



**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 «Одиннадцатый Ветропарк ФРВ»

«Холмская 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 1 «Электротехнические решения»

ВЭС00086.286.4.1-ИЛО3.1

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

ООО «ЕРСМ Сибири»

Заказчик – ООО «Одиннадцатый Ветропарк ФРВ»

«Холмская 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 1 «Электротехнические решения»

ВЭС00086.286.4.1-ИЛОЗ.1

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

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

Технический директор



А.А. Лушников

Главный инженер проекта

А.В. Гусев

2019



						3
56	6 Расчет режимов в сети 35 кВ выполнен при условии поддержания $\cos\varphi = 1$ в точке присоединения к шинам 35 кВ группы ВЭУ в составе одного присоединения 35 кВ					
57	6.1 Максимальные и минимальные уровни напряжения в сети 35 кВ					
60	Схема электрическая главная. Холмская ВЭС					
61	Схема электрическая СН-0,4 кВ МУ Холмская ВЭС					
62	Блок-схема питания дополнительного оборудования ВЭУ					
63	Расчет ТСН 35/0,4 100 кВА					
64	План расположения оборудования в МУ Холмская ВЭС					
65	Фасады модуля управления					
66	План раскладки кабелей системы СН-0,4 кВ в здании МУ Холмская ВЭС					
67	План расположения оборудования 35 кВ ВЭУ					
68	План заземления ВУ					
69	План заземления МУ Холмская ВЭС и ДЭС 100 кВА					
70	Кабельный журнал					
73	Спецификация оборудования, изделий и материалов					
75	Приложение А – Технические условия на технологическое присоединение к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС»					
82	Приложение Б – Молниезащита и электромагнитная совместимость					
104	Приложение В – Система заземления Vestas – заземление между ветровыми турбинами					
116	Приложение Г – Система заземления Vestas					
130	Приложение Д – Опросный лист МУ ВЭС					
						Лист
ВЭС00086.286.4.1-ИЛОЗ.1-С						2
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	

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



## 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

Инв. № подл.	Подп. и дата						Взам инв. №																																								
<table><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td>Изм.</td><td>Кол.уч.</td><td>Лист</td><td>№ док</td><td>Подп.</td><td>Дата</td></tr></table>																			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	ВЭС00086.286.4.1-ИЛОЗ.1-СГИ																						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата																																										
<table><tr><td colspan="2">ГИП</td><td colspan="2">Гусев</td><td rowspan="2"></td><td>12.19</td></tr><tr><td colspan="2">Н.контр.</td><td colspan="2">Пирогова</td><td>12.19</td></tr><tr><td colspan="2">Нач. отд.</td><td colspan="2"></td><td></td><td></td></tr><tr><td colspan="2">Пров.</td><td colspan="2">Вершинин</td><td></td><td>12.19</td></tr><tr><td colspan="2">Разраб.</td><td colspan="2">Егоров</td><td></td><td>12.19</td></tr></table>							ГИП		Гусев			12.19	Н.контр.		Пирогова		12.19	Нач. отд.						Пров.		Вершинин			12.19	Разраб.		Егоров			12.19	<p>«Холмская ВЭС. Ветровая электрическая станция, внутриплощадочные автомобильные дороги».</p> <p>Электротехнические решения.</p> <p>Справка главного инженера</p>			<table><tr><td>Стадия</td><td>Лист</td><td>Листов</td></tr><tr><td>П</td><td>1</td><td>1</td></tr></table>			Стадия	Лист	Листов	П	1	1
ГИП		Гусев			12.19																																										
Н.контр.		Пирогова			12.19																																										
Нач. отд.																																															
Пров.		Вершинин			12.19																																										
Разраб.		Егоров			12.19																																										
Стадия	Лист	Листов																																													
П	1	1																																													
							 <b>ЕРСМ Сибири</b> <small>Engineering Procurement Construction Management</small>																																								



В проекте строительства ветровой электрической станции «Холмская ВЭС»: ВЭУ №№ 1-21 ((код ГТП генерации GVIE1012 (37,8 МВт), GVIE0642 (33,2 МВт) и GVIE0641 (16,8 МВт)), установленной мощностью 88,2 МВт (установка 21 ВЭУ типа V126-4,2 MW фирмы «Vestas» (Дания) с выходной мощностью 4,2 МВт, поставляемых комплектно с генераторами с мощностью 4,45 МВт (с  $\cos\phi = 0,88$ ), преобразователями частоты, силовыми трансформаторами 35/0,72 кВ, оборудованием собственных нужд ВЭУ и комплектным распределительным устройством с элегазовой изоляцией (КРУЭ) 35 кВ), в соответствии с ТУ на ТП, выделяются 7 этапов технологического присоединения:

– строительство фундаментов модуля управления ВЭС, включая РП 35 кВ, и дизельной электростанции (ДЭС) 0,4 кВ, монтаж комплектного оборудования МУ, РП 35 кВ и ДЭС полной заводской готовности, располагаемого в блочных модулях;

II этап (п.п. 1.5 ТУ на ТП с учетом требований п.п. 2.1, 2.3, 2.5-2.7, 3.2 ТУ на ТП):

–строительство девяти фундаментов под ВЭУ (№№ 5-10, 18-20), строительство КЛ 35 кВ, строительство сетей связи и монтаж технологического оборудования ВЭУ башенного типа комплектной поставки единичной мощностью 4,2 МВт, код ГТП генерации GVIE1012 (37,8 МВт);

Взам. инв. №	модулях;						Лист 2										
	– строительство КЛ 35 кВ ПС Зубовка - РП-35 кВ Холмской ВЭС; II этап (п.п. 1.5 ТУ на ТП с учетом требований п.п. 2.1, 2.3, 2.5-2.7, 3.2 ТУ на ТП): – строительство девяти фундаментов под ВЭУ (№№ 5-10, 18-20), строительство КЛ 35 кВ, строительство сетей связи и монтаж технологического оборудования ВЭУ башенного типа комплектной поставки единичной мощностью 4,2 МВт, код ГТП генерации GVIE1012 (37,8 МВт);																
	<table><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td>Изм.</td><td>Кол.уч</td><td>Лист</td><td>№ док.</td><td>Подп.</td><td>Дата</td></tr></table>													Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата												

– проведение пуско-наладочных работ и комплексных испытаний ветро-энергетических установок с выдачей мощности в электрическую сеть до 37,8 МВт;

III этап (с учетом требований п.п. 3.1.1, 3.1.2, 3.3 ТУ на ТП):

– комплексное опробование и ввод в работу ВЭУ №№ 5-10, 18-20 с выдачей мощности в электрическую сеть до 37,8 МВт (без мероприятий по основному (первичному) электротехническому оборудованию);

IV этап (п.п. 1.7 ТУ на ТП с учетом требований п.п. 2.1, 2.3, 2.5-2.7, 3.2 ТУ на ТП; п.п. 1.6, 2.1.1-2.1.6 ТУ на ТП не проектируется по данному титулу):

–строительство восьми фундаментов под ВЭУ (№№ 11-17, 21), строительство КЛ 35 кВ, строительство сетей связи и монтаж технологического оборудования ВЭУ башенного типа комплектной поставки единичной мощностью 4,2 МВт, код ГТП генерации GVIE0642 (33,2 МВт);

– проведение пуско-наладочных работ и комплексных испытаний ветро-энергетических установок с выдачей мощности в электрическую сеть до 71,4 МВт с учетом реализации этапов II, III;

V этап (с учетом требований п.п. 3.1.1, 3.1.2, 3.3 ТУ на ТП):

– комплексное опробование и ввод в работу ВЭУ №№ 11-17, 21 с выдачей мощности в электрическую сеть до 71,4 МВт с учетом реализации этапов II, III (без мероприятий по основному (первичному) электротехническому оборудованию);

VI этап (п.п. 1.8 ТУ на ТП с учетом требований п.п. 2.1, 2.3, 2.5-2.7, 3.2 ТУ на ТП):

–строительство четырех фундаментов под ВЭУ (№№ 1-4), строительство КЛ 35 кВ, строительство сетей связи и монтаж технологического оборудования ВЭУ башенного типа комплектной поставки единичной мощностью 4,2 МВт, код ГТП генерации GVIE0641 (16,8 МВт);

– проведение пуско-наладочных работ и комплексных испытаний ветро-  
энергетических установок с выдачей мощности в электрическую сеть до

Взам инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.	на ГПП):						Лист	
			–строительствочетырех фундаментов под ВЭУ (№№ 1-4), строитель-							
			ство КЛ 35 кВ, строительство сетей связи и монтаж технологического обо-							
рудования ВЭУ башенного типа комплектной поставки единичной мощностью						ВЭС00086.286.4.1-ИЛОЗ.1				
4,2 МВт, код ГТП генерации GVIE0641 (16,8 МВт);										
–проведение пуско-наладочных работ и комплексных испытаний ветро-										
энергетических установок с выдачей мощности в электрическую сеть до						3				
88,2										
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата					

МВт с учетом реализации этапов II, III, IV, V.

VII этап (с учетом требований п.п. 3.1.1, 3.1.2, 3.3 ТУ на ТП)^

– комплексное опробование и ввод в работу ВЭУ №№ 1-4 с выдачей мощности в электрическую сеть до 88,2 МВт с учетом реализации этапов II, III, IV, V (без мероприятий по основному (первичному) электротехническому оборудованию).

Суммарная максимальная мощность Холмская ВЭС составляет 88200 кВт.

В комплект поставки ВЭУ типа V126-4,2 MW производства Vestas с выходной мощностью 4,2 МВт входит следующее основное электротехническое оборудование:

- асинхронный генератор мощностью 4,45 МВт ( $\cos\phi = 0,88$ );
- выпрямитель мощностью 5,1 МВА;
- инвертор мощностью 5,1 МВА;
- силовой трансформатор 35/0,72 кВ мощностью 5,15 МВА;
- комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией (КРУЭ) 35 кВ;
- оборудование собственных нужд ВЭУ.

В модуле управления ВЭС устанавливаются ячейки 35 кВ для подключения ВЭУ. Подключение ВЭУ к модулю управления предусматривается по магистральной схеме на основании экономической целесообразности ввиду значительных расстояний между ВЭУ.

Выдача мощности ветровая электрической станции «Холмская ВЭС» в сеть будет осуществляться по одной кабельной линии 35 кВ через ПС 220 кВ (не проектируется по данному титулу). Для присоединения «Холмская ВЭС» на ПС 220 кВ в РУ-35 кВ выделяется одна линейная ячейка мощностью 88200 кВт.

Схема электрическая принципиальная «Холмская ВЭС» представлена на чертеже ВЭС00086.286.4.1-ИЛОЗ.1.01.

На небольшом удалении от подстанции сооружается модуль управления ВЭС, в котором устанавливается оборудование систем РАС, АСУТП, АИИС

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам инв. №	<p>будет осуществляться по одной кабельной линии 35 кВ через ПС 220 кВ (не проектируется по данному титулу). Для присоединения «Холмская ВЭС» на ПС 220 кВ в РУ-35 кВ выделяется одна линейная ячейка мощностью 88200 кВт.</p> <p>Схема электрическая принципиальная «Холмская ВЭС» представлена на чертеже ВЭС00086.286.4.1-ИЛОЗ.1.01.</p> <p>На небольшом удалении от подстанции сооружается модуль управления ВЭС, в котором устанавливается оборудование систем РАС, АСУТП, АИИС</p>							
									ВЭС00086.286.4.1-ИЛОЗ.1	Лист
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		4

КУЭ, СОТИ АССО, связи и др., а также щит собственных нужд модуля управления, ТСН и РП-35 кВ.

Модуль управления ВЭС представляет собой комплектно-блочный модуль, разделённый на транспортировочные блоки-контейнеры с подготовленными межблочными и внешними связями.

МУ ВЭС поставляется полностью укомплектованным инженерными системами в составе ОПС, СКУД, СОВН, ОВиК и системами собственных нужд.

План расположения оборудования в МУ ВЭС представлен на чертеже ВЭС00086.286.4.1-ИЛОЗ.1.05.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							ВЭС00086.286.4.1-ИЛОЗ.1	Лист
										5
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

### 3 Собственные нужды

#### 3.1 Общие решения по системе СН

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

Также с данных РУСН ВЭУ предполагается электроснабжение дополнительного вспомогательного оборудования, не входящего в комплектную поставку ВЭУ. Схема организации энергоснабжения дополнительного оборудования ВЭУ приведена на чертеже ВЭС00086.286.4.1-ИЛОЗ.1.03.

Вспомогательное оборудование, предполагаемое для установки внутри башни ВЭУ:

- Блок отпугивателя птиц по типу BroadBand PRO;
- Шкаф систем связи;
- Шкаф охранной сигнализации;
- Оборудование АИИС КУЭ и СОТИАССО.

Суммарная нагрузка дополнительного оборудования, устанавливаемого в ВЭУ, составит - 1,6 кВт на напряжении 220 В.

Перечень оборудования, дополнительно устанавливаемого в ВЭУ, будет уточнен после согласования с производителем ВЭУ возможности установки оборудования.

Основное питание потребителей 0,4 кВ МУ ВЭС предусматривается от ТСН 35/0,4 кВ, устанавливаемого в МУ ВЭС. ТСН 35/0,4 кВ получает питание с

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			ВЭС00086.286.4.1-ИЛОЗ.1						
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	

ячейки РУ-35 кВ СШ МУ Холмская ВЭС по кабелю АПвВнг(А)-LS-35 3(1×150/25).

В связи с наличием в МУ ВЭС потребителей 1 категории, предусматривается резервный источник питания – дизельная электростанция (ДЭС), расположенная в блок-контейнере на двухосном прицепе, установленная рядом с модулем управления ВЭС.

Запуск ДЭС и перевод питания СН на ДЭС осуществляется в автоматическом режиме при пропадании питания по основному вводу (от ТСН).

Полная нагрузка собственных нужд модуля управления ВЭС в зимний период составляет:

$$S_p=79,115 \text{ кВА}, I_p=114,19 \text{ А}.$$

Расчет мощности ТСН представлен на чертеже ВЭС00086.286.4.1-ИЛОЗ.1.04 данного тома.

Мощность ДЭС выбирается с возможностью включения на полную нагрузку СН.

Предлагается к установке ДЭС мощностью 100 кВА.

Требования к ДЭС:

- номинальная мощность 100 кВА;
- напряжение ~400/230 В;
- исполнение в утепленном блок-контейнере типа "СЕВЕР"
- 2-я степень автоматизации в соответствии с ГОСТ 33105-2014.
- бак запаса топлива ДЭС рассчитан на 24 часа непрерывной работы при автономной работе на расчетной нагрузке без дозаправки.

В случае возникновения аварийного режима во внешней сети и исчезновения внешнего питания, электроснабжение выполняется при помощи дизель-генераторной установки 0,4 кВ (ДЭС) мощностью 100 кВА, устанавливаемой около модуля управления. В случае исчезновения электропитания от ТСН, то потребители переключаются на питание от ДЭС в автоматическом режиме.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	ВЭС00086.286.4.1-ИЛОЗ.1						Лист
									7
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				



Нагрузки электроприемников могут быть уточнены в стадии РД, при этом суммарная расчетная нагрузка по вводам не будет превышать мощности выбранных ДЭС и ТСН.

Бак запаса топлива ДЭС рассчитан на 24 часа непрерывной работы при автономной работе на расчетной нагрузке без дозаправки. В случае, если в течение данного времени авария во внешней сети не устраняется, необходимо пополнение топлива для продолжения работы ДЭС. Для перекачки топлива из внешнего (привозного) источника в бак ДЭС предусмотрен перекачивающий насос.

Электроснабжение потребителей МУ ВЭС предусматривается от двухсекционного РУНН-0,4 кВ. Первая секция запитана от ТСН 35/0,4 кВ, 100 кВА, вторая – от ДЭС. Секционный автоматический выключатель нормально включен, а ввод от ДЭС отключен. При пропадании питания от основного источника действием АВР подключается резервный.

Напряжение сети собственных нужд переменного тока принято 400/230 В с заземленной нейтралью. Вид системы заземления TN-C-S в соответствии с ГОСТ 30331.1-2013. Разделение PEN-проводника на РЕ и N предусматривается в РУНН-0,4 кВ.

Схема организации энергоснабжения собственных нужд МУ ВЭС приведена на чертеже ВЭС00086.286.4.1-ИЛОЗ.1.01 и ВЭС00086.286.4.1-ИЛОЗ.1.02 данного тома.

Организация бесперебойного электропитания оборудования, устанавливаемого в модуле управления ВЭС рассмотрена в томе ВЭС00086.286.4.1-ИЛОЗ.2 «Система гарантированного электроснабжения».

### 3.2 Выбор автоматических выключателей

Автоматические выключатели выбраны и проверены по номинальному напряжению, по номинальному току, по отключающей способности и проверены на динамическую и термическую стойкости при КЗ, по чувствительности к токам КЗ в конце защищаемой линии. Уставка отсечки на автоматических выключателях вводных и отходящих линий приведена ниже на карте уставок автоматических выключателей.

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							ВЭС00086.286.4.1-ИЛОЗ.1		Лист
											8
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

В соответствии с п.1.7.79 ПУЭ в системе TN время автоматического отключения питания не должно превышать значений для номинального фазного напряжения 230 В – 0,4 с, для номинального фазного напряжения 400 В – 0,2 с.

Автоматические выключатели предназначены для защиты цепей переменного тока с сохранением рабочих характеристик при многократных срабатываниях.

Выбор автоматических выключателей (далее АВ) произведен исходя из условий (А.В. Беляев «Выбор аппаратуры, защит и кабелей в сетях 0,4 кВ», п.5 (Москва: Энергоатомиздат, 1988)):

$$U_{ном} \geq U_{сети},$$

где  $U_{ном}$  – номинальное напряжение аппарата, В;

$U_{сети}$  – номинальное напряжение электрической сети, В.

Ток уставки (отсечки) электронного расцепителя определяется:

$$I_{прод.расч} \leq I_{н.расч} \cdot n,$$

где  $n$  – ближайшее большее значение кратности (с учетом пусковых токов для двигательной нагрузки);

$I_{прод.расч}$  – ток продолжительного режима, расчетный, А;

$I_{н.расч}$  – ток номинальный расчетный, А.

Наименьшая уставка по шкале тока теплового расцепителя принимается:

$$I_{ном.расц.} \geq I_{раб.мах},$$

где  $I_{ном.расц.}$  – ток номинальный теплового расцепителя, А;

$I_{раб.мах}$  – ток рабочий максимальный, А.

Проверка автоматических выключателей производится по условиям:

$$i_{вкл.} \geq i_{мах},$$

где  $i_{вкл.}$  – ток включения, мгновенное значение, кА;

$i_{мах.}$  – максимальный ток короткого замыкания, кА.

$$I_{откл.ном} \geq I_{п.т},$$

ВЭС00086.286.4.1-ИЛОЗ.1

Лист

9

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

где  $I_{откл.ном}$  – ток отключения аппарата, А;

$I_{п.т}$  – периодическая составляющая тока КЗ в момент  $t = \tau$ .

### 3.3 Расчет токов КЗ

Расчет выполнен в соответствии с «ГОСТ 28249-93. Межгосударственный стандарт. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ» (принят Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации 21.10.1993).

Расчеты токов КЗ для проверки оборудования на термическую и динамическую стойкости и выбора аппаратуры по отключающей способности выполняются расчеты металлических КЗ, т.к. в этом случае значения токов КЗ являются максимальными. При проверке чувствительности защитных аппаратов выполняются расчеты дуговых КЗ, т.к. при этом значения токов КЗ являются минимальными.

Расчет и выбор коммутационных аппаратов системы электроснабжения технологических потребителей Объекта выполнен с учетом обеспечения требуемого селективного срабатывания и отключению защищаемых участков сети при аварийных режимах работы.

### Расчет токов КЗ

Расчетная схема для токов короткого замыкания приведена на рисунке 5.1.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							ВЭС00086.286.4.1-ИЛОЗ.1	Лист
										10
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

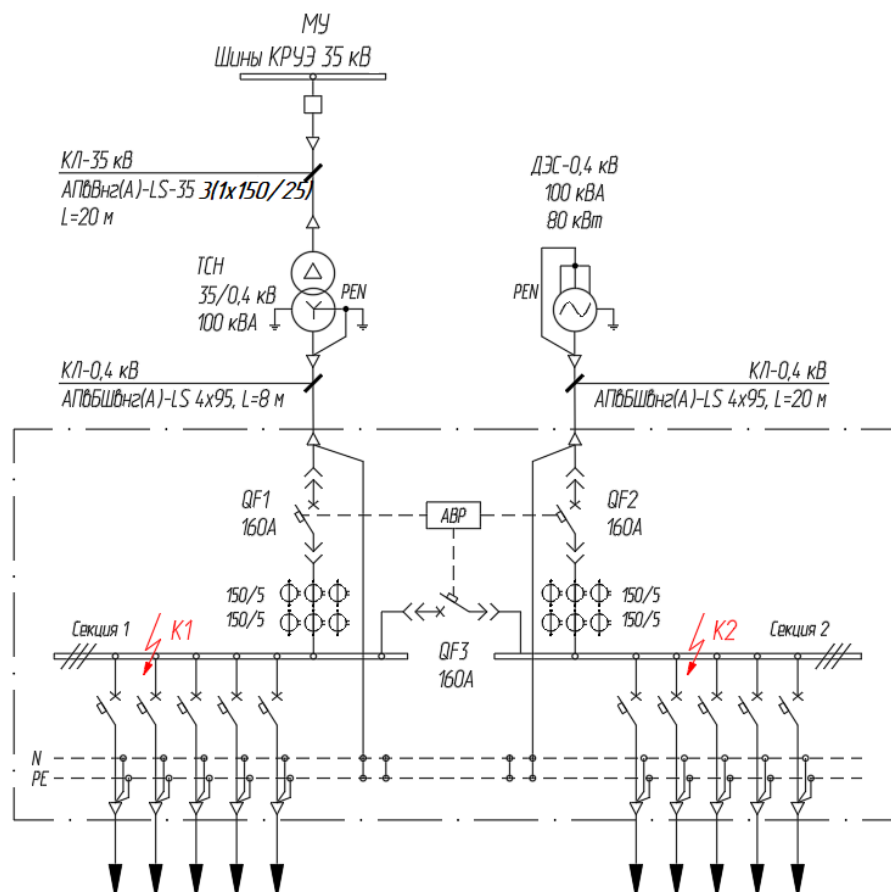


Рисунок 3.1 – Расчетная схема для токов КЗ

Ниже приведены расчетные параметры схемы:

Сопротивление трансформатора собственных нужд представлено в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Сопротивление ТСН

Мощность ТСН, кВА	$u_k, \%$	$X_{1T}=X_{2T}, \text{ мОм}$	$X_{0T}, \text{ мОм}$	$R_{1T}=R_{2T}, \text{ мОм}$	$R_{0T}, \text{ мОм}$
D/Y					
100	4,0	60,24	60,24	21,6	21,6

Сопротивления катушек и контактов автоматических выключателей представлены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Сопротивления катушек и контактов автоматических выключателей

Наименование выключателя	$I_{\text{ном.}}, \text{ А}$	$R_{\text{кв}}, \text{ мОм}$	$X_{\text{кв}}, \text{ мОм}$
--------------------------	------------------------------	------------------------------	------------------------------

ВЭС00086.286.4.1-ИЛОЗ.1

QF1	160	1,3	0,7
QF2	160	1,3	0,7
QF (отходящий)	$\leq 50$	7,0	4,5

Значения активных сопротивлений разъемных контактов автоматических выключателей представлены в таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Значения активных сопротивлений разъемных контактов автоматических выключателей

Номинальный ток АВ	$R_{к.кв}$ , мОм
160	0,65
$\leq 50$	1,30

Сопротивления кабеля представлены в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Сопротивления кабеля

Тип кабеля, класс напряжения	Сечение жилы, мм <sup>2</sup>	Сопротивление кабеля, мОм/м			
		$R_1=R_2$	$R_0$	$X_1=X_2$	$X_0$
АПВВнг(А)-LS-35	3(1×150/25)	0,568	-	0,136	-
АПВБШВнг(А)-LS-1	4×95	0,22	0,66	0,072	0,35
ВВГнг(А)-LS-0,66	5×10	2,13	2,88	0,095	1,34
ВВГнг(А)-LS-0,66	5×6	3,54	4,24	0,1	1,49
ВВГнг(А)-LS-0,66	5×4	5,0	5,6	0,1	1,64
ВВГнг(А)-LS-0,66	5×2,5	8,0	6,96	0,09	1,79
ВВГнг(А)-LS-0,66	3×4	5,0	5,6	0,1	1,64

В качестве примера произведен расчет тока короткого замыкания, действующего на шинах 1 с.ш. РУСН-0,4 кВ для точки КЗ К1:

1) Эквивалентное сопротивление системы:

$$X_{сз} = \frac{U_{ВН}}{\sqrt{3} \cdot I_{КЗ-35}} \cdot \left( \frac{U_{НН}}{U_{ВН}} \right)^2 \cdot 10^3 = \frac{37}{\sqrt{3} \cdot 10,057} \cdot \left( \frac{0,4}{37} \right)^2 \cdot 10^3 = 0,248 \text{ мОм}$$

2) Кабель от КРУЭ-35 кВ РУ-35 кВ до ТСН, АПВВнг(А)-LS-35 3(1×150/25), L=23 м:

ВЭС00086.286.4.1-ИЛОЗ.1

Лист

12

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

$$Rl_{KL-35}=0,568 \cdot (0,4/37)^2 \cdot 0,023=0,0015 \text{ мОм}$$

$$Xl_{KL-35}=0,136 \cdot (0,4/37)^2 \cdot 0,023=0,00036 \text{ мОм}$$

3) Трансформатор собственных нужд:

$$Rl_{TCH}=21,6 \text{ мОм}$$

$$Xl_{TCH}=60,24 \text{ мОм}$$

4) Кабель от ТЧН до РУНН-0,4 кВ, АПВБШВнг(А)-LS-1 4×95, L=8 м:

$$Rl_{KLI}=0,22 \cdot 8=1,76 \text{ мОм}$$

$$Xl_{KLI}=0,072 \cdot 8=0,576 \text{ мОм}$$

5) Автоматический выключатель QF1, In=160 А, сопротивление катушек автоматического выключателя и активное сопротивление разъемных контактов АВ:

$$Rl_{QF1.TCH}=1,3+0,65=0,78 \text{ мОм}$$

$$Xl_{QF1.TCH}=0,7 \text{ мОм}$$

6) Сопротивление первичной обмотки трансформатора тока 150/5 А:

$$Rl_{TT}=0,33 \text{ мОм}$$

$$Xl_{TT}=0,3 \text{ мОм}$$

Сумма активных сопротивлений прямой последовательности:

$$\begin{aligned} \sum Rl &= Rl_{KL35} + Rl_{TCH} + Rl_{KLI} + Rl_{QF1.TCH} + Rl_{TT} = \\ &= 0,0015 + 21,6 + 1,76 + 0,78 + 0,33 = 24,99 \text{ мОм} \end{aligned}$$

Сумма индуктивных сопротивлений прямой последовательности:

$$\begin{aligned} \sum Xl &= X_{C0} + Xl_{KL35} + Xl_{TCH} + Xl_{KLI} + Xl_{QF1.TCH} + Xl_{TT} = \\ &= 0,248 + 0,00036 + 60,24 + 0,576 + 0,7 + 0,3 = 62,07 \text{ мОм} \end{aligned}$$

Полное сопротивление рассматриваемого участка цепи:

$$Z_{\Sigma}^{(3)} = \sqrt{\sum R_1^2 + \sum X_1^2} = \sqrt{24,99^2 + 62,07^2} = 66,91 \text{ мОм}$$

Максимальный ток трехфазного короткого замыкания на шинах РУНН-0,4 кВ:

$$I_{K3}^{(3)} = \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma}} = \frac{380}{\sqrt{3} \cdot 66,91} = 3,46 \text{ кА}$$

Ударный коэффициент Ку равен 1,21 и определяется по характеристике

Ку=f(X/R) и соответствует отношению  $\frac{\sum X_1}{\sum R_1} = \frac{62,07}{24,99} = 2,48 \text{ кА}$ .

ВЭС00086.286.4.1-ИЛОЗ.1

Лист

13

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Ток трехфазного дугового КЗ будет равен:

При  $Z_{\Sigma}^{(3)} = 66,91$  мОм и определяется как  $I_{\text{КД}}^{(3)} = I_{\text{КЗ}}^{(3)} \cdot K_c$ ;

$K_{c1} = 0,837$  при  $t_{\text{КЗ}} < 0,05$  с;  $K_{c2} = 0,747$  при  $t_{\text{КЗ}} > 0,05$  с.

$I_{\text{КД}}^{(3)} = 3,46 \cdot 0,837 = 2,89$  кА,  $t_{\text{КЗ}} \approx 0$ ;

$I_{\text{КД}}^{(3)} = 3,46 \cdot 0,747 = 2,578$  кА,  $t_{\text{КЗ}} > 0,5$  с.

Активные и индуктивные сопротивления нулевой последовательности для расчета токов КЗ в точке К1 (на шинах РУНН-0,4 кВ):

б) Трансформатор собственных нужд:

$$R0_{\text{TCH}} = 21,6 \text{ мОм}$$

$$X0_{\text{TCH}} = 60,24 \text{ мОм}$$

7) Кабель от ТСН до РУНН-0,4 кВ, АПвБШвнг(А)-LS-1 4×95, L=8 м:

$$R0_{\text{КЛЛ}} = 0,66 \cdot 8 = 5,28 \text{ мОм}$$

$$X0_{\text{КЛЛ}} = 0,35 \cdot 8 = 2,8 \text{ мОм}$$

Сумма активных сопротивлений нулевой последовательности:

$$\Sigma R0 = R0_{\text{TCH}} + R0_{\text{КЛЛ}} = 21,6 + 5,28 = 28,18 \text{ мОм}$$

Сумма индуктивных сопротивлений нулевой последовательности:

$$\Sigma X0 = X0_{\text{TCH}} + X0_{\text{КЛЛ}} = 60,24 + 2,8 = 63,74 \text{ мОм}$$

Полное сопротивление нулевой последовательности рассматриваемого участка цепи:

$$Z_{\Sigma} = \sqrt{(2 \cdot \Sigma R_1 + \Sigma R_0)^2 + (2 \cdot \Sigma X_1 + \Sigma X_0)^2} = \\ = \sqrt{(2 \cdot 24,99 + 28,18)^2 + (2 \cdot 62,07 + 63,74)^2} = 67,83 \text{ мОм}$$

Максимальный ток однофазного короткого замыкания на шинах РУНН-0,4 кВ:

$$I_{\text{КЗ}}^{(1)} = \frac{U_{\text{Н}}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma}} = \frac{380}{\sqrt{3} \cdot 67,83} = 3,405 \text{ кА}$$

Ток трехфазного дугового КЗ будет равен:

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

При  $Z_{\Sigma}^{(3)} = 67,83$  мОм и определяется как  $I_{\text{КД}}^{(1)} = I_{\text{КЗ}}^{(1)} \cdot K_c$ ;

$K_{c1} = 0,839$  при  $t_{\text{КЗ}} < 0,05$  с;  $K_{c2} = 0,749$  при  $t_{\text{КЗ}} > 0,05$  с.

$I_{\text{КД}}^{(1)} = 3,405 \cdot 0,839 = 2,857$  кА,  $t_{\text{КЗ}} \approx 0$ ;

$I_{\text{КД}}^{(1)} = 3,405 \cdot 0,749 = 2,549$  кА,  $t_{\text{КЗ}} > 0,5$  с.

Расчет остальных точек КЗ аналогичен. Результаты расчетов токов КЗ сведен в таблицу 3.6.

По условию чувствительности автоматического выключателя к КЗ в конце защищаемой линии, отношение наименьшего значения тока КЗ (однофазное дуговое КЗ) к току срабатывания защиты от КЗ АВ, не должно быть меньше значения 1,2:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КД}}^{(1)}}{I_{\text{сО}}} \geq 1,2,$$

где  $I_{\text{с.о}} = n \cdot I_{\text{тепл.расц.}}$  – ток срабатывания отсечки, А.

Проверка автоматических выключателей по чувствительности представлена в таблице 3.6.

Таблица 3.6 – Сводная таблица проверки АВ на установленную нагрузку и проверки АВ на чувствительность в конце питающей линии

ТКЗ	Присоединение	Марка кабеля, сечение, длина	Ток нагрузки, А	$I_{\text{ном. АВ}}, \text{А}$	$I_{\text{км(3)}}, \text{А}$	$I_{\text{кд(3)}}, \text{кА}$	$I_{\text{кд(1)}}, \text{кА}$	Кратность АВ	$K_{\text{ч}}$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	РУНН-0,4 кВ	АПВБШнг(А)-LS 4×95, L=8 м	153,6	160	3472,28	2604,21	2563,66	5	3,20
2	Шкаф АСУ Vestas PCC	ВВГнг(А)-LS 3×2,5, L=36 м	5,1	16	705,96	529,47	538,94	8	4,21
3	Шкаф АСУ Vestas SCADA	ВВГнг(А)-LS 3×4, L=41 м	17,73	32	935,36	701,52	659,33	8	2,58
4	СГЭ ИБП1	ВВГнг(А)-LS 5×6, L=37 м	15,95	32	1304,36	978,27	895,12	8	3,50
5	СГЭ ИБП2	ВВГнг(А)-LS 5×6, L=38 м	15,95	32	1280,52	960,39	878,68	8	3,43
6	ЗВУ1	ВВГнг(А)-LS 3×4, L=37 м	14,66	32	1014,33	760,75	714,52	8	2,79
7	ЗВУ2	ВВГнг(А)-LS 3×4, L=38 м	14,66	32	1014,33	760,75	714,52	8	2,79
8	Взвод пружин выкл. КРУЭ-35 кВ	ВВГнг(А)-LS 3×2,5, L=17 м	1,82	6	1276,97	957,73	958,59	8	19,97
9	ЩСН Модуля систем	ВВГнг(А)-LS 5×4, L=15 м	8,2	16	993,41	745,06	699,90	8	5,47
10	ЩСН Модуля РУ-35 кВ	ВВГнг(А)-LS 5×4, L=5 м	8,2	16	1827,51	1370,63	1288,15	8	10,06
11	ЩСН Модуля АСУ и СГЭ	ВВГнг(А)-LS 5×2,5, L=41 м	7,44	16	630,29	472,72	482,33	8	3,77
12	ЩСН Модуля АРМ	ВВГнг(А)-LS 5×2,5, L=27 м	7,44	16	898,56	673,92	681,92	8	5,33

ВЭС00086.286.4.1-ИЛОЗ.1

Лист

15

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм. Кол.уч. Лист № док. Подп. Дата



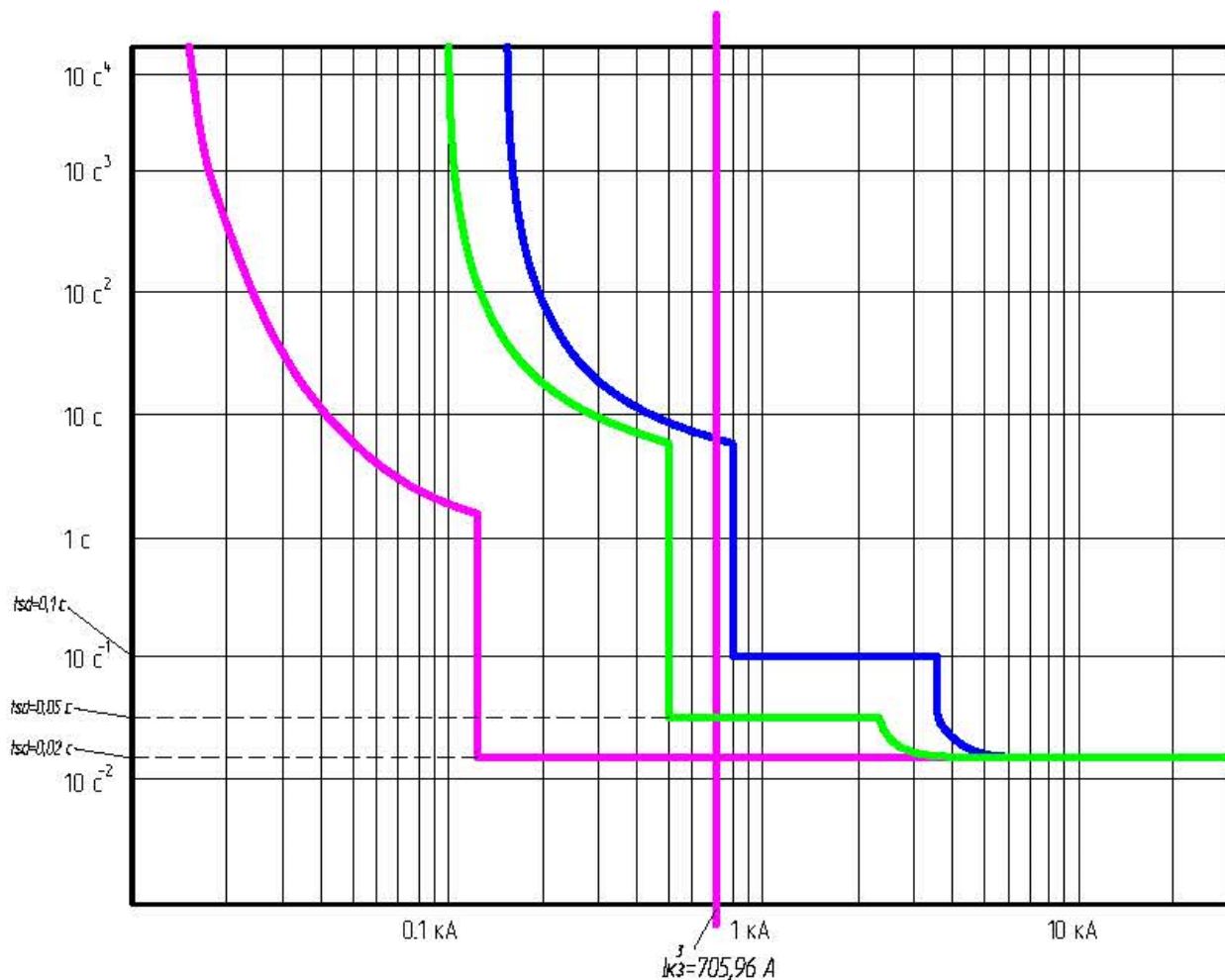
ТКЗ	Присоединение	Марка кабеля, сечение, длина	Ток нагрузки, А	$I_{ном. АВ, А}$	$I_{км(3)}, А$	$I_{кл(3)}, кА$	$I_{кл(1)}, кА$	Кратность АВ	$K_{ч}$
13	ЩАОВ Модуля систем	ВВГнг(А)-LS 5×10, L=15 м	23,09	40	2486,14	1864,61	1710,08	8	5,34
14	ЩАОВ Модуля РУ-35 кВ	ВВГнг(А)-LS 5×4, L=5 м	6,38	16	2637,21	1977,91	1894,27	8	14,80
15	ЩАОВ Модуля АСУ и СГЭ	ВВГнг(А)-LS 5×4, L=41 м	15,5	32	935,36	701,52	659,33	8	2,58
16	ЩАОВ Модуля АРМ	ВВГнг(А)-LS 5×4, L=27 м	10,18	32	1280,39	960,29	900,69	8	3,52
17	Щкаф СН ДЭС	ПвБШВнг(А)-LS 3×4, L=20 м	18,18	32	1557,17	1167,88	1095,55	8	4,28
18	Щит ПС Модуля систем	ВВГнг(А)-LS 3×4, L=12 м	0,45	6	2029,10	1521,83	1434,04	8	29,88
19	Щит ПС Модуля РУ-35 кВ	ВВГнг(А)-LS 3×4, L=7 м	0,45	6	2444,06	1833,05	1743,80	8	36,33
20	Щит ПС Модуля АСУ и СГЭ	ВВГнг(А)-LS 3×2,5, L=41 м	0,45	6	630,29	472,72	482,33	8	10,05
21	Щит ПС Модуля АРМ	ВВГнг(А)-LS 3×2,5, L=32 м	0,45	6	780,59	585,44	594,53	8	12,39
22	Щит ОС, СКУД Модуля систем	ВВГнг(А)-LS 3×4, L=12 м	0,45	6	2029,10	1521,83	1434,04	8	29,88
23	Щит ОС, СКУД Модуля РУ-35 кВ	ВВГнг(А)-LS 3×4, L=6 м	0,45	6	2538,96	1904,22	1817,11	8	37,86
24	Щит ОС, СКУД Модуля АСУ и СГЭ	ВВГнг(А)-LS 3×2,5, L=41 м	0,45	6	630,29	472,72	482,33	8	10,05
25	Щит ОС, СКУД Модуля АРМ	ВВГнг(А)-LS 3×2,5, L=32 м	0,45	6	780,59	585,44	594,53	8	12,39
26	Освещение шкафов модуля АСУ и СГЭ	ВВГнг(А)-LS 3×2,5, L=30 м	0,54	6	1135,46	851,60	855,73	8	17,83
27	Освещение панелей КРУ-35 кВ	ВВГнг(А)-LS 3×2,5, L=10 м	0,64	6	2182,81	1637,11	1547,05	8	32,23
28	Освещение шкафов модуля систем	ВВГнг(А)-LS 3×2,5, L=45 м	0,91	6	1135,46	851,60	855,73	8	17,83

### 3.4 Проверка коммутационных аппаратов на селективность

Под «селективностью» понимают совместную работу последовательно включенных аппаратов защиты электрических цепей (автоматические выключатели) в случае возникновения аварийной ситуации.

Селективность используется при выборе номинала устройств защиты электроустановок для отключения от общей системы питания только той ее части, где произошла авария. Это достигается за счет срабатывания только того автоматического выключателя, который защищает аварийную линию питания.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									16
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ВЭС00086.286.4.1-ИЛОЗ.1



- Вводной выключатель РУНН-0,4 кВ, QF1=160 A,  $t_{sd}=0,1 \text{ с}$ ;
- Секционный выключатель РУНН-0,4 кВ, QF3=100 A,  $t_{sd}=0,05 \text{ с}$ ;
- Отходящий от РУНН-0,4 кВ выключатель, QF=16 A (Шкаф Шкаф АСУ Vestas PPC),  $t_{sd}=0,02 \text{ с}$ .

Рисунок 3.2 – Времятоковая характеристика автоматических выключателей рабочего ввода РУНН-0,4 кВ (от ТСН 35/0,4 кВ) и отходящего АВ с  $I_n=16 \text{ A}$ , питающего шкаф АСУ Vestas PPC

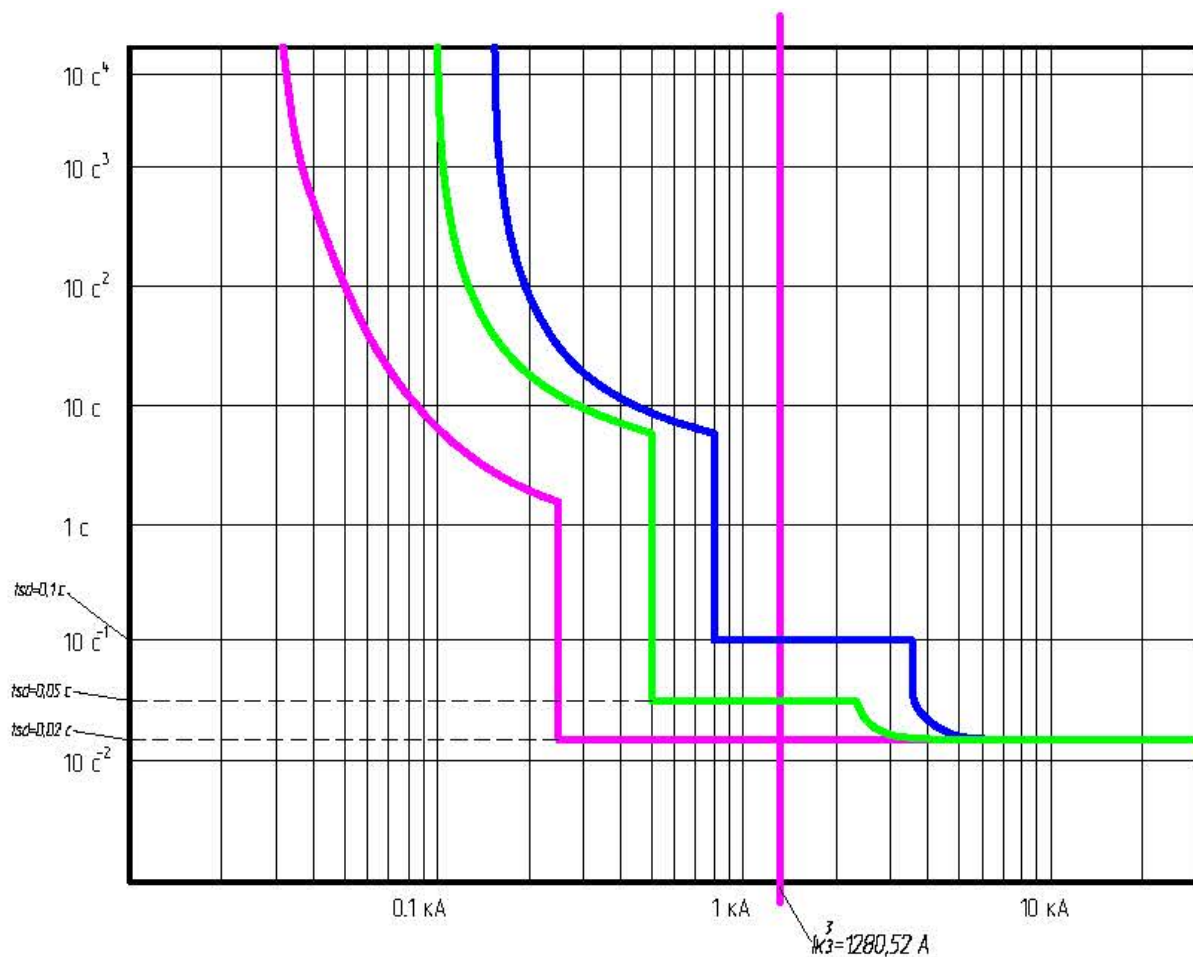
Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ВЭС00086.286.4.1-ИЛОЗ.1

Лист

17



- Вводной выключатель РУНН-0,4 кВ, QF1=160 А,  $t_{sd}=0.1\text{ c}$ ;
- Секционный выключатель РУНН-0,4 кВ, QF3=100 А,  $t_{sd}=0.05\text{ c}$ ;
- Отходящий от РУНН-0,4 кВ выключатель, QF=32 А (Шкаф Шкаф ИБП2),  $t_{sd}=0.02\text{ c}$ .

Рисунок 3.3 – Времятоковая характеристика автоматических выключателей рабочего ввода РУНН-0,4 кВ (от ТСН 35/0,4 кВ) и отходящего АВ с  $I_n=32\text{ А}$ , питающего шкаф ИБП2

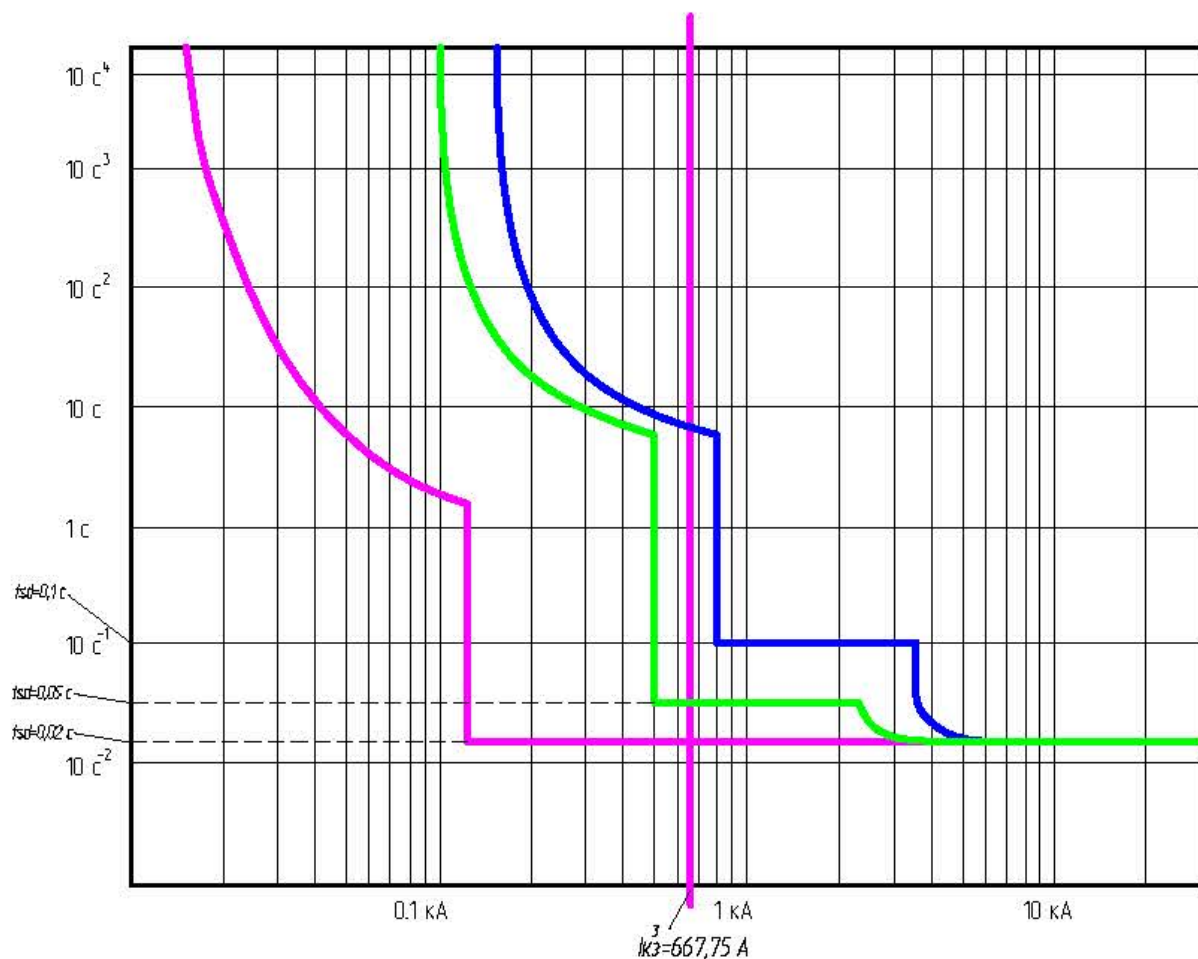
Инд. № подл.	Взам инв. №
Подп. и дата	

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ВЭС00086.286.4.1-ИЛО3.1

Лист

18



- Вводной выключатель РУНН-0,4 кВ, QF2=160 А,  $t_{sd}=0,1\text{ c}$ ;
- Секционный выключатель РУНН-0,4 кВ, QF3=100 А,  $t_{sd}=0,05\text{ c}$ ;
- Отходящий от РУНН-0,4 кВ выключатель, QF=16 А (Шкаф Шкаф АСУ Vestas PPC),  $t_{sd}=0,02\text{ c}$ .

Рисунок 3.4 – Времятоковая характеристика автоматических выключателей резервного ввода РУНН-0,4 кВ (от ДЭС 0,4 кВ) и отходящего АВ с  $I_n=16\text{ А}$ , питающего шкаф АСУ Vestas PPC

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ВЭС00086.286.4.1-ИЛОЗ.1

Лист

19

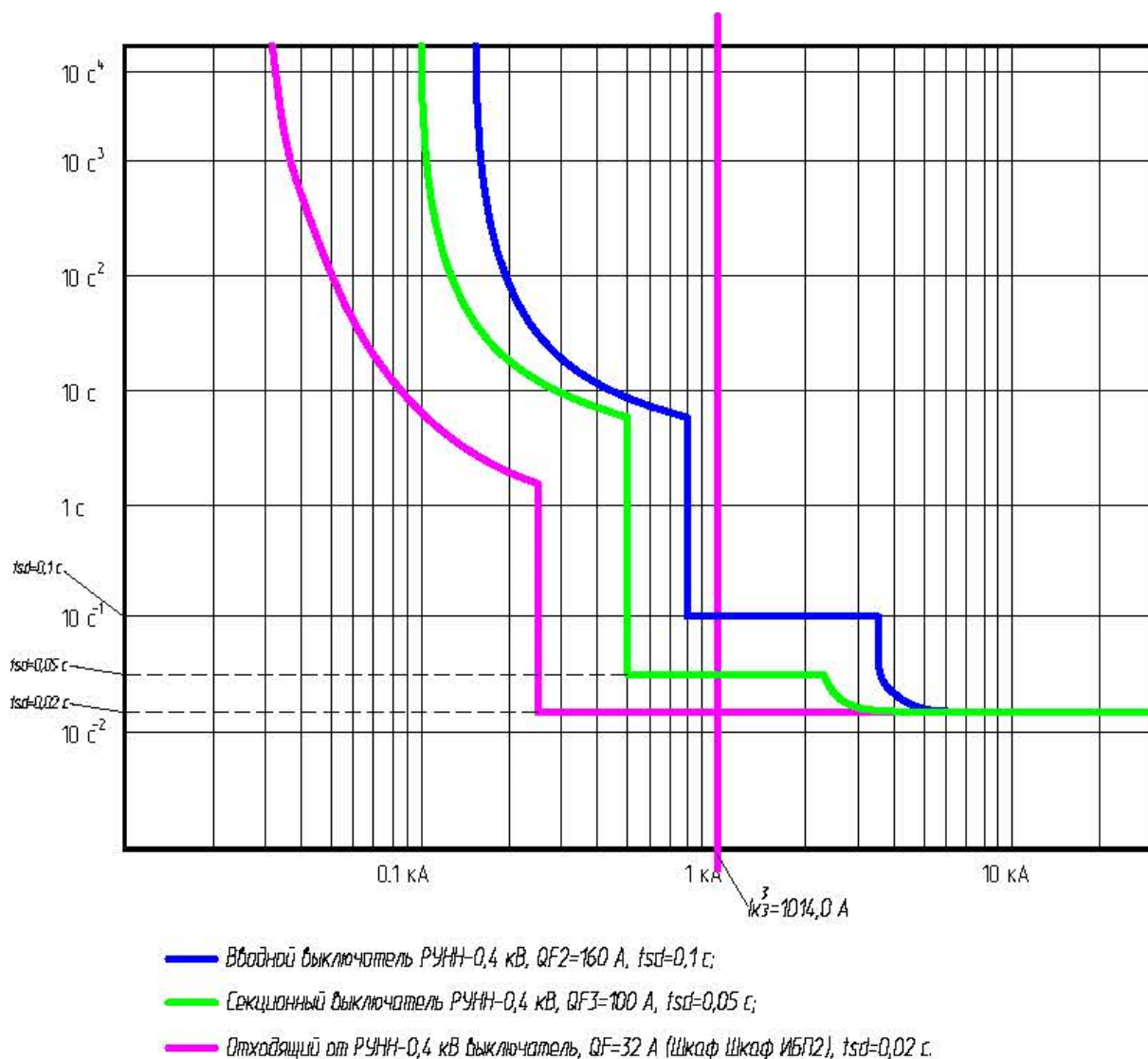


Рисунок 3.5 – Времятоковая характеристика автоматических выключателей резервного ввода РУНН-0,4 кВ (от ДЭС 0,4 кВ) и отходящего АВ с  $I_n=32$  А, питающего шкаф ИБП2

Вводной автоматический выключатель и отходящие проходят по условию селективности.

### 3.5 Выбор и проверка кабелей 0,4 кВ

#### Проверка по длительно допустимому току

Для КЛ-0,4 кВ, приведенных в таблице 5.1 необходимо произвести проверку на длительно допустимый ток при заданных условиях прокладки. Для проверки выбранных сечений кабелей принимаются следующие условия:

1. Прокладка в воздухе в кабельном сооружении, расчетная температура воздуха:  $+25^{\circ}\text{C}$ ;

ВЭС00086.286.4.1-ИЛОЗ.1

Лист

20

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2. Прокладка в земле в траншее, расчетная температура:  $+15^{\circ}\text{C}$ .

В соответствии с ГОСТ 31996-2012 длительно допустимая токовая нагрузка для кабеля 0,4 кВ с алюминиевой жилой с изоляцией из сшитого полиэтилена для направления РУ-35 кВ – РУНН-0,4 кВ кабель типа АПвБШвнг(А)-LS сечением  $4 \times 95$  в условиях воздушной прокладки:

$$I_{\text{р.ддтвозд}} = 248 \cdot 0,85 = 210,8 \text{ А,}$$

где 0,85 – поправочный коэффициент групповой прокладки.

Максимальный ток нагрузки на стороне 0,4 кВ ТСН 35/0,4 кВ:

$$I_{\text{нагр.}} = \frac{P_{\text{нагр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НН}} \cdot \cos(\varphi)} = \frac{74,95}{\sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 0,94} = 126,53 \text{ А.}$$

Выбранный кабель АПвБШвнг(А)-LS  $4 \times 95$  удовлетворяет условию пропускной способности тока максимальной нагрузки:

$$I_{\text{р.ддтвозд}} > I_{\text{нагр.}}$$

Проверка на длительно допустимый ток для остальных КЛ-0,4 кВ выполнена аналогично и приведена в таблице 3.2.

#### Проверка на термическую стойкость при КЗ

Выбранные сечения КЛ-0,4 кВ также следует проверить на термическую стойкость при коротких замыканиях. В качестве расчетных токов короткого замыкания были приняты максимально возможные токи КЗ:

- ток трехфазного короткого замыкания на выводах НН ТСН 35/0,4 кВ составляет 3,595 кА, ток однофазного короткого замыкания – 3,318 кА;

- ток трехфазного короткого замыкания на выводах автомата РУНН-0,4 кВ – 3,451 кА, однофазного – 3,405 кА.

В соответствии с ГОСТ 31996-2012 ток односекундного короткого замыкания кабелей 0,4 кВ с алюминиевой жилой с изоляцией из сшитого полиэтилена для сечения  $95 \text{ мм}^2$  составляет:

$$I_{\text{КЗ-1с}} = 8,48 \text{ кА.}$$

Допустимый ток короткого замыкания, при пересчете на время действия защиты составит:

$$I_{\text{р.доп}}^{\text{КЗ}} = I_{\text{КЗ-1с}} \cdot k = 8,48 \cdot \frac{1}{\sqrt{0,1}} = 26,83 \text{ кА,}$$

ВЭС00086.286.4.1-ИЛОЗ.1

Лист

21

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

где  $k$  – коэффициент, учитывающий продолжительность короткого замыкания, с.

Проверка на термическую стойкость для остальных КЛ-0,4 кВ выполнена аналогично и приведена в таблице 3.6.

#### Проверка падения напряжения в конце линии

Для примера принят участок от ТСН 35/0,4 кВ до РУНН-0,4 кВ:

$$\Delta U = \frac{(P_T \cdot r_{0\ 90^\circ\text{C}} + Q_T \cdot x_0) \cdot L}{U_H} = \frac{(100 \cdot 0,275 + 36,3 \cdot 0,072) \cdot 0,008}{0,4} = 0,596 \text{ В},$$

где  $P_T$  – активная мощность ТСН, кВт;

$L$  – длина КЛ, км;

$Q_T$  – реактивная мощность ТСН, квар:

$$\Sigma Q = \Sigma P \cdot \operatorname{tg}(\varphi) = 100 \cdot 0,363 = 36,3 \text{ квар},$$

$r_{0\ 90^\circ\text{C}}$  – удельное активное сопротивление КЛ при температуре жилы  $90^\circ\text{C}$  по:

$$\begin{aligned} r_{0\ 90^\circ\text{C}} &= r_{0\ 20^\circ\text{C}} \cdot (1 + \alpha_{\rho Al} \cdot (T - 20)) = 0,211 \cdot (1 + 0,00431 \cdot (90 - 20)) \\ &= 0,275 \text{ Ом/км}; \end{aligned}$$

$r_{0\ 20^\circ\text{C}}$  – удельное активное сопротивление КЛ при температуре жилы  $20^\circ\text{C}$  по ГОСТ 22483-2012;

$x_0$  – удельное реактивное сопротивление КЛ, Ом/км.

Приведем в проценты:

$$\Delta U_{\%} = \frac{\Delta U \cdot 100}{U_H} = \frac{0,596 \cdot 100}{400} = 0,15 \text{ \%}.$$

Применение КЛ-0,4 кВ марки АПвБШнг(А)-LS-1 4×95 обеспечивает соблюдение норм качества электрической энергии в соответствии с ГОСТ 32144-2013 и СП-256-1325800-2016.

Для проверки других кабелей, учтенных в данном проекте произведены аналогичные расчеты, которые сведены в таблицу 3.6.

#### Проверка по невозгораемости

Проверка на невозгораемость – это проверка кабеля на возможность выдержать (без воспламенения) ток КЗ в кабеле в течении времени работы резерв-

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							ВЭС00086.286.4.1-ИЛОЗ.1		Лист
											22
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

ной защиты (при отказе основной). Температура кабеля не должна превышать 350 °С.

За расчетный принимается ток КЗ в точке на расстоянии 20 м от начала кабеля.

В качестве примера приведен расчет кабеля на возгорание АПвБШвнг(А)-LS-1 4×95 от ТСН 35/0,4 кВ до РУНН-0,4 кВ.

Тепловой импульс тока КЗ определяется по выражению (Ц-02-98(Э) – Циркуляр о проверке кабелей на возгорание при воздействии тока короткого замыкания):

$$B_K = \left(I_{\text{к.р.}}^{(3)}\right)^2 \cdot (t_{\text{откл.}} + T_{\text{а.э}}) = 3,472^2 \cdot (0,1 + 0,02) = 1,45,$$

где  $I_{\text{к.р.}}^{(3)}$  – расчетный ток КЗ на расстоянии 20 м от начала кабельной линии напряжением до 1 кВ;

$t_{\text{откл.}}$  – время отключения КЗ автоматического выключателя, с;

$T_{\text{а.э}}$  – эквивалентная постоянная времени затухания апериодического тока КЗ от удаленных источников, принимается равной 0,02 с.

По выражению определяется значение коэффициента  $k$  (Ц-02-98(Э) – Циркуляр о проверке кабелей на возгорание при воздействии тока короткого замыкания):

$$k = \frac{b \cdot B_K}{S^2} = \frac{19,58 \cdot 1,45}{95^2} = 0,003,$$

где  $b$  – постоянная, характеризующая теплофизические характеристики материала жилы, для медных жил 19,58 мм<sup>4</sup>/кА<sup>2</sup>с;

$S$  – сечение кабеля, мм<sup>2</sup>.

Значение начальной температуры жилы до КЗ можно определить по формуле, °С:

$$Q_H = Q_0 + (Q_{\text{доп.}} - Q_{\text{окр.}}) \cdot \left(\frac{I_{\text{раб.}}}{I_{\text{доп.}}}\right)^2 = 25 + (70 - 25) \cdot \left(\frac{126,5}{261}\right)^2 = 33,71,$$

где  $Q_0$  – фактическая температура окружающей среды во время КЗ, °С;

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата



$Q_{\text{доп}}$  – значение расчетной длительно допустимой температуры жилы, принимается для кабелей напряжением 0,4 кВ с пластмассовой изоляцией 70 °С;

$Q_{\text{окр}}$  – значение температуры окружающей среды (воздуха) 25 °С;

$I_{\text{раб}}$  – значение рабочего тока, А;

$I_{\text{доп}}$  – значение длительно допустимого тока нагрузки кабеля, А.

Значение конечной температуры жилы в конце КЗ можно определить по формуле, °С:

$$Q_K = Q_H \cdot e^k + a \cdot (e^k - 1) = 33,71 \cdot e^{0,003} + 228 \cdot (e^{0,003} - 1) = 34,39,$$

где  $Q_H$  – температура жилы до КЗ, °С;

$\alpha$  – величина, обратная температурному коэффициенту электрического сопротивления при 0°С и равна 228 °С.

Вывод: кабель АПвБШвнг(А)-LS-1 4×95 не сгорит и годен к эксплуатации после КЗ.

Для остальных кабелей расчет аналогичен и все результаты сведены в таблицу 3.7.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							ВЭС00086.286.4.1-ИЛОЗ.1		Лист
											24
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

Таблица 3.7 – Проверка кабеля 0,4 кВ по длительно допустимой нагрузке, термостойкости при КЗ, падению напряжения при питании от ТСН 35/0,4 кВ

Наименование присоеди- нения	Марка кабеля	Сечение кабеля	Длина кабеля, L <sub>каб</sub> , м	Проверка по длительно допустимому току						Проверка на термическую стойкость					Проверка падения напряжения в конце линии			
				P <sub>нагр.</sub> , кВт	I <sub>ДДвозд.</sub> , А	K <sub>П</sub>	I <sub>р.ДДТво зд.</sub> , А	Срав- нение	I <sub>нагр.</sub> , А	I <sub>(3)КЗ</sub> , А	I <sub>(1)КЗ</sub> , А	I <sub>КЗ-1с</sub> , кА	k	I <sub>р.доп</sub> <sup>кз</sup> , кА	r <sub>о</sub> , Ом/км	x <sub>о</sub> , Ом/км	ΔU, В	ΔU, %
РУНН-0,4 кВ	АПвБШвнг(А)-LS-1	4×95	8,00	73,48	248	0,85	210,8	>	113,44	3595,0	3318,0	8,48	3,162	26,82	0,22	0,66	0,41	0,107
Шкаф АСУ Vestas PPC	ВВГнг(А)-LS-0,66	3×2,5	36,00	1,12	30	0,85	25,5	>	5,1	705,96	718,59	0,27	7,07	1,91	8	6,96	1,47	0,666
Шкаф АСУ Vestas SCADA	ВВГнг(А)-LS-0,66	3×4	41,00	3,9	39	0,85	33,15	>	17,73	935,36	879,11	0,43	7,07	3,04	5	5,6	3,63	1,652
Шкаф ИБП №1	ВВГнг(А)-LS-0,66	5×6,0	37,00	10,5	46	0,85	39,1	>	15,95	1304,36	1193,50	0,65	7,07	4,59	3,54	4,24	3,62	0,952
Шкаф ИБП №2	ВВГнг(А)-LS-0,66	5×6,0	38,00	10,5	46	0,85	39,1	>	15,95	1280,52	1171,57	0,65	7,07	4,59	3,54	4,24	3,72	0,978
ЗВУ1	ВВГнг(А)-LS-0,66	3×4,0	37,00	3,225	39	0,85	33,15	>	14,66	1014,33	952,69	0,43	7,07	3,04	5	5,6	2,71	1,233
ЗВУ2	ВВГнг(А)-LS-0,66	3×4,0	37,00	3,225	39	0,85	33,15	>	14,66	1014,33	952,69	0,43	7,07	3,04	5	5,6	2,71	1,233
Взвод пружин выключателя КРУЭ-35 кВ	ВВГнг(А)-LS-0,66	3×2,5	17,00	0,4	30	0,85	25,5	>	1,82	1276,97	1278,13	0,27	7,07	1,91	8	6,96	0,25	0,112
ЩСН Модуля систем	ВВГнг(А)-LS-0,66	5×4,0	38,00	5,4	36	0,85	30,6	>	9,12	993,41	933,20	0,43	7,07	3,04	5	5,6	2,73	0,717
ЩСН Модуля РУ-35 кВ	ВВГнг(А)-LS-0,66	5×4,0	15,00	5,4	36	0,85	30,6	>	9,12	1827,51	1717,54	0,43	7,07	3,04	5	5,6	1,08	0,283
ЩСН Модуля АСУ и СГЭ	ВВГнг(А)-LS-0,66	5×2,5	41,00	4,9	27	0,85	22,95	>	8,27	630,29	643,11	0,27	7,07	1,91	8	6,96	4,25	1,119
ЩСН Модуля АРМ	ВВГнг(А)-LS-0,66	5×2,5	27,00	4,9	27	0,85	22,95	>	8,27	898,56	909,22	0,27	7,07	1,91	8	6,96	2,80	0,737
ЩАОВ Модуля систем	ВВГнг(А)-LS-0,66	5×10,0	15,00	15,2	63	0,85	53,55	>	27,17	2486,14	2280,10	1,09	7,07	7,71	2,13	2,88	1,31	0,346
ЩАОВ Модуля РУ-35 кВ	ВВГнг(А)-LS-0,66	5×4,0	5,00	4,2	36	0,85	30,6	>	7,51	2637,21	2525,70	0,43	7,07	3,04	5	5,6	0,28	0,074
ЩАОВ Модуля АСУ и СГЭ	ВВГнг(А)-LS-0,66	5×4,0	41,00	10,2	36	0,85	30,6	>	18,23	935,36	879,11	0,43	7,07	3,04	5	5,6	5,57	1,466
ЩАОВ Модуля АРМ	ВВГнг(А)-LS-0,66	5×4,0	27,00	6,7	36	0,85	30,6	>	11,98	1280,39	1200,93	0,43	7,07	3,04	5	5,6	2,41	0,634
Шкаф СН ДЭС	ПвБШвнг(А)-LS	3×4,0	20,00	4	39	0,85	33,15	>	20,20	1557,17	1460,74	0,43	7,07	3,04	5	5,6	1,84	0,834
ПС Модуля систем	ВВГнг(А)-LS-0,66	3×4,0	12,00	0,1	39	0,85	33,15	>	0,45	2029,10	1912,06	0,43	7,07	3,04	5	5,6	0,03	0,012
ПС Модуля РУ-35 кВ	ВВГнг(А)-LS-0,66	3×4,0	7,00	0,1	39	0,85	33,15	>	0,45	2444,06	2325,07	0,43	7,07	3,04	5	5,6	0,02	0,007
ПС Модуля АСУ и СГЭ	ВВГнг(А)-LS-0,66	3×2,5	41,00	0,1	30	0,85	25,5	>	0,45	630,29	643,11	0,27	7,07	1,91	8	6,96	0,30	0,136
ПС Модуля АРМ	ВВГнг(А)-LS-0,66	3×2,5	32,00	0,1	30	0,85	25,5	>	0,45	780,59	792,71	0,27	7,07	1,91	8	6,96	0,23	0,106
СКУД Модуля систем	ВВГнг(А)-LS-0,66	3×4,0	12,00	0,1	39	0,85	33,15	>	0,45	2029,10	1912,06	0,43	7,07	3,04	5	5,6	0,05	0,025
СКУД Модуля РУ-35 кВ	ВВГнг(А)-LS-0,66	3×4,0	6,00	0,1	39	0,85	33,15	>	0,45	2538,96	2422,81	0,43	7,07	3,04	5	5,6	0,03	0,012
СКУД Модуля АСУ и СГЭ	ВВГнг(А)-LS-0,66	3×2,5	41,00	0,1	30	0,85	25,5	>	0,45	630,29	643,11	0,27	7,07	1,91	8	6,96	0,30	0,136
СКУД Модуля АРМ	ВВГнг(А)-LS-0,66	3×2,5	32,00	0,1	30	0,85	25,5	>	0,45	780,59	792,71	0,27	7,07	1,91	8	6,96	0,23	0,106
Освещение шкафов модуля АСУ и СГЭ	ВВГнг(А)-LS-0,66	3×2,5	30,00	0,12	30	0,85	25,5	>	0,54	823,97	835,65	0,27	7,07	1,91	8	6,96	0,17	0,079
Освещение панелей КРУ-35 кВ	ВВГнг(А)-LS-0,66	3×4	10,00	0,14	39	0,85	33,15	>	0,64	2182,81	2062,74	0,43	7,07	3,04	5	5,6	0,06	0,029
Освещение шкафов модуля систем	ВВГнг(А)-LS-0,66	3×2,5	45,00	0,2	30	0,85	25,5	>	0,91	580,36	593,10	0,27	7,07	1,91	8	6,96	0,15	0,066

Таблица 3.8 – Проверка кабеля 0,4 кВ по невозгоранию при электроснабжении от ТСН 35/0,4 кВ

Наименование при- соединения	Авто- мат	Марка кабеля	Сечение кабеля	Длина кабеля, L <sub>каб</sub> , м	Ток КЗ в конце линии	Время срабаты- вания автомата	Ток КЗ на 20м	$Q_0$	$I_{расч.}$	$I_{дл}$	$Q_n$	$k$	$Q_k$	Время срабаты- вания резервной защиты	$Q_k$	Допустимый предел по температуре
	$I_{ном.}, А$				$I_{кз}^{(3)}, кА$	сек	$I_{кз}^{(3)}, кА$	град. С	А	А	град. С		град. С	Сек	град. С	град. С
<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>10</b>	<b>11</b>	<b>12</b>	<b>13</b>	<b>14</b>	<b>15</b>	<b>16</b>	<b>17</b>
РУНН-0,4 кВ	160	АПвБШвнг(А)-LS-1	4×95	8,00	3472,28	0,1	3472,28	25	113,44	248	33,71	0,003	34,39	0,3	35,77	160/350
Шкаф АСУ Vestas PPC	16	ВВГнг(А)-LS-0,66	3×2,5	36,00	705,96	0,02	1135,46	25	5,1	30	26,30	0,081	47,70	0,1	152,86	160/350
Шкаф АСУ Vestas SCADA	32	ВВГнг(А)-LS-0,66	3×4	41,00	935,36	0,02	1557,17	25	17,73	36	35,92	0,059	52,02	0,1	127,07	160/350
Шкаф ИБП №1	32	ВВГнг(А)-LS-0,66	5×6,0	37,00	1304,36	0,02	1875,72	25	15,95	46	30,41	0,038	40,49	0,1	84,91	160/350
Шкаф ИБП №2	32	ВВГнг(А)-LS-0,66	5×6,0	38,00	1280,52	0,02	1875,72	25	15,95	46	30,41	0,038	40,49	0,1	84,91	160/350
ЗВУ1	32	ВВГнг(А)-LS-0,66	3×4,0	37,00	1014,33	0,02	1557,17	25	14,66	39	32,46	0,059	48,39	0,1	122,44	160/350
ЗВУ2	32	ВВГнг(А)-LS-0,66	3×4,0	37,00	1014,33	0,02	1557,17	25	14,66	39	32,46	0,059	48,39	0,1	122,44	160/350
Взвод пружин вы- ключателя КРУЭ-35 кВ	6	ВВГнг(А)-LS-0,66	3×2,5	17,00	1276,97	0,02	1135,46	25	1,82	30	25,17	0,081	46,47	0,1	151,16	160/350
ЩСН Модуля систем	16	ВВГнг(А)-LS-0,66	5×4,0	38,00	993,41	0,02	1557,17	25	9,12	36	27,89	0,059	43,53	0,1	116,29	160/350
ЩСН Модуля РУ-35 кВ	16	ВВГнг(А)-LS-0,66	5×4,0	15,00	1827,51	0,02	1827,51	25	9,12	36	27,89	0,082	49,68	0,1	157,08	160/350
ЩСН Модуля АСУ и СГЭ	16	ВВГнг(А)-LS-0,66	5×2,5	41,00	630,29	0,02	1135,46	25	8,27	27	29,22	0,081	50,86	0,1	157,23	160/350
ЩСН Модуля АРМ	16	ВВГнг(А)-LS-0,66	5×2,5	27,00	898,56	0,02	1135,46	25	8,27	27	29,22	0,081	50,86	0,1	157,23	160/350
ЩАОВ Модуля си- стем	40	ВВГнг(А)-LS-0,66	5×10,0	15,00	2486,14	0,02	2486,14	25	27,17	63	33,37	0,024	39,77	0,1	66,99	160/350
ЩАОВ Модуля РУ- 35 кВ	16	ВВГнг(А)-LS-0,66	5×4,0	5,00	2637,21	0,02	2637,21	25	7,51	36	26,96	0,170	74,27	0,1	369,17	160/350
ЩАОВ Модуля АСУ и СГЭ	32	ВВГнг(А)-LS-0,66	5×4,0	41,00	935,36	0,02	1557,17	25	18,23	36	36,54	0,059	52,71	0,1	127,93	160/350
ЩАОВ Модуля АРМ	32	ВВГнг(А)-LS-0,66	5×4,0	27,00	1280,39	0,02	1557,17	25	11,98	36	29,98	0,059	45,76	0,1	119,11	160/350
Шкаф СН ДЭС	32	ПвБШвнг(А)-LS	3×4,0	20,00	1557,17	0,02	1557,17	25	20,20	39	26,58	0,059	42,15	0,1	114,53	160/350
ПС Модуля систем	6	ВВГнг(А)-LS-0,66	3×4,0	12,00	2029,10	0,02	2029,10	25	0,45	39	25,01	0,101	51,83	0,1	190,74	160/350
ПС Модуля РУ-35 кВ	6	ВВГнг(А)-LS-0,66	3×4,0	7,00	2444,06	0,02	2444,06	25	0,45	39	25,01	0,146	64,84	0,1	297,53	160/350
ПС Модуля АСУ и СГЭ	6	ВВГнг(А)-LS-0,66	3×2,5	41,00	630,29	0,02	1135,46	25	0,45	30	25,01	0,081	46,30	0,1	150,92	160/350
ПС Модуля АРМ	6	ВВГнг(А)-LS-0,66	3×2,5	32,00	780,59	0,02	1135,46	25	0,45	30	25,01	0,08	46,30	0,1	150,92	160/350
СКУД Модуля си- стем	6	ВВГнг(А)-LS-0,66	3×4,0	12,00	2029,10	0,02	2029,10	25	0,45	39	25,01	0,10	51,83	0,1	190,74	160/350
СКУД Модуля РУ-35 кВ	6	ВВГнг(А)-LS-0,66	3×4,0	6,00	2538,96	0,02	2538,96	25	0,45	39	25,01	0,16	68,25	0,1	328,84	160/350
СКУД Модуля АСУ и СГЭ	6	ВВГнг(А)-LS-0,66	3×2,5	41,00	630,29	0,02	1135,46	25	0,45	30	25,01	0,08	46,30	0,1	150,92	160/350
СКУД Модуля АРМ	6	ВВГнг(А)-LS-0,66	3×2,5	32,00	780,59	0,02	1135,46	25	0,45	30	25,01	0,08	46,30	0,1	150,92	160/350
Освещение шкафов модуля АСУ и СГЭ	6	ВВГнг(А)-LS-0,66	3×2,5	30,0	823,97	0,02	1135,46	25	0,54	30	25,01	0,40	46,30	0,1	150,93	160/350
Освещение панелей КРУ-35 кВ	6	ВВГнг(А)-LS-0,66	3×2,5	10,0	2182,81	0,02	2182,81	25	0,64	39	25,02	0,58	56,32	0,1	225,30	160/350
Освещение шкафов модуля систем	6	ВВГнг(А)-LS-0,66	3×2,5	45,0	580,36	0,02	1135,46	25	0,91	30	25,04	0,404	46,33	0,1	150,97	160/350

Расчет ТКЗ сети собственных нужд 0,4 кВ для ДЭС 0,4 кВ (в соответствии с ГОСТ 28249-93)

Параметры генератора:	
P <sub>Г ном</sub> , кВт	80
U <sub>Г ном</sub> , кВ	0,4
cos(φ <sub>Г</sub> )	0,8
η, о.е.	0,91
x'' <sub>д Г</sub> , о.е.	0,13
S <sub>Г ном</sub> , кВА	100
x'' <sub>д Г</sub> , МОм	151,42
r <sub>Г</sub> , МОм	22,71
U <sub>ф(0)</sub> , кВ	0,2309
I <sub>(0)</sub> , А	198,27
E'' <sub>ф(0)</sub> , кВ	0,2501
E'' <sub>(0)</sub> , кВ	0,4332

Таблица 3.9 – Проверка кабеля 0,4 кВ по длительно допустимой нагрузке, термостойкости при КЗ, падению напряжения при питании от ДЭС 0,4 кВ

Наименование присоединения	Марка кабеля	Сечение кабеля	Длина кабеля, L <sub>каб</sub> , м	Проверка по длительно допустимому току						Проверка на термическую стойкость					Проверка падения напряжения в конце линии			
				P <sub>нагр.</sub> , кВт	I <sub>длвзд.</sub> , А	K <sub>п</sub>	I <sub>р.длТвзд.</sub> , А	Сравне-ние	I <sub>нагр.</sub> , А	I <sub>(3)КЗ</sub> , А	I <sub>(1)КЗ</sub> , А	I <sub>КЗ-1с</sub> , кА	k	I <sub>р.доп.</sub> <sup>кз</sup> , кА	r <sub>о</sub> , Ом/км	x <sub>о</sub> , Ом/км	ΔU, В	ΔU, %
РУНН-0,4 кВ	АПвБШвнг(А)-LS-1	4×95	20,00	73,48	248	0,85	210,8	>	113,44	1377,07	2043,18	8,48	3,162	26,82	0,22	0,66	0,37	0,097
Шкаф АСУ Vestas PPC	ВВГнг(А)-LS-0,66	3×2,5	36,00	1,12	30	0,85	25,5	>	5,1	667,75	722,63	0,27	7,07	1,91	8	6,96	1,47	0,666
Шкаф АСУ Vestas SCADA	ВВГнг(А)-LS-0,66	3×4	41,00	3,9	39	0,85	33,15	>	17,73	830,50	868,51	0,43	7,07	3,04	5	5,6	3,63	1,652
Шкаф ИБП №1	ВВГнг(А)-LS-0,66	5×6,0	37,00	10,5	46	0,85	39,1	>	15,95	1024,38	1128,49	0,65	7,07	4,59	3,54	4,24	3,62	0,952
Шкаф ИБП №2	ВВГнг(А)-LS-0,66	5×6,0	38,00	10,5	46	0,85	39,1	>	15,95	1014,00	1111,26	0,65	7,07	4,59	3,54	4,24	3,72	0,978
ЗВУ1	ВВГнг(А)-LS-0,66	3×4,0	37,00	3,225	39	0,85	33,15	>	14,66	879,30	934,23	0,43	7,07	3,04	5	5,6	2,71	1,233
ЗВУ2	ВВГнг(А)-LS-0,66	3×4,0	37,00	3,225	39	0,85	33,15	>	14,66	879,30	934,23	0,43	7,07	3,04	5	5,6	2,71	1,233
Взвод пружин выключателя КРУЭ-35 кВ	ВВГнг(А)-LS-0,66	3×2,5	17,00	0,4	30	0,85	25,5	>	1,82	1017,57	1208,49	0,27	7,07	1,91	8	6,96	0,25	0,112
ЩСН Модуля систем	ВВГнг(А)-LS-0,66	5×4,0	38,00	5,4	36	0,85	30,6	>	9,12	866,75	917,01	0,43	7,07	3,04	5	5,6	2,73	0,717
ЩСН Модуля РУ-35 кВ	ВВГнг(А)-LS-0,66	5×4,0	15,00	5,4	36	0,85	30,6	>	9,12	1194,19	1490,62	0,43	7,07	3,04	5	5,6	1,08	0,283
ЩСН Модуля АСУ и СГЭ	ВВГнг(А)-LS-0,66	5×2,5	41,00	4,9	27	0,85	22,95	>	8,27	606,03	649,36	0,27	7,07	1,91	8	6,96	4,25	1,119
ЩСН Модуля АРМ	ВВГнг(А)-LS-0,66	5×2,5	27,00	4,9	27	0,85	22,95	>	8,27	808,50	900,69	0,27	7,07	1,91	8	6,96	2,80	0,737
ЩАОВ Модуля систем	ВВГнг(А)-LS-0,66	5×10,0	15,00	15,2	63	0,85	53,55	>	27,17	1292,97	1728,40	1,09	7,07	7,71	2,13	2,88	1,31	0,346
ЩАОВ Модуля РУ-35 кВ	ВВГнг(А)-LS-0,66	5×4,0	5,00	4,2	36	0,85	30,6	>	7,51	1310,68	1830,86	0,43	7,07	3,04	5	5,6	0,28	0,074
ЩАОВ Модуля АСУ и СГЭ	ВВГнг(А)-LS-0,66	5×4,0	41,00	10,2	36	0,85	30,6	>	18,23	830,50	868,51	0,43	7,07	3,04	5	5,6	5,57	1,466
ЩАОВ Модуля АРМ	ВВГнг(А)-LS-0,66	5×4,0	27,00	6,7	36	0,85	30,6	>	11,98	1016,42	1141,21	0,43	7,07	3,04	5	5,6	2,41	0,634
Шкаф СН ДЭС	ПвБШвнг(А)-LS	3×4,0	20,00	4	39	0,85	33,15	>	20,20	1120,88	1331,00	0,43	7,07	3,04	5	5,6	1,84	0,834
ПС Модуля систем	ВВГнг(А)-LS-0,66	3×4,0	12,00	0,1	39	0,85	33,15	>	0,45	1235,00	1593,65	0,43	7,07	3,04	5	5,6	0,03	0,012
ПС Модуля РУ-35 кВ	ВВГнг(А)-LS-0,66	3×4,0	7,00	0,1	39	0,85	33,15	>	0,45	1292,68	1766,53	0,43	7,07	3,04	5	5,6	0,02	0,007
ПС Модуля АСУ и СГЭ	ВВГнг(А)-LS-0,66	3×2,5	41,00	0,1	30	0,85	25,5	>	0,45	606,03	649,36	0,27	7,07	1,91	8	6,96	0,30	0,136
ПС Модуля АРМ	ВВГнг(А)-LS-0,66	3×2,5	32,00	0,1	30	0,85	25,5	>	0,45	725,12	793,15	0,27	7,07	1,91	8	6,96	0,23	0,106
СКУД Модуля систем	ВВГнг(А)-LS-0,66	3×4,0	12,00	0,1	39	0,85	33,15	>	0,45	1235,00	1593,65	0,43	7,07	3,04	5	5,6	0,05	0,025
СКУД Модуля РУ-35 кВ	ВВГнг(А)-LS-0,66	3×4,0	6,00	0,1	39	0,85	33,15	>	0,45	1302,10	1799,33	0,43	7,07	3,04	5	5,6	0,03	0,012
СКУД Модуля АСУ и СГЭ	ВВГнг(А)-LS-0,66	3×2,5	41,00	0,1	30	0,85	25,5	>	0,45	606,03	649,36	0,27	7,07	1,91	8	6,96	0,30	0,136
СКУД Модуля АРМ	ВВГнг(А)-LS-0,66	3×2,5	32,00	0,1	30	0,85	25,5	>	0,45	725,12	793,15	0,27	7,07	1,91	8	6,96	0,23	0,106
Освещение шкафов модуля АСУ и СГЭ	ВВГнг(А)-LS-0,66	3×2,5	30,00	0,12	30	0,85	25,5	>	0,54	756,83	833,27	0,27	7,07	1,91	8	6,96	0,26	0,119
Освещение панелей КРУ-35 кВ	ВВГнг(А)-LS-0,66	3×4	10,00	0,14	39	0,85	33,15	>	0,64	1259,94	1663,57	0,43	7,07	3,04	5	5,6	0,06	0,029
Освещение шкафов модуля систем	ВВГнг(А)-LS-0,66	3×2,5	45,00	0,20	30	0,85	25,5	>	0,91	563,44	600,13	0,27	7,07	1,91	8	6,96	0,33	0,149

Таблица 3.10 – Проверка кабеля 0,4 кВ по невозгоранию при электроснабжении от ДЭС 0,4 кВ

Наименование при- соединения	Авто- мат	Марка кабеля	Сечение кабеля	Длина кабеля, L <sub>каб</sub> , м	Ток КЗ в конце линии	Время срабаты- вания автомата	Ток КЗ на 20м	$Q_0$	$I_{расч.}$	$I_{лд}$	$Q_n$	$k$	$Q_k$	Время срабаты- вания резервной защиты	$Q_k$	Допустимый предел по температуре
	$I_{ном.}, A$				$I_{кз}^{(3)}, кА$	сек	$I_{кз}^{(3)}, кА$	град. С	А	А	град. С		град. С	Сек	град. С	град. С
<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>10</b>	<b>11</b>	<b>12</b>	<b>13</b>	<b>14</b>	<b>15</b>	<b>16</b>	<b>17</b>
РУНН-0,4 кВ	160	АПвБШнг(А)-LS-1	4×95	8,00	1377,07	0,1	1377,07	25	113,44	248	33,71	0,0001	33,82	0,3	34,03	160/350
Шкаф АСУ Vestas РРС	16	ВВГнг(А)-LS-0,66	3×2,5	36,00	667,75	0,02	949,25	25	5,1	30	26,30	0,056	41,07	0,1	109,24	160/350
Шкаф АСУ Vestas SCADA	32	ВВГнг(А)-LS-0,66	3×4	41,00	830,50	0,02	1121,88	25	17,73	39	34,30	0,031	42,49	0,1	77,89	160/350
Шкаф ИБП №1	32	ВВГнг(А)-LS-0,66	5×6,0	37,00	1024,38	0,02	1202,62	25	15,95	46	30,41	0,016	34,51	0,1	51,56	160/350
Шкаф ИБП №2	32	ВВГнг(А)-LS-0,66	5×6,0	38,00	1014,00	0,02	1202,62	25	15,95	46	30,41	0,016	34,51	0,1	51,56	160/350
ЗВУ1	32	ВВГнг(А)-LS-0,66	3×4,0	37,00	879,30	0,02	1120,88	25	14,66	39	32,46	0,031	40,60	0,1	75,75	160/350
ЗВУ2	32	ВВГнг(А)-LS-0,66	3×4,0	37,00	879,30	0,02	1120,88	25	14,66	39	32,46	0,031	40,60	0,1	75,75	160/350
Взвод пружин вы- ключателя КРУЭ-35 кВ	6	ВВГнг(А)-LS-0,66	3×2,5	17,00	1017,57	0,02	1017,57	25	1,82	30	25,17	0,065	42,13	0,1	122,17	160/350
ЩСН Модуля систем	16	ВВГнг(А)-LS-0,66	5×4,0	38,00	866,75	0,02	1120,88	25	9,12	36	27,89	0,031	35,88	0,1	70,42	160/350
ЩСН Модуля РУ-35 кВ	16	ВВГнг(А)-LS-0,66	5×4,0	15,00	1194,19	0,02	1194,19	25	9,12	36	27,89	0,035	36,98	0,1	76,68	160/350
ЩСН Модуля АСУ и СГЭ	16	ВВГнг(А)-LS-0,66	5×2,5	41,00	606,03	0,02	949,25	25	8,27	27	29,22	0,056	44,16	0,1	113,12	160/350
ЩСН Модуля АРМ	16	ВВГнг(А)-LS-0,66	5×2,5	27,00	808,50	0,02	949,25	25	8,27	27	29,22	0,056	44,16	0,1	113,12	160/350
ЩАОВ Модуля си- стем	40	ВВГнг(А)-LS-0,66	5×10,0	15,00	1292,97	0,02	1292,97	25	27,17	63	33,37	0,007	35,09	0,1	42,07	160/350
ЩАОВ Модуля РУ- 35 кВ	16	ВВГнг(А)-LS-0,66	5×4,0	5,00	1310,68	0,02	1310,68	25	7,51	36	26,96	0,042	37,91	0,1	86,61	160/350
ЩАОВ Модуля АСУ и СГЭ	32	ВВГнг(А)-LS-0,66	5×4,0	41,00	830,50	0,02	1120,88	25	18,23	36	36,54	0,031	44,80	0,1	80,50	160/350
ЩАОВ Модуля АРМ	32	ВВГнг(А)-LS-0,66	5×4,0	27,00	1016,42	0,02	1120,88	25	11,98	36	29,98	0,031	38,04	0,1	72,86	160/350
Шкаф СН ДЭС	32	ПвБШнг(А)-LS	3×4,0	20,00	1120,88	0,02	1120,88	25	20,20	39	26,58	0,031	34,53	0,1	68,89	160/350
ПС Модуля систем	6	ВВГнг(А)-LS-0,66	3×4,0	12,00	1235,00	0,02	1235,00	25	0,45	39	25,01	0,037	34,63	0,1	76,92	160/350
ПС Модуля РУ-35 кВ	6	ВВГнг(А)-LS-0,66	3×4,0	7,00	1292,68	0,02	1292,68	25	0,45	39	25,01	0,041	35,57	0,1	82,41	160/350
ПС Модуля АСУ и СГЭ	6	ВВГнг(А)-LS-0,66	3×2,5	41,00	606,03	0,02	949,25	25	0,45	30	25,01	0,056	39,71	0,1	107,53	160/350
ПС Модуля АРМ	6	ВВГнг(А)-LS-0,66	3×2,5	32,00	725,12	0,02	949,25	25	0,45	30	25,01	0,06	39,71	0,1	107,53	160/350
СКУД Модуля си- стем	6	ВВГнг(А)-LS-0,66	3×4,0	12,00	1235,00	0,02	1235,00	25	0,45	39	25,01	0,04	34,63	0,1	76,92	160/350
СКУД Модуля РУ-35 кВ	6	ВВГнг(А)-LS-0,66	3×4,0	6,00	1302,10	0,02	1302,10	25	0,45	39	25,01	0,04	35,73	0,1	83,34	160/350
СКУД Модуля АСУ и СГЭ	6	ВВГнг(А)-LS-0,66	3×2,5	41,00	606,03	0,02	949,25	25	0,45	30	25,01	0,06	39,71	0,1	107,53	160/350
СКУД Модуля АРМ	6	ВВГнг(А)-LS-0,66	3×2,5	32,00	725,12	0,02	949,25	25	0,45	30	25,01	0,06	39,71	0,1	107,53	160/3500
Освещение шкафов модуля АСУ и СГЭ	6	ВВГнг(А)-LS-0,66	3×2,5	30,0	756,83	0,02	949,25	25	0,54	30	25,01	0,06	39,71	0,1	107,54	160/350
Освещение панелей КРУ-35 кВ	6	ВВГнг(А)-LS-0,66	3×2,5	10,0	1259,94	0,02	1259,94	25	0,64	39	25,02	0,04	35,04	0,1	79,27	160/350
Освещение шкафов модуля систем	6	ВВГнг(А)-LS-0,66	3×2,5	45,0	563,44	0,02	949,25	25	0,91	30	25,04	0,056	39,74	0,1	107,57	160/350

#### 4 Проверка оборудования 35 кВ на устойчивость к токам КЗ

Выбор основного электротехнического оборудования подстанции выполняется исходя из следующих условий:

- максимального длительного тока в нормальных, послеаварийных и ремонтных режимах, с учетом перегрузочной способности оборудования;
- напряжения присоединений;
- отключающей способности оборудования;
- термической и электродинамической стойкости к токам короткого замыкания.

Параметры токов КЗ на шинах 35 кВ 2026 г. представлена в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Параметры токов КЗ на шинах 35 кВ на 2026 г.

Наименование ПС	Шины	Токи короткого замыкания, кА		$k_{уд}$	$T_a$ , с	$B_K$ , кА <sup>2</sup> ·с
		3-ф. КЗ	ударный			
ПС 220 кВ	35 кВ	12,95	29,08	1,588	0,0188	108,81
МУ Холмская ВЭС РП-35 кВ СШ	35 кВ	12,87	58,83	1,581	0,0184	58,63
ВЭУ №1, шины 35 кВ	35 кВ	7,08	17,75	1,090	0,0041	17,75
ВЭУ №2, шины 35 кВ	35 кВ	8,81	27,61	1,178	0,0058	27,48
ВЭУ №3, шины 35 кВ	35 кВ	10,87	42,61	1,370	0,0101	41,90
ВЭУ №4, шины 35 кВ	35 кВ	12,35	55,73	1,516	0,0151	54,05
ВЭУ №5, шины 35 кВ	35 кВ	5,28	9,87	1,106	0,0045	9,86
ВЭУ №6, шины 35 кВ	35 кВ	5,99	12,76	1,158	0,0054	12,71
ВЭУ №7, шины 35 кВ	35 кВ	6,82	16,65	1,296	0,0082	16,46
ВЭУ №8, шины 35 кВ	35 кВ	8,20	24,21	1,362	0,0098	23,83
ВЭУ №9, шины 35 кВ	35 кВ	8,72	27,50	1,431	0,0119	26,90
ВЭУ №10, шины 35 кВ	35 кВ	9,22	30,11	1,087	0,0041	30,11
ВЭУ №11, шины 35 кВ	35 кВ	10,38	38,27	1,152	0,0053	38,14
ВЭУ №12, шины 35 кВ	35 кВ	11,66	48,62	1,255	0,0073	48,18
ВЭУ №13, шины 35 кВ	35 кВ	12,21	53,62	1,351	0,0096	52,80
ВЭУ №14, шины 35 кВ	35 кВ	5,27	10,10	1,479	0,0136	9,83
ВЭУ №15, шины 35 кВ	35 кВ	6,29	14,49	1,538	0,0161	14,01
ВЭУ №16, шины 35 кВ	35 кВ	8,03	22,88	1,104	0,0044	22,86
ВЭУ №17, шины 35 кВ	35 кВ	9,83	34,32	1,162	0,0055	34,19
ВЭУ №18, шины 35 кВ	35 кВ	5,38	10,37	1,287	0,0080	10,25
ВЭУ №19, шины 35 кВ	35 кВ	6,30	14,31	1,385	0,0105	14,05
ВЭУ №20, шины 35 кВ	35 кВ	7,63	21,22	1,488	0,0140	20,64
ВЭУ №21, шины 35 кВ	35 кВ	9,10	30,44	1,560	0,0173	29,34

ВЭС00086.286.4.1-ИЛОЗ.1

Лист

29

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Ударный ток КЗ на стороне 35 кВ:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot k_{уд} \cdot I_K^{(3)}.$$

где  $k_{уд}$  - ударный коэффициент.

$$k_{уд} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}},$$

где  $T_a$  – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ, с.

$$T_a = \frac{X_{ЭК}}{\omega \cdot R_{ЭК}};$$

$$\omega = 2 \cdot \pi \cdot f,$$

где  $f$  - частота сети;

Тепловой импульс от тока КЗ на стороне 35 кВ:

$$B_K = I_T^2 \cdot (t_{откл.} + T_a) \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$t_{откл.} = t_{р.з.} + t_{о.в.} \text{ с},$$

где  $t_{р.з.}$  – время действия резервной защиты (основной защиты защищаемого элемента);

$t_{о.в.}$  – полное время отключения выключателя;

$T_a$  – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ, с.

Расчет максимального рабочего тока:

- расчет максимального рабочего тока ВЭУ, А:

$$I_{\text{раб.макс.}} = \frac{P_{\text{ном.ВЭУ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi},$$

где -  $P_{\text{ном.ВЭУ}}$  - номинальная активная мощность ВЭУ, кВт;

$U_{\text{ном}}$  - номинальное напряжение, кВ;

$\cos \varphi$  – коэффициент мощности, равный 0,88 (паспортные данные на генератор ВЭУ).

$$I_{\text{раб.макс.}} = \frac{4200}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 0,88} = 78,73 \text{ А}$$

- расчет максимального рабочего тока ТЧН, А:

$$I_{\text{раб.макс.}} = \frac{S_{\text{ном.ТЧН}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 35} = 1,65 \text{ А},$$

И.ф. № подл.	И.ф. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
										30
				Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ВЭС00086.286.4.1-ИЛОЗ.1

где -  $S_{\text{ном.ТСН}}$  - номинальная полная мощность ТСН, кВА;

$U_{\text{ном}}$  - номинальное напряжение, кВ.

Максимальные рабочие токи присоединений представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Максимальные рабочие токи присоединений

Участок КЛ	$I_{\text{макс.раб.}}, \text{ А}$
ВЭУ №1-ВЭУ №2	78,73
ВЭУ №2-ВЭУ №3	157,46
ВЭУ №3-ВЭУ №4	236,19
ВЭУ №4 - РП-35 кВ СШ МУ Холмская ВЭС	314,92
ВЭУ №5-ВЭУ №6	78,73
ВЭУ №6-ВЭУ №7	157,46
ВЭУ №7-ВЭУ №8	236,19
ВЭУ №8-ВЭУ №9	314,92
ВЭУ №9-ВЭУ №10	393,65
ВЭУ №10-РП-35 кВ СШ МУ Холмская ВЭС	472,38
ВЭУ №14-ВЭУ №15	78,73
ВЭУ №15-ВЭУ №16	157,46
ВЭУ №16-ВЭУ №21	236,19
ВЭУ №21-ВЭУ №17	314,92
ВЭУ №17-ВЭУ №11	393,65
ВЭУ №11-ВЭУ №12	472,38
ВЭУ №12-ВЭУ №13	551,11
ВЭУ №13 - РП-35 кВ СШ МУ Холмская ВЭС	629,84
ВЭУ №18-ВЭУ №19	78,73
ВЭУ №19-ВЭУ №20	157,46
ВЭУ №21 - РП-35 кВ СШ МУ Холмская ВЭС	236,19
РП-35 кВ СШ МУ Холмская ВЭС - РУ-35 кВ ПС 220 кВ	1653,33
ТСН 100 кВА 35/0,4 кВ, ввод 35 кВ	1,65

#### 4.1 Выбор ячеек РП-35 кВ МУ Холмская ВЭС

Условия выбора:

- по напряжению  $U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$

- по току  $I_{\text{макс.раб.}} \leq I_{\text{ном}}$ ,

где  $I_{\text{ном}}$ , номинальный ток для главных цепей и сборных шин;

- по термической стойкости  $B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$ ,

где  $I_T$  – предельный ток термической стойкости по каталогу, кА,

$t_T$  – длительность протекания тока термической стойкости по каталогу, с;

$B_K$  – тепловой импульс от тока КЗ,  $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$ ,  $B_K = I_T^2 \cdot (t_{\text{откл.}} + T_a)$ ;

-  $(t_{\text{откл.}} + T_a)$  сумма времен отключения КЗ при действии основной релейной защиты с учетом полного времени отключения соответствующего выключа-

ВЭС00086.286.4.1-ИЛОЗ.1

Лист

31

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата



теля и эквивалентной постоянной времени затухания апериодической составляющей тока КЗ,

- по электродинамической стойкости  $i_y \leq i_{\text{пр.с.}}$ ,

где  $I_{\text{пр.с}}$  – действующее значение предельного сквозного тока КЗ по каталогу (номинальный кратковременный ток),

$i_{\text{пр.с.}}$  – амплитудное значение предельного сквозного тока КЗ по каталогу.

Технические характеристики и выбор главных цепей и сборных шин представлены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Технические характеристики и выбор главных цепей и сборных шин

Наименование	Расчетные данные					Технические данные				
	$U_{\text{уст}}$ , кВ	$I_{\text{макс.раб}}$ , А	$I_{\text{п0}}$ , кА	$i_y$ , кА	$B_k$ , кА <sup>2</sup> с	$U_{\text{ном}}$ , кВ	$I_{\text{ном}}$ , А	$I_T$ , кА	$i_{\text{пр.с}}$ , кА	$I_T^2 \cdot t_T$ , кА <sup>2</sup> с
Сборные шины РП-35 кВ СШ 35 кВ	35	1653,33	12,88	58,83	58,63	35	2000	25	63	625
Главные цепи КРУ 35 кВ СШ 35 кВ	35	1653,33	12,88	58,83	58,83	35	2000	25	63	625

## 4.2 Выбор вакуумных выключателей ячеек 35 кВ

Условия проверки выключателя:

- по напряжению  $U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$ ;

- по току  $I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}$ ;

- проверка на симметричный ток отключения  $I_{\text{пт}} \leq I_{\text{отк.ном}}$ ;

- проверка на электродинамическую стойкость  $i_y \leq i_{\text{пр.с.}}$ ,

где  $I_{\text{пр.с}}$  – действующее значение предельного сквозного тока КЗ по каталогу (номинальный кратковременный ток),

$i_{\text{пр.с.}}$  – амплитудное значение предельного сквозного тока КЗ по каталогу;

- проверка на термическую стойкость  $B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$ ,

где  $I_T$  – предельный ток термической стойкости по каталогу,

$t_T$  – длительность протекания тока термической стойкости по каталогу.

Технические характеристики и выбор выключателей 35 кВ представлены в таблице 4.4.

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

						ВЭС00086.286.4.1-ИЛОЗ.1	Лист
							32
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Таблица 4.4 – Технические характеристики и выбор выключателей 35 кВ

Наименование	Расчетные данные					Технические данные				
	$U_{уст},$ кВ	$I_{макс.раб},$ А	$I_{п0},$ кА	$i_y,$ кА	$B_{к2},$ кА <sup>2</sup> с	$U_{ном},$ кВ	$I_{ном},$ А	$I_{отк, ном},$ кА	$i_{пр.с},$ кА	$I_T^2 \cdot t_T$ кА <sup>2</sup> с
ВВ-КЛП 35 кВ Холмская ВЭС - ПС 220 кВ	35	1653,33	12,88	58,83	58,63	35	2000	25	63	625
ВВ-35-ТСН	35	1,65	12,88	58,83	58,83	35	1250	25	63	625

Проверка выключателей на отключающую способность с учетом содержания апериодической составляющей.

В соответствии с ГОСТ Р 52565-2006 п.6.6.1.2 определим апериодическую составляющую тока в момент отключения выключателя РЗ:

$$i_a = \frac{\beta \cdot I_{п0} \cdot \sqrt{2}}{100},$$

где  $\beta$  – относительное содержание апериодической составляющей в токе в процентах, определяется по рисунку 3 ГОСТ Р 52565-2006.  $\beta = 35\%$  при времени отключения = 50 мс.

$$i_a = \frac{35 \cdot 12,87 \cdot \sqrt{2}}{100} = 6,3063 \text{ кА}$$

Полный ток КЗ в момент отключения выключателя РЗ составляет

$$I_{полн} = I_{п0} + i_a = 12,87 + 4,98 = 19,176 \text{ кА.}$$

$I_{отк, ном}$  Выключателя 35 кВ РУ-35 кВ МУ ВЭС составляет 25 кА.

$$I_{полн} = 19,176 \text{ кА} < I_{отк.ном} = 25 \text{ кА}$$

### 4.3 Выбор трансформаторов тока ячеек КРУ 35 кВ

Условия выбора ТТ:

- по напряжению  $U_{уст} \leq U_{ном};$
  - по току  $I_{ном} \leq I_{1ном}; I_{макс} \leq I_{1ном};$
  - по электродинамической стойкости;
  - по термической стойкости  $B_k \leq I_T^2 \cdot t_T,$
- где  $I_T$  – предельный ток термической стойкости по каталогу,  
 $t_T$  – длительность протекания тока термической стойкости по каталогу;
- по вторичной нагрузке  $S_{ном} > S_{нагр}$  (рассматривается в томе

ВЭС00086.286.4.1-ИЛО3.3).

ВЭС00086.286.4.1-ИЛО3.1

Лист

33

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Параметры обмоток трансформатора тока 35 кВ представлены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Параметры обмоток трансформатора тока

Наименование ТТ	Первичный ток ТТ, А	Вторичный ток ТТ, А	Класс точности ТТ
ТТ-35 ВЭУ №4	400	5	5P/0,5/0,2S
ТТ-35 ВЭУ №10	500	5	5P/0,5/0,2S
ТТ-35 ТСН	100	5	5P/0,5
ТТ-35 ВЭУ №13	800	5	5P/0,5/0,2S
ТТ-35 ВЭУ №20	300	5	5P/0,5/0,2S
ТТ-КЛ1 35 кВ Холмская ВЭС - ПС 220 кВ	2000	5	5P/5P/0,5/0,2S

Результаты выбора трансформаторов тока и их технические характеристики представлены в таблице 4.6.

Таблица 4.6 – Технические характеристики

Наименование ТТ	Расчетные данные					Технические параметры ТТ				
	$U_{уст},$ кВ	$I_{макс.раб},$ А	$I_{п0},$ кА	$i_y,$ кА	$B_K,$ кА <sup>2</sup> ·с	$U_{ном},$ кВ	$I_{ном},$ А	$I_{Т(3)},$ кА	$i_{дин},$ кА	$I_T^2 \cdot t_T,$ кА <sup>2</sup> ·с
ТТ-35 ВЭУ №4	35	314,92	12,88	58,83	58,63	35	400	24	60	576
ТТ-35 ВЭУ №10	35	472,38	12,88	58,83	58,83	35	500	30	75	900
ТТ-35 ТСН	35	1,65	12,88	58,83	58,63	35	200	12	30	144
ТТ-35 ВЭУ №13	35	629,84	12,88	58,83	58,83	35	800	48	120	2304
ТТ-35 ВЭУ №20	35	236,19	12,88	58,83	58,63	35	300	24	60	576
ТТ-КЛ 35 кВ Холмская ВЭС - ПС 220 кВ	35	1653,33	12,88	58,83	58,83	35	2000	60	150	3600

#### 4.4 Выбор индуктивных трансформаторов напряжения 35 кВ

В ячейках 35 кВ к установке приняты антирезонансные индуктивные трансформаторы напряжения 35 кВ с тремя вторичными обмотками.

Условия выбора ТН:

- по напряжению  $U_{уст} \leq U_{ном}$ ;

- по конструкции и схеме соединения обмоток;

- по классу точности (рассматривается в томе ВЭС00086.286.4.1-ИЛО3.3);

- по вторичной нагрузке  $S_{ном} > S_{нагр}$  (рассматривается в томе ВЭС00086.286.4.1-ИЛО3.3).

Параметры обмоток трансформаторов напряжения 35 кВ представлены в таблице 4.7.

Таблица 4.7 – Параметры обмоток трансформатора напряжения 35 кВ

Наименование ТН	Параметры обмоток	Класс точности ТН
ТН-35-СПШ	$\frac{35}{\sqrt{3}} / \frac{0,1}{\sqrt{3}} / \frac{0,1}{\sqrt{3}} / \frac{0,1}{3}$ кВ	0,5/0,5/3Р

Расчет по определению нагрузок трансформаторов напряжения представлен в томе ВЭС00086.286.4.1-ИЛО3.3 «Релейная защита и регистрация аварийных событий».

#### 4.5 Выбор разъединителей 35 кВ

Условия выбора:

- по напряжению  $U_{уст} \leq U_{ном}$ ;

- по току  $I_{max} \leq I_{ном}$ ;

- проверка на электродинамическую стойкость  $i_y \leq i_{пр.с.}$ ,

$i_{пр.с.}$  – амплитудное значение предельного сквозного тока КЗ по каталогу;

- проверка на термическую стойкость  $B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$ ,

где  $I_T$  – предельный ток термической стойкости по каталогу;

$t_T$  – длительность протекания тока термической стойкости по каталогу.

Технические характеристики и выбор разъединителей 35 кВ представлены в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Технические характеристики и выбор разъединителей 35 кВ

Наименование	Расчетные данные				Технические данные			
	$U_{уст}$ , кВ	$I_{max}$ , А	$i_y$ , кА	$B_k$ , кА <sup>2</sup> сек	$U_{ном}$ , кВ	$I_{ном}$ , А	$i_{пр.с.}$ , кА	$I_T^2 \cdot t_T$ , кА <sup>2</sup> ·с
Р-35 ВЭУ №4	35	314,92	58,83	58,63	35	1250	63	625
Р-35 ВЭУ №10	35	472,38	58,83	58,83	35	1250	63	625
Р-35 ВЭУ №13	35	629,84	58,83	58,63	35	1250	63	625
Р-35 ВЭУ №20	35	236,19	58,83	58,83	35	1250	63	625

#### 4.6 Проверка оборудования 35 кВ ВЭУ

Проверка оборудования 35 кВ ВЭУ представлена в таблице 4.9.

Взам. инв. №		Наименование	$U_{уст}, \text{кВ}$	$I_{max}, \text{А}$	$i_y, \text{кА}$	$B_{к}, \text{кА}^2\text{сек}$	$U_{ном}, \text{кВ}$	$I_{ном}, \text{А}$	$i_{пр.с}, \text{кА}$	$I_T^2 \cdot t_T, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$
		Р-35 ВЭУ №4	35	314,92	58,83	58,63	35	1250	63	625
		Р-35 ВЭУ №10	35	472,38	58,83	58,83	35	1250	63	625
		Р-35 ВЭУ №13	35	629,84	58,83	58,63	35	1250	63	625
		Р-35 ВЭУ №20	35	236,19	58,83	58,83	35	1250	63	625

Подп. и дата

4.6 Проверка оборудования 35 кВ ВЭУ

Проверка оборудования 35 кВ ВЭУ представлена в таблице 4.9.

Инв. № подл.						ВЭС00086.286.4.1-ИЛО3.1	Лист	
							35	
		Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		Подп.	Дата

Таблица 4.9 – Проверка оборудования 35 кВ ВЭУ

Наименование	Расчетные данные					Технические данные				
	$U_{уст},$ кВ	$I_{макс.раб},$ А	$I_{п0},$ кА	$i_y,$ кА	$B_{к_2},$ кА <sup>2</sup> с	$U_{ном},$ кВ	$I_{ном},$ А	$I_{отк, ном},$ кА	$i_{пр.с},$ кА	$I_T^2 \cdot t_T$ кА <sup>2</sup> с
Ячейка РУ 35 кВ Ormazabal cgm.3	35	472,38	10,88	29,08	107,7 5	40,5	630	25	62,5	625
Примечания – Параметры ТКЗ приняты для ВЭУ №12										

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

						ВЭС00086.286.4.1-ИЛОЗ.1	Лист
							36
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата		

## 5 Молниезащита и заземление

### 5.1 Молниезащита

Все принятое оборудование поставляется комплектной поставкой от заводов изготовителей и соответствует ГОСТ Р 54418.24-2013 для ВЭУ и СО 153-34.21.122-2003 для модуля управления ВЭС.

Металлоконструкции башни ВЭУ используются в качестве естественного молниеприемника, а строительные конструкции фундаментов ВЭУ в качестве естественных заземлителей.

Конструктивные особенности ВЭУ определяют I уровень защиты от ПУМ.

Для модуля управления ВЭС и ДЭС принят III уровень защиты от ПУМ.

Окрашенные металлические листы кровли МУ ВЭС не могут обеспечить достаточно прочную электрическую связь для выполнения функции молниеприемника, поэтому, для молниезащиты, согласно п. 4.2.134 ПУЭ и п.3.3.3 СО 153-34.21.122-2003, устанавливается молниеприемная сетка с ячейками не менее 6 м, выполненная из стальной полосы сечением 50×5 мм (параметры полосы уточняются у завода изготовителя). Молниеприемная сетка соединяется с контуром заземления ВЭС не менее чем в двух местах. Молниеприемная сетка поставляется комплектно с МУ ВЭС.

Металлические конструкции крыши ДЭС выполняют функцию естественного молниеприемника. В соответствии с п. 3.2.1.2. СО 153-34.21.122-2003 Естественным токоотводом является металлическая арматура каркаса ДЭС, имеющая жесткую металлическую связь с внешним контуром заземления.

Арматура каркаса ДЭС отвечают требованиям, предъявляемым к естественным токоприемникам и токоотводам согласно СО 153-34.21.122-2003.

Для снижения уровня помех во вторичных цепях предусматриваются мероприятия в соответствии со стандартами СТО 56947007-29.240.043-2010 «Руководство по обеспечению электромагнитной совместимости вторичного оборудования и систем связи электросетевых объектов», СТО 56947007-29.240.044-2010

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ВЭС00086.286.4.1-ИЛОЗ.1			37

«Методические указания по обеспечению электромагнитной совместимости на объектах электросетевого хозяйства».

Вторичное оборудование, системы связи, кабели вторичной коммутации на протяжении всего срока службы подвергаются электромагнитным воздействиям разного вида. Невыполнение условий ЭМС приводит к повреждению вторичного оборудования, неправильным действиям (отказам, излишним или ложным срабатываниям) устройств РЗА, перекрытию изоляции кабелей вторичной коммутации и клемм шкафов вторичной коммутации, сбою в работе автоматизированных рабочих мест персонала и т.д., существенно снижает надежность работы энергообъекта.

Критерием выполнения условий ЭМС является обеспечение электромагнитной обстановки, при которой наибольшие возможные уровни электромагнитных воздействий всех видов на объекте электросетевого хозяйства не превышают допустимых значений для каждого конкретного вторичного оборудования.

Для присоединений РУ-35 кВ Холмская ВЭС предусмотрены защиты на микропроцессорной элементной базе, которые по допустимым значениям импульсных помех, требуют соответствующей защиты вторичных цепей от импульсных помех.

Для снижения уровня помех во вторичных цепях предусматриваются следующие мероприятия:

- применение экранированных кабелей и кабелей с металлической броней;
- заземление экранов контрольных кабелей с обеих сторон с применением специальных зажимов или разъемов;
- установка специальной медной шины внутри шкафов с МП терминалами для заземления экранов кабелей, корпусов терминалов и других устройств.

## 5.2 Перечень мероприятий по заземлению (занулению)

Каждая из ВЭУ и Модуль управления ВЭС имеют ЗУ, используемое одновременно для электроустановок до 1 кВ и выше 1 кВ установленных в своем составе (ПУЭ пункт 1.7.55).

Для обеспечения электробезопасности к ЗУ присоединены:

ВЭС00086.286.4.1-ИЛОЗ.1

Лист

38

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

- нейтраль и корпус трансформатора 0,72/35 кВ;
- металлические оболочки и броня кабелей напряжением до 1 кВ и выше, в том числе предусмотрено эквипотенциальное соединение экранов кабелей, входящих в ВЭУ или выходящих из нее, к главной заземляющей шине;
- открытые проводящие части электроустановок напряжением до 1 кВ и выше;
- сторонние проводящие части, в том числе металлическая башня ВЭУ и входная металлическая лестница;

Проектируемая сеть 35 кВ является сетью напряжением выше 1 кВ с заземленной через резистор нейтралью.

Проектируемая сеть 0,4 кВ является сетью напряжением до 1 кВ с глухозаземленной нейтралью.

Для электроустановок напряжением до 1 кВ принята система заземления TN-C-S.

Учитывая тот факт, что имеются установки напряжением до 1 кВ в сетях с глухозаземленной нейтралью, так и установки напряжением выше 1 кВ в сетях с заземленной нейтралью через резистор, при выборе параметров ЗУ необходимо руководствоваться наиболее жесткими требованиями.

Сопротивление ЗУ следует принять наименьшим исходя из следующих условий:

- не более 10 Ом для выполнения требований производителя ВЭУ фирмы Vestas;
- не более 2 Ом для выполнения требований ПУЭ (пункт 1.7.101);
- требований по обеспечению электробезопасности по ГОСТ Р 50571-4-44-2011.

Для обеспечения электробезопасности обслуживающего персонала требуется выполнение ЗУ с сопротивлением, которое обеспечит допустимые значения напряжения повреждения (напряжения на ЗУ) в системе низкого напряжения при ОЗЗ в системе высокого напряжения в любое время года.

ВЭС00086.286.4.1-ИЛОЗ.1

Лист

39

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата



Формула напряжения повреждения, возникающего на заземляющем устройстве при повреждении в сетях выше 1 кВ примет следующий вид:

$$U_{\text{пов.на зу}} = R_{\text{зу}} \cdot I_{\text{озз}},$$

где  $I_{\text{озз}}$  - значение расчетного тока однофазного замыкания на землю (величина тока замыкания на землю должна быть определена для той из возможной в эксплуатации схемы сети, при которой величина тока замыкания на землю имеет наибольшее значение);

$R_{\text{зу}}$  - сопротивление ЗУ с учетом всех естественных и искусственных ЗУ (имеющих гальванические связи внешних контуров заземления);

$$I_{\text{озз}} = \sqrt{(I_{\Sigma C})^2 + (I_{R_N})^2},$$

где

$I_{R_N}$  - активный ток, создаваемый резистором;

$I_{\Sigma C}$  - емкостной ток сети;

$$I_{R_N} = \frac{U_{\text{ВН}}}{\sqrt{3} \cdot R_N},$$

где  $R_N$  - сопротивление заземляющего резистора.

В расчетах  $I_{R_N}$ , при схеме включения резистора в нейтраль через фильтр нулевой последовательности (ФНП), допускается пренебрегать сопротивлением ФНП ( $Z_{\text{ФНП}} = R_N$ ). Сопротивление ФНП практически не оказывает влияние на модуль сопротивления нейтрали и угол между током и напряжением (не превышает 4-5°). При расчете направленных защит и малых токах замыкания на землю данную составляющую рекомендуется учитывать.

Согласно требованиям ПУЭ п.1.2.16 работа электрической сети напряжением 35кВ может предусматриваться как с изолированной нейтралью, так и нейтралью, заземленной через дугогасящий реактор или резистор.

В связи со значительной протяженностью КЛ 35 кВ с кабелями с изоляцией из СПЭ и тем, что длительное сохранение режима однофазного замыкания на землю (ОЗЗ), имеющее место при работе сети с изолированной нейтралью или нейтралью, заземленной через дугогасящий реактор, ведет к накоплению дефек-

И.в. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			ВЭС00086.286.4.1-ИЛОЗ.1						
			40						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

тов в изоляции кабелей с изоляцией из СПЭ и, тем самым, создает благоприятные условия для возникновения пробоев изоляции кабелей, рекомендуется режим заземления нейтрали через низкоомный резистор с немедленным отключением поврежденного присоединения. Параметры КЛ 35 кВ ВЭС представлены в таблице 5.1 Емкостной ток короткого замыкания на землю принят на основании технических характеристик кабеля АО "Электрокабель" Кольчугинский завод".

Таблица 5.1 – Параметры КЛ 35 кВ ВЭС

№ п/п	Участок КЛ 35 кВ	Марка кабеля АПВПуг-35, сечение	Удельный ем- костной ток ко- роткого замыкания на землю, А/км	Длина КЛ, км	Емкостной ток ко- роткого замыкания на зем- лю, А
1. Холмская ВЭС					
1.1	ВЭУ №1-ВЭУ №2	3×(1×95мк/16)	2,84	1,415	4,019
1.2	ВЭУ №2-ВЭУ №3	3×(1×95мк/16)	2,84	1,121	3,184
1.3	ВЭУ №3-ВЭУ №4	3×(1×150мк/25)	3,33	0,858	2,856
1.4	ВЭУ №4-РУ-35 кВ СШ МУ Холмская ВЭС	3×(1×240мк/25)	3,9	0,528	2,060
1.5	ВЭУ №5-ВЭУ №6	3×(1×70мк/16)	2,55	0,859	2,190
1.6	ВЭУ №6-ВЭУ №7	3×(1×70мк/16)	2,55	0,793	2,022
1.7	ВЭУ №7-ВЭУ №8	3×(1×150мк/25)	3,33	2,000	6,657
1.8	ВЭУ №8-ВЭУ №9	3×(1×240мк/25)	3,9	0,877	3,420
1.9	ВЭУ №9-ВЭУ №10	3×(1×400мк/35)	4,68	1,072	5,020
1.10	ВЭУ №10-РУ-35 кВ СШ МУ Холмская ВЭС	3×(1×630мк/35)	5,56	6,856	38,119
1.11	ВЭУ №14-ВЭУ №15	3×(1×70мк/16)	2,55	1,170	2,983
1.12	ВЭУ №15-ВЭУ №16	3×(1×70мк/16)	2,55	1,344	3,426
1.13	ВЭУ №16-ВЭУ №21	3×(1×150мк/25)	3,33	1,362	4,535
1.14	ВЭУ №21-ВЭУ №17	3×(1×240мк/25)	3,9	0,930	3,627
1.15	ВЭУ №17-ВЭУ №11	3×(1×400мк/35)	4,68	0,869	4,069
1.16	ВЭУ №11-ВЭУ №12	3×(1×500мк/35)	5,1	1,967	10,030
1.17	ВЭУ №12-ВЭУ №13	3×(1×500мк/35)	5,1	0,828	4,225
1.18	ВЭУ №13-РУ-35 кВ СШ МУ Холмская ВЭС	3×(1×630мк/35)	5,56	1,271	7,068
1.19	ВЭУ №18-ВЭУ №19	3×(1×70мк/16)	2,55	1,030	2,628
1.20	ВЭУ №19-ВЭУ №20	3×(1×70мк/16)	2,55	1,082	2,760
1.21	ВЭУ №20-РУ-35 кВ СШ МУ Холмская ВЭС	3×(1×150мк/16)	3,3	4,306	14,210
1.22	РУ-35 кВ СШ МУ Холмская ВЭС – ПС 220	3×4(1×500мк/35)	20,4	0,461	9,409
Итого:					138,511

Произведем упрощенный расчет без использования емкостных значений сборных шин 35 кВ и силовых трансформаторов, в расчете будем учитывать только кабельные линии 35 кВ.

ВЭС00086.286.4.1-ИЛОЗ.1

Лист

41

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Суммарный емкостный ток КЛ 35 кВ ВЭС составляет 138,511 А. Наибольший емкостный ток присоединения составляет 57,426 А. Для обеспечения надежного срабатывания защиты от ОЗЗ должно выполняться следующее условие:

$$I_R \geq 4 \cdot I_{\text{Сфид}},$$

где  $I_R$  – ток, создаваемый резистором в месте замыкания;

4 – коэффициент, обеспечивающий надежное срабатывание защиты от ОЗЗ, определенный по выражению  $K_{\text{ч}} \times I_{\text{сз}} = K_{\text{ч}} \times K_{\text{н}} \times K_{\text{бр}} \times I_{\text{Сфид}} = 1,5 \times 1,2 \times 2,0 \times I_{\text{Сфид}} \approx 4 \cdot I_{\text{Сфид}}$ ;

$I_{\text{Сфид}}$  – наибольший емкостный ток присоединения, отходящего от РУ-35 кВ МУ Холмская ВЭС.

$$I_R \geq 4 \cdot 57,426 = 229,704 \text{ А.}$$

Наибольший емкостный ток присоединения, отходящего от РУ-35 кВ ПС 220 кВ, составляет 138,511 А. Для обеспечения надежного срабатывания защиты от ОЗЗ должно выполняться следующее условие:

$$I_R \geq 2 \cdot I_{\text{Сфид}},$$

где  $I_R$  – ток, создаваемый резистором в месте замыкания;

2 – коэффициент, обеспечивающий надежное срабатывание защиты от ОЗЗ, определенный по выражению  $K_{\text{ч}} \times I_{\text{сз}} = K_{\text{ч}} \times K_{\text{н}} \times K_{\text{бр}} \times I_{\text{Сфид}} = 1,5 \times 1,2 \times 1,0 \times I_{\text{Сфид}} \approx 2 \cdot I_{\text{Сфид}}$ ;

$I_{\text{Сфид}}$  – наибольший емкостный ток присоединения, отходящего от РУ-35 кВ ПС 220 кВ.

$$I_R \geq 2 \cdot 138,511 = 277,02 \text{ А.}$$

Рекомендуется к установке резистор с номинальным током 400 А сопротивлением 50 Ом.

$$I_{R_N} = \frac{35000}{\sqrt{3} \cdot 50} = 404,14 \text{ А.}$$

При секционировании двух секций шин рекомендуется отключать резистор на одной из секций шин.

Рекомендуется в проекте строительства ПС 220 кВ (не рассматривается по данному титулу) уточнить суммарный емкостный ток с учетом всех отходящих

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата



в электроустановках с эффективно заземленной нейтралью или двухфазного КЗ в электроустановках с изолированной нейтралью, температура шин не превысила предельно допустимую температуру нагрева.

В таблице 5.3 приведены результаты расчета интеграла Джоуля для сетей Холмская ВЭС, для однофазных или двухфазных коротких замыканий, в зависимости от режима заземления нейтрали сети.

Таблица 5.3 – Расчет интеграла Джоуля для выбора сечения шин магистрали заземления

Номинальное напряжение сети, кВ	35	0,72
Вид КЗ, выбранный для расчетов сечения шины заземления (в соответствии с п.1.7.114 ПУЭ)	Двухфазное	Однофазное
Длительность КЗ	1,0786	0,1
Интеграл Джоуля ( $B_k$ ), $кА^2с$	81,82	243,2

Согласно РД 153-34.0-20.527-98, минимально допустимое сечение проводников по условию термической стойкости определяется по формуле:

$$S_{\text{терм}} = \sqrt{\frac{B_k}{A_{\theta_k} - A_{\theta_n}}},$$

где  $A_{\theta_k}, A_{\theta_n}$  - функция удельной теплоемкости материала проводника, его удельного сопротивления и температуры нагрева, определяемая по рис. 8.8-8.9 РД 153-34.0-20.527-98. исходя из материала шин, максимально допустимой и начальной температур нагрева соответственно. Для удобства расчета обозначим  $C_T = \sqrt{A_{\theta_k} - A_{\theta_n}}$ . Примем начальную температуру проводников 50 °С (максимально возможная температура в помещении). Для стали, при максимально допустимой температуре 400°С,  $C_T=70 \text{ Ас}^{1/2}/\text{мм}^2$ . Результаты расчета минимально допустимого сечения шин магистрали заземления приведены в таблице 5.4. Кривые для определения температуры нагрева проводников отражены на рисунке 5.1.

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

						ВЭС00086.286.4.1-ИЛОЗ.1	Лист
							44
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

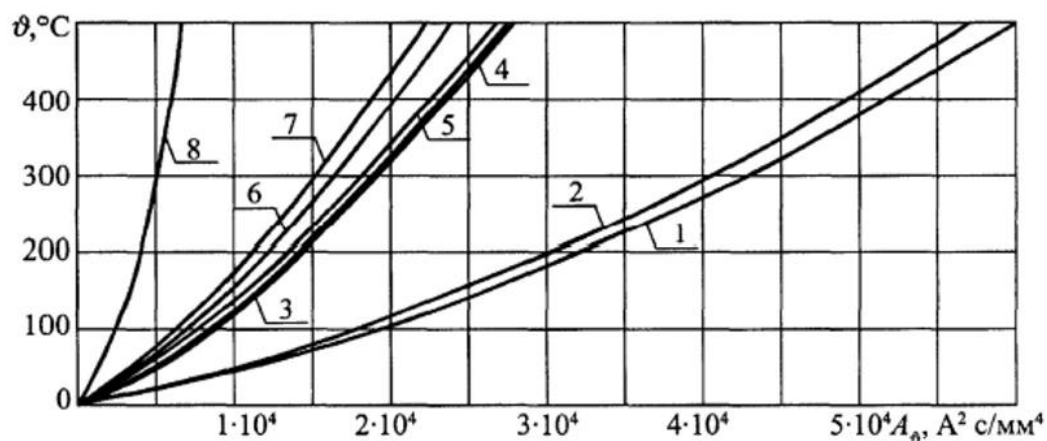


Рисунок 5.1 – Кривые для определения температуры нагрева проводников из различных материалов при коротких замыканиях.

Материалы проводников: 1- ММ; 2-МТ; 3-АМ; 4-АТ; 5-АДО, АСГ:  
6-АДЗ1Т1; 7-АДЗ1Т; 8-СтЗ

Таблица 5.4 – Расчет минимально допустимого сечения шин заземления ВЭУ и МУ

Номинальное напряжение сети, кВ / точка КЗ	35/МУ Холмская ВЭС РУ-35 кВ 2 СШ	0,72/шины НН трансформатора ВЭУ №21
Материал шины заземления	сталь	сталь
$C_t, \text{Ас}^{1/2}/\text{мм}^2$	70	70
Минимально допустимое сечение шин заземления, $\text{мм}^2$	129,22	222,8

В соответствии с результатами расчетов, в качестве магистрали заземления ВЭУ проектом предусматривается использование стальной полосы горячего цинкования сечением площадью сечения  $5 \times 50 \text{ мм}^2$ .

В качестве ЗУ используются искусственный заземлитель (внешний заземляющий контур, представляющий собой электрически связанное соединение горизонтальных и вертикальных электродов заземления и расположенный по периметру края фундамента на расстоянии 1 м от края) и естественный заземлитель (фундамент).

Расчет сопротивления ЗУ выполняется по ГОСТ Р 54418.24-2013. При расчете сопротивление естественного заземлителя не учитывается, так как ГОСТ не устанавливает методику расчета сопротивления естественного заземлителя и значение его сопротивления возможно определить только на этапе строительства с помощью измерений.

ВЭС00086.286.4.1-ИЛОЗ.1

Лист

45

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата







$$\rho = \rho_{\text{эк.в}} = \frac{\rho_1 \cdot \rho_2 \cdot \kappa_k \cdot L}{\rho_1 \cdot (d + \kappa_k \cdot L - h) + \rho_2 \cdot (h - d)},$$

где  $\kappa_k = 1$ , при  $\rho_1 > \rho_2$ ;

$\kappa_k = 1,2$ , при  $\rho_1 < \rho_2$ ;

$h$  – глубина первого слоя грунта (м);

$$\rho = \frac{200 \cdot 120 \cdot 1 \cdot 5}{200 \cdot (1 + 1 \cdot 5 - 3) + 120 \cdot (3 - 1)} = 115,385 \text{ Ом}$$

$$R_2 = \frac{115,385}{2 \cdot 12 \cdot \pi \cdot 5} \cdot \left( \ln \frac{4 \cdot 5}{0,009} - 1 + \frac{5}{20} \cdot \sum_{m=1}^{12-1} \frac{1}{\sin\left(\frac{\pi \cdot m}{12}\right)} \right) = 2,197$$

Расчет взаимного сопротивления заземления между кольцевым электродом и  $n$  числом заземляющих стержней, установленных по кругу диаметром  $D$ :

$$R_3 = \frac{\rho}{\pi^2 \cdot D} \cdot \ln \frac{4 \cdot D}{\sqrt{2 \cdot \frac{L}{e} \cdot d}}$$

$$R_3 = \frac{157,895}{\pi^2 \cdot 20} \cdot \ln \frac{4 \cdot 20}{\sqrt{2 \cdot \frac{5}{2,718} \cdot 1}} = 0,947$$

Расчет общего сопротивления базовой конструкции:

$$R_{\text{общ.}} = \frac{R_1 \cdot R_2 - R_3^2}{R_1 + R_2 - 2 \cdot R_3};$$

$$R_{\text{общ.}} = \frac{4,1098 \cdot 2,197 - 0,947^2}{4,1098 + 2,197 - 2 \cdot 0,947} = 1,843 \text{ Ом}$$

Для оценки сопротивления базовой конструкции ЗУ в любое время года, необходимо внести поправочный коэффициент на сезонные изменения в соответствии с РД 153-34.0-20.525-00. Методом линейной интерполяции находим значение поправочного коэффициента  $\kappa_c = 1,28$ . Тогда общее сопротивление базовой конструкции ЗУ в расчетный период (расчётным периодом является время года с наихудшими показателями удельного сопротивления грунта) примет следующее значение:

$$R_{\text{ЗУ.баз.расч.}} = R_{\text{общ.}} \cdot \kappa_c = 1,842916 \cdot 1,28 = 2,359 \text{ Ом}$$

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ВЭС00086.286.4.1-ИЛОЗ.1

Лист

48



ным замкнутым (кольцевым) электродом из полосовой стали, расположенную на расстоянии 1 м от фундаментов ВЭУ. В качестве вертикальных (стержневых) электродов будет использован стальной оцинкованный прокат круглого сечения диаметром 18 мм, а в качестве замкнутого (кольцевого) горизонтального электрода стальная оцинкованная полоса 50×5 мм.

Учитывая, что наружный контур фундамента модуля управления выполнен в форме прямоугольника, получаем:

- горизонтальный электрод в форме прямоугольника 22×8 м;
- 9 вертикальных электродов (5 м).

Расчет заглубленного кольцевого электрода:

$$D_{\text{пр.}} = 2 \cdot \sqrt{\frac{22 \cdot 8}{\pi}} = 14,97 \text{ м.}$$

Данные по УЭС в месте расположения МУ представлены в таблице 5.7.

Таблица 5.7 – Данные по УЭС

№ слоя	Толщина слоя, м	УЭС, Ом·м
1	от 0 до 3,3	41
2	с 3,3 до 7,7	11

Дальнейший расчет заземлителя выполняется аналогично.

Результаты расчета кольцевого заземлителя сведены в таблицу 5.8.

Таблица 5.8 – Результаты расчета заземлителя

Параметр	Ед. изм.	Значение
Эквивалентное значение удельного сопротивления двух верхних слоев	Ом·м	16,5809
Приведенный диаметр кольцевого заземлителя, $D_{\text{пр.}}$	м	14,97
Количество заземляющих стержней	шт.	9
$R_1$	Ом	0,7155
$R_2$	Ом	0,3981
$R_3$	Ом	0,1677

ВЭС00086.286.4.1-ИЛОЗ.1

Лист

50

Взам. инв. №	Таблица 5.8 – Результаты расчета заземлителя					
	Параметр		Ед. изм.		Значение	
Подп. и дата	Эквивалентное значение удельного сопротивления двух верхних слоев		Ом·м		16,5809	
	Приведенный диаметр кольцевого заземлителя, D <sub>пр.</sub>		м		14,97	
	Количество заземляющих стержней		шт.		9	
	R <sub>1</sub>		Ом		0,7155	
	R <sub>2</sub>		Ом		0,3981	
	R <sub>3</sub>		Ом		0,1677	
Инв. № подл.						ВЭС00086.286.4.1-ИЛОЗ.1
	Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	
						Лист
						50



## 6 Расчет режимов в сети 35 кВ выполнен при условии поддержания $\cos\varphi = 1$ в точке присоединения к шинам 35 кВ группы ВЭУ в составе одного присоединения 35 кВ

В данном разделе приводятся результаты расчётов уровней напряжения на шинах Холмская ВЭС и на основании этих результатов определяется необходимость мероприятий по компенсации реактивной мощности.

При расчете режимов приняты следующие расчетные условия:

- на шинах 35 кВ ПС 220 кВ поддерживается неизменное напряжение;
- согласно информации производителя, компании Vestas к ВЭУ V126-4/0/4/2 MW, Документ №0086-9008 V00 от 28.05.2019 г. при работе ВЭУ с мощностью 4,2 МВт в режиме с оптимизацией по мощности (PO1) на низковольтной стороне высоковольтного трансформатора характеристики регулирования реактивной мощности на стороне высокого напряжения высоковольтного трансформатора приблизительно составляют:
  - $\cos\varphi(BH) = 0,95/0,91$  емк./индукт. при  $U(BH) = 0,90$  о. е. напряжения,
  - $\cos\varphi(BH) = 0,94/0,88$  емк./индукт. при  $U(BH) = 1,10$  о. е. напряжения,
  - турбина способна регулировать реактивную мощность при небольшом ветре без генерирования активной мощности;
  - система автоматического управления ВЭС осуществляет групповое регулирование реактивной мощности всеми ВЭУ;
  - преобразователь контролирует преобразование тока переменной частоты, поступающего от генератора, в переменный ток постоянной частоты с требуемым для подключения к сети уровнем мощности (и другими параметрами подключения к сети).

Параметры основного оборудования Холмская ВЭС приведены в таблице 6.1.

Параметры кабельной сети 35 кВ Холмская ВЭС приведены в таблице 5.1.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Таблица 6.1 – Параметры основного оборудования Холмская ВЭС

Параметр	Значение для номинальной мощности ВЭУ 4,2 МВт (ввод в 2021 году)
Технические характеристики ВЭУ	
Номинальная мощность ВЭУ, МВт	4,2
Величина собственных нужд ВЭУ, %	2,035
Технологический минимум, МВт	0,42
Скорость набора/сброса нагрузки, МВт/сек	0,042
Пиковый ток от ВЭУ при внешних однофазных и трехфазных КЗ	1,45 от $I_{ном}$
Технические параметры генератора ВЭУ	
Тип генератора	Асинхронный с короткозамкнутым ротором
Номинальная мощность, МВт	4,45
Номинальное напряжение статора, В	800
Технические параметры выпрямителей ВЭУ	
Номинальный ток на входе, А	3600
Номинальное напряжение на входе, В	800
Номинальное напряжение на выходе, В	1200
Технические параметры инверторов ВЭУ	
Номинальная выходная мощность, МВА	5,1
Номинальное напряжение на входе, В	1200
Коэффициент мощности	0,955
Номинальное напряжение на выходе, В	720
Номинальный ток, А	4100
Пиковый ток подпитки при внешних КЗ	1,45 от $I_{ном}$
Пиковый ток подпитки при внешних КЗ, А	5930
Технические параметры генераторных трансформаторов	
Номинальная мощность, МВА	5,15
Номинальное напряжение обмоток, кВ	3/0,72
Схема соединения обмоток	Д/Ун-5
Напряжение короткого замыкания, %	9,9
Потери холостого хода, кВт	7,75
Потери короткого замыкания, кВт	35,7
Технические параметры трансформаторов повышающей ПС 220 кВ	
Номинальная мощность, МВА	2×62,9
Номинальное напряжение обмоток, кВ	115/38,5
Схема соединения обмоток	Ун/ Ун*
Напряжение короткого замыкания, %	10,5
Потери холостого хода, кВт	35
Потери короткого замыкания, кВт	245
Активное сопротивление, Ом	0,82
Реактивное сопротивление, Ом	22,1

## 6.1 Максимальные и минимальные уровни напряжения в сети 35 кВ

Согласно «Требования к обеспечению надёжности электроэнергетических систем, надёжности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методические указания по устойчивости энергосистем» (утв. Приказом Минэнерго России от 03.08.2018 №630) значение коэффициента запаса устойчивости по напряжению определяется по формуле:

$$K_{\text{и}} = \frac{U - U_{\text{кр}}}{U} = 1 - \frac{U_{\text{кр}}}{U},$$

ВЭС00086.286.4.1-ИЛОЗ.1

Лист

53

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

где  $U$  – напряжение в узле нагрузки в рассматриваемом режиме, кВ;  $U_{кр}$  – критическое напряжение в узле нагрузки, кВ

Минимальное напряжение в узлах 35 кВ определяется, исходя из минимальных коэффициентов запаса по напряжению (представлены в таблице 5 «Методических указаний по устойчивости энергосистем»), а именно:

$K_{и} = 0,15$  для нормального и утяжелённого режимов.

Таким образом, минимальное допустимое напряжение равно:

$$U_{\min} = U_{кр} \cdot (K_{и} \cdot U + 1)$$

Для нормального режима ( $KU, \min = 0,15$ ):

$$U_{\min} = 24,5 \cdot (0,15 + 1) = 28,175 \text{ кВ.}$$

Для утяжелённого режима ( $KU, \min = 0,1$ ):

$$U_{\min} = 24,5 \cdot (0,1 + 1) = 26,95 \text{ кВ.}$$

Максимально допустимое напряжение в узлах сети 35 кВ – это наибольшее рабочее напряжение, равное 40,5 кВ (в соответствии с ГОСТ Р 57382-2017 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Электроэнергетические системы. Стандартный ряд номинальных и наибольших рабочих напряжений»).

Расчётные напряжения в узловых точках Холмская ВЭС и на шинах 35 кВ ПС 220 кВ в разных режимах работы Холмская ВЭС представлены в таблице 6.2.

Таблица 6.2 – Расчётные напряжения в узловых точках Холмская ВЭС и на шинах ПС 220 кВ

№ п/п	Наименование	$U_{ном},$ кВ	Расчетные напряжения в узловых точках, кВ					
			Без выдачи генераторами ВЭУ реактивной мощности		Все генераторы ВЭС на холостом ходу		С выдачей генераторами ВЭУ реактивной мощности	
			мин.	макс.	мин.	макс.	мин.	макс.
1	ПС 220 кВ	35	35	36	35	36	35	36
2	РУ-35 кВ СШ МУ Холмская ВЭС	35	34,99	35,99	35	36	34,99	35,99
3	ВЭУ №1	35	34,74	35,75	35,01	36,01	34,70	35,71
4	ВЭУ №2	35	34,82	35,83	35,01	36,01	34,79	35,80
5	ВЭУ №3	35	34,53	35,54	35,02	36,02	34,47	35,49
6	ВЭУ №4	35	34,95	35,95	35,00	36,00	34,94	35,94
7	ВЭУ №5	35	34,48	35,49	35,02	36,02	34,42	35,44

ВЭС00086.286.4.1-ИЛОЗ.1

Лист

54

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

№ п/п	Наименование	$U_{ном},$ кВ	Расчетные напряжения в узловых точках, кВ					
			Без выдачи генераторами ВЭУ реактивной мощно- сти		Все генераторы ВЭС на холостом ходу		С выдачей генераторами ВЭУ реактивной мощно- сти	
			мин.	макс.	мин.	макс.	мин.	макс.
8	ВЭУ №6	35	34,63	35,64	35,01	36,01	34,61	35,62
9	ВЭУ №7	35	34,71	35,72	35,01	36,01	34,69	35,70
10	ВЭУ №8	35	34,85	35,86	35,01	36,01	34,84	35,84
11	ВЭУ №9	35	34,67	35,68	35,02	36,01	34,62	35,63
12	ВЭУ №10	35	34,63	35,64	35,02	36,02	34,57	35,58
13	ВЭУ №11	35	34,43	35,45	35,02	36,02	34,37	35,38
14	ВЭУ №12	35	34,50	35,51	35,02	36,02	34,44	35,45
15	ВЭУ №13	35	34,95	35,95	35,00	36,00	34,94	35,94
16	ВЭУ №14	35	34,48	35,49	35,02	36,02	34,42	35,44
17	ВЭУ №15	35	34,71	35,72	35,01	36,01	34,69	35,70
18	ВЭУ №16	35	34,85	35,86	35,01	36,01	34,84	35,84
19	ВЭУ №17	35	34,74	35,75	35,01	36,01	34,70	35,71
20	ВЭУ №18	35	34,82	35,83	35,01	36,01	34,79	35,80
21	ВЭУ №19	35	34,63	35,64	35,01	36,01	34,61	35,62
22	ВЭУ №20	35	34,71	35,72	35,01	36,01	34,69	35,70

Вывод. Анализ результатов расчетов режимов работы электрической сети напряжением 35 кВ показал, что напряжение на шинах 35 кВ ВЭУ в расчетных режимах обеспечиваются в допустимых пределах.

Для обеспечения технических требований к уровню напряжения установка дополнительных компенсирующих устройств на шинах 35 кВ Холмская ВЭС и на шинах ПС 220 кВ в период до 2026 года не требуется.

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

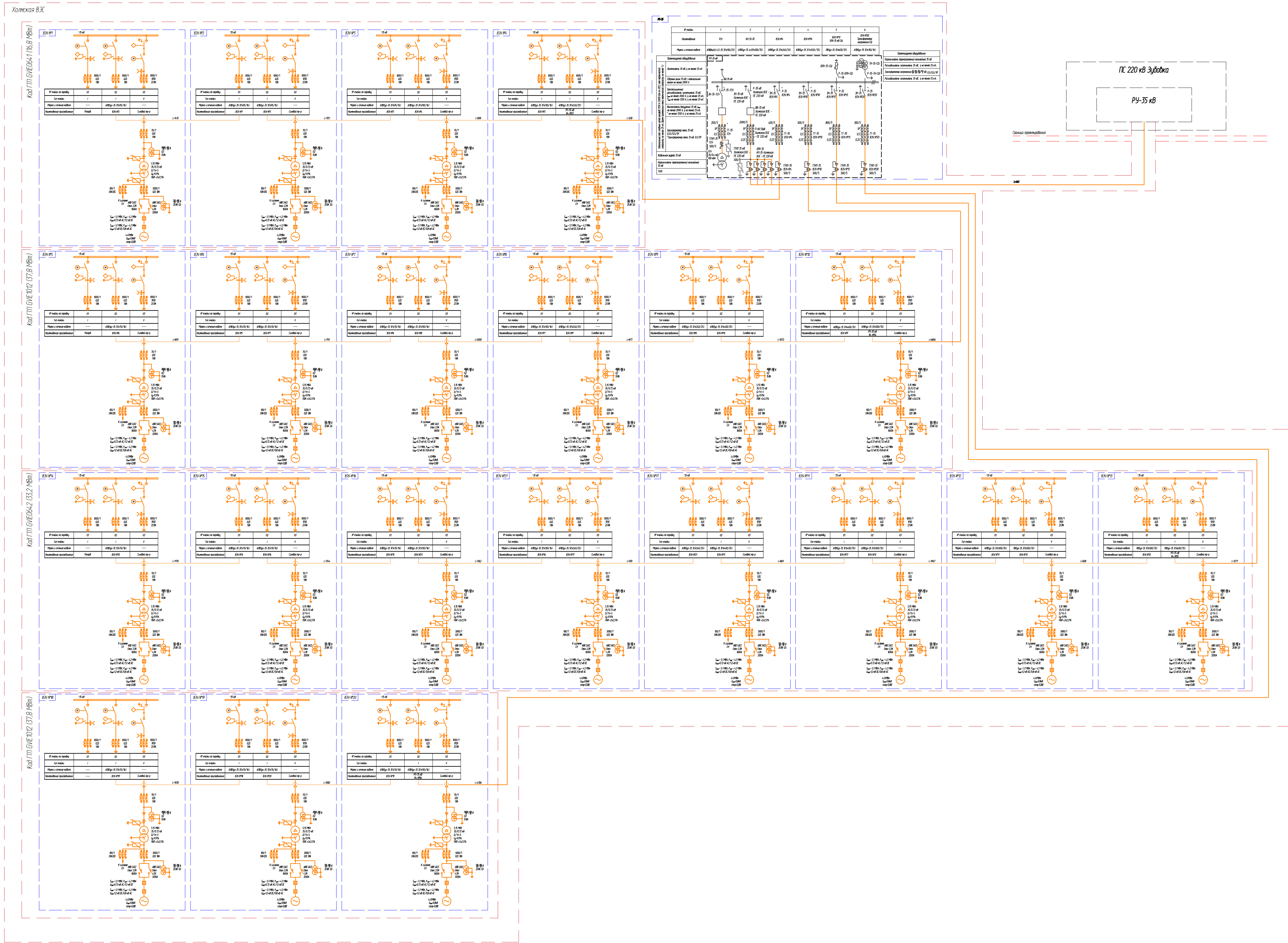
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ВЭС00086.286.4.1-ИЛОЗ.1

Лист

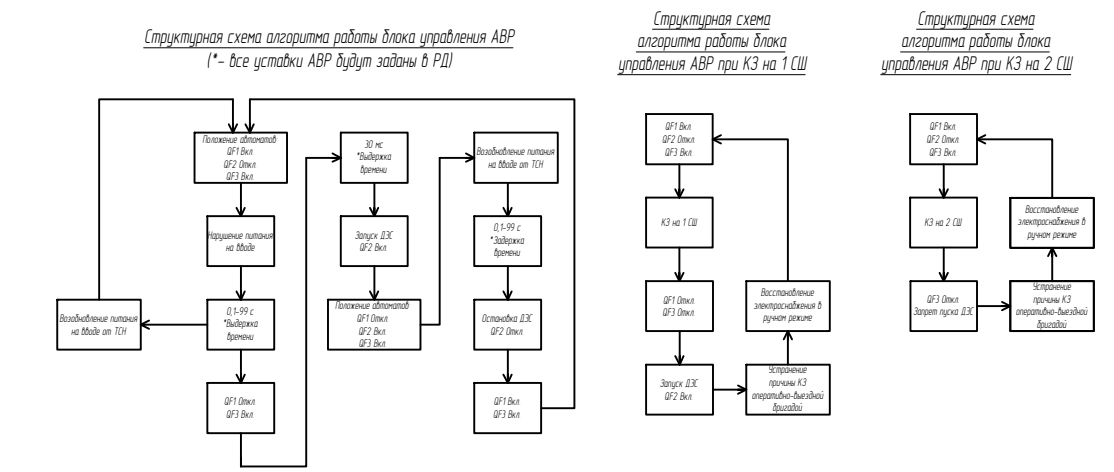
55







Значения токов работы по КЗ	
Участок КЛ	Максимальный рабочий ток участка, А
ВЗН М1	7873
ВЗН М2	15746
ВЗН М3	23619
ВЗН М4	31692
ВЗН М5	7873
ВЗН М6	15746
ВЗН М7	23619
ВЗН М8	31692
ВЗН М9	39565
ВЗН М10	47238
ВЗН М11	7873
ВЗН М12	15746
ВЗН М13	23619
ВЗН М14	31692
ВЗН М15	39565
ВЗН М16	47238
ВЗН М17	7873
ВЗН М18	15746
ВЗН М19	23619
ВЗН М20	31692
ВЗН М21	39565
ВЗН М22	47238
ВЗН М23	7873
ВЗН М24	15746
ВЗН М25	23619
ВЗН М26	31692
ВЗН М27	39565
ВЗН М28	47238
ВЗН М29	7873
ВЗН М30	15746
ВЗН М31	23619
ВЗН М32	31692
ВЗН М33	39565
ВЗН М34	47238
ВЗН М35	7873
ВЗН М36	15746
ВЗН М37	23619
ВЗН М38	31692
ВЗН М39	39565
ВЗН М40	47238
ВЗН М41	7873
ВЗН М42	15746
ВЗН М43	23619
ВЗН М44	31692
ВЗН М45	39565
ВЗН М46	47238
ВЗН М47	7873
ВЗН М48	15746
ВЗН М49	23619
ВЗН М50	31692
ВЗН М51	39565
ВЗН М52	47238
ВЗН М53	7873
ВЗН М54	15746
ВЗН М55	23619
ВЗН М56	31692
ВЗН М57	39565
ВЗН М58	47238
ВЗН М59	7873
ВЗН М60	15746
ВЗН М61	23619
ВЗН М62	31692
ВЗН М63	39565
ВЗН М64	47238
ВЗН М65	7873
ВЗН М66	15746
ВЗН М67	23619
ВЗН М68	31692
ВЗН М69	39565
ВЗН М70	47238
ВЗН М71	7873
ВЗН М72	15746
ВЗН М73	23619
ВЗН М74	31692
ВЗН М75	39565
ВЗН М76	47238
ВЗН М77	7873
ВЗН М78	15746
ВЗН М79	23619
ВЗН М80	31692
ВЗН М81	39565
ВЗН М82	47238
ВЗН М83	7873
ВЗН М84	15746
ВЗН М85	23619
ВЗН М86	31692
ВЗН М87	39565
ВЗН М88	47238
ВЗН М89	7873
ВЗН М90	15746
ВЗН М91	23619
ВЗН М92	31692
ВЗН М93	39565
ВЗН М94	47238
ВЗН М95	7873
ВЗН М96	15746
ВЗН М97	23619
ВЗН М98	31692
ВЗН М99	39565
ВЗН М100	47238
ВЗН М101	7873
ВЗН М102	15746
ВЗН М103	23619
ВЗН М104	31692
ВЗН М105	39565
ВЗН М106	47238
ВЗН М107	7873
ВЗН М108	15746
ВЗН М109	23619
ВЗН М110	31692
ВЗН М111	39565
ВЗН М112	47238
ВЗН М113	7873
ВЗН М114	15746
ВЗН М115	23619
ВЗН М116	31692
ВЗН М117	39565
ВЗН М118	47238
ВЗН М119	7873
ВЗН М120	15746
ВЗН М121	23619
ВЗН М122	31692
ВЗН М123	39565
ВЗН М124	47238
ВЗН М125	7873
ВЗН М126	15746
ВЗН М127	23619
ВЗН М128	31692
ВЗН М129	39565
ВЗН М130	47238
ВЗН М131	7873
ВЗН М132	15746
ВЗН М133	23619
ВЗН М134	31692
ВЗН М135	39565
ВЗН М136	47238
ВЗН М137	7873
ВЗН М138	15746
ВЗН М139	23619
ВЗН М140	31692
ВЗН М141	39565
ВЗН М142	47238
ВЗН М143	7873
ВЗН М144	15746
ВЗН М145	23619
ВЗН М146	31692
ВЗН М147	39565
ВЗН М148	47238
ВЗН М149	7873
ВЗН М150	15746
ВЗН М151	23619
ВЗН М152	31692
ВЗН М153	39565
ВЗН М154	47238
ВЗН М155	7873
ВЗН М156	15746
ВЗН М157	23619
ВЗН М158	31692
ВЗН М159	39565
ВЗН М160	47238
ВЗН М161	7873
ВЗН М162	15746
ВЗН М163	23619
ВЗН М164	31692
ВЗН М165	39565
ВЗН М166	47238
ВЗН М167	7873
ВЗН М168	15746
ВЗН М169	23619
ВЗН М170	31692
ВЗН М171	39565
ВЗН М172	47238
ВЗН М173	7873
ВЗН М174	15746
ВЗН М175	23619
ВЗН М176	31692
ВЗН М177	39565
ВЗН М178	47238
ВЗН М179	7873
ВЗН М180	15746
ВЗН М181	23619
ВЗН М182	31692
ВЗН М183	39565
ВЗН М184	47238
ВЗН М185	7873
ВЗН М186	15746
ВЗН М187	23619
ВЗН М188	31692
ВЗН М189	39565
ВЗН М190	47238
ВЗН М191	7873
ВЗН М192	15746
ВЗН М193	23619
ВЗН М194	31692
ВЗН М195	39565
ВЗН М196	47238
ВЗН М197	7873
ВЗН М198	15746
ВЗН М199	23619
ВЗН М200	31692
ВЗН М201	39565
ВЗН М202	47238
ВЗН М203	7873
ВЗН М204	15746
ВЗН М205	23619
ВЗН М206	31692
ВЗН М207	39565
ВЗН М208	47238
ВЗН М209	7873
ВЗН М210	15746
ВЗН М211	23619
ВЗН М212	31692
ВЗН М213	39565
ВЗН М214	47238
ВЗН М215	7873
ВЗН М216	15746
ВЗН М217	23619
ВЗН М218	31692
ВЗН М219	39565
ВЗН М220	47238
ВЗН М221	7873
ВЗН М222	15746
ВЗН М223	23619
ВЗН М224	31692
ВЗН М225	39565
ВЗН М226	47238
ВЗН М227	7873
ВЗН М228	15746
ВЗН М229	23619
ВЗН М230	31692
ВЗН М231	39565
ВЗН М232	47238
ВЗН М233	7873
ВЗН М234	15746
ВЗН М235	23619
ВЗН М236	31692
ВЗН М237	39565
ВЗН М238	47238
ВЗН М239	7873
ВЗН М240	15746
ВЗН М241	23619
ВЗН М242	31692
ВЗН М243	39565
ВЗН М244	47238
ВЗН М245	7873
ВЗН М246	15746
ВЗН М247	23619
ВЗН М248	31692
ВЗН М249	39565
ВЗН М250	47238


Значения токов КЗ	
Наименование точки КЗ	Ток, кА
ВЗН М1	7.08
ВЗН М2	8.81
ВЗН М3	10.87
ВЗН М4	12.35
ВЗН М5	5.28
ВЗН М6	5.99
ВЗН М7	6.82
ВЗН М8	8.20
ВЗН М9	8.72
ВЗН М10	9.22
ВЗН М11	5.27
ВЗН М12	6.29
ВЗН М13	8.03
ВЗН М14	9.10
ВЗН М15	9.83
ВЗН М16	10.38
ВЗН М17	11.66
ВЗН М18	12.21
ВЗН М19	5.38
ВЗН М20	6.30
ВЗН М21	7.63
ВЗН М22	8.87
ВЗН М23	5.38
ВЗН М24	6.30
ВЗН М25	7.63
ВЗН М26	8.87
ВЗН М27	5.38
ВЗН М28	6.30
ВЗН М29	7.63
ВЗН М30	8.87
ВЗН М31	5.38
ВЗН М32	6.30
ВЗН М33	7.63
ВЗН М34	8.87
ВЗН М35	5.38
ВЗН М36	6.30
ВЗН М37	7.63
ВЗН М38	8.87
ВЗН М39	5.38
ВЗН М40	6.30
ВЗН М41	7.63
ВЗН М42	8.87
ВЗН М43	5.38
ВЗН М44	6.30
ВЗН М45	7.63
ВЗН М46	8.87
ВЗН М47	5.38
ВЗН М48	6.30
ВЗН М49	7.63
ВЗН М50	8.87
ВЗН М51	5.38
ВЗН М52	6.30
ВЗН М53	7.63
ВЗН М54	8.87
ВЗН М55	5.38
ВЗН М56	6.30
ВЗН М57	7.63
ВЗН М58	8.87
ВЗН М59	5.38
ВЗН М60	6.30
ВЗН М61	7.63
ВЗН М62	8.87
ВЗН М63	5.38
ВЗН М64	6.30
ВЗН М65	7.63
ВЗН М66	8.87
ВЗН М67	5.38
ВЗН М68	6.30
ВЗН М69	7.63
ВЗН М70	8.87
ВЗН М71	5.38
ВЗН М72	6.30
ВЗН М73	7.63
ВЗН М74	8.87
ВЗН М75	5.38
ВЗН М76	6.30
ВЗН М77	7.63
ВЗН М78	8.87
ВЗН М79	5.38
ВЗН М80	6.30
ВЗН М81	7.63
ВЗН М82	8.87
ВЗН М83	5.38
ВЗН М84	6.30
ВЗН М85	7.63
ВЗН М86	8.87
ВЗН М87	5.38
ВЗН М88	6.30
ВЗН М89	7.63
ВЗН М90	8.87
ВЗН М91	5.38
ВЗН М92	6.30
ВЗН М93	7.63
ВЗН М94	8.87
ВЗН М95	5.38
ВЗН М96	6.30
ВЗН М97	7.63
ВЗН М98	8.87
ВЗН М99	5.38
ВЗН М100	6.30
ВЗН М101	7.63
ВЗН М102	8.87
ВЗН М103	5.38
ВЗН М104	6.30
ВЗН М105	7.63
ВЗН М106	8.87
ВЗН М107	5.38
ВЗН М108	6.30
ВЗН М109	7.63
ВЗН М110	8.87
ВЗН М111	5.38
ВЗН М112	6.30
ВЗН М113	7.63
ВЗН М114	8.87
ВЗН М115	5.38
ВЗН М116	6.30
ВЗН М117	7.63
ВЗН М118	8.87
ВЗН М119	5.38
ВЗН М120	6.30
ВЗН М121	7.63
ВЗН М122	8.87
ВЗН М123	5.38
ВЗН М124	6.30
ВЗН М125	7.63
ВЗН М126	8.87
ВЗН М127	5.38
ВЗН М128	6.30
ВЗН М129	7.63
ВЗН М130	8.87
ВЗН М131	5.38
ВЗН М132	6.30
ВЗН М133	7.63
ВЗН М134	8.87
ВЗН М135	5.38
ВЗН М136	6.30
ВЗН М137	7.63
ВЗН М138	8.87
ВЗН М139	5.38
ВЗН М140	6.30
ВЗН М141	7.63
ВЗН М142	8.87
ВЗН М143	5.38
ВЗН М144	6.30
ВЗН М145	7.63
ВЗН М146	8.87
ВЗН М147	5.38
ВЗН М148	6.30
ВЗН М149	7.63
ВЗН М150	8.87
ВЗН М151	5.38
ВЗН М152	6.30
ВЗН М153	7.63
ВЗН М154	8.87
ВЗН М155	5.38
ВЗН М156	6.30
ВЗН М157	7.63
ВЗН М158	8.87
ВЗН М159	5.38
ВЗН М160	6.30
ВЗН М161	7.63
ВЗН М162	8.87
ВЗН М163	5.38
ВЗН М164	6.30
ВЗН М165	7.63
ВЗН М166	8.87
ВЗН М167	5.38
ВЗН М168	6.30
ВЗН М169	7.63
ВЗН М170	8.87
ВЗН М171	5.38
ВЗН М172	6.30
ВЗН М173	7.63
ВЗН М174	8.87
ВЗН М175	5.38
ВЗН М176	6.30
ВЗН М177	7.63
ВЗН М178	8.87
ВЗН М179	5.38
ВЗН М180	6.30
ВЗН М181	7.63
ВЗН М182	8.87
ВЗН М183	5.38
ВЗН М184	6.30
ВЗН М185	7.63
ВЗН М186	8.87
ВЗН М187	5.38
ВЗН М188	6.30
ВЗН М189	7.63
ВЗН М190	8.87
ВЗН М191	5.38
ВЗН М192	6.30
ВЗН М193	7.63
ВЗН М194	8.87
ВЗН М195	5.38
ВЗН М196	6.30
ВЗН М197	7.63
ВЗН М198	8.87
ВЗН М199	5.38
ВЗН М200	6.30
ВЗН М201	7.63
ВЗН М202	8.87
ВЗН М203	5.38
ВЗН М204	6.30
ВЗН М205	7.63
ВЗН М206	8.87
ВЗН М207	5.38
ВЗН М208	6.30
ВЗН М209	7.63
ВЗН М210	8.87
ВЗН М211	5.38
ВЗН М212	6.30
ВЗН М213	7.63
ВЗН М214	8.87
ВЗН М215	5.38
ВЗН М216	6.30
ВЗН М217	7.63
ВЗН М218	8.87
ВЗН М219	5.38
ВЗН М220	6.30
ВЗН М221	7.63
ВЗН М222	8.87
ВЗН М223	5.38
ВЗН М224	6.30
ВЗН М225	7.63
ВЗН М226	8.87
ВЗН М227	5.38
ВЗН М228	6.30





Условные обозначения:

 QFx x – порядковый номер АВ

 32А – номинальный ток АВ






 256А – установка распределителей токов короткого замыкания

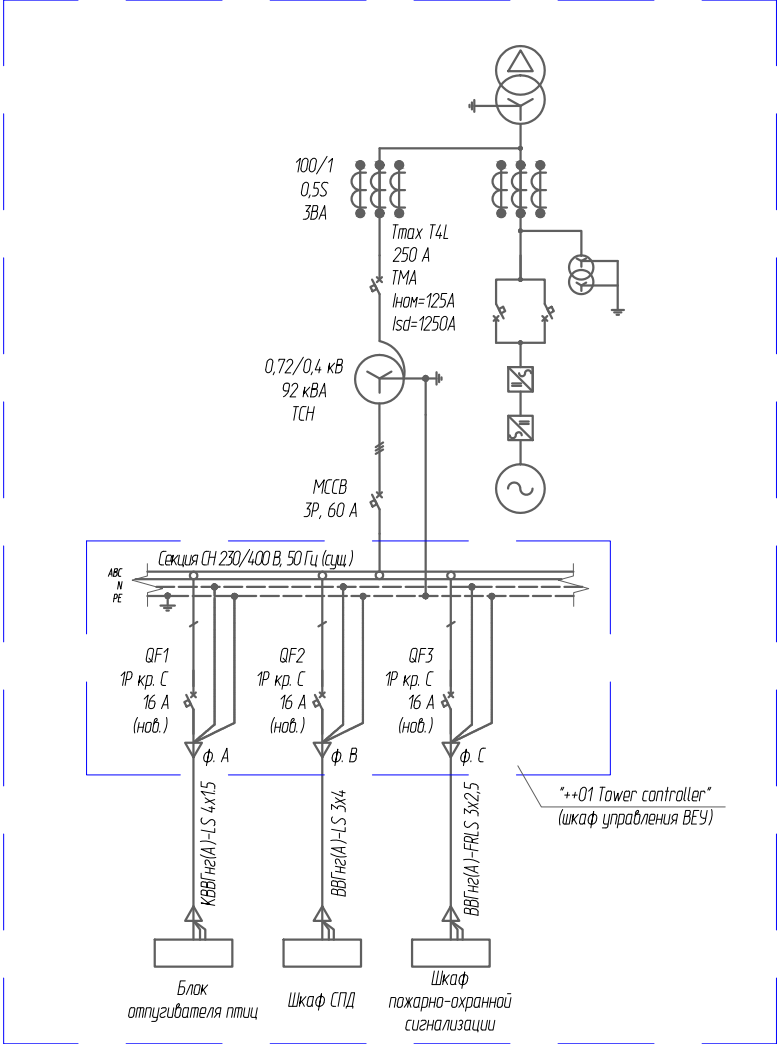
 1Р, 3Р – количество полюсов

 6кА – отключающая способность

Примечания:






- 1 Шкаф РЧН-0,4 кВ входит в комплект поставки модуля управления ВЭС;
- 2 ВЭЗ шкафа РЧН-0,4 кВ нормально включен;
- 3 Отключающая способность автоматических выключателей при КЗ, не менее 6 кА;
- 4 Чертеж не является основанием для нарезки кабелей;
- 5 Кабели нарезаются по фактически проложенной трассе;
- 6 Питание электроприемников выполнять от сети 400/230 В с системой заземления TN-S;
- 7 Количество ВЛ и параметры АВ на ВЛ могут быть уточнены на стадии Рабочая документация

						ВЭС00086 286 4.1-И/03.102		
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата			
Разработ		Егоров			12.19	"Холмская ВЭС" Ветровая электрическая станция, внутриплощадочные автомобильные дороги	Страница	Лист
Проверил		Вершинин			12.19		П	1
Нач. отд.		Вершинин			12.19			
ГИП		Гусев			12.19	Схема электрическая СН-0,4 кВ МУ Холмская ВЭС	ООО "ЕРСМ Сибдари"	
Н. контр.		Пирогова			12.19			
Утв.								



Примечание – дополнительные коммутационные АВ устанавливаются заводом изготовителем ВЭУ.

Согласовано					
Взам. инв. №					
Подпись и дата					
Инв. № подл.					

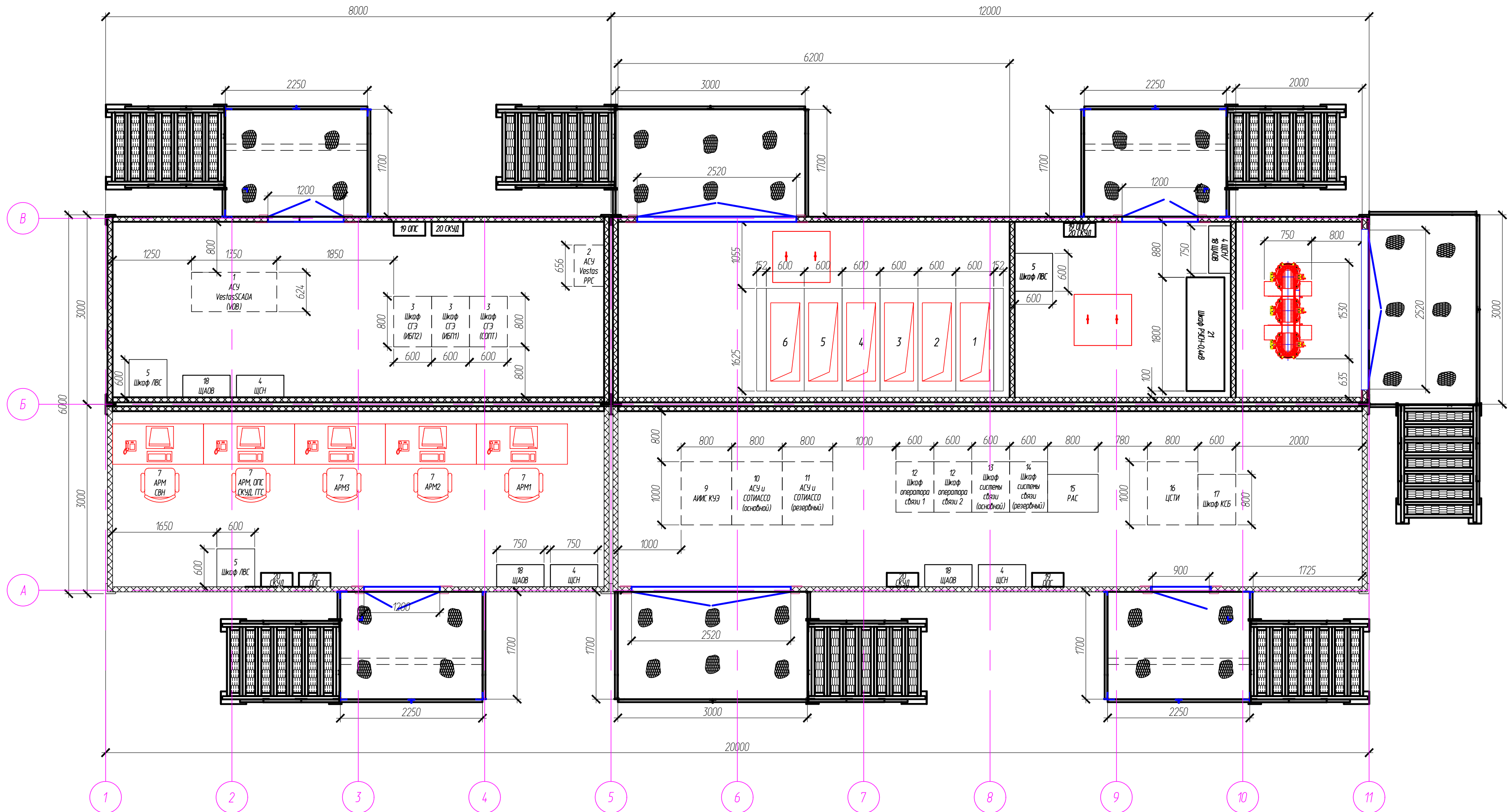
						ВЭС00086.286.4.1-ИЛОЗ.1.03				
						ООО "Одиннадцатый Ветропарк ФРВ"				
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата					
Разраб.		Егоров			12.19	"Холмская ВЭС. Ветровая электрическая станция, внутриплощадочные автомобильные дороги"		Стадия	Лист	Листов
Проверил		Вершинин			12.19			П		1
Нач. отд.		Вершинин			12.19					
ГИП		Гусев			12.19	Блок-схема питания дополнительного оборудования ВЭУ		ООО "ЕРСМ Сибдир"		
Н. контр.		Пирогова			12.19					
Утв.										



Потребители собственных нужд			Установленная мощность		η	cos φ	tg φ	Расчетная нагрузка на трансформатор						63		
			Мощность в единице и количество, кВт	Рабочая мощность, кВт				Лето			Зима					
								Kи	Pл, кВт	Qл, кВар	Kи	Pз, кВт	Qз, кВар			
СН-0,4 кВ																
Шкаф АСУ Vestas PPC			1,12	1,12	1	1	0	1	1,12	0	1	1,12	0			
Шкаф АСУ Vestas SCADA			3,9	3,9	1	1	0	1	3,9	0	1	3,9	0			
Шкаф ИБП1, ИБП2			10,5х2	21	1	1	0	0,6	12,6	0	0,6	12,6	0			
ЗВУ 1, ЗВУ 2			2,3х2	4,6	1	1	0	0,3	1,38	0	0,3	1,38	0			
Взвод пружин выключателя КРУЭ-35 кВ			0,2х2	0,4	1	1	0	0,1	0,04	0	0,1	0,04	0			
ЩСН Модуля систем			5,4	5,4	1	0,9	0,48	0,9	4,86	2,333	1	5,4	2,592			
ЩСН Модуля РУ-35 кВ			5,4	5,4	1	0,9	0,48	0,9	4,86	2,333	1	5,4	2,592			
ЩСН Модуля АСУ и СГЭ			4,9	4,9	1	0,9	0,48	0,9	4,41	2,117	1	4,9	2,352			
ЩСН Модуля АРМ			4,9	4,9	1	0,9	0,48	0,9	4,41	2,117	1	4,9	2,352			
ЩАОВ Модуля систем			15,2	15,2	1	0,85	0,62	0,8	12,16	7,539	0,8	12,16	7,539			
ЩАОВ Модуля РУ-35 кВ			4,2	4,2	1	0,85	0,62	0,8	3,36	2,083	0,8	3,36	2,083			
ЩАОВ Модуля АСУ и СГЭ			10,2	10,2	1	0,85	0,62	0,8	8,16	5,059	0,8	8,16	5,059			
ЩАОВ Модуля АРМ			6,7	6,7	1	0,85	0,62	0,8	5,36	3,323	0,8	5,36	3,323			
Согласовано			Шкаф СН ДЭС			4,0	4,0	1	1	0	1	4	0	1	4	0
			ОПС Модуля систем			0,1	0,1	1	1	0	1	0,1	0	1	0,1	0
			ОПС Модуля РУ-35 кВ			0,1	0,1	1	1	0	1	0,1	0	1	0,1	0
			ОПС Модуля АСУ и СГЭ			0,1	0,1	1	1	0	1	0,1	0	1	0,1	0
			ОПС Модуля АРМ			0,1	0,1	1	1	0	1	0,1	0	1	0,1	0
			СКУД Модуля систем			0,1	0,1	1	1	0	1	0,1	0	1	0,1	0
			СКУД Модуля РУ-35 кВ			0,1	0,1	1	1	0	1	0,1	0	1	0,1	0
			СКУД Модуля АСУ и СГЭ			0,1	0,1	1	1	0	1	0,1	0	1	0,1	0
			СКУД Модуля АРМ			0,1	0,1	1	1	0	1	0,1	0	1	0,1	0
	Взам. инв. №	Освещение шкафов			0,46	0,46	1	1	0	0,1	0,046	0	0,1	0,046	0	
Итого:								71,42	26,904		73,48	27,893				
Итого S, кВА:								76,319				78,596				
Подпись и дата	<div>Итоговый cos φ=<math>\frac{P_3}{S_3}=\frac{74,035}{79,115}=0,936</math></div>							ВЭС00086.286.4.1-ИЛОЗ.1.04								
								ООО "Одиннадцатый Ветропарк ФРВ"								
Инв. № подл.	Примечания: 1 Нагрузки электроприемников могут быть уточнены в стадии РД, при этом суммарная расчетная нагрузка не будет превышать мощность выбранного ТСН; 2 К установке принят сухой трансформатор 35/04, мощностью 100 кВА.		Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	"Холмская ВЭС. Ветропарная электрическая станция, внутриплощадочные автомобильные дороги"			Стадия	Лист	Листов		
			Разраб.		Белова			12.19				П		1		
			Проверил		Вершинин			12.19								
			Нач. отд.		Вершинин			12.19								
			ГИП		Гусев			12.19	Расчет ТСН 35/0,4 100 кВА			ООО "ЕРСМ Сибири"				
			Н. контр.		Пирогова			12.19								
			Утв.													

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

План расположения оборудования в  
МУ Холмская ВЭС  
М 1:50



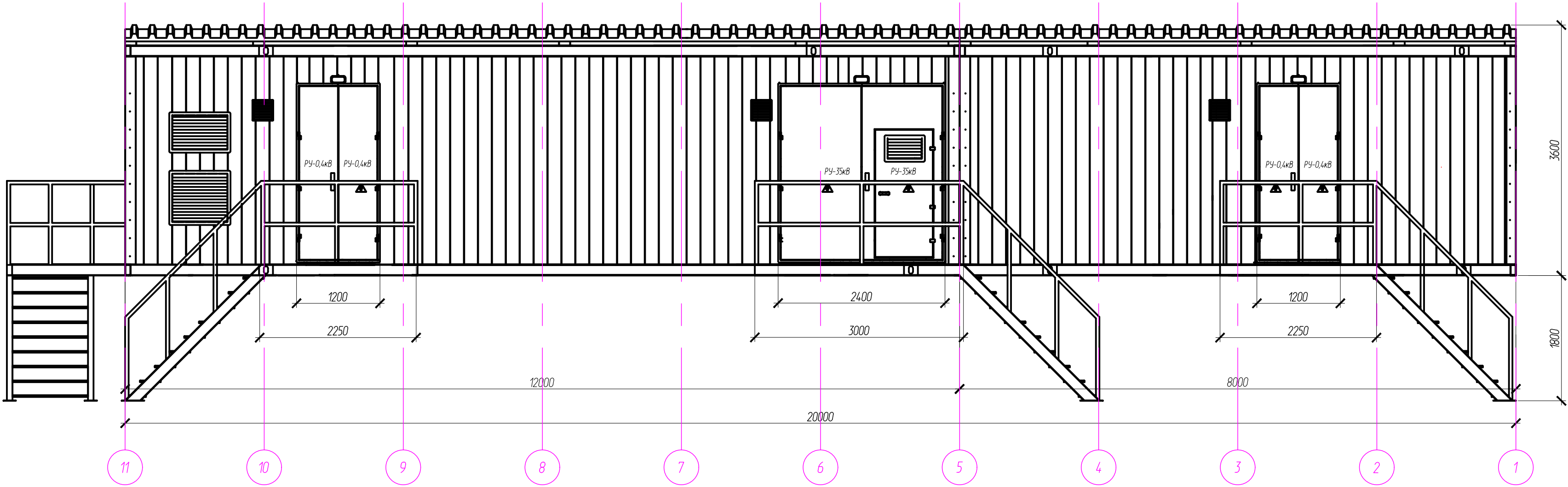
Экспликация оборудования				
Поз.	Наименование	Ед.	Кол-во	Производитель
1	Шкаф АСУ Vestas SCADA (VOB)	шт.	1	Дополнительное оборудование
2	Шкаф АСУ Vestas PPC	шт.	1	Дополнительное оборудование
3	Шкафы ЦЭ (системы гарантированного электроснабжения в составе ИБП №1, ИБП №2, СОПТ)	шт.	3	Дополнительное оборудование
4	ЩСН модульного здания	шт.	4	
5	Шкаф ЛВС (для организации доступа к ЛВС)	шт.	3	Дополнительное оборудование
6	ТСН типа ТСН-100/35-УЗ	шт.	1	
7	АРМ	шт.	5	Дополнительное оборудование
8	Распределительное устройство 35кВ КРУЭ 80А Siemens (или эквивалентное оборудование)	шт.	6	
9	АИИС КУЭ Шкаф серверов	шт.	1	Дополнительное оборудование
10	Шкаф АСУ и СОТИ АССО Основной	шт.	1	Дополнительное оборудование
11	Шкаф АСУ и СОТИ АССО Резервный	шт.	1	Дополнительное оборудование
12	Системы связи Шкаф оператора связи	шт.	2	Дополнительное оборудование
13	Шкаф системы связи Основной	шт.	1	Дополнительное оборудование
14	Шкаф системы связи Резервный	шт.	1	Дополнительное оборудование
15	Шкаф РАС (регистратор аварийных событий)	шт.	1	Дополнительное оборудование
16	Шкаф ЦСТИ (центра сбора технологической информации)	шт.	1	Дополнительное оборудование
17	Шкаф КСБ	шт.	1	Дополнительное оборудование
18	Щит автоматики отопления вентиляции (ЩАОВ)	шт.	4	
19	Шкаф охранно-пожарной сигнализации (ОПС)	шт.	4	НВП "Болид"
20	Шкаф системы безопасности (СКУД)	шт.	4	НВП "Болид"
21	Шкаф РЭНН-0,4 кВ	шт.	1	

- Примечания:
- Расстановка навесного и шкафного оборудования носит условный характер. На этапе изготовления и проработки конструкторской документации завод-производитель может вносить корректировки по установке оборудования, не влияющие на изменение технических характеристик МУ.
  - Габаритные размеры технологических отверстий для ввода кабельных линий показаны условно.
  - Габаритные размеры ЩСН, СКУД, РЭНН-0,4кВ уточняются при разработке конструкторской документации.
  - Пакетирование "Дополнительного оборудования" (согласно спецификации) производится заводом-изготовителем по схемам предоставленным Заказчиком.
  - Подвод кабелей к шкафам выполнять через отверстия в полу. Зона ввода/вывода контрольных кабелей условно не показана.
  - Согласовывается дополнительно с Проектной организацией или Заказчиком до передачи заказа в производство.
  - Кабельные конструкции для прокладки кабеля в МУ ВЭС входят в комплект поставки, места установки уточняются при разработке конструкторской документации.
  - Крыша всего здания двухскатная, транспортируется отдельным грузовым местом. Показана условно. Точный конструктив будет определен при разработке КД.
  - Высота помещений от пола до потолка 3000 мм.
  - Системы окраски металлических конструкций БМЗ: - грунт Тетрапарт ЕЕ (40...60 мкм)/ ВКФ-093 (18-24 мкм); - алкидная краска Tetralas FDSO (40...60 мкм).
  - Площадки обслуживания применены для высоты фундамента Н=18 м.
  - Количество и расположение свай определяет проектная организация, осуществляющая привязку объекта.
  - Крепление блочно-модульного здания к фундаменту производится при помощи сварки.
  - Максимальная вертикальная нагрузка от блока на фундамент - равномерно распределенная и составляет q=1000 кг/м.
  - Габаритные размеры оборудования установленного в МУ ВЭС, габаритные размеры проходов, расположение отверстий проемов, входов, шкафов и щитов могут быть уточнены на стадии РД.

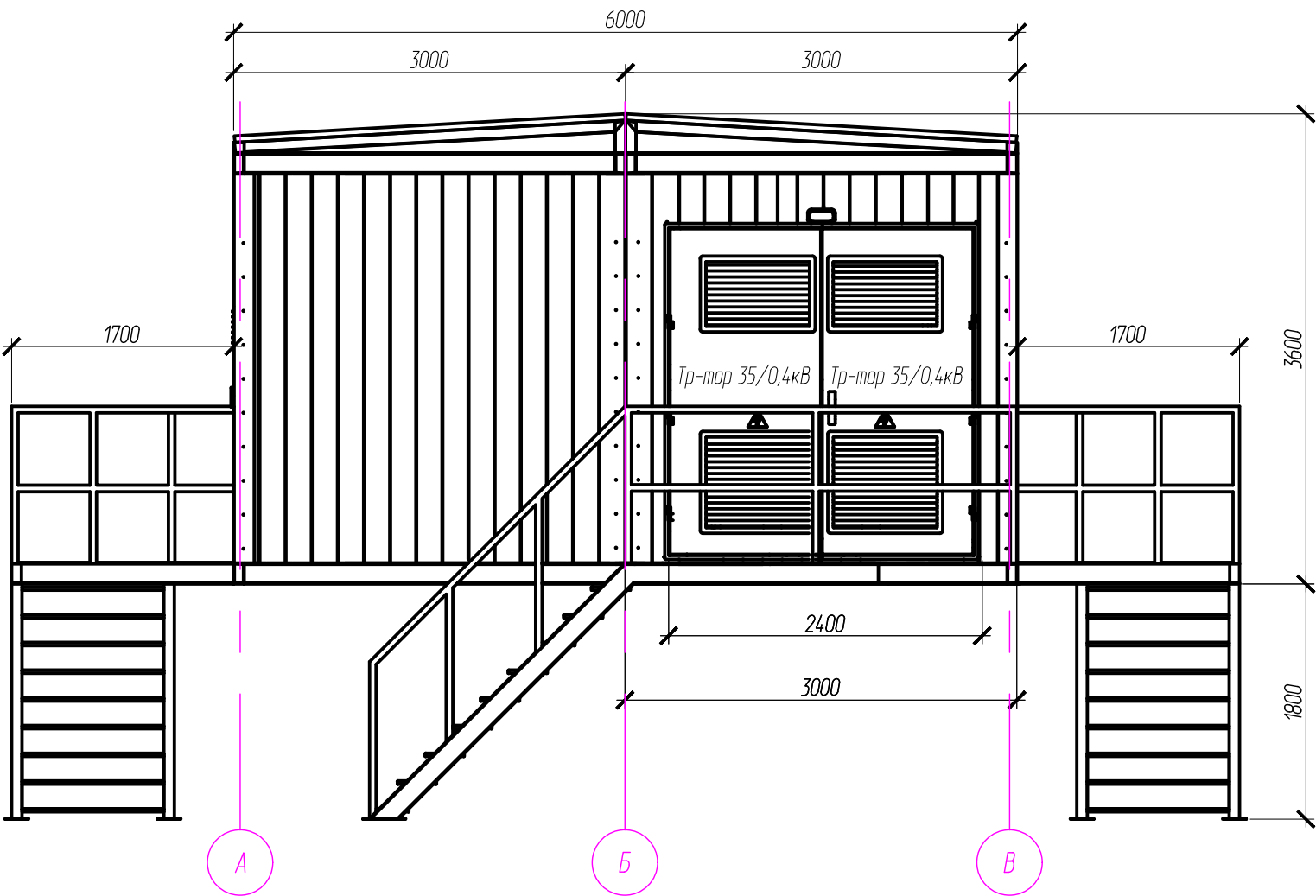
ВЭС00086.286.4.1-И/О3.105					
ООО "Одиннадцатый Ветропарк ФРВ"					
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разраб.	Егоров	12.19			
Проверил	Вершинин	12.19			
Нач. отд.	Вершинин	12.19			
ЛП	Гусев	12.19			
Н. контр.	Пирогова	12.19			
Утв.					
Холмская ВЭС			Стация		
Ветропарковая станция, вытупляющие объекты			Лист		
План расположения оборудования в МУ Холмская ВЭС			Листов		
			1		
			ООО "ЕРСМ Сибири"		

Фасады модуля управления  
(1:50)

Фасад 1-11



Фасад А-В



						ВЭС00086.286.4.1-И/ОЗ.1.06			
						ООО "Одиннадцатый Ветропарк ФРВ"			
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	"Холмская ВЭС ветровая электрическая станция, внутриплощадочные автомобильные дороги"	Стадия	Лист	Листов
Разработ.		Егоров			12.19		П		1
Проверил		Вершинин			12.19				
Нач. отд.		Вершинин			12.19				
ГИП		Гусев			12.19				
Н. контр.		Пирогова			12.19	Фасады модуля управления	ООО "ЕРСМ Сибири"		
Умб.									



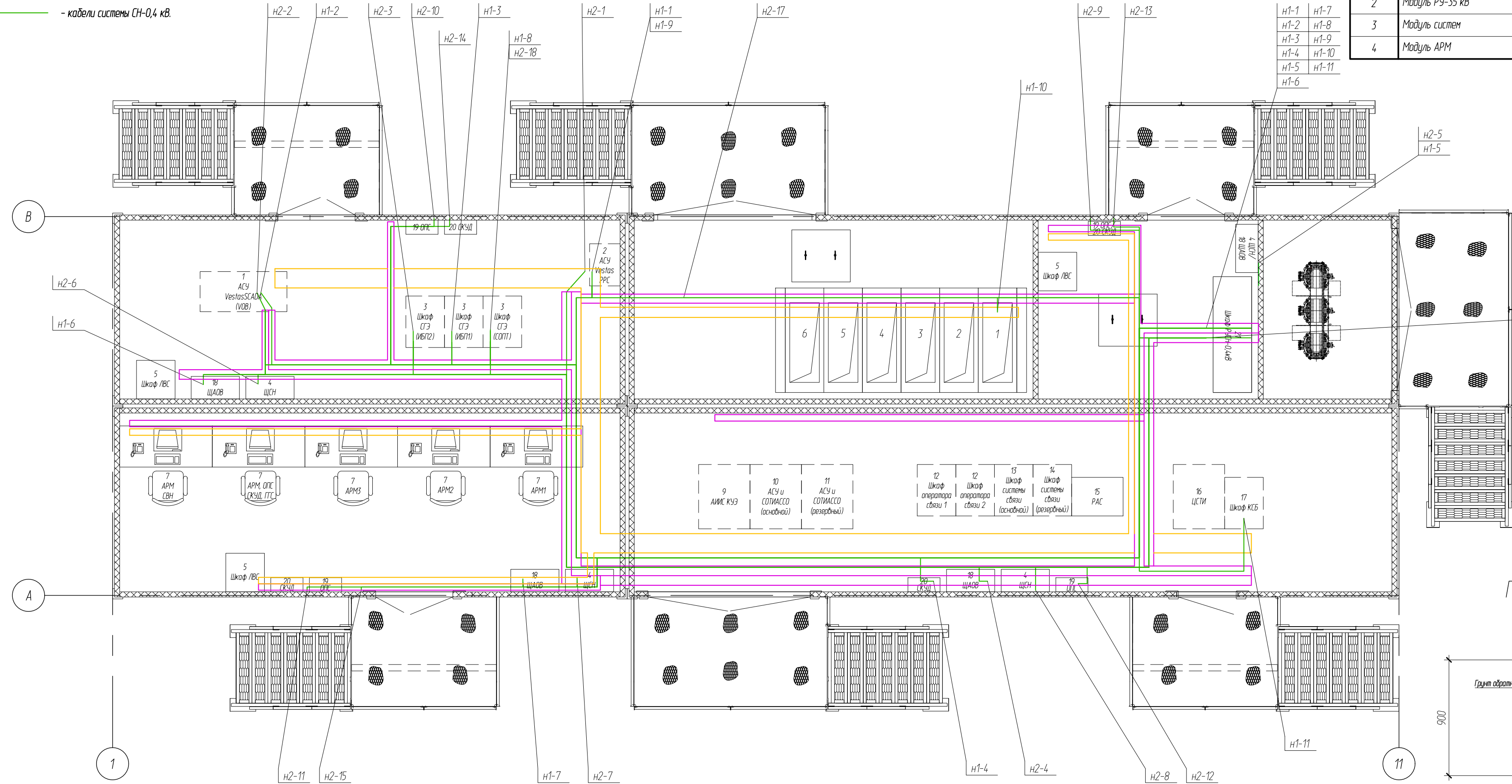
Условные обозначения:

- трассы для слаботочной сети;
- трассы для силовой сети 0,4 кВ;
- кабели системы СН-0,4 кВ.

План раскладки кабелей системы СН-0,4 кВ  
в здании МУ Холмская ВЭС  
(1:50)

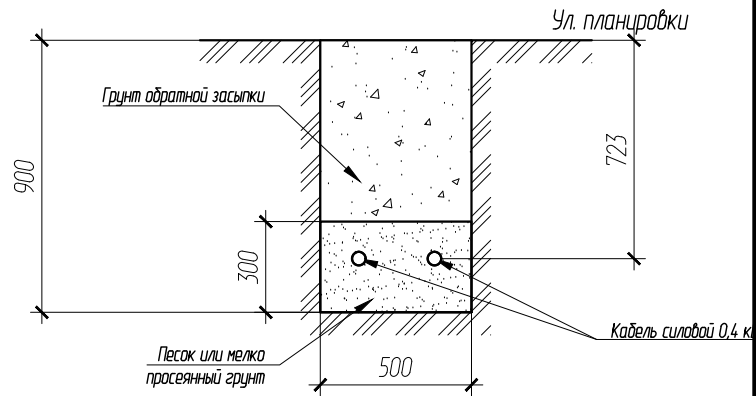
Экспликация помещений

№ помеще- ния	Наименование помещения	Площадь, м²	Кат. помеще- ния
1	Модуль АСУ и СГЭ	21,63	
2	Модуль РУ-35 кВ	32,75	
3	Модуль систем	32,75	
4	Модуль АРМ	21,63	



Н2-1	Н2-10
Н2-2	Н2-11
Н2-3	Н2-12
Н2-4	Н2-13
Н2-5	Н2-14
Н2-6	Н2-15
Н2-7	Н2-17
Н2-8	Н2-18
Н2-9	

Прокладка КЛ-0,4 кВ до  
ДЭС(1:25)



Экспликация оборудования

Поз.	Наименование	Ед.	Кол-во	Производитель
1	Шкаф АСУ Vestas SCADA (VOB)	шт.	1	Дополнительное оборудование
2	Шкаф АСУ Vestas PPC	шт.	1	Дополнительное оборудование
3	Шкафы СГЭ (системы гарантированного электроснабжения в составе ИБП №1, ИБП№2, СОПТ)	шт.	3	Дополнительное оборудование
4	ЩСН модульного здания	шт.	4	
5	Шкаф ЛВС (для организации доступа к ЛВС)	шт.	3	Дополнительное оборудование
6	ТСН типа ТСЛ-100/35-УЗ	шт.	1	
7	АРМ	шт.	5	Дополнительное оборудование
8	Распределительное устройство 35кВ КРУЭ 8DA Siemens (или эквивалентное оборудование)	шт.	6	
9	АИИС КУЭ Шкаф серверов	шт.	1	Дополнительное оборудование
10	Шкаф АСУ и СОТИ АССО Основной	шт.	1	Дополнительное оборудование
11	Шкаф АСУ и СОТИ АССО Резервный	шт.	1	Дополнительное оборудование
12	Системы связи. Шкаф оператора связи	шт.	2	Дополнительное оборудование
13	Шкаф системы связи Основной	шт.	1	Дополнительное оборудование

Экспликация оборудования

Поз.	Наименование	Ед.	Кол-во	Производитель
14	Шкаф системы связи Резервный	шт.	1	Дополнительное оборудование
15	Шкаф РАС (регистратор аварийных событий)	шт.	1	Дополнительное оборудование
16	Шкаф ЦСТИ (центра сбора технологической информации)	шт.	1	Дополнительное оборудование
17	Шкаф КСБ	шт.	1	Дополнительное оборудование
18	Щит автоматики отопления вентиляции (ЩАОВ)	шт.	4	
19	Шкаф охранно-пожарной сигнализации (ОПС)	шт.	4	НВП"Болид"
20	Шкаф системы безопасности (СКУД)	шт.	4	НВП"Болид"
21	Шкаф РУНН-0,4 кВ	шт.	1	

- Примечания:  
1 Место ввода кабеля в МУ ВЭС а также трассы внутри МУ ВЭС будут уточнены на стадии разработки РД;  
2 Кабель, прокладываемый внутри одного модуля, поставляется комплектно с завода-изготовителя. Кабельные связи между модулями прокладываются под модулями по кабельным конструкциям, поставляемым комплектно с завода-изготовителя;  
3 Отходящие КЛ-35 кВ учтены в теме ВЭС00086.286.4.1-ТР.2;  
4 Прокладка КЛ-35 кВ представлена в теме ВЭС00086.286.4.1-ППО.2.

Габариты траншеи и объем земляных работ

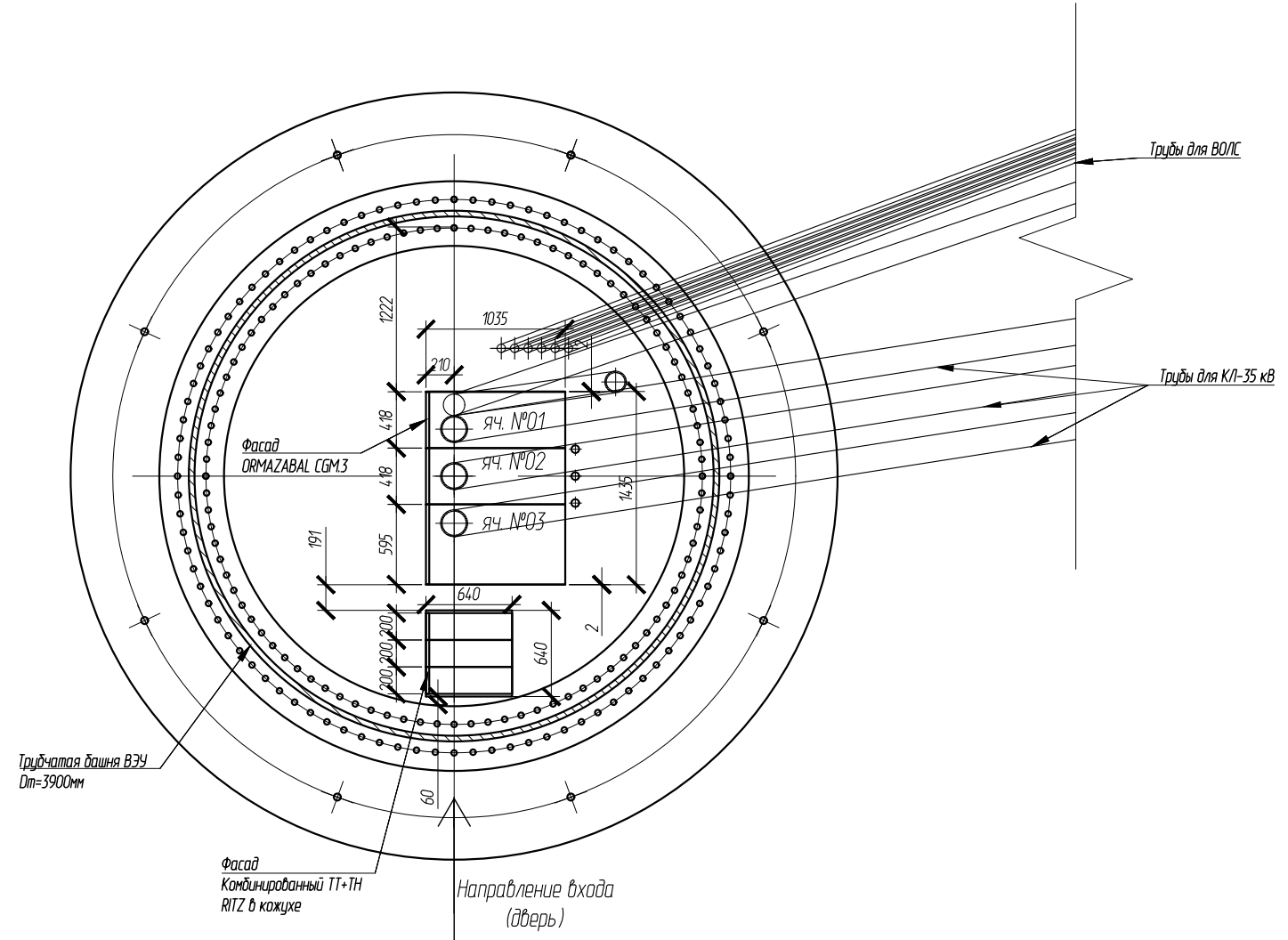
№ траншеи	Суммарная длина участка по плану, м	Объем земляных работ на 1 м траншеи, м³			Суммарный объем земляных работ по траншее, м³		
		Рытье траншеи	Обратная засыпка	Объем мелкой просеяной земли или песка	Рытье траншеи	Обратная засыпка	Объем мелкой просеяной земли или песка
Глубина 900 Ширина 500	20	0,45	0,30	0,15	9,00	6,00	3,00
Итого:					9,00	6,00	3,00

ВЭС00086.286.4.1-ИЛО3.107

ООО "Одиннадцатый Ветропарк ФРВ"

						ВЭС00086.286.4.1-ИП03.107				
						ООО "Одиннадцатый Ветропарк ФРВ"				
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата					
Разраб.				Егоров	12.19	*Холмская ВЭС Ветровая электрическая станция, внутриплощадочные автомобильные дороги	Стадия	Лист	Листов	
Проверил				Вершинин	12.19		П		1	
Нач. отд.				Вершинин	12.19					
ГИП				Гусев	12.19					
Н. контр.				Пирогова	12.19	План раскладки кабелей системы СН-0,4 кВ в здании МУ Холмская ВЭС	ООО "ЕРСМ Сибири"			
Умб.										

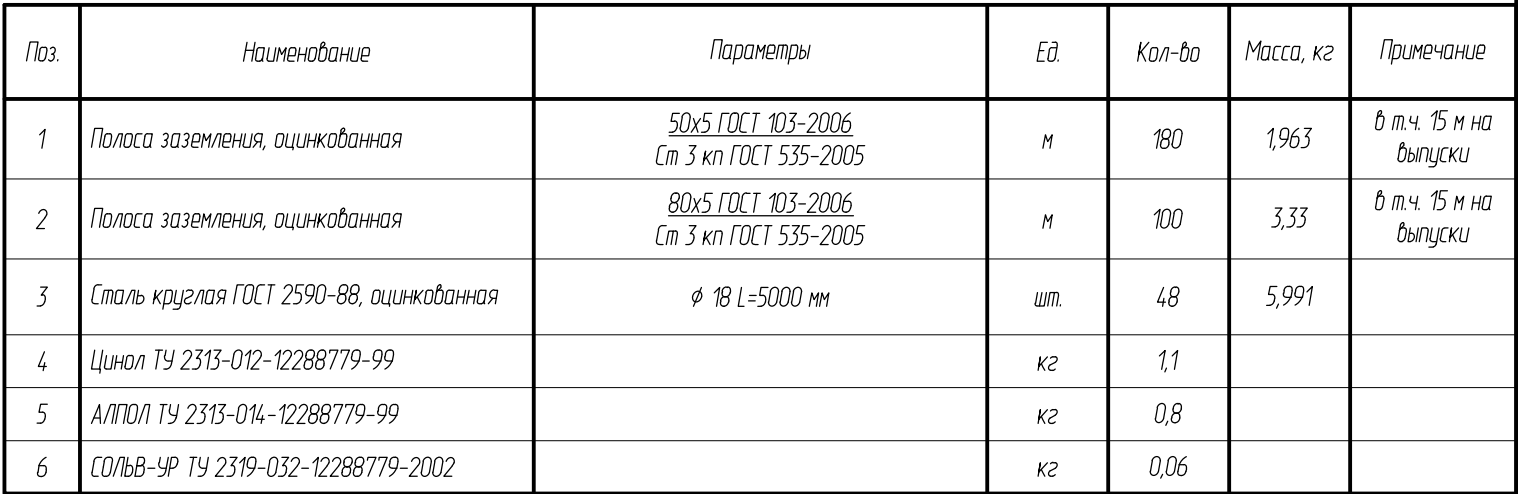
План расположения  
оборудования 35 кВ в ВЭУ  
(1:50)



Согласовано				
Взам. инв. №				
Подпись и дата				
Инв. № подл.				

						ВЭС00086.286.4.1-И/ПЗ.1.08			
						ООО "Одиннадцатый Ветропарк ФРВ"			
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата				
Разраб.		Егоров			12.19	"Холмская ВЭС. Ветровая электрическая станция, внутриплощадочные автомобильные дороги"	Стадия	Лист	Листов
Проверил		Вершинин			12.19		П	1	1
Нач. отд.		Вершинин			12.19				
ГИП		Гусев			12.19				
Н. контр.		Пирогова			12.19	План расположения оборудования 35 кВ в ВЭУ	ООО "ЕРСМ Сибдери"		
Утв.									





Условные обозначения:

- ### Примечания

1 В соответствии с ПУЭ п.17.54 для заземления электроустановок в первую очередь должны быть использованы естественные заземлители;

2 Все соединения между заземлителями, а также заземлителями и заземляющими проводниками осуществлять сваркой способом "нахлест" согласно ГОСТ 5264-80 или пп Н1-Н2. Сварной шов должен быть сплошным. Длина "нахлеста" должна быть не менее двойной ширины при прямоугольном сечении. Высота сварных швов должна быть не менее 5 мм. Сварные соединения стальных элементов заземления должны быть защищены от коррозии при помощи составов Цинкол и АППОЛ (поз.3,4) на 50-100 мм в обе стороны от сварного шва;

3 Магистраль контура заземления прокладывать на расстоянии 0,8-1 м от оснований оборудования;

4 В соответствии с п. 17.94 ПУЭ входов в здание производств - укладку проводников на расстоянии 1 и 2 м от заземлителя на высоте 1 и 1,5 м соответственно и соединение этих проводников с заземлителем;






5 Заземлители и заземляющие полосы, расположенные в земле, не должны иметь окраски;

6 У мест ввода заземляющих проводников в здание нанести знак "Заземление";

7 Выпуски из грунта контура заземления покрасить краской на основе битума черного цвета, в местах отпаек нанести желто-зеленые полосы;

8 Для заземления пожарных машин выполнить выпуск от горизонтального заземлителя (зел А), на конце выпуска предусмотреть площадку из стали полосовой оцинкованной 50х5 мм, L=100 мм. Сталь резать на месте монтажа. Выпуск заземления для пожарных машин присоединить к горизонтальному заземлителю контура заземления ВЗН при помощи сварки;

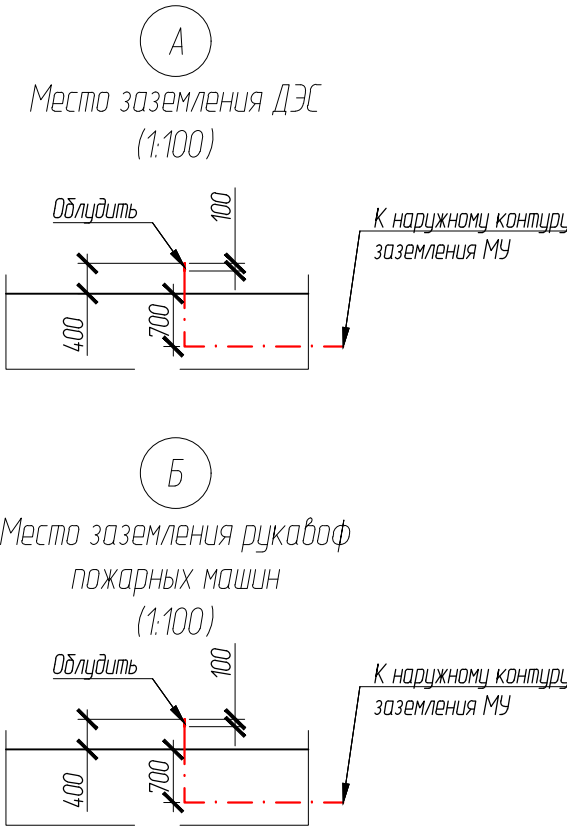
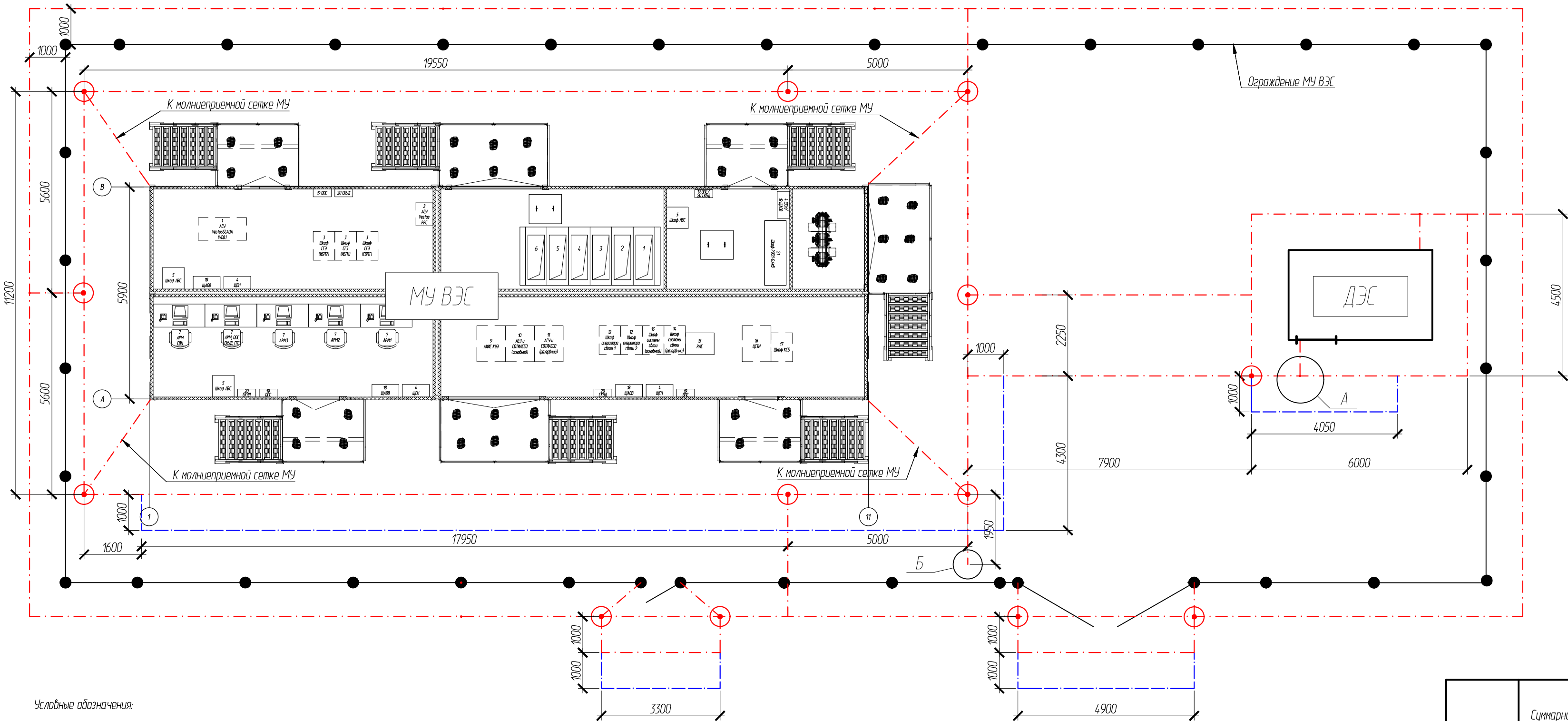
9 Соприкословие заземляющего устройства в любое время года не должно превышать 0,732 Ом.

						ВЭС00086.286.4.1-ИПЗ.1.09			
						ООО "Одиннадцатый Ветропарк ФРВ"			
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата				
Разработ.			Егоров		12.19	*Холмская ВЭС ветровая электрическая станция, внутриплощадочные автомобильные дороги*	Страница	Лист	Листов
Проверил			Вершинин		12.19		П	1	1
Нач. отд.			Вершинин		12.19				
ГИП			Гусев		12.19				
Н. контр.			Пирогова		12.19				
Утв.						План заземления ВЭУ	ООО "ЕРСМ Сибири"		

Инф. № подл.	Подпись и дата	Взам. инд. №	Согласовано	

Поз.	Наименование	Параметры	Ед.	Кол-во	Масса, кг	Примечание
1	Полоса заземления	50х5 ГОСТ 103-2006 Ст 3 кп ГОСТ 535-2005	м	400	1,963	в т.ч. 30 м на выпуски
2	Сталь круглая ГОСТ 2590-88	φ 18 L=5000 мм	шт.	13	5,991	
3	Цинал ТУ 2313-012-12288779-99		кг	2		
4	АЛПОЛ ТУ 2313-014-12288779-99		кг	0,825		
5	СОЛЬВ-УР ТУ 2319-032-12288779-2002		кг	0,1		

План заземления МУ Холмская ВЭС  
и ДЭС 100 кВА  
(1:100)



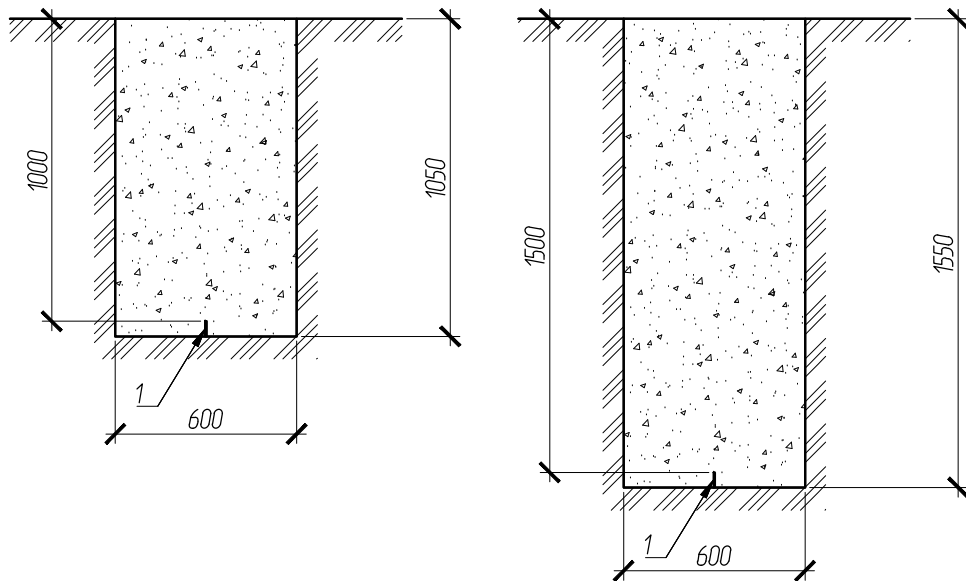
Условные обозначения:

- — — — — Сталь полосовая оцинкованная 50х5 мм проложенная в грунте (на глубине 1 м от ур.земли);
- — — — — Сталь полосовая оцинкованная 50х5 мм проложенная в грунте (на глубине 15 м от ур.земли);
- Стальной протат круглого сечения оцинкованный φ18 мм (вертикальный электрод заземления длиной 5 м);

Примечания:

- 1 В соответствии с ПУЭ п.1.7.54 для заземления электроустановок в первую очередь должны быть использованы естественные заземлители;
- 2 Все соединения между заземлителями, а также заземлителями и заземляющими проводниками осуществлять сваркой способом "внахлест" согласно ГОСТ 5264-80 тип Н1-Н2. Сварной шов должен быть сплошным. Длина "нахлеста" должна быть не менее двойной ширины при прямоугольном сечении. Высота сварных швов должна быть не менее 5 мм. Сварные соединения стальных элементов заземления должны быть защищены от коррозии при помощи составов Цинал + АЛПОЛ (поз.3,4) на 50-100 мм в обе стороны от сварного шва;
- 3 Магистраль контура заземления прокладывать на расстоянии 0,8-1 м от оснований оборудования;
- 4 В соответствии с п. 1.7.94 ПУЭ у входов в здание производится укладка проводников на расстоянии 1 и 2 м от заземлителя на глубине 1 и 1,5 м соответственно и соединение этих проводников с заземлителем;
- 5 Заземлители и заземляющие полосы, расположенные в земле, не должны иметь окраски;
- 6 У мест входа заземляющих проводников быть нанесен знак "Заземление";
- 7 Выпуски контура заземления из грунта покрасить краской на основе битума черного цвета, в местах отпаек нанести желто-зеленые полосы;
- 8 Положение заземлителей уточнить по месту;
- 9 Сопротивление заземляющего устройства в любое время года не должно превышать 0,732 Ом;
- 10 Для каждого блока МУ ВЭС организовать по два выпуска от горизонтального заземлителя для подключения опусков молниеприемной сетки;
- 11 Выходящие за пределы ограды горизонтальные заземлители, трубы и кабели с металлической оболочкой или броней и другие металлические коммуникации должны быть проложены посередине между стойками ограды на глубине не менее 0,5 м;
- 12 Внешний заземлитель присоединяется к наружному контуру заземления МУ ВЭС не менее чем в четырех точках;
- 13 Схема расположения элементов ограды МУ ВЭС представлена в теме ВЭС00086.286.4.1-ИЛО2.2.

Разрезы траншей для прокладки  
полосы заземления  
(1:25)



Габариты траншей и объем земляных работ

№ траншеи	Суммарная длина участка по плану, м	Объем земляных работ на 1 м траншеи, м³			Суммарный объем земляных работ по траншее, м³		
		Рытье траншеи	Обратная засыпка	Объем мелкой просеяной земли или песка	Рытье траншеи	Обратная засыпка	Объем мелкой просеяной земли или песка
Глубина 1050 Ширина 600	305	0,63	0,63		192,15	192,15	
Глубина 1550 Ширина 600	650	0,93	0,93		60,45	60,45	
Итого:					252,60	252,60	

ВЭС00086.286.4.1-ИЛО3.1.10

ООО "Одиннадцатый Ветропарк ФРВ"

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата			
Разработ.		Егоров			12.19	"Холмская ВЭС. Ветропарная электрическая станция, вытуприплощадочные автомобильные дороги"	Стадия	Лист
Проверил		Вершинин			12.19		П	1
Нач. отд.		Вершинин			12.19			
ГИП		Гусев			12.19			
Н. контр.		Пирогова			12.19	План заземления МУ Холмская ВЭС и ДЭС 100 кВА	ООО "ЕРСМ Сибири"	
Члд.								

ВНИМАНИЕ!

- 1 Кабельный журнал не является основанием для нарезки кабеля.
- 2 Кабели отрезаются по фактически промеренной трассе.

Согласовано		
Взам. инв. №		
Подпись и дата		
Инв. № подл.		

Условия прокладки кабеля:

На открытых площадках:

001 – Кабель в траншее в земле;

001-01 – Кабель в траншее в труде;

002 – Кабель по установленным конструкциям и лоткам (применять в ж/б лотках, по металлоконструкциям (полкам, опорам);






002-01 – с креплением на поворотах и в конце трассы;

002-02 – прокладка кабеля с креплением по всей длине;

003 – Кабели в проложенных трубах, блоках и коробах (при прокладке в гофре, труде, короб. Под коробом принимать замкнуты контур (мет.лоток с крышкой);

В помещениях (ОПУ, ЗРУ, РЩ, зданиях):

006 – Провода (кабель) по стальным конструкциям и панелям (применять при прокладке в каб.полузтаже с вводом в шкафы (панели)

						ВЭС00086.286.4.1-И/ОЗ.1.КЖ			
						ООО "Одиннадцатый Ветропарк ФРВ"			
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	"Холмская ВЭС. Ветровая электрическая станция, внутриплощадочные автомобильные дороги"	Стадия	Лист	Листов
Разраб			Егоров		12.19		П	1	3
Проверил			Вершинин		12.19				
Нач. отд			Вершинин		12.19				
ГИП			Гусев		12.19				
Н. контр.			Пирогова		12.19	Кабельный журнал КЛ-0,4 кВ	ООО "ЕРСМ Сибдир"		
Утв.									

Марка кабеля	Заводская марка кабеля				Число используемых жил		Направление кабеля		Способ прокладки					Длина, м		Примечание	71						
	По проекту		Фактически						Шифр														
	Тип	Число жил, сечение, мм <sup>2</sup>	Тип	Число жил, сечение, мм <sup>2</sup>	По проекту	Факт.	Откуда	Куда	001	002-01	003	006		по проекту	фактическая								
Кабели РУНН-0,4 кВ (переменный ток)																							
1-1	АПВБШвнг(А)-LS-1	4x95			4		МУ, ТСН 35/0,4 кВ	РУНН-0,4 кВ, ввод 1		8				8									
2-1	АПВБШвнг(А)-LS-1	4x95			4		Контейнер ДЭС 0,4 кВ	РУНН-0,4 кВ, ввод 2	20					20									
н1-1	ВВГнг(А)-LS-0,66	3x2,5			3		Модуль РУ-35 кВ, РУНН-0,4 кВ, 1 с.ш.	Модуль АСУ и СГЭ, шкаф АСУ Vestas PCC (ввод 1)				36		36									
н1-2	ВВГнг(А)-LS-0,66	3x2,5			3		Модуль РУ-35 кВ, РУНН-0,4 кВ, 1 с.ш.	Модуль АСУ и СГЭ, шкаф АСУ Vestas SCADA (ввод 1)				41		41									
н1-3	ВВГнг(А)-LS-0,66	5x6			5		Модуль РУ-35 кВ, РУНН-0,4 кВ, 1 с.ш.	Модуль АСУ и СГЭ, шкаф ИБП1 (СГЭ)				37		37									
н1-4	ВВГнг(А)-LS-0,66	5x10			5		Модуль РУ-35 кВ, РУНН-0,4 кВ, 1 с.ш.	Модуль систем, щит ЩАОВ				15		15									
н1-5	ВВГнг(А)-LS-0,66	5x4			5		Модуль РУ-35 кВ, РУНН-0,4 кВ, 1 с.ш.	Модуль РУ-35 кВ, щит ЩАОВ				5		5									
н1-6	ВВГнг(А)-LS-0,66	5x4			5		Модуль РУ-35 кВ, РУНН-0,4 кВ, 1 с.ш.	Модуль АСУ и СГЭ, щит ЩАОВ				41		41									
н1-7	ВВГнг(А)-LS-0,66	5x4			5		Модуль РУ-35 кВ, РУНН-0,4 кВ, 1 с.ш.	Модуль АРМ, щит ЩАОВ				27		27									
н1-8	ВВГнг(А)-LS-0,66	3x4			3		Модуль РУ-35 кВ, РУНН-0,4 кВ, 1 с.ш.	Модуль АСУ и СГЭ, ЗВУ 1				37		37									
н1-9	ВВГнг(А)-LS-0,66	3x2,5			3		Модуль РУ-35 кВ, РУНН-0,4 кВ, 1 с.ш.	Освещение шкафов модуля АСУ и СГЭ				30		30									
н1-10	ВВГнг(А)-LS-0,66	3x4			3		Модуль РУ-35 кВ, РУНН-0,4 кВ, 1 с.ш.	Освещение панелей КРУ-35 кВ				10		10									
н1-11	ВВГнг(А)-LS-0,66	3x2,5			3		Модуль РУ-35 кВ, РУНН-0,4 кВ, 1 с.ш.	Освещение шкафов модуля систем				45		45									
н2-1	ВВГнг(А)-LS-0,66	3x2,5			3		Модуль РУ-35 кВ, РУНН-0,4 кВ, 2 с.ш.	Модуль АСУ и СГЭ, шкаф АСУ Vestas PCC (ввод 2)				36		36									
н2-2	ВВГнг(А)-LS-0,66	3x2,5			3		Модуль РУ-35 кВ, РУНН-0,4 кВ, 2 с.ш.	Модуль АСУ и СГЭ, шкаф АСУ Vestas SCADA (ввод 2)				41		41									
н2-3	ВВГнг(А)-LS-0,66	5x6			5		Модуль РУ-35 кВ, РУНН-0,4 кВ, 2 с.ш.	Модуль АСУ и СГЭ, шкаф ИБП2 (СГЭ)				38		38									
н2-4	ВВГнг(А)-LS-0,66	5x4			5		Модуль РУ-35 кВ, РУНН-0,4 кВ, 2 с.ш.	Модуль систем, щит ЩСН				15		15									
н2-5	ВВГнг(А)-LS-0,66	5x4			5		Модуль РУ-35 кВ, РУНН-0,4 кВ, 2 с.ш.	Модуль РУ-35 кВ, щит ЩСН				5		5									
н2-6	ВВГнг(А)-LS-0,66	5x2,5			5		Модуль РУ-35 кВ, РУНН-0,4 кВ, 2 с.ш.	Модуль АСУ и СГЭ, щит ЩСН				41		41									
н2-7	ВВГнг(А)-LS-0,66	5x2,5			5		Модуль РУ-35 кВ, РУНН-0,4 кВ, 2 с.ш.	Модуль АРМ, щит ЩСН				27		27									
н2-8	ВВГнг(А)-LS-0,66	3x4			3		Модуль РУ-35 кВ, РУНН-0,4 кВ, 2 с.ш.	Модуль систем, щит ПС				12		12									
н2-9	ВВГнг(А)-LS-0,66	3x4			3		Модуль РУ-35 кВ, РУНН-0,4 кВ, 2 с.ш.	Модуль РУ-35 кВ, щит ПС				7		7									
н2-10	ВВГнг(А)-LS-0,66	3x2,5			3		Модуль РУ-35 кВ, РУНН-0,4 кВ, 2 с.ш.	Модуль АСУ и СГЭ, щит ПС				41		41									
н2-11	ВВГнг(А)-LS-0,66	3x2,5			3		Модуль РУ-35 кВ, РУНН-0,4 кВ, 2 с.ш.	Модуль АРМ, щит ПС				32		32									
н2-12	ВВГнг(А)-LS-0,66	3x4			3		Модуль РУ-35 кВ, РУНН-0,4 кВ, 2 с.ш.	Модуль систем, щит ОС, СКУД				12		12									
н2-13	ВВГнг(А)-LS-0,66	3x4			3		Модуль РУ-35 кВ, РУНН-0,4 кВ, 2 с.ш.	Модуль РУ-35 кВ, щит ОС, СКУД				6		6									
н2-14	ВВГнг(А)-LS-0,66	3x2,5			3		Модуль РУ-35 кВ, РУНН-0,4 кВ, 2 с.ш.	Модуль АСУ и СГЭ, щит ОС, СКУД				41		41									
Взам. инв. №																							
Подпись и дата																							
Инв. № подл.																							
															Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	ВЭС00086.286.4.1-И/ЛОЗ.1.КЖ		Лист
																							2



Марка кабеля	Заводская марка кабеля				Число используемых жил		Направление кабеля		Способ прокладки					Длина, м		Примечание
	По проекту		Фактически						Шифр							
	Тип	Число жил, сечение, мм <sup>2</sup>	Тип	Число жил, сечение, мм <sup>2</sup>	По проекту	Факт.	Откуда	Куда	001	002-01	003	006		по проекту	фактическая	
н2-15	ВВГнг(А)-LS-0,66	3х2,5			3		Модуль РУ-35 кВ, РУНН-0,4 кВ, 2 с.ш.	Модуль АРМ, щит ОС, СКУД				32		32		
н2-16	ПВБШвнг(А)-LS-0,66	3х4			3		Модуль РУ-35 кВ, РУНН-0,4 кВ, 2 с.ш.	Контейнер ДЭС, ЩСН	20					20		
н2-17	ВВГнг(А)-LS-0,66	3х2,5			3		Модуль РУ-35 кВ, РУНН-0,4 кВ, 2 с.ш.	Ввод пружин выключателей КРУЗ-35 кВ				17		17		
н2-18	ВВГнг(А)-LS-0,66	3х4			3		Модуль РУ-35 кВ, РУНН-0,4 кВ, 2 с.ш.	Модуль АСУ И СГЗ, ЗВУ 2				37		37		

Сводная спецификация кабеля ВЭС00086.286.4.1-И/ОЗ.1КЖ

Тип	Число и сечение мм2^	Число исп. жил	Количество отрезков	Способ прокладки					Длина кабеля,м		Примечание
				Шифр							
				001	002-01	003	006		по проекту	фактическая	
АПВБШвнг(А)-LS-1	4x95	4	2	20	8				28		
ПВБШвнг(А)-LS-0,66	3x4	3	1	20					20		
ВВГнг(А)-LS-0,66	5x10	5	1				15		15		
ВВГнг(А)-LS-0,66	5x6	5	2				75		75		
ВВГнг(А)-LS-0,66	5x4	5	5				93		93		
ВВГнг(А)-LS-0,66	5x2,5	5	2				68		68		
ВВГнг(А)-LS-0,66	3x4	3	6				84		84		
ВВГнг(А)-LS-0,66	3x2,5	3	11				392		392		

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

--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

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

Позиция	Наименование и техническая характеристика	Тип, марка, обозначение документа, опросного листа	Код оборудования, изделия, материала	Завод-изготовитель	Единица измерения	Количество	Масса единицы, кг	74 Примечания
1	2	3	4	5	6	7	8	9
4.5	Кабель с медными жилами в поливинилхлоридной изоляции, не распространяет горение при групповой прокладке по категории А, с пониженным газо-дымовыделением	ВВГнг(А)-LS 3х4-0,66 кВ			м	84	0,346	
4.6	Кабель с медными жилами в поливинилхлоридной изоляции, не распространяет горение при групповой прокладке по категории А, с пониженным газо-дымовыделением	ВВГнг(А)-LS 3х2,5-0,66 кВ			м	392	0,263	
4.7	Кабель с алюминиевыми жилами с изоляцией из пероксидностабилизированного полиэтилена, броней из 2-х стальных оцинкованных лент, защитным шлангом из ПВХ пластика повышенной пожарной опасности, не распространяет горение при групповой прокладке по категории А, с пониженным газо-дымовыделением	АПББШвнг(А)-LS 4х95-1 кВ			м	28	2,925	
4.8	Кабель с медными жилами с изоляцией из пероксидностабилизированного полиэтилена, броней из 2-х стальных оцинкованных лент, защитным шлангом из ПВХ пластика повышенной пожарной опасности, не распространяет горение при групповой прокладке по категории А, с пониженным газо-дымовыделением	ПББШвнг(А)-LS 3х4-0,66 кВ			м	20	2,925	
4.9	Муфта кабельная до 1 кВ, не поддерживающая горение	4ПКТп-1нг-L5			шт.	4	2	
4.10	Наконечник кабельный	ТМЛ 10			шт.	10	0,02	

						ВЭС000086.286.4.1-И/ОЗ.1.СО	Лист
							2
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

**СОГЛАСОВАНО:**

Генеральный директор  
Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Юга

М.А. Бабин

«16» 2019 г.

**УТВЕРЖДАЮ:**

Заместитель Председателя  
Правления ПАО «ФСК ЕЭС»

А.В. Мольский

«27» сентября 2019 г.

**ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ на технологическое присоединение  
к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС»**

Настоящие технические условия разработаны на основании Заявки от 23.07.2019 №ОВ11-2019, писем от 23.07.2019 №ОВ12-2019 и от 09.09.2019 №ОВ15-2019 и являются неотъемлемой частью договора об осуществлении технологического присоединения от \_\_\_\_\_ № \_\_\_\_\_ объектов по производству электрической энергии ООО «Одиннадцатый Ветропарк ФРВ», именуемого в дальнейшем - Заявитель, к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС».

Настоящие технические условия вступают в силу с момента их утверждения ПАО «ФСК ЕЭС» при условии согласования АО «СО ЕЭС» и действительны в течение 4 (четырёх) лет.

Выполнение настоящих технических условий обеспечивает поэтапное (в VII (семь) этапов) технологическое присоединение вновь сооружаемых в процессе технологического присоединения объектов по производству электрической энергии Заявителя установленной (максимальной) мощностью 88,2 МВт:

- на I этапе объектов по производству электрической энергии Заявителя максимальной мощностью 0 МВт;

- на II этапе объектов по производству электрической энергии Заявителя максимальной мощностью 37,8 МВт для проведения пуско-наладочных работ ветроэнергетических установок;

- на III этапе объектов по производству электрической энергии Заявителя максимальной мощностью 37,8 МВт (с учетом I-II этапов) для комплексного опробования и ввода в работу ветроэнергетических установок;

- на IV этапе объектов по производству электрической энергии Заявителя максимальной мощностью 71,4 МВт (с учетом I-III этапов) для проведения пуско-наладочных работ ветроэнергетических установок;

- на V этапе объектов по производству электрической энергии Заявителя максимальной мощностью 71,4 МВт (с учетом I-IV этапов) для комплексного опробования и ввода в работу ветроэнергетических установок;

- на VI этапе объектов по производству электрической энергии Заявителя максимальной мощностью 88,2 МВт (с учетом I-V этапов) для проведения пуско-наладочных работ ветроэнергетических установок;

на VII этапе объектов по производству электрической энергии Заявителя



максимальной мощностью 88,2 МВт (с учетом I-VI этапов) для комплексного опробования и ввода в работу ветроэнергетических установок

и объектов электросетевого хозяйства Заявителя,

к существующим электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС», включенным Приказом от 23.11.2005 №325 в реестр объектов электросетевого хозяйства, входящих в единую национальную (общероссийскую) электрическую сеть:

- ПС 500 кВ Южная (далее - ПС 500 кВ Южная),

- ПС 220/110/10 кВ «Черный Яр» (далее - ПС 220 кВ Черный Яр),

- ВЛ 220 кВ «Черный Яр» (Южная – Черный Яр №2) (далее – ВЛ 220 кВ Южная – Черный Яр №2),

посредством сооружения новых объектов электросетевого хозяйства:

- ПС 220 кВ Зубовка;

- заходов ВЛ 220 кВ Южная - Черный Яр №2 на ПС 220 кВ Зубовка;

с образованием после выполнения настоящих технических условий 1 (одной) точки присоединения:

на I этапе:

- линейная ячейка 35 кВ РУ-35 кВ ПС 220 кВ Зубовка с максимальной мощностью 0 МВт;

на II и III этапах:

- линейная ячейка 35 кВ РУ-35 кВ ПС 220 кВ Зубовка с максимальной мощностью 37,8 МВт;

. на IV и V этапах:

- линейная ячейка 35 кВ РУ-35 кВ ПС 220 кВ Зубовка с максимальной мощностью 71,4 МВт;

на VI и VII этапах:

- линейная ячейка 35 кВ РУ-35 кВ ПС 220 кВ Зубовка с максимальной мощностью 88,2 МВт.

# 1. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОСНОВНОМУ (ПЕРВИЧНОМУ) ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОМУ ОБОРУДОВАНИЮ

Выполнить в сроки, устанавливаемые Договором об осуществлении технологического присоединения, но не позднее окончания срока действия настоящих технических условий (пояснительная схема прилагается):

На I этапе:

1.1. Строительство ПС 220 кВ Зубовка (схема РУ-220 кВ - №220-5Н) с установкой двух трансформаторов 220/35/35 кВ мощностью 200 МВА каждый.

1.2. Реконструкцию ВЛ 220 кВ Южная – Черный Яр №2 со строительством заходов на ПС 220 кВ Зубовка проводом АС-300 с образованием ВЛ 220 кВ Черный Яр – Зубовка и ВЛ 220 кВ Южная – Зубовка.

1.3. Строительство одного РП-35 кВ.

1.4. Строительство ЛЭП 35 кВ Зубовка – РП-35 кВ.

На II этапе (проведение пуско-наладочных работ ветроэнергетических установок с выдачей мощности в электрическую сеть до 37,8 МВт)):

1.5. Строительство Холмской ВЭС с установкой девяти





ветроэнергетических установок (ВЭУ) установленной (максимальной) мощностью 4200 кВт каждая, присоединяемых к РП-35 кВ.

На III этапе (комплексное опробование и ввод в работу ВЭУ с выдачей мощности в электрическую сеть до 37,8 МВт):

Без мероприятий по основному (первичному) электротехническому оборудованию.

На IV этапе (проведение пуско-наладочных работ ВЭУ с выдачей мощности в электрическую сеть до 71,4 МВт):

1.6. Замену трансформатора тока ВЛ 220 кВ Южная – Черный Яр №1 на ПС 220 кВ Черный Яр.

1.7. Установка на Холмской ВЭС восьми ВЭУ установленной (максимальной) мощностью 4200 МВт каждая, присоединяемых к РП-35 кВ.

На V этапе (комплексное опробование и ввод в работу ВЭУ с выдачей мощности в электрическую сеть до 71.4 МВт):

Без мероприятий по основному (первичному) электротехническому оборудованию.

На VI этапе (проведение пуско-наладочных работ ветроэнергетических установок с выдачей мощности в электрическую сеть до 88,2 МВт):

1.8. Установка на Холмской ВЭС четырех ВЭУ установленной (максимальной) мощностью 4200 кВт каждая, присоединяемых к РП-35 кВ.

На VII этапе (комплексное опробование и ввод в работу ВЭУ с выдачей мощности в электрическую сеть до 88.2 МВт):

Без мероприятий по основному (первичному) электротехническому оборудованию.

## 2. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОБОРУДОВАНИЮ СИСТЕМ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ

2.1. Оснастить объекты по производству электрической энергии и объекты электросетевого хозяйства, указанные в разделе 1 настоящих технических условий, микропроцессорными устройствами релейной защиты и автоматики (далее – РЗА). Устройства РЗА должны обеспечивать правильную работу при частоте электрического тока в диапазоне 45,0-55,0 Гц.

Схемы распределения устройств РЗА по трансформаторам тока и напряжения согласовать с филиалом ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Юга и Филиалом АО «СО ЕЭС» ОДУ Юга.

На IV этапе выполнить установку:

2.1.1. Автоматики ограничения перегрузки оборудования (далее – АОПО) ВЛ 220 кВ Черный Яр – Зубовка с реализацией на ПС 220 кВ Зубовка с действием на разгрузку Холмской ВЭС;

2.1.2. АОПО ВЛ 220 кВ Южная – Зубовка с реализацией на ПС 220 кВ Зубовка с действием на разгрузку Холмской ВЭС;

2.1.3. Выполнить замену АОПО ВЛ 220 кВ Южная – Кировская с отпайкой на ПС Красноармейская на ПС 500 кВ Южная с действием на разгрузку Холмской ВЭС;



- 2.1.4. УПАСК с ВЧ обработкой на ПС 220 кВ Зубовка;
- 2.1.5. УПАСК с ВЧ обработкой на ПС 500 кВ Южная;
- 2.1.6. УПАСК с ВЧ обработкой на ПС 220 кВ Черный Яр.

2.2. Оснастить объекты электросетевого хозяйства, указанные в пункте 1.1 настоящих технических условий, устройствами сбора и передачи телеинформации в Филиал АО «СО ЕЭС» Астраханское РДУ и филиал ПАО «ФСК ЕЭС» - Волго-Донское ПМЭС по двум независимым каналам связи, исключающим возможность одновременного отказа (вывода из работы) по общей причине.

Технические характеристики каналов связи, точки измерения и объем передаваемой телеинформации согласовать с филиалом ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Юга и Филиалом АО «СО ЕЭС» ОДУ Юга, при этом должна быть обеспечена наблюдаемость фактической нагрузки, подключенной к устройствам ПА (кроме АЧР).

2.3. Оснастить объекты по производству электрической энергии, указанные в пунктах 1.5, 1.7 и 1.8 настоящих технических условий, устройствами сбора и передачи телеинформации в Филиал АО «СО ЕЭС» Астраханское РДУ по двум независимым каналам связи, исключающим возможность одновременного отказа (вывода из работы) по общей причине.

Технические характеристики каналов связи, точки измерения и объем передаваемой телеинформации согласовать с Филиалом АО «СО ЕЭС» ОДУ Юга, при этом должна быть обеспечена наблюдаемость фактической нагрузки, подключенной к устройствам ПА (кроме АЧР).

2.4. Оснастить объекты электросетевого хозяйства, указанные в пункте 1.1 настоящих технических условий, телефонной связью с диспетчерским персоналом Филиала АО «СО ЕЭС» Астраханское РДУ и оперативным персоналом филиала ПАО «ФСК ЕЭС» - Волго-Донское ПМЭС по двум независимым каналам связи, исключающим возможность одновременного отказа (вывода из работы) по общей причине.

Технические характеристики каналов связи согласовать с филиалом ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Юга и Филиалом АО «СО ЕЭС» ОДУ Юга.

2.5. Оснастить объекты по производству электрической энергии, указанные в пунктах 1.5, 1.7 и 1.8 настоящих технических условий, телефонной связью с диспетчерским персоналом Филиала АО «СО ЕЭС» Астраханское РДУ по двум независимым каналам связи, исключающим возможность одновременного отказа (вывода из работы) по общей причине.

Технические характеристики каналов связи согласовать с Филиалом АО «СО ЕЭС» ОДУ Юга.

2.6. Выполнить учет электроэнергии в соответствии со следующими требованиями:

- в соответствии с Типовой инструкцией по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении (РД 34.09.101-94), требованиями действующего законодательства и договором о присоединении к торговой системе оптового рынка и требованиями ПУЭ;





- точки учета согласовать с филиалом ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Юга;
- на ПС 220 кВ Зубовка обеспечить интеграцию с АИИС КУЭ филиала ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Юга с организацией ежедневной передачи результатов измерения, информации о состоянии средств измерения и объектов измерения в соответствии с требованиями действующего законодательства и договором о присоединении к торговой системе оптового рынка.

2.7. Оснастить перечисленные в разделе 2 настоящих технических условий устройства источниками бесперебойного электропитания аккумуляторного или иных типов для предотвращения их отказа при возникновении аварийных электроэнергетических режимов.

### 3. ТРЕБОВАНИЯ К ОБЪЕКТАМ ПО ПРОИЗВОДСТВУ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

3.1. Обеспечить следующие характеристики генерирующего оборудования электростанции:

3.1.1. Заявляемую скорость сброса/набора нагрузки не менее 0,042 МВт/с (для каждой ВЭУ в режимах останова/пуска).

3.1.2. Заявляемый нижний предел регулировочного диапазона - 10% (от установленной мощности генерирующего оборудования, указанной в преамбуле настоящих технических условий, при скорости ветра не менее 6 м/с - 0,42 МВт на каждую ВЭУ).

3.2. Предусмотреть участие генераторов Заявителя в реализации управляющих воздействий противоаварийной автоматики на снижение объема выдачи мощности/отключение генерирующего оборудования.

3.3. Предусмотреть участие объекта по производству электрической энергии в общем первичном регулировании частоты путем автоматического снижения выдаваемой в электрическую сеть активной мощности электростанции при увеличении частоты, либо путем отключения части генерирующего оборудования объекта по производству электрической энергии.

### 4. ПОРЯДОК ВЫПОЛНЕНИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ ПРИСОЕДИНЕНИЮ

4.1. Заявитель выполняет мероприятия, указанные в пунктах 1.3 – 1.5, 1.7, 1.8 с учетом требований разделов 2 и 3 настоящих технических условий, включая разработку проектной и рабочей документации. Заявитель обязан согласовать проектную и рабочую документацию с филиалом ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Юга и Филиалом АО «СО ЕЭС» ОДУ Юга.

4.2. ПАО «ФСК ЕЭС» выполняет мероприятия, указанные в пунктах 1.1, 1.2, 1.6, 2.1.1 – 2.1.6 с учетом требований раздела 2 настоящих технических условий, включая разработку проектной и рабочей документации. ПАО «ФСК ЕЭС» обязано согласовать задание на проектирование, проектную и рабочую документацию с Филиалом АО «СО ЕЭС» ОДУ Юга.

При необходимости выполнения работ по модернизации (замене) систем технологического управления на объектах третьих лиц затраты на такие работы



должны быть разделены по соответствующим объектам, урегулирование отношений с третьими лицами по выполнению работ на принадлежащих им объектах осуществляет ПАО «ФСК ЕЭС».

4.3. В случае если в ходе проектирования возникает необходимость частичного отступления от технических условий, такие отступления подлежат согласованию с филиалом ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Юга и Филиалом АО «СО ЕЭС» ОДУ Юга с корректировкой утвержденных технических условий.

4.4. При проектировании согласно пунктам 4.1, 4.2 настоящих технических условий учесть технические решения, принятые в проектах:

- «Реконструкция системы ПА в операционной зоне филиала АО «СО ЕЭС» Астраханское РДУ».

- «Реконструкция ПС 220 кВ Чёрный Яр. Технологическое присоединение энергетических установок ООО «Санлайт Энерджи» СЭС Октябрьская и СЭС Песчаная».

- «Этап 2. Разработка схемы выдачи мощности Черноярской ВЭС с уточнением требуемых капитальных вложений».

4.5. Провести проверку выполнения настоящих технических условий, включая проведение осмотра (обследования), с участием представителей филиала ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Юга и Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Юга (с учетом этапности, предусмотренной настоящими техническими условиями).

4.6. Получить от филиала ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Юга акт о выполнении технических условий, согласованный Филиалом АО «СО ЕЭС» ОДУ Юга (с учетом этапности, предусмотренной настоящими техническими условиями).

4.7. Получить разрешение федерального органа исполнительной власти, осуществляющего федеральный государственный энергетический надзор, на пуск в эксплуатацию объектов по производству электрической энергии и объектов электросетевого хозяйства Заявителя, указанных в разделе 1 настоящих технических условий (с учетом этапности, предусмотренной настоящими техническими условиями).

4.8. Предусмотреть следующую этапность выполнения мероприятий, указанных в разделах 2, 3 и настоящих технических условий:

4.8.1. На I этапе предусмотреть выполнение мероприятий по пунктам 2.1, 2.2, 2.4, 2.6, 2.7 настоящих технических условий;

4.8.2. На II этапе предусмотреть выполнение мероприятий по пунктам 2.1, 2.3, 2.5 - 2.7, 3.2, настоящих технических условий;

4.8.3. На III этапе предусмотреть выполнение мероприятий по пунктам 3.1.1, 3.1.2, 3.3 настоящих технических условий в отношении вводимых в работу ВЭУ Холмской ВЭС на данном этапе;

4.8.4. На IV этапе предусмотреть выполнение мероприятий по пунктам 2.1, 2.1.1 - 2.1.6, 2.3, 2.5 - 2.7, 3.2, настоящих технических условий;

4.8.5. На V этапе предусмотреть выполнение мероприятий по пунктам 3.1.1, 3.1.2, 3.3 настоящих технических условий в отношении вводимых в работу ВЭУ Холмской ВЭС на данном этапе;

4.8.6. На VI этапе предусмотреть выполнение мероприятий по пунктам 2.1, 2.3, 2.5 - 2.7, 3.2 настоящих технических условий в отношении вводимых в работу ветроэнергетических установок Холмской ВЭС на данном этапе;

4.8.7. На VII этапе предусмотреть выполнение мероприятий по пунктам 3.1.1, 3.1.2, 3.3 настоящих технических условий в отношении вводимых в работу ветроэнергетических установок Холмской ВЭС на данном этапе.

Приложение. Пояснительная схема присоединения объектов по производству электрической энергии Заявителя к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» на 1 л.

Начальник Департамента  
технологического развития ПАО «ФСК ЕЭС» \_\_\_\_\_ О.Ю. Клинков

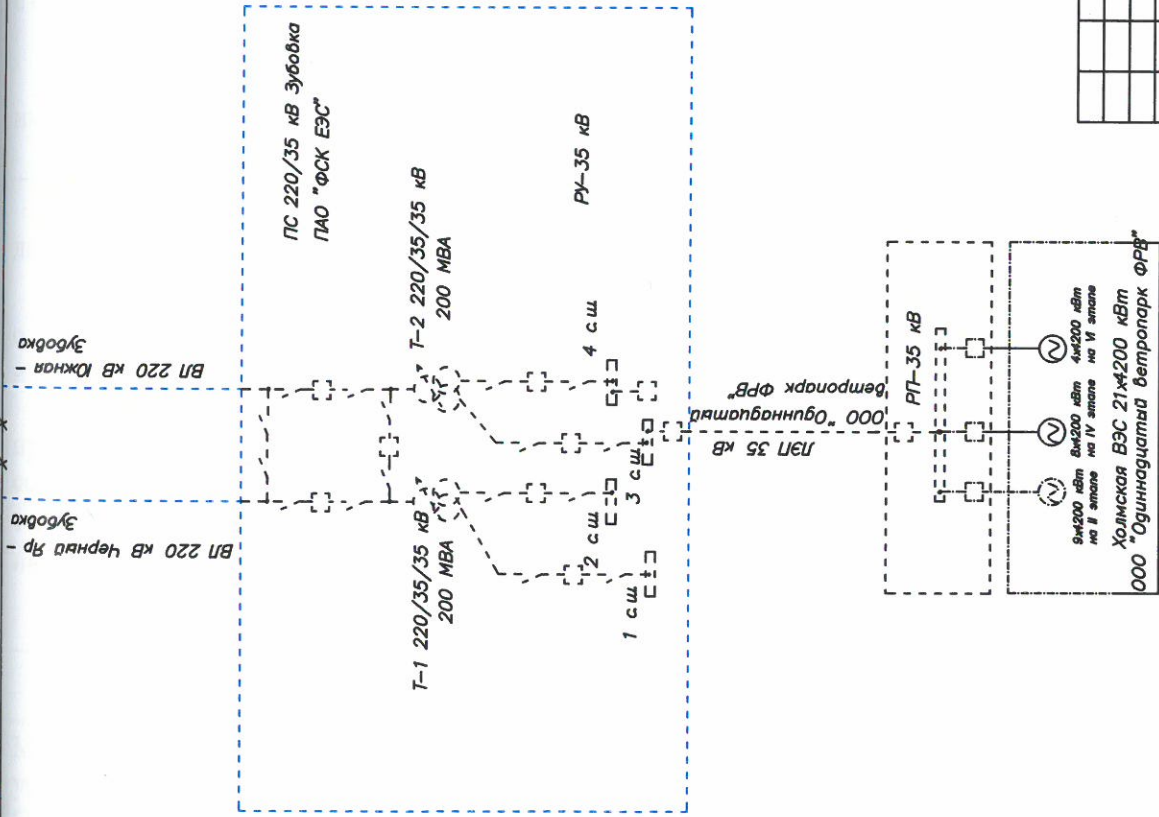
Первый заместитель генерального  
директора - главный инженер филиала  
ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Юга \_\_\_\_\_ Г.Н. Ковтун

Директор по развитию сети филиала  
ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Юга \_\_\_\_\_ Ю.Н. Ашихмин

Мустафин Р.В.  
8 (800) 200-1881 доб. 59-71



к ПС 220 кВ Черный Яр — к ПС 220 кВ Южная



- Проектируемые объекты на I этапе (синим - ПАО "ФСК ЕЭС")
  - \_\_\_\_\_ Проектируемые объекты на II этапе
  - \_\_\_\_\_ Проектируемые объекты на IV этапе
  - \_\_\_\_\_ Проектируемые объекты на VI этапе
- Проектируемые объекты показаны условно

										Технологическое присоединение Холмской ВЭС ООО "Одиннадцатый Ветропарк ФРВ" к ПС 220 кВ Зубовка				Стад.		Лист	Листов					ПАО "ФСК ЕЭС"	
																							Схема присоединения Холмской ВЭС к электрическим сетям ПАО "ФСК ЕЭС"

**Ветроэнергетическая установка V126 мощностью 4,2 МВт****Wind Turbine V126 with a rating of 4,2 MW**

The documents referenced in the table below are applicable for Wind Turbine V126 with a rating of 4,2MW, even if separate ratings are presented inside the document.

Приведенные документы применимы для ветроэнергетической установки V126 с мощностью 4,2МВт, даже в случае, если в документе упоминаются другие мощности.

Document Number RU	Document Title RU	Document Number EN	Document Title EN
0059-1120 V03	Молниезащита и электромагнитная совместимость	0059-1120 V03	



# Молниезащита и электромагнитная совместимость

Document no.: 0059-1120 V03

Класс: ДЛЯ ОГРАНИЧЕННОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ

Тип: T09

Дата: 2018-03-08

### Тип ветровой турбины

Тип ветровой турбины	Версия Mk
V105-3.45 MW	Mk 3
V112-3.45 MW	Mk 3
V117-3.45 MW	Mk 3
V117-4.2 MW	Mk 3
V126-3.45 MW	Mk 3
V136-3.45 MW	Mk 3
V136-4.2 MW	Mk 3
V150-4.0 MW	Mk 3
V150-4.2 MW	Mk 3

### Описание изменений

Описание изменений
<p>Обновлен <a href="#">раздел «Тип ветровой турбины», стр. 2</a>, <a href="#">раздел 3.1 «Уровень защиты», стр. 4</a>, <a href="#">раздел 3.3 «Обзор системы молниезащиты», стр. 6</a>, <a href="#">раздел 3.4 «Защита лопастей», стр. 8</a>, <a href="#">раздел 3.5 «Защита системы CoolerTop®», стр. 10</a>, <a href="#">раздел 3.6 «Защита коренных подшипников», стр. 10</a>, <a href="#">раздел 3.7 «Система молниеотвода из гондолы к башне», стр. 11</a>, и <a href="#">раздел 3.12 «Проверка», стр. 18</a>.</p> <p>Добавлен <a href="#">раздел 1 «Сокращения и технические термины», стр. 4</a>.</p>

## Содержание

<b>1</b>	<b>Сокращения и технические термины.....</b>	<b>4</b>
<b>2</b>	<b>Введение .....</b>	<b>4</b>
<b>3</b>	<b>Молниезащита .....</b>	<b>4</b>
3.1	Уровень защиты.....	4
3.2	Определение точек поражения.....	5
3.3	Обзор системы молниезащиты .....	6
3.4	Защита лопастей .....	8
3.5	Защита системы CoolerTop® .....	10
3.6	Защита коренных подшипников .....	10
3.7	Система молниеотвода от гондолы к башне.....	11
3.8	Конструкция башни.....	13
3.9	Система вертикального молниеотвода от основания башни до системы заземления.....	13
3.10	Защита электрической системы и системы управления .....	13
3.11	Системы заземления.....	14
3.11.1	Наземная ветровая турбина .....	14
3.11.2	Морская ветровая турбина.....	15
3.12	Проверка .....	18
<b>4</b>	<b>ЭМС .....</b>	<b>18</b>
4.1	Ссылки на законодательные акты .....	19
4.1.1	Основные требования к ЭМС.....	20
4.2	Нормативное соответствие ветровой турбины .....	20
4.3	Рекомендованные нормы проектирования .....	20
4.4	Взаимное соответствие компонентов .....	21

## 1 Сокращения и технические термины

Таблица 1.1. Сокращения

Сокращение	Объяснение
ЭМС	Электромагнитная совместимость
IEC	Международная электротехническая комиссия
LCTU	Устройства передачи тока молнии
JISC	Японский комитет промышленной стандартизации

Таблица 1.2. Объяснение терминов

Термин	Объяснение
Среднее значение	Среднее арифметическое набора величин или значений, рассчитываемое путем деления суммы всех этих величин на количество этих величин.

## 2 Введение

В настоящем документе представлено описание конструкции системы молниезащиты и схемы защиты от внешнего электромагнитного воздействия.

Электромагнитные помехи и молния относятся к одной группе факторов электромагнитного воздействия. Однако стандарты, которые применяются для оценки соответствия оборудования установленным требованиям, существенно отличаются. Поэтому молниезащите и ЭМС посвящены отдельные разделы этого документа.

## 3 Молниезащита

Все ВЭУ Vestas оснащены системой молниезащиты, которая предназначена для минимизации ущерба, наносимого механическим компонентам, электрооборудованию и системам управления.

Система молниезащиты Vestas состоит из внешней и внутренней систем защиты.

Внешняя система защиты воспринимает прямые удары молнии и отводит ток разряда в систему заземления под башней. К компонентам внешней системы молниезащиты относятся, например, стержень, расположенный на задней части гондолы, и молниеприемники, встроенные в лопасти.

Внутренняя система защиты предназначена для безопасного отвода тока молнии в систему заземления и для гашения наведенных магнитного и электрического полей, вызванных ударом молнии. В качестве примеров можно привести такие компоненты внутренней системы защиты: панели для обеспечения ЭМС/молниезащиты, экранированные кабели и устройства защиты от импульсных перенапряжений.

Наиболее важными средствами защиты электронного оборудования ВЭУ являются эквипотенциальное соединение и защита от перенапряжения.

Удары молнии считаются форс-мажорными обстоятельствами. Другими словами, гарантия компании Vestas не распространяется на ущерб, полученный вследствие удара молнии.

### 3.1 Уровень защиты

Ветровые турбины Vestas установлены по всему миру в прибрежных и горных районах, где плотность молний на единицу площади очень высока. Для предотвращения местных рисков и с целью принятия во внимание различных

потребностей молниезащиты в разных местностях, компания Vestas разработала стандартную систему молниезащиты, соответствующую самому высокому нормативному уровню, определенному в стандарте IEC 61400-24:2010, как показано в [таблице «Численные значения тока молнии», стр. 5.](#)

Система молниезащиты обеспечивает уровень защиты 1 согласно стандарту IEC 61400-24:2010, то есть ВЭУ Vestas выдерживают удары молнии с большой энергией.

**Таблица 3.1. Численные значения тока молнии**

Параметр разряда молнии			Уровень защиты 1	Уровень защиты 1 плюс (применимо только для V117)*
Пиковое значение тока	$I_{\max}$	[кА]	200	200
Полный заряд	$Q_{\text{total}}$	[Кл]	300	600
Удельная переданная энергия	$W/R$	[кДж/Ом]	10000	20000
Средняя скорость нарастания	$di/dt_{30/90\%}$	[кА/мкс]	200	200

!

\* Ветровая турбина V117 оснащена усиленной системой молниезащиты в соответствии с требованиями IEC 61400-24:2014. Эта усиленная система молниезащиты позволяет устанавливать ветровую турбину в местностях с интенсивными зимними молниями.

## 3.2 Определение точек поражения

Точки поражения молнией определяются методом фиктивной сферы и в соответствии с IEC 61400-24. Исследования показали, что ударам молнии наиболее подвержены концы лопастей и метеостанция, расположенная в заднем верхнем конце гондолы, а также авиационные сигнальные огни, если имеются.

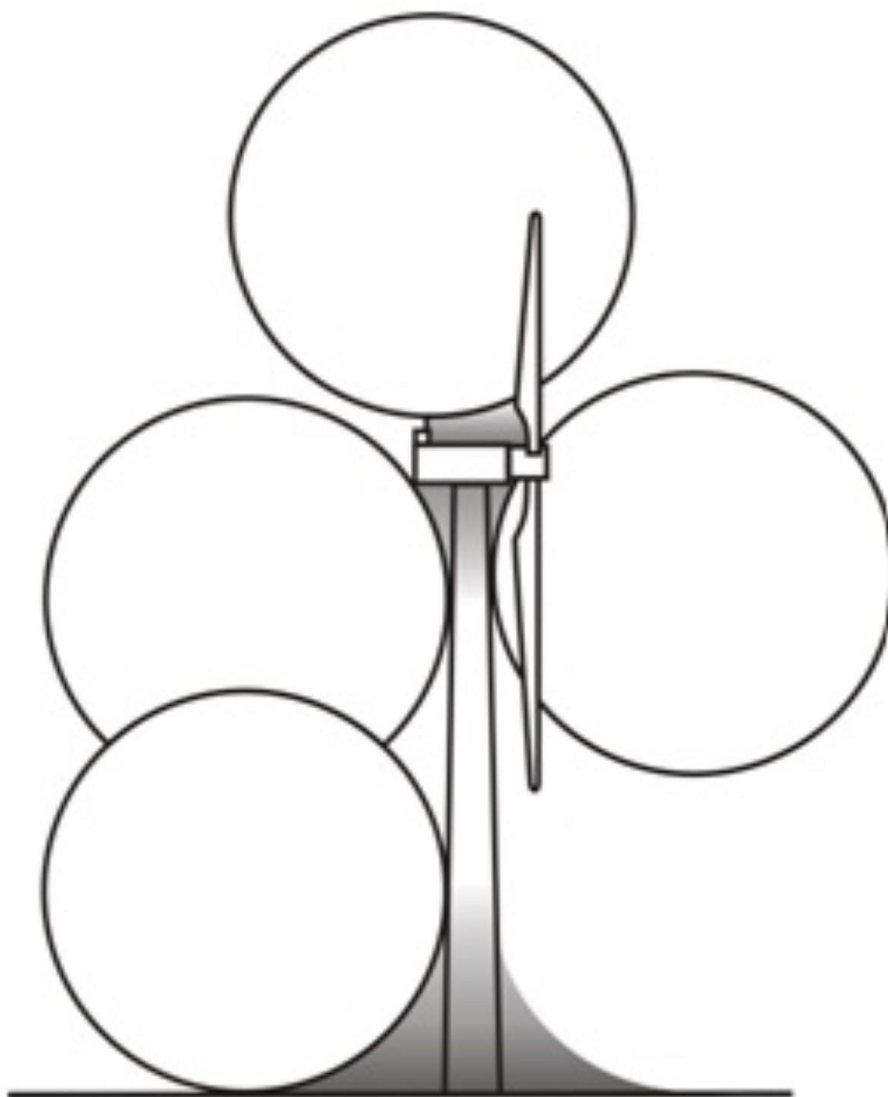
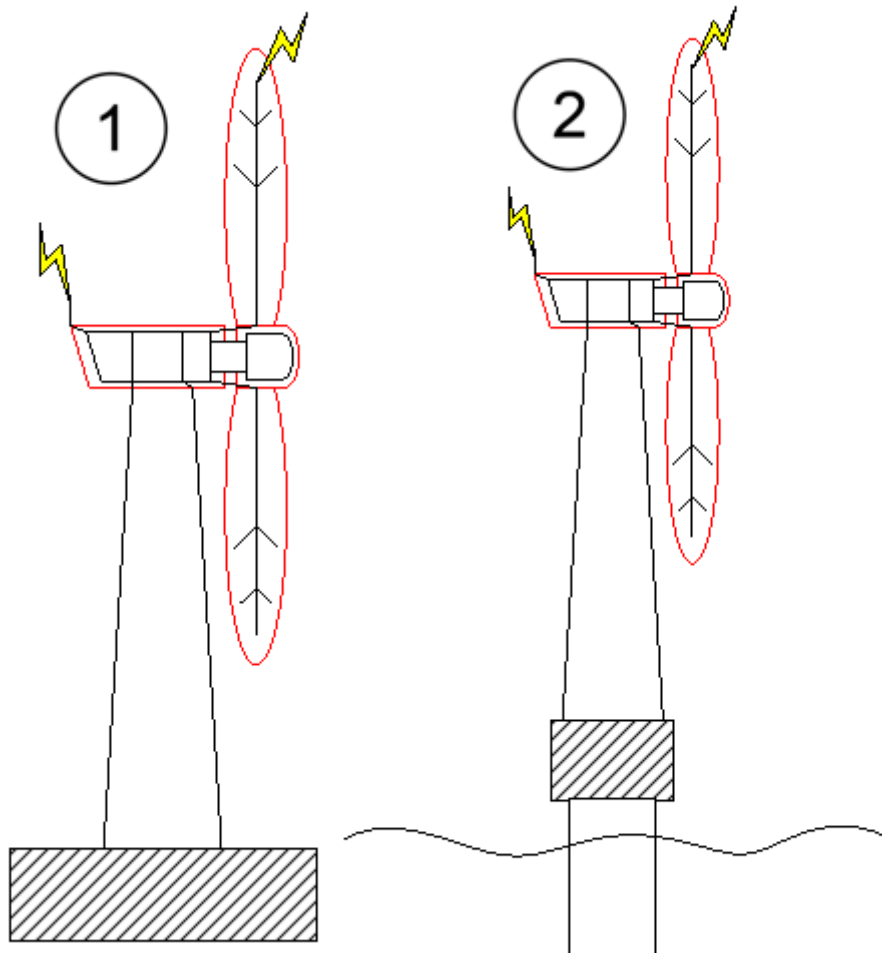


Рис. 3.1. Метод фиктивной сферы

### 3.3 Обзор системы молниезащиты

---

Ветровая турбина изначально спроектирована таким образом, чтобы противостоять прямым ударам молнии.



**Рис. 3.2. Точки контакта с разрядом молнии и система молниеотвода**

1 Наземная ветровая турбина                      2 Морская ветровая турбина

### **Точки контакта с разрядом молнии**

Зоны ветровой турбины, которые находятся под угрозой прямых ударов молнии.

### **Гондола**

Конструктивные элементы гондолы рассчитаны на безопасный отвод тока молнии к башне. Узлы и агрегаты в гондоле способны выдержать сильные электромагнитные поля, вызванные молнией.

### **Башня**

Башня является главным проводником, по которому ток разряда попадает в систему заземления.

### **Лопасты**

Лопасты больше всего подвержены ударам молнии. Благодаря своей конструкции лопасти способны выдерживать экстремальные грозовые условия.

## Устройства передачи тока молнии (LCTU)

Система LCTU защищает подшипники лопастей, коренной подшипник и поворотные подшипники от сильного тока молнии. Система LCTU безопасно отводит ток разряда молнии от лопастей на гондолу, от гондолы к башне и далее в систему заземления.

## Система заземления

Система заземления предназначена для безопасного разряда тока молнии в землю.

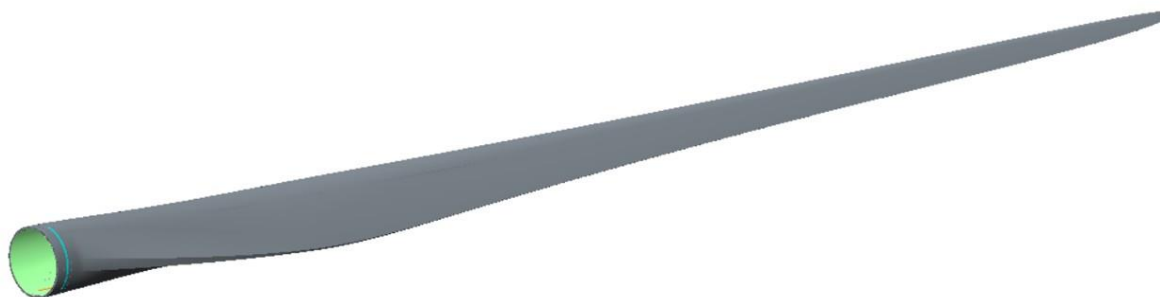
## Система молниеотвода

Черными линиями показаны части ВЭУ, которые используются в качестве молниеотвода. Лопасти очень часто подвергаются ударам молнии. После удара молнии в лопасть ток молнии проходит по расположенному в ней молниеотводу, через LCTU лопасти/гондолы попадает на элементы конструкции гондолы, а затем, через LCTU гондолы/башни, передается вниз по башне и уводится системой заземления.

## 3.4 Защита лопастей

### Лопасти моделей V105, V112 и V117

Система молниезащиты лопасти состоит из четырех основных элементов: приемников на концах лопастей, молниеприемников, вертикального молниеотвода и бандажа.



### Рисунок 3.3. V105, V112 и V117 с бандажом лопасти

Приемник на конце лопасти представляет собой цельнометаллический наконечник, который преимущественно притягивает удары молнии и проводит ток к вертикальному молниеотводу. Боковые приемники устанавливаются парами: один располагается на наветренной, а другой на подветренной поверхности лопасти.

Вертикальный молниеотвод представляет собой кабель, разработанный в соответствии с требованиями стандарта IEC 61400-24. Этот кабель проходит через полость задней кромки лонжерона от приемников на концах лопастей до бандажа молниеотвода. Приемники на концах лопастей соединены с вертикальным молниеотводом с низким электрическим сопротивлением.

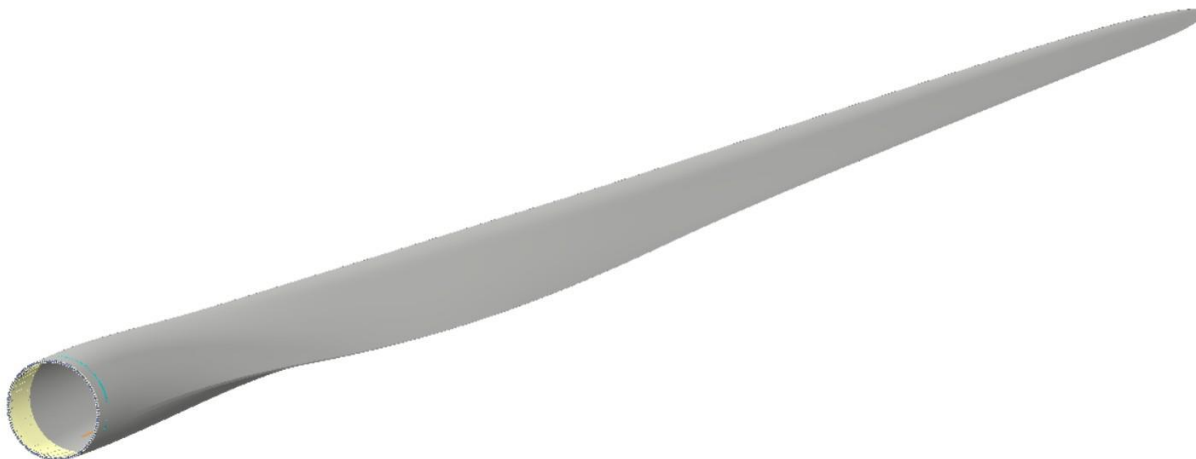
Бандаж обеспечивает сопряжение с LCTU. Дополнительную информацию о LCTU см. в [разделе 3.6 «Защита коренных подшипников», стр. 10](#).



Элементы защиты, именуемые *замыкателями*, представляют собой группу металлических конструкций. Эти элементы защиты предотвращают образование электрической дуги между наветренной и подветренной сторонами лонжерона и вертикальным молниеотводом.

### Лопастей моделей V126 и V136

Система молниезащиты лопасти состоит из четырех основных элементов: приемников на концах лопастей, защитного покрытия, вертикального молниеотвода и бандажа.



**Рисунок 3.4. V126 и V136 с бандажом лопасти**

Приемник на конце лопасти состоит из цельнометаллического наконечника и группы молниеприемников. Группа молниеприемников состоит из четырех линий приемников, которые располагаются вдоль передней и задней кромок наветренной и подветренной оболочек. Цельнометаллический наконечник и молниеприемники первыми притягивают молнию, что снижает вероятность попадания молнии в стеклопластиковую оболочку или главный элемент лопасти. Цельнометаллический наконечник и приемники соединены с изолированным высоковольтным кабелем.

Участки наветренной и подветренной оболочек, расположенные между группой молниеприемников и основанием, покрываются расширенными проводниками из фольги. Так же как и цельнометаллический наконечник с группой молниеприемников, расширенные проводники из фольги являются более предпочтительным объектом для попадания молнии, тем самым обеспечивая защиту открытой части лопасти от прямых ударов молнии. Расширенные проводники из фольги соединены с группой молниеприемников и с вертикальным молниеотводом.

Вертикальный молниеотвод представляет собой изолированный высоковольтный кабель, проходящий через полость задней кромки лопасти. Высоковольтный кабель должен соответствовать требованиям стандарта IEC 61400-24.

Молниеотводы тянутся до бандажа, расположенного на основании лопасти. Бандаж лопасти обеспечивает сопряжение с LCTU. Дополнительную информацию о LCTU см. в [разделе 3.6. «Защита коренных подшипников», стр. 10.](#)

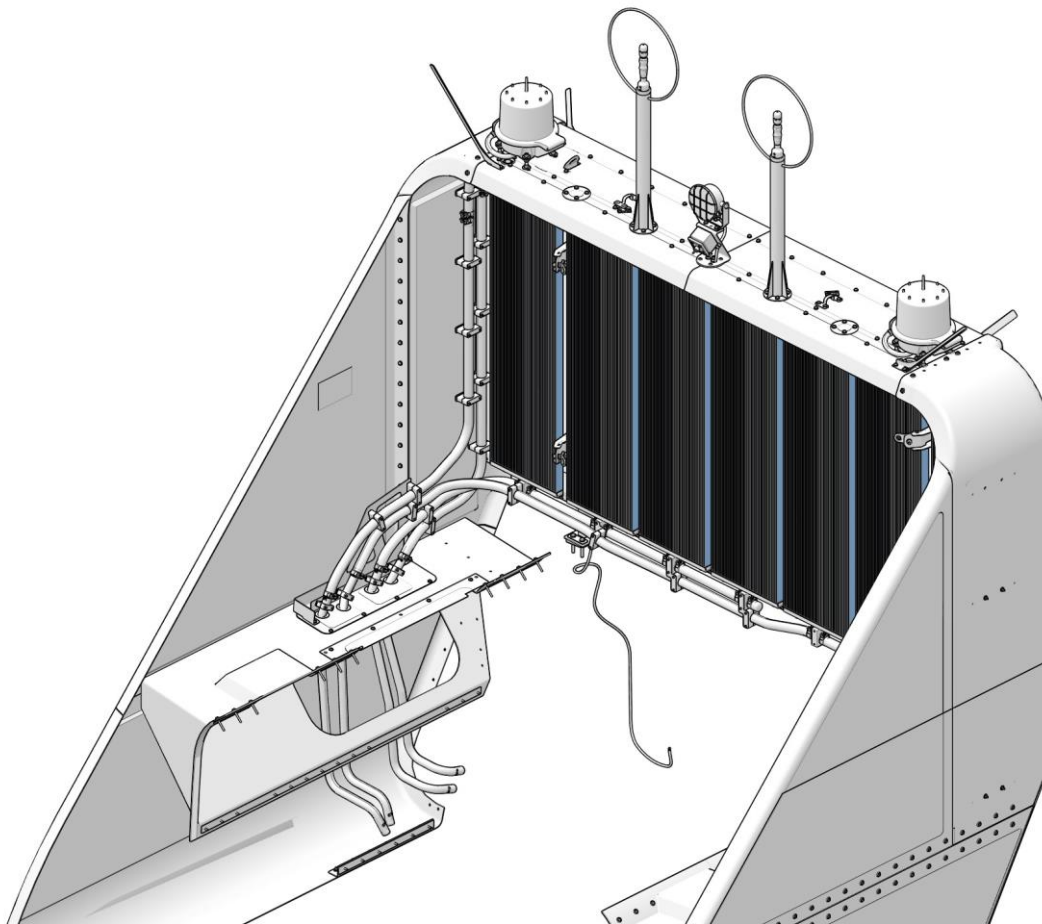
### V150

Лопасть V150 практически идентична лопастям V136 и V126.

На лопасти V150 расширенный проводник из фольги протянут почти на всю длину до основания лопасти, покрывая большую часть поверхности лопасти. В основании лопасти расширенный проводник из фольги переходит во внутренний кабель вертикального молниеотвода, подключает датчик молнии и осуществляет соединение с бандажом лопасти. Бандаж лопасти обеспечивает сопряжение с LCTU. Дополнительную информацию о LCTU см. в [разделе 3.6 «Защита коренных подшипников», стр. 10.](#)

### 3.5 Защита системы CoolerTop®

Оборудование, размещенное наверху системы охлаждения, защищено с помощью стержней и кольцевых приемников. Все металлические части эквипотенциально соединены с внутренней стальной конструкцией гондолы, как показано на [рисунке «Ультразвуковые анемометры и авиационные сигнальные огни на устройстве CoolerTop® в задней части крыши гондолы»](#), стр. 10

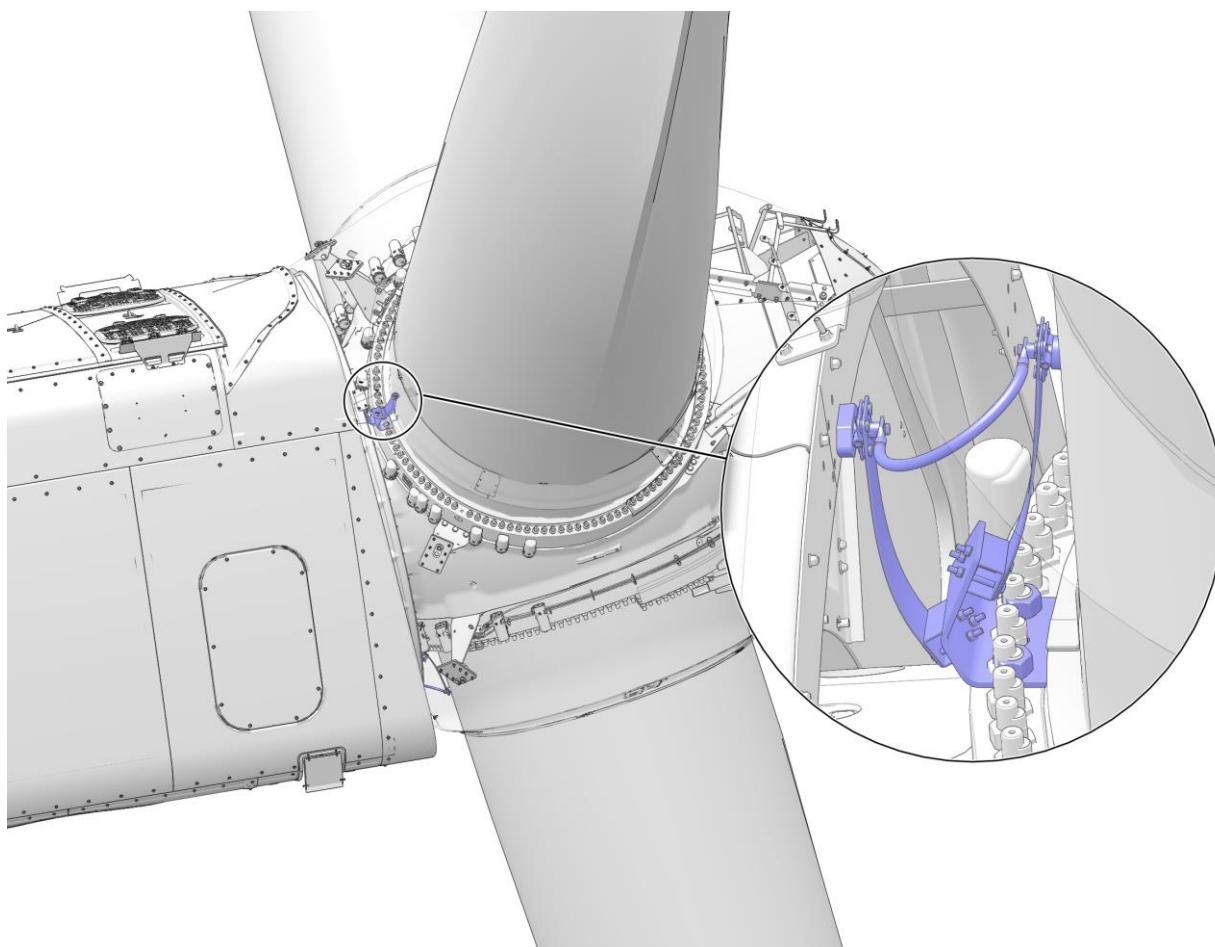


**Рисунок 3.5. Ультразвуковые анемометры и авиационные сигнальные огни на устройстве CoolerTop® в задней части крыши гондолы**

### 3.6 Защита коренных подшипников

Для отвода тока молнии от лопастей к элементам конструкции гондолы, в обход ступицы и коренных подшипников, используется вращающееся устройство передачи тока молнии (LCTU), установленное между лопастями и гондолой.

Вертикальный молниеотвод каждой лопасти изолирован от рамы ступицы и соединен с конструкцией гондолы через LCTU.



**Рисунок 3.6. LCTU между лопастями и конструкцией гондолы**

Блок LCTU проверяется на предмет проводимости тока молнии.

### 3.7 Система молниеотвода от гондолы к башне

Гондола соединена с верхней частью поворотного фланца при помощи соединительных конструкций. В поворотном подшипнике предусмотрены латунные контакты, чтобы предотвратить проход тока молнии через поворотные шестерни и подшипник.

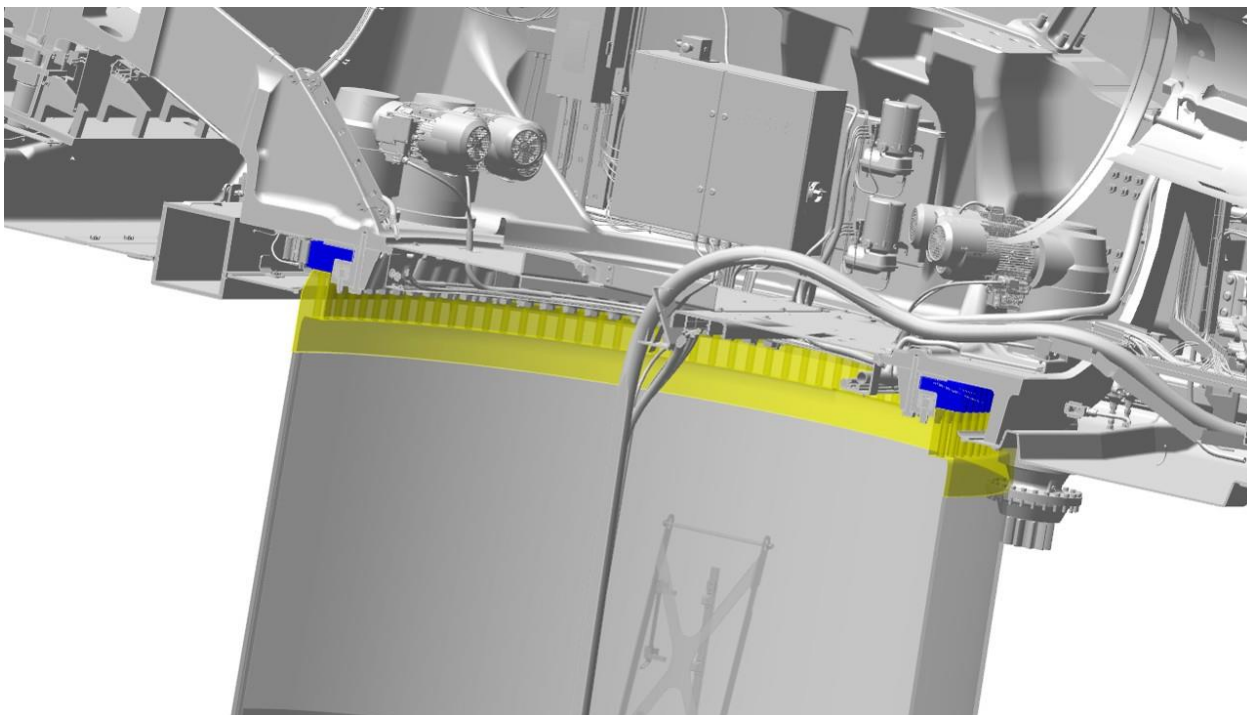
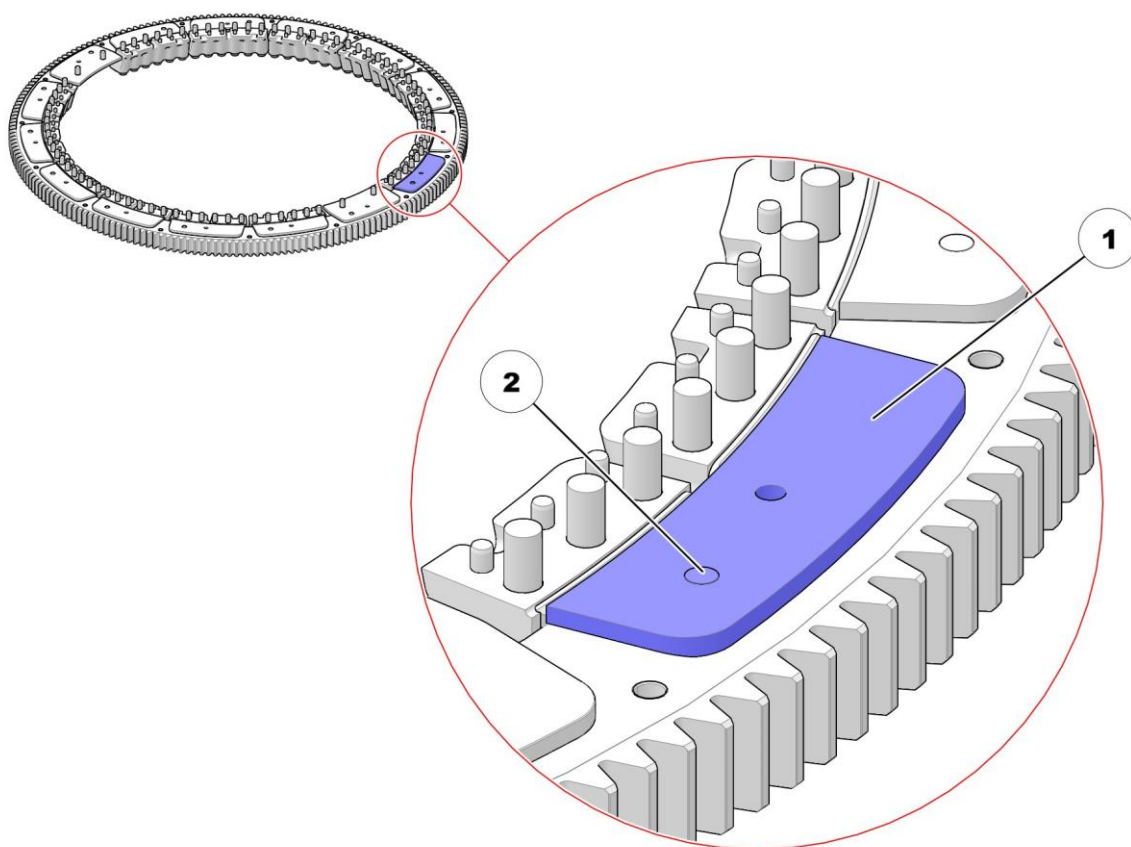


Рисунок 3.7. Защита подшипника поворота



1 Направляющая плита

2 Бронзовая вставка

Рисунок 3.8. Бронзовая вставка показана в нейлоновой направляющей плите, обеспечивающей электрическое соединение гондолы с башней

### 3.8 Конструкция башни

---

Есть два типа башен:

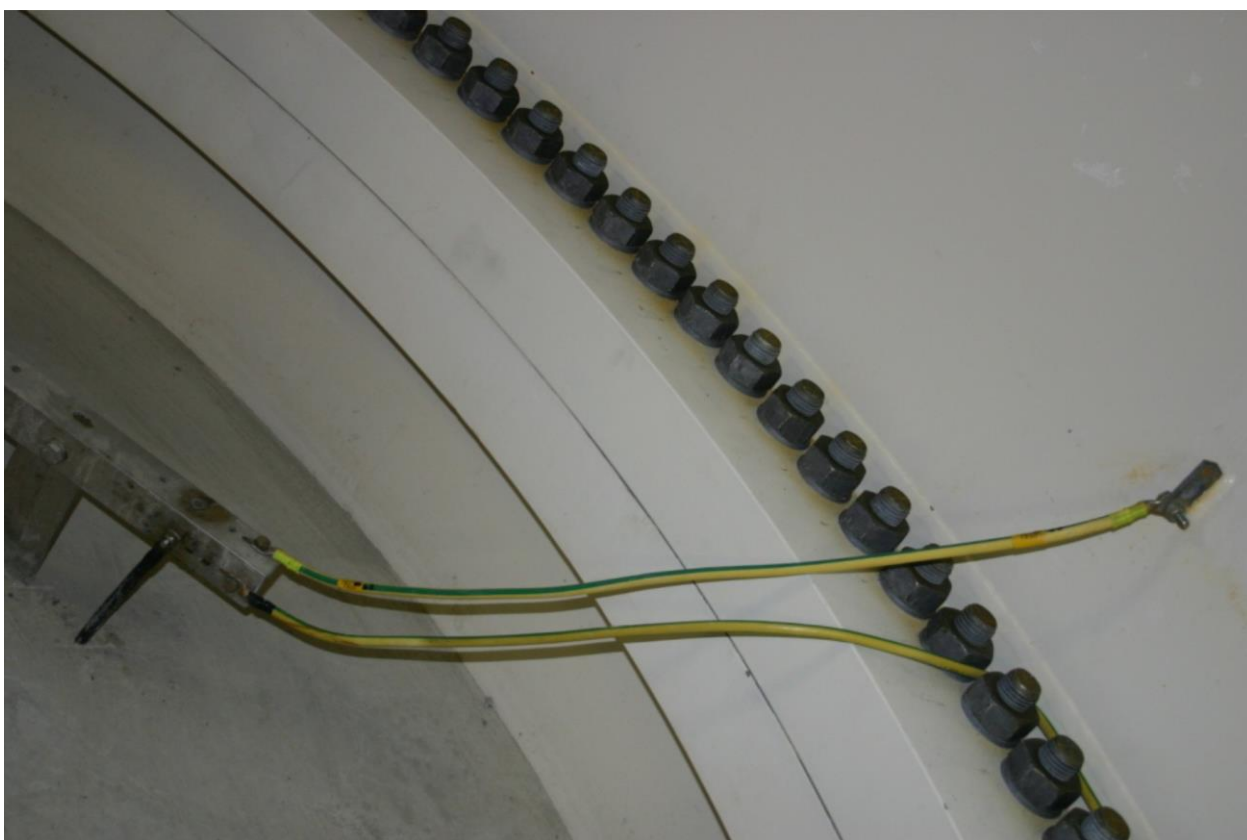
- стальная башня;
- смешанная башня (верх из стали, основание из бетона).

Башня является естественным вертикальным молниеотводом с очень большой площадью поперечного сечения и, как следствие, низким сопротивлением.

### 3.9 Система вертикального молниеотвода от основания башни до системы заземления

---

В нижней части башни все заземляющие проводники соединены с главной шиной заземления.



**Рисунок 3.9. Соединение башни с главной шиной уравнивания потенциалов**

### 3.10 Защита электрической системы и системы управления

---

Необходимо обеспечить защиту высоковольтного трансформатора от молнии. Компания Vestas решает это путем установки высоковольтных разрядников на клеммах высокого напряжения и устройств защиты от импульсных перенапряжений на стороне низкого напряжения.



## 3.11 Системы заземления

### 3.11.1 Наземная ветровая турбина

Есть два типа системы заземления: первый тип — система заземления Vestas; второй — сторонняя система заземления, которая используется как часть системы заземления башни смешанного типа.

Система заземления смешанной башни представляет собой сочетание системы заземления Vestas и сторонней системы заземления. Смешанная башня состоит из стальной верхней части и бетонного основания. За поставку системы заземления для башни такого типа отвечает сторонний подрядчик (не Vestas). Сертификаты на смешанную башню и систему ее заземления тоже получает сторонний подрядчик.

Следующее описание распространяется и на систему заземления Vestas и на систему заземления башни смешанного типа.

Система заземления выполняет функцию как защитного, так и рабочего заземления по схеме типа В.

Система заземления одной ВЭУ состоит, в основном, из трех отдельных контуров заземления. Первый контур является заземлением самого фундамента. Второй и третий контуры представляют собой заземляющие соединения между каждой ВЭУ и горизонтальным заземляющим электродом.

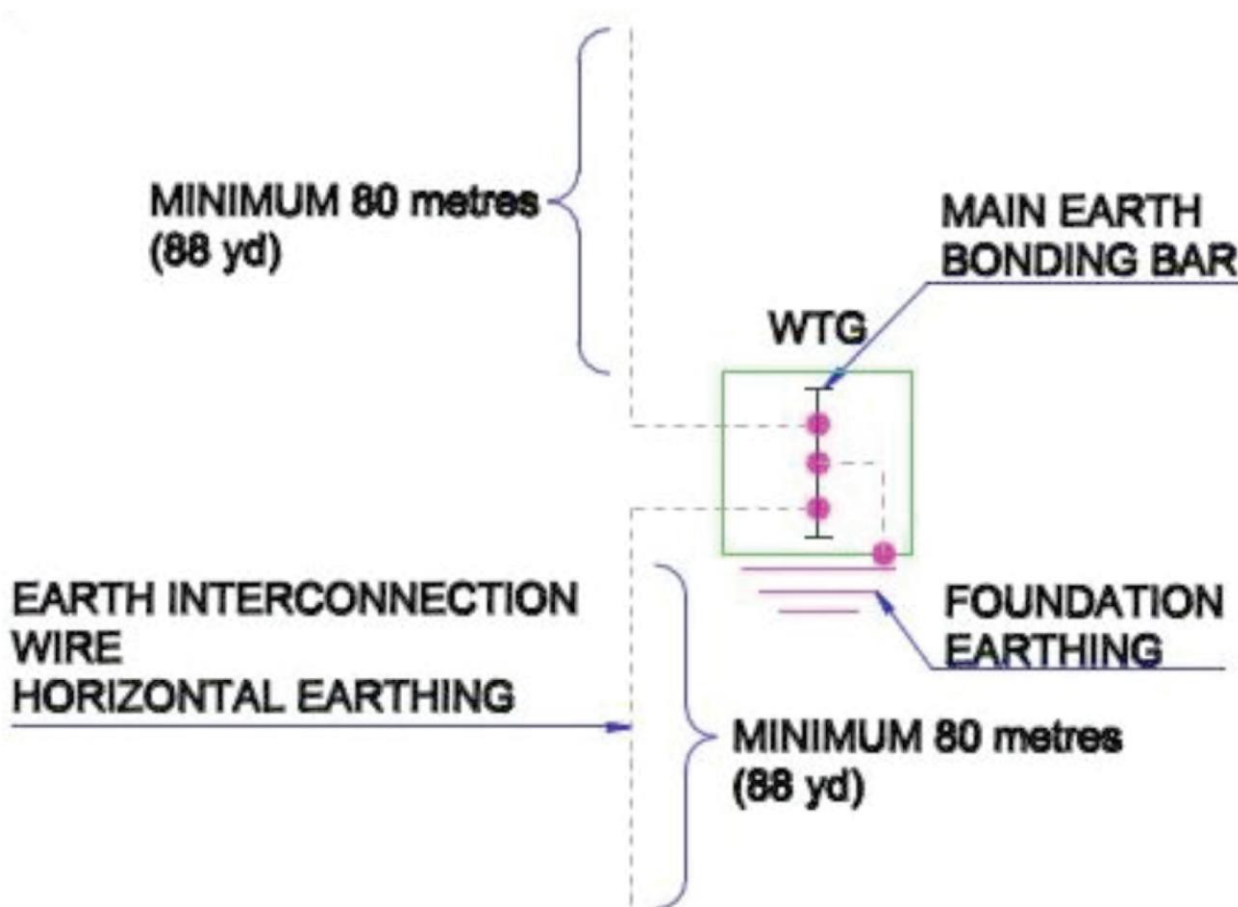


Рисунок 3.10. Основной чертеж системы заземления Vestas

В системе заземления ВЭУ ветроэлектростанции или сеть ВЭУ дополнительно соединены между собой проводами заземления и образуют единую систему заземления.

Эта система обеспечивает заземление систем высокого и низкого напряжения, а также системы молниезащиты каждой ВЭУ. Кроме того, она обеспечивает распределение высокого напряжения в рамках всей ветровой электростанции.

С точки зрения молниезащиты ветровой турбины, компания Vestas не предъявляет требований к значению минимального сопротивления (в омах) до удаленного заземления. Заземление системы молниезащиты основано на конструкции и устройстве системы заземления Vestas в соответствии со стандартами IEC.

Одним из компонентов системы заземления является главная шина заземления, расположенная в точке ввода всех кабелей в ветровую турбину. К этой главной шине заземления подключены все заземляющие электроды. Кроме того, для всех кабелей, входящих в ВЭУ или выходящих из нее, предусмотрены эквипотенциальные соединения.

Требования, изложенные в спецификации на систему заземления Vestas и описании работ, являются минимальными требованиями компании Vestas и стандартов IEC. Местное и национальное законодательство, а также требования проекта, могут предусматривать дополнительные меры.

Дополнительная информация о системе заземления Vestas представлена в публикации 0000-3388 «Система заземления Vestas».



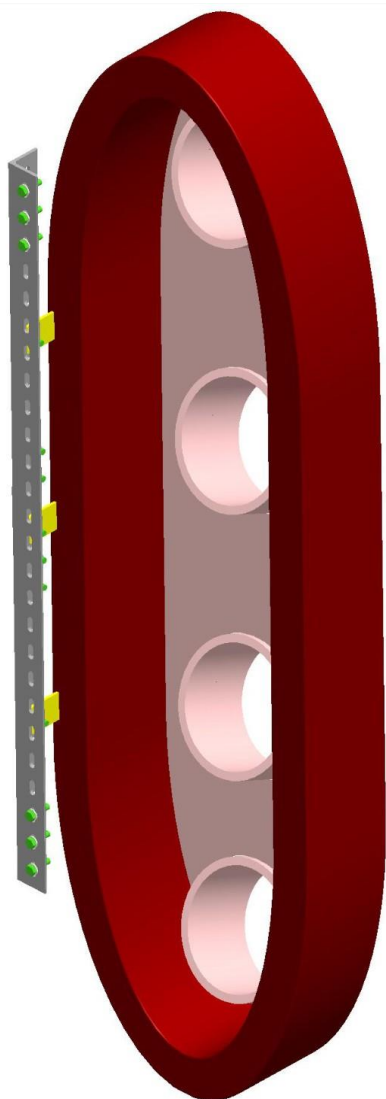
Дополнительную информацию о системе заземления смешанной башни см. в документации поставщика.

### 3.11.2 Морская ветровая турбина

---

Система заземления Vestas выполнена в виде заземляющей электродной установки типа В, работающей на принципе заземления фундамента (односвайного). Кроме того, односвайный фундамент рассматривается как дополнительный вертикальный электрод заземления, чтобы добиться нужного размера и длины системы заземления относительно системы молниезащиты. В системе заземления Vestas, ВЭУ ветроэлектростанции или сеть ВЭУ дополнительно соединены между собой проводами заземления и образуют единую систему заземления.

Одним из компонентов системы заземления Vestas является главная шина заземления, расположенная в точке ввода всех подводных кабелей в башню ВЭУ. К главной шине заземления присоединяется заземляющий электрод. С ней также выполняется эквипотенциальное соединение всех подводных кабелей, входящих в ВЭУ или выходящих из нее. Главная шина заземления приварена/прикреплена болтами непосредственно к нижней секции башни и, таким образом, соединена непосредственно с башней и со всеми металлическими частями ВЭУ.



**Рисунок 3.11. Возможное расположение главной шины заземления**

Волоконно-оптические кабели с металлическими кабельными экранами или другими металлическими элементами также нужно подключать непосредственно к главной шине заземления в точке ввода.



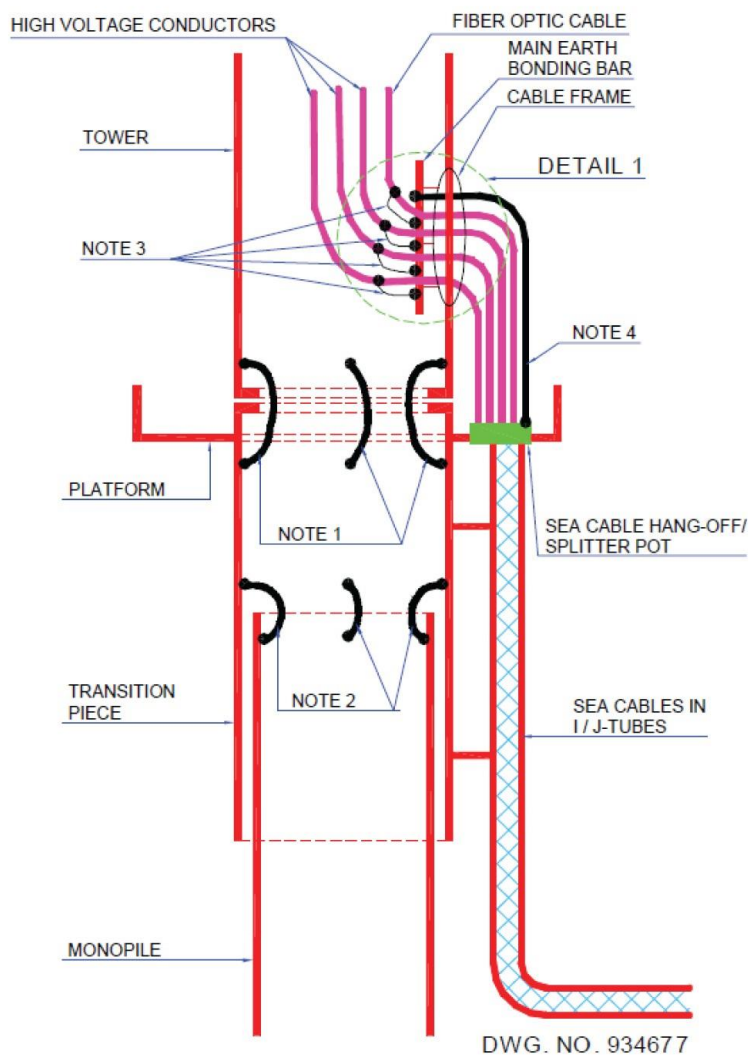
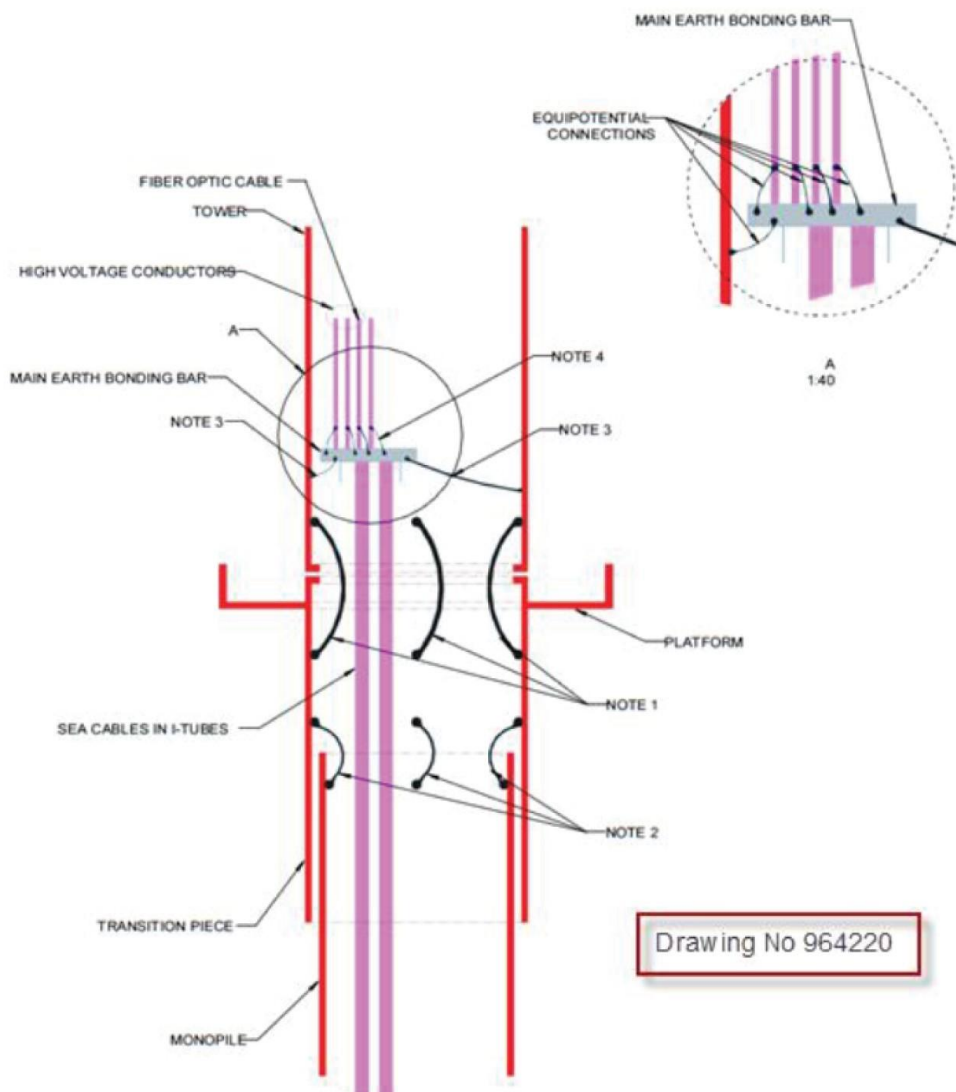


Рисунок 3.12. Принципиальная схема системы заземления Vestas для J-образной трубы



**Рисунок 3.13. Принципиальная схема системы заземления Vestas для I-образной трубы**

Обычно все металлические части, находящиеся внутри ВЭУ и в непосредственной близости от нее, соединяются между собой и подсоединяются к системе заземления. В результате при протекании токов в системе заземления все части и почва/вода вокруг будут иметь один потенциал. При равенстве потенциалов (напряжений) всех металлических частей и окружающей среды не возникает потенциал прикосновения или шаговый потенциал (шаговое напряжение).

Дополнительная информация о системе заземления Vestas представлена в публикации 0000-3388 «Система заземления Vestas».

### 3.12 Проверка

Проверка системы молниезащиты выполнена в соответствии с требованиями стандарта IEC 61400-24:2010, а для ветровой турбины V117 — в соответствии с повышенными значениями стандарта JISC 1400-24:2014.

## 4 ЭМС

ВЭУ Vestas полностью соответствуют требованиям директивы 2014/30/EU по электромагнитной совместимости и положениям, которые касаются ЭМС, директивы 2006/42/EC по безопасности машин и механизмов.

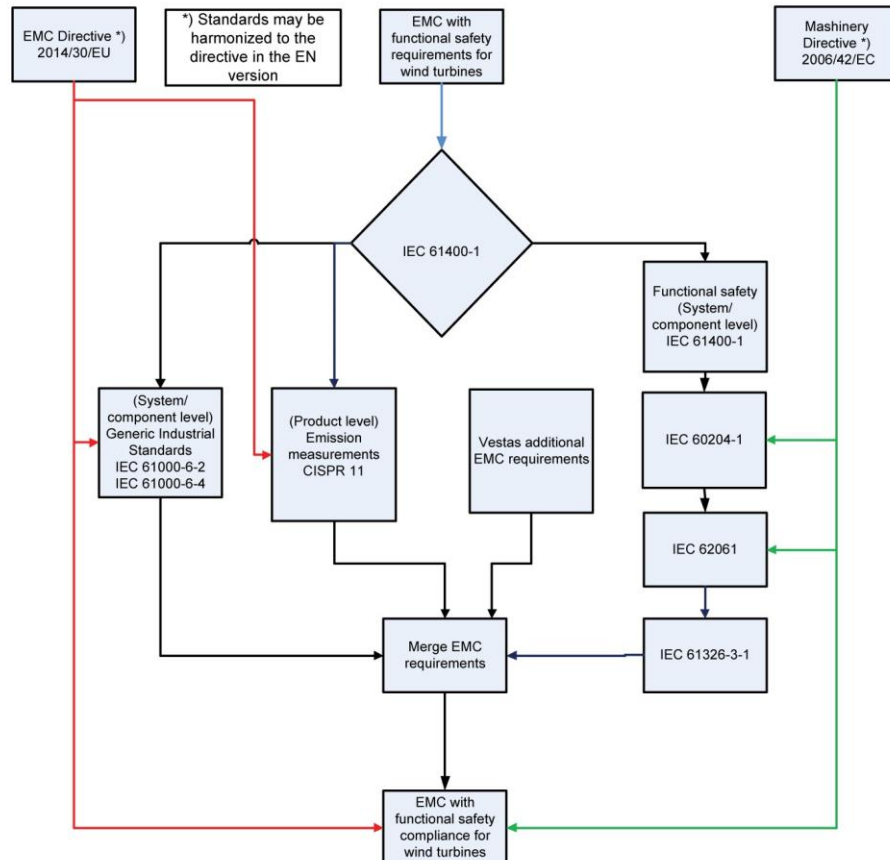
Директива по ЭМС призвана обеспечить электромагнитную совместимость выпускаемого электрооборудования. Подробнее о требованиях см. в разделе «Основные требования к ЭМС».

**Vestas**

В целях выполнения директивы ЕС по ЭМС, компания Vestas сосредоточилась на трех основных направлениях:

- Нормативное соответствие ветровой турбины
- Рекомендованные нормы проектирования
- Взаимное соответствие компонентов

#### 4.1 Ссылки на законодательные акты



**Рис. 4.1. Ссылки на законодательные акты**

Компания Vestas разрабатывает и производит продукцию в соответствии с требованиями Европейского Совета, изложенными в директивах по ЭМС и по безопасности машин и механизмов.

ДИРЕКТИВА 2014/30/EU Европейского парламента и Совета ЕС от  
26 февраля 2014 г.  
о сближении законодательств Государств-членов по  
электромагнитной совместимости (переработанный вариант).

и

ДИРЕКТИВА 2006/42/ЕС Европейского парламента и Совета ЕС от  
17 мая 2006 г.  
по машинам и механизмам, дополняющая Директиву 95/16/ЕС

Исполнение требований указанных директив подтверждается методиками поверки, описанными в следующих стандартах для продукции данного уровня:

IEC 61400–1 «Установки ветроэнергетические. Часть 1. Технические требования» разъясняет вопросы безопасности, обеспечения качества и технической целостности, а также определяет требования безопасности для конструкции, монтажа и эксплуатации ВЭУ.

IEC 61400–1 определяет основные требования к конструкции для обеспечения технической целостности ветровых турбин. Его цель является обеспечение надлежащего уровня защиты от всех опасностей в течение предусмотренного срока службы. Данный стандарт касается всех подсистем ВЭУ, таких как устройства управления и защиты, внутренние электрические системы, механизмы и вспомогательные конструкции. Настоящий стандарт распространяется на ветровые турбины любых размеров.

CISPR 11 «Промышленные, научные и медицинские устройства. Характеристики радиопомех. Нормы и методы измерений».

CISPR 11 определяет схемы и методы измерений, а также применимые пределы испытаний для промышленного оборудования, являющегося источником радиопомех.

#### 4.1.1 Основные требования к ЭМС

Основные требования в части ЭМС изложены в приложении I к Директиве по ЭМС 2014/30/EU «Требования к защите» и «Особые требования к стационарным установкам».

ВЭУ должна быть спроектирована и изготовлена с учетом существующего современного уровня развития техники, для того чтобы гарантировать следующее:

- Генерируемые электромагнитные помехи не превышают уровня, выше которого радио-, телекоммуникационное или любое другое оборудование перестает нормально работать.
- Ожидаемый уровень устойчивости к электромагнитным помехам во время предусмотренного применения ВЭУ позволяет ей функционировать в реальных условиях эксплуатации с требуемым качеством.

#### 4.2 Нормативное соответствие ветровой турбины

Подтверждением выполнения обязательных требований директивы по ЭМС являются *результаты измерения окончательных параметров электромагнитного излучения в полевых условиях*.

Измерения *окончательных параметров электромагнитного излучения в полевых условиях* представляют собой комплекс измерений in situ, которые проводят на типичной ВЭУ данной модели Mk.

Требования к надежности включают дополнительные испытания на ЭМС, которые связаны с воздействием молнии, описанным в [разделе 3 «Молниезащита», стр. 4](#).



In situ — это латинское выражение, которое переводится как «на месте нахождения».

#### 4.3 Рекомендованные нормы проектирования

Для выполнения требований рекомендованных норм проектирования компания Vestas разработала несколько специальных методических указаний по проектированию, предназначенных для установки определенных элементов и деталей на ветровую турбину.

Оценка ЭМС и методов установки системы молниезащиты выполнена и реализована на уровне системы.



## 4.4 Взаимное соответствие компонентов

---

Для обеспечения взаимного соответствия все активные электронные компоненты должны отвечать стандартным требованиям по ЭМС и требованиям к надежности в условиях повышенной грозовой опасности, предъявляемым компанией Vestas.

Для устойчивости к излучаемым и наведенным помехам, все электрические компоненты, установленные в ВЭУ, удовлетворяют требованиям соответствующих стандартов на продукцию или, по крайней мере, требованиям стандарта IEC 61000–6–2. На электронные компоненты, связанные с функциональной безопасностью, распространяется стандарт IEC 61326-3-1.

На электромагнитные помехи в помещениях распространяются требования IEC 61000-6-4 или стандарта на конкретное изделие.

**Ветроэнергетическая установка V126 с мощностью 4,2 МВт****Wind Turbine V126 with a rating of 4,2 MW**

The documents referenced in the table below are applicable for Wind Turbine V126 with a rating of 4,2MW, even if separate ratings are presented inside the document.

Приведенные документы, применимы для ветроэнергетической установки V126 с мощностью 4,2МВт, даже в случае, если в документе упоминаются другие мощности.

Document Number RU	Document Title RU	Document Number EN	Document Title EN
0069-6386 V00	Система заземления Vestas - заземление между ветровыми турбинами	0069-6386 V00	

# Система заземления Vestas — заземление между ветровыми турбинами

Тип турбины	Версия Mk
Все CTR компании Vestas	Все версии Mk

## История документа

№ изменения	Дата	Описание изменений
08	2013-10-07	Обновление шаблона.

## Содержание

<b>1</b>	<b>Назначение.....</b>	<b>2</b>
<b>2</b>	<b>Справочная документация .....</b>	<b>2</b>
2.1	Документы по технике безопасности .....	2
2.2	Справочные документы .....	2
2.3	Внешние стандарты .....	3
<b>3</b>	<b>Инструменты .....</b>	<b>3</b>
<b>4</b>	<b>Ведомости материалов.....</b>	<b>3</b>
4.1	Материалы, поставляемые компанией Vestas .....	3
4.2	Другие необходимые материалы .....	4
<b>5</b>	<b>Предварительные условия .....</b>	<b>4</b>
<b>6</b>	<b>Система заземления.....</b>	<b>4</b>
6.1	Установка заземления между ветровыми турбинами.....	4
<b>7</b>	<b>Инструкции по выполнению работ .....</b>	<b>5</b>
7.1	Заземляющий соединительный провод.....	5
<b>8</b>	<b>Чертежи .....</b>	<b>9</b>

## 1 Назначение

В этом документе описана процедура устройства заземления между ветровыми турбинами, установленными на стандартные гравитационные фундаменты, фундаменты на скальном грунте с использованием переходных элементов и фундаменты на анкерных каркасах

## 2 Справочная документация

### 2.1 Документы по технике безопасности

Номер документа	Заголовок
0000-0496	Руководство компании Vestas по охране труда
Нет	РА для (указать номер документа и заголовок документа по оценке риска)

Таблица 2-1. Документы по технике безопасности

### 2.2 Справочные документы

Номер документа	Заголовок
961637	Система заземления Vestas — Описание системы заземления для стандартного гравитационного фундамента
960451	Контроль качества заземления между ветровыми турбинами
0001-4190	Система заземления Vestas — Описание системы заземления для фундамента на скальном грунте с использованием переходных элементов
0014-6511	Система заземления Vestas — Описание системы заземления для фундамента на анкерных каркасах

Таблица 2-2. Справочные документы



## 2.3 Внешние стандарты

Номер документа	Заголовок
IEC 61400-24	Первое издание. 2010-06. Турбины ветровые. Часть 24. Молниезащита.
IEC 60364-5-54	Второе издание 2002-06. Электрические установки зданий. Часть 5-54. Выбор и монтаж электрооборудования. Заземляющие устройства, защитные проводники и провода защитного соединения
IEC 61936-1	Первое издание. 2002-10. Установки электрические напряжением свыше 1 кВ переменного тока. Часть 1. Общие правила. Участвующие стороны

Таблица 2-3. Внешние стандарты

## 3 Инструменты

Для выполнения этой задачи не требуется никаких специальных инструментов, используются только подходящие стандартные инструменты.

## 4 Ведомости материалов

### 4.1 Материалы, поставляемые компанией Vestas

Перечисленные ниже материалы поставляются компанией Vestas вместе с каждой секцией фундамента или комплектом заземления.

Поз. №	Количество	Описание
		Главная шина заземления
		Болты M10, шайбы M10 и гайки M10 (из нержавеющей стали) для подсоединения заземляющего провода к главной шине заземления внутри каждой ветровой турбины.

Таблица 4-1. Материалы, поставляемые компанией Vestas

## 4.2 Другие необходимые материалы

Поз. №	Количество	Описание
		Неизолированный медный провод сечением 50 мм <sup>2</sup> (AWG 1/0) — многожильный заземляющий провод, сердечник класса 7). Длина заземляющих соединительных проводов подбирается для каждого объекта и зависит от расстояния между фундаментами отдельных турбин и расстояния до подстанции
		Кабельные наконечники для многожильных медных проводов сечением 50 мм <sup>2</sup> (AWG 1/0), отверстие Ø10 мм, по одной на каждом конце заземляющего соединительного провода.

Таблица 4-2. Другие необходимые материалы

## 5 Предварительные условия

Описание и чертежи, относящиеся к заземлению, устанавливаемому между ветровыми турбинами Vestas на стандартных массивных фундаментах, фундаментах на скальном грунте с использованием переходных элементов и фундаментах на анкерных каркасах.

Заземление между турбинами является лишь одним из элементов комплексной системы заземления Vestas.

Данное описание работ относится к ветровым турбинам как с внутренним, так и с внешним расположением трансформатора и распределительного устройства.

Описание полной системы заземления Vestas приведено в следующих документах в зависимости от типа фундамента ветровой турбины:

Система заземления Vestas соответствует следующим международным стандартам и нормативам:

## 6 Система заземления

Компания Vestas предлагает утвержденную систему заземления для стандартных массивных фундаментов, фундаментов на скальном грунте с использованием переходных элементов и фундаментов на анкерных каркасах трубчатой стальной башни. Проектная документация содержит документы с описанием полной системы заземления Vestas, документы с описанием заземления фундамента для каждой турбины, документы с описанием эквипотенциальных соединений всех кабелей, входящих в ветровую турбину, а также данный документ с описанием заземления между ветровыми турбинами и (или) подстанцией.

### 6.1 Установка заземления между ветровыми турбинами

Установка соединительного провода/заземляющего провода должна выполняться в соответствии с техническими требованиями, приведенными в данном документе, а также содержащимися на чертежах и предъявляемых при контроле качества.

Если трансформатор и (или) распределительное устройство расположены вне ветровой турбины, заземляющий провод должен проходить через шину заземления этого трансформатора и (или) распределительного устройства до ввода в ветровую турбину. Установка соединительного провода между подстанцией и ветровыми турбинами также должна выполняться в соответствии с данным документом и чертежами.

Установка всех элементов заземления между турбинами и подстанцией должна выполняться до установки башни турбины на фундамент.

## **7 Инструкции по выполнению работ**

### **ПРИМЕЧАНИЕ**

Установка всех элементов заземления между турбинами и подстанцией должна выполняться до установки башни турбины на фундамент.

### **7.1 Заземляющий соединительный провод**

Вдоль каждого соединительного высоковольтного кабеля между всеми отдельными ветровыми турбинами или между ветровой турбиной и подстанцией должен быть проложен неизолированный многожильный медный провод. В данном документе такой провод носит название заземляющего соединительного провода.

### **ПРИМЕЧАНИЕ**

Если трансформатор и (или) распределительное устройство расположены вне ветровых турбин, заземляющий провод должен проходить через шину заземления этого трансформатора и (или) распределительного устройства до ввода в ветровую турбину.

Установка соединительного провода между подстанцией и ветровыми турбинами также должна выполняться в соответствии с данным документом и чертежами.

Пример установки заземляющих соединительных проводов показан на приложенных чертежах.

Заземляющий соединительный провод должен быть проложен в траншее вместе высоковольтными кабелями, но располагаться над ними. Расположение заземляющего соединительного провода и высоковольтного кабеля в кабельной траншее показано на приложенных чертежах.

- При планировании прокладки кабелей между турбинами или между турбиной и подстанцией необходимо выкопать кабельную траншею глубиной 1 м для высоковольтных кабелей и заземляющего соединительного провода.
- Уложите высоковольтный кабель на дно траншеи. Засыпьте высоковольтный кабель слоем грунта толщиной 0,1 м.
- Уложите заземляющий соединительный провод и засыпьте слоем грунта толщиной 0,2 м.
- Уложите предупреждающую/маркировочную ленту поверх этого слоя на расстоянии приблизительно 0,7 м от поверхности земли.
- Окончательно засыпать траншею после ввода кабелей в турбину или подстанцию.

#### ПРИМЕЧАНИЕ

Необходимо убедиться, что в вынутом грунте отсутствуют острые камни или гравий, которые могут повредить высоковольтный кабель или заземляющий соединительный провод во время засыпки. Если в грунте присутствуют острые камни или гравий, то необходимо обеспечить, чтобы они отсутствовали в слое грунта под и над кабелями.

#### ПРИМЕЧАНИЕ

Убедитесь, что в одной траншее с высоковольтными кабелями и заземляющим соединительным проводом не уложены сигнальные кабели или кабели связи. В одну траншею с высоковольтными кабелями и заземляющим соединительным проводом допускается укладка только утвержденных для использования компанией Vestas волоконно-оптических кабелей без металлических экранов и других металлических элементов.

Если в проекте ветровой турбины используются сигнальные кабели, кабели управления или связи, содержащие металлические провода, экраны, защиту, ленты и т.д., то существует большой риск повреждения оборудования связи и кабелей в случае укладки таких кабелей вблизи от высоковольтных кабелей и системы заземления. Риск повреждений связан с наличием наведенного напряжения при коротком замыкании на землю или при наличии токов короткого замыкания в высоковольтной системе.

Если требуется использовать кабели связи с металлическими проводами, экранами, защитой, лентами и т. п., то при их укладке параллельно высоковольтным кабелям необходимо рассчитать наведенные перенапряжения в кабелях связи (методика расчета приведена в директивах МСЭ). В большинстве случаев требуются дополнительные меры для уменьшения этого перенапряжения (изменение маршрута прокладки, увеличение расстояния между кабелями и т. п.).

Кабели связи с металлическими проводами, экранами, защитой, лентами и т. п. всегда должны укладываться в отдельной кабельной траншее, удаленной на расстоянии не менее 1 м от траншеи с высоковольтными кабелями, если эти траншеи расположены параллельно друг другу. Если кабель связи пересекает траншею с высоковольтным кабелем и заземляющим соединительным проводом, то расстояние до низковольтного кабеля в точке пересечения должно быть не менее 0,3 м. См. Рис. 8-3, с. 11.

На площадке установки турбины заземляющие соединительные провода должны заводиться в башню турбины к главной шине заземления через пластмассовые трубы, начиная от края фундамента, вместе с высоковольтными кабелями. Если трансформатор и (или) распределительное устройство расположены вне ветровой турбины, заземляющий соединительный провод должен проходить через шину заземления этого трансформатора и (или) распределительного устройства до ввода в ветровую турбину.



*Рис. 7-1. Заземляющий соединительный провод вместе с высоковольтным кабелем, протянутые через пластмассовые трубы внутрь башни*

- Установите кабельные наконечники на каждый заземляющий соединительный провод, входящий в турбину, с помощью прессовых инструментов, которые соответствуют размеру наконечника.



Рис. 7-2. Кабельный наконечник, установленный на заземляющем соединительном проводе

- Подсоедините заземляющий соединительный провод (кабельные наконечники) к главной шине заземления с помощью болтов M10, шайб M10 и гаек M10 из нержавеющей стали.
- Затяните болты моментом 25 Н·м.



Рис. 7-3. Заземляющий провод, подсоединенный к главной шине заземления

#### ПРИМЕЧАНИЕ

Соединение с шиной заземления в корпусе трансформатора и (или) распределительного устройства (при наличии) выполняется так же, как при вводе в турбину, или в соответствии со специальными инструкциями, предоставленными для корпуса трансформатора/распределительного устройства.

- После выполнения описанных выше работ необходимо выполнить окончательную проверку монтажа заземляющего соединительного провода в соответствии с требованиями документа 960451 «Контроль качества заземления между ветровыми турбинами».

## 8 Чертежи

Рис. 8-1 на стр. 9: прокладка заземляющих соединительных проводов (трансформатор и распределительное устройство внутри ветровой турбины).

Рис. 8-2 на стр. 10: прокладка заземляющих соединительных проводов (трансформатор и (или) распределительное устройство снаружи ветровой турбины).

Рис. 8-3 на стр. 11: кабельные траншеи.

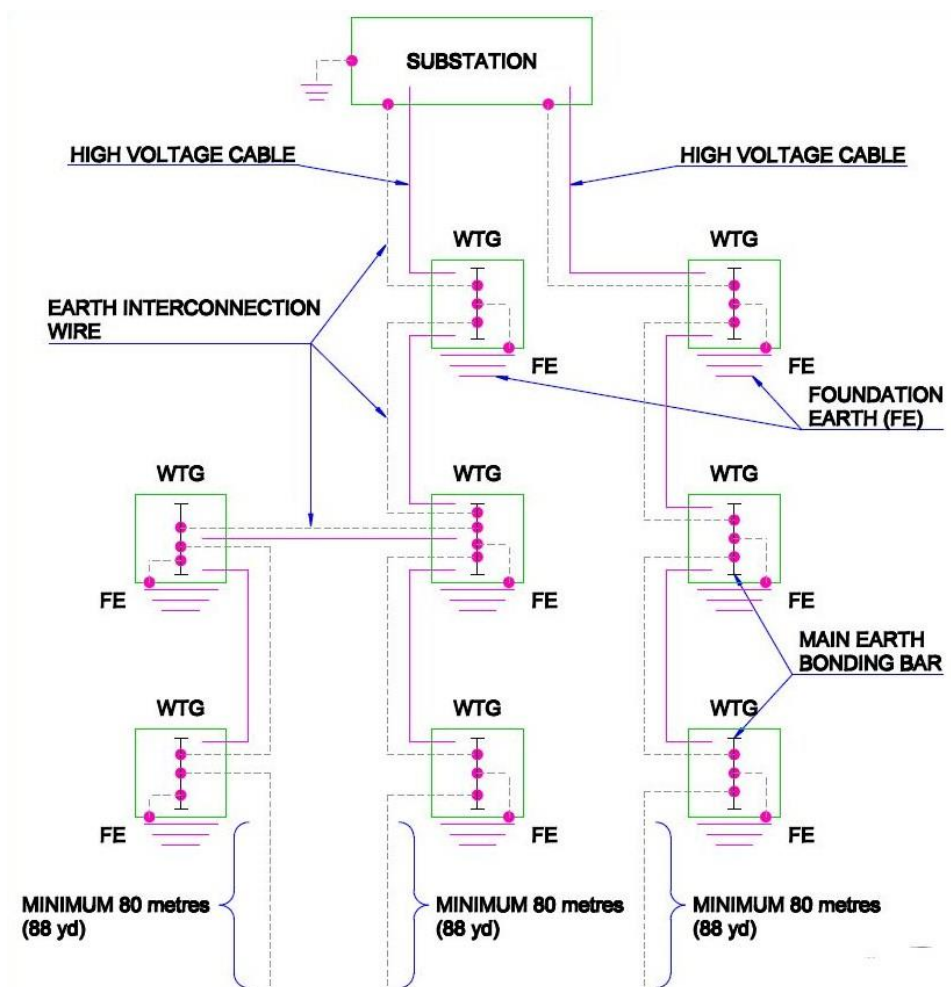


Рис. 8-1. Прокладка заземляющих соединительных проводов (трансформатор и распределительное устройство внутри ветровой турбины) (ЧЕРТЕЖ № 934668)



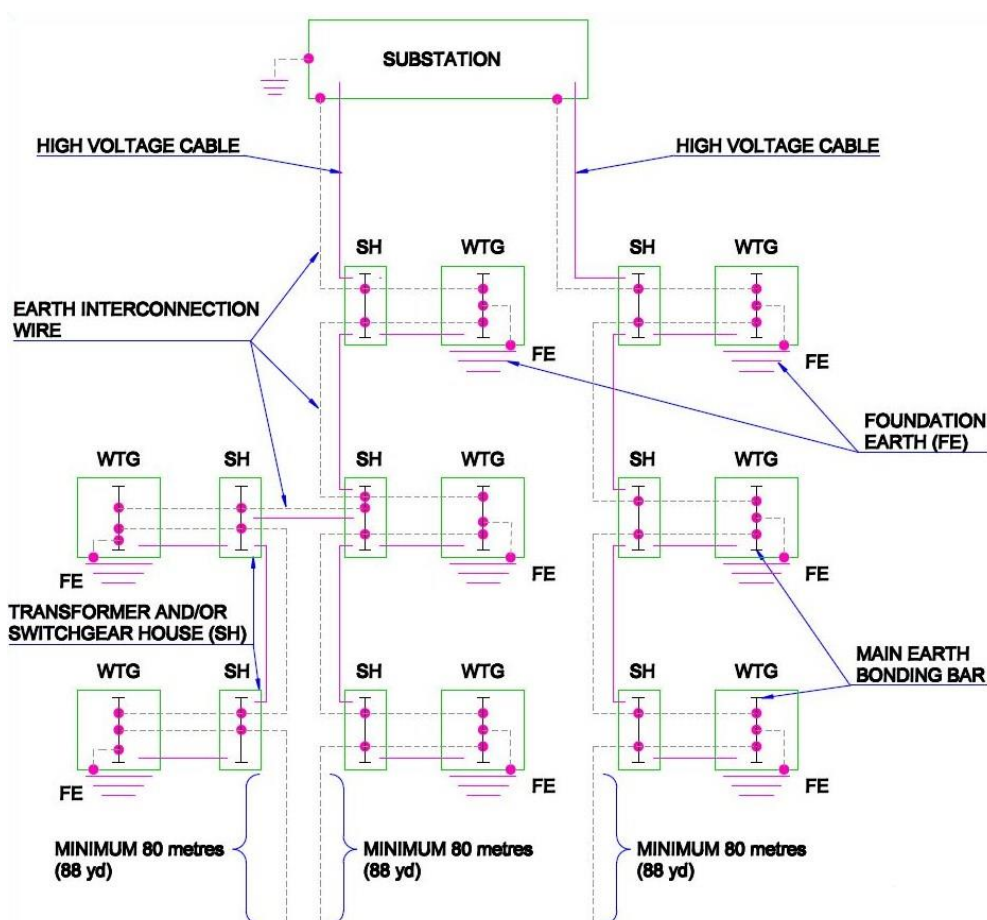


Рис. 8-2. Прокладка заземляющих соединительных проводов (трансформатор и (или) распределительное устройство снаружи ветровой турбины) (ЧЕРТЕЖ № 934671)



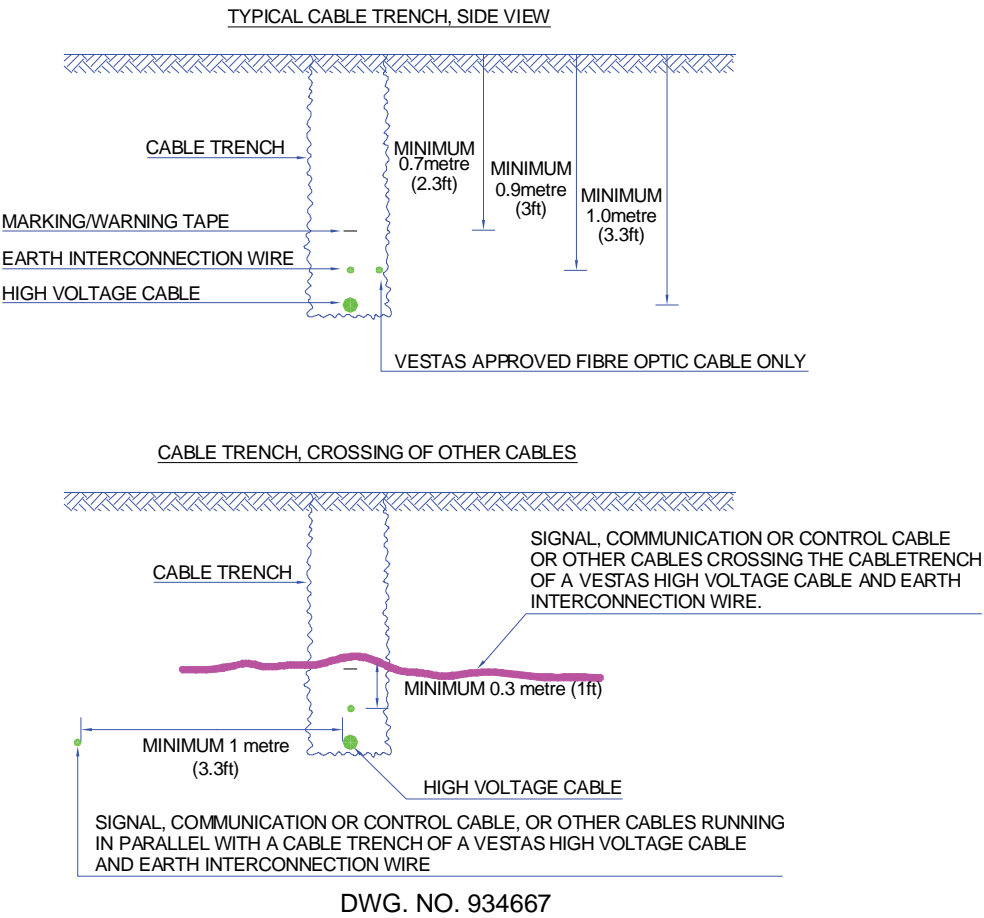


Рис. 8-3. Кабельные траншеи

**Ветроэнергетическая установка V126 с мощностью 4,2 МВт****Wind Turbine V126 with a rating of 4,2 MW**

The documents referenced in the table below are applicable for Wind Turbine V126 with a rating of 4,2MW, even if separate ratings are presented inside the document.

Приведенные документы применимы для ветроэнергетической установки V126 с мощностью 4,2МВт, даже в случае, если в документе упоминаются другие мощности.

Document Number RU	Document Title RU	Document Number EN	Document Title EN
0069-6390 V00	Система заземления Vestas Описание системы заземления для фундамента на анкерном каркасе	0069-6390 V00	

Class 1  
Document no.: 0069-6390 V00  
30.06.2011

# Система заземления Vestas

Описание системы заземления для фундамента на анкерном каркасе

## Содержание

<b>1</b>	<b>Введение .....</b>	<b>3</b>
1.1	Сопутствующие документы .....	3
1.2	Список стандартов IEC .....	4
1.3	Основные критерии проектирования и допущения .....	4
1.3.1	Вопросы молниезащиты .....	4
1.3.2	Вопросы высокого напряжения .....	5
<b>2</b>	<b>Главная шина заземления .....</b>	<b>5</b>
<b>3</b>	<b>Система заземления для молниезащиты .....</b>	<b>10</b>
3.1	Ссылки на стандарты IEC .....	10
3.2	Описание системы .....	11
3.3	Конструкция и устройство .....	12
<b>4</b>	<b>Система заземления низкого напряжения .....</b>	<b>13</b>
4.1	Ссылки на стандарты IEC .....	13
4.2	Описание системы .....	14
4.3	Конструкция и устройство .....	14
4.4	Ответственность .....	14
<b>5</b>	<b>Система заземления высокого напряжения .....</b>	<b>14</b>
5.1	Ссылки на стандарты IEC .....	14
5.2	Описание системы .....	14
5.3	Конструкция и устройство .....	16
<b>6</b>	<b>Заземление при монтаже турбины .....</b>	<b>17</b>

## 1 Введение

Система заземления Vestas состоит из отдельных заземляющих электродов, соединенных между собой в единую систему заземления.

В этом документе описана система заземления и приведена краткая информация, относящаяся к фундаменту на анкерном каркасе.

Система заземления Vestas предназначена как для защитного, так и для функционального заземления.

Система заземления Vestas включает в себя следующие подсистемы:

- высоковольтная система;
- низковольтная система;
- система молниезащиты.
- заземление фундамента;
- заземление между ветровыми турбинами.

С точки зрения молниезащиты ветровых турбин, компания Vestas не предъявляет требований к значению минимального сопротивления растеканию анода этой системы. Заземление системы молниезащиты интегрировано в конструкцию системы заземления Vestas.

Одним из компонентов системы заземления Vestas является главная шина заземления, расположенная в кабельных вводах в ветровую турбину. Все заземляющие электроды подключаются к этой главной шине заземления. Кроме того, для всех кабелей, входящих в ветровую турбину или выходящих из нее, предусмотрены эквипотенциальные соединения.

Требования, изложенные в спецификации на систему заземления Vestas и описании работ, являются минимальными требованиями компании Vestas и стандартов IEC. Для удовлетворения местных и национальных требований могут потребоваться дополнительные мероприятия.

Если по какой-либо причине расстояния между ветровыми турбинами и подстанцией не позволяют использовать двойные соединения, как указано в разделе 1.3.2 Вопросы высокого напряжения, стр. 5, требования, предъявляемые к системе заземления Vestas, считаются не выполненными. В этом случае принципы проектирования и конструирования, изложенные в данном документе, являются недействительными. Компания Vestas не несет никакой ответственности за работоспособность заземления.

Если в систему заземления Vestas необходимо внести какие-либо изменения, следует провести предметные исследования и удостовериться в том, что модифицированная конструкция обеспечивает достаточное защитное, а также функциональное заземление ветровых турбин. Конструкция должна соответствовать требованиям применимых региональных, национальных и проектных требований.

### 1.1 Сопутствующие документы

Номер документа	Заголовок
0019-2575	Система заземления Vestas — Заземление фундамента — Описание работ по устройству заземления фундамента на анкерном каркасе
0019-2576	Контроль качества заземления фундамента на анкерном каркасе
961635	Заземление между ветровыми турбинами. Описание устройства заземления между ветровыми турбинами.
960451	Контроль качества заземления между ветровыми турбинами
961636	Эквипотенциальные соединения кабелей. Описание устройства эквипотенциальных соединений между кабелями, входящими в ветровую турбину.

Таблица 1-1. Необходимая документация

## 1.2 Список стандартов IEC

Система заземления Vestas соответствует следующим международным стандартам и нормативам:

- IEC 61400-24. Турбины ветровые. Часть 24. Молниезащита.
- IEC 60364-5-54. Второе издание 2002-06. Электрические установки зданий. Часть 5-54. Выбор и монтаж электрооборудования. Заземляющие устройства, защитные проводники и проводники уравнивания потенциалов.
- IEC 61936-1. Первое издание. 2002-10. Установки электрические напряжением свыше 1 кВ переменного тока. Часть 1. Общие правила.

## 1.3 Основные критерии проектирования и допущения

В следующих подразделах описаны критерии проектирования и допущения, используемые компанией Vestas Wind Systems A/S для соответствия требованиям указанных стандартов.

Стандарты предлагают различные варианты в случае необходимости выбора для определения порядка выполнения стандарта.

### 1.3.1 Вопросы молниезащиты

Система заземления системы молниезащиты ветровой турбины разрабатывается на основе «Установки типа В» в соответствии с требованиями IEC 61400-24 Турбины ветровые. Часть 24. Молниезащита, п. 9.4.

В соответствии с этими стандартами система заземления Vestas включает в себя заземляющий электрод фундамента и не менее двух горизонтальных заземляющих электродов (соединительных проводников).

Эти стандарты не предъявляют требований к минимальному сопротивлению растеканию анода в системе заземления с точки зрения

молниезащиты. При условии выполнения указанных выше требований, состояние почвы в районе установки ветровой турбины и ее фундамента можно не принимать во внимание. Важно учитывать только пристройки фундамента и горизонтальные заземляющие электроды.

Меры защиты от поражения персонала электрическим током из-за напряжения прикосновения или шагового напряжения, выбираются в соответствии с IEC 61400-24, п. В.3, и охватывают следующие аспекты.

- Конструкция вертикального молниеотвода ветровой турбины должна обеспечивать сокращение напряжения прикосновения до приемлемого уровня для защиты от поражения электрическим током. В качестве вертикального молниеотвода системы молниезащиты используется вся конструкция башни (естественный вертикальный молниеотвод), которая представляет собой одну большую металлическую раму.
- Выравнивание потенциала конструкций и окружающей земли с помощью замкнутой системы заземления сокращает шаговое напряжение до допустимого уровня для защиты от поражения электрическим током. В данной конструкции это достигается путем соединения всех соединенных между собой частей заземления фундамента (всех стальных стержней фундамента) с заземляющими соединениями между отдельными ветровыми турбинами.

### 1.3.2 Вопросы высокого напряжения

Высоковольтная система заземления для ветровых турбин представляет собой составную систему заземления (общая система заземления) в соответствии с требованиями IEC 61936-1. Первое издание 2002-10. Установки электрические напряжением свыше 1 кВ переменного тока. Часть 1. Общие правила.

Высоковольтная система заземления носит название составной системы, так как все ветровые турбины и подстанции соединены между собой межсоединениями и экраном концентрического кабеля или заземляющим проводом. Они являются частью высоковольтных кабелей, которые также подключаются к ветровым турбинам и подстанциям.

Благодаря использованию двойного подсоединения всех ветровых турбин и подстанции к энергосети, система заземления не зависит от заземления/почвы как контура короткого замыкания в энергосети.

При таком допущении состояние почвы вокруг ветровых турбин и сопротивление растеканию анода системы заземления не имеет значения, так как все токи короткого замыкания непосредственно протекают по проводникам известных размеров и длин.

## 2 Главная шина заземления

Главная шина заземления расположена в основании башни. Все заземляющие проводники напрямую соединены с этой шиной. Кроме того, сразу после кабельных вводов в ветровую турбину всех кабелей или кабельных экранов для них предусмотрены эквипотенциальные соединения.

Эквипотенциальные соединения всех кабелей предназначены для обеспечения четко определенной линии соединения в зоне молниезащиты, которая является основой всей системы молниезащиты ветровых турбин Vestas, разрабатываемой в соответствии со стандартами IEC. Соединения также предназначены для предотвращения образования контуров с большими токами в башне, которые могут вызвать опасные наведенные напряжения в системах турбин.

Главная шина заземления закреплена болтами непосредственно к задней части несущей рамы распределительного устройства, которое смонтировано непосредственно на секции фундамента башни. Главная шина заземления подсоединяется непосредственно к башне и всем другим металлическим частям ветряной турбины двумя медными заземляющими проводами сечением 50 мм<sup>2</sup>.

Размещение главной шины заземления показано на Рис. 2-1, стр. 6. Физические размеры главной шины заземления показаны на Рис. 2-5, стр. 10.

Имеются три варианта распределительного устройства: с двумя, тремя и четырьмя панелями. Монтаж главной шины заземления для этих трех вариантов показан на Рис. 2-2 на стр. 7, Рис. 2-3, стр. 7 и Рис. 2-4 на стр. 8.

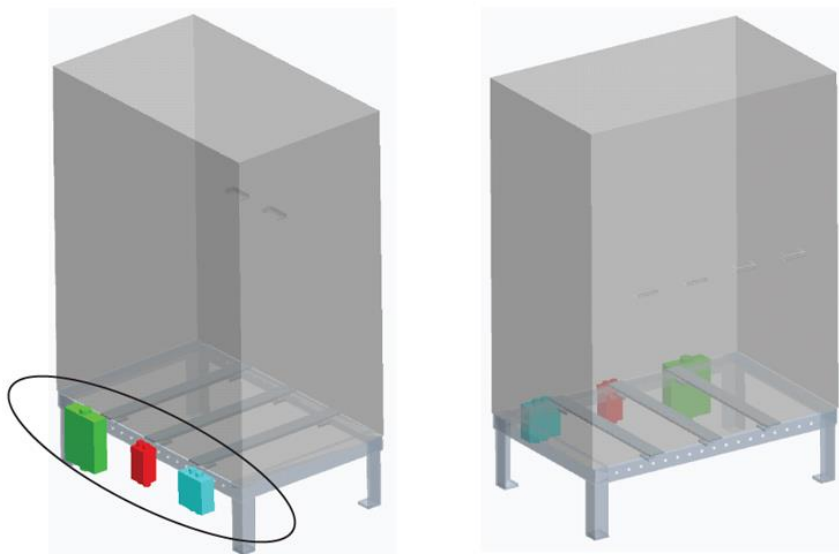


Рис. 2-1. Размещение главной шины заземления в задней части распределительного устройства





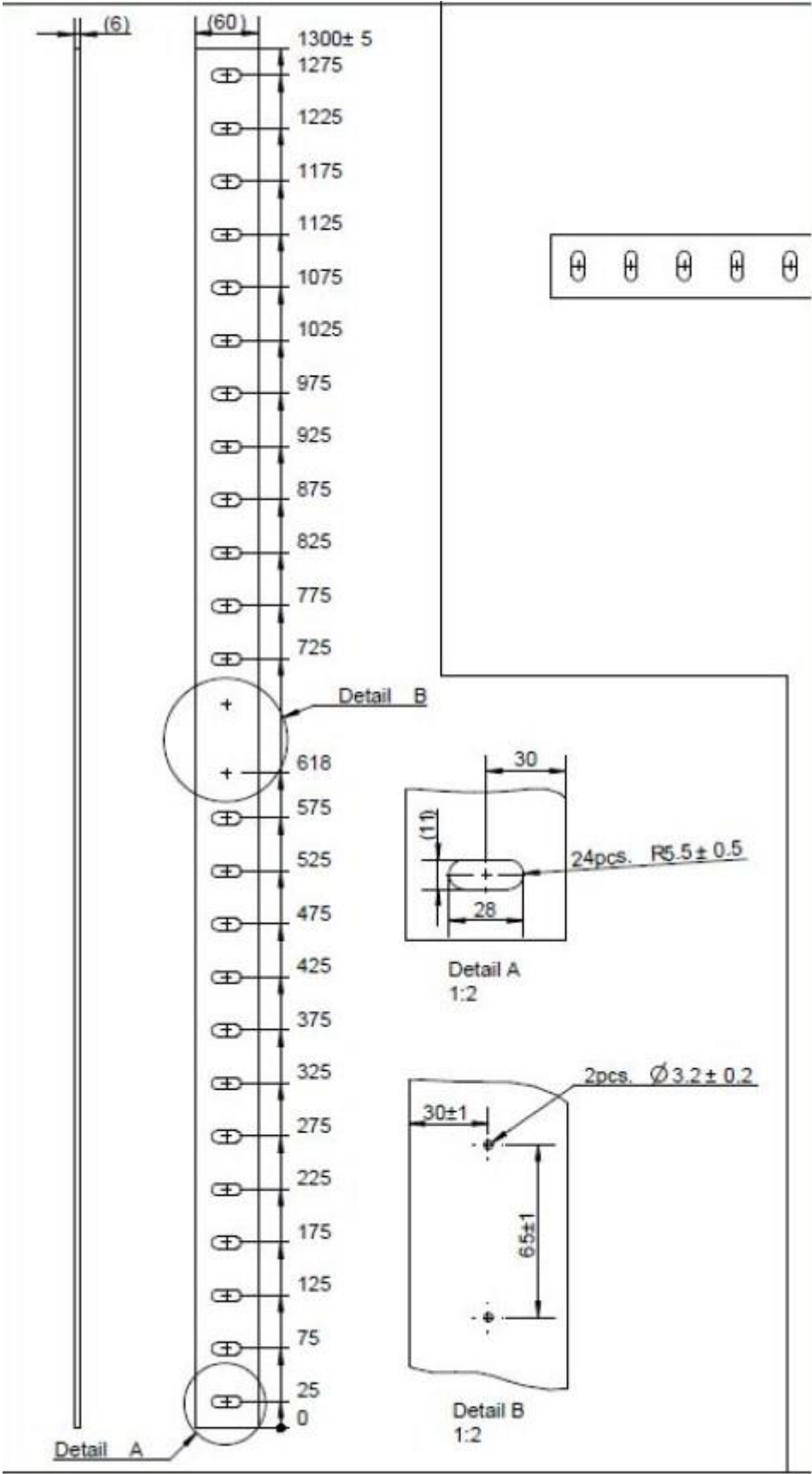
Рис. 2-2. Главная шина заземления смонтирована в задней части несущей рамы; для распределительной аппаратуры с четырьмя панелями



Рис. 2-3. Главная шина заземления смонтирована в задней части несущей рамы; для распределительной аппаратуры с тремя панелями



*Рис. 2-4. Главная шина заземления смонтирована в задней части несущей рамы; для распределительной аппаратуры с двумя панелями*



*Рис. 2-5. Физические размеры главной шины заземления*

Кабельные экраны или концентрический заземляющий провод всех высоковольтных кабелей, подведенных к башне, подсоединяются к главной заземляющей шине. Они подключаются непосредственно в точке ввода, за исключением случаев, когда распределительное устройство расположено на цокольном этаже, в месте ввода высоковольтных кабелей.

Волоконно-оптические кабели с металлическими кабельными экранами или другими металлическими элементами также подключаются непосредственно к главной шине заземления в точке ввода.

Все стандартные медные сигнальные, управляющие кабели или кабели связи должны входить в турбину через ограничитель перенапряжения, установленный в эквипотенциальной панели непосредственно на главной шине заземления.

Все низковольтные кабели, подводимые к ветровой турбине (не основные силовые кабели, а кабели питания метеорологических станций, наружного освещения, антенн и т. д.), должны вводиться в турбину через ограничители перенапряжений, установленные в эквипотенциальной панели. В эквипотенциальной панели находятся ограничители перенапряжений, соответствующие силовым кабелям системы входящим в турбину и выходящим из нее. Количество эквипотенциальных панелей зависит от количества кабелей, входящих в турбину.

Подробное описание соединения кабелей и кабельных экранов с главной шиной заземления приведено в документе № 961636: «Эквипотенциальные соединения кабелей системы заземления Vestas».

Утвержденные для применения компанией Vestas волоконно-оптические кабели без металлических элементов разрешается заводить в турбину без подсоединения к главной шине заземления.

### **3 Система заземления для молниезащиты**

#### **3.1 Ссылки на стандарты IEC**

Конструкция системы заземления Vestas основана и соответствует следующих международным стандартам и указаниям по системам заземления для молниезащиты:

- IEC 61400-24. Турбины ветровые. Часть 24. Молниезащита.

Компания Vestas предлагает проверенную систему заземления, предназначенную для фундамента трубчатой стальной башни на анкерном каркасе.

Проектная документация включает в себя следующие части:

- описание заземления фундамента на каждой площадке установки турбины;
- описание заземления между ветровыми турбинами и (или) подстанцией;

- описание эквипотенциальных соединений всех кабелей, входящих в ветровую турбину; а также
- требования к комплектной системе заземления Vestas.

### 3.2 Описание системы

Система молниезащиты, интегрированная в систему заземления Vestas, включает в себя следующие три отдельные подсистемы заземления:

:

- заземление фундамента;
- заземляющие соединительные провода (горизонтальный заземляющий электрод) для одной турбины;
- соединенные между собой заземляющие соединительные провода ветроэлектростанции или энергосети.

Предполагается, что два горизонтальных заземляющих электрода будут проложены в разных направлениях под минимальным углом 90 градусов. Расстояние между турбинами должно составлять не менее 80 метров. Только первые 80 метров заземляющего соединительного провода, проложенного между ветровыми турбинами, действительно обеспечивает заземление высокочастотных токов молнии.

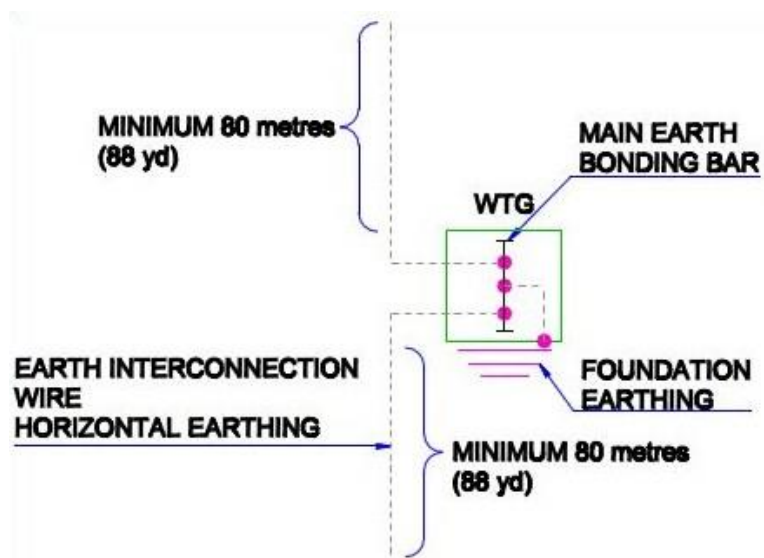


Рис. 3-1. Принципиальная схема системы заземления Vestas. (ЧЕРТЕЖ № 934675)

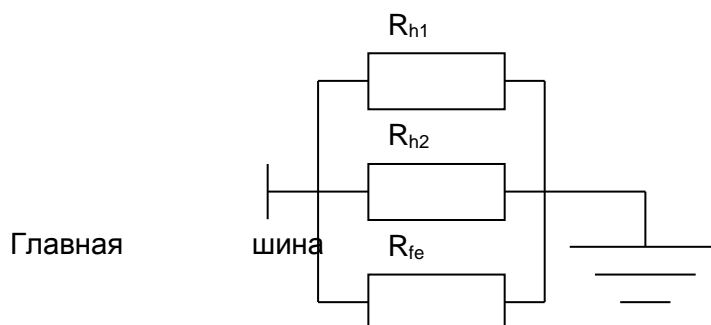


Рис. 3-2. Схема замещения системы заземления Vestas

- $R_{h1}$  Горизонтальное заземление 1.  
 $R_{h2}$  Горизонтальное заземление 2.  
 $R_{fe}$  заземление фундамента;

### 3.3 Конструкция и устройство

Система заземления Vestas рассчитана как «Установка типа В» на основе заземления фундамента, дополненного как минимум двумя горизонтальными заземляющими электродами. Длина каждого из которых не менее 80 метров. В связи с этим, стандарты не регламентируют минимальное сопротивление растеканию анода такой системы заземления, так как в ней предусматривается молниезащита. Иногда, по ряду иных причин, национальными требованиями предусматривается минимальное сопротивление растеканию анода. Этот вопрос описан ниже.

Проводники системы представляют собой оголенные многожильные медные провода сечением  $50 \text{ мм}^2$  (AWG 1/0) и стержни арматуры бетонного фундамента. Все соединения в системе продублированы.

Все части системы заземления имеют равный гальванический потенциал. Это предотвращает электрохимическую коррозию в системе заземления при условии, что в системе используются только элементы, указанные компанией Vestas в описаниях работ.

Снаружи фундамента турбины к системе можно подсоединить дополнительные заземляющие электроды, но для предотвращения коррозии, эти дополнительные заземляющие электроды или проводники должны быть из меди и (или) из нержавеющей стали.

Многожильные медные провода сечением  $50 \text{ мм}^2$  (AWG 1/0) в бетонном фундаменте со стальной арматурой соединены с помощью клемм для обеспечения надежного соединения медных заземляющих проводов и пересекающихся стальных балок арматуры через 5 метров по длине заземляющего провода. Медные заземляющие провода также подсоединяются ко всем пересекающимся стальными стержням арматуры с помощью стальных проволоочных стяжек.

#### ПРИМЕЧАНИЕ

В следующих документах приведено описание заземления фундамента каждой ветровой турбины:

0019-2575	Система заземления Vestas — Описание работ по устройству заземления фундамента на анкерном каркасе.
0019-2576	Контроль качества заземления фундамента на анкерном каркасе.

**ПРИМЕЧАНИЕ**

В следующих документах приведено описание заземления между ветровыми турбинами:

961635	Система заземления Vestas — Заземление между ветровыми турбинами: описание работ по устройству заземления между ветровыми турбинами.
960451	Контроль качества заземления между ветровыми турбинами.

**ПРИМЕЧАНИЕ**

Подробное описание эквипотенциальных соединений кабелей, входящих в ветровую турбину, приведено в документе № 961636 «Эквипотенциальные соединения кабелей системы заземления Vestas».

Указанные описания также содержат минимальные требования к осмотру во время и после установки.

Все заземляющие соединения и вертикальные молниеотводы подсоединяются к главной шине заземления в основании башни. Все входящие кабели (кабельные экраны) также соединены с главной шиной заземления.

Все металлические части, находящиеся внутри ветровой турбины и в непосредственной близости от нее, соединяются между собой и подсоединяются к системе заземления фундамента. В результате потенциалы всех частей и окружающей турбину почвы будут равны при протекании токов в системе заземления. При равенстве потенциалов (напряжений) всех металлических частей и окружающей почвы не возникает недопустимых потенциала (напряжения) прикосновения или шагового потенциала.

## 4 Система заземления низкого напряжения

### 4.1 Ссылки на стандарты IEC

Конструкция системы заземления Vestas основана и соответствует следующим международным стандартам и указаниям по системам заземления для молниезащиты:

- IEC 60364-5-54. Второе издание 2002-06. Электрические установки зданий. Часть 5-54. Выбор и монтаж электрооборудования.



Заземляющие устройства, защитные проводники и проводники уравнивания потенциалов.

## **4.2 Описание системы**

Система заземления системы низкого напряжения Vestas ветровой турбины аналогична описанной в разделе 3.2 Описание системы на стр. 11.

## **4.3 Конструкция и устройство**

Конструкция и устройство системы заземления Vestas низковольтной системы в месте монтажа ветровой турбины аналогичны описанным в разделе 3.3 Конструкция и устройство на стр. 12.

## **4.4 Ответственность**

Компания Vestas не обязана проверять и утверждать конструкции систем заземления, не соответствующие требованиям для систем заземления Vestas. Таким образом, компания Vestas не несет никакой ответственности за конструкции систем заземления, не соответствующих требованиям для систем заземления Vestas.

# **5 Система заземления высокого напряжения**

## **5.1 Ссылки на стандарты IEC**

Конструкция системы заземления Vestas основана и соответствует следующим международным стандартам и указаниям по системам заземления для молниезащиты:

- IEC 61936-1. Первое издание. 2002-10. Установки электрические напряжением свыше 1 кВ переменного тока. Часть 1. Общие правила.

## **5.2 Описание системы**

Система заземления Vestas высоковольтных систем всех ветровых турбин аналогична описанной в разделе 3.2 Описание системы на стр. 11. Все ветровые турбины и подстанция также соединяются заземляющим соединительным проводом, как показано на Рис. 5-1 на стр. 15 и Рис. 5-2 на стр. 16.

Этот заземляющий соединительный провод является как частью системы заземления, так и частью системы молниезащиты высоковольтных кабелей. Эти кабели проходят между всеми ветровыми турбинами, а также между ветровыми турбинами и подстанциями.

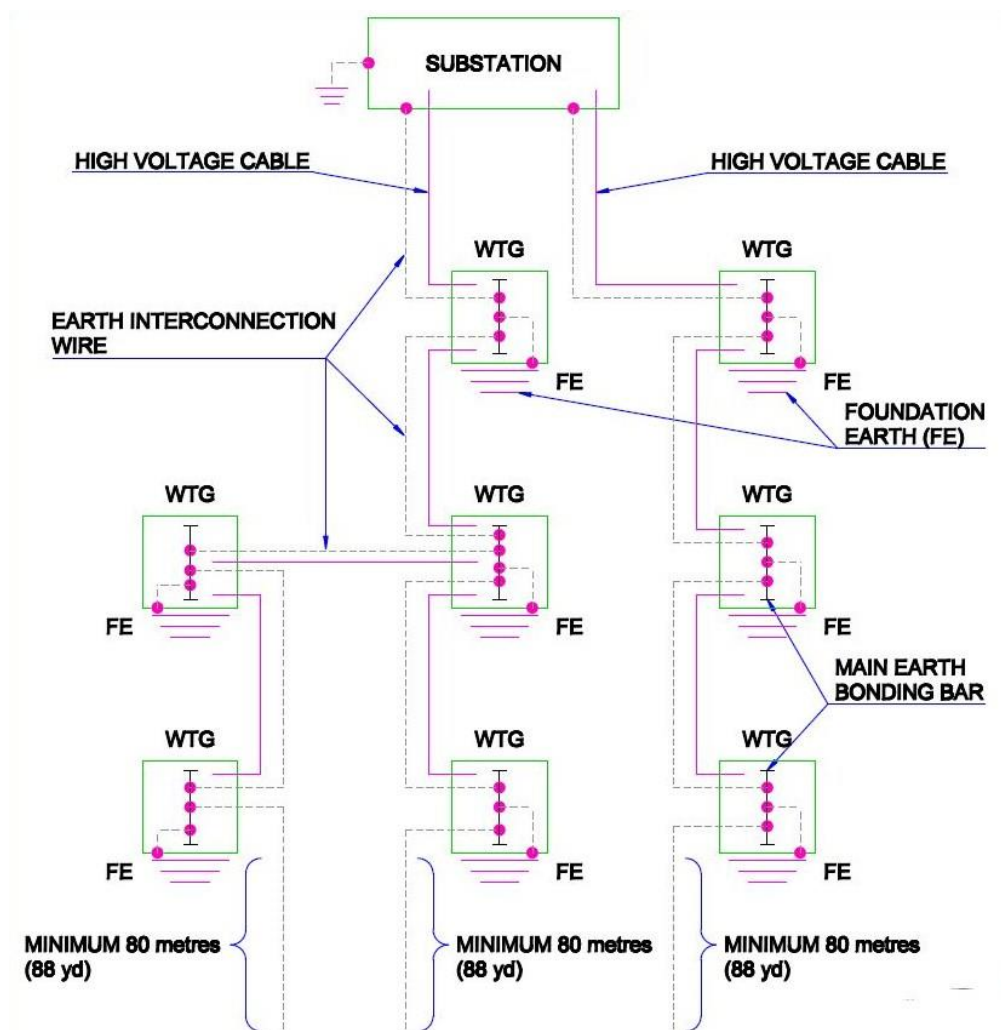


Рис. 5-1. Схема системы заземления сети (трансформатор и распределительное устройство в каждой ветровой турбине). (ЧЕРТЕЖ № 934668)

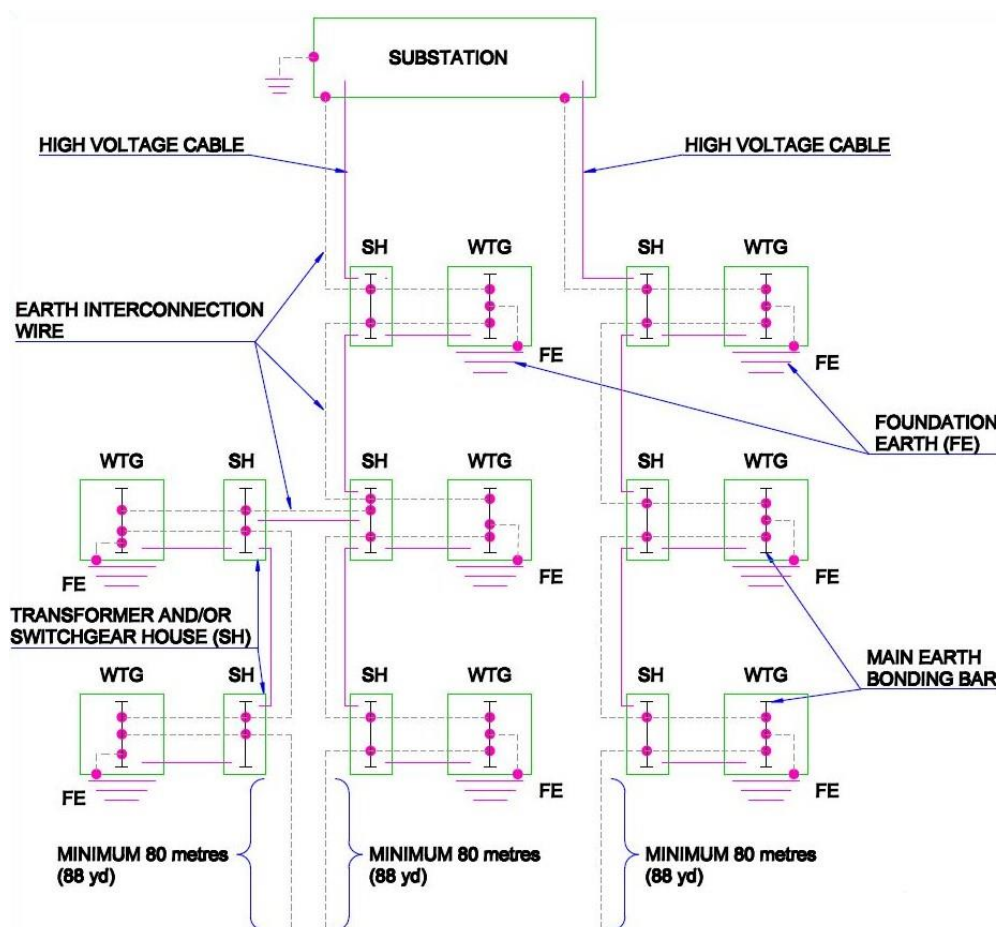


Рис. 5-2. Схема системы заземления сети (трансформатор и распределительное устройство вне ветровой турбины). (ЧЕРТЕЖ № 934671)

### 5.3 Конструкция и устройство

Конструкция и устройство системы заземления Vestas высоковольтной системы в месте монтажа ветровой турбины аналогичны описанным в разделе 3.3 Конструкция и устройство на стр. 12. Кроме того, в системе используется оголенный многожильный соединительный провод сечением 50 мм<sup>2</sup> (AWG 1/0) для соединения между собой ветровых турбин и, по возможности, подстанций.

По результатам расчета тока замыкания на землю могут потребоваться дополнительные меры по уменьшению шагового напряжения и напряжения прикосновения вокруг башни и (или) в распределительной/трансформаторной подстанции. Дополнительные заземляющие электроды могут подсоединяться к системе заземления Vestas снаружи фундамента для уменьшения напряжения прикосновения и шагового напряжения. Во избежание образования коррозии допускается использовать дополнительные заземляющие электроды только из меди и (или) нержавеющей стали.

## **6           Заземление при монтаже турбины**

Сразу же после подсоединения заземляющих проводов фундамента к главной заземляющей шине, заземление фундамента может использоваться в качестве временного заземления во время монтажа турбины. Заземление осуществляется путем подсоединения к главной шине заземления.

Эта процедура применяется при работе с любыми частями ветровой турбины: лопастями, ротором, гондолой, башней и др., для предотвращения воздействия статического разряда при монтаже различных частей ветровой турбины.

Заземление фундамента может также использоваться как временное заземление переносной генераторной установки.

Согласовано

Взам. инв. №






Подпись и дата

Инв. № подл.

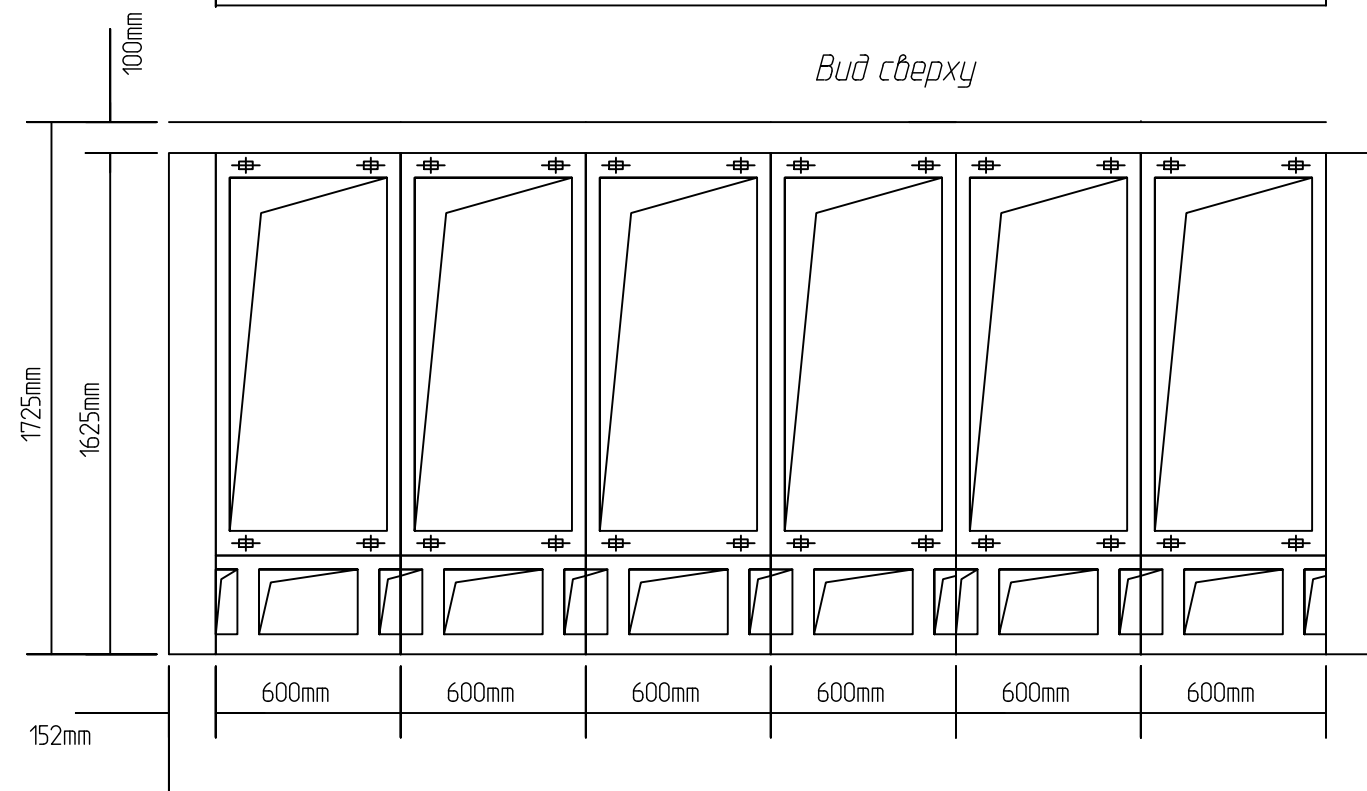
	Параметры		Значение параметра (подчеркнуть или поставить значение)			Иные требования
1	Освещение	Рабочее	Нет	Люминисцентное	Светодиодное	
		Аварийное	Нет			Да
		Ремонтное	Нет			Да
		Уличное освещение входов	Нет			Да
2	Вентиляция		Нет			Да
3	Кондиционирование		Нет			Да
4	Обогрев		Нет			Да
5	Система охранно-пожарной сигнализации		Нет	Гранит-4	НВП "Болид"	
6	Высота фундамента, м (см. п.1 прим.)		0,4   0,6   0,8	1,0   1,2   1,4   1,6	1,8   2,0   2,2	
7	Лестницы		Нет	Да	С площадкой	
8	Выкат трансформатора		Нет	Площадка	Рама	
9	Маслоприемник		Нет	20% объема масла	100% объема масла (бак)	
10	Меры безопасности в трансформаторном отсеке		Нет	Барьер	Сетчатые ворота	
11	Система водоотлива		Нет	Без обогрева	С греющим кабелем	
Температурный режим						
12	- внутри здания		+10С			+18С в ручном режиме
	- средняя температура наиболее холодной пятилетки обеспеченностью 0,92		-26С			
	Снеговой район		Менее IV	IV	V	
13	Сейсмичность баллов		Менее 6   6   7   8   9			
Цветовое решение модуля						
14	Крыша и фронтон		RAL 7032 пепельно-серый		RAL 5005 ярко-синий	RAL 6005
	Стойки		RAL 7032 пепельно-серый		RAL 5005 ярко-синий	RAL 6005
	Рамы основания и потолка		RAL 7032 пепельно-серый		RAL 5005 ярко-синий	RAL 6005
	Рамы дверей и ворот		RAL 7032 пепельно-серый		RAL 5005 ярко-синий	RAL 6005
	Стены (панели)	Наружная сторона	RAL 9003 белый			
		Внутренняя сторона	RAL 9003 белый			
	Потолок (панели)		RAL 9003 белый			
	Лестница (площадка)		RAL 7035 серый			
	Перила		RAL 7035 серый			
15	Ограждение цоколя		RAL 7035 серый			
	Дополнительные требования:					
	Козырьки на двери		Нет		Да	
	Добавчики на двери		Нет		Да	
	Устройство фиксации двери в открытом положении		Нет		Да	
	Ограждение фундамента		Нет	Сетчатое ограждение	Профлист	
Дополнительно: Наличие молниеприемной сетки с токоотводами на кровле МУ для защиты от ПУМ.						

Примечания:

1. Лестницы или площадки входят в комплект поставки. Высота фундамента (высота свободного пространства между монолитной опорной плитой и низом МУ) – 1,8 м;
2. Цвет панелей, установленных в створах дверей и ворот, соответствует цвету стеновых панелей;
3. Не указанные типы оборудования инженерных сетей МЗ, будут применены в соответствии с типовым решением завода;
4. Контур заземления выполняется полосой 4х40, цвет зелено-желтый. К внешнему контуру выход не менее чем в 2х местах через гильзу из трубы.
5. СКУД и ОПС выполнен на базе приборов НВП "Болид", общие требования к системам ПС (СОУЭ), ОС и СКУД приведены в приложении А1.
6. Система отопления – электроконвекторы. Управление – с автоматическим поддержанием температуры не ниже +10С, с возможностью повышения температуры до +18С на период ремонтных работ, в зимний период.
7. В помещении трансформатора вытяжная вентиляция с механическим побуждением осевыми вентиляторами ВО с гравитационными жалюзи. Приточная вентиляция с естественным побуждением:
- через жалюзи лабиринтного типа в воротах.
- В помещениях с АРМ, с СГЗ и помещении систем вытяжная вентиляция с механическим побуждением осевыми вентиляторами ВО с гравитационными жалюзи. Приточная вентиляция с естественным побуждением воздушными клапанами с электроприводом.
- Для теплого периода предусмотрено кондиционирование сплит-системами для помещения с АРМ, помещения с СГЗ и помещения систем (тип не выбран). Управление – с автоматическим поддержанием температуры не выше +30С.
- Тепловыделения от оборудования в помещении СГЗ составляют 1800 Вт.
- Тепловыделения от оборудования в помещении систем составляют 4000 Вт.
- В автоматизации работ систем вентиляции предусмотрено:
- ручное отключение/включение систем вентиляции;
- автоматическое управление от датчиков температуры;
- отключение при пожаре всех систем вентиляции и кондиционирования от ОПС.
8. За воротами в трансформаторном отсеке должен стоять съемный барьер.
9. Возможность передачи данных в АСУТ:
- сигналы ОПС;
- температуру в здании;
- неисправность ОПС;
- неисправность обогрева;
- неисправность вентиляции;
- неисправность кондиционирования.
10. Выполнить под шкафами АИИС КУЭ, АСУ ТП, связи, РАС, ЦСТИ, КСБ, СГЗ, навесными щитами ЩСН отверстия для вывода кабеля вниз.
11. В Модуле АСУ и СГЗ предусмотреть ГЗШ для заземления шкафов ИБП и СОПТ.






						Приложение Д				
						ООО "Одиннадцатый Ветропарк ФРВ"				
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	"Холмская ВЭС. Ветровая электрическая станция, внутриплощадочные автомобильные дороги"		Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Егоров			02.20			П	1	6
Проверил		Вершинин			02.20					
Нач. отд.		Вершинин			02.20					
ГИП		Гусев			02.20					
Н. контр.		Пирогова			02.20	Опросный лист на МУ ВЭС		ООО "ЕРСМ Сибдир"		
Утв.										

Инф. № подл.	Подпись и дата	Взам. инф. №	Согласовано			

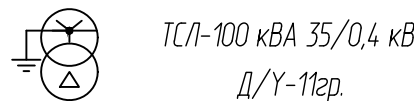


Technical drawing of a three-story building facade. The drawing shows a side elevation with a central section and a vertical element on the right. Dimensions are indicated by arrows and numbers:

- Overall height: 1850
- Height to the top of the second floor: 1635
- Height of the third floor: 850
- Height of the ground floor: 1500
- Height of the base: 241

						Приложение Д			
						ООО "Одиннадцатый Ветропарк ФРВ"			
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата				
Разраб.	Егоров				02.20	Ветровая электрическая станция, внутриплощадочные автомобильные дороги*	Стadia	Лист	Листов
Проверил	Вершинин				02.20		П	2	6
Нач. отд.	Вершинин				02.20				
ГИП	Гусев				02.20	Внешний вид РУ-35кВ на базе КРУЭ 8DA	ООО "ЕРСМ Сибири"		
Н. контр.	Пирогова				02.20				
Утв.									



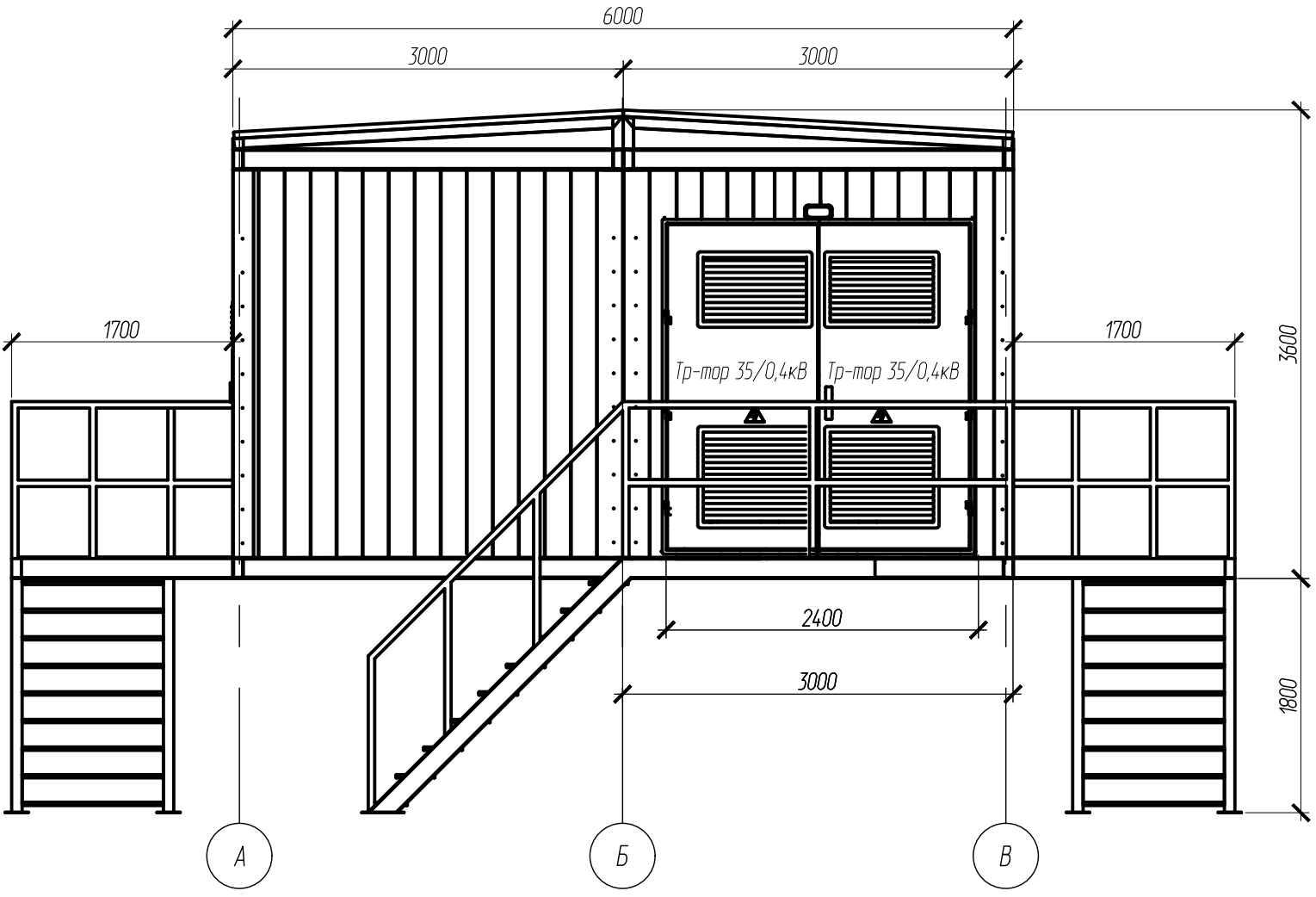
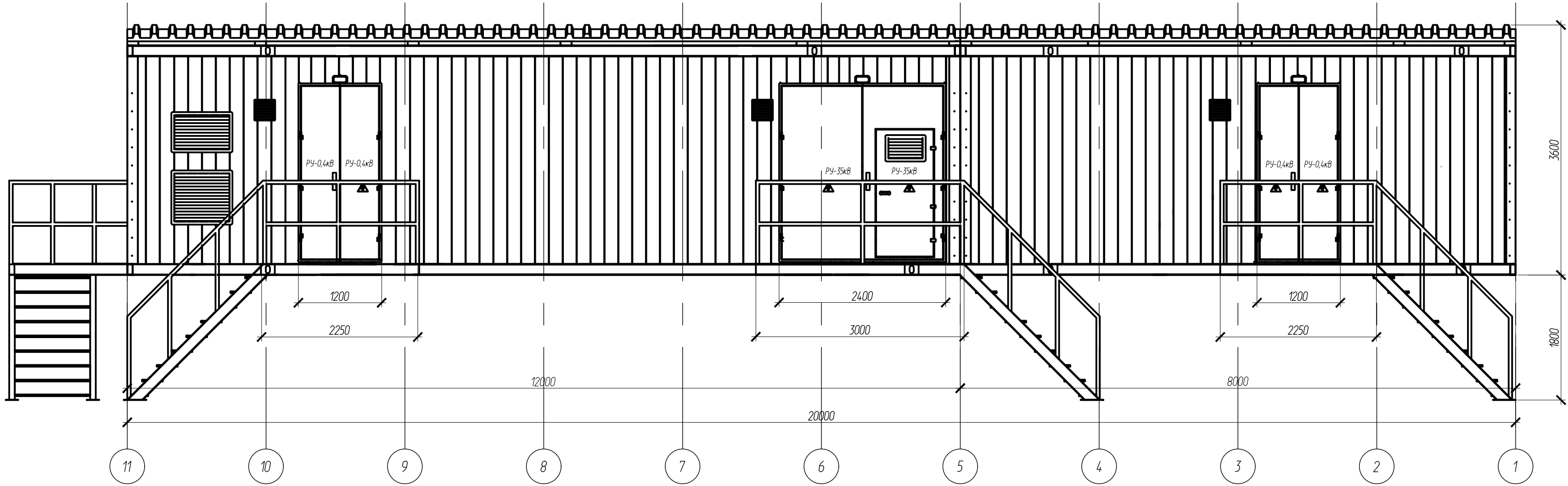


Секция			секция 35кВ, 2000А					
Общие параметры заказа								
Наименование проекта								
№	Наименование параметра	Значение параметра						
1	Вид изоляции главных цепей	элегаз (SF6)						
2	Номинальное напряжение главных цепей, кВ	35						
3	Номинальный ток сборных шин, А	2000						
4	Ток короткого замыкания, кА	25						
5	Вид и значение операционного напряжения, В	DC 220						
6	Порядковый номер по плану							
7	Обозначение на схеме главных цепей							
8	Тип ячеек КРУЭ 80А							
9	Назначение	01 к 12Н-3Ш	Ввод					
10	Номинальный ток главных цепей ячейки, А	1250	2500					
11	СИГНАЛ ВАКУУМНЫЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ	3АХ1945	-					
111	Материал привода	DC220	DC220V					
112	Эксплуатация отключения (1 расцепитель)	DC220V	-					
113	Эксплуатация отключения (2 расцепитель)	-	-					
114	Эксплуатация включения	DC220V	DC220V					
115	Возможность блокировки замка	Да	-					
116	Свободные вспомогательные контакты (КН0-КН3)	Да	-					
117	Эксплуатация блокировки	Да	-					
12	ПРЕПОЗИЦИОННЫЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ НАПРЯЖИ (ВН) / РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ (Р)	Препозиционный разъединитель	Препозиционный разъединитель					
121	Материал привода	Да	Да					
122	Вспомогательные контакты выключателя-нагрузки (разъединитель) 2Н0-2Н3	Да	Да					
123	Вспомогательные контакты заземлителем (2Н0-2Н3)	Да	Да					
124	Механическая блокировка	Да	Да					
125	Заземлитель сборных шин	Да	-					
126	Заземлитель	Да	Да					
125	Предварительный	-	-					
14	Указатель наличия напряжения	VDS+	Cordis 2+					
15	Трансформаторы тока 4МЧ Коэффициент трансформации Мощность обмотки и класс точности, кратность Количество	200А/5А/5А -3um 5VIA 0.25	2000А/5А/5А -3um 5VIA 0.25					
16	Трансформаторы напряжения 4МЧ Номинальное напряжение, В Мощность обмотки и класс точности	-	35000/√3/100/√3/100/√3 0.5/0.5/SP 5/20/20VIA					
17	Трансформаторы тока нулевой последовательности (ТНН)	Т3Р4-125, 500/5, 10Р, 38А, 4um	Т3Р4-200, 500/5, 10Р, 38А, 4um					
181	Микропроцессорный блок релейной защиты	БМР3-62-КЧ3	БМР3-62-КЧ3					
182	Блок питания	-	-					
19	Измерительные приборы (амперметр, вольтметр.)	Да	Да					
20	Учет электроэнергии (тип счетчика) Альфа А1805 RAL-Р4GB-DW-4, IP-3, А14012	Нет	Да					
21	Контролер телемеханики	AMS-2205	AMS-2205					
22	Блок контактов низкого давления элегаза (контроль элегаза)	Да	Да					
23	Блок контактов неустойчивости силового выключателя	Да	Да					
24	Антиконденсатный обогрев НВО	Да	Да					
25	Освещение НВО	Да	Да					
26	ПРИСОЕДИНЕНИЕ							
26.1	Соединители перенапряжения (ПН)	ПН SP 2	ПН не сш					
26.2	Кабельные адаптеры	Да	Да					
263	Тип, кат-та, сечение подводящего кабеля	А1В04А1-L-35 3х160/25)	А1В04е-35 4х316500/35)					
27	Габаритный размер ячейки Ш/Т/В (с учетом НВО)	600/1625/2350	600/1625/2350					
28	ТЕЛЕДИТАЛИЗАЦИЯ							
281	Посигание выключателя "Включен/Отключен"	Да	Нет					
282	Посигание разъединителя (выключателя нагрузки) "Включен/Отключен/Заземлен"	Да	Да					
283	Срабатывание защиты	Да	Да					
284	Посигание клемм Местное/Дистанционное (М/Д)	Да	Да					
285	Сигнал срабатывания АВР	Нет	Нет					
286	Посигание заземлителя сш	Да	Нет					
29	ТЕЛЕУПРАВЛЕНИЕ							
291	Включить выключатель	Да	Нет					
292	Отключить выключатель	Да	Нет					
293	Включить препозиционный разъединитель	Да	Да					
294	Отключить препозиционный разъединитель	Да	Да					
295	Заземлить препозиционный разъединитель	Да	Да					
30	ТЕЛЕУПРАВЛЕНИЕ							
301	Фазные токи Ia, Ib, Ic	Нет	Да					
302	Напряжение U	Нет	Нет					
31	УЧЕТ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ							
31	Дистанционный резистор для трансформатора тока 30ДТ-5А-18А-Y	-	Да					
32	Дистанционный резистор для трансформатора напряжения 30ДН-57,7-5	-	-					
33	Разветв и цепи -220В (от ГТЗ) для раздельного питания счетчика	-	Да					
34	Измерительный блок для счетчика	-	Да					
35	Дополнительные опции Р34	-	-					
35	Контролер ЗМНТ-2-45/100-220-АЗЕ4а2РХ-11-4561850.1mPa	-	-					
36	Оптический красс. Телеком КНН-8-SC/PC-50/125 (микро) 8 парной SC 50/125 mm	-	-					

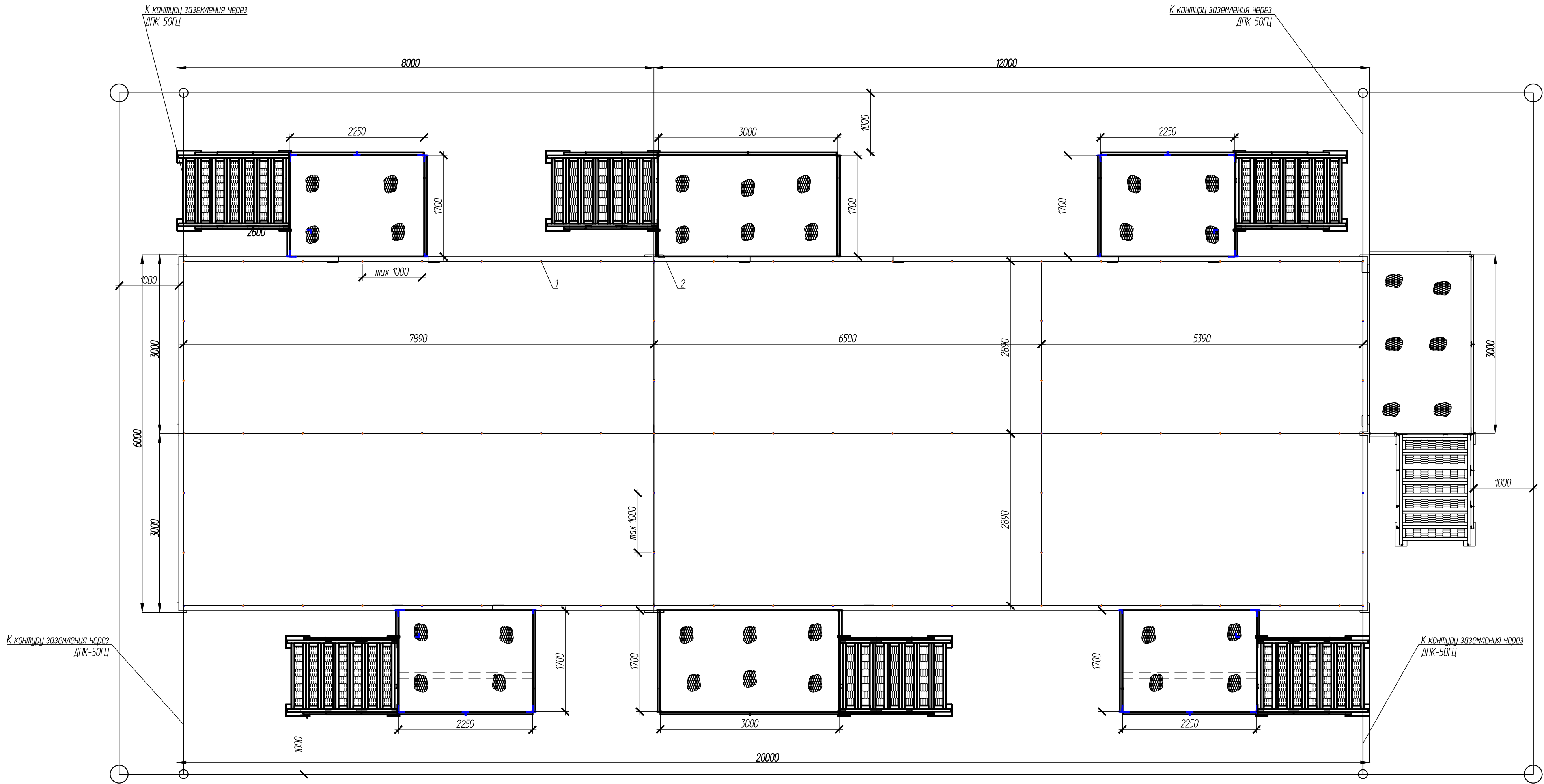
№	Наименование	Обозначение
1	Сейсмостойкость согласно ГОСТ 17516.1	6
2	Климатическое исполнение	УЗ
3	Степень защиты токоведущих частей	IP65
4	Комплект поставки, кол-во ячеек 80А	6
5	Программное обеспечение для РЗиА	Да
6	Параметрирование устройств РЗиА	Нет
7	Программное обеспечение для счетчиков	Нет
8	Цвет	RAL 7047 (серый)
9	Количество комплектов технических документов	1

1. Однолинейная схема РУ-35кВ изображена со стороны фасада.
2. РУ-35кВ на базе КРУЭ типа 8DA Siemens.
3. Кабельные адаптеры и ОПН входят в комплект поставки оборудования.
4. Организация цепей питания освещения ~220В, обогрева ~220В ячеек и организация гарантированного питания постоянным оперативным током ~220В микропроцессорных блоков релейной защиты БМР3-152 предусмотрена от шкафа СГЗ (системы гарантированного энергоснабжения), оборудование системы СГЗ предусматривается в ВЭС00086.286.2.1-И/О3.2
5. Сигналы телемеханики (АСУ ТП) выведены на отдельные клеммники в низковольтном отсеке РУ-35кВ.
6. Классы точности, мощности обмоток и коэффициенты безопасности вторичных обмоток трансформаторов тока уточняются на этапе рабочего проектирования.
7. Тип и количество силовых кабелей 35 кВ уточняются на этапе проектирования.





						Приложение Д			
						ООО "Одиннадцатый Ветропарк ФРВ"			
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	"Холмская ВЭС. Ветровая электрическая станция, внутриплощадочные автомобильные дороги"	Стадия	Лист	Листов
Разработ.	Егоров				02.20		П	4	6
Проверил	Вершинин				02.20				
Нач. отд.	Вершинин				02.20				
ГИП	Гусев				02.20				
Н. контр.	Пирогова				02.20	Фасады	ООО "ЕРСМ Сибири"		
Утв.									



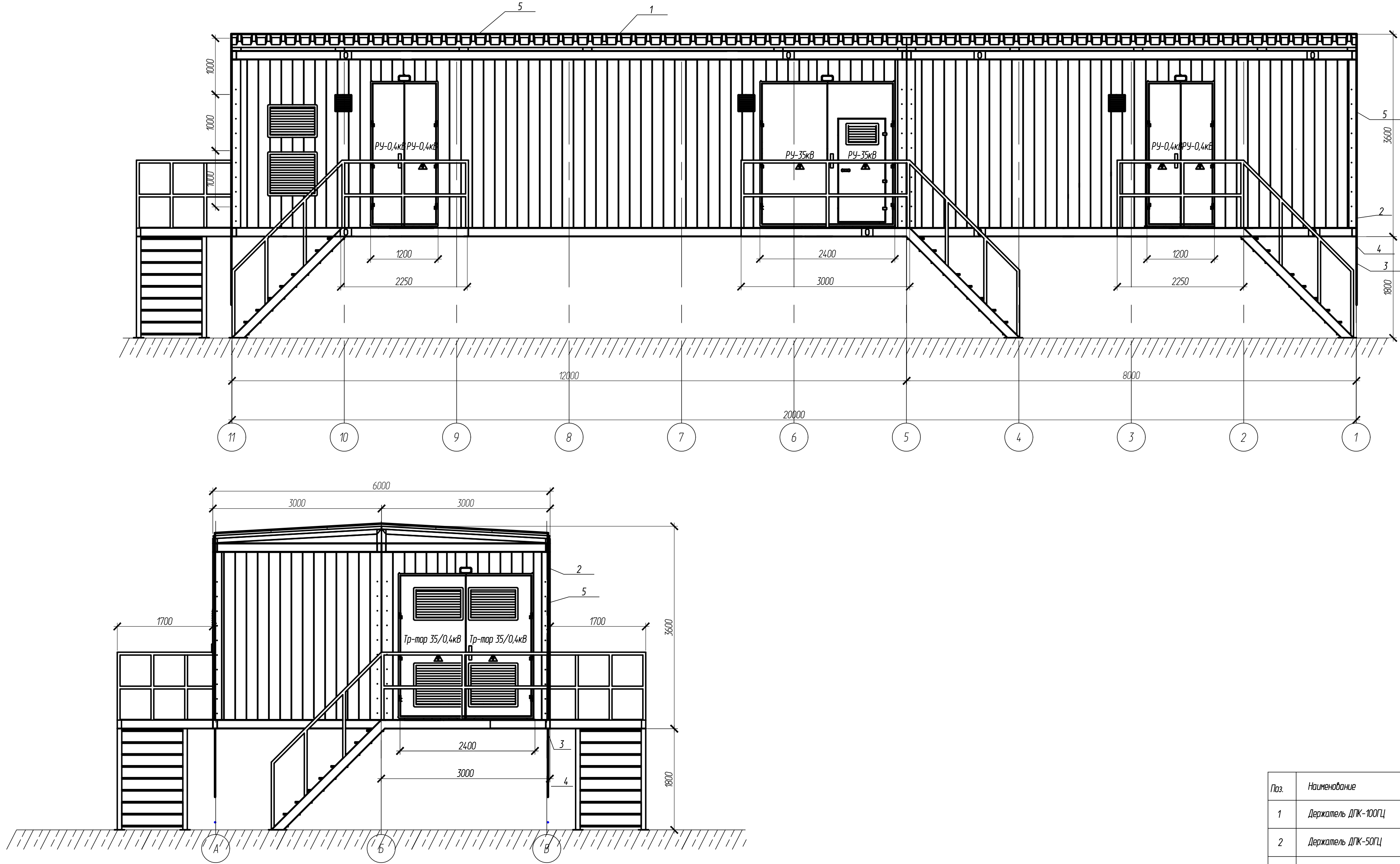
Примечания:

- 1 В соответствии с требованиями РД 34.21.122-87 "Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений" модуль управления подлежит защите от прямых ударов молнии. Защита от прямых ударов молнии обеспечена молниеприемной сеткой, располагаемой на крыше здания по периметру каждого модуля.
- 2 Внутренний контур заземления модуля управления и молниеприемная сетка являются комплектными и соединяются с наружным контуром заземления в четырех местах через молниеотводы (круг стальной d=8мм).

Поз.	Наименование
1	Держатель ДПК-100ГЦ
2	Круг стальной оцинкованный Ø8

						Приложение Д			
						ООО "Одиннадцатый Ветропарк ФРВ"			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	"Холмская ВЭС Ветропарная электрическая станция, внутриплощадочные автомобильные дороги"	Стация	Лист	Листов
Разработ		Егоров			02.20		П	5	6
Проверил		Вершинин			02.20				
Нач. отд.		Вершинин			02.20				
Лит		Гусев			02.20				
Н. контр.		Пирогова			02.20	Схема молниеотвода	ООО "ЕРСМ Сибири"		
Утв.									

Согласовано	
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	







Примечания:

В соответствии с требованиями РД 34.21.122-87 "Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений" модуль управления подлежит защите от прямых ударов молнии. Защита от прямых ударов молнии обеспечена молниеприемной сеткой, располагаемой на крыше здания по периметру каждого модуля.

Внутренний контур заземления модуля управления и молниеприемная сетка являются комплектными и соединяются с наружным контуром заземления в четырех местах через молниеотводы (круг стальной d=8мм).

Поз.	Наименование
1	Держатель ДПК-100Гц
2	Держатель ДПК-50Гц
3	Держатель ДПУ-30Гц
4	Держатель ДП-45Гц
5	Круг стальной оцинкованный Ø8

						Приложение Д				
						ООО "Одиннадцатый Ветропарк ФРВ"				
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата					
Разработ.		Егоров			02.20	"Холмская ВЭС Ветровая электрическая станция, внутриплощадочные автомобильные дороги"		Стадия	Лист	Листов
Проверил		Вершинин			02.20			П	6	6
Нач. отд.		Вершинин			02.20					
ГИП		Гусев			02.20	Схема молниеотвода		ООО "ЕРСМ Сибири"		
Н. контр.		Пирогова			02.20					
Учт.										