

Заказчик – ООО «Девятый Ветропарк ФРВ»

«Покровская ВЭС».

«Ветровая электрическая станция, внутриплощадочные автомобильные дороги».

Этап 3. «Покровская ВЭС»: ВЭУ №№ 5-15 (код ГТП генерации GVIE0648)  
максимальной мощностью 50,05 МВт.

Проектная документация

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

Подраздел 5 «Автоматизированная система управления технологическими  
процессами»

ВЭС000107.356.2.1.3-ИЛО5

Том 4.5

ООО «ЕРСМ Сибири»

Заказчик – ООО «Девятый Ветропарк ФРВ»

«Покровская ВЭС».

«Ветровая электрическая станция, внутриплощадочные автомобильные дороги».

Этап 3. «Покровская ВЭС»: ВЭУ №№ 5-15 (код ГТП генерации GVIE0648)  
максимальной мощностью 50,05 МВт.

Проектная документация

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

Подраздел 5 «Автоматизированная система управления технологическими  
процессами»

ВЭС000107.356.2.1.3-ИЛО5

Том 4.5

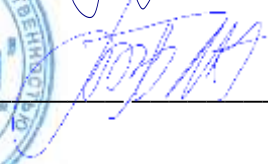
Изм.	№ док.	Подп.	Дата

Технический директор



Лушников А. А.

Главный инженер проекта



Бондарчук А. Н.

## Содержание

Справка главного инженера проекта .....	3
1 Исходные данные и положения .....	4
1.1 Основание для разработки проектной документации .....	4
1.2 Перечень документов, использованных при разработке проектных решений .....	4
1.3 Список терминов и сокращений .....	6
1.4 Общие сведения .....	6
2 Основные технические решения .....	12
2.1 Цель создания и назначение АСУТП .....	12
2.2 Описание технических решений .....	13
2.2.1 Организация управления технологическими процессами .....	13
2.2.2 Описание комплекса технических средств .....	16
2.2.3 Сбор и первичная обработка аналоговой информации в ПТК АСУТП .....	19
2.2.4 Сбор и первичная обработка дискретных сигналов в ПТК АСУТП .....	19
2.2.5 Информация, собираемая в цифровом виде .....	20
2.2.6 Организация сигналов дистанционного управления ПТК АСУ ТП .....	20
2.2.7 Объем собираемой информации .....	20
2.2.8 Обмен информацией с центрами управления .....	20
2.2.9 Синхронизация устанавливаемых компонентов .....	21
2.3 Функциональная структура АСУ ТП .....	21
2.3.1 Информационные функции .....	21
2.3.2 Управляющие функции .....	23
2.3.3 Вспомогательные функции .....	23
2.4 Надежность АСУ ТП .....	24
2.5 Электропитание оборудования .....	26
2.6 Размещение оборудования .....	26
2.7 Состав и содержание работ по созданию системы .....	27
Таблица регистрации изменений .....	29
ВЭС000107.356.2.1.3-ИЛО5.Ч01 Схема автоматизации .....	30
ВЭС000107.356.2.1.3-ИЛО5.Ч02 Структурная схема АСУ ТП/СОТИАССО .....	31
ВЭС000107.356.2.1.3-ИЛО5.Ч03 Перечень сигналов .....	32
ВЭС000107.356.2.1.3-ИЛО5.Ч04 Схема организации электропитания в ВЭУ .....	39
ВЭС000107.356.2.1.3-ИЛО5.СО Спецификация оборудования изделий и материалов .....	40

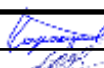



Согласовано

Взам. Инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

**ВЭС000107.356.2.1.3-ИЛО5-С**

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разраб.		Каракулов			02.21
Проверил		Михеев			02.21
Нач. отд.		Разинский			02.21
Н. контр.		Пирогова			02.21
ГИП		Бондарчук			02.21

«Покровская ВЭС». «Ветровая электрическая станция,  
внутриплощадочные автомобильные дороги»  
Третий этап строительства.  
Автоматизированная система управления  
технологическими процессами.  
Содержание.

Стадия	Лист	Листов
--------	------	--------

П		1
---	--	---



## 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 и 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. Н. Бондарчук

Согласовано

Взам. Инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

						ВЭС000107.356.2.1.3-ИЛ05-СГИ			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	«Покровская ВЭС.» «Ветровая электрическая станция, внутриплощадочные автомобильные дороги»  Третий этап строительства.  Автоматизированная система управления технологическими процессами.  Справка ГИПа	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Каракулов			02.21		П		1
Проверил		Михеев			02.21				
Нач. отд.		Разинский			02.21				
Н. контр.		Пирогова			02.21				
ГИП		Бондарчук			02.21				

# 1 Исходные данные и положения

## 1.1 Основание для разработки проектной документации

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

Договор подряда на выполнение проектных и изыскательских работ, заключенный между ООО «Ветропарки ФРВ» и ООО «ЕРСМ Сибири» № 244/2020-ВФРВ от 22 декабря 2020 г.;

- Технические условия на технологическое присоединение к распределительным устройствам ООО «Девятый Ветропарк ФРВ»;

- Технические условия на присоединение оборудования каналов связи и передачи телеинформации Покровской ВЭС к узлам связи Филиала АО «СО ЕЭС» Самарское РДУ, № Р48-4 от 12.01.2021г.;

– Техническое задание на СОТИАССО Покровской ВЭС (ВЭС000107.356.2.1.2-ИЛОЗ.5.1).







## 1.2 Перечень документов, использованных при разработке проектных решений

При проектировании использовались следующие документы:

– Приложение №1 к договору о присоединении к торговой системе оптового рынка «Регламент допуска к торговой системе оптового рынка» утв. 26.02.2109 (протокол №30/2009 заседания наблюдательного совета НП «Совет рынка») с последующими изменениями;

– Приложение № 3 к «Регламенту допуска к торговой системе оптового рынка» (Приложение №1 к договору о присоединении к торговой системе оптового рынка);

– ГОСТ 2.001-2013. Единая система конструкторской документации. Общие

ПОЛОЖЕНИЯ;						ВЭС000107.356.2.1.3-ИЛО5.П2				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата					
Разраб.		Каракулов			02.21	«Покровская ВЭС». «Ветровая электрическая станция, внутриплощадочные автомобильные дороги» Третий этап строительства. Автоматизированная система управления технологическими процессами. Пояснительная записка		Стадия	Лист	Листов
Проверил		Михеев			02.21			П	1	34
Нач. отд.		Разинский			02.21			 <b>ЕРСМ Сибири</b> Engineering Procurement Construction Management		
Н. контр.		Пирогова			02.21					
ГИП		Бондарчук			02.21					

Согласовано

Взам. Инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

- ГОСТ 2.102-2013. Единая система конструкторской документации. Виды и комплектность конструкторских документов;
- ГОСТ 2.105-95. Общие требования к текстовым документам;
- ГОСТ 34.201-89. Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Виды, комплектность и обозначение документов при создании автоматизированных систем;
- ГОСТ Р 21.1101-2013 СПДС. Основные требования к проектной и рабочей документации;
- СО 153-34.20.501-03. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации;
- Правила устройства электроустановок (ПУЭ). 7-е издание;
- Порядок установления соответствия генерирующего оборудования участников оптового рынка техническим требованиям в действующей редакции;
- Технические требования к генерирующему оборудованию участников оптового рынка в действующей редакции.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №							Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	

## 1.4 Общие сведения

Проект «Покровская ВЭС». «Ветровая электрическая станция, внутриплощадочные автомобильные дороги» (Проект № 1.1) реализуется с выделением 4 (четырех) этапов строительства в соответствии с п. 8 Положения о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию (утв. Постановлением Правительства РФ от 16.02.08 г. № 87):

- Этап 1. «Покровская ВЭС»: Внутриплощадочные автомобильные дороги»;
- Этап 2. «Покровская ВЭС»: Модуль управления ВЭС (МУ ВЭС);
- Этап 3. «Покровская ВЭС»: ВЭУ №№ 5-15 (код ГТП генерации GVIE0648) максимальной мощностью 50,05 МВт.
- Этап 4. «Покровская ВЭС»: ВЭУ №№ 1-4, 16-19 (код ГТП генерации GVIE0652) максимальной мощностью 36,4 МВт.

В настоящей части проектной документации представлены решения третьего этапа строительства ветровой электрической станции Покровская ВЭС, предусматривающие создание и установку ВЭУ №№ 5-15 в количестве 11 шт., с единичной максимальной мощностью 4,55 МВт, которые позволяют рационально использовать территорию площадки строительства и ветрового потенциала и осуществлять выработку электроэнергии с высокими технико-экономическими показателями.

Для строительства и дальнейшей эксплуатации ВЭУ на территории ВЭС организовываются технологические проезды (внутриплощадочные автомобильные дороги).

На выделенных земельных участках, проектом ВЭС предусматривается строительство следующих зданий, сооружений:

–фундаменты ВЭУ (в количестве 11 ед.).

В районе размещения каждой ВЭУ выполняются спланированные площадки с покрытием из щебня для организации работ по монтажу ветроэлектрических установок и их обслуживанию. Каждая ВЭУ устанавливается на фундамент.

ВЭУ типа V126-4,55 MW производства Vestas с выходной (установленной) мощностью 4,55 МВт поставляются комплектно с генераторами, преобразователями частоты, силовыми трансформаторами 35/0,72 кВ, оборудованием собственных нужд ВЭУ и комплектным распределительным устройством элегазовым (КРУЭ) 35 кВ.

Питание потребителей собственных нужд каждой ВЭУ осуществляется от отдельного трансформатора, расположенного в гондоле. Трансформатор

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №	<p>установок и их обслуживанию. Каждая ВЭУ устанавливается на фундамент.</p> <p>ВЭУ типа V126-4,55 MW производства Vestas с выходной (установленной) мощностью 4,55 МВт поставляются комплектно с генераторами, преобразователями частоты, силовыми трансформаторами 35/0,72 кВ, оборудованием собственных нужд ВЭУ и комплектным распределительным устройством элегазовым (КРУЭ) 35 кВ.</p> <p>Питание потребителей собственных нужд каждой ВЭУ осуществляется от отдельного трансформатора, расположенного в гондоле. Трансформатор</p>					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	ВЭС000107.356.2.1.3-ИЛО5.П2		Лист
								4



собственных нужд (ТСН) ВЭУ выполнен на напряжение 0,72/0,4 кВ и подключен отпайкой между генераторными выключателями и повышающим трансформатором 35/0,72 кВ. В составе ВЭУ также предусмотрены распределительные устройства собственных нужд (РУСН ВЭУ), поставляемые комплектно с ВЭУ заводом-изготовителем.

Владелец ВЭС обеспечивает:

- круглосуточное дежурство и осуществление оперативным персоналом ЦУ ВЭС функций оперативно-технологического управления Покровской ВЭС;
- прибытие оперативного персонала (оперативно-выездных бригад (ОВБ) или дежурных на дому) на Покровскую ВЭС за время, не превышающее 60 минут;
- технологическое оснащение ЦУ ВЭС, необходимое для выполнения функций оперативно-технологического управления Покровской ВЭС, в том числе обеспечивает наличие и функционирование автоматизированных систем технологического управления (АСТУ);
- осуществление функций дистанционного управления технологическим режимом работы и эксплуатационным состоянием генерирующего оборудования, коммутационными аппаратами, заземляющими разъединителями, иным оборудованием и устройствами Покровской ВЭС из ЦУ ВЭС. Объем дистанционного управления ВЭС из ЦУ ВЭС обеспечивает:
  - изменение вырабатываемой активной мощности Покровской ВЭС, осуществляемое путем воздействия на системы регулирования генерирующего оборудования и реализующего возможность ограничения выдачи ее мощности в точке присоединения электростанции к электрической сети вплоть до 0 МВт;
  - изменение реактивной мощности Покровской ВЭС;
  - отключение выключателей ЛЭП, к которым присоединена Покровская ВЭС.
- автоматический сбор и передачу:

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата	ВЭС000107.356.2.1.3-ИЛО5.П2			5

- в ЦУ ВЭС с Покровской ВЭС телеметрической информации в объеме, необходимом для осуществления функций оперативно-технологического управления ВЭС;
- в ДЦ Филиала АО «СО ЕЭС» Самарское РДУ в объеме, необходимом для осуществления функций оперативно-диспетчерского управления.
- наличие и функционирование двух независимых каналов связи:
  - между ВЭС и ЦУ ВЭС, для ведения оперативных переговоров, передачи телеметрической информации и осуществления дистанционного управления (каналы организуются по отдельному титулу создания ЦУ ВЭС);
  - между ВЭС и ДЦ Филиала АО «СО ЕЭС» Самарское РДУ для передачи телеметрической информации, диспетчерских команд, разрешений и технологической информации, необходимой для планирования и управления электроэнергетическим режимом работы энергосистемы (под технологической информацией понимается информация КИСУ, данные с серверов РАС), а также осуществления дистанционного управления;
  - между ЦУ ВЭС и ДЦ Филиала АО «СО ЕЭС» Самарское РДУ, в диспетчерском управлении или ведении которых находятся соответствующие объекты диспетчеризации, для передачи диспетчерских команд, разрешений и технологической информации. Каналы связи организовывать с использованием телекоммуникационных узлов ВЭС (МЦУ). При этом оба указанных канала не допускается организовывать через одну ВЭС (каналы организуются по отдельному титулу создания ЦУ ВЭС).

Владельцем ВЭС обеспечивается организация и возможность резервирования из ДЦ Филиала АО «СО ЕЭС» Самарское РДУ следующих функций дистанционного управления оборудованием ВЭС при выходе параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений и отказе средств связи ДЦ Филиала АО «СО ЕЭС» Самарское РДУ с ЦУ ВЭС, путем выполнения этих функций с использованием средств дистанционного управления из ДЦ Филиала АО «СО ЕЭС» Самарское РДУ:

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №							Лист	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата	ВЭС000107.356.2.1.3-ИЛО5.П2				6

- изменение вырабатываемой активной мощности Покровской ВЭС, осуществляемое путем воздействия на системы регулирования генерирующего оборудования и реализующего возможность ограничения выдачи ее мощности в точке присоединения электростанции к электрической сети вплоть до 0 МВт.

Дистанционное управление из ДЦ Филиала АО «СО ЕЭС» Самарское РДУ, МЩУ или ЦУ ВЭС осуществляется путем перевода (захвата) виртуального ключа дистанционного управления (далее – Ключ ДУ) из нормального положения «освобождено» в положение «ДЦ», «МЩУ», «ЦУ ВЭС» соответствующим центром управления (ДЦ, МЩУ, ЦУ ВЭС), из которого осуществляется дистанционное управление. После завершения переключений Ключ ДУ возвращается в нормальное положение («освобождено»). Доступ к Ключу ДУ из ДЦ Филиала АО «СО ЕЭС» Самарское РДУ должен быть обеспечен, в том числе, при возникновении нарушения нормального режима электрической части энергосистемы или объектов электроэнергетики и отказе средств связи с ЦУ ВЭС.

Дистанционное управление ВЭС из ДЦ Филиала АО «СО ЕЭС» Самарское РДУ при отсутствии нарушений нормального режима электрической части энергосистемы или объектов электроэнергетики и наличия средств связи с ЦУ ВЭС осуществляется по согласованию с оперативным персоналом ЦУ ВЭС.

Дистанционное управление ВЭС из ДЦ Филиала АО «СО ЕЭС» Самарское РДУ осуществляется с использованием каналов связи, функционирование которых не зависит от функционирования телекоммуникационного оборудования ЦУ ВЭС.

Создание ЦУ ВЭС реализуется в рамках отдельного проекта по отдельному титулу «Гражданская ВЭС. Центр Управления ВЭС». Проект реализуется с учетом следующих директивных сроков строительства: начало строительства – июнь 2021. Продолжительность строительства – до 01.09.2022 г., но не позднее даты ввода в эксплуатацию первой ВЭУ.

При управлении оборудованием (местное, дистанционное) должна быть предусмотрена программная или аппаратная блокировка, исключающая одновременное управление с разных рабочих мест, реализована логика

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №							Лист	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	ВЭС000107.356.2.1.3-ИЛО5.П2				7

технологических блокировок (от некорректного положения разъединителей, неполно-фазного режима, от «прыгания», от несинхронного включения и т.п.).

Все действия оперативного персонала по управлению электрооборудованием должны фиксироваться в АСУ ТП с указанием метки времени, способа управления. Проектом предусмотрено объединение 11 ВЭУ в две группы. Каждая группа ВЭУ подключается по магистральной схеме к секциям РП-35 кВ в составе Модуля управления Покровская ВЭС. Для этого предусматривается прокладка двух кабельных линии 35 кВ для выдачи мощности.

Для подключения РП-35 кВ Покровская ВЭС к РУ 220 кВ Гражданской ВЭС прокладывается кабельная линия 35 кВ (выполняется на 2 этапе строительства).

Основные и резервные оптические кабели от ВЭУ до модуля управления ВЭС прокладываются в грунте по трассе высоковольтных электрических кабелей с разнесением на нормативное расстояние не менее 0,5 м между электрическим кабелем и ВОК, и разнесением на расстояние не менее 1,0м между основным и резервным ВОК.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	ВЭС000107.356.2.1.3-ИЛО5.П2			8

## 2 Основные технические решения

В настоящем томе рассматриваются только технические решения, создаваемые на третьем этапе строительства, при котором в созданную на втором этапе строительства полноценную АСУТП/СОТИАССО (см. т. ВЭС000107.356.2.1.2-ИЛО5), дополнительно включаются 11 новых ВЭС

### 2.1 Цель создания и назначение АСУТП

Целью разработки АСУ ТП ВЭС является создание на основе комплектно поставляемых с ветроэнергетическими установками (ВЭУ) систем управления Vestasonline современной системы управления, обеспечивающей:

- эффективное управление процессами выработки и отпуска электрической энергии заданного качества и количества;
- эффективную работу и высокие эксплуатационные показатели объектов управления, необходимый уровень безопасности и безаварийности технологического процесса, а также снижения риска тяжелых аварий;
- надежное и эффективное автоматизированное управление основным и вспомогательным оборудованием в нормальных, переходных, аварийных и послеаварийных режимах работы;
- требуемую точность, достоверность, достаточность и своевременность предоставляемой оперативной информации персоналу в удобном для него виде о протекании технологических процессов, состоянии оборудования, а также технических средств управления, в различных эксплуатационных режимах;
- доступ к архивной информации для анализа, оптимизации работы оборудования и планирования его ремонтов;
- адаптивность к возможным изменениям технологического процесса и алгоритмов управления, сокращение затрат времени на ориентацию персонала в режимной и оперативной обстановке, своевременное выявление неполадок и отклонений;
- улучшение культуры труда оперативного и обслуживающего персонала;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №	<p>— доступ к архивной информации для анализа, оптимизации работы оборудования и планирования его ремонтов;</p> <p>— адаптивность к возможным изменениям технологического процесса и алгоритмов управления, сокращение затрат времени на ориентацию персонала в режимной и оперативной обстановке, своевременное выявление неполадок и отклонений;</p> <p>— улучшение культуры труда оперативного и обслуживающего персонала;</p>					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	ВЭС000107.356.2.1.3-ИЛО5.П2		Лист
								9

- автоматизацию ведения отчетной документации;
- предотвращение ошибочных действий персонала путем своевременной сигнализации и блокирования ошибочных команд управления;
- повышение экономической эффективности работы оборудования, сокращения затрат на его диагностику, эксплуатационное обслуживание и ремонт.

## 2.2 Описание технических решений

Автоматизации будет подлежать 11 ветроэнергетических установок (далее – ВЭУ) типа Vestas V126-4,55 MW производства «Vestas» (Дания), а также необходимое вспомогательное оборудование.

АСУ ТП ВЭС создаётся как распределенная информационно-управляющая человеко-машинная система, рассчитанная на длительное функционирование в реальном масштабе времени.

АСУ ТП строится как комплексная система, охватывающая все уровни управления, и включающая в себя подсистемы нижнего и среднего уровней, такие как:

- СОТИАССО;
- ЦСТИ (устанавливается по отдельному проекту);
- АСУ Vestas Online (комплектно поставляемая система АСУ в составе ВЭУ);
- Системы связи;
- АИИС КУЭ;
- система гарантированного электроснабжения;
- низковольтные комплектные устройства (НКУ) 0,4кВ распределения электроэнергии;
- система автоматики вентиляции и кондиционирования.

### 2.2.1 Организация управления технологическими процессами

Режим работы ВЭС предусматривается автоматический, круглосуточный, круглогодичный. Для ВЭС предусматривается форма организации оперативного

Взам. Инв. №	<ul style="list-style-type: none"><li>— система гарантированного электроснабжения;</li><li>— низковольтные комплектные устройства (НКУ) 0,4кВ распределения электроэнергии;</li></ul>					
	<ul style="list-style-type: none"><li>— система автоматики вентиляции и кондиционирования.</li></ul>					
Подп. и дата	<b>2.2.1 Организация управления технологическими процессами</b>					
	Режим работы ВЭС предусматривается автоматический, круглосуточный, круглогодичный. Для ВЭС предусматривается форма организации оперативного					
Инв. № подл.						ВЭС000107.356.2.1.3-ИЛО5.П2
	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	
						10

обслуживания с постоянным дежурством оперативного персонала на электростанции:

- постоянное дежурство начальника смены станции в режиме 24/7 на главном центре управления электростанции;
- дежурство бригады оперативного персонала (в составе не менее двух работников) в рабочее время рабочих дней на главном центре управления электростанции и дежурство на дому в ночное время рабочих дней и в выходные и праздничные дни с обеспечением возможности прибытия на обслуживаемую ВЭС за время, не превышающее 60 минут.

Для управления ВЭС предусматривается строительство главного центра управления и местного модуля управления. Щиты управления оснащаются АРМами оперативного персонала (рабочими местами АСУ ТП электростанции), обеспечивающими выполнение всех функций оперативно-технологического управления.

МЩУ может быть использовано как резервный пункт оперативного управления в случае полной потери связи с ВЭС.

Основным местом контроля и управления технологическим и электротехническим оборудованием ВЭС является центр управления (ЦУ). На ЦУ располагаются автоматизированные рабочие места для обеспечения диспетчерского контроля и управления ветроэнергетическими установками ВЭС. Кроме того, предусматривается возможность управления ВЭС из диспетчерского центра Системного Оператора. Выбор центра управления определяется программными ключами АСУТП ВЭС.

Контроль и управление технологическим оборудованием ВЭУ осуществляется посредством создаваемой АСУТП.

В состав автоматизированной системы управления технологическим процессом (АСУТП) входят:

- комплект оборудования АСУТП ВЭУ VestasOnline, поставляемая комплектно с технологическим оборудованием;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №							Лист	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	ВЭС000107.356.2.1.3-ИЛО5.П2				11

- микропроцессорная подсистема релейной защиты и автоматики (МП РЗА), поставляемая комплектно;
- серверное оборудование;
- средства для обеспечения всех средств автоматизации единым временем от системы единого времени;
- датчики и преобразователи, вторичные приборы и устройства;
- коммутационная аппаратура;
- провода, контрольные и оптические кабели.

АСУ VestasOnline является неотъемлемой частью оборудования ВЭС, без которой его функционирование не предусматривается. АСУ VestasOnline состоит из систем автоматического управления (САУ) технологического и электротехнического оборудования ветроэнергетических установок (ВЭУ) комплектной поставки, шкафов системы контроллера электростанции РРС, и шкафа серверного и сетевого оборудования системы SCADA (VOB).

Во вновь проектируемом модуле управления ВЭС будет размещаться следующее комплектное оборудование ПТК ветроэнергетических установок:

- шкаф серверного и сетевого оборудования системы SCADA (VOB);
- шкаф системы контроллера электростанции РРС;

Также во вновь проектируемом модуле управления ВЭС будет размещаться следующее дополнительное оборудование ПТК ВЭС:

- серверное оборудование АСУТП/СОТИАССО (основной и резервный сервер);
- основной и резервный сервер системы единого времени;
- коммуникационные контроллеры (основной и резервный), обеспечивающие передачу данных в вышестоящие диспетчерские центры;
- сервер ЦСТИ.

Для обеспечения диспетчерского контроля и управления ветроэнергетическими установками ВЭС в модуле местного щита управления (МЩУ) предусматривается размещение следующих АРМ:

- VestasOnline;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №					ВЭС000107.356.2.1.3-ИЛО5.П2	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата			12





- Регулирование уровня шума;
- Контроль условий окружающей среды;
- Контроль сети;
- Контроль системы обнаружения пожара.

Система управления имеет встроенный операторский интерфейс, а также предоставляет операторский интерфейс для управления любой ветроэнергетической установкой с автоматизированного рабочего места (АРМ).

САУ ВЭУ включает в себя датчики различных типов для измерения важных технологических параметров (скорость и направление ветра, температура, давление, уровень рабочих сред, электрические величины генерирующего оборудования и др.). Датчики поставляются комплектно с ВЭУ.

Сигналы, полученные от датчиков, поступают в шкафы управления и используются системой автоматического управления. Передача сигналов осуществляется коммуникационным модулем, установленным внутри или вблизи шкафа, находящегося в основании башни, в систему SCADA, которая находится в модуле управления ВЭС.

Системы SCADA и контроллера электростанции PPC выполнены также на базе программно-технического комплекса входящего в объем поставки производителя. Системы выполняют функции мониторинга и управления ветровой электрической станцией.

Шкаф серверного и сетевого оборудования системы SCADA предназначен для организации связи со шкафами управления ветроэнергетических установок посредством коммуникационных модулей и для реализации функций мониторинга и управления ветроэнергетическими установками посредством АРМов, подключенных к данному шкафу.

Шкафы контроллера электростанции системы PPC предназначен для управления электрическими характеристиками ветровой электростанции в точке общего подключения к электрической сети.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №							Лист	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата	ВЭС000107.356.2.1.3-ИЛО5.П2				14

Связь между ветроэнергетическими установками и системой SCADA осуществляется по оптоволоконной линии. Коммуникационные модули ветроэнергетических установок и коммутационный модуль системы SCADA соединяются в общую сеть по топологии «кольцо». Сети связи рассматриваются в разделе связи (ВЭС000107.356.2.1.3-ИЛО4.1).

В объем поставки производителя также входит система мониторинга уровней вибрации ветроэнергетических установок VCMS. Данная система осуществляет контроль сигналов вибрации главного подшипника, генератора и другого важного оборудования с помощью датчиков, установленных в определенных местах ветровой турбины. На основании сигналов вибрации, собранных на регулярной основе специальной станцией приема данных, можно определить рабочее состояние и износ ветровой турбины. Кроме того, можно оценить и спрогнозировать возможные неисправности, скрытые опасности и срок службы.

Сбор сигналов ТИ и ТС выполняется вновь устанавливаемыми устройствами нижнего уровня (МИП в помещениях ВЭУ). Для реализации концепции «готовых транспортных модулей» в комплекты оборудования модулей кроме специализированного оборудования для каждого модуля (серверное, АСУ Vestas PPC) включены однотипные УСО - узлы сбора ТС, позволяющие собрать в каждом из транспортных модулей дополнительные сигналы ТС от технологического и вспомогательного оборудования в модуле.

Сервера верхнего уровня АСУ ТП/СОТИАССО осуществляют сбор, хранение и отображение информации о устройствах и системах не входящих в комплектную поставку, таких как электротехническое оборудование, инженерные системы, системы бесперебойного питания (СГЭ), а также осуществляют сбор информации с сервера SCADA АСУ VestasOnline.

Сервер ЦСТИ осуществляет сбор, обработку и передачу на верхний уровень системы ЦСТИ в ПАО «Фортум» необходимых параметров от всей ВЭС в целом. Указанный шкаф сервера ЦСТИ в объем работ настоящего тома не входит, будет установлен при работах по отдельному титулу.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №	ную поставку, таких как электротехническое оборудование, инженерные системы, системы бесперебойного питания (СГЭ), а также осуществляют сбор информации с сервера SCADA АСУ VestasOnline.					
			Сервер ЦСТИ осуществляет сбор, обработку и передачу на верхний уровень системы ЦСТИ в ПАО «Фортум» необходимых параметров от всей ВЭС в целом. Указанный шкаф сервера ЦСТИ в объем работ настоящего тома не входит, будет установлен при работах по отдельному титулу.					
						ВЭС000107.356.2.1.3-ИЛО5.П2		Лист
								15
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата			

### 2.2.3 Сбор и первичная обработка аналоговой информации в ПТК АСУТП

Источниками аналоговой информации являются сигналы тока и напряжения. Источниками сигналов тока являются измерительные трансформаторы, размещаемые в комплектных ВЭС и РП-35кВ в соответствии со схемой автоматизации ВЭС000107.356.2.1.3-ИЛО5.Ч01

Сигналы от трансформаторов тока (ТТ) и трансформаторов напряжения (ТН) вводятся в систему через вновь устанавливаемые микропроцессорные измерительные преобразователи (МИП), которые также производят расчет значений мощности и электроэнергии.

В ходе первичной обработки аналоговой информации в ПТК АСУТП выполняются:

- масштабирование (вычисление реальных значений физических величин в именованных единицах с учетом коэффициента трансформации ТТ и ТН);
- определение расчетных величин (линейные напряжения по фазам, вычисления активной и реактивной мощности, частоты,  $\cos \varphi$  и т. д.);
- присвоение меток времени событиям (превышения/снижения сигналов по сравнению с уставками);
- проверка достоверности входных аналоговых сигналов.

Перечень входных сигналов ТИ приведен в ВЭС000107.356.2.1.3-ИЛО5.Ч03. Список предварительный, оценочный и будет уточняться при разработке РД.

### 2.2.4 Сбор и первичная обработка дискретных сигналов в ПТК АСУТП

В состав дискретной информации входят телесигналы, отражающие положение коммутационного оборудования в схеме выдачи мощности и сигналы аварийно-предупредительной сигнализации (АПТС) в соответствии с ВЭС000107.356.2.1.3-ИЛО5.Ч01. Источником дискретных сигналов являются блок-контакты коммутационных аппаратов, выходные контакты реле состояния терминалов РЗА и иных устройств в составе ВЭС.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №							Лист	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	ВЭС000107.356.2.1.3-ИЛО5.П2				16

Перечень входных сигналов ТС и АПТС приведен в ВЭС000107.356.2.1.3-ИЛО5.Ч03. Список предварительный, оценочный и будет уточняться при разработке РД.

### 2.2.5 Информация, собираемая в цифровом виде

Предусматривается обмен расширенным (или полным доступным) объемом информации создаваемой АСУТП ВЭС с устройствами СГЭ, САУ ДГУ и комплектной АСУТП ВЭУ заводского исполнения подключением к АСУ Vestas SCADA (VOB) и организацией обмена между ними в цифровом виде по протоколу МЭК 60870-5-104. Обмен информацией АСУТП ВЭС с терминалами РЗА, а также МИП предусматривается в цифровом виде по протоколу МЭК 61850.

### 2.2.6 Организация сигналов дистанционного управления ПТК АСУ ТП

Управление выключателями 35 кВ в РУ-35, выполняется при помощи многофункциональных измерительных преобразователей с модулями ввода-вывода дискретных сигналов, смонтированных в ячейках, и воздействующих командами ДУ на приводы КА.

Перечень выходных сигналов ДУ приведен в ВЭС000107.356.2.1.3-ИЛО5.Ч03. Список предварительный, оценочный и будет уточняться при разработке РД.

### 2.2.7 Объем собираемой информации

Наименование системы/ Источник	Цифровые сигналы			Физические сигналы		
	ТС	ТИ	ДУ	ТС	ТИ	ДУ
САУ ВЭУ/PPC	2	71	8	-	-	-
Оборудование РЗА в ВЭУ	671	440	44	-	-	-
МИП, устанавливаемые в ВЭУ	-	-	-	33	858	-
<b>Итого</b>	673	511	54	33	858	-
<b>Всего по этапу</b>	2129					

Список предварительный, оценочный и будет уточняться при разработке РД.

### 2.2.8 Обмен информацией с центрами управления

Собираемая системой АСУТП информация подлежит передаче:

— в центре управления (ЦУ);

Взам. Инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							
САУ ВЭУ/РРС			2	71	8	-	-	-	
Оборудование РЗА в ВЭУ			671	440	44	-	-	-	
МИП, устанавливаемые в ВЭУ			-	-	-	33	858	-	
Итого			673	511	54	33	858	-	
Всего по этапу			2129						
Список предварительный, оценочный и будет уточняться при разработке РД.									
2.2.8 Обмен информацией с центрами управления									
Собираемая системой АСУТП информация подлежит передаче:									
– в центре управления (ЦУ);									
						ВЭС000107.356.2.1.3-ИЛО5.П2			Лист
									17
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата				

- в вышестоящий диспетчерский центр ПАО «Фортум»;
- в Филиал АО «СО ЕЭС» Самарское РДУ.

Для обмена информацией с ДЦ предлагается использоваться создаваемые на площадках и арендуемые каналы связи. Протокол обмена МЭК 60870-5-104. Решение по организации связи рассматривается в ВЭС000107.356.2.1.3-ИЛО4.1.

Решения по обмену информацией с ДЦ Системного Оператора подробно рассмотрены в томе ВЭС000107.356.2.1.3-ИЛО3.5. «Система обмена технологической информацией с автоматизированной системой системного оператора».

### 2.2.9 Синхронизация устанавливаемых компонентов

Для создаваемой АСУТП предусматривается обеспечение единого времени, предназначенное для автоматической синхронизации часов (таймеров) всех микропроцессорных компонентов системы. Прием сигналов точного времени организуется от приемника сигналов ГЛОНАСС/GPS с дальнейшей раздачей конечным приемникам сетью Ethernet в протоколе SNTP.

Для компонентов АСУТП обеспечивается максимальная «интегральная достоверность» и точность регистрации «событий» до 1 мсек.

## 2.3 Функциональная структура АСУ ТП

АСУ ТП предназначена для выполнения следующих основных функций:

- информационных функций;
- управляющих функций;
- вспомогательных функций.

### 2.3.1 Информационные функции

Информационные функции, выполняемые ПТК АСУ ТП, делятся на:

- Информационные функции, выполняемые автоматически в режиме реального времени (on-line);
- Информационные функции, выполняемые автоматически в неавтономном режиме (off-line).

В состав информационных функций, выполняемых автоматически в режиме реального времени, входят:

Взам. Инв. №	<h3>2.3.1 Информационные функции</h3>						
	<p>Информационные функции, выполняемые ПТК АСУ ТП, делятся на:</p> <ul style="list-style-type: none"><li>– Информационные функции, выполняемые автоматически в режиме реального времени (on-line);</li><li>– Информационные функции, выполняемые автоматически в неавтономном режиме (off-line).</li></ul> <p>В состав информационных функций, выполняемых автоматически в режиме реального времени, входят:</p>						
Подп. и дата						ВЭС000107.356.2.1.3-ИЛО5.П2	Лист
Инв. № подл.	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	18

- прием (сбор) и первичная обработка аналоговой и дискретной информации, цифровых аналоговых сигналов от многофункциональных измерительных преобразователей, дискретных и цифровых сигналов, включая обмен информацией (прием-передачу) между ПТК АСУ ТП, СМ и интегрируемыми устройствами;
- оценка действий оперативного обслуживающего персонала и выдача рекомендаций операторам;
- проверка достоверности входной информации;
- определение скорости изменения технологических параметров;
- расчет технологических показателей с использованием основных математических функций и функций, созданных пользователем;
- представление информации на средствах отображения (цветных дисплеях) и печатных документах в виде видеокладов (фрагментов мнемосхем с отображением на них оборудования, коммутацию электротехнического оборудования, значений параметров и их отклонений от нормы);
- вывод оператору информации о срабатывании предупредительной и аварийной сигнализации;
- архивирование параметров и событий оборудования.
- В состав информационных функций, выполняемых автоматически в неавтоматическом режиме, входят:
  - информационно-вычислительные и расчетные функции, в том числе расчет параметров расчет и хранение статистических данных;
  - диагностика состояния оборудования;
  - представление информации о состоянии параметров объекта управления в графической форме (графиков, гистограмм, таблиц), цветных копий видеокладов, списков сигнализаций и событий, журналов действий оператора и переключения оборудования, отчетов (сменных, суточных, наработки силового оборудования на отказ) на средствах отображения (цветных дисплеях) и печатных документах;
  - формирование архивов процессов при возникновении аварийных ситуаций;
  - анализ характера ошибок, отказов, неисправностей оборудования.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата	ВЭС000107.356.2.1.3-ИЛО5.П2			19

### 2.3.2 Управляющие функции

В состав управляющих функций входят:

- автоматизированное дистанционное и оперативное (ручное) управление системами, входящими в состав ПТК АСУ ТП и вспомогательным оборудованием ВЭС;
- дистанционное управление выключателями 35 кВ и другими механизмами собственных нужд и т.п.;
- передача команд дистанционное управления от системы СОТИАССО в систему SCADA АСУ VestasOnline,
- автоматическое, автоматизированное дистанционное и оперативное (ручное) управление ВЭС в различных режимах:
  - выход ВЭС на установленную мощность при различных скоростях ветра;
  - работы ВЭС с установленной мощностью;
  - отключением ВЭС при высоких скоростях ветра;
  - отключения ВЭС при малых скоростях ветра;
  - аварийный останов ВЭС;
  - плановый останов ВЭС.

### 2.3.3 Вспомогательные функции

В состав вспомогательных (сервисных) функций входят:

- диагностика состояния технических средств управления, в том числе контроль исправности измерительных каналов и каналов связи с интегрируемыми устройствами;
- проверка достоверности информационных сигналов;
- проверка исполнения управляющих воздействий;
- проверка цепей и опробование схем технологических защит (при наличии многоканальных систем);
- обнаружение и анализ характера ошибок, отказов, неисправностей АСУ ТП;
- автоматическое подключение резервных средств или блокировка ошибочных сигналов и воздействий при ошибках, отказах и неисправностях;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №					Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата	ВЭС000107.356.2.1.3-ИЛО5.П2	20



- сигнализация на посты оперативного управления, пост оперативного обслуживания АСУ ТП и посты по наладке и сопровождению при отказе технических устройств с указанием устройства, места, времени и вида отказа;
- сигнализация на посты оперативного управления при отказе автоматической функции с указанием вида функции;
- регистрация ошибок, отказов, неисправностей и действий по их устранению;
- коррекция системного времени по сигналам системы ГЛОНАСС/GPS;
- корректировка настроек алгоритмов;
- создание нормативно-справочной информационной базы;
- помощь по управлению оборудованием АСУ ТП (представление подсказок, рекомендаций, прогнозов и т.п.);
- самоконтроль и самодиагностика ПТК, подстройка прикладных программ и заполнение информационной базы, сбор и обработка информации по технической диагностике ПТК (инструментальная подсистема);
- другие функции, обеспечиваемые, в том числе ПО инструментальных средств разработки, диагностирования, сопровождения и документирования проекта всех частей системы;
- реализация возможности переключения на дистанционное управление при отказе функций;
- реализация возможности установки запретов или разрешений прохождения информации по каналам измерения и сигнализации.

## 2.4 Надежность АСУ ТП

Надежность АСУ ТП устанавливается в соответствии с ГОСТ 24.701-86 «Надежность автоматизированных систем управления», исходя из принадлежности системы к многофункциональным изделиям, длительно эксплуатируемым в заданных режимах в течение установленного срока службы оборудования ВЭС.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №					Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	ВЭС000107.356.2.1.3-ИЛО5.П2	21

Надежность АСУ ТП – это свойство системы сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров, характеризующих способность системы выполнять требуемые функции в заданных режимах и условиях эксплуатации.

Надежность АСУ включает свойства безотказности, ремонтпригодности, а в некоторых случаях, и долговечности.

В том числе показателями надежности являются:

- коэффициент готовности системы, т.е. вероятность того, что ПТК окажется работоспособным в произвольный момент времени, кроме планируемых периодов профилактического и капитального ремонтов;

- показатель суммарного потока повреждений АСУ ТП, требующих привлечения ремонтного персонала.

- Используются следующие основные способы повышения надежности ПТК и АСУ ТП:

- резервирование технических средств и программного обеспечения;
- применение отказоустойчивых структур;
- диагностика технических средств и программного обеспечения;
- защита от выдачи ложных команд и использования недостоверной информации;
- рациональное распределение функций управления между техническими средствами и персоналом;

- хранение наиболее важной информации и программ в энергонезависимом запоминающем устройстве;

- гальваническое разделение каналов, модулей, шин и т.п.;
- защита данных и ПО от несанкционированного вмешательства;
- повышение уровня квалификации персонала.

Нормирование надежности производится по номенклатуре показателей, характеризующих:

- надежность системы в целом;
- надежность реализации функций АСУ ТП.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №					Лист	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата	ВЭС000107.356.2.1.3-ИЛО5.П2		22

## 2.5 Электропитание оборудования

Все оборудование АСУ ТП в части обеспечения надежности электроснабжения отнесено к электроприемникам особой группы первой категории в соответствии с требованиями ПУЭ Издание 7.

Электропитание технических средств АСУ ТП обеспечивается как для электроприемников особой группы первой категории по надежности электроснабжения.

Оборудование Vestas, комплектно поставляемое в составе ВЭС (шкаф SCADA (VOB), шкаф PPC, шкаф расширения PPC), питается от двух секций системы СН.

Оборудование АСУТП в модуле управления, создаваемое в рамках проекта (шкаф АСУТП/СОТИАССО основной и резервный) запитаны от системы гарантированного питания СГЭ также с двух секций. Схема организации питания представлена на чертеже ВЭС000107.356.2.1.3-ИЛО5.Ч05.

## 2.6 Размещение оборудования

В модуле управления ВЭС оборудование АСУТП размещается:

- в двух шкафах АСУТП/СОТИАССО габаритами 2000х800х1000 мм. (ВхШхГ);

- в шкафу ЦСТИ габаритами 2000х800х1000 мм. (ШхГхВ). Указанный шкаф в объем работ настоящего тома не входит, будет установлен при работах по отдельному титулу;

- в шкафу SCADA VOB с габаритами не более 2040х624х1350 мм. (ВхШхГ);

- в шкафу контроллера РСС габаритами 1093х 656х 474 мм. (ВхШхГ).

Перечисленное оборудование устанавливается на 2 этапе строительства.

Для обеспечения требуемого температурного режима в шкафах предусматривается принудительная вентиляция посредством установки блока вентиляторов на крыше шкафа. Вентиляция включается автоматически при достижении установленного предела температуры по команде термостата.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №							Лист	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата	ВЭС000107.356.2.1.3-ИЛО5.П2				23

## 2.7 Состав и содержание работ по созданию системы

АСУ разрабатывается в три стадии:

- разработка, согласование и утверждение проектной и рабочей документации на АСУ ТП;

- ввод АСУ ТП в эксплуатацию.

На стадии разработки проекта и рабочей документации производится:

- разработка проекта и рабочей документации на АСУ ТП;

- согласование рабочей проектной и рабочей документации с Заказчиком. На стадии ввода АСУ ТП в эксплуатацию производится:

- сборка шкафа контроллеров и серверов;

- поставка и монтаж оборудования;

- разработка эксплуатационной документации;

- проведение пусконаладочных работ;

- разработка программы приемочных испытаний АСУ ТП;

- калибровка измерительных каналов АСУ ТП;

- согласование программы испытаний с Заказчиком;

- предварительные испытания по утвержденной «Программе предварительных испытаний» с оформлением Протокола о предварительных испытаниях и Акта приемки в опытную эксплуатацию системы в объеме нового оборудования;

- опытная эксплуатация АСУ ТП;

- приемочные испытания и ввод в постоянную (промышленную эксплуатацию).

По результатам испытаний составляется «Протокол испытаний». В протоколе указывается перечень необходимых доработок со сроками их выполнения, а также заключение о возможности приемки системы в опытную эксплуатацию.

Состав комиссии для проведения предварительных испытаний утверждается приказом Заказчика. Председателем комиссии назначают представителя Заказчика.

Проведение опытной эксплуатации АСУ ТП.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	ВЭС000107.356.2.1.3-ИЛО5.П2			24

Опытная эксплуатация проводится для проверки правильности функционирования системы на действующем оборудовании при выполнении каждой функции.

Результаты приемки системы в опытную эксплуатацию оформляют «Актом приемки в опытную эксплуатацию». По результатам опытной эксплуатации составляют акт о завершении работ по проверке системы в режиме опытной эксплуатации.

#### Проведение приемочных испытаний АСУ ТП

Приемочные испытания проводятся для ввода системы в постоянную эксплуатацию. Приемочная комиссия утверждается приказом Заказчика. Уровень приемочной комиссии определяет Заказчик. Председателем приемочной комиссии назначается представитель Заказчика.

Программа испытаний для приемочных испытаний должна быть утверждена Заказчиком. По результатам приемочных испытаний комиссия составляет протокол испытаний и акт о вводе системы в промышленную эксплуатацию.

Датой ввода системы считают дату подписания акта приемочной комиссией.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №					Лист	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	ВЭС000107.356.2.1.3-ИЛО5.П2		25

### Таблица регистрации изменений

[illegible]

Взам. Инв. №

Подпн. и дата

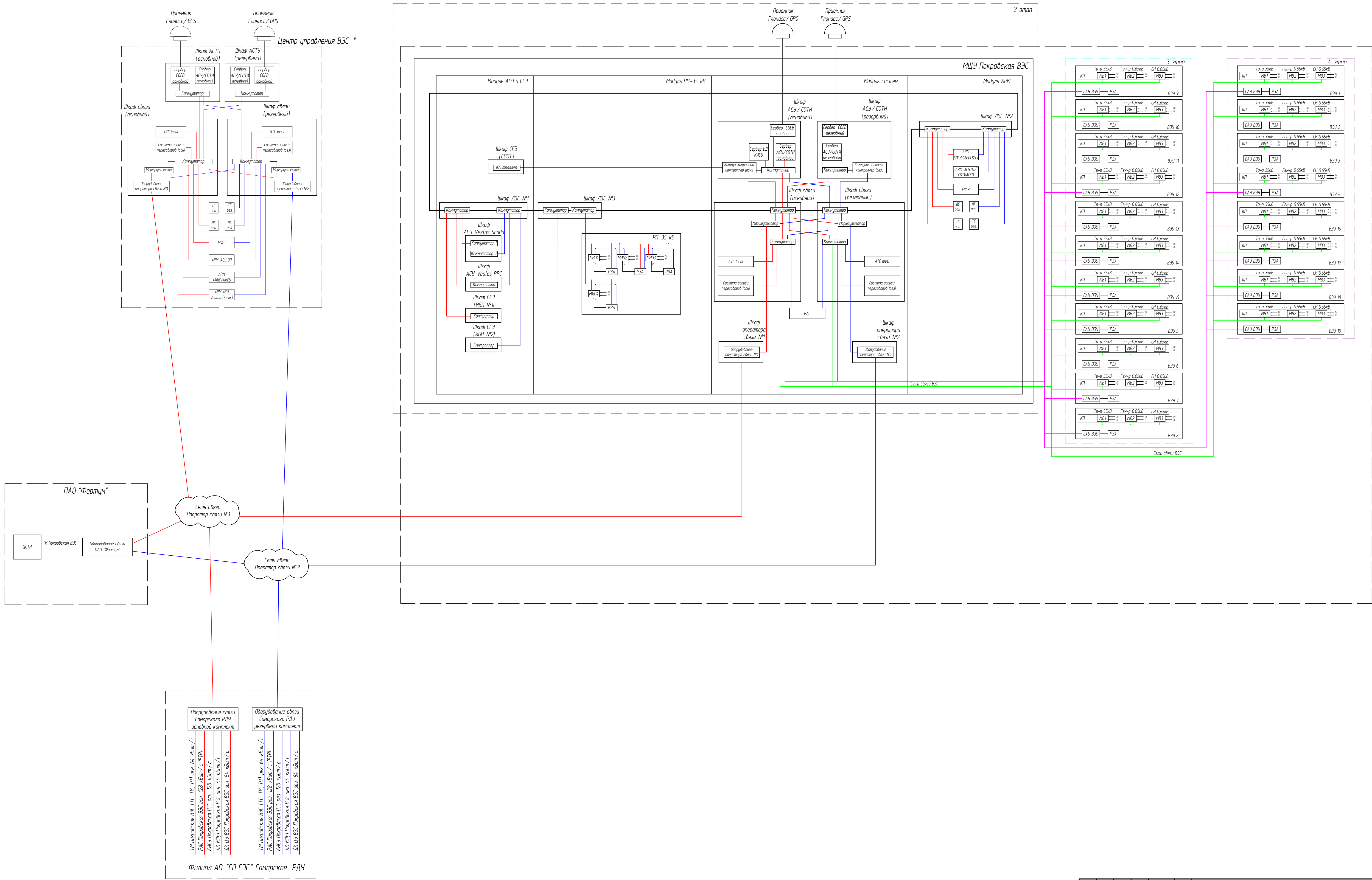
Инв. № подл.

<i>Изм.</i>	<i>Кол.уч.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ док.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>

ВЭС000107.356.2.1.3-ИЛО5.П2

Луст

26








Условные обозначения:

- основные каналы связи;
- резервные каналы связи;
- общестанционное кольцо связи ВЭС;
- кольцо связи АСУ Vestas;

\* —ЦУ ВЭС реализуется в рамках отдельного титула.

					ВЭС 000107.356.2.13-И/05.402		
					ООО «Десятый Ветропарк ФРВ»		
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	«Покровская ВЭС» - ветровая электрическая станция. Выполняющие обязанности: директор «Третий этап строительства» Автоматизированная система управления технологическим процессом	
Разработал	Карачунов	02.21					
Проверил	Мухомов	02.21					
Нач. отд.	Разынский	02.21					
Н. контр.	Пирогова	02.21					
Утв.						Структурная схема АСУ ТП/СОТИАССО	
Гип	Бондарчук	02.21				000 "ЕПСМ Сибири"	

Составлено				
Взам. шиф. М.				
Подп. и дата				
Изд. № подл.				

										32	
№ пп.		Наименование присоединения			Наименование сигнала			Единицы измерения		Источник сигнала	
Телеизмерения											
ВЗУ №№ 5-15 (11шт.)											
1	Трансформатор 0,72/35кВ. Сторона 35 кВ				Действующее значение фазного тока		$I_a$	А	ТТ		
2					Действующее значение фазного тока		$I_b$	А	ТТ		
3					Действующее значение фазного тока		$I_c$	А	ТТ		
4					Действующее значение фазного тока		$I_0$	А	ТТ		
5					Среднее значение фазного тока		$I_{cp}$	А	ТТ		
6					Действующее значение фазного напряжения		$U_{ao}$	кВ	ТН		
7					Действующее значение фазного напряжения		$U_{bo}$	кВ	ТН		
8					Действующее значение фазного напряжения		$U_{co}$	кВ	ТН		
9					Среднее значение фазного напряжения		$U_{фcp}$	кВ	ТН		
10					Действующее значение линейного напряжения		$U_{ab}$	кВ	ТН		
11					Действующее значение линейного напряжения		$U_{bc}$	кВ	ТН		
12					Действующее значение линейного напряжения		$U_{ac}$	кВ	ТН		
13					Среднее значение линейного напряжения		$U_{лcp}$	кВ	ТН		
14					Активная мощность фазная		$P_a$	кВт	ТИ		
15					Активная мощность фазная		$P_b$	кВт	ТИ		
16					Активная мощность фазная		$P_c$	кВт	ТИ		
17					Активная мощность трехфазной системы		$P_{сум}$	кВт	МИП		
18					Реактивная мощность фазная		$Q_a$	кВАр	МИП		
19					Реактивная мощность фазная		$Q_b$	кВАр	МИП		
20					Реактивная мощность фазная		$Q_c$	кВАр	МИП		
21					Реактивная мощность трехфазной системы		$Q_{сум}$	кВАр	МИП		
22					Полная мощность фазная		$S_a$	кВА	МИП		
23					Реактивная мощность трехфазной системы		$S_b$	кВА	МИП		
24					Реактивная мощность трехфазной системы		$S_c$	кВА	МИП		
25					Реактивная мощность трехфазной системы		$S_{сум}$	кВА	МИП		
26					Частота		$F$	Гц	МИП		
Итого: ТИ-286 шт.											
						ВЭС 000107.356.2.1.3- ИЛО 5. 403					
						ООО «Девятый Ветропарк ФРВ»					
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	«Покровская ВЭС». «Ветровая электрическая станция, внутриплощадочные автомобильные дороги». Третий этап строительства. Автоматизированная система управления технологическими процессами.		Стадия	Лист	Листов	
Разработал		Каракулов			02.21			П	1	8	
Проверил		Михеев			02.21						
Нач. отд.		Разинский			02.21						
Н. контр.		Пирогова			02.21						
Учв.						Перечень сигналов		ООО "ЕРСМ Сибири"			
гип		Бондарчук			02.21						



						33
№ пп.	Наименование присоединения	Наименование сигнала	Единицы измерения		Источник сигнала	
Телеизмерения						
ВЗУ №№ 5-15 (11 шт.)						
27	Трансформатор 0,72/35 кВ. Сторона 0,72 кВ	Действующее значение фазного тока	$I_a$	А	ТТ	
28		Действующее значение фазного тока	$I_b$	А	ТТ	
29		Действующее значение фазного тока	$I_c$	А	ТТ	
30		Действующее значение фазного тока	$I_0$	А	ТТ	
31		Среднее значение фазного тока	$I_{ср}$	А	ТТ	
32		Действующее значение фазного напряжения	$U_{ao}$	кВ	ТН	
33		Действующее значение фазного напряжения	$U_{bo}$	кВ	ТН	
34		Действующее значение фазного напряжения	$U_{co}$	кВ	ТН	
35		Среднее значение фазного напряжения	$U_{фср}$	кВ	ТН	
36		Действующее значение линейного напряжения	$U_{ab}$	кВ	ТН	
37		Действующее значение линейного напряжения	$U_{bc}$	кВ	ТН	
38		Действующее значение линейного напряжения	$U_{ac}$	кВ	ТН	
39		Среднее значение линейного напряжения	$U_{лср}$	кВ	ТН	
40		Активная мощность фазная	$P_a$	кВт	ТИ	
41		Активная мощность фазная	$P_b$	кВт	ТИ	
42		Активная мощность фазная	$P_c$	кВт	ТИ	
43		Активная мощность трехфазной системы	$P_{сум}$	кВт	МИП	
44		Реактивная мощность фазная	$Q_a$	кВАр	МИП	
45		Реактивная мощность фазная	$Q_b$	кВАр	МИП	
46		Реактивная мощность фазная	$Q_c$	кВАр	МИП	
47		Реактивная мощность трехфазной системы	$Q_{сум}$	кВАр	МИП	
48		Полная мощность фазная	$S_a$	кВА	МИП	
49		Реактивная мощность трехфазной системы	$S_b$	кВА	МИП	
50		Реактивная мощность трехфазной системы	$S_c$	кВА	МИП	
51		Реактивная мощность трехфазной системы	$S_{сум}$	кВА	МИП	
52		Частота	$F$	Гц	МИП	
Итого: ТИ-286 шт.						

										34		
№ пп.	Наименование присоединения		Наименование сигнала			Единицы измерения		Источник сигнала				
Телеизмерения												
ВЗУ №№ 5-15 (11шт.)												
53	Отпайка на СН на стороне 0,72 кВ		Действующее значение фазного тока		$I_a$	А	ТТ					
54			Действующее значение фазного тока		$I_b$	А	ТТ					
55			Действующее значение фазного тока		$I_c$	А	ТТ					
56			Действующее значение фазного тока		$I_0$	А	ТТ					
57			Среднее значение фазного тока		$I_{ср}$	А	ТТ					
58			Действующее значение фазного напряжения		$U_{ao}$	кВ	ТН					
59			Действующее значение фазного напряжения		$U_{bo}$	кВ	ТН					
60			Действующее значение фазного напряжения		$U_{co}$	кВ	ТН					
61			Среднее значение фазного напряжения		$U_{фср}$	кВ	ТН					
62			Действующее значение линейного напряжения		$U_{ab}$	кВ	ТН					
63			Действующее значение линейного напряжения		$U_{bc}$	кВ	ТН					
64			Действующее значение линейного напряжения		$U_{ac}$	кВ	ТН					
65			Среднее значение линейного напряжения		$U_{лср}$	кВ	ТН					
66			Активная мощность фазная		$P_a$	кВт	ТИ					
67			Активная мощность фазная		$P_b$	кВт	ТИ					
68			Активная мощность фазная		$P_c$	кВт	ТИ					
69			Активная мощность трехфазной системы		$P_{сум}$	кВт	МИП					
70			Реактивная мощность фазная		$Q_a$	кВАр	МИП					
71			Реактивная мощность фазная		$Q_b$	кВАр	МИП					
72			Реактивная мощность фазная		$Q_c$	кВАр	МИП					
73			Реактивная мощность трехфазной системы		$Q_{сум}$	кВАр	МИП					
74			Полная мощность фазная		$S_a$	кВА	МИП					
75			Реактивная мощность трехфазной системы		$S_b$	кВА	МИП					
76			Реактивная мощность трехфазной системы		$S_c$	кВА	МИП					
77			Реактивная мощность трехфазной системы		$S_{сум}$	кВА	МИП					
78			Частота		$F$	Гц	МИП					
Телесигнализация												
ВЗУ №№ 5-15 (11шт.)												
1	ИБП		ИБП в работе		–	0/1	МИП					
2			ИБП работа от батарей		–	0/1	МИП					
3			Неисправность ИБП		–	0/1	МИП					
Итого: ТИ–286 шт. Всего: ТИ–858 шт. Итого: ТС–33 шт.												
						ВЭС000107.356.2.1.3–И/05.403				Лист		
										3		
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата							

ВЭС000107.356.2.1.3-И/05.403

						35
№ пп.	Наименование присоединения	Наименование сигнала	Единицы измерения	Шкала (мин/макс)	Тип сигнала	
Телесигнализация (цифровые сигналы)						
РЗА ВЗУ №№ 5-15 (11шт.)						
1	яч.1	Положение выключателя "включено"	-	0/1	ТС	
2		Положение выключателя "отключено"	-	0/1	ТС	
3		Положение ЗН "введен"	-	0/1	ТС	
4		Положение ЗН "выведен"	-	0/1	ТС	
5	яч.2	Положение выключателя "включено"	-	0/1	ТС	
6		Положение выключателя "отключено"	-	0/1	ТС	
7		Положение ЗН "введен"	-	0/1	ТС	
8		Положение ЗН "выведен"	-	0/1	ТС	
9	яч.3	Положение выключателя "включено"	-	0/1	ТС	
10		Положение выключателя "отключено"	-	0/1	ТС	
11		Положение разъединителя "включен"	-	0/1	ТС	
12		Положение разъединителя "отключен"	-	0/1	ТС	
13		Положение разъединителя "заземлен"	-	0/1	ТС	
Итого: ТС (цифровые)-143 шт.						
Телеизмерения (цифровые сигналы)						
РЗА ВЗУ №№ 5-15 (11шт.)						
1	РЗА	IA Tak	A	0...1200	ТИ	
2		IB Tak	A	0...1200	ТИ	
3		IC Tak	A	0...1200	ТИ	
4		INS Tak	A	0...1200	ТИ	
5		IN TOK	A	0...1200	ТИ	
6		IA/VA Угол	-	0...359,9	ТИ	
7		IB/VA Угол	-	0...359,9	ТИ	
8		IC/VA Угол	-	0...359,9	ТИ	
9		INS/VA Угол	-	0...359,9	ТИ	
10		IN/VA Угол	-	0...359,9	ТИ	
11		VA напряжение	кВ	0...24	ТИ	
12		VB напряжение	кВ	0...24	ТИ	
13		VC напряжение	кВ	0...24	ТИ	
14		VN напряжение	кВ	0...24	ТИ	
15		VA/VA Угол	-	0...359,9	ТИ	
16		VB/VA Угол	-	0...359,9	ТИ	
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	
ВЭС000107.356.2.1.3-И/05.403					Лист	
					4	

ВЭС000107.356.2.1.3-И/05.403

№ пп.	Наименование присоединения	Наименование сигнала	Единицы измерения	Шкала (мин/макс)	Тип сигнала
17	РЗА	VC/VA Угол	–	0...359,9	ТИ
18		VN/VA Угол	–	0...359,9	ТИ
19		PA АктивнаяМощность	кВт	-8300...8300	ТИ
20		PB АктивнаяМощность	кВт	-8300...8300	ТИ
21		PC АктивнаяМощность	кВт	-8300...8300	ТИ
22		PT3 ФазыАктивнаяМощность	кВт	-25000...25000	ТИ
23		QA АктивнаяМощность	кВАр	-4100...4100	ТИ
24		QB АктивнаяМощность	кВАр	-4100...4100	ТИ
25		QC АктивнаяМощность	кВАр	-4100...4100	ТИ
26		QT3 ФазыРеактивнаяМощность	кВАр	-12500...12500	ТИ
27		SA МнимаяМощность	кВА	0...10000	ТИ
28		SB МнимаяМощность	кВА	0...10000	ТИ
29		SC МнимаяМощность	кВА	0...10000	ТИ
30		ST МнимаяМощность	кВА	0...10000	ТИ
31		PFA КоэффициентМощности	–	-1,000...1,000	ТИ
32		PFB Коэффициент Мощности	–	-1,000...1,000	ТИ
33		PFC Коэффициент Мощности	–	-1,000...1,000	ТИ
34		PFT 3 Фазы Коэффициент Мощности	–	-1,000...1,000	ТИ
35		UAB Напряжение	кВ	0...40,5	ТИ
36		UBC Напряжение	кВ	0...40,5	ТИ
37		UCA Напряжение	кВ	0...40,5	ТИ
38		UAB/VA Угол	–	0...359,9	ТИ
39		UBC/VA Угол	–	0...359,9	ТИ
40		UCA/VA Угол	–	0...359,9	ТИ

Итого: ТИ (цифровые)–440 шт.

Телесигнализация (цифровые сигналы)

РЗА ВЗУ №№ 5–15 (11шт.)

1	РЗА	PA–B–C Напряжение присутствует	–	Off/On	ТС
2		PA Напряжение присутствует	–	Off/On	ТС
3		PB Напряжение присутствует	–	Off/On	ТС
4		PC Напряжение присутствует	–	Off/On	ТС
5		51/51_2/50 Пуск: Вперед	–	Off/On	ТС
6		51/51_2/50 Пуск: Назад	–	Off/On	ТС
7		51/51_2/50 Замедленно: Не определено	–	Off/On	ТС

Взам. инв. N	
Подл. и дата	
Инв. N подл.	

						37		
		№ пп.	Наименование присоединения	Наименование сигнала	Единицы измерения	Шкала (мин/макс)	Тип сигнала	
		8	РЗА	51NS/51_2NS/50NS Замедленно: Вперед	–	Off/On	ТС	
		9		51NS/51_2NS/50NS Замедленно: Возврат	–	Off/On	ТС	
		10		51NS/51_2NS/50NS Замедленно: Не определено	–	Off/On	ТС	
		11		51 Пуск	–	Off/On	ТС	
		12		51_2 Пуск	–	Off/On	ТС	
		13		51NS/51_2NS/50NS пуск	–	Off/On	ТС	
		14		50 Сработало	–	Off/On	ТС	
		15		51 Сработало	–	Off/On	ТС	
		16		51_2 Сработало	–	Off/On	ТС	
		17		51NS/51_2NS/50NS Сработало	–	Off/On	ТС	
		18		РА–В–С 2Н Заблокировано	–	Off/On	ТС	
		19		NS 2Н Заблокировано	–	Off/On	ТС	
		20		Общая защита сработала: ОС/SC/EF	–	Off/On	ТС	
		21		Ошибка открытия размыкателя	–	Off/On	ТС	
		22		Ошибка открытия катушки Y01	–	Off/On	ТС	
		23		Ошибка открытия катушки Y02	–	Off/On	ТС	
		24		Внешнее срабатывание: Сигнал питания или сигнал от ВЗУ	–	Off/On	ТС	
		25		КРУЗ Локально / Удаленно	–	Local/Remote	ТС	
		26		КРУЗ Нет ошибок	–	Error/OK	ТС	
		27		КРУЗ работоспособна	–	Error/OK	ТС	
		28		КРУЗ Давления газа ОК	–	Error/OK	ТС	
		29		Вода обнаружена в системе 1	–	Error/OK	ТС	
		30		Вода обнаружена в системе 2	–	Error/OK	ТС	
		31		Нет срабатывания ОС/SC/EF	–	Error/OK	ТС	
		32		ICP присутствует	–	Off/On	ТС	
		33		SDP1 присутствует	–	Off/On	ТС	
		34		SDP2 присутствует	–	Off/On	ТС	
		35		SDP3 присутствует	–	Off/On	ТС	
		36		СВ – расмыкатель цепи – закрыт	–	Open/Close	ТС	
		37		СВ – расмыкатель цепи – открыт	–	Close/Open	ТС	
		38		Отключатель в СВР закрыт	–	Open/Close	ТС	
		39		Отключатель в СВР открыт	–	Open/Close	ТС	
		40		Заземление СВР закрыт	–	Open/Close	ТС	
		41		SDP1 переключатель открыт	–	Close/Open	ТС	

№ пп.	Наименование присоединения	Наименование сигнала	Единицы измерения	Шкала (мин/макс)	Тип сигнала
42	РЗА	SDP1 переключатель закрыт	–	Open/Close	ТС
43		SDP1 Заземление закрыт	–	Open/Close	ТС
44		SDP2 переключатель открыт	–	Close/Open	ТС
45		SDP2 переключатель закрыт	–	Open/Close	ТС
46		SDP2 Заземление закрыт	–	Open/Close	ТС
47		Sigma F+E – Ошибка заземления обнаружена	–	Open/Close	ТС
48		Sigma F+E – Ошибка короткого замыкания обнаружена	–	Open/Close	ТС

Итого: ТС (цифровые)–528 шт.

### Дистанционное управление (цифровые сигналы)

#### РЗА ВЗУ №№ 5–15 (11шт.)

1	яч.1	Положение разъединителя "включен"	–	–	ДУ
2		Положение разъединителя "отключен"	–	–	ДУ
3	яч.2	Положение разъединителя "включен"	–	–	ДУ
4		Положение разъединителя "отключен"	–	–	ДУ

Итого: ТУ (цифровые)–44 шт.

### Телеизмерения, телесигнализация и телеуправление (цифровые сигналы)

#### САУ ВЗУ/РРС (код ГТП генерации GVIE0648) (1шт.)

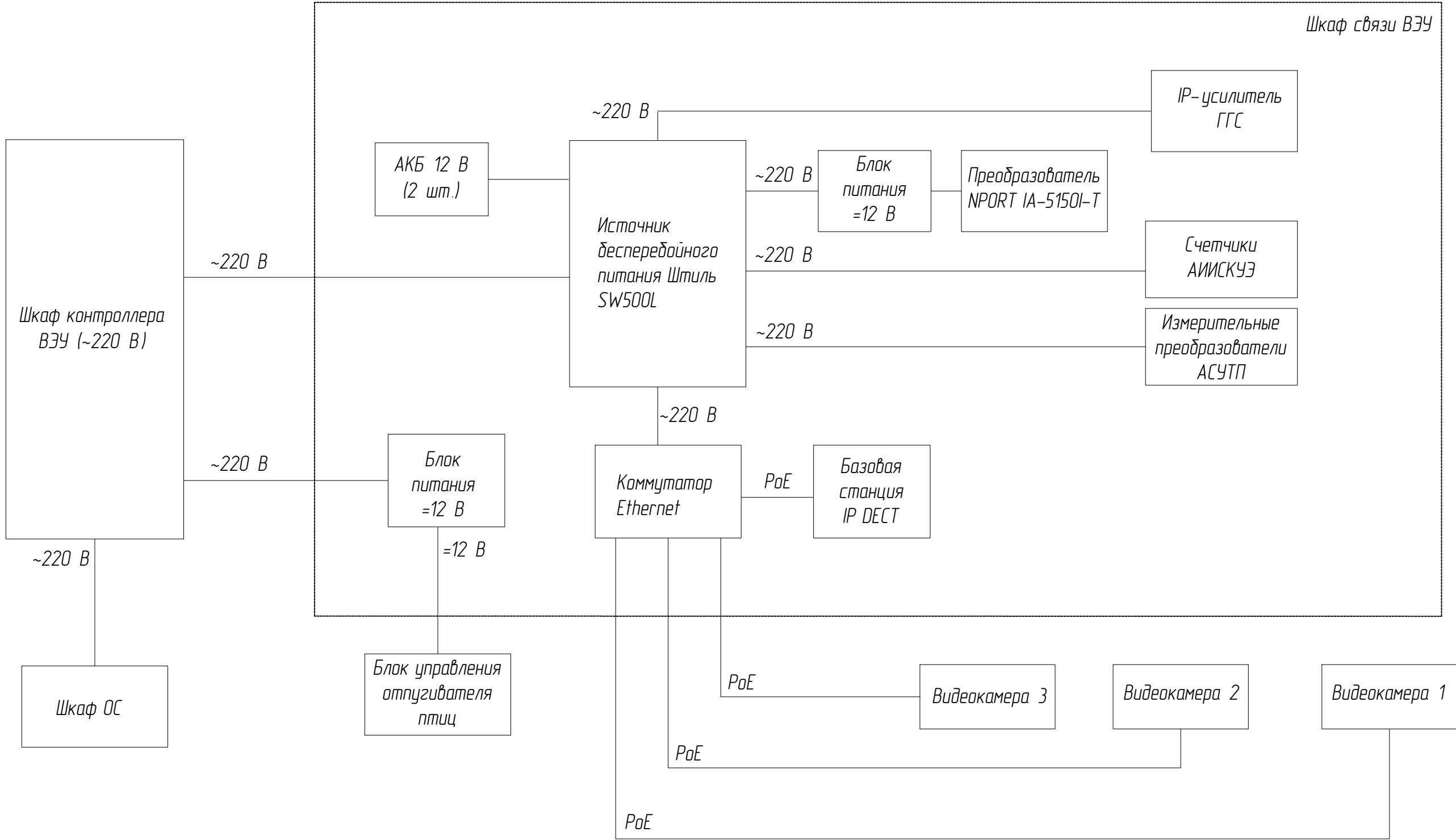
1	САУ ВЗУ/РРС (код ГТП генерации GVIE0647) (1шт.)	Активная мощность	кВт	0..12000	ТИ
2		Реактивная мощность емкостная	кВАр	–6000..0	ТИ
3		Реактивная мощность индуктивная	кВАр	0..6000	ТИ
4		Текущая уставка активной мощности	кВт	0..12000	ТИ
5		Текущая уставка реактивной мощности	кВАр	–6000..6000	ТИ
6		Текущая уставка коэффициента мощности	cos f	–1,000..1,000	ТИ
7		Текущее заданное значение напряжения	кВт	0..40	ТИ
8		Текущий режим активной мощности – 0: Нет активного управления мощностью 1: Активное управление мощностью 2: Управление частотой (режим по умолчанию)	–	0..2	ТИ
9		Текущий режим реактивной мощности – 0: Нет управления реактивной мощностью 1: Режим управления Q 2: Режим управления коэффициентом мощности 4: Управление в режиме напряжения	–	0..4	ТИ
10		Активная мощность в точке подключения	кВт	0..12000	ТИ
11		Реактивная мощность в точке подключения	кВАр	–6000..6000	ТИ
12		Коэффициент мощности в точке подключения	cos f	–1,000..1,000	ТИ

Взам. инв. N	
Подл. и дата	
Инв. N подл.	

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	ВЭС000107.356.2.1.3–И/05.403				Лист
										7

Инв. N подл.	Подл. и дата	Взам. инв. N

Согласовано			
Взам. инв. N			
Подл. и дата			
Инв. N подл.			



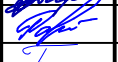




						ВЭС 000107.356.2.13-И/О 5.404		
						ООО «Девятый Ветропарк ФРВ»		
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	«Покровская ВЭС». «Ветровая электрическая станция, внутриплощадочные автомобильные дороги». Третий этап строительства. Автоматизированная система управления технологическими процессами.	Стадия	Лист
Разработал		Каракулов			02.21		П	1
Проверил		Михеев			02.21			
Нач. отд.		Разинский			02.21			
Н. контр.		Пирогова			02.21			
Утв.						Схема организации электропитания в ВЗУ	ООО «ЕРСМ Сибири»	
Гип		Бондарчук			02.21			



Согласовано			
Взам. инв. N			
Подл. и дата			
Инв. N подл.			

Позиция	Наименование и техническая характеристика	Тип, марка, обозначение документа, опросного листа	Код оборудования, изделия, материала	Завод-изготовитель	Единица измерения	Коли-чество	Масса единицы, кг	Примечания	41
	Оборудование ВЭУ								
1	Многофункциональный измерительный преобразователь	По типу ARIS 2205			шт.	11		Поставка и монтаж комплектно со шкафами ВЭУ.	

						ВЭС 000107.356.2.13-ИЛО 5.СО					
						ООО «Девятый Ветропарк ФРВ»					
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата						
Разработал		Каракулов			02.21	«Покровская ВЭС». «Ветровая электрическая станция, внутриплощадочные автомобильные дороги». Третий этап строительства. Автоматизированная система управления технологическими процессами.	Стадия	Лист	Листов		
Проверил		Михеев			02.21		П		1		
Нач. отд.		Разинский			02.21						
Н. контр.		Пирогова			02.21						
Утв.											
Гип		Бондарчук			02.21	Спецификация оборудования и материалов				ООО "ЕРСМ Сибири"	