжун			12.19				
Разраб.		Клепец			12.19				
						Содержание тома			

Справка главного инженера проекта






В настоящем проекте все технические решения по сооружениям, конструкциям, оборудованию и технологической части приняты и разработаны в полном соответствии с проектом планировки территории, проектом межевания территории, заданием на проектирование, техническими регламентами, в том числе устанавливающими требования по обеспечению безопасной эксплуатации зданий, строений, сооружений и безопасного использования прилегающих к ним территорий, с соблюдением технических условий и с действующими на дату выпуска проекта нормами и правилами, включая правила пожарной безопасности

При соблюдении правил технической эксплуатации, а также требований техники безопасности и пожарной безопасности, эксплуатация сооружений по данному проекту безопасна.

Главный инженер проекта







А.В. Гусев

Взам инв. №		Подп. и дата														
Ив. № подл.							ВЭС00086.286.5.1-ИЛОЗ.4-СГИ									
	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	<div style="display: flex; justify-content: space-between;"> <div style="width: 60%;"> Манланская ВЭС. Ветровая электрическая станция, внутриплощадочные автомобильные дороги Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого и технического учета элек- троэнергии </div> <div style="width: 35%; text-align: center;"> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 30%;">Стадия</td> <td style="width: 30%;">Лист</td> <td style="width: 30%;">Листов</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">П</td> <td style="text-align: center;">1</td> <td style="text-align: center;">1</td> </tr> </table> </div> </div>				Стадия	Лист	Листов	П	1	1
	Стадия	Лист	Листов													
	П	1	1													
	ГИП		Гусев			12.19										
Н.контр.		Пирогова			12.19											
Нач. отд.																
Пров.		Ковжун			12.19											
Разраб.		Клепец			12.19	Справка главного инженера проекта										

Содержание

1.	Описание объекта	5
2.	Общие положения.....	6
2.1	Основания для разработки и исходные данные	6
2.2	Цели, назначение и области использования АИИС КУЭ.....	7
3	Основные технические решения	11
3.1	Организация учёта электроэнергии	11
3.2	Решения по структуре функционирования системы.....	12
3.3	Структура и функционирование системы.....	13
3.4	Решения по обеспечению надёжности	16
3.5	Состав технических средств	19
3.6	Решения по режимам функционирования системы	22
3.7	Решения по мониторингу и диагностированию работы системы	24
4.	Метрологическое обеспечение.....	28
Приложение 1. Перечень точек измерений электрической энергии АИИС КУЭ «Манланской ВЭС».....		34
Приложение 2. Расчёт нагрузки вторичных обмоток трансформаторов напряжения		40
Приложение 3. Расчёт нагрузки вторичных обмоток трансформаторов тока.....		43
Приложение 4. Расчет относительной погрешности ИИК		45

Взам. инв. №		Подп. и дата														
Инв. № подл.										ВЭС00086.286.5.1-ИЛОЗ.4-ТЧ						
				Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата							
				ГИП		Гусев			12.19		Манланская ВЭС. Ветровая электрическая станция, внутриплощадочные автомобильные дороги Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого и технического учета электроэнергии					
				Н.контр.		Пирогова			12.19							
				Нач. отд.												
				Пров.		Ковжун			12.19							
				Разраб.		Клепец			12.19							
Текстовая часть																
										<table><tr><td>Стадия</td><td>Лист</td><td>Листов</td></tr><tr><td>П</td><td>1</td><td>40</td></tr></table>	Стадия	Лист	Листов	П	1	40
Стадия	Лист	Листов														
П	1	40														
										 ЕРСМ Сибири Engineering Procurement Construction Management						

1. Описание объекта

Проектная документация «Манланская ВЭС. Ветровая электрическая станция, внутриплощадочные автомобильные дороги» выполнена на основании следующих документов:

- Договор подряда на выполнение проектно-изыскательских работ №205/2019-ВФРВ от 15.10.2019г.

- Техническое задание на выполнение проектно-изыскательских работ по объекту «Манланская ВЭС» в Астраханской области.

- Задание на проектирование на разработку проекта «Манланская ВЭС. Ветровая электрическая станция, внутриплощадочные автомобильные дороги».

Заданием на проектирование предусматривается строительство ветровой электрической станции с внутриплощадочными автомобильными дорогами: «Манланская ВЭС» установленной мощностью 75,6 МВт, располагается на территории Черноярского муниципального района Астраханской области в составе:

- 18 ветроэнергетических установок (ВЭУ) мощностью 4,2 МВт каждая;
- модуль управления ВЭС;
- кабельные линии 35 кВ и 0,4 кВ;
- дизельная электростанция (ДЭС) 0,4 кВ.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
									2	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ВЭС00086.286.5.1-ИЛОЗ.4-ТЧ				

2. Общие положения

2.1 Основания для разработки и исходные данные

Основанием для разработки проектной документации АИИС КУЭ «Манланской ВЭС» являются следующие документы:

- Техническое задание на выполнение проектно-изыскательских работ по объекту «Манланская ВЭС» в Астраханской области;

- Нормативно-технические документы АО «АТС»:

- а) Приложение 1.1. Положение о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка. Действующая редакция.

- б) Приложение № 11.1 Автоматизированные информационно-измерительные системы коммерческого учета электрической энергии (мощности). Технические требования. Действующая редакция;

- в) Приложение № 11.1.1 Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояний средств и объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам. Действующая редакция;

- г) Приложение № 11.3 Порядок установления соответствия АИИС КУЭ техническим требованиям оптового рынка и присвоения класса АИИС КУЭ. Действующая редакция;

- д) Приложение 11.4. Методические указания по предоставлению информации в АО «АТС» о состоянии системы учета электроэнергии заявителя (опросные листы). Действующая редакция.

Документация проекта содержит решения по техническим и программным средствам АИИС в части измерительно-информационных комплексов (ИИК) точек измерений, информационно-вычислительного комплекса для объекта «Манланская ВЭС».

И.в. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>ВЭС00086.286.5.1-ИЛОЗ.4-ТЧ</p>						Лист	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					3

2.2 Цели, назначение и области использования АИИС КУЭ

Проектом предусматривается строительство объекта «Манланская ВЭС», а в части системы коммерческого учёта электроэнергии – создание системы АИИС КУЭ.

Наименование проектируемой системы – автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) «Манланской ВЭС».

АИИС КУЭ предназначается для осуществления автоматизации процесса коммерческого учета электроэнергии и мощности, а также для контроля распределения и потребления электроэнергии и мощности, проходящей через все присоединения ВЭС с целью получения на всех уровнях управления точной, достоверной и легитимной информации при проведении расчетов на федеральном оптовом рынке электроэнергии и мощности (ОРЭ) с возможностью использования многоставочных и дифференцированных тарифов, а также для расчетов на розничном рынке электроэнергии и мощности.

Целью создания системы является обеспечение полной, своевременной, достоверной и узаконенной действующими нормативными документами информацией об обороте товарной продукции, необходимой для проведения расчетов между субъектами оптового рынка в соответствии с правилами работы рынка. Товарной продукцией на оптовом рынке являются электроэнергия и мощность.

Критерием достижения цели создания АИИС КУЭ станет:

- установление класса качества АИИС КУЭ в соответствии приложением № 11.3 «Порядок установления соответствия АИИС КУЭ техническим требованиям оптового рынка и присвоения класса АИИС КУЭ» с присвоением класса качества АИИС на основании испытаний.

- получение в АО «АТС» Акта (Паспорта) соответствия АИИС КУЭ ВЭС и/или ее компонентов Приложению №11.1 «Автоматизированные информационно-измерительные системы коммерческого учета электрической энергии (мощности). Технические требования» и другим техническим требованиям ОРЭ, установленным АО «АТС»;

И/в. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									4
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ВЭС00086.286.5.1-ИЛОЗ.4-ТЧ			

- подтверждение соответствия проектных решений действующим нормам и правилам техники безопасности, пожаро- и взрывобезопасности и т. п.

АИИС КУЭ позволяет обеспечить повышение эффективности использования энергетических ресурсов и энергосбережение на базе получаемой более полной, достоверной, привязанной к единому астрономическому времени, метрологически обеспеченной информации о потреблении электроэнергии по всем контролируемым присоединениям в соответствии с требованиями учета электроэнергии и мощности на ОРЭ и межмашинный обмен информацией (повышение оперативности и достоверности расчетов за электроэнергию).

В основу АИИС КУЭ закладываются следующие основные положения:

- исходной информацией для системы служат данные, получаемые от счетчиков электрической энергии;
- сбор, обработка, хранение и выдача информации об электроэнергии и мощности осуществляются с помощью метрологически аттестованных и сертифицированных для коммерческих расчетов устройств сбора и передачи данных (УСПД);
- АИИС КУЭ создается как расчетная (коммерческая) система, использующая для расчетного и технического учета одни и те же технические средства;
- данные АИИС КУЭ используются для расчетного и технического учета активной и реактивной электроэнергии с целью получения полного баланса электроэнергии на объекте, включая балансы по уровням напряжения.

Функциями АИИС КУЭ являются:

- измерение 30-минутных приращений активной электроэнергии и интегрированной реактивной мощности, характеризующих оборот товарной продукции;
- периодический и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому астрономическому времени измеренных данных о приращениях электроэнергии с заданной дискретностью учета (интервал выбирается на этапе разработки проекта);
- объединение данных, полученных от счетчиков, в группы (по границам балансовой принадлежности с субъектами ОРЭ, выработки и расхода на соб-

И.И.В. № подл.	Подп. и дата	Взам. и.И.В. №							Лист
									5
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ВЭС00086.286.5.1-ИЛОЗ.4-ТЧ			

ментных действий персонала, нарушений в системе информационной защиты, сбоев и др.);

- звуковая и световая сигнализация при обнаружении неисправностей в устройствах АИИС;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС;
- контроль состояния объектов измерения;
- обеспечение полностью автоматического режима работы АИИС КУЭ без вмешательства оператора.

Проектируемая АИИС КУЭ способна осуществлять автоматическое измерение и учет активной и реактивной электроэнергии и мощности с привязкой всех измерений электроэнергии и мощности к единому календарному времени; обеспечение ООО «Пятнадцатый Ветропарк ФРВ» и смежных субъектов ОРЭ своевременной, полной и достоверной информацией, необходимой для коммерческих расчетов, в том числе и на ОРЭ, об объемах поступившей и отпущенной электроэнергии в технологическом процессе функционирования ЕНЭС; расчет за транспортируемую электроэнергию и приобретаемую на ОРЭ электроэнергию для компенсации потерь.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №								
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ВЭС00086.286.5.1-ИЛОЗ.4-ТЧ				Лист
										7

3 Основные технические решения

3.1 Организация учёта электроэнергии

Исходя из схемы электрической принципиальной «Манланской ВЭС» и требований НТД, учет электроэнергии организуется следующим образом.

На каждой ВЭУ предусматривается три точки учёта:

- выдача мощности ВЭУ в сеть после повышающего трансформатора на напряжении 35 кВ;

- потребление собственных нужд (СН) ВЭУ на напряжении 0,72 кВ;

- на выводах инверторного оборудования на стороне 0,72 кВ.

В модуле управления ВЭС предусматриваются следующие точки учёта:

- выдача мощности ВЭС на напряжении 35 кВ (пять ячеек 35 кВ в РП-35 кВ);

- потребление собственных нужд (СН) модуля управления ВЭС на напряжении 0,4 кВ;

- генерация мощности дизель генераторной установкой (ДГУ).

В каждой точке учета устанавливаются микропроцессорные электросчетчики, количество и класс точности которых указаны в Приложении 1.

АИИС КУЭ строящейся ВЭС рассчитана на автоматизацию учета электроэнергии и мощности с возможностью объединения всех счетчиков по цифровому интерфейсу. Таким образом, АИИС КУЭ рассчитана на автоматизацию учета электроэнергии и мощности по 61 точке учета.

Для присоединений 35 кВ и ниже класс точности должен быть не хуже 0,5S (для счетчика и ТТ) и 0,5 (для ТН).

Аппаратные средства, а также приборы и оборудование измерительных комплексов создаваемой системы будут расположены в закрытых помещениях и, следовательно, защищены от воздействия осадков.

Окружающая среда невзрывоопасна, не насыщена токопроводящей пылью, не содержит агрессивные пары и газы в концентрациях, разрушающих металлы и изоляцию.

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Воздействия электромагнитных полей и вибрационных нагрузок, требующих принятия дополнительных мер по защите оборудования и вносящих дополнительную погрешность в измерения, не отмечено.

3.2 Решения по структуре функционирования системы

В основу построения комплекса положены нижеприведенные требования и характеристики информационно-измерительных комплексов точек учёта электроэнергии.

Структурная схема АИИС КУЭ представляет собой трехуровневую систему.

УСПД обеспечивает выполнение основных функций системы:

- сбор информации о перетоках электроэнергии от всех электросчетчиков по цифровым интерфейсам;
- прием сигналов точного времени и синхронизацию времени всех компонентов системы;
- передачу информации по каналам связи;
- вывод контрольной информации на АРМ АИИС КУЭ;
- хранение информации на глубину не менее 45 суток.

Контроль состояния средств измерений осуществляется УСПД путем считывания журналов событий коммерческих счетчиков.

Автоматическая коррекция системного времени в УСПД и электросчетчиках осуществляется устройством синхронизации системного времени, подключаемым к УСПД.

Для настройки параметров УСПД и счетчиков при проверочно-наладочных работах целесообразно использовать переносной инженерный пульт (ноутбук).

Собранная в УСПД информация обрабатывается, запоминается и передается в центры сбора и обработки данных АИИС КУЭ: АО «АТС», ООО «Пятнадцатый Ветропарк ФРВ» и другим заинтересованным субъектам ОРЭ (смежные по электрическим сетям субъекты ОРЭ) в формате XML.

АИИС КУЭ охватывает все точки учета активной и реактивной электроэнергии с целью получения полного баланса электроэнергии, на объекте включая

Взам. инв. №	Для настройки параметров УСПД и счетчиков при проверочно-наладочных работах целесообразно использовать переносной инженерный пульт (ноутбук).					
	Собранная в УСПД информация обрабатывается, запоминается и передается в центры сбора и обработки данных АИИС КУЭ: АО «АТС», ООО «Пятнадцатый Ветропарк ФРВ» и другим заинтересованным субъектам ОРЭ (смежные по электрическим сетям субъекты ОРЭ) в формате XML.					
	АИИС КУЭ охватывает все точки учета активной и реактивной электроэнергии с целью получения полного баланса электроэнергии, на объекте включая					
Подп. и дата						
Инв. № подл.						
ВЭС00086.286.5.1-ИЛОЗ.4-ТЧ						Лист
						9
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	

балансы по уровням напряжения в соответствии с типовой работой по разработке основных положений по созданию систем АИИС КУЭ.

АИИС КУЭ создается как иерархическая интегрированная автоматизированная система с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

3.3 Структура и функционирование системы

АИИС КУЭ имеет три уровня:

- первый уровень включает в себя ИИК и выполняет функцию проведения измерений;
- второй уровень включает в себя ИВКЭ и выполняет функцию консолидации информации по данной электроустановке либо группе электроустановок;
- третий уровень ИВК включает в себя информационно-вычислительный комплекс.

Первый уровень – совокупность информационно-измерительных комплексов точек учёта состоит из статических электросчётчиков, измерительных трансформаторов и соединяющих их измерительных и интерфейсных цепей. На этом уровне производится измерение параметров электропотребления, обеспечивается хранение информации на заданную глубину в энергонезависимой памяти, а также обеспечивается доступ к этой информации с верхних уровней системы.

ИИК обеспечивает: автоматическое проведение измерений в точке измерений.

В состав ИИК входят:

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

Второй уровень, выполняется с использованием УСПД, которое устанавливается на объекте автоматизации в соответствии с проектными решениями и осуществляет автоматизированный опрос приборов учёта.

УСПД обеспечивает архивирование и хранение поступающих данных в энергонезависимой памяти на требуемую глубину и обеспечивает авторизован-

И.И.В. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									10
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ВЭС00086.286.5.1-ИЛОЗ.4-ТЧ			

АИИС КУЭ имеет гибкую структуру, позволяющую производить её наращивание, замену устаревших средств измерений без существенной перестройки структуры системы.

Третий уровень должен быть выполнен на основе сервера опроса и баз данных, представляющего собой отказоустойчивый компьютер с установленными операционной системой, сертифицированной для промышленного применения, и специализированным программным обеспечением, осуществляющим функции АИИС КУЭ по сбору информации с объекта, ее сохранение в базе сервера, а также предоставление авторизованного доступа к ней пользователям системы и из внешних систем. АРМ пользователей АИИС КУЭ обеспечивает визуализацию параметров электропотребления в соответствии с предоставленными пользователям правами, построение графиков нагрузки, формирование отчетных форм. АРМы могут быть организованы как на выделенном, так и на существующем компьютере и работать под управлением операционной системы, сертифицированной для промышленного применения.

АРМ АИИС КУЭ располагается в помещении модуля управления ВЭС.

Для конфигурирования и настройки параметров, а также «ручного» съёма данных приборов учёта на месте их установки целесообразно применять переносной компьютер (ноутбук) с комплектами специализированного программного обеспечения (ПО) конфигурирования и считывания приборов учета и УСПД АИИС КУЭ.

ИВК обеспечивает:

- автоматический сбор и хранение результатов измерений;
- диагностику состояния средств измерений (счетчиков коммерческого учета электроэнергии и УСПД);
- подготовку отчета в XML-формате для передачи требуемых данных в АО «АТС», ООО «Пятнадцатый Ветропарк ФРВ» и другим заинтересованным субъектам ОРЭ, по электронной почте.

Дополнительно на ИВК могут быть возложены функции:

- контроля достоверности результатов измерений;
- заверения подготовленного отчета в XML-формате электронно-цифровой подписью и отправка его в АО «АТС», ООО «Пятнадцатый Ветропарк ФРВ» и другим заинтересованным субъектам ОРЭ по электронной почте;

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

- доступа ИАСУ КУ АО «АТС» к информации АИИС КУЭ, в рамках процедуры технического контроля.

В ИВК входят:

- технические средства приёма-передачи данных (каналообразующая аппаратура);
- промконтроллер и/или сервер;
- технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения, прав доступа к информации;
- технические средства обеспечения безопасности локальных вычислительных сетей.

В состав АИИС КУЭ входит система обеспечения единого времени (СОЕВ), формируемая на всех уровнях АИИС.

СОЕВ выполняет законченную функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает синхронизацию времени при проведении измерений количества электроэнергии с точностью не хуже $\pm 5,0$ с/сут. В СОЕВ входят все средства измерений времени, влияющие на процесс измерения количества электроэнергии, и учитываются временные характеристики (задержки) линий связи между ними, которые используются при синхронизации времени. СОЕВ привязана к единому астрономическому времени.

3.4 Решения по обеспечению надежности

Программа обеспечения надежности устанавливает комплекс взаимосвязанных организационно-технических требований и мероприятий, подлежащих проведению на определенных стадиях жизненного цикла АИИС КУЭ и направленных на обеспечение и повышение надежности.

Целью расчета надежности является:

- проверка выполнимости установленных требований по надежности к элементам АИИС КУЭ;
- расчетное определение показателей надежности АИИС КУЭ по документации (паспорта, описание типа и т. д.).

И.И.В. № подл.	Подп. и дата	Взам. и.И.В. №							Лист
									13
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ВЭС00086.286.5.1-ИЛОЗ.4-ТЧ			

Требования по надежности для элементов АИИС КУЭ представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Требования по надежности для элементов АИИС КУЭ

№ п/п	Наименование	То	Тср	Тв	Кг
1	ИИК (измерительные трансформаторы)	-	30 лет.	-	-
2	ИИК (счетчик электроэнергии)	не менее 35000 ч.	-	не более 3 сут.	-
3	ИВКЭ	не менее 35000 ч	-	не более 24 ч.	-
4	Каналообразующая аппаратура	не менее 35000 ч.	-	не более 24 ч.	-
5	Канал передачи данных ИИК-ИВКЭ	-	-	не более 1 ч.	не менее 0,95
6	СОЕВ	-	-	не более 24 ч.	не менее 0,95
7	ИВК	-	-	не более 1 ч.	не менее 0,99

Условные обозначения:

- То – средняя наработка на отказ (наработка на отказ);
- Тср – средняя наработка до отказа;
- Тв – среднее время восстановления;
- Кг – коэффициент готовности.

Исходными данными для расчета надежности системы являются показатели надежности отдельных компонентов системы, взятых либо из паспортов, либо из технических условий на эти компоненты.

В АИИС КУЭ используются технические средства, наработка на отказ которых составляет не менее 35000 часов.

Показатели надежности компонентов системы приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Показатели надежности новых компонентов системы

№ п/п	Наименование	Тип	Кол -во	Ремонто-пригодность	То/ Тс	Кг	Тв, час	Тсл.с р.сп, лет	Источник данных
1	Измерительный трансформатор тока РП-35 кВ	-	15	Невосстан.	400000	-	-	30	Описание типа

ВЭС00086.286.5.1-ИЛОЗ.4-ТЧ

Лист

14

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

№ п/п	Наименование	Тип	Кол-во	Ремонто-пригодность	T _о / T _с	K _г	T _в , час	T _{сл.с} р.сп, лет	Источник данных
2	Измерительный трансформатор тока 0,4 кВ	-	6	Невосстан.	400000	-	-	30	Описание типа
3	Измерительный трансформатор тока 35 кВ ВЭУ	-	54	Невосстан.	400000	-	-	30	Описание типа
4	Измерительный трансформатор тока 0,72 кВ ВЭУ	-	108	Невосстан.	400000	-	-	30	Описание типа
5	Измерительный трансформатор напряжения РП-35 кВ	-	1	Невосстан.	400000	-	-	30	Описание типа
6	Измерительный трансформатор напряжения 35 кВ ВЭУ	-	18	Невосстан.	400000	-	-	30	Описание типа
7	Измерительный трансформатор напряжения 0,72 кВ ВЭУ	-	18	Невосстан.	400000	-	-	30	Описание типа
8	Счетчик электроэнергии	-	61	Восстан.	120000	-	2	30	Описание типа
9	УСПД	-	2	Восстан.	250000	-	2	30	Описание типа
10	УССВ	-	2	Восстан.	74500	-	2	10	Описание типа
11	Коммутатор	-	2	Восстан.	3040784	-	2	-	Справка поставщика
12	Сервер АИИС КУЭ	-	2	Восстан.	141241	-	0,5	5	Справка поставщика
13	Преобразователь RS-485/Ethernet	-	18	Восстан.	2231530	-	2	-	Справка поставщика

Проверка выполнимости установленных требований по надежности к элементам АИИС КУЭ:

ИИК (счетчик Альфа А1800):

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ВЭС00086.286.5.1-ИЛОЗ.4-ТЧ

Лист

15

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

						ВЭС00086.286.5.1-ИЛОЗ.4-ТЧ	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		16

- коммуникационное оборудование уровня ИБК – устройства сопряжения с вычислительной сетью предприятия, модемы (GSM и др.);
- УСПД уровня ИБКЭ;
- коммуникационное оборудование уровня ИБКЭ – устройства сопряжения с вычислительной сетью предприятия, GSM-модемы, коммуникационные контроллеры;
- каналообразующее оборудование и линии связи промышленной сети передачи данных объектов;
- информационно-измерительные комплексы точек учета, включающие в себя:
 - электронные счетчики электроэнергии с цифровыми интерфейсами;
 - измерительные трансформаторы тока и напряжения;
 - измерительные каналы;
 - устройства синхронизации времени;
 - устройства гарантированного электропитания – устройства АВР, источники бесперебойного питания;
 - АРМы пользователей системы;
 - переносные компьютеры, обеспечивающие возможность локального параметрирования и считывания данных на объектах;
 - вспомогательное оборудование: шкафы, боксы, устройства климатического контроля и пр.

Система строится на базе современных технических средств и предусматривает возможность дальнейшей модернизации и расширения без существенной реконструкции и ухудшения технических характеристик.

Дальнейшее развитие системы предполагает расширение объекта автоматизации и увеличения количества точек учёта. В связи с этим конфигурация программных и технических средства создаваемой АИИС КУЭ предусматривают возможность подключения дополнительных приборов учёта и УСПД без существенного ухудшения характеристик системы и существенного увеличения времени опроса устройств нижнего уровня.

И/в. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									17
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ВЭС00086.286.5.1-ИЛОЗ.4-ТЧ			

Во всех ИИК устанавливаются трансформаторы тока (ТТ) в каждой из трёх фаз. Все средства измерения, применяемые для учета электроэнергии, должны иметь действующие свидетельства об утверждении типа средств измерений и быть включены в Государственный реестр средств измерений.

Измерительные цепи в измерительных комплексах коммерческого учёта будут проложены медными контрольными кабелями. Проектом предусматривается защита вторичных цепей трансформаторов тока и напряжения от несанкционированного доступа путем пломбирования клемм вторичных цепей знаками визуального контроля.

В ИИК системы используются счётчики по типу A1805RAL-P4GB-DW-4, производимые фирмой Эльстер Метроника.

Счетчики электрической энергии многофункциональные по типу A1805RAL-P4GB-DW-4 выполняют следующие функции:

- многотарифный учет активной и реактивной электрической энергии прямого и обратного направления в четырехпроводных сетях переменного тока частотой $50(\pm 2,5)$ Гц на объектах энергетики;
- измерение мгновенных значений физических величин, характеризующих трехфазную электрическую сеть: активной, реактивной и полной мощности, фазных и межфазных напряжений, тока, коэффициента мощности, частоты сети;
- формирование до восьми массивов профиля мощности с программируемым временем интегрирования от 1 до 30 минут. Глубина хранения каждого массива профиля мощности при времени интегрирования 30 минут составляет не менее 3 месяцев;
- ведение журналов событий, показателей качества электричества, статусного журнала.

Программирование счетчика и доступ к измерительной информации осуществляется по интерфейсу RS485, через преобразователи интерфейсов RS485 в Ethernet посредством технологической ЛВС ВЭС. Счетчик имеет возможность подключения резервного питания переменным напряжением 220 В.

И.в. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ВЭС00086.286.5.1-ИЛОЗ.4-ТЧ	Лист
							18

Для опроса счетчиков электроэнергии используется УСПД по типу RTU-327L. Предусматривается установка УСПД, а также сервера. Данное оборудование будет установлено в специализированном шкафу в помещении Модуля управления ВЭС. Также предусмотрена установка АРМ АИИС КУЭ.

В соответствии со структурой АИИС КУЭ, в ее состав входит программное обеспечение уровня ИИК, ИВКЭ и ИВК.

Проектом предусматриваются следующие меры защиты технических средств проектируемой АИИС КУЭ от несанкционированного доступа к информации и ее произвольного изменения:

- организационные решения (ограничение доступа посторонних лиц в помещения, где размещается оборудование системы);
- физическая защита (пломбирование клемм вторичных цепей трансформаторов тока и напряжения, пломбирование клемм информационных цепей, установка замков на шкафы);
- программные методы (пароли доступа).

Для передачи данных по учету электроэнергии от каждой ВЭУ к оборудованию АИИС КУЭ, находящемуся на удаленном щите управления (УЩУ), а также для передачи данных внешним потребителям используется оборудование связи, учтенное в соответствующем томе проектной документации.

Электропитание шкафа сервера АИИС КУЭ предусмотрено следующим образом: два фидера от сборок СН-0,4 кВ по переменному току с возможностью осуществления АВР внутри самого шкафа.

Электропитание счетчиков в РП-35 кВ производится шлейфом от СН-0,4 кВ.

Питание счетчиков, а также коммуникационного оборудования АИИС КУЭ внутри самих ВЭУ, входит в объем поставщиков ветряных электроустановок.

3.6 Решения по режимам функционирования системы

АИИС КУЭ может работать в следующих режимах работы системы: штатном, аварийном, поверочном, режиме модернизации, сервисном, ремонтном и автономном.

И/в. № подл.	Подп. и дата	Взам. и/в. №					ВЭС00086.286.5.1-ИЛОЗ.4-ТЧ		Лист
									19
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	

Штатный режим – нормальный режим работы АИИС КУЭ. В нормальном режиме работы, обмен информацией с ИВК АИИС КУЭ ВЭС производится по сигналам запроса системы верхнего уровня по основным или резервным каналам связи, при этом передаются любые запрашиваемые и хранимые в УСПД параметры.

После запуска УСПД, процессы передачи информации на верхний уровень, взаимодействия с внешними устройствами, отображения информации не влияют на процесс сбора, накопления и хранения информации в УСПД.

Аварийный режим – режим работы системы в нештатной ситуации, длительное пребывание в этом режиме не допускается.

Поверочный режим используется при проверке измерительных каналов и АИИС КУЭ в целом.

Для возможности функционального расширения и модернизации системы АИИС КУЭ предназначен режим модернизации.

Сервисный режим используется при проведении обслуживания, реконфигурации и пополнения системы новыми компонентами.

Ремонтный режим – режим, специально предназначенный для устранения неполадок и аварийных ситуаций в системе АИИС КУЭ, а также для проведения ремонта работающей системы.

Автономный режим – работа при отсутствии взаимодействия между ИИК, ИВКЭ и ИВК.

При любом вышеуказанном режиме работа АИИС КУЭ ВЭС в целом не прекращается. Во всех режимах обеспечивается сохранность и безопасность данных, относящихся к коммерческому учету.

АИИС КУЭ в ходе своего функционирования обеспечивает:

- контроль состояния средств измерений (диагностика неисправностей и ведение журналов событий ИВКЭ и ИИК);
- сбор служебной информации о состоянии средств сбора, обработки и передачи информации;
- контроль выполнения процесса сбора и передачи данных в АИИС КУЭ.

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Структура проектируемой АИИС КУЭ приспособлена к дальнейшей модернизации и развитию, а именно:

- предусмотрена возможность добавления в систему новых точек учета;
- возможно увеличение количества автоматизированных рабочих мест пользователей;
- наращивание аппаратных и программных средств обеспечивается без выхода системы из постоянной эксплуатации.

3.7 Решения по мониторингу и диагностированию работы системы

Применяемые компоненты системы АИИС КУЭ имеют возможность диагностирования, мониторинга работоспособности, самотестирования, ведения журнала событий (отказов), сигнализации о возникновении отказов технических средств АИИС КУЭ, а система АИИС КУЭ имеет возможность передачи полученных данных в ИВК.

АРМ АИИС КУЭ позволяет вести мониторинг за состоянием АИИС КУЭ в целом и её компонентов, производить самотестирование АРМ, сигнализацию и вести журнал событий в системе АИИС КУЭ.

Контроль работоспособности оборудования центра сбора информации АИИС КУЭ и режимов его функционирования осуществляется специализированным обеспечением, установленным на сервере ИВК. Программное обеспечение последнего отображает состояние опроса объектов (фиксирует дату и время последнего опроса, его успешность или неуспешность).

Электросчётчики и УСПД обеспечивают самодиагностику. Контроль исправности функционирования УСПД и электросчётчиков на месте их установки осуществляется по состоянию их светодиодных индикаторов или соответствующих индикаторов на жидкокристаллическом дисплее и чтению журналов событий.

Система имеет встроенные средства контроля достоверности накопленных данных и обеспечивает восстановление утерянных и/или недостоверных данных.

В случае наступления критических отказов (фиксация наличия недостоверных данных, отсутствие связи с объектами на протяжении более чем 12 ч, невоз-

И.И.В. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
									21	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ВЭС00086.286.5.1-ИЛОЗ.4-ТЧ				

возможность передачи результатов измерений на сервер ИАСУ КУ и т.п.) ПО сервера системы должно в автоматическом режиме формировать сигнал оповещения администратора системы с кратким диагностическим сообщением по каналам электронной почты, GSM и т.п. Критерии и способ формирования автоматической сигнализации об отказах определяются на стадии рабочего проектирования.

Необходимо обеспечить периодическое наблюдение за работоспособностью УСПД, визуально – по его дисплею. В целях предотвращения потери коммерческих данных, периодичность наблюдения не должна превышать времени хранения данных учёта в счётчиках, за вычетом времени, которое требуется для восстановления работоспособности УСПД в случае его отказа. Работоспособность определяется по наличию передаваемых УСПД данных. При визуальном считывании показаний счётчиков, подключенных к УСПД, необходимо следить за синхронностью хода их внутренних часов: разбежка показаний текущего времени на дисплеях счётчиков не должна превышать 2 секунд. Большее значение разбежки означает невыполнение УСПД функций синхронизации системного времени и данная ситуация подлежит разборке с целью определения причин (повреждение кабеля, «зависание» интерфейса, неверное параметрирование или отказ УСПД и др.) и принятию мер по их устранению.

В случае установления эксплуатационным персоналом системы АИИС КУЭ полного или частичного отказа УСПД изделие подлежит ремонту на предприятии-изготовителе или в его сервисном центре, имеющем разрешение от производителя на проведение данного вида работ.

Обслуживающий персонал АИИС КУЭ должен произвести демонтаж УСПД из системы и его отправку для ремонта с указанием характера неисправности.

Перед демонтажем УСПД необходимо обеспечить, если это возможно, документирование установленной конфигурации (параметры его настройки) с целью восстановления после ремонта. Документирование производится в соответствии с описанием на программное обеспечение. Во избежание потери коммерческой информации, накапливаемой в АИИС КУЭ, необходимо обеспечить время

И.И.В. № подл.	Подп. и дата	Взам. и.И.В. №							Лист
									22
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ВЭС00086.286.5.1-ИЛОЗ.4-ТЧ			

восстановления работоспособности УСПД за время, не превышающее глубину хранения данных в памяти счётчиков, или глубину хранения в УСПД (наименьшее из двух значений). Данное условие определяет необходимость периодического наблюдения за работоспособностью УСПД в составе АИИС КУЭ и принятии экстренных мер по организации его ремонта в случае отказа.

Обслуживание технических средств, входящих в состав системы. Производится в соответствии с инструкциями, изложенными в «Руководствах по эксплуатации» на соответствующие технические средства.

В обязанности обслуживающего персонала входит проведение:

- ежедневного внешнего осмотра;
- ежемесячного профилактического осмотра;
- эксплуатационной проверки системы;
- поверок средств измерений;
- ремонта по истечении гарантийного срока эксплуатации;
- настройки системы путем задания новых параметров при изменении конфигурации системы и замене технических средств.

Виды обслуживания технических средств системы приведены в таблице 2.

Таблица 2–Виды обслуживания технических средств

№	Вид обслуживания	Периодичность	Исполнитель
1	Ежедневный осмотр	Ежедневно в течении смены	Дежурный персонал
2	Ежемесячный осмотр	Раз в месяц	Специалист, ответственный за работу АИИС
3	Эксплуатационная проверка	Два раза в год	Специалист, ответственный за работу АИИС
4	Поверка средств измерений	В соответствии с сроком поверки	Специалист, ответственный за работу АИИС
5	Внеплановое обслуживание	При возникновении необходимости	Определяется конкретными условиями

При ежедневном и ежемесячном техническом осмотре проводятся:

- визуальный контроль повреждений на составных частях системы;
- визуальная проверка правильности соединений элементов схемы;
- проверка записей в журнале событий.

Данные ежедневного и ежемесячного осмотров должны фиксироваться исполнителем в регистрационном журнале.

Эксплуатационная проверка должна проводиться в соответствии с утвержденным графиком. При этом проверяется:

- наличие крышек на клеммных коробках;
 - наличие пломб на приборах коммерческого учета;
 - нормальное функционирование светодиодных и ламповых индикаторов на приборах системы;
 - соответствие показаний счетчиков показаниям зарегистрированным системой;
 - работа приборов аварийного включения резервного питания (АВР);
 - работа резервных каналов связи;
 - данные, выдаваемые счетчиками на встроенный ЖКИ, а также наличие кодов ошибок и предупреждений;
- записи в журналах событий счетчиков, УСПД.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									24
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ВЭС00086.286.5.1-ИЛОЗ.4-ТЧ			

4. Метрологическое обеспечение

Метрологическое обеспечение АИИС КУЭ ВЭС в части измерительных каналов, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений (см. Федеральный Закон от 26.06.2008 № 102 ФЗ «Об обеспечении единства измерений») включает в себя следующее:

- Метрологическую экспертизу технической документации в аккредитованных организациях;
- Разработку методик измерений электроэнергии (мощности), их аттестацию и внесение в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений;
- Проведение испытаний с целью утверждения типа средств измерений и утверждение типа АИИС КУЭ с оформлением свидетельства об утверждении типа и внесением в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений;
- Первичную поверку измерительных каналов (первичную поверку АИИС КУЭ). Поверка должна производиться в соответствии с нормативными документами, утверждаемыми по результатам испытаний для целей утверждения типа средства измерений (методика поверки);
- Метрологическое обследование измерительных каналов с оформлением паспортов-протоколов ИИК в соответствии с требованиями ОРЭМ. Паспорта-протоколы ИИК должны быть согласованы с государственными уполномоченными организациями или со смежным субъектом ОРЭМ;
- Периодическую поверку измерительных каналов и средств измерений, входящих в состав измерительных каналов (измерительные трансформаторы тока и напряжения, приборов учета электроэнергии, УСПД, осуществляющего функцию измерения времени);
- Метрологический надзор за состоянием, применением и эксплуатацией средств измерений, АИИС КУЭ в целом и за применением аттестованных МИ и соблюдением метрологических правил и норм.

И/в. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									25
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ВЭС00086.286.5.1-ИЛОЗ.4-ТЧ			

Средствами измерений, на которые распространяются требования по метрологическому обеспечению, являются:

- измерительные трансформаторы тока и напряжения,
- приборы коммерческого учета электроэнергии,
- УСПД – устройства сбора и передачи данных;
- система обеспечения единого времени в целом и средства измерений времени, входящие в состав СОЕВ;
- АИИС КУЭ в целом.

Документами, подтверждающими соответствие АИИС КУЭ требованиям по метрологическому обеспечению, являются:

- Аттестованная органами Росстандарта или уполномоченными им организациями Методика измерений (МИ) с использованием АИИС КУЭ с приложением свидетельства об аттестации МИ;
- Свидетельство об утверждении типа средств измерений АИИС КУЭ (свидетельства об утверждении типа средств измерений ИИК, входящих в состав АИИС КУЭ) с приложением Описания типа средств измерений. Методика поверки измерительных каналов, относящихся к сфере Государственного регулирования; методика калибровки измерительных каналов, не относящихся к сфере Государственного регулирования;
- Заводские паспорта на средства измерений (с отметкой о первичной поверке средства измерений), включая паспорта на измерительные трансформаторы тока и напряжения;
- Свидетельства о поверке (в случае отсутствия отметки о поверке в паспорте) подтверждающие действующий срок поверки средств измерений, применяемых в составе АИИС КУЭ (включая свидетельства о поверке АИИС КУЭ в целом);
- Свидетельство о поверке измерительных систем (по измерительным каналам, относящимся к сфере Государственного регулирования);
- Паспорта-протоколы измерительных комплексов по всем точкам измерений.

И/в. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ВЭС00086.286.5.1-ИЛОЗ.4-ТЧ				26

Исходными данными для расчета погрешностей системы являются данные из паспортов-протоколов, реальные значения нагрузки конкретных измерительных каналов. Вспомогательной документацией являются паспорта, соответствующие ГОСТы на средства измерения и условия эксплуатации.

Погрешность синхронизации системного времени не превышает плюс минус 5 с.

Все величины погрешностей принимаются для доверительной вероятности, равными 0,95.

Согласно Приложению № 11.1 «Технические требования» АО «АТС», предъявлены требования по составляющим суммарной погрешности измерений электроэнергии:

- токовая погрешность трансформатора тока по ГОСТ 7746;
- погрешность напряжения трансформатора напряжения по ГОСТ 1983;
- основная погрешность счетчика по ГОСТ 31819.22;
- погрешность трансформаторной схемы включения счетчика за счет угловых погрешностей трансформатора тока, трансформатора напряжения и коэффициента мощности;
- дополнительные погрешности счетчика электроэнергии от влияния внешних величин;
- погрешность из-за потери (падения) напряжения в линии присоединения счетчика к трансформатору напряжения в соответствии с ПУЭ, Инструкцией по проверке трансформаторов напряжения и их вторичных цепей;
- погрешность синхронизации при измерении текущего календарного времени в соответствии с технической документацией на компоненты АИИС, выполняющих функции по синхронизации времени и предназначенных для проведения измерений.

Нормы основной относительной погрешности измерения активной электрической энергии по каждому ИИК, для значений $\cos \varphi$ в промежутке $>0,8$ и ≤ 1 не должны превышать:

- для области нагрузок до 2% (относительная величина нагрузки трансформатора тока) не регламентируется;
- для области малых нагрузок (2-20% включительно) не хуже 2,9%;

И.И.В. № подл.	Подп. и дата	Взам. и.И.В. №							Лист
									27
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ВЭС00086.286.5.1-ИЛОЗ.4-ТЧ			

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

Нормы основной относительной погрешности измерения активной электрической энергии по каждому ИИК, для значений $\cos \varphi$ в промежутке $\geq 0,5$ и $\leq 0,8$ не должны превышать:

- для области нагрузок до 2% (относительная величина нагрузки трансформатора тока) не регламентируется;

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

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

В качестве методики для расчета погрешности канала выбирается типовая методика выполнения измерений электроэнергии и мощности РД 153-34.0-11.117-2001.

Данная методика предполагает следующие условия расчета:

- учитывается основная погрешность счетчика по ГОСТ 30206;

- учитываются значения погрешностей трансформаторов тока и напряжения, принятые в соответствии с ГОСТ. Все трансформаторы тока и напряжения прошли государственную поверку и допущены к эксплуатации;

- погрешность синхронизации при измерении текущего календарного времени счетчиков не учитывается вследствие пренебрежимо малой величины.

Предел допустимого основного значения (без учета внешних влияющих величин) относительной погрешности измерительного канала $\delta_{ИИК}$ определяется по формуле:

$$\delta_{ИИКосн} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_1^2 + \delta_U^2 + \delta_\theta^2 + \delta_L^2 + \delta_{УСПД}^2 + \delta_{СО}^2},$$

где: δ_1 – предел относительной погрешности ТТ, %;

δ_U – предел относительной погрешности ТН, %;

δ_θ – погрешность трансформаторной схемы включения за счет угловых погрешностей ТТ θ_1 и ТН θ_U , %;

δ_L – погрешность из-за потери напряжения в линии присоединения счетчика к трансформатору напряжения, %;

$\delta_{УСПД}$ – относительная погрешность устройства сбора и передачи данных, %;

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

$\delta_{\text{со}}$ – предел допускаемой основной погрешности счетчика, %.

При этом погрешность δ_{θ} при измерении активной электроэнергии определяется выражением:

$$\delta_{\theta A} = 0,0291 \cdot \sqrt{\theta_j^2 + \theta_U^2} \cdot \frac{\sqrt{1 - \cos^2 \varphi}}{\cos \varphi},$$

а реактивной электроэнергии – выражением:

$$\delta_{\theta P} = 0,0291 \cdot \sqrt{\theta_j^2 + \theta_U^2} \cdot \frac{\cos \varphi}{\sqrt{1 - \cos^2 \varphi}},$$

где: 0,0291 – множитель, переводящий минуты угловых погрешностей в проценты относительной погрешности;

θ_1 и θ_U – пределы допускаемой угловой погрешности соответственно трансформаторов тока и напряжения, в минутах.

С учетом дополнительной погрешности $\delta_{\text{сi}}$ предел относительной погрешности измерительного канала $\delta_{\text{иик}}$ определяется по формуле:

$$\delta_{\text{иик}} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_1^2 + \delta_U^2 + \delta_0^2 + \delta_L^2 + \delta_{\text{УСПД}}^2 + \delta_{\text{ос}}^2 + \sum_{j=1}^l \delta_{\text{сj}}^2},$$

где $\delta_{\text{сj}}$ – дополнительная погрешность счетчика от j-й влияющей величины, % (дополнительные величины, влияющие на погрешность: изменение напряжения, частоты, коэффициента несинусоидальности, температуры и индукции внешнего магнитного поля).

Относительная погрешность УСПД определяется по формуле:

$$\delta_{\text{УСПД}} = \sqrt{\delta_{\text{п.и.}}^2 + \delta_{\text{н.и.}}^2 + \delta_{\text{т}}^2 + \delta_{\text{т.р.}}^2 + \delta_{\text{уд}}^2 + \delta_{\text{алг}}^2},$$

где: $\delta_{\text{пи}}$ – погрешность перевода числа импульсов в кВт·ч, %;

$\delta_{\text{ни}}$ – погрешность накопления информации, %;

$\delta_{\text{т}}$ – среднесуточная погрешность измерений текущего календарного времени, %;

Взам инв. № Подп. и дата Инв. № подл.							ВЭС00086.286.5.1-ИЛОЗ.4-ТЧ Изм. Кол.уч Лист №доку. Подп. Дата	Лист
								29

$\delta_{\text{тр}}$ – погрешность рассинхронизации при измерении текущего измерений текущего календарного времени, %;

$\delta_{\text{уд}}$ – дополнительная погрешность УСПД от влияния внешних величин, %;

$\delta_{\text{алг}}$ – погрешность расчета по алгоритмам АИИС КУЭ, %.

При подключении электронных счетчиков к УСПД по цифровым интерфейсам RS-485 относительная погрешность УСПД на один порядок меньше по сравнению с наименьшей погрешностью средств измерения, образующих измерительный канал. Поэтому, при округлении до двух значащих цифр предела погрешности измерительного канала, значением погрешности УСПД можно пренебречь (в соответствии с МИ 1317).

Расчет относительной погрешности ИИК приведен в Приложении 4.

И/в. № подл.	Подп. и дата	Взам. и/в. №							Лист
									30
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ВЭС000086.286.5.1-ИЛОЗ.4-ТЧ

Приложение 1. Перечень точек измерений электрической энергии **АИИС КУЭ «Манланской ВЭС»**

№ИИК	РУ	Наименование присоединения	Электросчетчик			Трансформатор напряжения			Трансформатор тока		
			Вид учета (КУ/ТУ)	Класс точности акт./реакт. Энер.	Направление учета 2(1)	Класс точности	Фазы	Коэффициент трансформации	Класс точности	Фазы	Коэффициент трансформации
1	КРУ-35 кВ	КРУ-35 кВ Манланская ВЭС - ПС 220 кВ яч.2	КУ	0,5S/1	2	0,5	А, В, С	35000/ 100	0,2S	А, В, С	2000/ 5
2		КРУ-35 кВ ВЭУ№17 яч.3	ТУ	0,5S/1	2	0,5	А, В, С	35000/ 100	0,2S	А, В, С	400/5
3		КРУ-35 кВ ВЭУ№5 яч.4	ТУ	0,5S/1	2	0,5	А, В, С	35000/ 100	0,2S	А, В, С	400/5
4		КРУ-35 кВ ВЭУ№12 яч.5	ТУ	0,5S/1	2	0,5	А, В, С	35000/ 100	0,2S	А, В, С	400/5
5		КРУ-35 кВ ВЭУ№18 яч.6	ТУ	0,5S/1	2	0,5	А, В, С	35000/ 100	0,2S	А, В, С	400/5
6	МУ «Манланская ВЭС»	СН-0,4 кВ	ТУ	0,5S/1	1	-	-	-	0,5S	А, В, С	150/5
7		ДЭС-0,4 кВ	ТУ	0,5S/1	1	-	-	-	0,5S	А, В, С	150/5
8	ВЭУ №1	Трансформатор 35/0,72 кВ 5,15 МВА	ТУ	0,5S/1	2	0,2	А, В, С	35000/ 100	0,5S	А, В, С	70/1

И.И.В. № подл.	Подп. и дата	Взам. и.И.В. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ВЭС00086.286.5.1-ИЛОЗ.4-ТЧ

Лист

28

9		Генератор (на выводах инверторного оборудования 0,72 кВ)	КУ	0,5S/1	2	0,5	A, B, C	720/100	0,2S	A, B, C	5000/1
10		Отпайка на СН 0,72 кВ	ТУ	0,5S/1	1	0,5	A, B, C	720/100	0,5S	A, B, C	100/1
11	ВЭУ №2	Трансформатор 35/0,72 кВ 5,15 МВА	ТУ	0,5S/1	2	0,2	A, B, C	35000/100	0,5S	A, B, C	70/1
12		Генератор (на выводах инверторного оборудования 0,72 кВ)	КУ	0,5S/1	2	0,5	A, B, C	720/100	0,2S	A, B, C	5000/1
13		Отпайка на СН 0,72 кВ	ТУ	0,5S/1	1	0,5	A, B, C	720/100	0,5S	A, B, C	100/1
14	ВЭУ №3	Трансформатор 35/0,72 кВ 5,15 МВА	ТУ	0,5S/1	2	0,2	A, B, C	35000/100	0,5S	A, B, C	70/1
15		Генератор (на выводах инверторного оборудования 0,72 кВ)	КУ	0,5S/1	2	0,5	A, B, C	720/100	0,2S	A, B, C	5000/1
16		Отпайка на СН 0,72 кВ	ТУ	0,5S/1	1	0,5	A, B, C	720/100	0,5S	A, B, C	100/1
17	ВЭУ №4	Трансформатор 35/0,72 кВ 5,15 МВА	ТУ	0,5S/1	2	0,2	A, B, C	35000/100	0,5S	A, B, C	70/1
18		Генератор (на выводах инверторного оборудования 0,72 кВ)	КУ	0,5S/1	2	0,5	A, B, C	720/100	0,2S	A, B, C	5000/1
19		Отпайка на СН 0,72 кВ	ТУ	0,5S/1	1	0,5	A, B, C	720/100	0,5S	A, B, C	100/1
20	ВЭУ №5	Трансформатор 35/0,72 кВ 5,15 МВА	ТУ	0,5S/1	2	0,2	A, B, C	35000/100	0,5S	A, B, C	70/1

И/в. № подл.	Подп. и дата	Взам. и/в. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ВЭС00086.286.5.1-ИЛОЗ.4-ТЧ

Лист

29

21		Генератор (на выводах инверторного оборудования 0,72 кВ)	КУ	0,5S/1	2	0,5	A, B, C	720/100	0,2S	A, B, C	5000/1
22		Отпайка на СН 0,72 кВ	ТУ	0,5S/1	1	0,5	A, B, C	720/100	0,5S	A, B, C	100/1
23	ВЭУ №6	Трансформатор 35/0,72 кВ 5,15 МВА	ТУ	0,5S/1	2	0,2	A, B, C	35000/100	0,5S	A, B, C	70/1
24		Генератор (на выводах инверторного оборудования 0,72 кВ)	КУ	0,5S/1	2	0,5	A, B, C	720/100	0,2S	A, B, C	5000/1
25		Отпайка на СН 0,72 кВ	ТУ	0,5S/1	1	0,5	A, B, C	720/100	0,5S	A, B, C	100/1
26	ВЭУ №7	Трансформатор 35/0,72 кВ 5,15 МВА	ТУ	0,5S/1	2	0,2	A, B, C	35000/100	0,5S	A, B, C	70/1
27		Генератор (на выводах инверторного оборудования 0,72 кВ)	КУ	0,5S/1	2	0,5	A, B, C	720/100	0,2S	A, B, C	5000/1
28		Отпайка на СН 0,72 кВ	ТУ	0,5S/1	1	0,5	A, B, C	720/100	0,5S	A, B, C	100/1
29	ВЭУ №8	Трансформатор 35/0,72 кВ 5,15 МВА	ТУ	0,5S/1	2	0,2	A, B, C	35000/100	0,5S	A, B, C	70/1
30		Генератор (на выводах инверторного оборудования 0,72 кВ)	КУ	0,5S/1	2	0,5	A, B, C	720/100	0,2S	A, B, C	5000/1
31		Отпайка на СН 0,72 кВ	ТУ	0,5S/1	1	0,5	A, B, C	720/100	0,5S	A, B, C	100/1
32	ВЭУ №9	Трансформатор 35/0,72 кВ 5,15 МВА	ТУ	0,5S/1	2	0,2	A, B, C	35000/100	0,5S	A, B, C	70/1

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ВЭС00086.286.5.1-ИЛОЗ.4-ТЧ

Лист

30

33		Генератор (на выводах инверторного оборудования 0,72 кВ)	КУ	0,5S/1	2	0,5	A, B, C	720/100	0,2S	A, B, C	5000/1
34		Отпайка на СН 0,72 кВ	ТУ	0,5S/1	1	0,5	A, B, C	720/100	0,5S	A, B, C	100/1
35	ВЭУ №10	Трансформатор 35/0,72 кВ 5,15 МВА	ТУ	0,5S/1	2	0,2	A, B, C	35000/100	0,5S	A, B, C	70/1
36		Генератор (на выводах инверторного оборудования 0,72 кВ)	КУ	0,5S/1	2	0,5	A, B, C	720/100	0,2S	A, B, C	5000/1
37		Отпайка на СН 0,72 кВ	ТУ	0,5S/1	1	0,5	A, B, C	720/100	0,5S	A, B, C	100/1
38	ВЭУ №11	Трансформатор 35/0,72 кВ 5,15 МВА	ТУ	0,5S/1	2	0,2	A, B, C	35000/100	0,5S	A, B, C	70/1
39		Генератор (на выводах инверторного оборудования 0,72 кВ)	КУ	0,5S/1	2	0,5	A, B, C	720/100	0,2S	A, B, C	5000/1
40		Отпайка на СН 0,72 кВ	ТУ	0,5S/1	1	0,5	A, B, C	720/100	0,5S	A, B, C	100/1
41	ВЭУ №12	Трансформатор 35/0,72 кВ 5,15 МВА	ТУ	0,5S/1	2	0,2	A, B, C	35000/100	0,5S	A, B, C	70/1
42		Генератор (на выводах инверторного оборудования 0,72 кВ)	КУ	0,5S/1	2	0,5	A, B, C	720/100	0,2S	A, B, C	5000/1
43		Отпайка на СН 0,72 кВ	ТУ	0,5S/1	1	0,5	A, B, C	720/100	0,5S	A, B, C	100/1
44	ВЭУ №13	Трансформатор 35/0,72 кВ 5,15 МВА	ТУ	0,5S/1	2	0,2	A, B, C	35000/100	0,5S	A, B, C	70/1

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ВЭС00086.286.5.1-ИЛОЗ.4-ТЧ

Лист

31

45		Генератор (на выводах инверторного оборудования 0,72 кВ)	КУ	0,5S/1	2	0,5	A, B, C	720/100	0,2S	A, B, C	5000/1
46		Отпайка на СН 0,72 кВ	ТУ	0,5S/1	1	0,5	A, B, C	720/100	0,5S	A, B, C	100/1
47	ВЭУ №14	Трансформатор 35/0,72 кВ 5,15 МВА	ТУ	0,5S/1	2	0,2	A, B, C	35000/100	0,5S	A, B, C	70/1
48		Генератор (на выводах инверторного оборудования 0,72 кВ)	КУ	0,5S/1	2	0,5	A, B, C	720/100	0,2S	A, B, C	5000/1
49		Отпайка на СН 0,72 кВ	ТУ	0,5S/1	1	0,5	A, B, C	720/100	0,5S	A, B, C	100/1
50	ВЭУ №15	Трансформатор 35/0,72 кВ 5,15 МВА	ТУ	0,5S/1	2	0,2	A, B, C	35000/100	0,5S	A, B, C	70/1
51		Генератор (на выводах инверторного оборудования 0,72 кВ)	КУ	0,5S/1	2	0,5	A, B, C	720/100	0,2S	A, B, C	5000/1
52		Отпайка на СН 0,72 кВ	ТУ	0,5S/1	1	0,5	A, B, C	720/100	0,5S	A, B, C	100/1
53	ВЭУ №16	Трансформатор 35/0,72 кВ 5,15 МВА	ТУ	0,5S/1	2	0,2	A, B, C	35000/100	0,5S	A, B, C	70/1
54		Генератор (на выводах инверторного оборудования 0,72 кВ)	КУ	0,5S/1	2	0,5	A, B, C	720/100	0,2S	A, B, C	5000/1
55		Отпайка на СН 0,72 кВ	ТУ	0,5S/1	1	0,5	A, B, C	720/100	0,5S	A, B, C	100/1
56	ВЭУ №17	Трансформатор 35/0,72 кВ 5,15 МВА	ТУ	0,5S/1	2	0,2	A, B, C	35000/100	0,5S	A, B, C	70/1

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ВЭС00086.286.5.1-ИЛОЗ.4-ТЧ

Лист

32

57		Генератор (на выводах инверторного оборудования 0,72 кВ)	КУ	0,5S/1	2	0,5	A, B, C	720/100	0,2S	A, B, C	5000/1
58		Отпайка на СН 0,72 кВ	ТУ	0,5S/1	1	0,5	A, B, C	720/100	0,5S	A, B, C	100/1
59	ВЭУ №18	Трансформатор 35/0,72 кВ 5,15 МВА	ТУ	0,5S/1	2	0,2	A, B, C	35000/100	0,5S	A, B, C	70/1
60		Генератор (на выводах инверторного оборудования 0,72 кВ)	КУ	0,5S/1	2	0,5	A, B, C	720/100	0,2S	A, B, C	5000/1
61		Отпайка на СН 0,72 кВ	ТУ	0,5S/1	1	0,5	A, B, C	720/100	0,5S	A, B, C	100/1

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ВЭС00086.286.5.1-ИЛОЗ.4-ТЧ

Лист

33

Приложение 2. Расчёт нагрузки вторичных обмоток трансформаторов напряжения

1. Определение нагрузки вторичной обмотки ТН 0,72 кВ ВЭУ

ТН на генераторном напряжении 720 В установленный в ВЭУ имеет одну вторичную обмотку, собранную в звезду, класса точности 0,5. Нагрузкой является два счетчика, с потреблением по цепи напряжения 2,4 ВА на фазу.

Таблица 1 – Определение нагрузки вторичной обмотки ТН 0,72 кВ ВЭУ

Наименование элемента нагрузки	Основная обмотка, собранная в звезду класс точности 0,5	
	S нагрузки на фазу, ВА	S междуфазной нагрузки, ВА
Счётчик АИИС КУЭ	1,2 х 2	-
Измерительный преобразователь ЭНИП-2	0,03 х 2	-
Суммарная нагрузка (на фазу)	2,46	-

Трансформатор напряжения работает в заданном классе точности, если его нагрузка составляет не менее 25% от номинальной нагрузки.

Согласно техническим решениям мощность запроектированного ТН 0,72 кВ для класса точности 0,5 составляет не более 25 ВА на фазу.

Таблица 2 – Определение необходимости догрузки ТН 0,72 кВ ВЭУ

Место установки ТН	ТН		Суммарная расчетная нагрузка $S_{расч}$, ВА	$S_{расч}/S_{ном.}$, % (д.б. от 25% до 100%)	Необх. догрузки
	Класс точности	$S_{ном.}$, ВА			
ВЭУ шины 0,72 кВ	0,5	25	2,46	9,84	Да

Так как расчётное значение нагрузки ниже требуемой необходимо применение догрузки.

Проверка работы обмотки ТН класса точности 0,5 при догрузке резисторами 3х10 ВА:

Суммарная расчетная нагрузка $S_{расч} = 2,46 + 10 = 12,46$ ВА;

Это составляет $100\% \cdot 12,46/25 = 49,8\%$, что больше 25 %.

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ВЭС00086.286.5.1-ИЛОЗ.4-ТЧ	Лист
							34

2. Определение нагрузки вторичной обмотки ТН 35 кВ ВЭУ

Таблица 3 – Определение нагрузки вторичных обмоток ТН на стороне 35 кВ ВЭУ

Наименование элемента нагрузки	Основная обмотка, собранная в звезду класс точности 0,2	
	S нагрузки на фазу, ВА	S междуфазной нагрузки, ВА
Измерения	0,2	-
АИИС КУЭ	1,2	-
Измерительный преобразователь ЭНИП-2	0,03	-
Суммарная нагрузка (на фазу)	1,43	-

Согласно техническим решениям мощность запроектированного ТН для класса точности 0,2 составляет не более 15 ВА.

Таблица 4 – Определение необходимости догрузки ТН 35кВ ВЭУ

Место установки ТН	ТН		Суммарная расчетная нагрузка $S_{расч}$, ВА	$S_{расч.}/S_{ном.}$, % (д.б. от 25% до 100%)	Необх. догрузки
	Класс точности	$S_{ном}$, ВА			
ВЭУ шины 35 кВ	0,2	15	1,43	9,5	Да

Так как расчётное значение нагрузки ниже требуемой необходимо применение догрузки.

Проверка работы обмотки ТН класса точности 0,5 при догрузке резисторами 3х5 ВА:

Суммарная расчетная нагрузка $S_{расч} = 1,43 + 5 = 6,43$ ВА;

Это составляет $100\% \cdot 6,43/15 = 42,8\%$, что больше 25 %.

3. Определение нагрузки вторичной обмотки ТН 35 кВ РП-35 кВ

РП-35 кВ имеет 1 секцию 35 кВ с ТН.

Согласно техническим решениям мощность запроектированного ТН для класса точности 0,5 составляет не более 15 ВА.

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ВЭС00086.286.5.1-ИЛОЗ.4-ТЧ

Лист

35

Таблица 5 – Определение необходимости догрузки ТН 35 кВ

Место установки ТН	ТН		Суммарная расчетная нагрузка $S_{расч}$, ВА	$S_{расч.}/S_{ном.}$, % (д.б. от 25% до 100%)	Необх. догрузки
	Класс точности	$S_{ном}$, ВА			
РП-35 кВ 1 секция	0,5	15	6	40	Да

Проверка работы обмотки ТН класса точности 0,5, предназначенной для АИИС КУЭ, при догрузке резисторами 3х5 ВА:

Суммарная расчетная нагрузка $S_{расч} = 6 + 5 = 11$ ВА; $S_{расч.}/S_{ном.}$, % = $11/15 = 73,3$ %.

Догрузочные резисторы разместить в ячейке ТН РП-35 кВ.

И/в. № подл.	Подп. и дата	Взам. и/в. №							Лист	
									36	
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

ВЭС00086.286.5.1-ИЛОЗ.4-ТЧ

Приложение 3. Расчёт нагрузки вторичных обмоток трансформаторов тока

Проверка обмотки ТТ класса точности 0,5S и 0,2S выполняется в части обеспечения необходимой нагрузки в диапазоне от 25% до 100 %. Расчеты сведены в таблицу:

Группа данных	Наименование величины	Обозначение	Присоединение				
			ВЭУ ТА5 0,2S	ВЭУ ТА4 0,5S	ВЭУ ТА2 0,5S	РП-35 кВ ТА1.х 0,2S	ТА 0,4 кВ 0,5S
Исходные данные	Устройство учета (измерения)		Счетчик, МИП	Счетчик, МИП	Счетчик, МИП	Счетчик	Счетчик
	Потребление прибора по цепям ТТ	S _{пр} , ВА	0,103	0,103	0,103	0,003	0,003
	Сопротивление прибора	Z _{пр} , Ом	0,103	0,103	0,103	0,00012	0,00012
	Наибольшее расстояние от ТТ до прибора	l, м	95	95	30	5	5
	Сечение кабеля	s, мм ²	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
	Удельное сопротивление жилы	г, Ом*мм ² /м	0,0175	0,0175	0,0175	0,0175	0,0175
	Номинальный первичный ток ТТ	I ₁ ном, А	5000	100	70	-	150
	Номинальный вторичный ток ТТ	I ₂ ном, А	1	1	1	5	5
	Переходное сопротивление контактов	Z _{пер} , Ом	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
	Номинальная мощность вторичной обмотки ТТ	S ном, ВА	5	3	1	5	5
	Номинальная нагрузка ТТ	Z ном, Ом	5	3	1	0,2	0,2
Проверка по номинальной мощности	Фактическое сопротивление нагрузки	Z ₂ факт, Ом	0,868	0,868	0,413	0,121	0,121
	Нагрузка вторичной обмотки ТТ	S ₂ , ВА	0,868	0,868	0,413	3,028	3,028
	Фактическая нагрузка ТТ (25% < S ₂ < 100% от S _{ном})	S ₂ /S _{ном} •100 %	-	-	-	-	-
	S _{min} (для ТТ с S < 10 ВА)		3,75 ВА	1,75 ВА	0,8	3,75 ВА	3,75 ВА
	Выполняемость критерия		-	-	-	-	-
Догрузочное сопротивление	Догрузочное сопротивление из стандартного ряда	S догр	3x3 ВА	3x2 ВА	3x0,5 ВА	3x1 ВА	3x1 ВА

ВЭС00086.286.5.1-ИЛОЗ.4-ТЧ

Лист

37

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм. Кол.уч. Лист № док. Подп. Дата

Вывод: - для ТТ 0,72 кВ 5000/1 А необходима установка догрузочных резисторов 1А-(3х3)ВА;

- для ТТ 0,72 кВ 100/1 А необходима установка догрузочных резисторов 1А-(3х2)ВА;

- для ТТ 35 кВ 70/1 А необходима установка догрузочных резисторов 1А-(3х0,5)ВА;

- для ТТ 35 кВ необходима установка догрузочных резисторов 5А-(3х1)ВА;

- для ТТ 0,4 кВ 150/5 А необходима установка догрузочных резисторов 5А-(3х1)ВА.

И/В. № подл.	Подп. и дата	Взам. и/В. №							Лист	
									38	
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ВЭС00086.286.5.1-ИЛОЗ.4-ТЧ	

Приложение 4. Расчет относительной погрешности ИИК

№ ИИК	Класс точности электро- счетчика по активной энергии	Класс точности электро- счетчика по реактивной энергии	Класс точности транс- форматора тока	Класс точности транс- форматора напряжения	Значение cosφ	Ток нагрузки в % от но- минального	Составляющие погрешности измерительного комплекса																	Относитель- ная погрешность ИК	Требова- ния АО "АТС"	Соответ- ствие тре- бованиям АО "АТС"						
							ТТ		ТН		d _q , %		d _л , %	Счетчик			Дополнительные погрешности счетчика										dC синхр , %	d _W =d _a	d _W =d _p	d _{атс}	датс > d _a	
							d, %	θj, мин	d, %	θj, мин				dc.o., %		d _{си} , %	d _{сг} , %			d _{сф} , %		d _{см} , %										
											акт.	ре- акт.		акт.	ре- акт.	акт.	ре- акт.	акт.	ре- акт.	акт.	ре- акт.	акт.	ре- акт.									акт.
1	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29					
1-5	0,5S	1	0,2S	0,5	0,5	1	0,75	30	0,5	20	1,81	0,60	0,25	не нормируется																		
						5	0,35	15	0,5	20	1,26	0,42	0,25	1	1,50	-	-	-	0,20	1,50	1,00	2,00	0,006	2,21	3,32	5,50	да					
						20	0,2	10	0,5	20	1,12	0,37	0,25	0,6	1,00	0,40	0,05	0,07	0,20	1,50	1,00	2,00	0,006	1,96	3,06	5,50	да					
						100	0,2	10	0,5	20	1,12	0,37	0,25	0,6	1,00	0,40	0,05	0,07	0,20	1,50	1,00	2,00	0,006	1,96	3,06	3,00	да					
						120	0,2	10	0,5	20	1,12	0,37	0,25	0,6	1,00	0,40	0,05	0,07	0,20	1,50	1,00	2,00	0,006	1,96	3,06	3,00	да					
					0,8	1	0,75	30	0,5	20	0,78	1,39	0,25	не нормируется																		
						5	0,35	15	0,5	20	0,54	0,97	0,25	1	1,50	-	-	-	0,20	1,50	1,00	2,00	0,006	1,83	3,46	5,50	да					
						20	0,2	10	0,5	20	0,49	0,86	0,25	0,6	1,00	0,40	0,05	0,07	0,20	1,50	1,00	2,00	0,006	1,61	3,18	5,50	да					
						100	0,2	10	0,5	20	0,49	0,86	0,25	0,6	1,00	0,40	0,05	0,07	0,20	1,50	1,00	2,00	0,006	1,61	3,18	3,00	да					
						120	0,2	10	0,5	20	0,49	0,86	0,25	0,6	1,00	0,40	0,05	0,07	0,20	1,50	1,00	2,00	0,006	1,61	3,18	3,00	да					
					1	1	0,75	30	0,5	20	0,00	-	0,25	1	-	-	-	-	-	-	1,00	-	0,006	1,87	-	-	да					
						5	0,35	15	0,5	20	0,00	-	0,25	0,5	-	0,20	0,03	-	0,20	-	1,00	-	0,006	1,46	-	2,90	да					
						20	0,2	10	0,5	20	0,00	-	0,25	0,5	-	0,20	0,05	-	0,20	-	1,00	-	0,006	1,43	-	2,90	да					
						100	0,2	10	0,5	20	0,00	-	0,25	0,5	-	0,20	0,05	-	0,20	-	1,00	-	0,006	1,43	-	1,70	да					
						120	0,2	10	0,5	20	0,00	-	0,25	0,5	-	0,20	0,05	-	0,20	-	1,00	-	0,006	1,43	-	1,70	да					
6-7	0,5S	1	0,5S	-	0,5	1	1,5	90	0	0	4,52	1,51	0,25	не нормируется																		
						5	0,75	45	0	0	2,26	0,75	0,25	1	1,50	-	-	-	0,20	1,50	1,00	2,00	0,006	3,07	3,42	5,50	да					
						20	0,5	30	0	0	1,51	0,50	0,25	0,6	1,00	0,40	0,05	0,07	0,20	1,50	1,00	2,00	0,006	2,24	3,08	5,50	да					
						100	0,5	30	0	0	1,51	0,50	0,25	0,6	1,00	0,40	0,05	0,07	0,20	1,50	1,00	2,00	0,006	2,24	3,08	3,00	да					
						120	0,5	30	0	0	1,51	0,50	0,25	0,6	1,00	0,40	0,05	0,07	0,20	1,50	1,00	2,00	0,006	2,24	3,08	3,00	да					
					0,8	1	1,5	90	0	0	1,96	3,48	0,25	не нормируется																		
						5	0,75	45	0	0	0,98	1,74	0,25	1	1,50	-	-	-	0,20	1,50	1,00	2,00	0,006	2,09	3,83	5,50	да					
						20	0,5	30	0	0	0,65	1,16	0,25	0,6	1,00	0,40	0,05	0,07	0,20	1,50	1,00	2,00	0,006	1,67	3,28	5,50	да					
						100	0,5	30	0	0	0,65	1,16	0,25	0,6	1,00	0,40	0,05	0,07	0,20	1,50	1,00	2,00	0,006	1,67	3,28	3,00	да					
						120	0,5	30	0	0	0,65	1,16	0,25	0,6	1,00	0,40	0,05	0,07	0,20	1,50	1,00	2,00	0,006	1,67	3,28	3,00	да					
					1	1	1,5	90	0	0	0,00	-	0,25	1	-	-	-	-	-	-	1,00	-	0,006	2,28	-	-	да					
						5	0,75	45	0	0	0,00	-	0,25	0,5	-	0,20	0,03	-	0,20	-	1,00	-	0,006	1,54	-	2,90	да					
						20	0,5	30	0	0	0,00	-	0,25	0,5	-	0,20	0,05	-	0,20	-	1,00	-	0,006	1,41	-	2,90	да					
						100	0,5	30	0	0	0,00	-	0,25	0,5	-	0,20	0,05	-	0,20	-	1,00	-	0,006	1,41	-	1,70	да					
						120	0,5	30	0	0	0,00	-	0,25	0,5	-	0,20	0,05	-	0,20	-	1,00	-	0,006	1,41	-	1,70	да					
8,11,14,17,20, 23,26,29,32,35,38,41,44, 47,50,53,56,59	0,5S	1	0,5S	0,2	0,5	1	1,5	90	0,2	10	4,55	1,52	0,25	не нормируется																		
						5	0,75	45	0,2	10	2,32	0,77	0,25	1	1,50	-	-	-	0,20	1,50	1,00	2,00	0,006	3,12	3,44	5,50	да					
						20	0,5	30	0,2	10	1,59	0,53	0,25	0,6	1,00	0,40	0,05	0,07	0,20	1,50	1,00	2,00	0,006	2,32	3,09	5,50	да					
						100	0,5	30	0,2	10	1,59	0,53	0,25	0,6	1,00	0,40	0,05	0,07	0,20	1,50	1,00	2,00	0,006	2,32	3,09	3,00	да					
						120	0,5	30	0,2	10	1,59	0,53	0,25	0,6	1,00	0,40	0,05	0,07	0,20	1,50	1,00	2,00	0,006	2,32	3,09	3,00	да					
					0,8	1	1,5	90	0,2	10	1,97	3,50	0,25	не нормируется																		
						5	0,75	45	0,2	10	1,00	1,78	0,25	1	1,50	-	-	-	0,20	1,50	1,00	2,00	0,006	2,12	3,86	5,50	да					

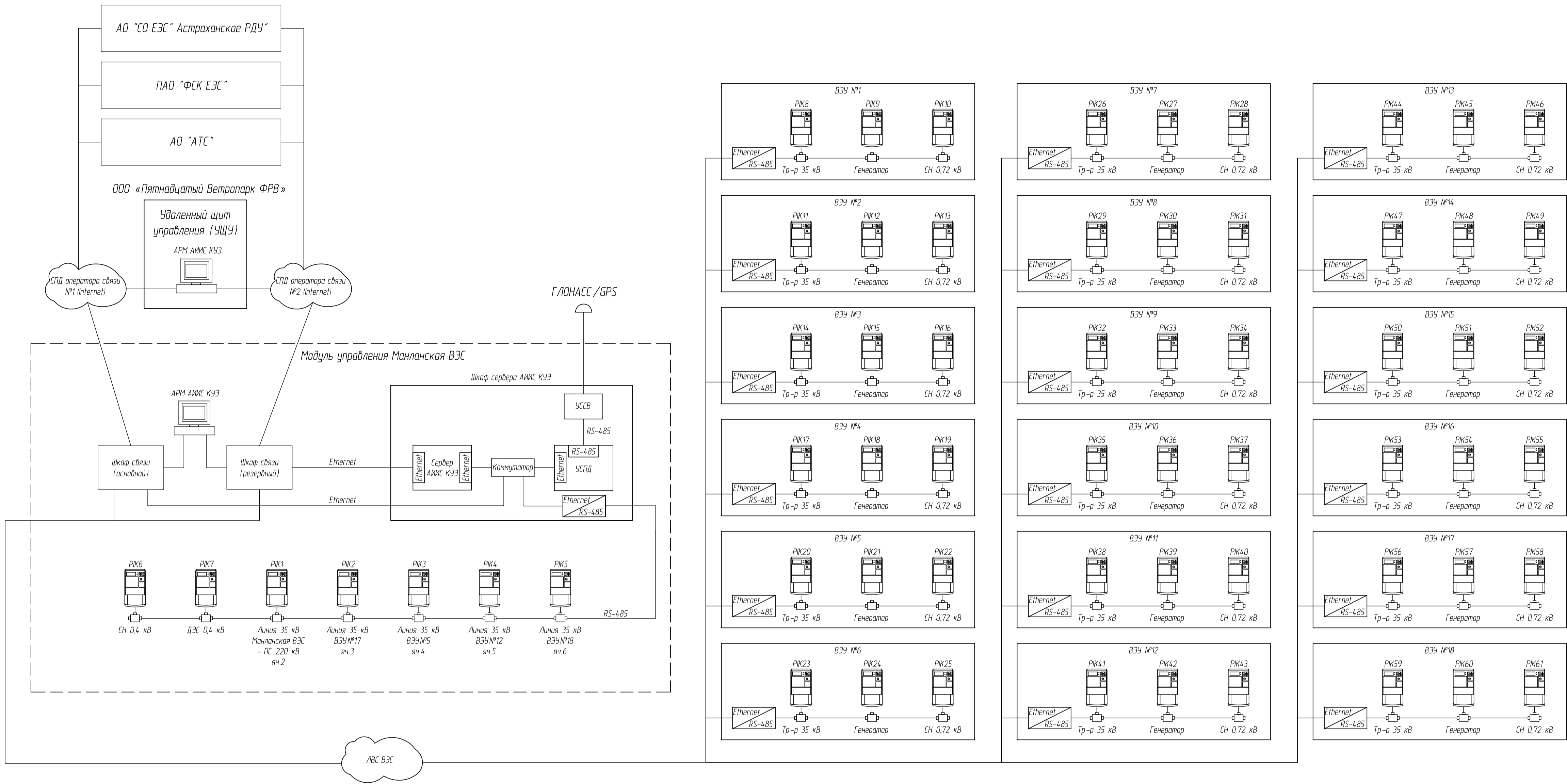
Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

					1	20	0,5	30	0,2	10	0,69	1,22	0,25	0,6	1,00	0,40	0,05	0,07	0,20	1,50	1,00	2,00	0,006	1,70	3,32	5,50	да
						100	0,5	30	0,2	10	0,69	1,22	0,25	0,6	1,00	0,40	0,05	0,07	0,20	1,50	1,00	2,00	0,006	1,70	3,32	3,00	да
						120	0,5	30	0,2	10	0,69	1,22	0,25	0,6	1,00	0,40	0,05	0,07	0,20	1,50	1,00	2,00	0,006	1,70	3,32	3,00	да
						1	1,5	90	0,2	10	0,00	-	0,25	1	-	-	-	-	-	-	1,00	-	0,006	2,29	-	-	да
						5	0,75	45	0,2	10	0,00	-	0,25	0,5	-	0,20	0,03	-	0,20	-	1,00	-	0,006	1,55	-	2,90	да
						20	0,5	30	0,2	10	0,00	-	0,25	0,5	-	0,20	0,05	-	0,20	-	1,00	-	0,006	1,43	-	2,90	да
						100	0,5	30	0,2	10	0,00	-	0,25	0,5	-	0,20	0,05	-	0,20	-	1,00	-	0,006	1,43	-	1,70	да
						120	0,5	30	0,2	10	0,00	-	0,25	0,5	-	0,20	0,05	-	0,20	-	1,00	-	0,006	1,43	-	1,70	да
9,12,15,18,21, 24,27,30,33,36,39,42,45, 48,51,54,57,60	0,5S	1	0,2S	0,5	0,5	1	0,75	30	0,5	20	1,81	0,60	0,25	не нормируется													
						5	0,35	15	0,5	20	1,26	0,42	0,25	1	1,50	-	-	-	0,20	1,50	1,00	2,00	0,006	2,21	3,32	5,50	да
						20	0,2	10	0,5	20	1,12	0,37	0,25	0,6	1,00	0,40	0,05	0,07	0,20	1,50	1,00	2,00	0,006	1,96	3,06	5,50	да
						100	0,2	10	0,5	20	1,12	0,37	0,25	0,6	1,00	0,40	0,05	0,07	0,20	1,50	1,00	2,00	0,006	1,96	3,06	3,00	да
						120	0,2	10	0,5	20	1,12	0,37	0,25	0,6	1,00	0,40	0,05	0,07	0,20	1,50	1,00	2,00	0,006	1,96	3,06	3,00	да
					0,8	1	0,75	30	0,5	20	0,78	1,39	0,25	не нормируется													
						5	0,35	15	0,5	20	0,54	0,97	0,25	1	1,50	-	-	-	0,20	1,50	1,00	2,00	0,006	1,83	3,46	5,50	да
						20	0,2	10	0,5	20	0,49	0,86	0,25	0,6	1,00	0,40	0,05	0,07	0,20	1,50	1,00	2,00	0,006	1,61	3,18	5,50	да
						100	0,2	10	0,5	20	0,49	0,86	0,25	0,6	1,00	0,40	0,05	0,07	0,20	1,50	1,00	2,00	0,006	1,61	3,18	3,00	да
						120	0,2	10	0,5	20	0,49	0,86	0,25	0,6	1,00	0,40	0,05	0,07	0,20	1,50	1,00	2,00	0,006	1,61	3,18	3,00	да
					1	1	0,75	30	0,5	20	0,00	-	0,25	1	-	-	-	-	-	-	1,00	-	0,006	1,87	-	-	да
						5	0,35	15	0,5	20	0,00	-	0,25	0,5	-	0,20	0,03	-	0,20	-	1,00	-	0,006	1,46	-	2,90	да
						20	0,2	10	0,5	20	0,00	-	0,25	0,5	-	0,20	0,05	-	0,20	-	1,00	-	0,006	1,43	-	2,90	да
						100	0,2	10	0,5	20	0,00	-	0,25	0,5	-	0,20	0,05	-	0,20	-	1,00	-	0,006	1,43	-	1,70	да
						120	0,2	10	0,5	20	0,00	-	0,25	0,5	-	0,20	0,05	-	0,20	-	1,00	-	0,006	1,43	-	1,70	да
					10,13,16,19,22, 25,28,31,34,37,40,43,46, 49,52,55,58,61	0,5S	1	0,5S	0,5	0,5	1	1,5	90	0,5	20	4,63	1,54	0,25	не нормируется								
5	0,75	45	0,5	20							2,47	0,82	0,25	1	1,50	-	-	-	0,20	1,50	1,00	2,00	0,006	3,31	3,49	5,50	да
20	0,5	30	0,5	20							1,81	0,60	0,25	0,6	1,00	0,40	0,05	0,07	0,20	1,50	1,00	2,00	0,006	2,56	3,15	5,50	да
100	0,5	30	0,5	20							1,81	0,60	0,25	0,6	1,00	0,40	0,05	0,07	0,20	1,50	1,00	2,00	0,006	2,56	3,15	3,00	да
120	0,5	30	0,5	20							1,81	0,60	0,25	0,6	1,00	0,40	0,05	0,07	0,20	1,50	1,00	2,00	0,006	2,56	3,15	3,00	да
0,8	1	1,5	90	0,5						20	2,01	3,56	0,25	не нормируется													
	5	0,75	45	0,5						20	1,07	1,90	0,25	1	1,50	-	-	-	0,20	1,50	1,00	2,00	0,006	2,22	3,97	5,50	да
	20	0,5	30	0,5						20	0,78	1,39	0,25	0,6	1,00	0,40	0,05	0,07	0,20	1,50	1,00	2,00	0,006	1,82	3,44	5,50	да
	100	0,5	30	0,5						20	0,78	1,39	0,25	0,6	1,00	0,40	0,05	0,07	0,20	1,50	1,00	2,00	0,006	1,82	3,44	3,00	да
	120	0,5	30	0,5						20	0,78	1,39	0,25	0,6	1,00	0,40	0,05	0,07	0,20	1,50	1,00	2,00	0,006	1,82	3,44	3,00	да
1	1	1,5	90	0,5						20	0,00	-	0,25	1	-	-	-	-	-	-	1,00	-	0,006	2,35	-	-	да
	5	0,75	45	0,5						20	0,00	-	0,25	0,5	-	0,20	0,03	-	0,20	-	1,00	-	0,006	1,63	-	2,90	да
	20	0,5	30	0,5						20	0,00	-	0,25	0,5	-	0,20	0,05	-	0,20	-	1,00	-	0,006	1,51	-	2,90	да
	100	0,5	30	0,5						20	0,00	-	0,25	0,5	-	0,20	0,05	-	0,20	-	1,00	-	0,006	1,51	-	1,70	да
	120	0,5	30	0,5						20	0,00	-	0,25	0,5	-	0,20	0,05	-	0,20	-	1,00	-	0,006	1,51	-	1,70	да



Инф. № подл.	Взам. инв. №	
	Подп. и дата	
	Согласовано	

					ВЭС 00086.286.51-И/О 3.4-ГЧ01			
					ООО «Пятнадцатый Ветропарк ФРВ»			
Изм.	Кол. изм.	Лист	№ док.	Подпись	Дата			
Разраб.		Клепач		12.19		«Манланская ВЭС, Ветропая электрическая станция, бесприцепные автомобильные вагоны»		
Проверил		Лущинков		12.19		Стация	Лист	Листов
						П	1	
Н. контр.		Порогова		12.19		Структурная схема комплекса технических средств		
Гип		Гусев		12.19				
						ООО "ЕРСМ Сибдир"		

Взят из архива
Дата и время
Имя пользователя

Мачинская ВЭС

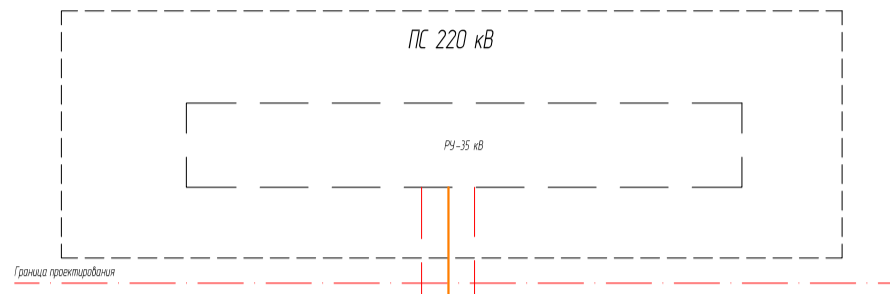
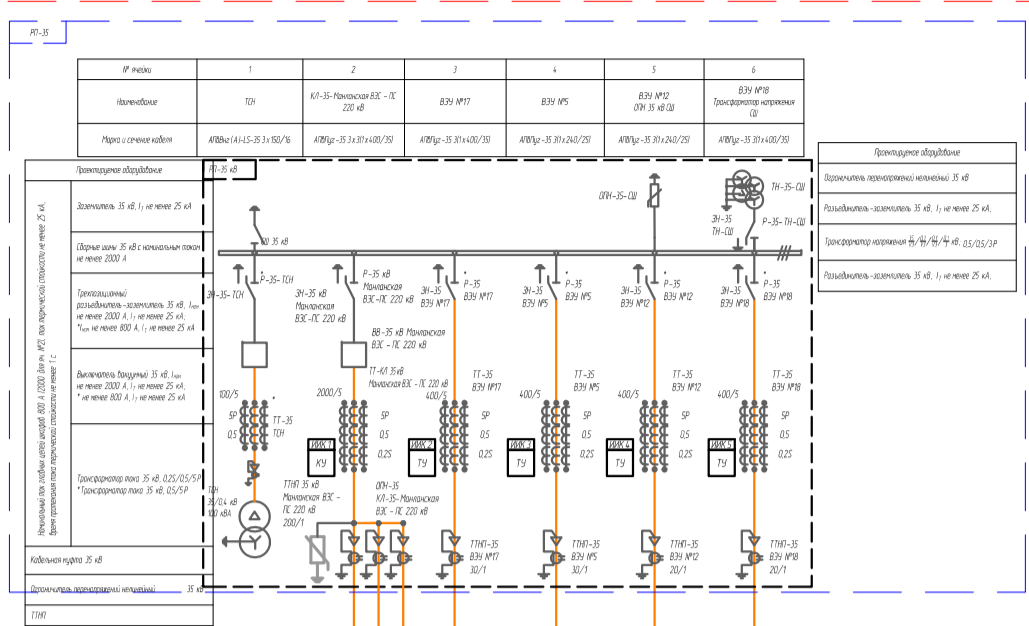
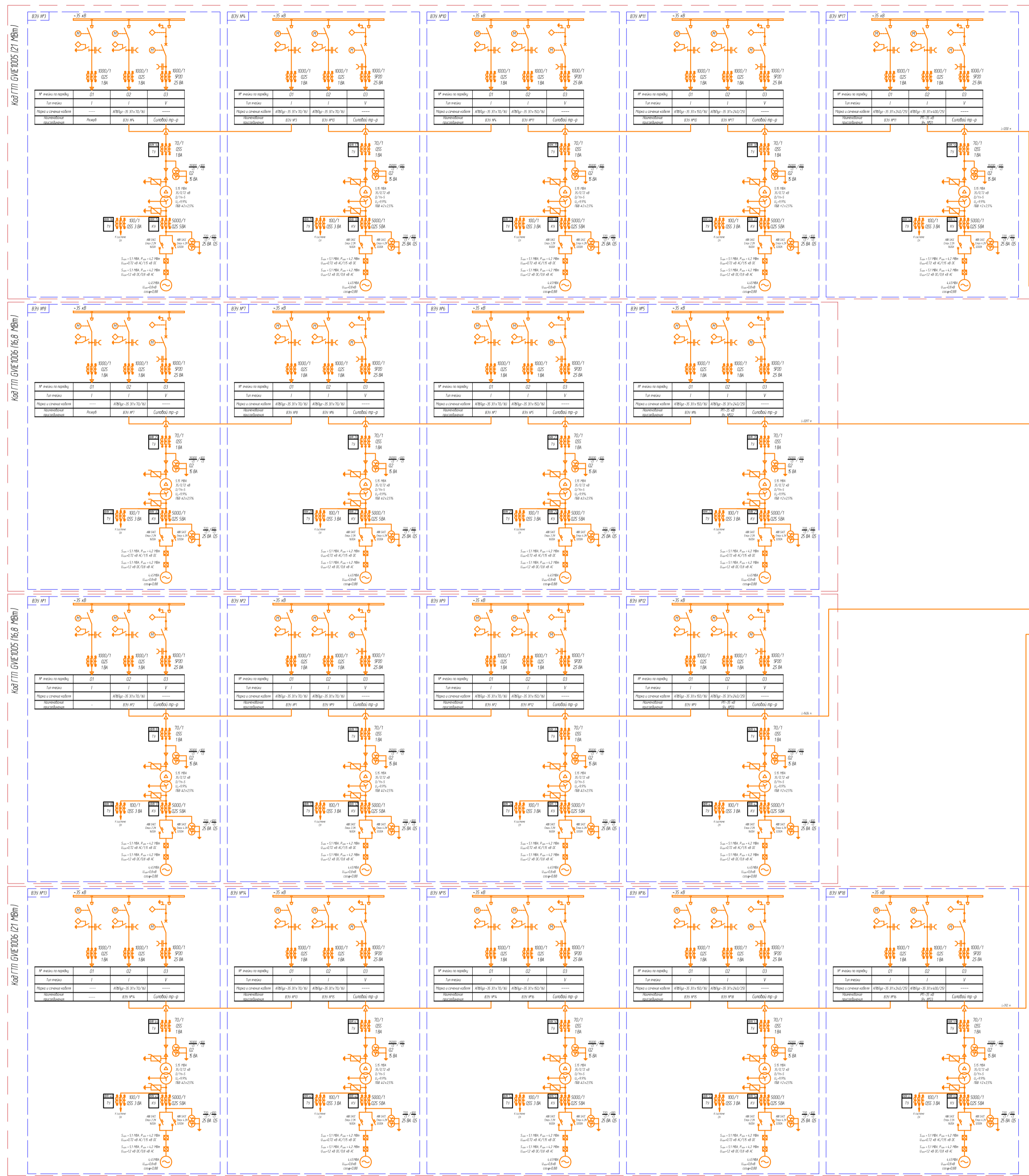
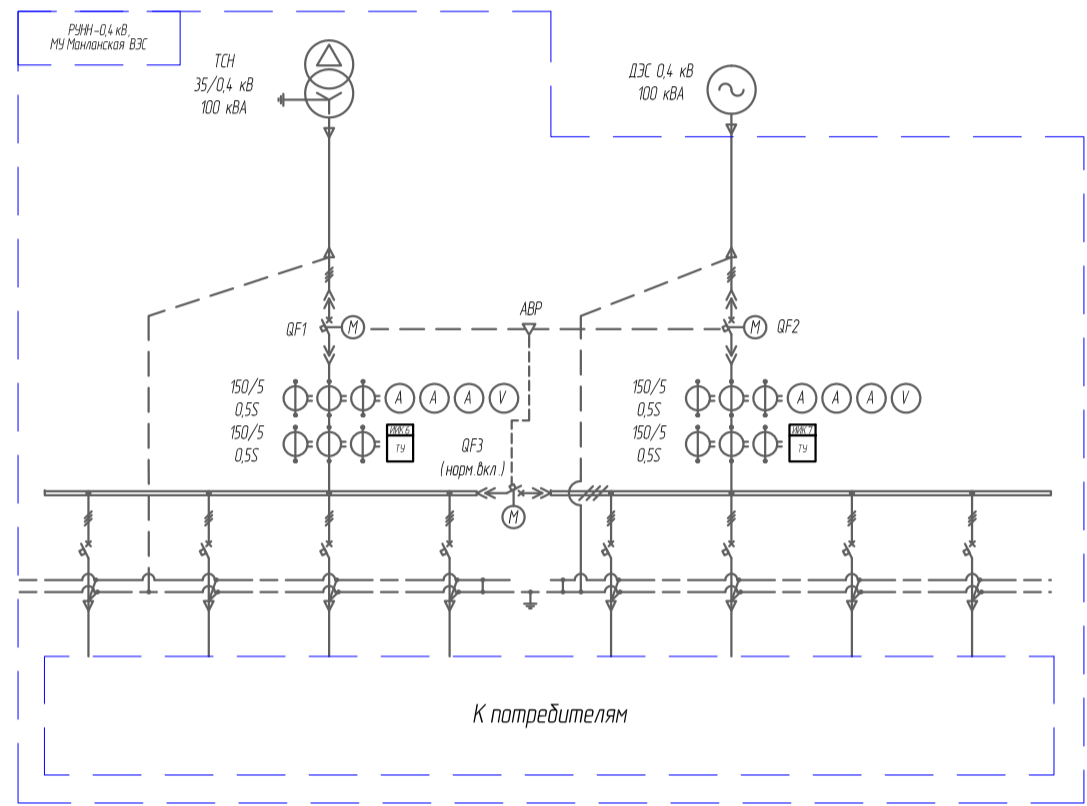
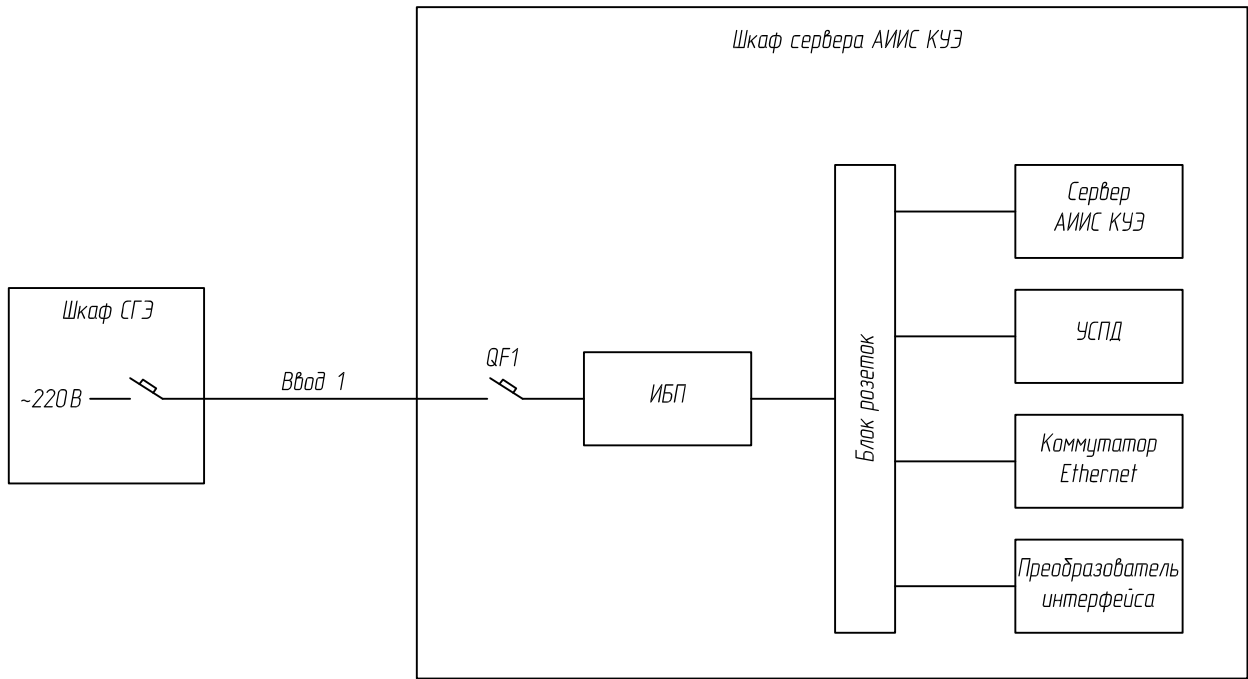


Схема организации РЭН-0,4 кВ МУ Мачинская ВЭС







						ВЭС 00086.286.5.1-И/О 3.4-ГЧ02		
						ООО «Пятнадцатый Ветропарк ФРВ»		
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	«Мачинская ВЭС. Ветропарк электрическая станция»		
Разраб.	Клету	12.19				Статус	Лист	Листов
Проверил	Лущицкий	12.19				П	1	
Нач.пр.	Пирогова	12.19				Схема принципиальная электрическая		
Утв.	Гусев	12.19				ООО «ЕРСМ Сибири»		
Гит								

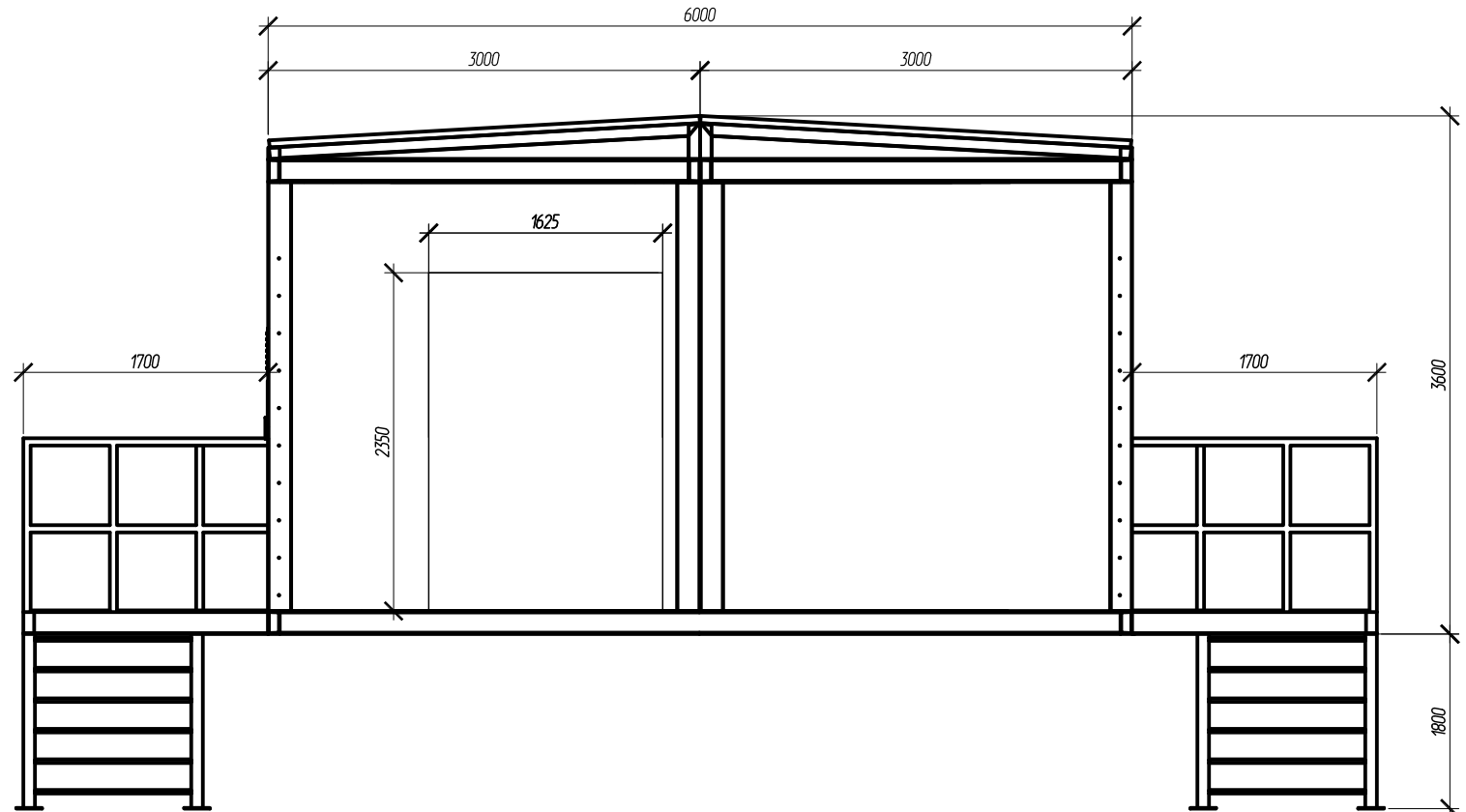
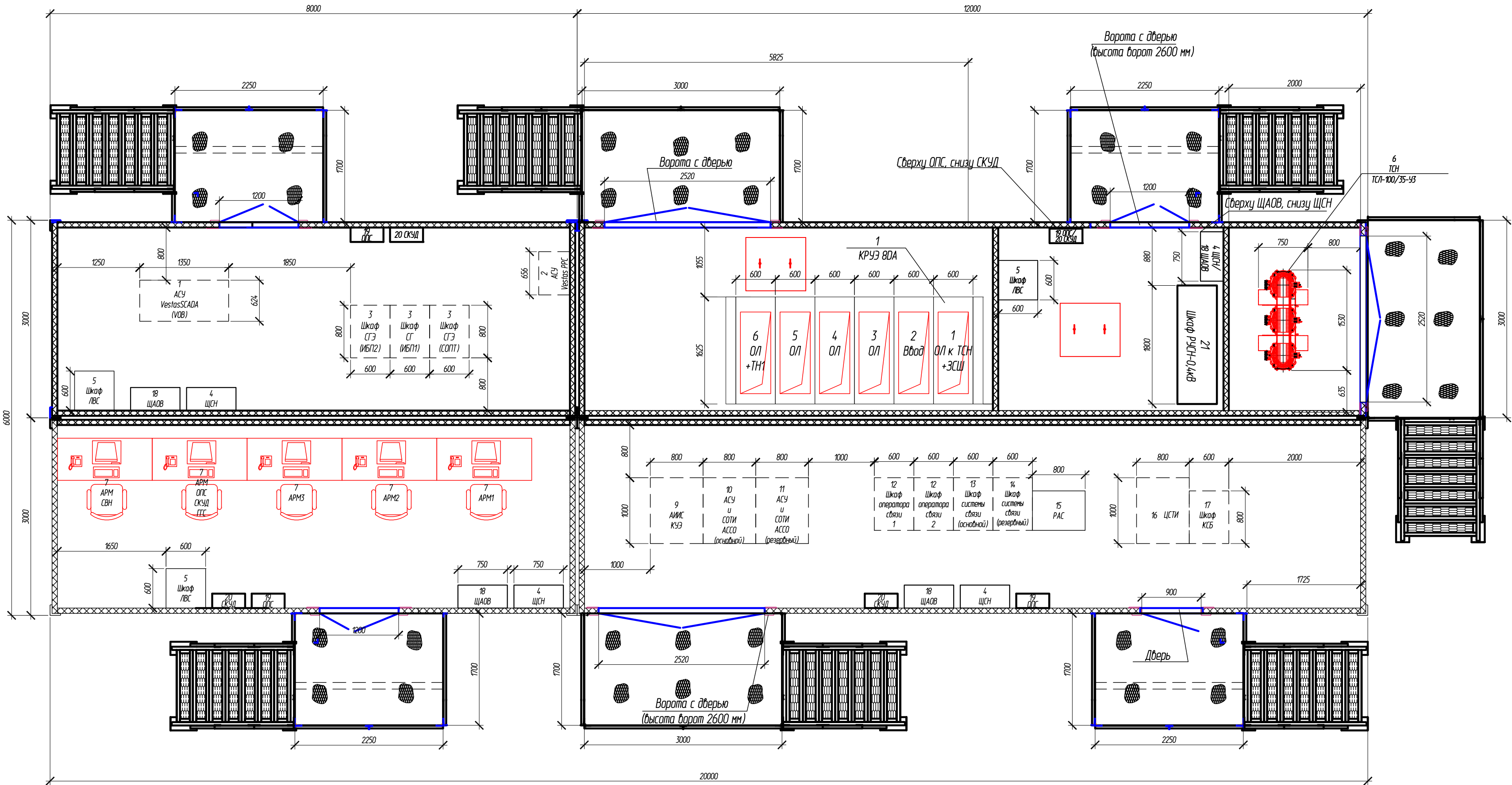


Согласовано			

Инв. № подл.	Взам. инв. №	Подл. и дата	

						ВЭС 00086.286.5.1-ИЛО 3.4-ГЧ03				
						ООО «Пятнадцатый Ветропарк ФРВ»				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата					
Разраб.		Клепец			12.19	«Манланская ВЭС. Ветровая электрическая станция, внутриплощадочные автомобильные дороги»		Стадия	Лист	Листов
Проверил		Лушников			12.19			П	1	
Нач.отд.										
Н.контр.		Пирогова				Схема электропитания серверного шкафа		ООО "ЕРСМ Сибири"		
Учтв.					12.19					
ГИП		Гусев			12.19					

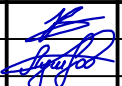
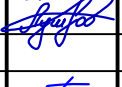


ЖСПЛКЦИЯ помещений			
№ помещения	Наименование помещения	Площадь, м²	Кол. пом.
1	Модуль АСУ и СГЗ	•	
2	Модуль РП-35 кВ	•	
3	Модуль систем	•	
4	Модуль АРМ	•	



Поз.	Наименование	Кол.	Примечание
1	Щкаф АСУ Vestas SCADA (VOB)	1	Добавочное оборудование
2	Щкаф АСУ Vestas PPC	1	Добавочное оборудование
3	Щкафы СГЗ (системы гарантированного электроснабжения в составе ИБП 1 и 2, СОПТ)	3	Добавочное оборудование
4	ЩСН модульного здания	4	
5	Щкаф ЛВС (для организации доступа к ЛВС)	3	Добавочное оборудование
6	Трансформатор собственных нужд ТСЛ-100 35/0,4 кВ	1	
7	АРМ	4	Добавочное оборудование
8	Распределительные устройства 35кВ КРУЭ ВДА Siemens	7	
9	АИИС КРУЭ Щкаф серверов	1	Добавочное оборудование
10	Щкаф АСУ и СОПТ АССО Основной	1	Добавочное оборудование
11	Щкаф АСУ и СОПТ АССО Резервный	1	Добавочное оборудование
12	Системы связи Щкаф оператора связи	2	Добавочное оборудование
13	Щкаф Системы связи Основной	1	Добавочное оборудование
14	Щкаф Системы связи Резервный	1	Добавочное оборудование
15	Щкаф РАС (регистратор аварийных событий)	1	Добавочное оборудование
16	Щкаф ЦСТИ (центра сбора технологической информации)	1	Добавочное оборудование
17	Щкаф КСБ	1	Добавочное оборудование
18	Щит автоматики отопления и вентилиацией (ЩАОВ)	4	
19	Щкаф охранно-пожарной сигнализации (ОПС)	4	
20	Щкаф систем безопасности (СКУД)	4	
21	Щкаф РУЭНН-0,4 кВ	1	

ВЭС 00086.286.5.1-ИЛО 3.4-ГЧ04					
ООО «Пятнадцатый Ветропарк ФРВ»					
Изм.	Кол. изм.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разраб.		Клепец			12.19
Проверил		Лущинков			12.19
Нач. отд.					
Н. контр.		Пирогова			
Утв.					12.19
Гип		Гусев			12.19
«Манганская ВЭС: ветровая электрическая станция, внутриплощадочные автомобильные дороги»				Стация	Лист
				П	1
План расположения оборудования в МУ Манганская ВЭС				ООО "ЕРСМ Сибири"	

						52				
Позиция	Наименование и техническая характеристика			Тип, марка, обозначение документа, опросного листа	Код оборудования, изделия, материала	Завод-изготовитель	Единица измерения	Количество	Масса единицы, кг	Примечания
1	2			3	4	5	6	7	8	9
	Оборудование и материалы									
1	Шкаф сервера АИИС КУЭ 2000х800х1000, в составе:						шт.	1		
1.1	Сервер АИИС КУЭ с программным обеспечением						шт.	2		
1.2	УСПД в алюминиевом корпусе для крепления на DIN-рейку. 5 портов RS-232, 16 портов RS-485, 2х Ethernet, опрос до 100 счетчиков, GPS + антенна						шт.	2		
1.3	Коммутатор Ethernet на 8 портов Eth						шт.	2		
1.4	Устройство синхронизации времени GPS/ГЛОНАСС						шт.	2		
1.5	ИБП 1500 ВА						шт.	2		
1.6	Преобразователь последовательных интерфейсов RS-485/Eth						шт.	2		
2	Счетчик ээ с платой доп. питания. кл.точн. 0,5S, 1-5А, 3х57,7/100, 3х220/380, 2хRS-485						шт.	61		
3	Коробка испытательная						шт.	61		
4	Разветвитель интерфейса RS-485						шт.	61		
5	Розетка на Din-рейку ~220В						шт.	61		
6	Блок питания счетчика ~110В						шт.	61		
7	АРМ АИИС КУЭ с программным обеспечением						шт.	2		
8	Мобильный АРМ с программным обеспечением						шт.	1		
9	Оптический преобразователь для связи со счетчиками						шт.	1		
10	Догрузочный резистор для цепей напряжения 100/√3В-(3х5)ВА						шт.	19		
11	Догрузочный резистор для цепей напряжения 100/√3В-(3х10)ВА						шт.	18		
12	Догрузочный резистор для цепей тока 1А-(3х3)ВА						шт.	18		
13	Догрузочный резистор для цепей тока 1А-(3х2)ВА						шт.	18		
14	Догрузочный резистор для цепей тока 1А-(3х0,5)ВА						шт.	18		
15	Догрузочный резистор для цепей тока 5А-(3х1)ВА						шт.	7		
16	Преобразователь последовательных интерфейсов RS-485/Eth						шт.	18		
	Кабельная продукция									
	Кабель симметричный парной скрутки для интерфейса Ethernet			FTP cat 5e 4 х 2 х 0,52			м	50		
	Кабель симметричный парной скрутки для интерфейса RS-485			КИПЭВнг (А)-LS 2х2х0,6			м	160		
	Кабель контрольный			КВВГЭнг (А)-LS 5 х 2,5			м	7920		
	Провод монтажный			ПВ 1х2,5			м	610		
Согласовано										
Взам. инв. №										
Подп. и дата										
Инв. № подл.										

						ВЭС 00086.286.5.1- ИЛО 3.4. СО				
						ООО «Пятнадцатый Ветропарк ФРВ»				
						«Манланская ВЭС. Ветровая электрическая станция, внутриплощадочные автомобильные дороги»				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	«Манланская ВЭС. Ветровая электрическая станция, внутриплощадочные автомобильные дороги»		Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Клепец			12.19	«Манланская ВЭС. Ветровая электрическая станция, внутриплощадочные автомобильные дороги»		П	1	
Проверил		Лушников			12.19					
Нач.отд.										
Н.контр.		Пирогова				Спецификация оборудования, изделий и материалов		ООО "ЕРСМ Сибдир" "		
Утв.					12.19					
ГИП		Гусев			12.19					