



**ЕРСМ Сибири**

Engineering Procurement Construction Management

**ООО «ЕРСМ Сибири»**

660074, г. Красноярск,

ул. Борисова, 14 стр 2

оф. 606, а/я 21641

**тел.: +7 (391) 205-20-24**

e-mail: info@epcmsiberia.ru

www.epcmsiberia.ru

ИНН/КПП 2463242025/246301001

ОГРН 1122468065587

ОКПО 10210537

р/с 40702810912030113472

Филиал ООО «Экспобанк»

в г. Новосибирске

БИК 045004861

к/с 30101810450040000861

Заказчик – ООО «Пятнадцатый Ветропарк ФРВ»

«Излучная 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»

ВЭС00086.286.1.1-ИЛО3.1

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

ООО «ЕРСМ Сибири»

Заказчик – ООО «Пятнадцатый Ветропарк ФРВ»

«Излучная 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»

ВЭС00086.286.1.1-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

# Содержание тома

Лист	Наименование	Примечание
2	Содержание тома	
4	Справка главного инженера проекта	
5	1 Общая часть	
5	1.1 Основания для разработки проектной документации	
5	1.2 Краткое содержание и общие сведения о Излучная ВЭС	
6	2 Схема электрических соединений и основные компоновочные решения	
9	3 Собственные нужды	
9	3.1 Общие решения по системе СН	
11	3.2 Выбор автоматических выключателей	
13	3.3 Расчет токов КЗ	
19	3.4 Проверка коммутационных аппаратов на селективность	
23	3.5 Выбор и проверка кабелей 0,4 кВ	
32	4 Проверка оборудования 35 кВ на устойчивость к токам КЗ	
34	4.1 Выбор ячеек РУ-35 кВ МУ Излучная ВЭС	
35	4.2 Выбор вакуумных выключателей ячеек 35 кВ	
36	4.3 Выбор трансформаторов тока ячеек КРУ 35 кВ	
37	4.4 Выбор индуктивных трансформаторов напряжения 35 кВ	
38	4.5 Выбор разъединителей 35 кВ	
39	4.6 Проверка оборудования 35 кВ ВЭУ	
40	5 Молниезащита и заземление	
40	5.1 Молниезащита	
41	5.2 Перечень мероприятий по заземлению (занулению)	

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

ВЭС00086.286.1.1-ИЛОЗ.1-С

ГИП	Гусев		12.19
Н.контр.	Пирогова		12.19
Нач. отд.			
Пров.	Вершинин		12.19
Разраб.	Егоров		12.19

«Излучная ВЭС. Ветровая электрическая станция, внутриплощадочные автомобильные дороги».  
Электротехнические решения.  
Содержание тома

Стадия	Лист	Листов
П	1	2



						3
55	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					
56	6.1 Максимальные и минимальные уровни напряжения в сети 35 кВ					
59	Схема электрическая главная. Излучная ВЭС					
60	Схема электрическая СН-0,4 кВ МУ Излучная ВЭС					
61	Блок-схема питания дополнительного оборудования ВЭУ					
62	Расчет ТСН 35/0,4 100 кВА					
63	План расположения оборудования в МУ Излучная ВЭС					
64	Фасады модуля управления					
65	План раскладки кабелей системы СН-0,4 кВ в здании МУ Излучная ВЭС					
66	План расположения оборудования 35 кВ ВЭУ					
67	План заземления ВУ					
68	План заземления МУ Излучная ВЭС и ДЭС 100 кВА					
69	Кабельный журнал					
72	Спецификация оборудования, изделий и материалов					
74	Приложение А – Технические условия на технологическое присоединение к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС»					
81	Приложение Б – Молниезащита и электромагнитная совместимость					
103	Приложение В – Система заземления Vestas – заземление между ветровыми турбинами					
115	Приложение Г – Система заземления Vestas					
130	Приложение Д – Опросный лист РУ 35 кВ					
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ВЭС00086.286.1.1-ИЛОЗ.1-С
						Лист
						2

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. №								
								ВЭС00086.286.1.1-ИЛОЗ.1-СГИ								
		Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата									
		ГИП		Гусев			12.19	«Излучная ВЭС. Ветровая электрическая станция, внутриплощадочные автомобильные дороги». Электротехнические решения. Справка главного инженера						Стадия	Лист	Листов
		Н.контр.		Пирогова			12.19							П	1	1
		Нач. отд.														
		Пров.		Вершинин			12.19									
		Разраб.		Егоров			12.19									
 <b>ЕРСМ Сибири</b> Engineering Procurement Construction Management																

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.	<p>- модуль управления ВЭС;</p> <p>- кабельные линии 35 кВ и 0,4 кВ;</p> <p>- дизельная электростанция (ДЭС) 0,4 кВ.</p> <p>Административно участок проектируемой ВЭС расположен на территории Черноярского муниципального района Астраханской области.</p> <p>Решения по КЛ 35 кВ приведены в томе ВЭС00086.286.1.1-ТКР.2 «Кабельные сети».</p>						Лист	
			ВЭС00086.286.1.1-ИЛОЗ.1						4	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					





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

Схема электрическая принципиальная Излучная ВЭС представлена на чертеже ВЭС00086.286.1.1-ИЛОЗ.1.01 данного тома.

На небольшом удалении от подстанции сооружается модуль управления ВЭС, в котором устанавливается оборудование систем РАС, АСУТП, АИИС 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 ВЭС00086.286.1.1-ИЛОЗ.1.05 данного тома.

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ВЭС00086.286.1.1-ИЛОЗ.1				7

### 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 ВЭС00086.286.1.1-ИЛОЗ.1.03 данного тома.

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

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>Суммарная нагрузка дополнительного оборудования, устанавливаемого в ВЭУ, составит - 1,6 кВт на напряжении 220 В.</p> <p>Перечень оборудования, дополнительно устанавливаемого в ВЭУ, будет уточнен после согласования с производителем ВЭУ возможности установки оборудования.</p> <p>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 ячейки РУ-35 кВ МУ Излучная ВЭС по кабелю АПВнг(А)-LS-35 3(1×150/25).</p>								
			ВЭС00086.286.1.1-ИЛОЗ.1						Лист		
			8								
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата						

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 ВЭС00086.286.1.1-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.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ВЭС00086.286.1.1-ИЛОЗ.1	Взам. инв. №
							Подп. и дата
							Инв. № подл.
							Лист
							9

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 PE и N предусматривается в РУНН-0,4 кВ.

Схема организации энергоснабжения собственных нужд МУ ВЭС приведена на чертеже ВЭС00086.286.1.1-ИЛОЗ.1.01 и ВЭС00086.286.1.1-ИЛОЗ.1.02 данного тома.

Организация бесперебойного электропитания оборудования, устанавливаемого в модуле управления ВЭС рассмотрена в томе ВЭС00086.286.1.1-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.

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

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.	<p>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.</p> <p>В соответствии с п.1.7.79 ПУЭ в системе TN время автоматического отключения питания не должно превышать значений для номинального фазного напряжение 230 В – 0,4 с, для номинального фазного напряжение 400 В – 0,2 с.</p>					
			<div></div>					
			<div></div>					
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата	ВЭС00086.286.1.1-ИЛОЗ.1		Лист
								10



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.

$$I_{откл.ном} \geq I_{п.т.},$$

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

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

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

### 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. №							Лист	
									12	
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ВЭС00086.286.1.1-ИЛОЗ.1	

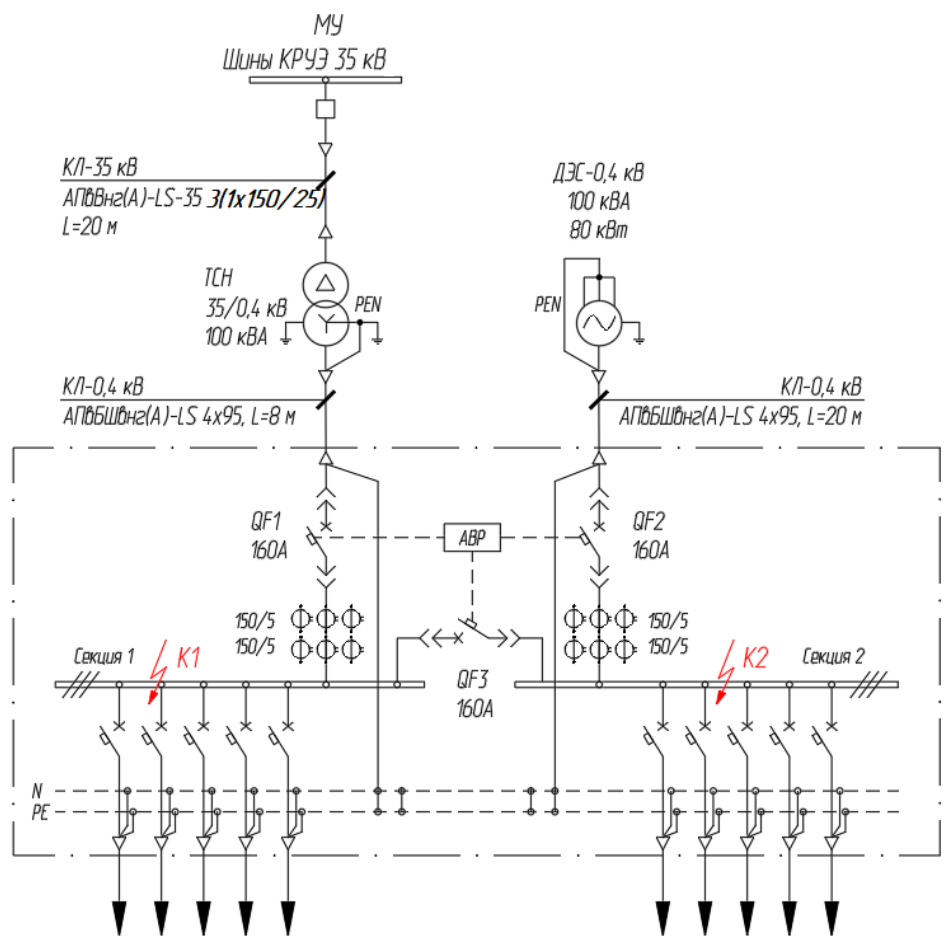


Рисунок 3.1 – Расчетная схема для токов КЗ

Ниже приведены расчетные параметры схемы:

Сопротивление трансформатора собственных нужд представлено в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Сопротивление ТСН

Мощность ТСН, кВА	$u_k$ , %	$X_{1T}=X_{2T}$ , МОм	$X_{0T}$ , МОм	$R_{1T}=R_{2T}$ , МОм	$R_{0T}$ , 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.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Таблица 3.3 – Сопротивления катушек и контактов автоматических выключателей

Наименование выключателя	$I_{\text{ном.}}, \text{A}$	$R_{\text{кв}}, \text{мОм}$	$X_{\text{кв}}, \text{мОм}$
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 тока АВ	$R_{\text{к.кв}}, \text{мОм}$
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:

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

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ВЭС00086.286.1.1-ИЛОЗ.1	Лист
							14



Ударный коэффициент  $K_u$  равен 1,21 и определяется по характеристике  $K_u = f(X/R)$  и соответствует отношению  $\frac{\sum X_1}{\sum R_1} = \frac{62,07}{24,99} = 2,48$  кА.

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:

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

Сумма индуктивных сопротивлений нулевой последовательности:

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

Полное сопротивление нулевой последовательности рассматриваемого участка цепи:

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

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

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

$$I_{K3}^{(1)} = \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma}} = \frac{380}{\sqrt{3} \cdot 67,83} = 3,405 \text{ кА}$$

Ток трехфазного дугового КЗ будет равен:

При  $Z_{\Sigma}^{(3)} = 67,83 \text{ мОм}$  и определяется как  $I_{KD}^{(1)} = I_{K3}^{(1)} \cdot K_c$ ;

$K_{c1} = 0,839$  при  $t_{K3} < 0,05 \text{ с}$ ;  $K_{c2} = 0,749$  при  $t_{K3} > 0,05 \text{ с}$ .

$I_{KD}^{(1)} = 3,405 \cdot 0,839 = 2,857 \text{ кА}$ ,  $t_{K3} \approx 0$ ;

$I_{KD}^{(1)} = 3,405 \cdot 0,749 = 2,549 \text{ кА}$ ,  $t_{K3} > 0,5 \text{ с}$ .

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:

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

где  $I_{CO} = n \cdot I_{\text{тепл.расц.}}$  – 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

Взам. инв. №	ТКЗ	Присоединение	Марка кабеля, сечение, длина	Ток нагрузки, А	$I_{\text{ном. АВ}}$ , А	$I_{\text{км(3)}}$ , А	$I_{\text{кд(3)}}$ , кА	$I_{\text{кд(1)}}$ , кА	Кратность АВ	$K_{\text{ч}}$
Подп. и дата	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	1	РУНН-0,4 кВ	АПвБШвнг(А)-LS 4×95, L=8 м	153,6	160	3472,28	2604,21	2563,66	5	3,20
	2	Шкаф АСУ Vestas РСС	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
Инв. № подл.	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	ВВГнг(А)-LS	1,82	6	1276,97	957,73	958,59	8	19,97
ВЭС00086.286.1.1-ИЛОЗ.1										Лист
										17
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					





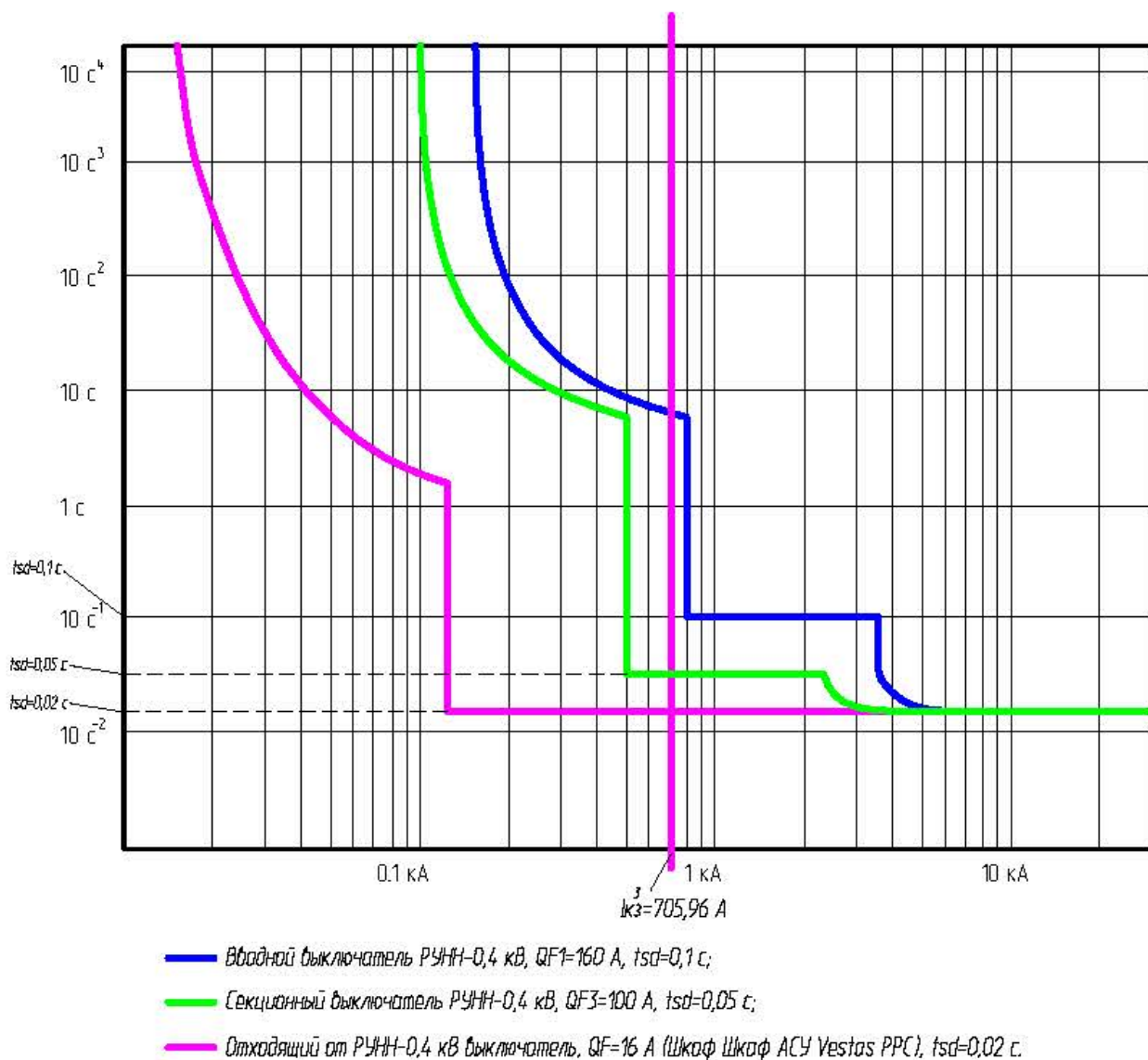


Рисунок 3.2 – Времятоковая характеристика автоматических выключателей рабочего ввода РУНН-0,4 кВ (от ТСН 35/0,4 кВ) и отходящего АВ с  $I_n=16\text{ A}$ , питающего шкаф АСУ Vestas PPC

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

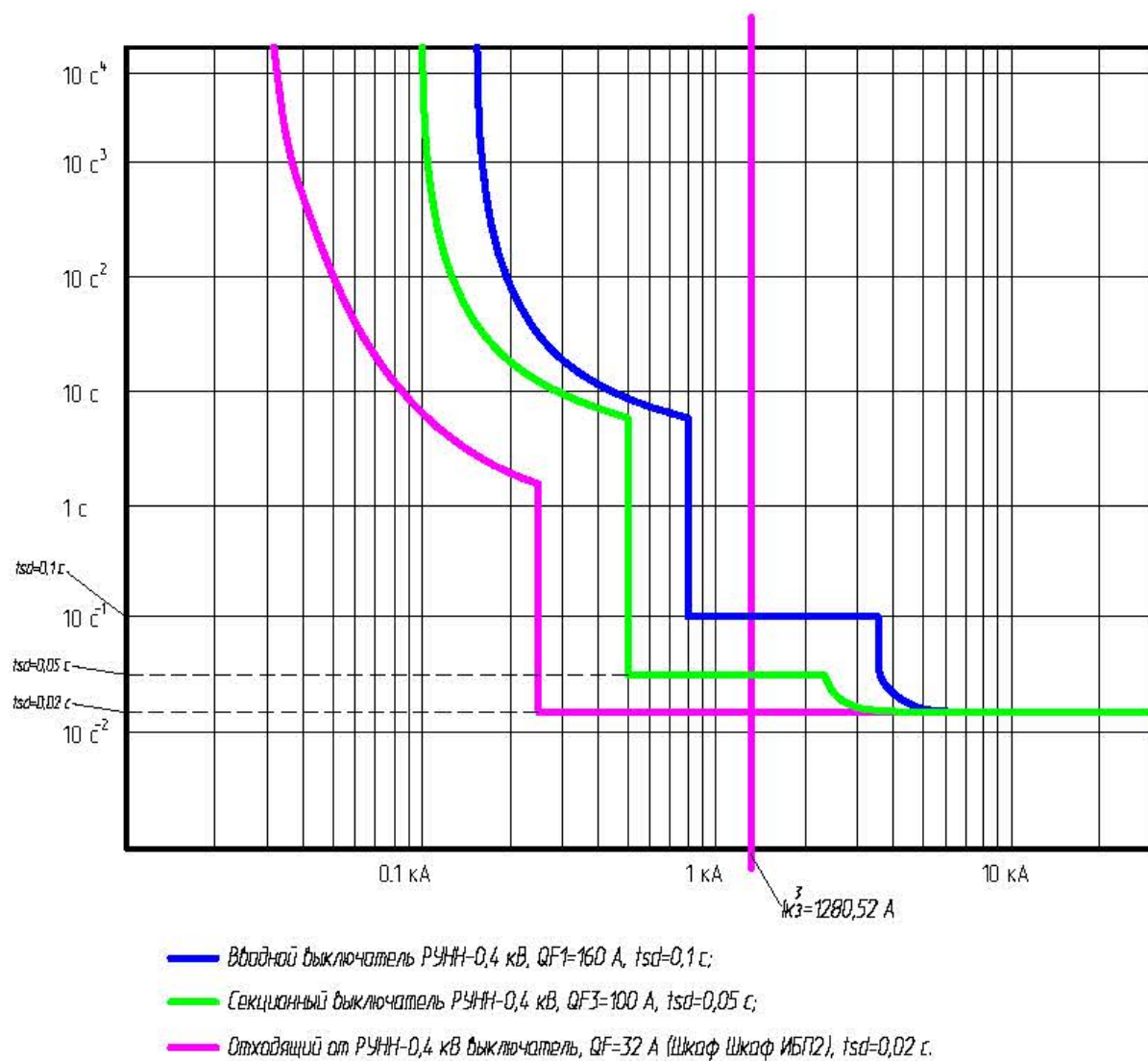


Рисунок 3.3 – Времятоковая характеристика автоматических выключателей рабочего ввода РУНН-0,4 кВ (от ТСН 35/0,4 кВ) и отходящего АВ с  $I_n=32\text{ A}$ , питающего шкаф ИБП2

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

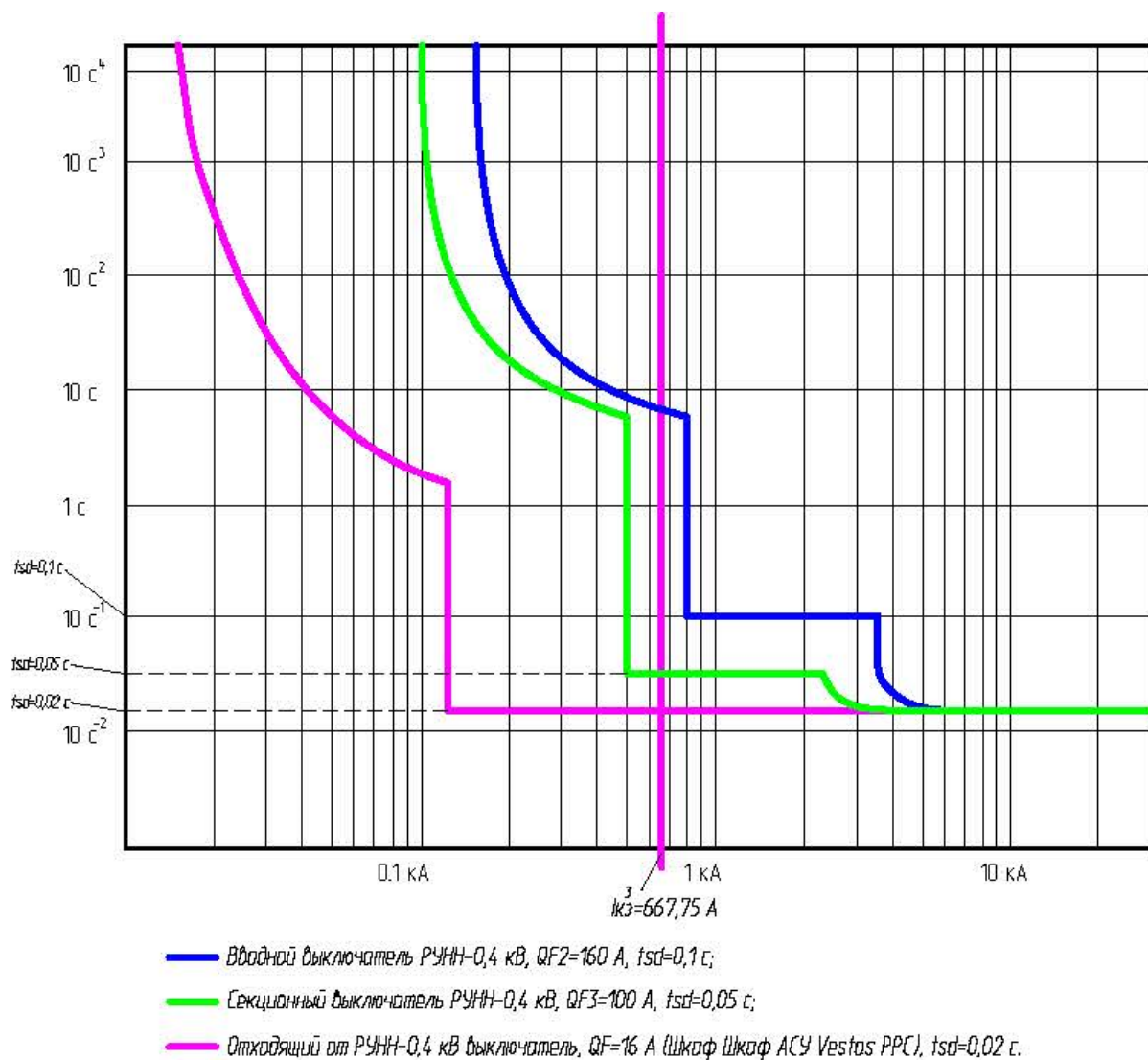


Рисунок 3.4 – Времятоковая характеристика автоматических выключателей резервного ввода РУНН-0,4 кВ (от ДЭС 0,4 кВ) и отходящего АВ с  $I_n=16\text{ А}$ , питающего шкаф АСУ Vestas PPC

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

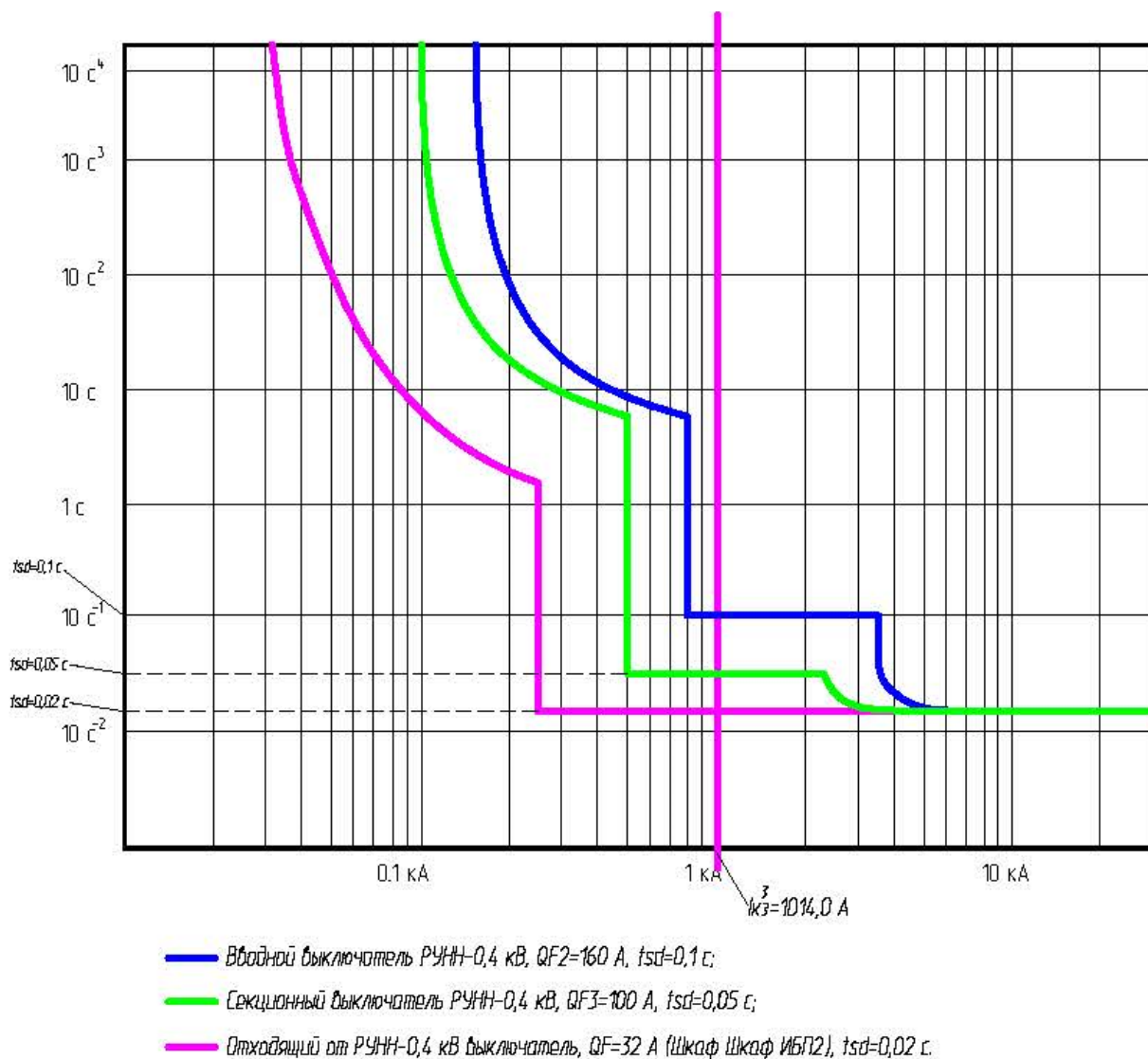


Рисунок 3.5 – Времятоковая характеристика автоматических выключателей резервного ввода РУНН-0,4 кВ (от ДЭС 0,4 кВ) и отходящего АВ с  $I_n=32\text{ А}$ , питающего шкаф ИБП2

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:  $+25^{\circ}\text{ С}$ ;

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2. Прокладка в земле в траншее, расчетная температура:  $+15^0 \text{ C}$ .

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 4×95 в условиях воздушной прокладки:

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

где 0,85 – поправочный коэффициент групповой прокладки.

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

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

Выбранный кабель АПВБШнг(А)-LS 4×95 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 мм<sup>2</sup> составляет:

$$I_{K3-1c} = 8,48 \text{ кА.}$$

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

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

Взам. инв. №		<p>кВ – 3,451 кА, однофазного – 3,405 кА.</p> <p>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 мм<sup>2</sup> составляет:</p> $I_{\text{КЗ-1с}} = 8,48 \text{ кА.}$ <p>Допустимый ток короткого замыкания, при пересчете на время действия защиты составит:</p> $I_{\text{р.доп}}^{\text{КЗ}} = I_{\text{КЗ-1с}} \cdot k = 8,48 \cdot \frac{1}{\sqrt{0,1}} = 26,83 \text{ кА,}$	
Подп. и дата			
Инв. № подл.			

						ВЭС00086.286.1.1-ИЛОЗ.1	Лист
							23
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. №							Лист
Подп. и дата							ВЭС000086.286.1.1-ИЛОЗ.1
Инв. № подл.	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	25

$Q_{\text{доп}}$  – 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.

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ВЭС000086.286.1.1-ИЛОЗ.1				26



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.ДДТ<sub>во</sub> 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	>	126,53	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 си- стем	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	$Q_0$	$I_{расч.}$	$I_{дд}$	$Q_n$	$k$	$Q_k$	Время срабаты- вания резервной защиты	$Q_k$	Допустимый предел по температуре
	$I_{ном.}, A$				$I_{кз}^{(3)}, kA$	сек	$I_{кз}^{(3)}, kA$							Сек		
<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	20,00	3472,28	0,1	3472,28	25	126,5	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	100
U <sub>Г ном</sub> , кВ	0,4
cos(φ <sub>Г</sub> )	0,8
η, о.е.	0,91
x'' <sub>dГ</sub> , о.е.	0,13
S <sub>Г ном</sub> , кВА	137,36
x'' <sub>dГ</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

аименование присоединения	Тип 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>ДДвзд.</sub> , А	K <sub>П</sub>	I <sub>р.ДДТвзд.</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	2,3	39	0,85	33,15	>	10	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	2,3	39	0,85	33,15	>	10	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 сис-тем	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 потребителя	Автомат	Марка кабеля	Ток КЗ в конце линии	Время срабатывания автомата	Ток КЗ на 20м	$Q_0$	$I_{расч.}$	$I_{дд}$	$Q_n$	$k$	$Q_k$	Время срабатывания резервной защиты	$Q_k$	Допустимый предел по температуре
	$I_{ном.}, A$		$I_{кз}^{(3)}, kA$	сек	$I_{кз}^{(3)}, kA$	град. С	A	A	град. С		град. С	Сек	град. С	град. С
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
РУНН-0,4 кВ	160	АПВБШвнг(А)-LS 4×95, L=8 м	1377,07	0,1	1377,07	25	126,5	248	33,71	0,0001	33,82	0,3	34,03	160/350
Шкаф АСУ Vestas PPC	16	ВВГнг(А)-LS 3×2,5, L=36 м	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 3×4, L=41 м	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 5×6, L=37 м	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 5×6, L=38 м	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 3×4, L=37 м	879,30	0,02	1120,88	25	10	39	32,46	0,031	40,60	0,1	75,75	160/350
ЗВУ2	32	ВВГнг(А)-LS 3×4, L=38 м	879,30	0,02	1120,88	25	10	39	32,46	0,031	40,60	0,1	75,75	160/350
Взвод пружин выключателя КРУЭ-35 кВ	6	ВВГнг(А)-LS 3×2,5, L=17 м	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 5×4, L=15 м	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 5×4, L=5 м	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 5×2,5, L=41 м	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 5×2,5, L=27 м	808,50	0,02	949,25	25	8,27	27	29,22	0,056	44,16	0,1	113,12	160/350
ЩАОВ Модуля систем	40	ВВГнг(А)-LS 5×10, L=15 м	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 5×4, L=5 м	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 5×4, L=41 м	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 5×4, L=27 м	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	ПвБШвнг(А)-LS 3×4, L=20 м	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 3×4, L=12 м	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 3×4, L=7 м	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 3×2,5, L=41 м	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 3×2,5, L=32 м	725,12	0,02	949,25	25	0,45	30	25,01	0,06	39,71	0,1	107,53	160/350
СКУД Модуля систем	6	ВВГнг(А)-LS 3×4, L=12 м	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 3×4, L=6 м	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 3×2,5, L=41 м	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 3×2,5, L=32 м	725,12	0,02	949,25	25	0,45	30	25,01	0,06	39,71	0,1	107,53	160/350
Освещение шкафов модуля АСУ и СГЭ	6	ВВГнг(А)-LS 3×2,5, L=30 м	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 3×2,5, L=10 м	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 3×2,5, L=45 м	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 на 2026 г. представлены в таблице 4.1.

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

Наименование ПС	Шины	Токи короткого замыкания, кА		$k_{уд}$	$T_w, с$	$B_K, кА^2 \cdot с$
		3-ф. КЗ	ударный			
ПС 220 кВ	35 кВ	12,95	29,08	1,588	0,0188	108,81
МУ Излучная ВЭС РП-35 кВ СШ	35 кВ	12,59	27,49	1,581	0,0184	107,75
ВЭУ №1, шины 35 кВ	35 кВ	5,18	10,64	1,090	0,0041	34,28
ВЭУ №2, шины 35 кВ	35 кВ	6,01	8,38	1,178	0,0058	50,10
ВЭУ №3, шины 35 кВ	35 кВ	8,28	13,69	1,370	0,0101	77,17
ВЭУ №4, шины 35 кВ	35 кВ	9,07	17,43	1,516	0,0151	97,57
ВЭУ №5, шины 35 кВ	35 кВ	9,67	20,58	1,106	0,0045	31,88
ВЭУ №6, шины 35 кВ	35 кВ	9,25	14,37	1,158	0,0054	39,92
ВЭУ №7, шины 35 кВ	35 кВ	8,70	14,14	1,296	0,0082	58,18
ВЭУ №8, шины 35 кВ	35 кВ	7,98	14,51	1,362	0,0098	67,25
ВЭУ №9, шины 35 кВ	35 кВ	6,65	12,71	1,431	0,0119	78,26
ВЭУ №10, шины 35 кВ	35 кВ	5,59	11,36	1,087	0,0041	27,98
ВЭУ №11, шины 35 кВ	35 кВ	10,35	15,79	1,152	0,0053	37,74
ВЭУ №12, шины 35 кВ	35 кВ	9,06	14,70	1,255	0,0073	52,35
ВЭУ №13, шины 35 кВ	35 кВ	7,92	13,98	1,351	0,0096	65,95
ВЭУ №14, шины 35 кВ	35 кВ	6,64	12,61	1,479	0,0136	86,37
ВЭУ №15, шины 35 кВ	35 кВ	11,48	23,77	1,538	0,0161	97,65
ВЭУ №16, шины 35 кВ	35 кВ	10,92	23,54	1,104	0,0044	32,51
ВЭУ №17, шины 35 кВ	35 кВ	5,09	7,93	1,162	0,0055	41,08
ВЭУ №18, шины 35 кВ	35 кВ	5,94	9,72	1,287	0,0080	58,63
ВЭУ №19, шины 35 кВ	35 кВ	7,29	13,22	1,385	0,0105	72,42
ВЭУ №20, шины 35 кВ	35 кВ	9,89	19,20	1,488	0,0140	88,83
ВЭУ №21, шины 35 кВ	35 кВ	9,13	19,03	1,560	0,0173	102,70

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ВЭС00086.286.1.1-ИЛОЗ.1

Лист

31

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;

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

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

Расчет максимального рабочего тока:

- расчет максимального рабочего тока ВЭУ, А:

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

где -  $P_{\text{ном.инв}}$  - номинальная активная мощность инвертора 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:

$$I_{\text{раб.макс.}} = \frac{S_{\text{ном.ТЧН}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}.$$

- расчет максимального рабочего тока ТЧН, А:

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

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

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-ВЭУ №5	314,92
ВЭУ №5-ВЭУ №11	393,65
ВЭУ №11 - РП-35 кВ СШ МУ Излучная ВЭС	472,38
ВЭУ №10-ВЭУ №9	78,73
ВЭУ №9-ВЭУ №8	157,46
ВЭУ №8-ВЭУ №7	236,19
ВЭУ №7-ВЭУ №6	314,92
ВЭУ №6-РП-35 кВ СШ МУ Излучная ВЭС	393,65
ВЭУ №14-ВЭУ №13	78,73
ВЭУ №13-ВЭУ №12	157,46
ВЭУ №12-ВЭУ №15	236,19
ВЭУ №15 - РП-35 кВ СШ МУ Излучная ВЭС	314,92
ВЭУ №17-ВЭУ №18	78,73
ВЭУ №18-ВЭУ №19	157,46
ВЭУ №19-ВЭУ №21	236,19
ВЭУ №21-ВЭУ №20	314,92
ВЭУ №20-ВЭУ №16	393,65
ВЭУ №16 - РП-35 кВ СШ МУ Излучная ВЭС	472,38
РП-35 кВ СШ МУ Излучная 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 Излучная 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  $B_{\text{к}} \leq I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}}$ ,

где  $I_{\text{Т}}$  – предельный ток термической стойкости по каталогу, кА,

$t_{\text{Т}}$  – длительность протекания тока термической стойкости по каталогу, с;

$B_{\text{к}}$  – тепловой импульс от тока КЗ,  $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$ ,  $B_{\text{к}} = I_{\text{Т}}^2 \cdot (t_{\text{откл.}} + T_{\text{а}})$ ;

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата



-  $(t_{\text{откл.}} + T_a)$  сумма времен отключения КЗ при действии основной релейной защиты с учетом полного времени отключения соответствующего выключателя 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	12,59	27,49	107,75	35	2000	25	63	625
Главные цепи КРУ 35 кВ СШ 35 кВ	35	1653,33	12,59	27,49	107,75	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  $I_{\text{мах}} \leq I_{\text{ном.}}$ ;

- 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.

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

											Лист
											34
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата						



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

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	$B_k,$ 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-КЛ 35 кВ Излучная ВЭС - ПС 220 кВ	35	1653,33	12,59	27,49	107,7 5	35	2000	25	63	625
ВВ-35-ТСН	35	1,65	12,59	27,49	107,7 5	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.

$$i_a = \frac{35 \cdot 10,057 \cdot \sqrt{2}}{100} = 4,98 \text{ кА}$$

Полный ток КЗ в момент отключения выключателя РЗ составляет

$$I_{полн} = I_{п0} + i_a = 10,057 + 4,98 = 15,037 \text{ кА.}$$

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

$$I_{полн} = 15,037 \text{ кА} < I_{отк. ном} = 25 \text{ кА}$$

### 4.3 Выбор трансформаторов тока ячеек КРУ 35 кВ

Условия выбора ТТ:

- по напряжению  $U_{уст} \leq U_{ном};$
- по току  $I_{ном} \leq I_{1ном}; I_{max} \leq I_{1ном};$
- по электродинамической стойкости;
- по термической стойкости  $B_k \leq I_T^2 \cdot t_T,$

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

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 ВЭС00086.286.1.1-ИЛОЗ.3).

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 №11	500	5	5P/0,5/0,2S
ТТ-35 ВЭУ №6	400	5	5P/0,5/0,2S
ТТ-35 ТСН	100	5	5P/0,5
ТТ-35 ВЭУ №15	400	5	5P/0,5/0,2S
ТТ-35 ВЭУ №16	500	5	5P/0,5/0,2S
ТТ-КЛ2 35 кВ Излучная 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	$I_{но.}$ кА	$i_y$ кА	$B_k$ кА <sup>2</sup> ·с	$U_{ном.}$ кВ	$I_{ном.}$ А	$I_{T(3)}$ кА	$i_{дин.}$ кА	$I_T^2 \cdot t_T$ кА <sup>2</sup> ·с
ТТ-35 ВЭУ №11	35	472,38	12,59	27,49	107,75	35	500	30	75	900
ТТ-35 ВЭУ №6	35	393,65	12,59	27,49	107,75	35	400	24	60	576
ТТ-35 ТСН	35	1,65	12,59	27,49	107,75	35	200	12	30	144
ТТ-35 ВЭУ №15	35	314,92	12,59	27,49	108,08	35	400	24	60	576
ТТ-35 ВЭУ №16	35	472,38	12,59	27,49	108,08	35	500	30	75	900
ТТ-КЛ1 35 кВ Излучная ВЭС - ПС 220 кВ	35	1653,33	12,59	27,49	108,08	35	2000	60	150	3600

Расчет по определению нагрузок трансформаторов тока представлен в томе «Релейная защита и регистрация аварийных событий» ВЭС00086.286.1.1-ИЛОЗ.3.

#### 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.

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

						ВЭС00086.286.1.1-ИЛОЗ.1	Лист
							36
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

37

Таблица 4.8 – Технические характеристики и выбор разъединителей 35 кВ

Наименование	Расчетные данные				Технические данные			
	$U_{уст}, \text{кВ}$	$I_{max}, \text{А}$	$i_y, \text{кА}$	$B_k, \text{кА}^2\text{сек}$	$U_{ном}, \text{кВ}$	$I_{ном}, \text{А}$	$i_{пр.с}, \text{кА}$	$I_T^2 \cdot t_T, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$
Р-35 ВЭУ №11	35	472,38	27,49	107,75	35	1250	63	625
Р-35 ВЭУ №6	35	393,65	27,49	107,75	35	1250	63	625
Р-35 ВЭУ №15	35	314,92	27,49	108,08	35	1250	63	625
Р-35 ВЭУ №16	35	472,38	27,49	108,08	35	1250	63	625

#### 4.6 Проверка оборудования 35 кВ ВЭУ

Проверка оборудования 35 кВ ВЭУ представлена в таблице 4.9.

Таблица 4.9 – Проверка оборудования 35 кВ ВЭУ

Наименование	Расчетные данные					Технические данные				
	$U_{уст}, \text{кВ}$	$I_{макс. раб}, \text{А}$	$I_{п0}, \text{кА}$	$i_y, \text{кА}$	$B_k, \text{кА}^2\text{с}$	$U_{ном}, \text{кВ}$	$I_{ном}, \text{А}$	$I_{отк, ном}, \text{кА}$	$i_{пр.с}, \text{кА}$	$I_T^2 \cdot t_T, \text{кА}^2\text{с}$
Ячейка РУ 35 кВ Ormazabal cgm.3	35	472,38	12,59	27,49	107,75	40,5	630	25	62,5	625

Примечания – Параметры ТКЗ приняты для ВЭУ №12

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ВЭС00086.286.1.1-ИЛОЗ.1	Лист
							38

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



«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 Излучная 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 заземляющее (ЗУ), используемое одновременно для электроустановок до 1 кВ и выше 1 кВ установленных в своем составе (ПУЭ пункт 1.7.55).

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ВЭС000086.286.1.1-ИЛОЗ.1				40

Для обеспечения электробезопасности к ЗУ присоединены:

- 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.

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ВЭС00086.286.1.1-ИЛОЗ.1				41

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-

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									42
			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 35кВ 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. Излучная ВЭС					
1.1	ВЭУ №1-ВЭУ №2	3×(1×70мк/16)	2,55	0,991	2,59
1.2	ВЭУ №2-ВЭУ №3	3×(1×95мк/16)	2,84	2,406	6,87
1.3	ВЭУ №3-ВЭУ №4	3×(1×150мк/25)	3,33	0,834	2,78
1.4	ВЭУ №4-ВЭУ №5	3×(1×240мк/25)	3,9	0,835	3,26
1.5	ВЭУ №5-ВЭУ №11	3×(1×400мк/35)	4,68	1,138	5,33
1.6	ВЭУ №11-РУ-35 кВ СШ МУ Излучная ВЭС	3×(1×630мк/35)	5,56	3,604	20,35
1.7	ВЭУ №10-ВЭУ №9	3×(1×70мк/16)	2,55	1,000	2,75
1.8	ВЭУ №9-ВЭУ №8	3×(1×70мк/16)	2,55	0,971	2,48
1.9	ВЭУ №8-ВЭУ №7	3×(1×150мк/25)	3,33	0,831	2,77
1.10	ВЭУ №7-ВЭУ №6	3×(1×240мк/25)	3,9	0,837	3,26
1.11	ВЭУ №6-РУ-35 кВ СШ МУ Излучная ВЭС	3×(1×400мк/35)	4,68	4,720	22,36
1.12	ВЭУ №14-ВЭУ №13	3×(1×70мк/16)	2,55	0,915	2,33
1.13	ВЭУ №13-ВЭУ №12	3×(1×95мк/16)	2,84	0,834	2,37
1.14	ВЭУ №12-ВЭУ №15	3×(1×150мк/25)	3,33	1,779	6,09
1.15	ВЭУ №15-РУ-35 кВ СШ МУ Излучная ВЭС	3×(1×240мк/25)	3,9	0,908	3,54
1.16	ВЭУ №17-ВЭУ №18	3×(1×70мк/16)	2,55	1,041	2,73
1.17	ВЭУ №18-ВЭУ №19	3×(1×70мк/16)	2,55	1,220	3,11
1.18	ВЭУ №19-ВЭУ №21	3×(1×150мк/25)	3,33	2,144	7,38
1.19	ВЭУ №21-ВЭУ №20	3×(1×240мк/25)	3,9	1,024	3,99
1.20	ВЭУ №20-ВЭУ №16	3×(1×400мк/35)	4,68	1,593	7,47
1.21	ВЭУ №16-РУ-35 кВ СШ МУ Излучная ВЭС	3×(1×630мк/35)	5,56	2,556	14,28
1.22	РУ-35 кВ СШ МУ Излучная ВЭС – ПС 220	3×3×(1×500мк/35)	15,3	2,266	46,22
Итого:					174,3

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ВЭС00086.286.1.1-ИЛОЗ.1	Лист
							43

Суммарный емкостный ток КЛ 35 кВ составляет 174,3А. Наибольший емкостный ток присоединения составляет 46,22 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 Излучной ВЭС.

$$I_R \geq 4 \cdot 46,22 = 184,88 \text{ А.}$$

Наибольший емкостный ток присоединения, отходящего от РУ-35 кВ ПС 220 кВ, составляет 161,621 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.

$$I_R \geq 2 \cdot 348,6 = 323,242 \text{ А.}$$

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. №	Рекомендуется к установке резистор с номинальным током 400 А сопротивлением 50 Ом.											
Подп и дата	$I_{R_N} = \frac{35000}{\sqrt{3} \cdot 50} = 404,14 \text{ А.}$											
Инв. № подл.	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											
							ВЭС00086.286.1.1-ИЛОЗ.1					Лист
												44
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата							

ЛЭП от РУ-35 кВ ПС 220 кВ, уточнить номера секционируемых секций шин и выполнить выбор сопротивления заземления нейтрали с учетом приведенных рекомендаций и с учетом обеспечения надежного срабатывания защиты от ОЗЗ на отходящих ЛЭП от РУ-35 кВ ПС 220 кВ.

Рассмотрим самый тяжелый случай с наибольшими суммарными емкостными токами короткого замыкания на землю (Излучная ВЭС и Манланская ВЭС)

Подключать резистор рекомендуется к 1СШ 35 кВ ПС 220 кВ Зубовка.

$$I_{\Sigma C} = 334,84 \text{ А},$$

$$I_{R_N} = 404,14 \text{ А}.$$

$$I_{\text{озз}} = \sqrt{334,84^2 + 404,14^2} = 524,833 \text{ А}.$$

$I_{\Sigma C}$  - суммарный емкостной ток ВЭС (учтены КЛ 35 кВ Излучная ВЭС и Манланская ВЭС).

Таблица 5.2 – Суммарные ёмкостные токи КЛ 35 кВ ВЭС

Наименование ВЭС	Суммарный ёмкостной ток короткого замыкания на землю, А
Излучная ВЭС	174,3
Старицкая ВЭС	114,078
Черноярская ВЭС	115,232
Холмская ВЭС	138,511
Манланская ВЭС	160,54

Для определения параметров допустимого сопротивления (ЗУ ВЭУ и МУ) в любое время года при прохождении расчетного тока замыкания на землю с учетом всех естественных и искусственных заземлителей получим следующее неравенство:

$$R_{\text{зу}} \leq \frac{U_{\text{пов.на зу}}}{I_{\text{озз}}},$$

Для определения допустимого значения напряжения повреждения воспользуемся с кривой приведенной на рисунке 44.А2 ГОСТ Р 50571-4-44-2011 (МЭК 60364-4-44:2007) при заданном времени полного отключения ОЗЗ ( $t_{\text{озз}} = 0,36 \text{ с}$ ) находим значение  $U_{\text{пов.на зу}} = 375 \text{ В}$ , тогда:

$$R_{\text{зу}} \leq \frac{375}{524,833} = 0,7150 \text{ Ом}.$$

Согласно п. 1.7.114 ПУЭ. сечение шин магистрали заземления должно быть выбрано таким, чтобы при протекании по ним наибольшего тока однофазного КЗ

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									45
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ВЭС00086.286.1.1-ИЛОЗ.1



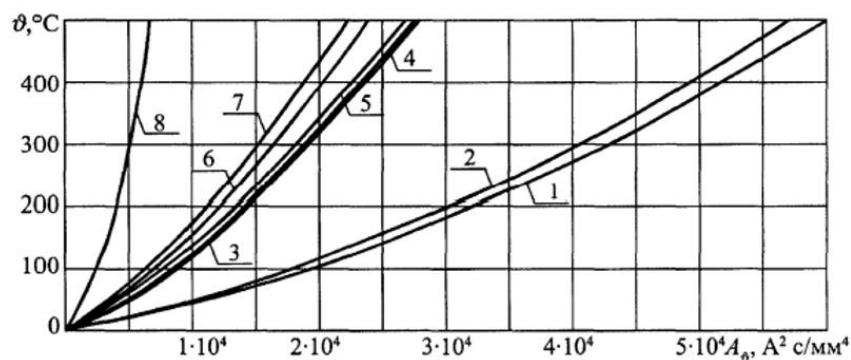


Рисунок 5.1 – Кривые для определения температуры нагрева проводников из различных материалов при коротких замыканиях.

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 Излучная 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.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

При проведении строительно-монтажных работ на объекте к искусственному заземлителю с сопротивлением удовлетворяющим требованиям электробезопасности будут присоединен естественный заземлитель, что приведет к уменьшению общего сопротивления ЗУ.

### 5.2.1 Расчет ЗУ одной ВЭУ

В соответствии с отчетами по инженерно-геологическим изысканиям и инженерно-геологическим исследованиями в качестве исходных данных принято следующее:

- район проектирования ЗУ относится к III климатической зоне;
- все исследования ВЭЗ были произведены в период октябрь-ноябрь;
- по данным электроразведочных работ выделено три геологических слоя имеющих разброс по удельному сопротивлению грунта. Для произведения расчетов примем разрез, состоящий из трех слоев грунта с наихудшими показателями удельного сопротивления. Данные по УЭС представлены в таблице 5.5.

Таблица 5.5 – Данные по УЭС

№ слоя	Толщина слоя, м	УЭС, Ом·м
1	от 0 до 3	200
2	с 3 до 7	120
3	с 7	600

В качестве базовой конструкции ЗУ будем использовать конструкцию, состоящую из вертикальных (стержневых) электродов соединенных горизонтальным замкнутым (кольцевым) электродом из полосовой стали, расположенную на расстоянии 1м 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.

Произведем расчет базовой конструкции по формулам, приведенным в ГОСТ Р 54418.24-2013. Формулы для расчетов комбинированных ЗУ, указанные в ГОСТ Р 54418.24-2013, состоящих из вертикальных и горизонтальных электродов справедливы только при условии, что вертикальные электроды смонтирова-

Изм.	Кол.уч	Лист	№докум.	Подп.	Дата	ВЭЗ00086.286.1.1-ИЛОЗ.1	Лист
							48

ны с интервалом между соседними вертикальными электродами равным или превышающим длину вертикального электрода.

Учитывая внешний диаметр фундамента ВЭУ, равный 18 м получаем:

- горизонтальный электрод в виде кольца диаметром 20 м;
- 12 вертикальных электродов, расположенных на одинаковом расстоянии

друг от друга и равном их длине ( $\geq 5$  м).

Расчет заглубленного кольцевого электрода:

$$R_1 = \frac{\rho}{\pi^2 \cdot D} \cdot \ln \frac{4 \cdot D}{\sqrt{2 \cdot a_{\text{пол.}} \cdot d}},$$

где  $\rho$  – удельное сопротивление земли (Ом · м);

$d$  – глубина залегания (м);

$D$  – диаметр кольцевого электрода (м);

$a_{\text{пол.}} = 0,25 \times F$  – радиус для заземлителя, выполненного из стальной полосы, где  $F$  – ширина стальной полосы;

$$a_{\text{пол.}} = 0,25 \times 0,05 = 0,0125 \text{ м},$$

Для горизонтального электрода, заглубленного на 1 м учитывая строение грунта (таблица 5.4) можно принять удельное сопротивление в 200 Ом·м, тогда:

$$R_1 = \frac{200}{\pi^2 \cdot 20} \cdot \ln \frac{4 \cdot 20}{\sqrt{2 \cdot 0,0125 \cdot 1}} = 6,315 \text{ Ом}$$

Расчет  $n$  заземляющих стержней равной длины, установленных по кругу диаметром  $D$ , с интервалом между соседними стержнями равным или превышающим длину стержня:

$$R_2 = \frac{\rho}{2 \cdot n \cdot \pi \cdot L} \cdot \left( \ln \frac{4 \cdot L}{a_{\text{кр.}}} - 1 + \frac{L}{D} \cdot \sum_{m=1}^{n-1} \frac{1}{\sin \left( \frac{\pi \cdot m}{n} \right)} \right),$$

где  $L$  - длина одного вертикального электрода (м);

$$a_{\text{кр.}} = \frac{0,018}{2} = 0,009 \text{ м};$$

Для вертикального электрода, заглубленного на 1 м учитывая параметры грунта (таблица 5.2) необходимо привести эквивалентное значение удельного сопротивления двух верхних слоев, тогда:

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	ВЭС00086.286.1.1-ИЛОЗ.1	Лист
							50





расстоянии 1м 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
$R_{\text{общ.}}$	Ом	0,3299

$$R_{\text{зу.сумм.расч.}} = R_{\text{сумм.}} \cdot K_c = 0,3299 \cdot 1,28 = 0,4223 \text{ Ом.}$$

Взам. инв. №	Приведенный диаметр кольцевого заземлителя, D <sub>пр.</sub>		м	14,97			
	Количество заземляющих стержней		шт.	9			
Подп. и дата	R <sub>1</sub>		Ом	0,7155			
	R <sub>2</sub>		Ом	0,3981			
	R <sub>3</sub>		Ом	0,1677			
	R <sub>общ.</sub>		Ом	0,3299			
Инв. № подл.	R <sub>зу.сумм.расч.</sub> = R <sub>сумм.</sub> · κ <sub>с</sub> = 0,3299 · 1,28 = 0,4223 Ом.						
	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ВЭС00086.286.1.1-ИЛОЗ.1
						52	

Базовая конструкция удовлетворяет требованиям по электробезопасности.

Внутри МУ ВЭС по периметру помещений по стенам на высоте 0,4 м от уровня пола прокладывается шина уравнивания потенциалов (ШУП) из стали полосовой 50×5 мм. К ШУП присоединяется все оборудование, подлежащее заземлению, а также закладные металлоконструкции для установки и подвески шкафов, а также все металлические нетоковедущие части установок оборудования, которые могут оказаться под напряжением вследствие нарушения изоляции. ШУП присоединяется к наружному контуру заземления МУ ВЭС не менее чем в четырех точках.

### 5.2.3 Расчет ЗУ для ДЭС

В соответствии с п. 1. 7.101 ПУЭ Сопротивление заземляющего устройства, к которому присоединены нейтрали генератора, в любое время года должно быть не более 4 Ом при линейных напряжениях 380 В источника трехфазного тока. Контур заземления ДЭС присоединяется к контуру МУ ВЭС не менее чем в двух местах. В соответствии с п 5.2.2 сопротивление ЗУ МУ ВЭС составляет 0,4223 Ом, что удовлетворяет требованиям п. 1. 7.101 ПУЭ. Отдельный расчет для контура заземления ДЭС не выполняется.

### 5.2.4 Внешнее ограждение

Внешнее ограждение МУ ВЭС присоединяется к контуру заземления. Для обеспечения надёжной работы охранной сигнализации и других устройств (например, видеонаблюдения), установленных по периметру ограждения, и обеспечения безопасности людей и животных контур заземляющего устройства МУ ВЭС должен выходить за пределы ограждения и располагаться в 1 м от него и на глубине 1 м. Указанный заземлитель присоединяется к наружному контуру заземления МУ ВЭС не менее чем в четырех точках.

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							ВЭС000086.286.1.1-ИЛОЗ.1	Лист	
											53
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			



Таблица 6.1 – Параметры основного оборудования Излучная 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:

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

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ВЭС00086.286.1.1-ИЛОЗ.1	Лист
							55

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 ( $K_{и}, min = 0,15$ ):

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

Для утяжелённого режима ( $K_{и}, min = 0,1$ ):

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

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 Излучная ВЭС и на шинах 35 кВ ПС 220 кВ в разных режимах работы Излучная ВЭС представлены в таблице 6.2.

Таблица 6.2 – Расчётные напряжения в узловых точках Излучная 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 Излучная ВЭС	35	34,99	35,99	35	36	34,99	35,99
3	ВЭУ №1	35	34,63	35,64	35,01	36,01	34,61	35,62
4	ВЭУ №2	35	34,71	35,72	35,01	36,01	34,69	35,70
5	ВЭУ №3	35	34,85	35,86	35,01	36,01	34,84	35,84
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
8	ВЭУ №6	35	34,53	35,54	35,02	36,02	34,47	35,49
9	ВЭУ №7	35	34,67	35,68	35,02	36,01	34,62	35,63

№ п/п	Наименование	$U_{\text{ном}},$ 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.
10	ВЭУ №8	35	34,74	35,75	35,01	36,01	34,70	35,71
11	ВЭУ №9	35	34,82	35,83	35,01	36,01	34,79	35,80
12	ВЭУ №10	35	34,43	35,45	35,02	36,02	34,37	35,38
13	ВЭУ №11	35	34,50	35,51	35,02	36,02	34,44	35,45
14	ВЭУ №12	35	34,63	35,64	35,02	36,02	34,57	35,58
15	ВЭУ №13	35	34,43	35,45	35,02	36,02	34,37	35,38
16	ВЭУ №14	35	34,50	35,51	35,02	36,02	34,44	35,45
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	34,53	35,54	35,02	36,02	34,47	35,49
20	ВЭУ №18	35	34,67	35,68	35,02	36,01	34,62	35,63
21	ВЭУ №19	35	34,74	35,75	35,01	36,01	34,70	35,71
22	ВЭУ №20	35	34,82	35,83	35,01	36,01	34,79	35,80
23	ВЭУ №21	35	34,50	35,51	35,02	36,02	34,44	35,45

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 Излучная 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

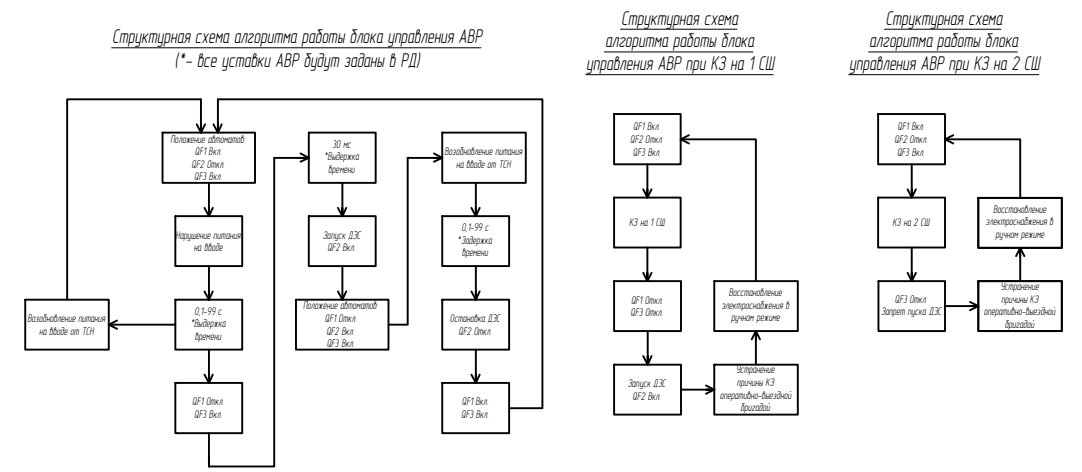
ВЭС00086.286.1.1-ИЛОЗ.1

Лист

57












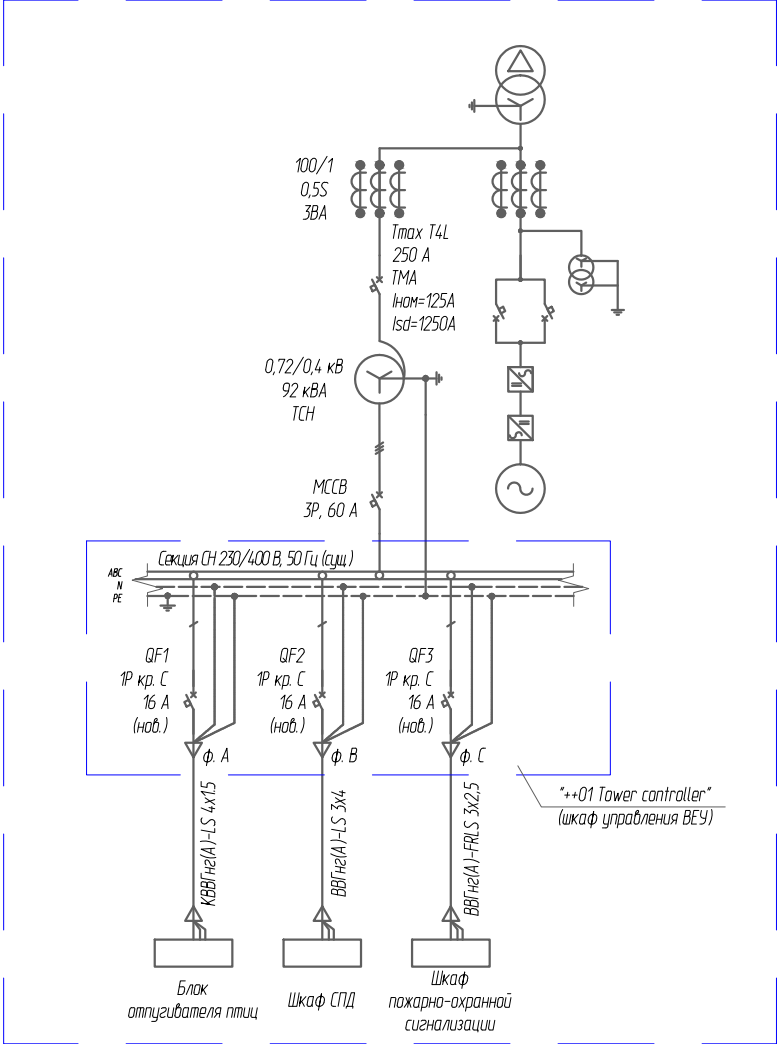
Условные обозначения:

- QF-x - порядковый номер АВ
- 32А - номинальный ток АВ
- 256А - уставка расцепителей тока короткого замыкания
- 1Р, 3Р - количество полюсов
- 6кА - отключающая способность

Примечания:






- 1 Шкаф РУНН-0,4 кв входит в комплект поставки модуля управления ВЭС;
- 2 ВЭЗ шкафа РУНН-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 выполняется от сети 400/230 В с системой заземления TN-S;
- 7 Коэффициент  $\alpha$  и параметры АВ на 0,1 мА должны быть указаны на стадии Рабочей документации.

						ВЭС000086.286.11-И/03.102		
						ООО "Пятнадцатый Ветропарк ФРВ"		
Изм	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата			
Разработ		Егоров			12.19	"Исключная ВЭС. Ветропарковая электрическая станция, внутриплощадочные автомобильные дороги"	Стандия	Лист
Проверил		Вершинин			12.19		П	
Нач. отд.		Вершинин			12.19			1
ГИП		Гусев			12.19	Схема электрическая СН-0,4 кВ МУ Исключная ВЭС	ООО "ЕПСМ Сибири"	
Н. контр.		Пирогова			12.19			
Учб.								



Примечание – дополнительные коммутационные АВ устанавливаются заводом изготовителем ВЭУ.

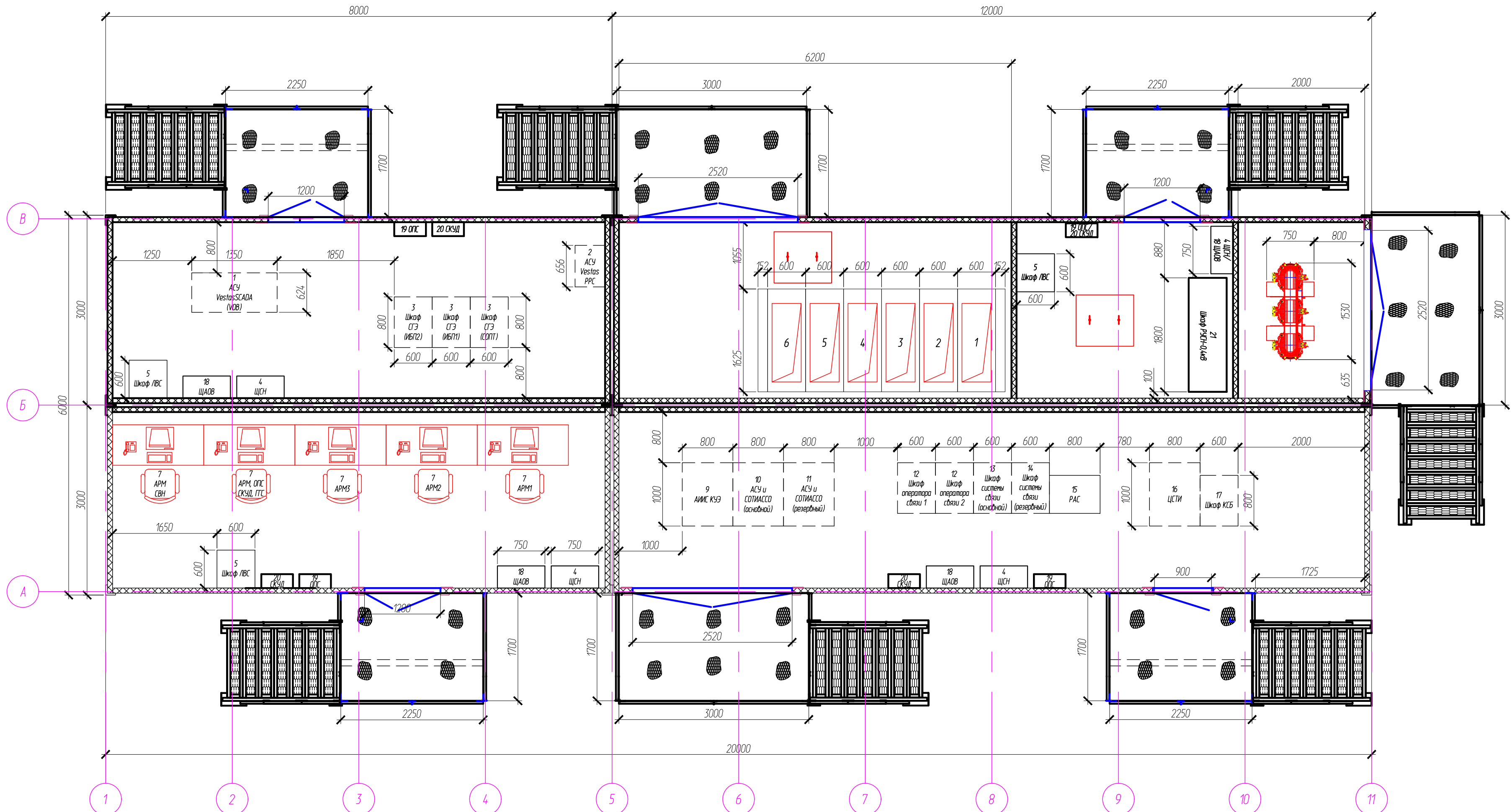
Согласовано					
Взам. инв. №					
Подпись и дата					
Инв. № подл.					

						ВЭС00086.286.1.1-ИЛОЗ.1.03				
						ООО "Пятнадцатый Ветропарк ФРВ"				
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата					
Разраб.		Егоров			12.19	"Излучная 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		$\eta$	$\cos \phi$	$\operatorname{tg} \phi$	Расчетная нагрузка на трансформатор					62						
			Мощность в единице и количество, кВт	Рабочая мощность, кВт				Лето			Зима								
								$K_u$	$P_{л}, \text{ кВт}$	$Q_{л}, \text{ кВар}$	$K_u$	$P_{з}, \text{ кВт}$	$Q_{з}, \text{ кВар}$						
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			10,5x2	21	1	1	0	0,6	12,6	0	0,6	12,6	0						
ЗВУ 1, ЗВУ 2			2,3x2	4,6	1	1	0	0,3	1,38	0	0,3	1,38	0						
Взвод пружин выключателя КРУЭ-35 кВ			0,2x2	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			
			Освещение шкафов			0,46	0,46	1	1	0	0,1	0,046	0	0,1	0,046	0			
Взам. инф. №	Итого:							71,42	26,904		73,48	27,893							
	Итого S, кВА:							76,319			78,596								
Подпись и дата	$\text{Итоговый } \cos \phi = \frac{P_3}{S_3} = \frac{74,035}{79,115} = 0,936$							ВЭС00086.286.1.1-ИЛОЗ.1.04											
								ООО "Пятнадцатый Ветропарк ФРВ"											
Инф. № подл.	Примечание - К установке принят сухой трансформатор 35/04, мощностью 100 кВА.							Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	"Ислучная ВЭС. Ветровая 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						
								Н. контр.		Пирогова			12.19						
								Утв.											
							Расчет ТСН 35/0,4 100 кВА						ООО "ЕРСМ Сибдир"						

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

План расположения оборудования в  
МУ Излучная 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 ЦТЗ (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 80А Siemens (или эквивалентное оборудование)	шт.	6	
9	АИИС КСУЭ 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"Болит"
20	Шкаф системы безопасности (СКУД)	шт.	4	НВП"Болит"
21	Шкаф РУЭНН-0,4 кВ	шт.	1	

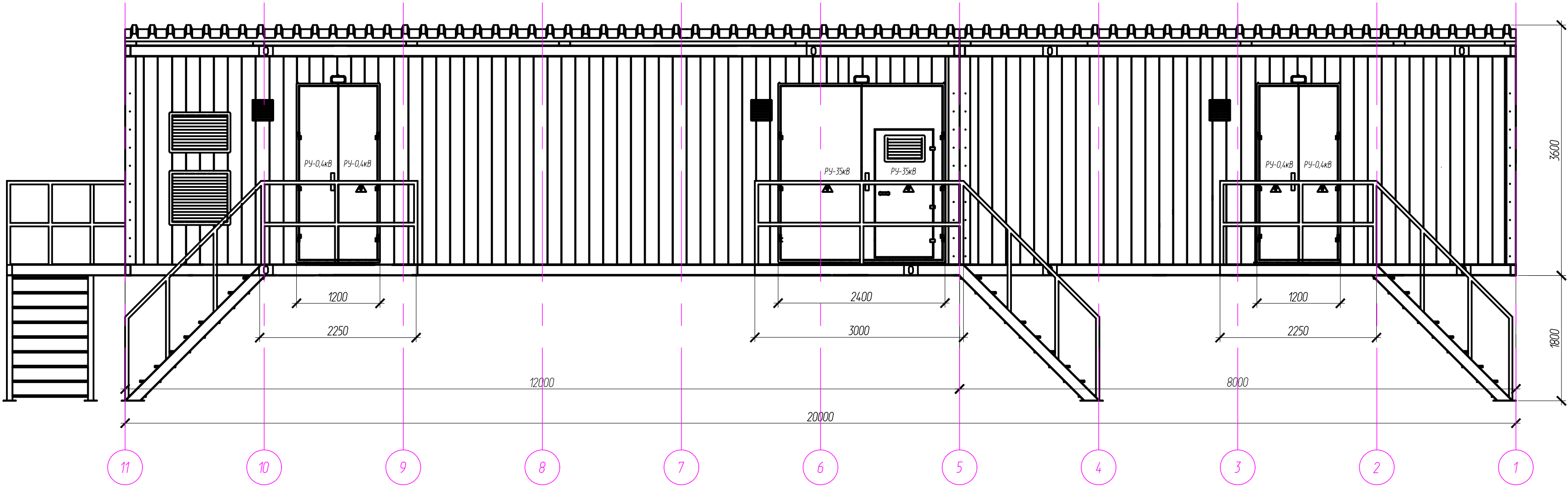
- Примечания:
- Расстановка навесного и шкафного оборудования носит условный характер. На этапе изготовления и проработки конструкторской документации завод-производитель может вносить корректировки по установке оборудования, не влияющие на изменение технических характеристик МУ.
  - Габаритные размеры технологических отверстий для ввода кабельных линий показаны условно.
  - Габаритные размеры ЩСН, СКУД, РУЭНН-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 Tempaprite EE (40...60 мкм)/ ВКФ-093 (18,24 мкм); - алкидная краска Tempalac FDSO (40...60 мкм).
  - Площади обслуживания применены для высоты фундамента Н=1,8 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/м².
  - Габаритные размеры оборудования установленного в МУ ВЭС, габаритные размеры проходов, расположение дверных проемов, ворот, шкафов и щитов могут быть уточнены на стадии РД.

ВЭС00086.286.11-ИЛ03.105					
ООО "Пятнадцатый Ветропарк ФРВ"					
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разраб.	Егоров	12.19			
Проверил	Вершинин	12.19			
Нач. отд.	Вершинин	12.19			
ЛИП	Гусев	12.19			
И контр.	Пирогова	12.19			
Ушт.					
Илуचना ВЭС				Стация	Лист
Ветропарная электрическая станция, внутриплощадочные автомобильные дороги				П	1
План расположения оборудования в МУ Излучная ВЭС				ООО "ЕРСМ Сибири"	

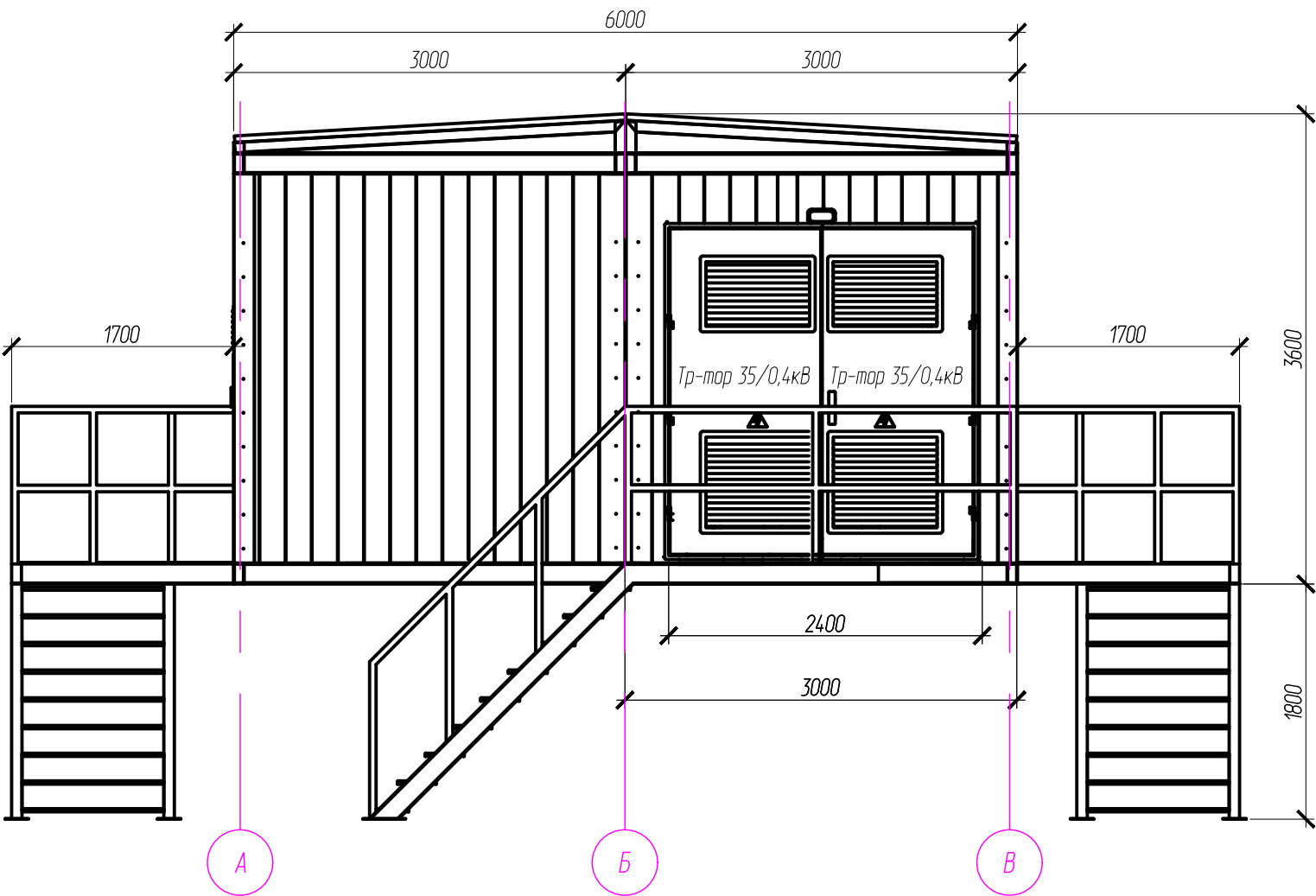







Фасады модуля управления  
(1:50)

Фасад 1-11





Фасад А-В



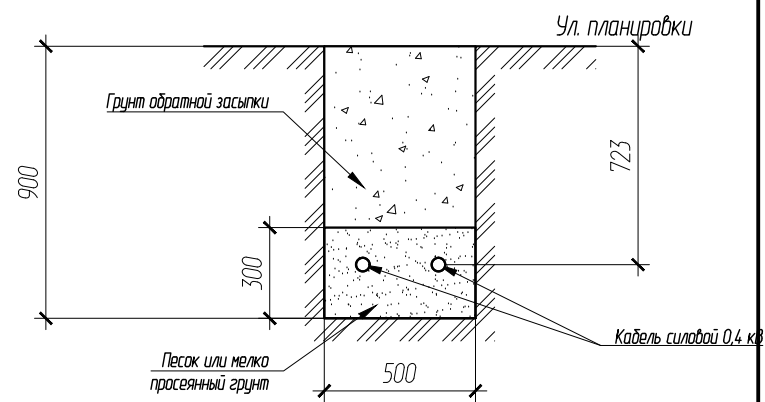
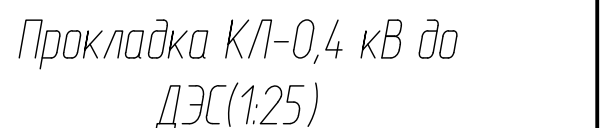
						ВЭС00086.286.1.1-ИЛО3.1.06			
						ООО "Пятнадцатый Ветропарк ФРВ"			
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	"Илущная ВЭС. Ветровая электрическая станция, внутриплощадочные автомобильные дороги"	Стадия	Лист	Листов
Разработ.		Егоров			12.19		П		1
Проверил		Вершинин			12.19				
Нач. отд.		Вершинин			12.19				
ГИП		Гусев			12.19				
Н. контр.		Пирогова			12.19	Фасады модуля управления	ООО "ЕРСМ Сибири"		
Утв.									

### Экспликация помещений

 - трассы для слаботочной сети;

 - трассы для силовой сети 0,4 кВ;






 - кабели системы СН-0,4 кВ.



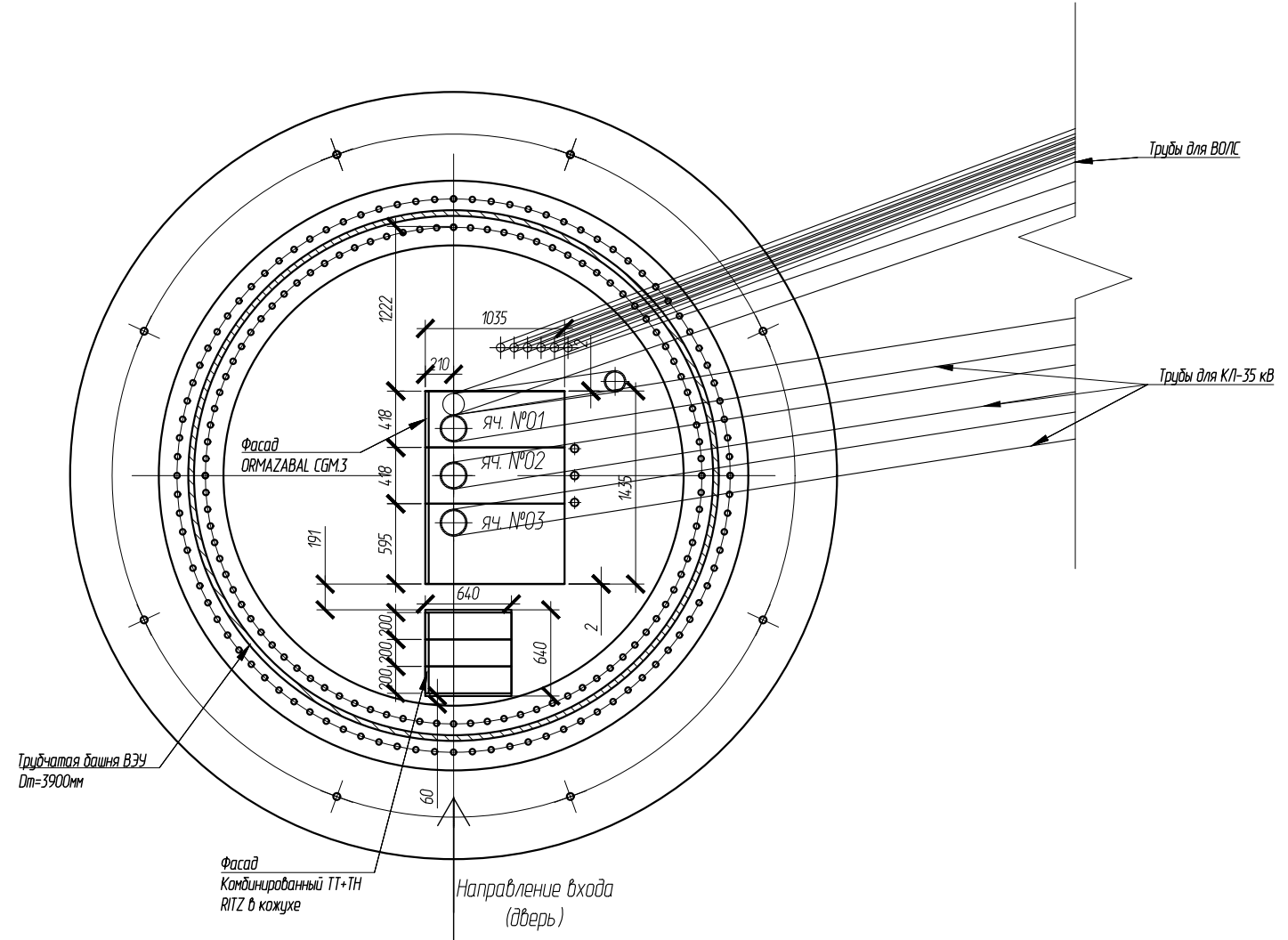
### Экспликация оборудования

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

Габариты траншеи и объем земляных работ

						ВЭС00086.286.1.1-ИЛО3.107			
						ООО "Пятнадесятый Ветропарк ФРВ"			
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата				
Разработ.		Егоров			12.19	Иллучная ВЭС Ветропая электрическая станция, внутрилплощадочные аутомобильные дорои	Стадия	Лист	Листов
Проверил		Вершинин			12.19		П		1
Нач. отд.		Вершинин			12.19				
ГИП		Гусев			12.19	План раскладкн кабелей системы СН-0,4 кВ в здании МУ Иллучная ВЭС	ООО "ЕРСМ Сибдирн"		
Н. контр.		Пирогова			12.19				
Утв.									

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



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

						ВЭС00086.286.1.1-И/П03.1.08						
						ООО "Пятнадцатый Ветропарк ФРВ"						
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	"Излучная ВЭС. Ветровая электрическая станция, внутриплощадочные автомобильные дороги"	Стадия	Лист	Листов			
Разраб.		Егоров			12.19		П	1	1			
Проверил		Вершинин			12.19							
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.												










№ 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	250	0.63	0.63		157.50	157.50	
Глубина 1550 Ширина 600	130	0.93	0.93		12.09	12.09	
Итого:					169.59	169.59	

Условные обозначения.

- — — — — Сталь полосовая оцинкованная 50х5 мм проложенная в грунте (на глубину 1 м от ур. земли);
- — — — — Сталь полосовая оцинкованная 80х5 мм проложенная в грунте (на глубину 1 м от ур. земли);
- — — — — Сталь полосовая оцинкованная 50х5 мм проложенная в грунте (на глубину 1,5 м от ур. земли);
- ⊙ Стальной прокат круглого сечения оцинкованный  $\phi 18$  мм (вертикальный электрод заземления длиной 5 м).

Примечания

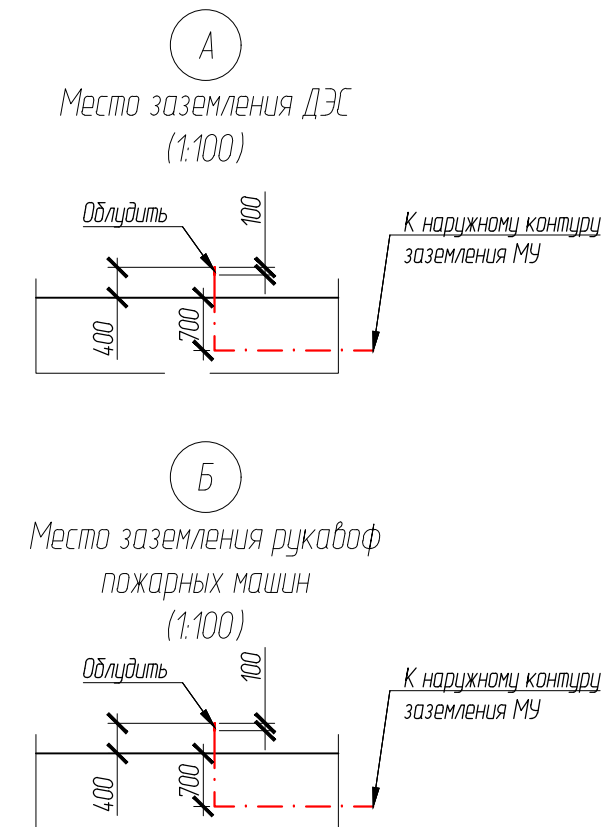
- 1 В соответствии с ПУЭ п.1.75.4 для заземления электроустановок в первую очередь должны быть использованы естественные заземлители;
- 2 Все соединения между заземлителями, а также заземлителями и заземляющими проводниками осуществлять сваркой способом "нахлест" согласно ГОСТ 5264-80 тип Н1-Н2. Сварной 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 Цинкол + АПЛО (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. 1.79. ПУЭ входов в здание производятся – укладка проводников на расстоянии 1 и 2 м от заземлителя на гудроны 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 вьть нанесен 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 Соприкослудение заземляющего устройства в любое время года не должно превышать 0,732 Ом.

						ВЭС00086.286.11-ИЛОЗ.109			
						ООО "Пятнадцатый Ветропарк ФРВ"			
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата				
Разработ.			Егоров		12.19	"Исключая ВЭС Ветровая электрическая станция, вытуприплощадочные 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. инв. №	Согласовано	



Поз.	Наименование	Параметры	Ед.	Кол-во	Масса, кг	Примечание
1	Полоса заземления	50x5 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	Ø 18 L=5000 мм	шт.	13	5,991	
3	Цинол ТУ 2313-012-12288779-99		кг	2		
4	А/ПОЛ ТУ 2313-014-12288779-99		кг	0,825		
5	СОЛьВ-УР ТУ 2319-032-12288779-2002		кг	0,1		

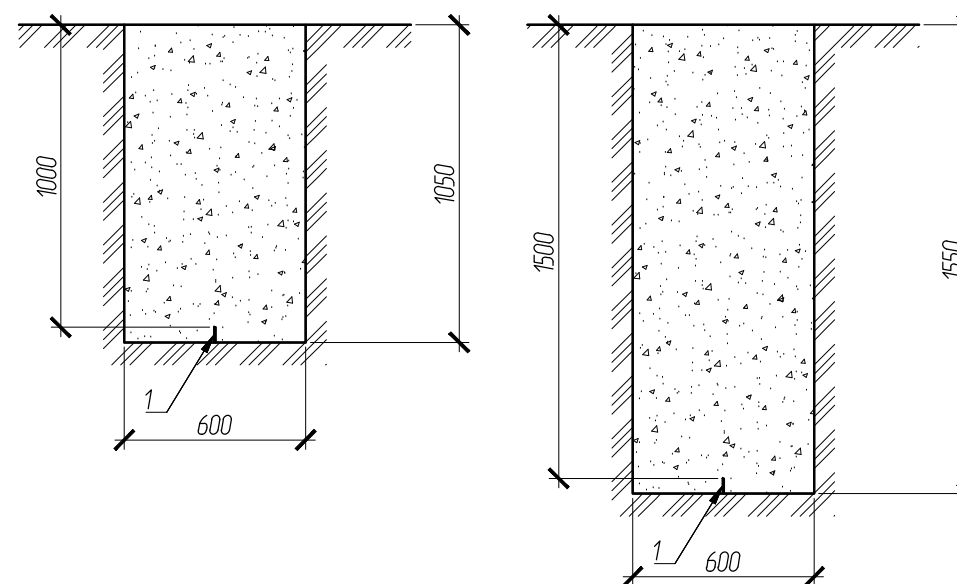


— — — — — Сталь полосовая оцинкованная 50х5 мм проложенная в грунте (на глубине 1 м от ур.земли);





— — — — — Сталь полосовая оцинкованная 50х5 мм проложенная в грунте (на глубине 1,5 м от ур.земли);

● — — — — — Стальной прокат круглого сечения оцинкованный  $\phi 18$  мм (вертикальный электрод заземления длиной 5 м);

Разрезы траншей для прокладки  
полосы заземления  
(1:25)



№ 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 просеянной земли или песка	Рытье траншеи	Обратная засыпка	Объем мелкой просеянной земли или песка
Глубина 1050 Ширина 600	305	0.63	0.63		192.15	192.15	
Глубина 1550 Ширина 600	65.0	0.93	0.93		60.45	60.45	
Итого:					252.60	252.60	

						ВЭС00086.286.1.1-ИЛОЗ.1.10			
						ООО "Пятнадцатый Ветропарк ФРВ"			
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата				
Разработ.		Егоров			12.19	ИЗЛУЧНАЯ ВЭС. Ветровая электрическая станция, вытуприлощадочные автомобильные дороги	Стандия	Лист	Листов
Проверил		Вершинин			12.19		П		1
Нач. отд.		Вершинин			12.19				
ГИП		Гусев			12.19				
Н. контр.		Пирогова			12.19	План заземления МУ Излучная ВЭС и ДЭС	ООО "ЕРСМ Сибири"		
Учб.									

Ид. № посл.	Подпись отца	Возм. код №	Согласовано		

ВНИМАНИЕ!

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






Условия прокладки кабеля:

На открытых площадках:

- 001 – Кабель в траншее в земле;
- 001-01 – Кабель в траншее в трубе;
- 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, трубе, 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)

						ВЭС00086.286.1.1-ИЛОЗ.1.КЖ			
						ООО "Пятнадцатый Ветропарк ФРВ"			
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	"Излучная 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 Сибири"		
Утв.									

Марка кабеля		Заводская марка кабеля				Число используемых жил		Направление кабеля		Способ прокладки					Длина, м		Примечание		70	
		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	АПБШВнг(А)-LS-1	4x95			4		МУ, ТСН 35/0,4 кВ	РУНН-0,4 кВ, ввод 1		8				8						
2-1	АПБШВнг(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 РСС (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 РСС (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						

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	ПВБШнг(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.	Взвод пружин выключателей КРУЭ-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 СГЭ, ЗВУ 2				37		37		

Сводная спецификация кабеля ВЭС00084.289.11-ИЛО3.1КЖ

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	
АПБШВнг(А)-LS-1	4х95	4	2	20	8				28		
ПБШВнг(А)-LS-0,66	3х4	3	1	20					20		
ВВГнг(А)-LS-0,66	5х10	5	1				15		15		
ВВГнг(А)-LS-0,66	5х6	5	2				75		75		
ВВГнг(А)-LS-0,66	5х4	5	5				93		93		
ВВГнг(А)-LS-0,66	5х2,5	5	2				68		68		
ВВГнг(А)-LS-0,66	3х4	3	6				84		84		
ВВГнг(А)-LS-0,66	3х2,5	3	11				392		392		

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

						ВЭС00086.286.11-ИЛО3.1КЖ	Лист
							3
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																											</
--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	----

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	73 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	

						ВЭС00086.286.1.1-ИЛО3.1.СО	Лист
							2
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		



**СОГЛАСОВАНО:**

Генеральный директор  
Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Юга

М.А. Бабин

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 № ПТВ16-2019, писем от 23.07.2019 №ПТВ17-2019 и от 09.09.2019 № ПТВ22-2019 и являются неотъемлемой частью договора об осуществлении технологического присоединения от № \_\_\_\_\_ объектов по производству электрической энергии ООО «Пятнадцатый 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 V (пять) 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 50,4 МВт для проведения пуско-наладочных работ ветроэнергетических установок;

- на III этапе объектов по производству электрической энергии Заявителя максимальной мощностью 50,4 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 88,2 МВт (с учетом I-III этапов) для проведения пуско - наладочных работ ветроэнергетических установок;

- на V этапе объектов по производству электрической энергии Заявителя максимальной мощностью 88,2 МВт (с учетом I-IV 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 50,4 МВт;

на IV и V 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 50,4 МВт):

1.5. Строительство Излучной ВЭС с установкой двенадцати 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 50,4 МВт):

Без мероприятий по основному (первичному) электротехническому оборудованию.

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

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





1.7. Установка на Излучной ВЭС девяти ВЭУ установленной (максимальной) мощностью 4200 кВт каждая, присоединяемых к РП-35 кВ.

На V 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 – Zubовка с реализацией управляющих воздействий на ПС 220 кВ Zubовка с действием на разгрузку Излучной ВЭС;

2.1.2. АОПО ВЛ 220 кВ Южная – Zubовка с реализацией управляющих воздействий на ПС 220 кВ Zubовка с действием на разгрузку Излучной ВЭС;

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

2.1.4. УПАСК с ВЧ обработкой на ПС 220 кВ Zubовка;

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 и 1.7 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 и 1.7 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 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 Чернойрской 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 Излучной 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 Излучной 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

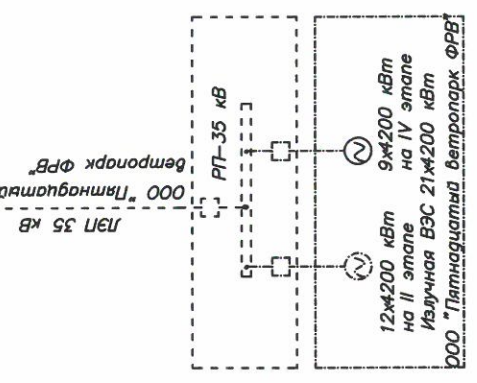
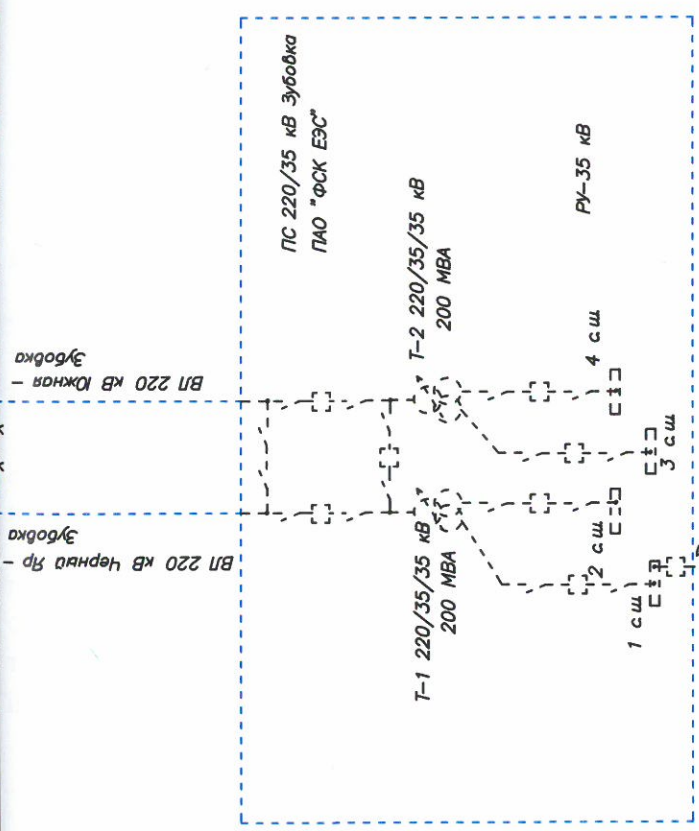
Первый заместитель генерального  
директора - главный инженер филиала  
ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Юга \_\_\_\_\_ Г.Н. Ковтун

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

к ПС 220 кВ Черный Яр → к ПС 500 кВ Южная

ВЛ 220 кВ Южная - Черный Яр №2

к ПС 220 кВ Черный Яр ←



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

Технологическое присоединение			
Излучной ВЭС ООО "Пятнадиатый Ветропарк ФРВ" к ПС 220 кВ Зубовка			
Изм.	Кол	Лист	Листов
Разраб.	Мустафин		
Гл. инж.	Кобтун		
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.

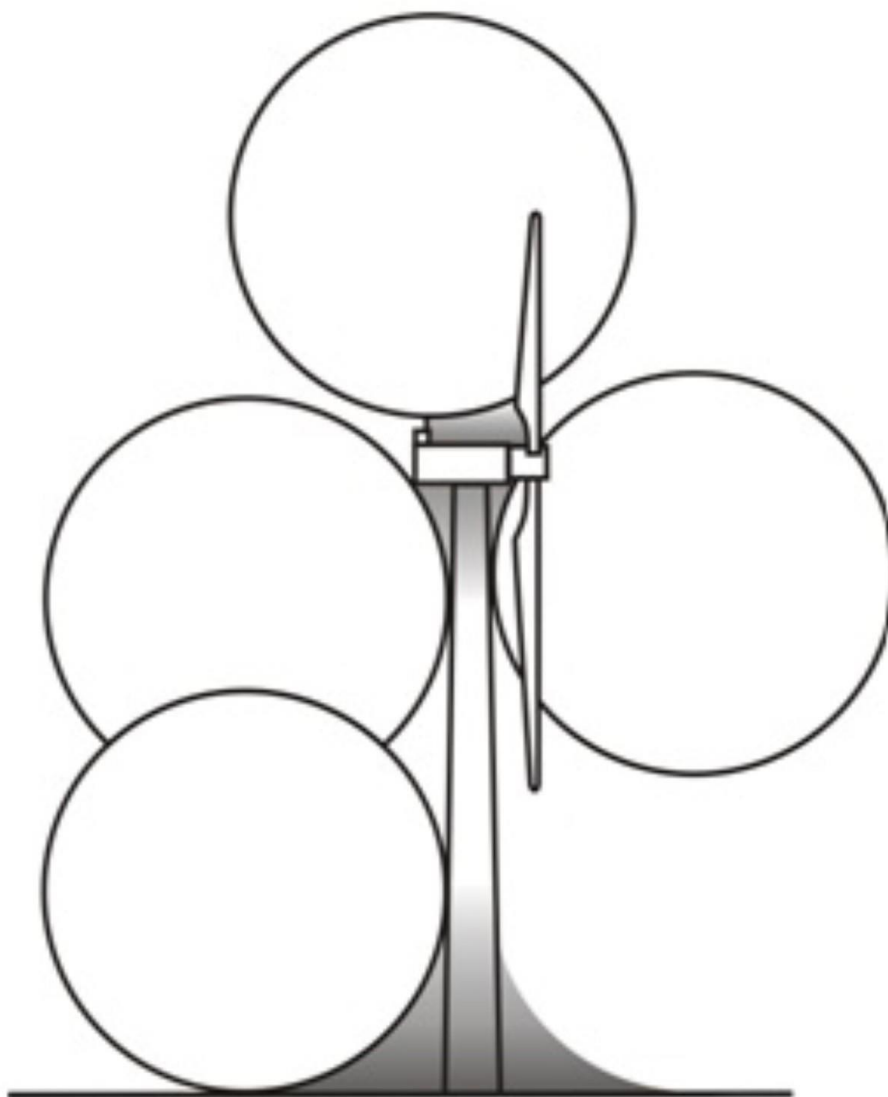
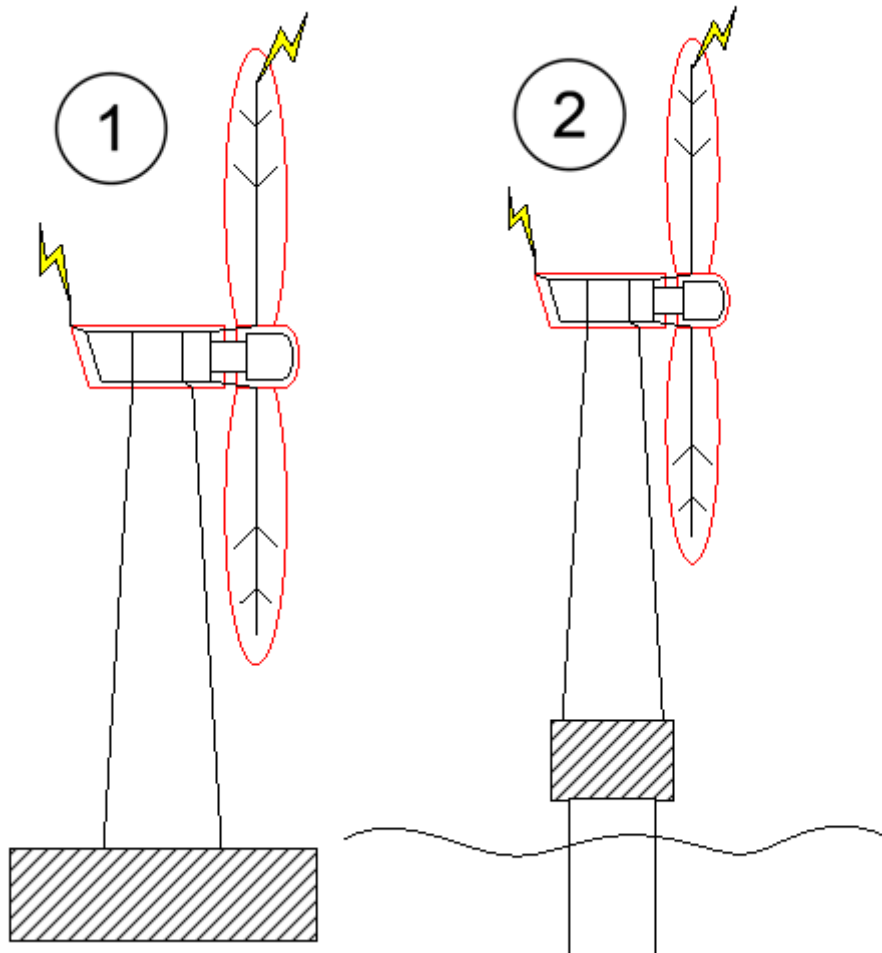


Рис. 3.1. Метод фиктивной сферы

### 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.

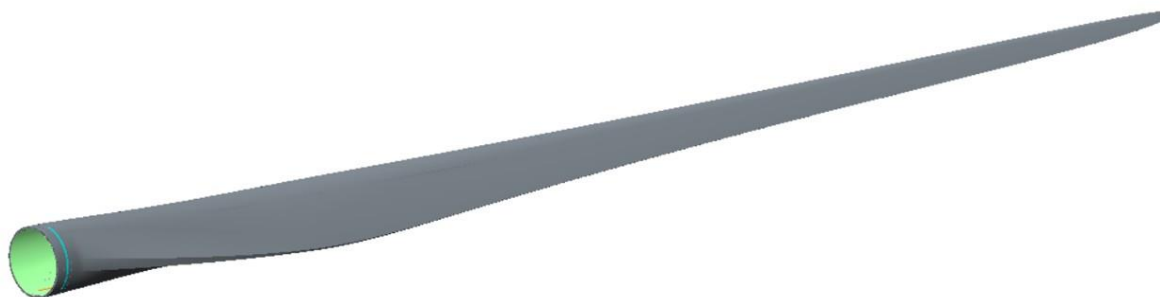
## Система молниеотвода

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.

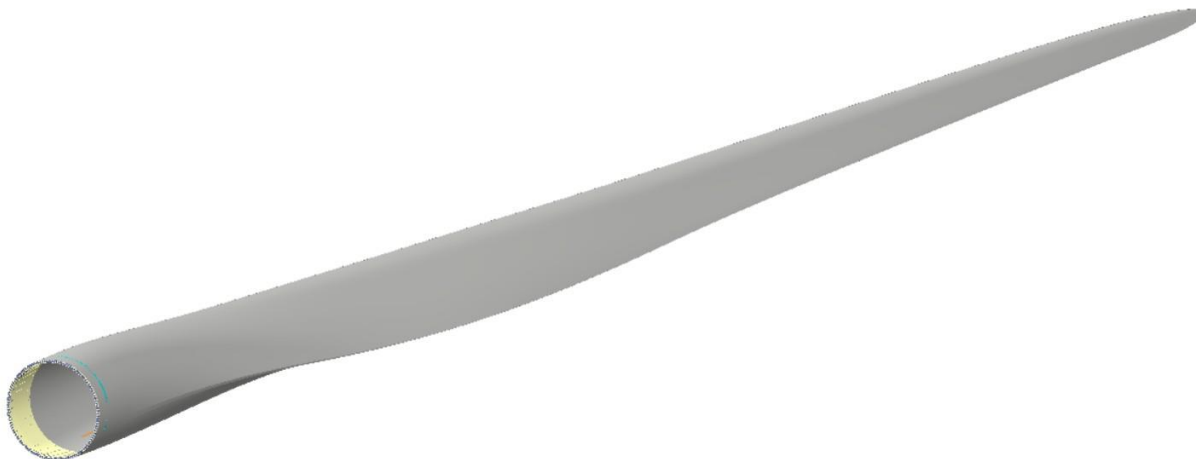
Вертикальный молниеотвод представляет собой кабель, разработанный в соответствии с требованиями стандарта IEC 61400-24. Этот кабель проходит через полость задней кромки лонжерона от приемников на концах лопастей до бандажа молниеотвода. Приемники на концах лопастей соединены с вертикальным молниеотводом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

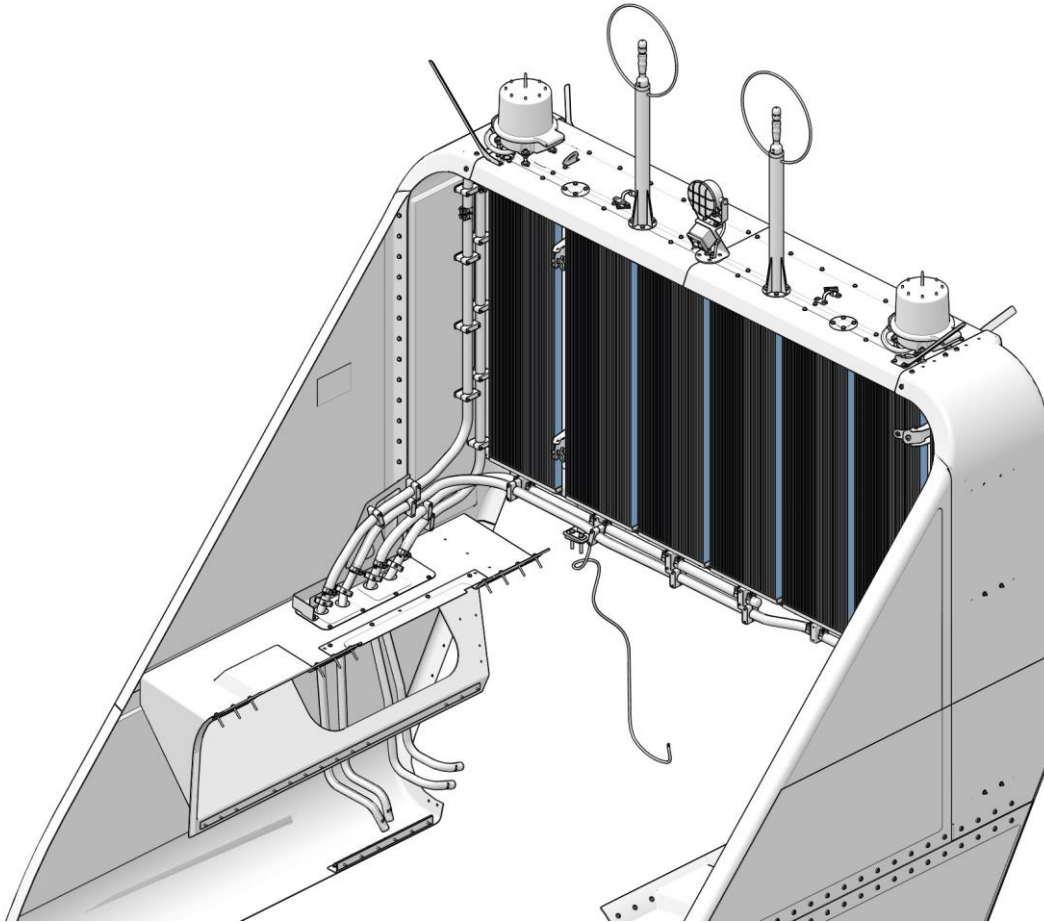
### V150

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



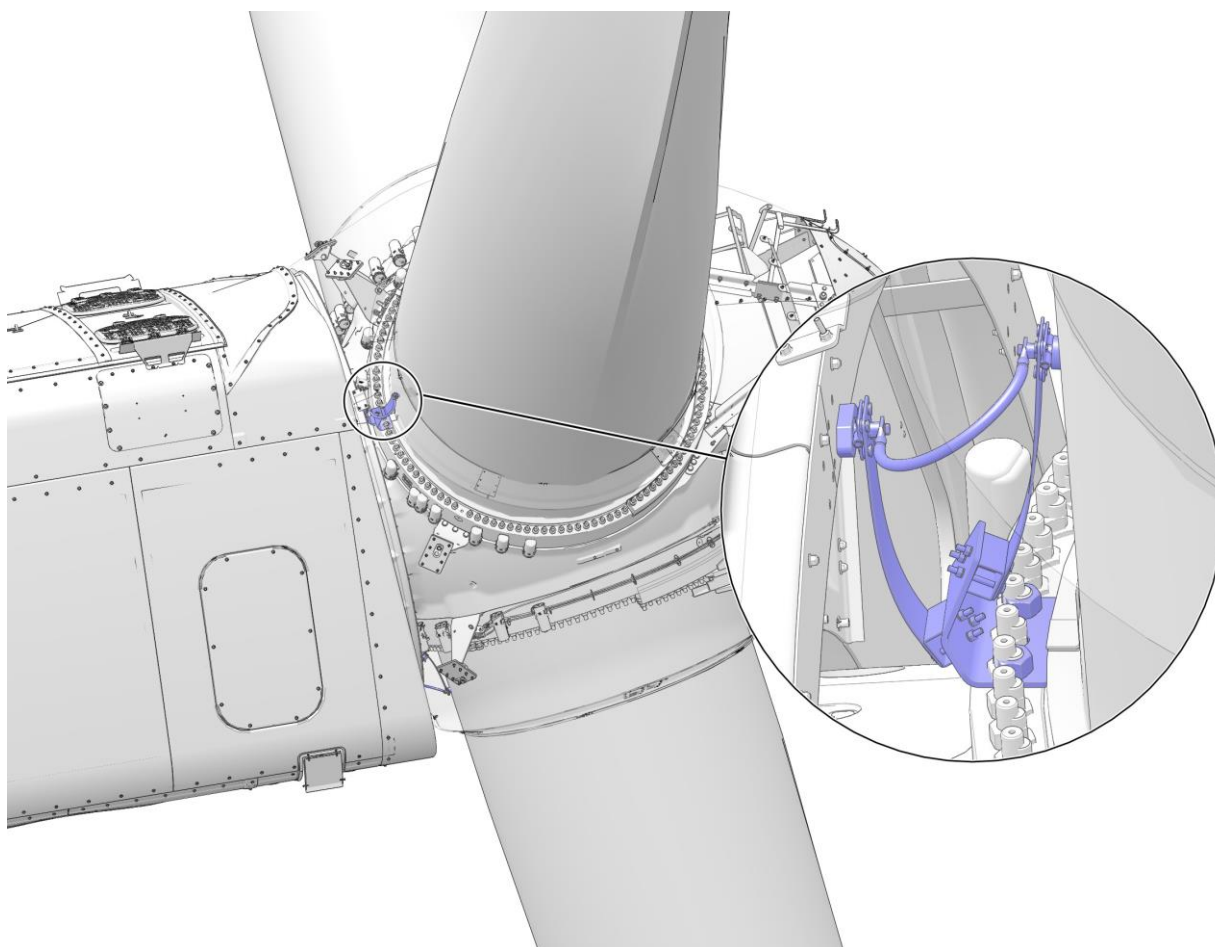
**Рисунок 3.5. Ультразвуковые анемометры и авиационные сигнальные огни на устройстве CoolerTop® в задней части крыши гондолы**

### 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.

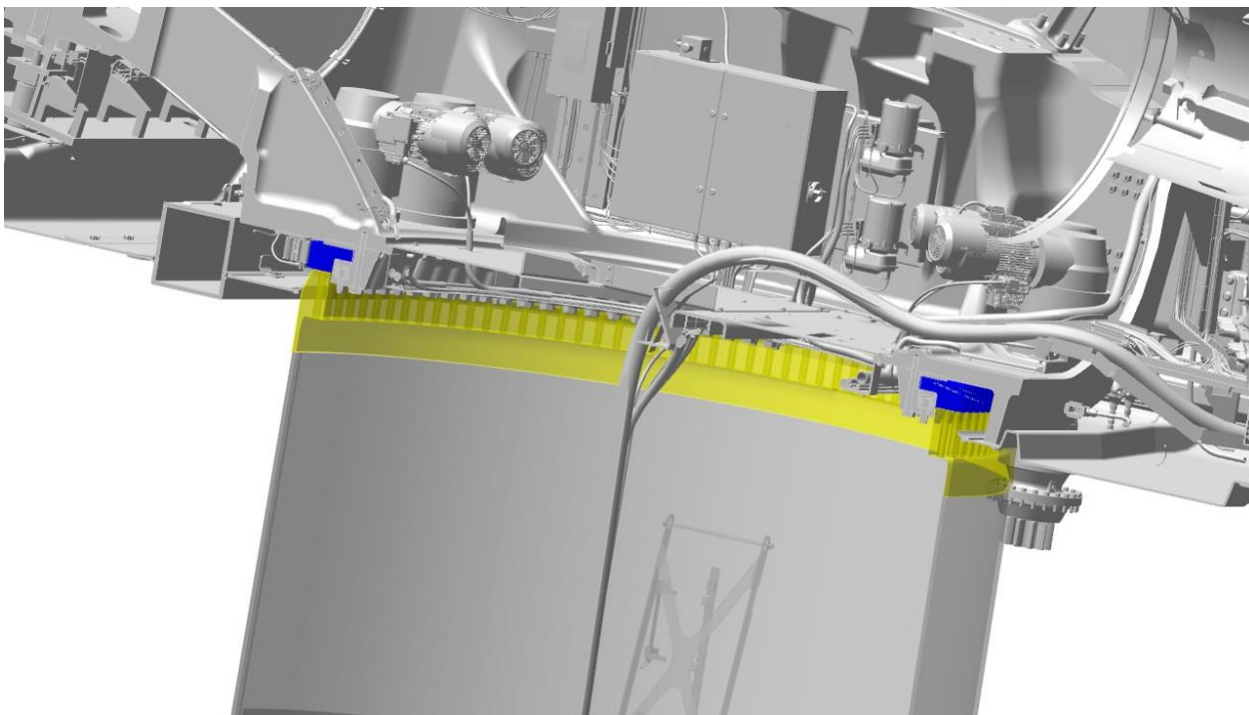
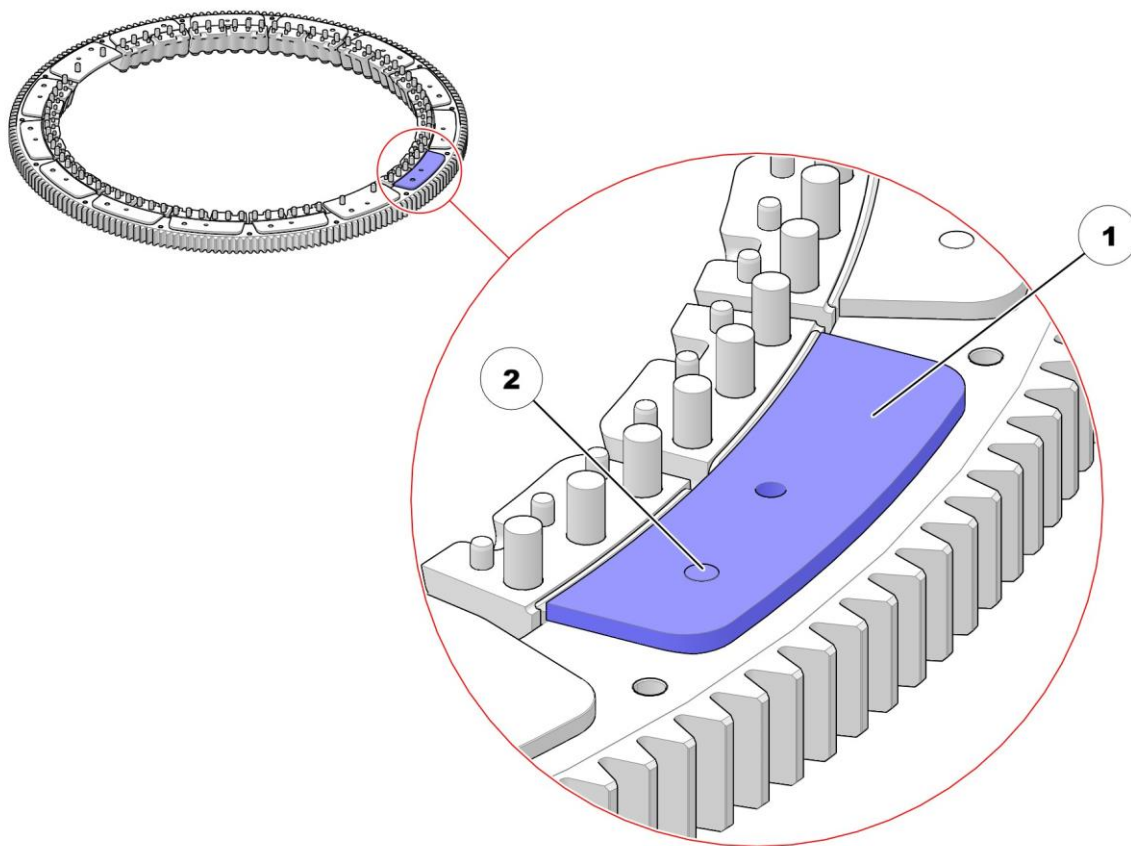


Рисунок 3.7. Защита подшипника поворота



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:

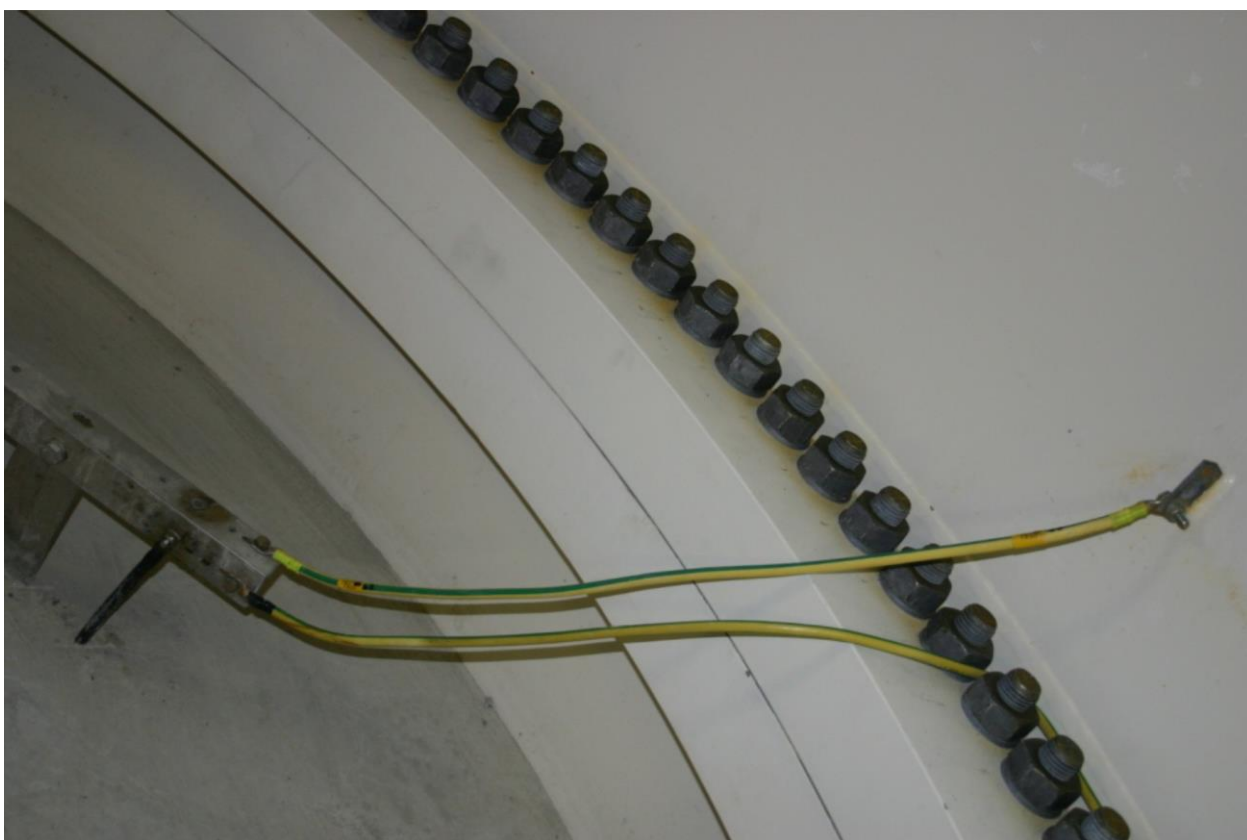
- стальная башня;
- смешанная башня (верх из стали, основание из бетона).

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.

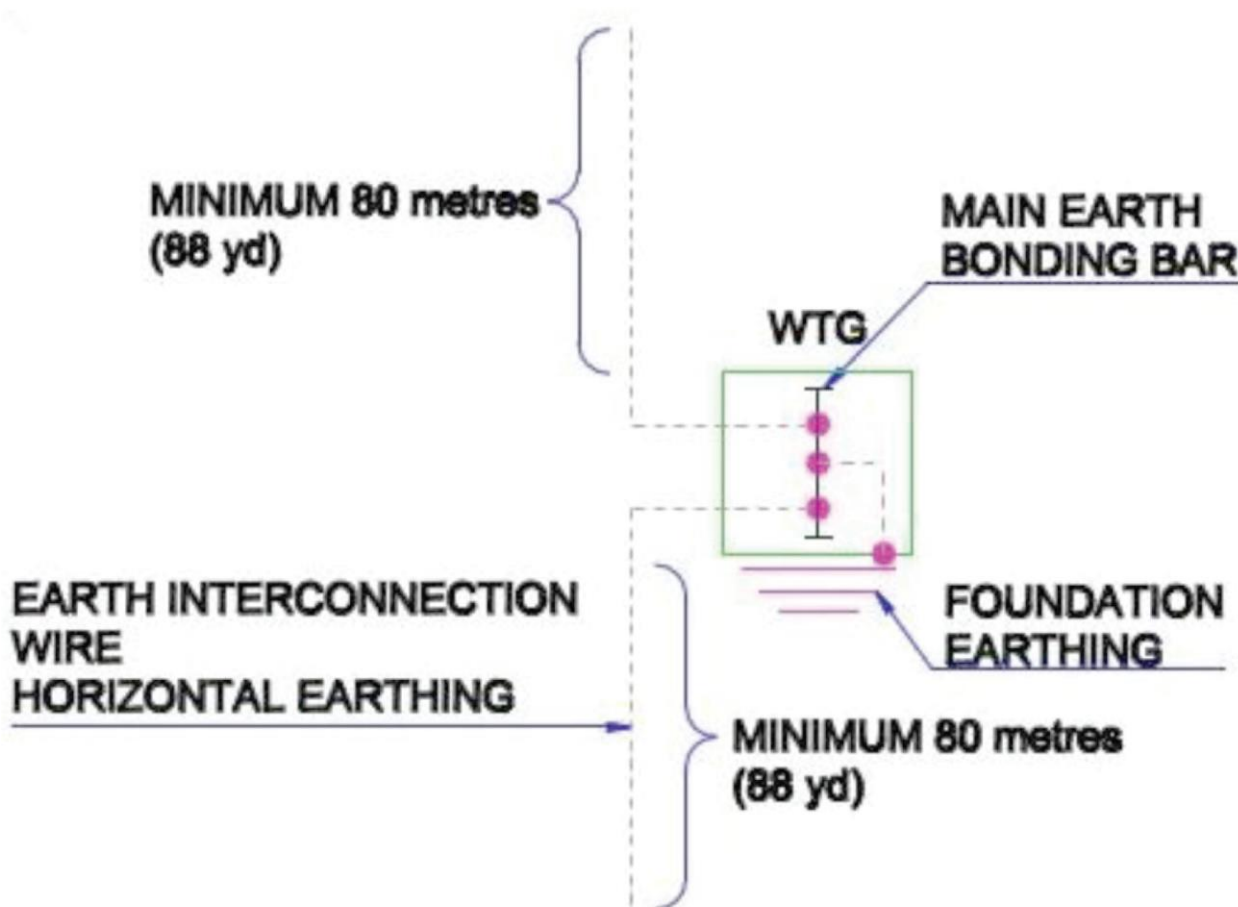


Рисунок 3.10. Основной чертеж системы заземления Vestas

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.

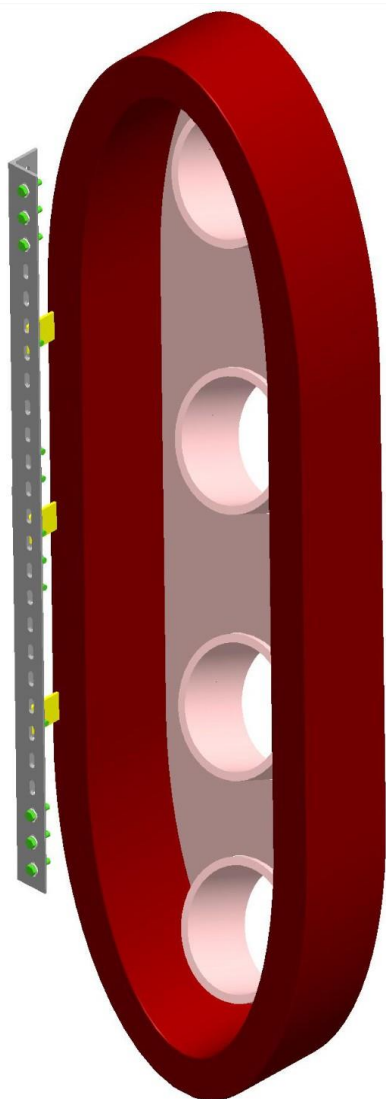
### 3.11.2 Морская ветровая турбина

---

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.

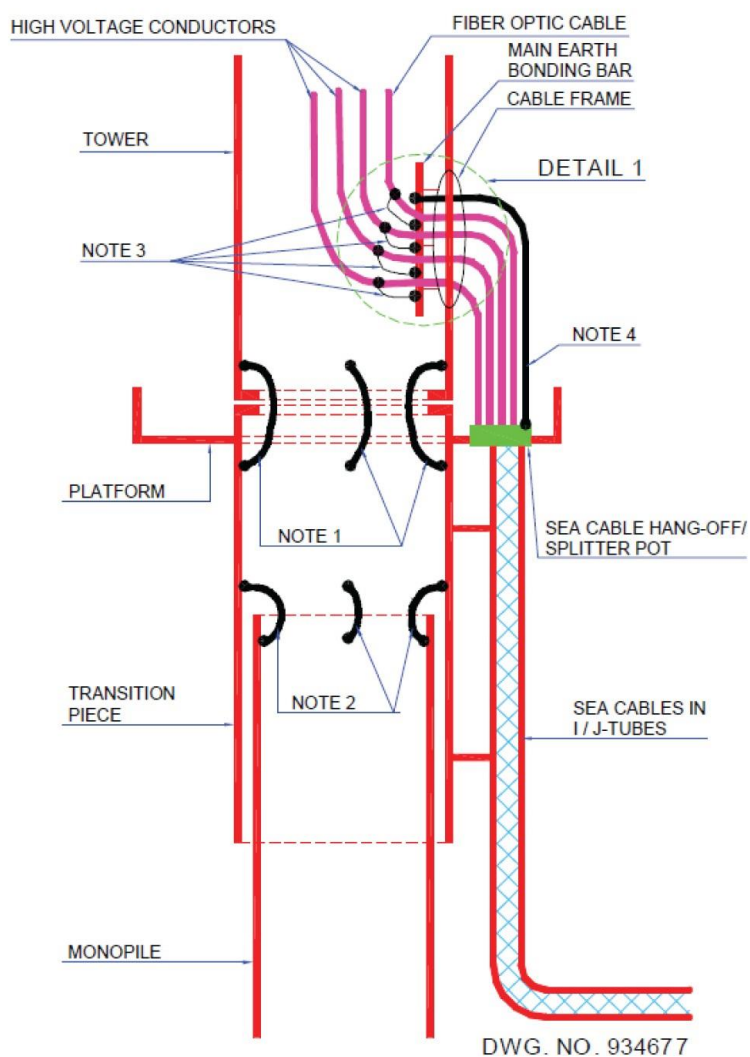


Рисунок 3.12. Принципиальная схема системы заземления Vestas для J-образной трубы



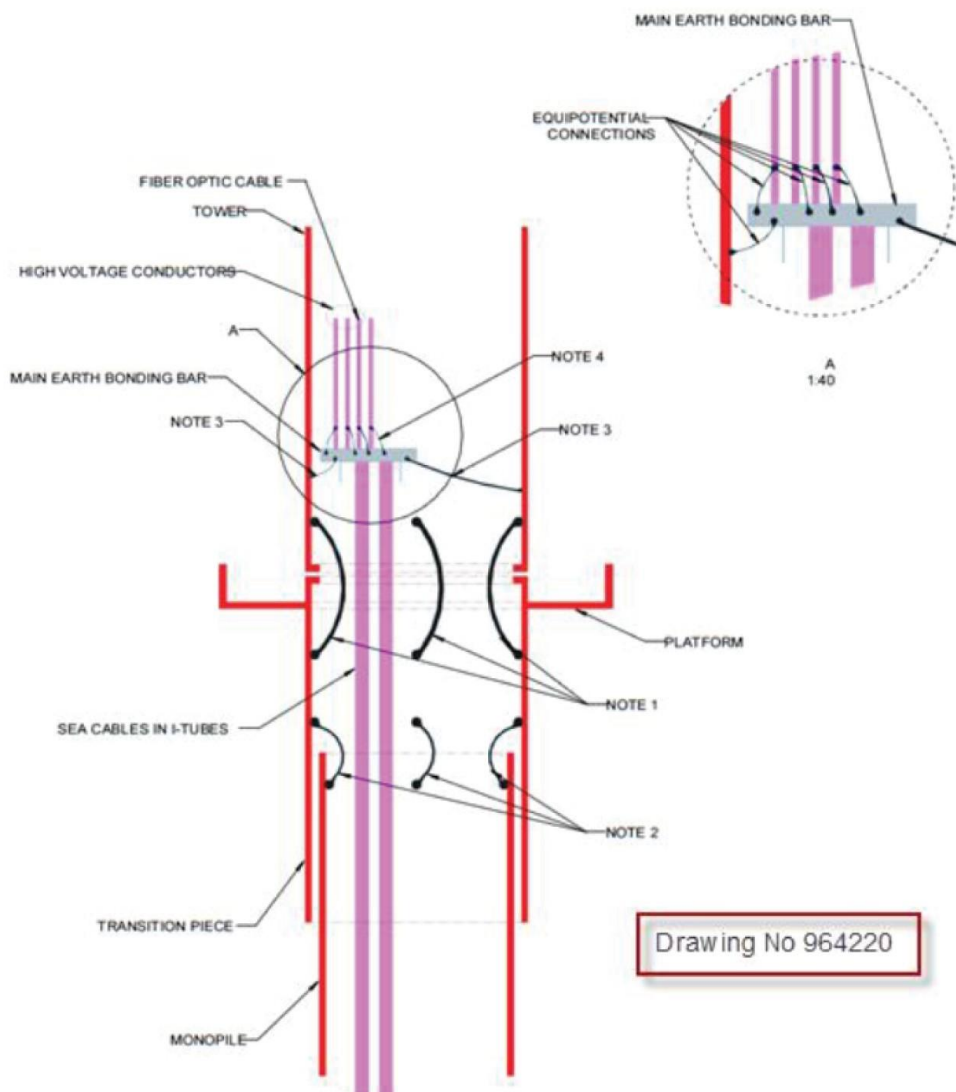


Рисунок 3.13. Принципиальная схема системы заземления Vestas для I-образной трубы

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.

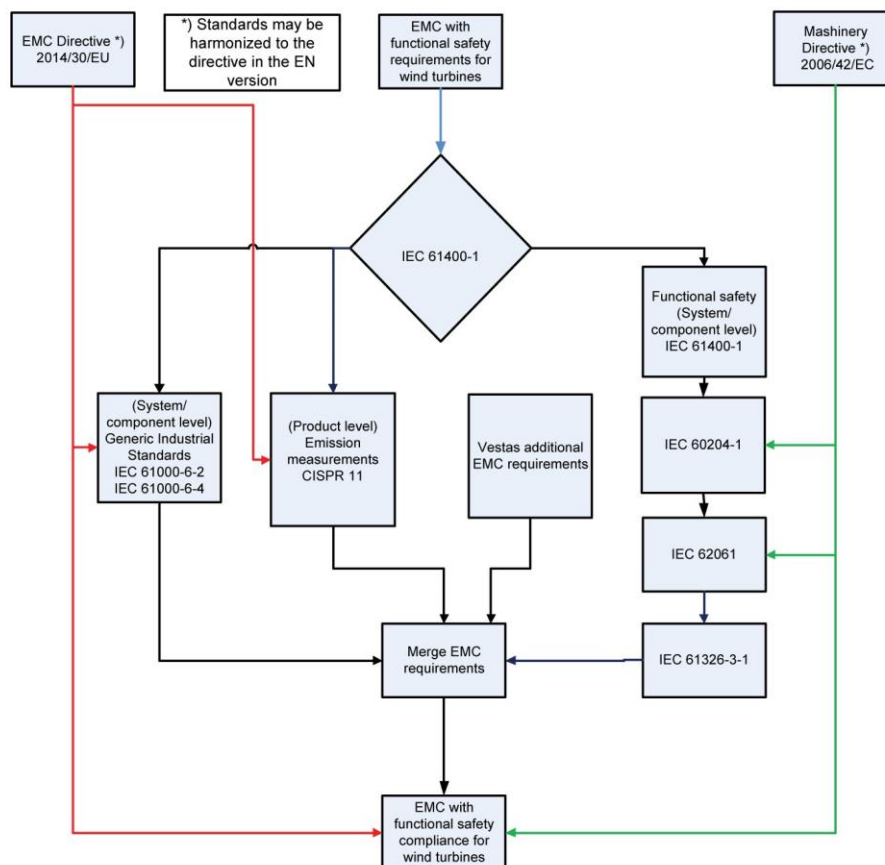
Директива по ЭМС призвана обеспечить электромагнитную совместимость выпускаемого электрооборудования. Подробнее о требованиях см. в разделе «Основные требования к ЭМС».

**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.

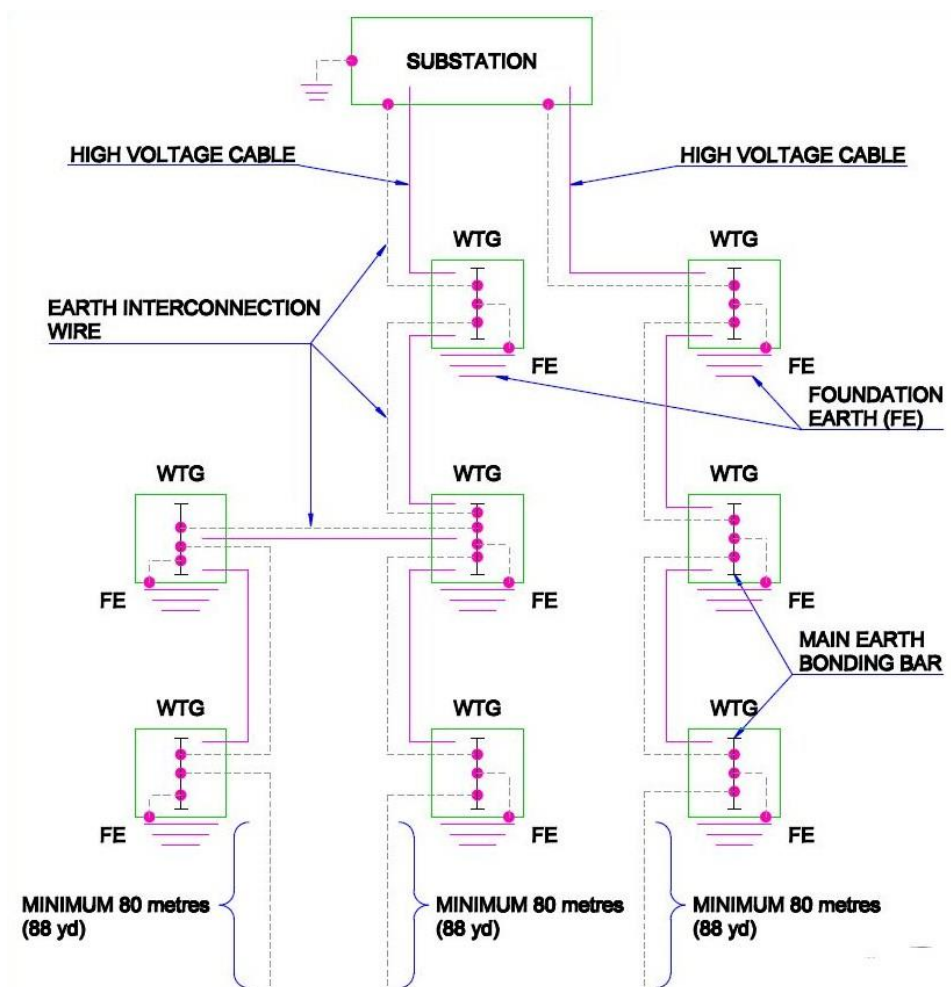


Рис. 8-1. Прокладка заземляющих соединительных проводов (трансформатор и распределительное устройство внутри ветровой турбины) (ЧЕРТЕЖ № 934668)



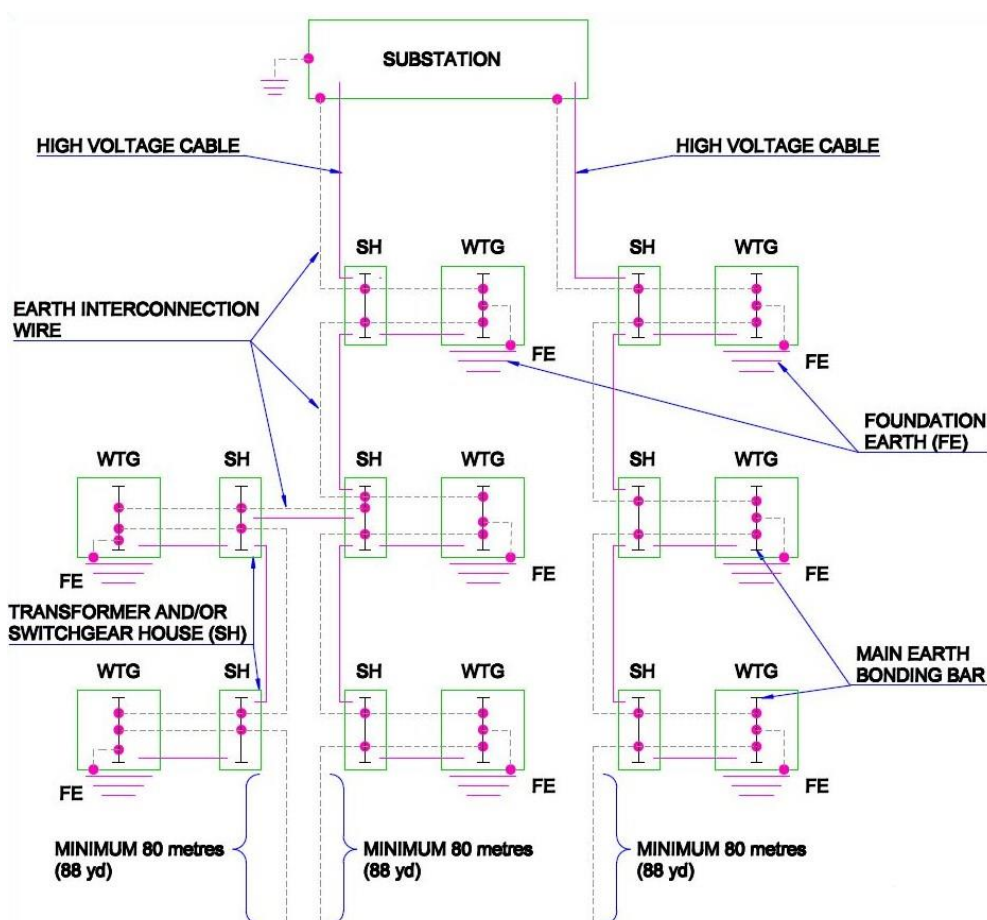


Рис. 8-2. Прокладка заземляющих соединительных проводов (трансформатор и (или) распределительное устройство снаружи ветровой турбины) (ЧЕРТЕЖ № 934671)

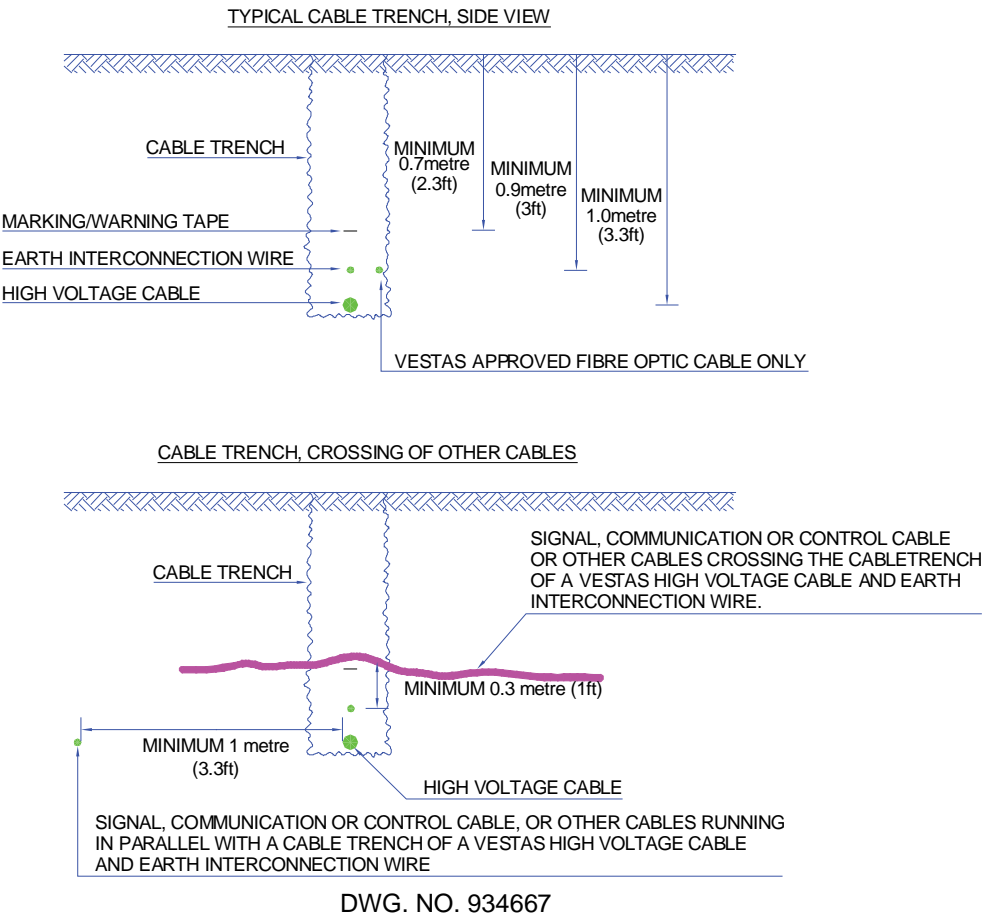


Рис. 8-3. Кабельные траншеи

**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.

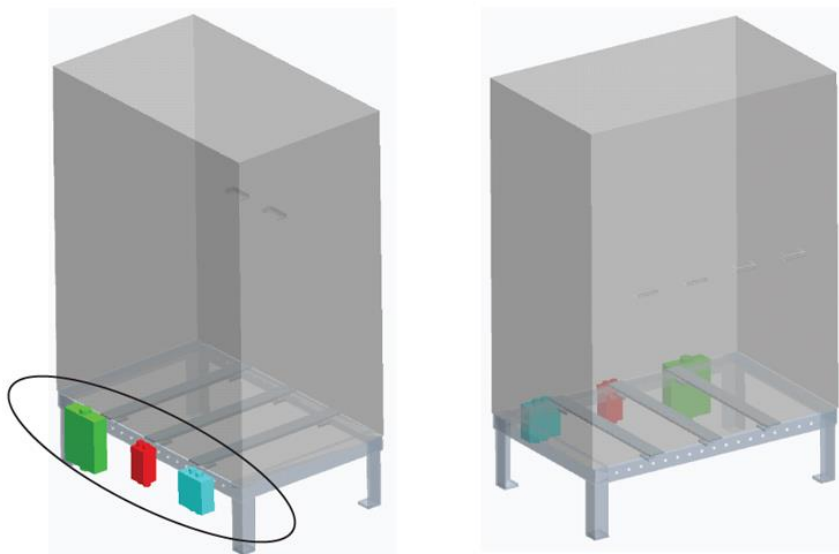


Рис. 2-1. Размещение главной шины заземления в задней части распределительного устройства



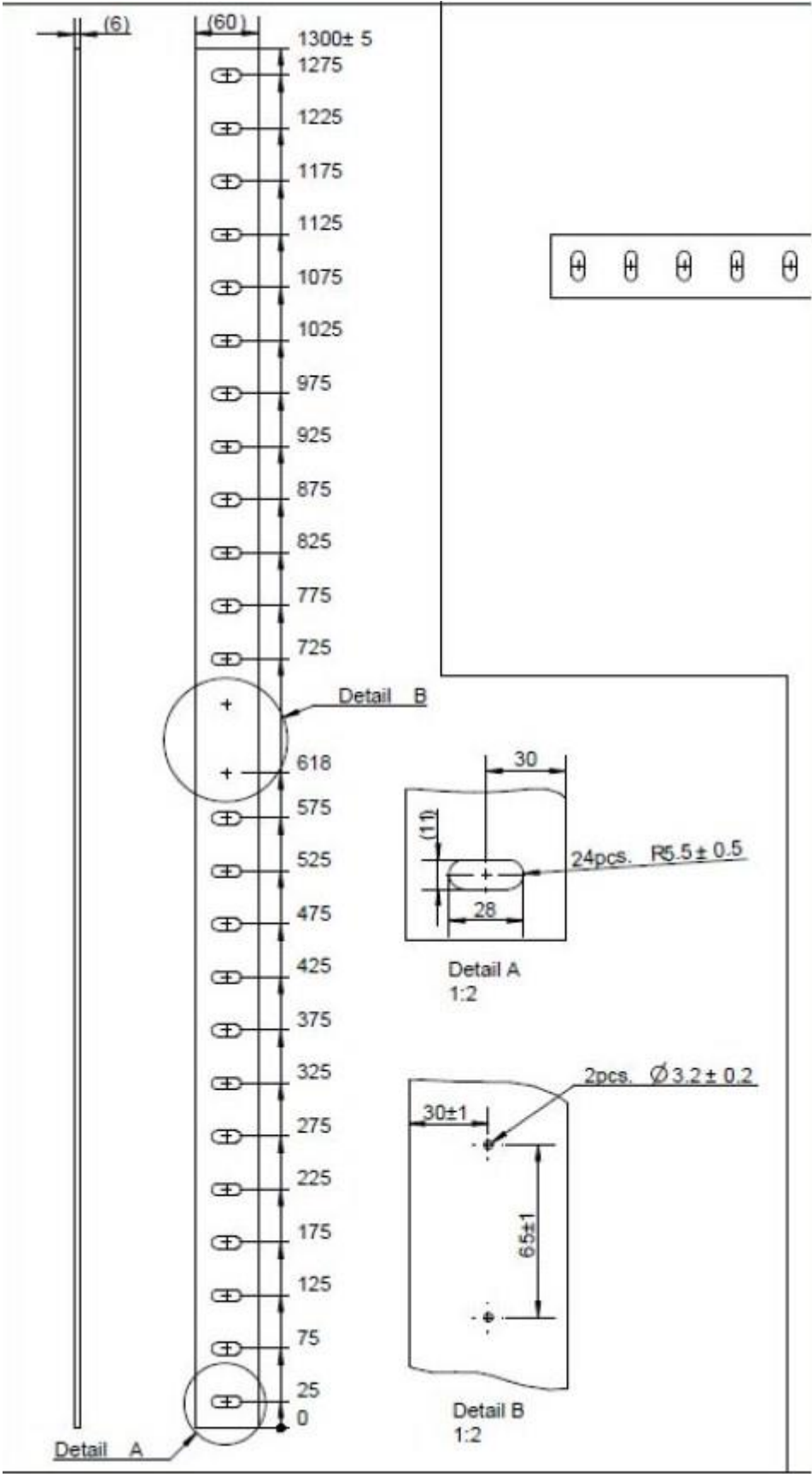
*Рис. 2-2. Главная шина заземления смонтирована в задней части несущей рамы; для распределительной аппаратуры с четырьмя панелями*



*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.

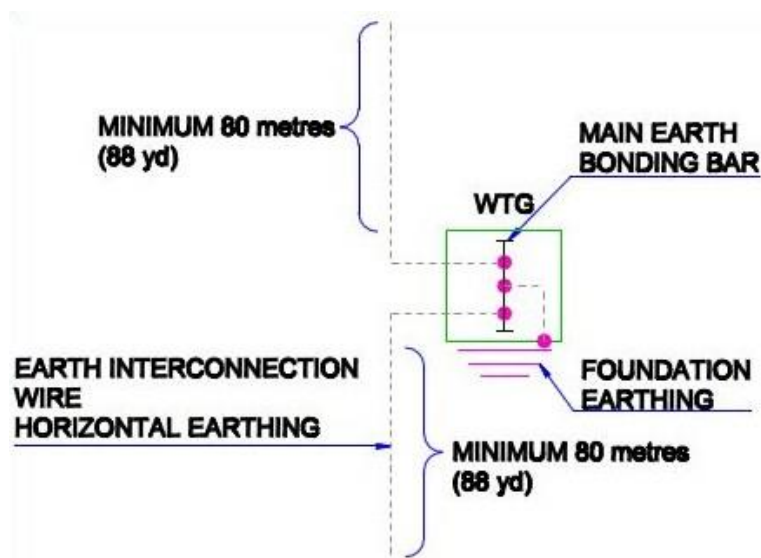


Рис. 3-1. Принципиальная схема системы заземления Vestas. (ЧЕРТЕЖ № 934675)



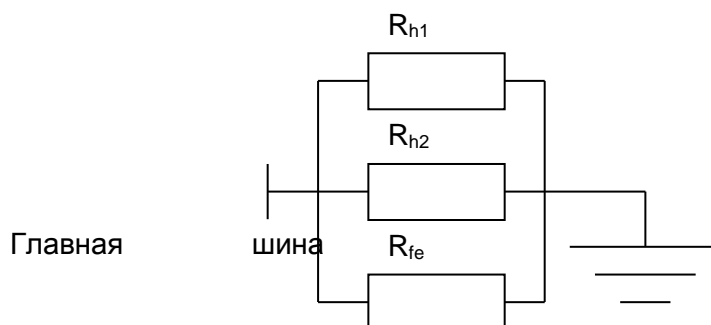


Рис. 3-2. Схема замещения системы заземления Vestas

- $R_{h1}$  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 мм<sup>2</sup> (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 мм<sup>2</sup> (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.

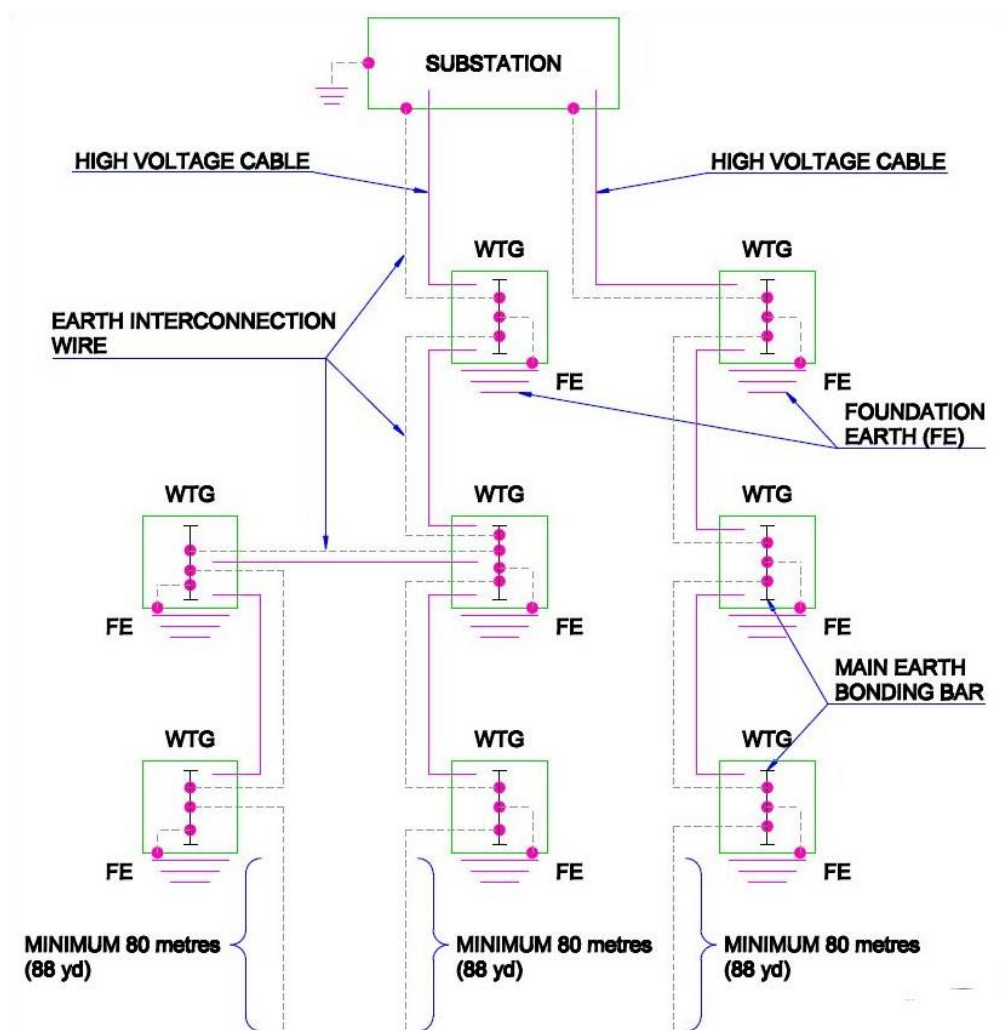


Рис. 5-1. Схема системы заземления сети (трансформатор и распределительное устройство в каждой ветровой турбине). (ЧЕРТЕЖ № 934668)

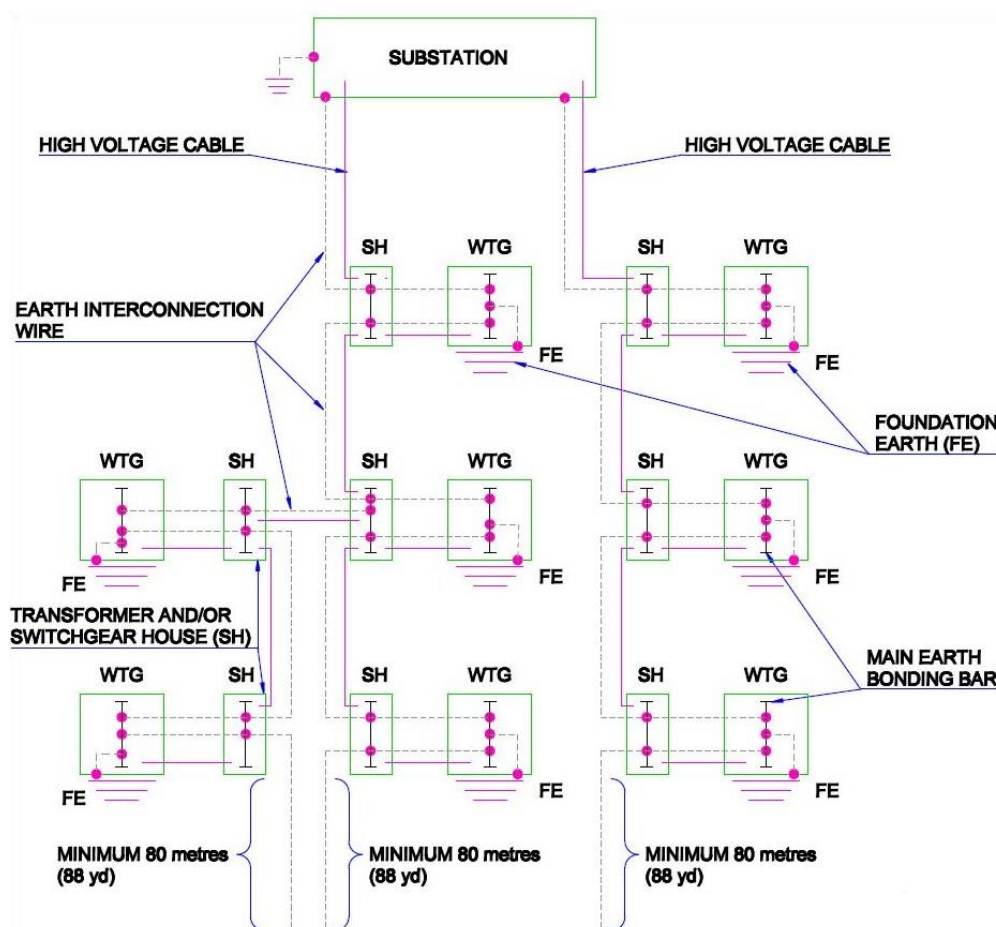


Рис. 5-2. Схема системы заземления сети (трансформатор и распределительное устройство вне ветровой турбины). (ЧЕРТЕЖ № 934671)

### 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 водослива		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				
15	Перила		RAL 7035 серый				
	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.							

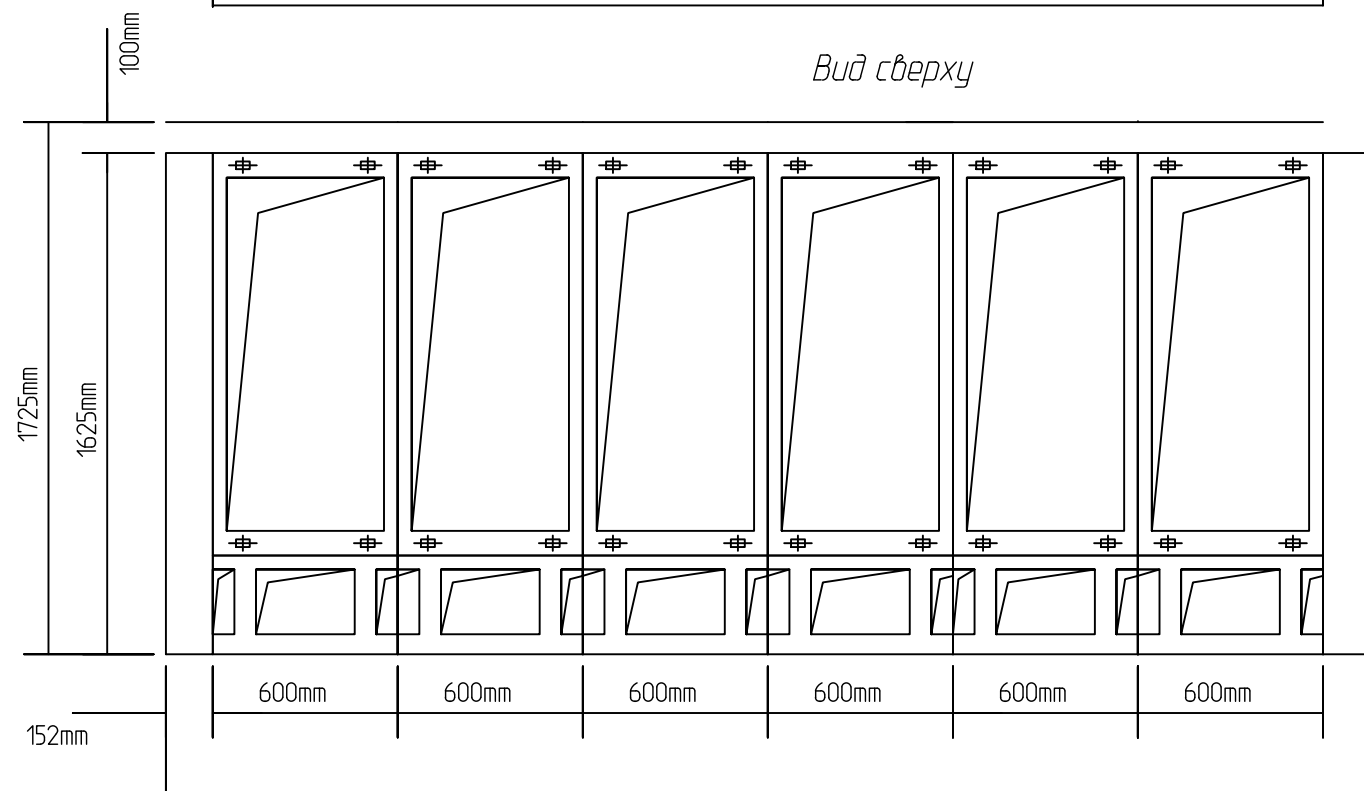
Примечания:

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 "Пятнадцатый Ветропарк ФРВ"					
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	"ИслучнаяВЭС. 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.											

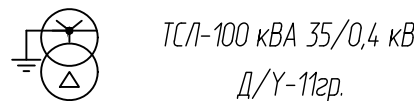


Инф. № подл.	Подпись и дата	Взам. инф. №	Согласовано			



Technical drawing of a three-seater sofa. The overall height is 1850 mm. The height to the top of the backrest is 1635 mm. The height of the seat cushion is 241 mm. The depth of the sofa is 850 mm. The height of the base is 1500 mm. The sofa has three seats, each with a light blue backrest and a light blue seat cushion. The base is dark grey.

						Приложение Д			
						ООО "Пятнадцатый Ветропарк ФРВ"			
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата				
Разраб.	Егоров				02.20	"Излучная ВЭС. Ветровая электрическая станция, внутриплощадочные автомобильные дороги"	Стадия	Лист	Листов
Проверил	Вершинин				02.20		П	2	6
Нач. отд.	Вершинин				02.20				
ГИП	Гусев				02.20	Внешний вид РЧ-35кВ на базе КРУЭ 80А	ООО "ЕРСМ Сибири"		
Н. контр.	Пирогова				02.20				
Утв.									



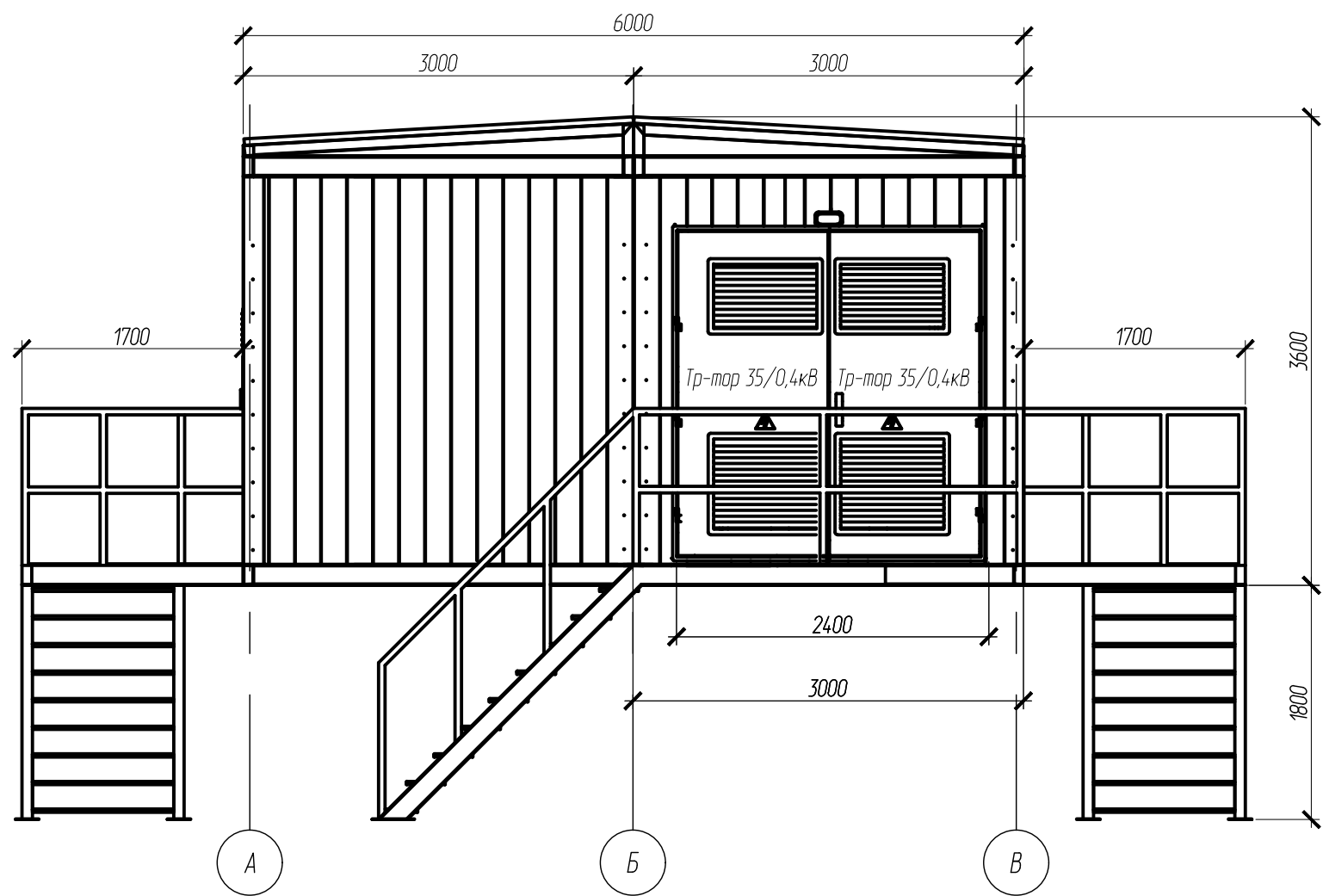
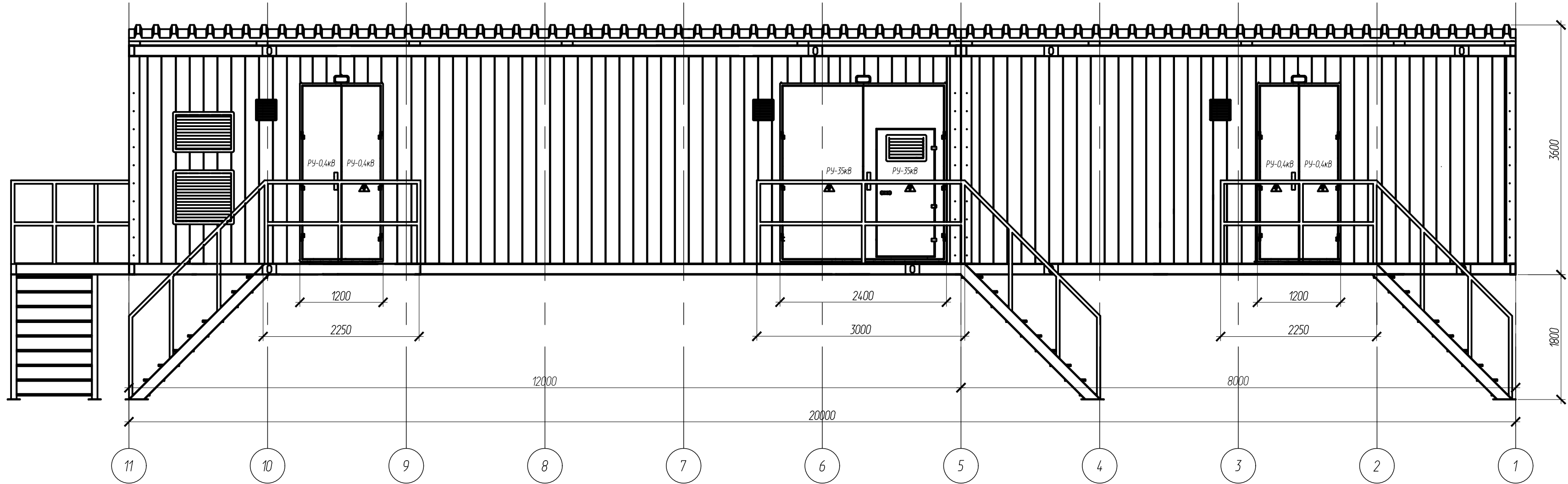
Секция			секция 35кВ, 2000А					
Общие параметры заказа								
Наименование проекта								
№	Наименование параметра	Значение параметра						
1	Тип изоляции главных цепей	элегаз (SF <sub>6</sub> )						
2	Номинальное напряжение главных цепей, кВ	35						
3	Номинальный ток сборных шин, А	2000						
4	Ток короткого замыкания, кА	25						
5	Выбор и значение операционного напряжения, В	DC 220						
6	Параграф номер по плану							
7	Обозначение на схеме главных цепей							
8	Тип ячеек КРЭС 9ВА							
9	Назначение							
10	Номинальный ток главных цепей ячейки, А							
11	СИГНАЛ ВАКУУМНЫЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ							
111	Магистральный привод							
112	Эксплуатация отключения (1 расцепитель)							
113	Эксплуатация отключения (2 расцепителя)							
114	Эксплуатация включения							
115	Возможность блокировки замка							
116	Свободные вспомогательные контакты (НЧО-НЧБ)							
117	Эксплуатация блокировка							
12	ПРОПОЗИЦИОННЫЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ НАРУЖНОГО / РАЗЪЕДИНИТЕЛЬНОГО Р.							
121	Магистральный привод							
122	Вспомогательные контакты выключателя-нагрузки (разъединителя) ЗИД-219							
123	Вспомогательные контакты заземлителем (ЗИД-219)							
124	Механическая блокировка							
125	Заземлитель сборных шин							
126	Заземлитель							
13	Предварительная							
14	Указатель наличия напряжения							
15	Трансформаторы тока АЧК Коэффициент трансформации Максимальное количество классов точности, кратность Количество							
16	Трансформаторы напряжения АЧК Номинальное напряжение, В Максимальное количество классов точности							
17	Трансформаторы тока нулевой последовательности (ТНН)							
181	Микропроцессорный блок релейной защиты							
182	Блок питания							
19	Измерительные приборы (амперметр, вольтметр)							
20	Учет электроэнергии (тип счетчика) Альфа АВРС RAL-F4CB-DW-4, IP-3, AT402							
21	Компьютер телемеханики							
22	Блок контактов низкого давления элегаза (контроль элегаза)							
23	Блок контактов неустойчивости силового выключателя							
24	Антиконденсатный обогреватель НВО							
25	Отопление НВО							
26	ПРИСОЕДИНЕНИЕ							
26.1	Соединители перенапряжения (СПН)							
26.2	Кабельные адаптеры							
26.3	Тип, марка, сечение подводящего кабеля							
27	Газовый размер ячейки Ш/Т/В (с учетом НВО)							
28	ТЕЛЕДИТАЛИЗАЦИЯ							
281	Посылание выключателя "Выключен/Отключен"							
282	Посылание разъединителя (выключателя нагрузки) "Выключен/Отключен/Заземлен"							
283	Срабатывание защиты							
284	Посылание сигнала Местного/Диспетчерского Р(У)/Д							
285	Сигнал срабатывания АВР							
286	Посылание заземления св							
29	РЕГУЛЯТОРЫ ТЕМПЕРАТУРЫ							
291	Выключить выключатель							
292	Отключить выключатель							
293	Выключить пропозиционный разъединитель							
294	Отключить пропозиционный разъединитель							
295	Заземлить пропозиционный разъединитель							
30	ТЕЛЕУПРАВЛЕНИЕ							
301	Фазные токи Iа, Ib, Ic							
302	Напряжение U							
31	УЧЕТ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ							
31	Дополнительный резистор для трансформатора тока ЗИД-5А-18А-Y							
32	Дополнительный резистор для трансформатора напряжения ЗИДН-57,7-5							
33	Разветвление цепи -220В (от ГЗ) для раздельного питания счетчиков (от ГЗ)							
34	Испытательный блок для счетчика							
35	Дополнительные опции P34							
35	Компьютер ЗАЩ-2-45/100-220-AZC-APX-II-C56B50apd							
36	Оптический кабель Телеком КРН-8-SL/PJ-50/125 (микрон) в паре SC 50/125 мм							

№	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 8ДА	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

ПРИМЕЧАНИЯ:

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 БМРЗ-152 предусмотрена от шкафа СГЗ (системы гарантированного электроснабжения), предусмотриваются в лотке ВЭС00086.286.11-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.

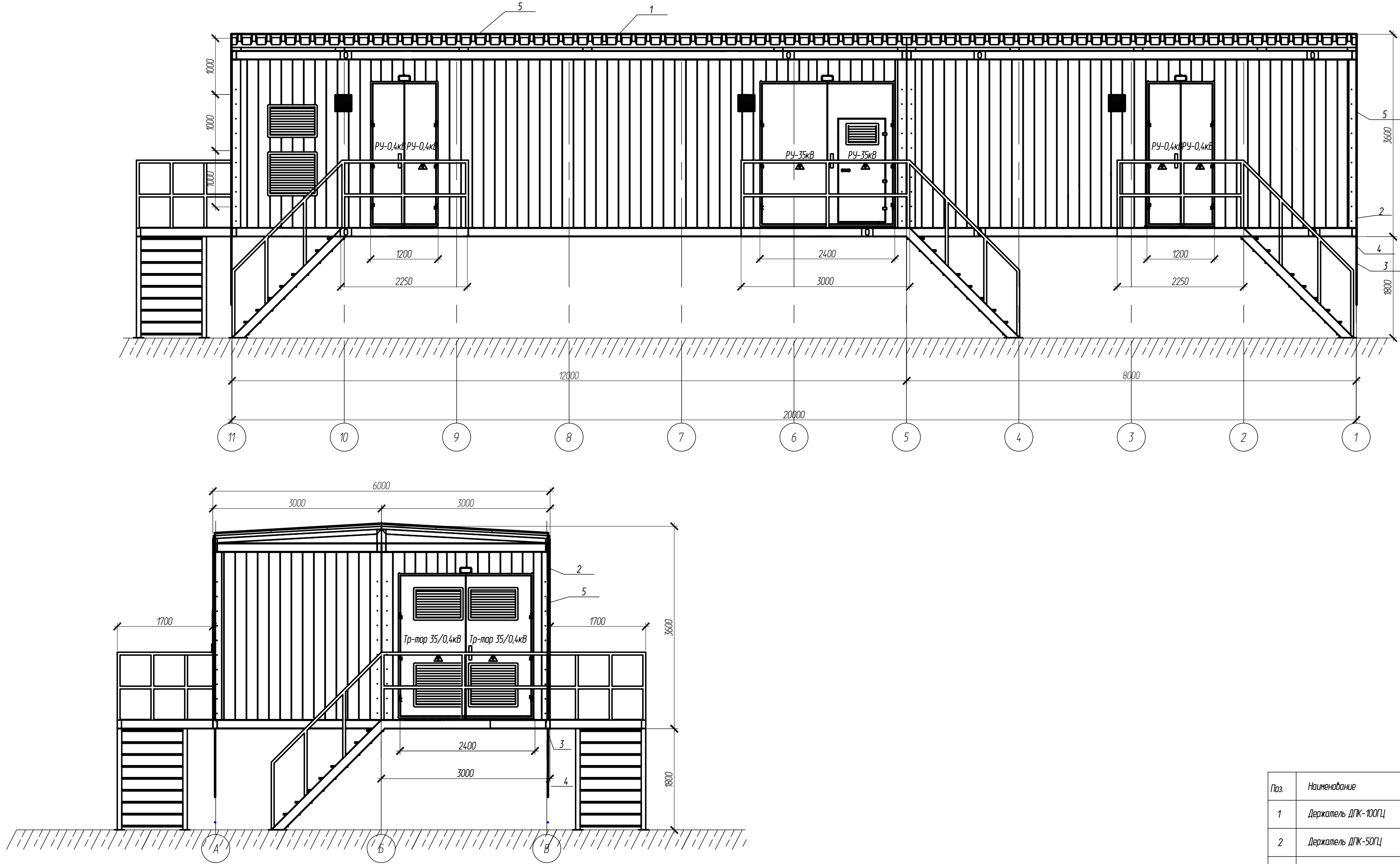
						Приложение Д			
						ООО "Пятнадцатый Ветропарк ФРВ"			
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата				
Разработ.		Егоров			02.20	"Исключая ВЭС: ветровая электрическая станция, вытупи/площадочные автомобильные дороги"	Статья	Лист	Листов
Проверил		Вершинин			02.20		П	3	6
Нач. отд.		Вершинин			02.20				
ГИП		Гусев			02.20	Опросный лист РЧ-35кВ на базе КРУЭ 80А	ООО "ЕРСМ Сибири"		
Н. контр.		Пирогова			02.20				
Умб.									



Приложение Д									
ООО "Пятнадцатый Ветропарк ФРВ"									
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	"Исключая 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.									



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 "Пятнадцатый Ветропарк ФРВ"					
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разработ.	Егоров				02.20
Проверил	Вершинин				02.20
Нач. отд.	Вершинин				02.20
ГИП	Гусев				02.20
Н. контр.	Пирогова				02.20
Утв.					
"Исходящая ЭС. Ветровая электрическая станция, внутриплощадочные автомобильные дороги"				Стадия	Лист
				П	6
Схема молниеотвода				ООО "ЕРСМ Сибири"	