



**Общество с ограниченной ответственностью
«Томскэлектросетьпроект»**

Заказчик: АО «ИЭСК»

**«Реконструкция ПС 35 кВ Военный городок (замена Т-1
мощностью 16 МВА на трансформатор мощностью 25 МВА)
(прирост мощности 9 МВА)»**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

**Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях и
системах инженерно-технического обеспечения**

Подраздел 1. Система электроснабжения

Часть 1. Электротехнические решения

Ю68-371-ИОС1.1

Том 5.1.1

Изм.	№ док.	Подп.	Дата
1	107-26		26.06.26



Общество с ограниченной ответственностью
«Томскэлектросетьпроект»

Заказчик: АО «ИЭСК»

«Реконструкция ПС 35 кВ Военный городок (замена Т-1
мощностью 16 МВА на трансформатор мощностью 25 МВА)
(прирост мощности 9 МВА)»

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях и
системах инженерно-технического обеспечения

Подраздел 1. Система электроснабжения

Часть 1. Электротехнические решения

Ю68-371-ИОС1.1

Том 5.1.1

Директор

О.Г. Агеенко

Главный инженер проекта

Д.В. Ершов

Изм.	№ док.	Подп.	Дата
1	107-26		26.06.26

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

Разрешение		Обозначение	Ю68-371-ИОС1.1		
107-26		Наименование объекта строительства	«Реконструкция ПС 35 кВ Военный городок (замена Т-1 мощностью 16 МВА на трансформатор мощностью 25 МВА) (прирост мощности 9 МВА)»		
Изм.	Лист	Содержание изменения		Код	Примечание
1	Все	<u>Ю68-371-ИОС1.1.ГЧ</u>		3	Изменения внесены на основании письма ИЭСК-РС-4342/26 от 22.06.26 г.
	3	Скорректировано согласно письму			
		<u>Ю68-371-ИОС1.1.ГЧ лист 2, 3</u>			
		Корректировка диспетчерских наименований			
		Корректировка характеристик основного оборудования			

Согласовано		26.06.26				
Н.контр.		Артемова				
Изм. внес	Сажин		26.06.26	ООО «Томскэлектросетьпроект»	Лист	Листов
Составил	Сажин		26.06.26			
ГИП	Ершов		26.06.26		1	1
Утв.	Ершов		26.06.26			

Содержание

Обозначение	Наименование	Стр.
Ю68-371-ИОС1.1-С	Содержание	3
Ю68-371-ИОС1.1.ТЧ	Текстовая часть	
	1 Перечень нормативной документации	7
	2 Реквизиты документов, на основании которых принято решение о разработке тома	8
	3 Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений. Система электроснабжения. Электротехнические решения	9
	3.1 Характеристика источников электроснабжения в соответствии с техническими условиями на подключение объекта капитального строительства к сетям электроснабжения общего пользования	9
	3.2 Обоснование принятой схемы электроснабжения, выбора конструктивных и инженерно-технических решений, используемых в системе электроснабжения в части обеспечения соответствия сооружений требованиям энергетической эффективности и требованиям оснащенности их приборами учета используемых энергетических ресурсов	10
	3.3 Сведения о количестве энергопринимающих устройств, об их установленной, расчетной и максимальной мощности	13
	3.4 Требования к надежности электроснабжения и качеству электроэнергии	13
	3.5 Описание решений по обеспечению электроэнергией электроприемников в соответствии с установленной классификацией в рабочем и аварийном режимах	14
	3.6 Описание проектных решений по компенсации реактивной мощности	15
	3.6.1 Проектные решения по релейной защите и автоматике, включая противоаварийную и режимную автоматику	16
	3.7 Перечень мероприятий по обеспечению соблюдения установленных требований энергетической эффективности к устройствам, технологиям и материалам, используемым в системе электроснабжения, позволяющих исключить нерациональный расход электрической энергии, и по учету расхода электрической энергии	16
	3.7.1 Описание мест расположения приборов учета используемой электрической энергии и устройств сбора и передачи данных от таких приборов, а также технических решений включения приборов учета электрической энергии в интеллектуальную систему учета электрической энергии (мощности)	17

Ю68-371-ИОС1.1-С

Взам. инв. №						Подпись и дата		Ю68-371-ИОС1.1-С	17						
Инв. № подл.						Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата	Содержание	Стадия	Лист	Листов
						установкам, технологиям и материалам, используемым в системе электроснабжения, позволяющих исключить нерациональный расход электрической энергии, и по учету расхода электрической энергии									
						3.7.1 Описание мест расположения приборов учета используемой электрической энергии и устройств сбора и передачи данных от таких приборов, а также технических решений включения приборов учета электрической энергии в интеллектуальную систему учета электрической энергии (мощности)									

Обозначение	Наименование	Стр.
	3.7.2 Описание и перечень приборов учета электрической энергии, измерительных трансформаторов (при необходимости их установки одновременно с приборами учета), иного оборудования, которое указано в Основных положениях функционирования розничных рынков электрической энергии, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 4 мая 2012 г. N 442 "О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии", используется для коммерческого учета электрической энергии (мощности) и обеспечивает возможность присоединения приборов учета электрической энергии к интеллектуальной системе учета электрической энергии (мощности) гарантирующего поставщика, и способ присоединения приборов учета электрической энергии к интеллектуальной системе учета электрической энергии (мощности) гарантирующего поставщика (при необходимости)	18
	3.7.3 Сведения о показателях энергетической эффективности объекта капитального строительства, в том числе о показателях, характеризующих годовую удельную величину расхода электроэнергии в объекте капитального строительства	18
	3.7.4 Сведения о нормируемых показателях удельных годовых расходов электроэнергии и максимально допустимых величинах отклонений от таких нормируемых показателей	18
	3.7.5 Перечень мероприятий по учету и контролю расходования используемой электроэнергии	19
	3.7.6 Спецификацию предполагаемого к применению оборудования, изделий, материалов, позволяющих исключить нерациональный расход электроэнергии, в том числе основные их характеристики	19
	3.8 Сведения о мощности сетевых и трансформаторных объектов	19
	3.9 Решения по организации масляного и ремонтного хозяйства	20
	3.10 Перечень мероприятий по заземлению (занулению) и молниезащите	21
	3.11 Сведения о типе оборудования, классе проводов и осветительной арматуры, которые подлежат применению при строительстве, реконструкции, капитальном ремонте объекта капитального строительства. Токи короткого замыкания	24
	3.11.1 Проверка ошиновки ОРУ 110 и 10 кВ по расчетным условиям	25
	3.12 Описание системы рабочего и аварийного освещения	25
	3.13 Описание дополнительных и резервных источников электроэнергии, в том числе наличие устройств автоматического включения резерва	25
	3.14 Перечень мероприятий по резервированию электроэнергии	26
	3.14.1 Перечень энергопринимающих устройств аварийной и (или)	26

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

										5																																																																																																																																																																																						
		<table><tr><th colspan="2">Обозначение</th><th colspan="6">Наименование</th><th colspan="2">Стр.</th></tr><tr><td rowspan="10">Ю68-371-ИОС1.1.Р1</td><td colspan="6">технологической брони и его обоснование</td><td colspan="2">27</td></tr><tr><td colspan="6">3.14.2 Сведения о типе и количестве установок, потребляющих электрическую энергию, параметрах и режимах их работы</td><td colspan="2">28</td></tr><tr><td colspan="6">3.15 Оперативный ток. Кабельное хозяйство</td><td colspan="2">29</td></tr><tr><td colspan="6">3.16 Компоновка оборудования. Условия окружающей среды</td><td colspan="2"></td></tr><tr><td colspan="6">Приложения</td><td colspan="2"></td></tr><tr><td colspan="6">Расчет и проверка проектируемого силового оборудования и ошиновки</td><td colspan="2">31</td></tr><tr><td colspan="6">Ю68-371-ИОС1.1.Р2 Технические решения по компенсации емкостных токов замыкания на землю на ПС 35 кВ Военный городок</td><td colspan="2">32</td></tr><tr><td colspan="6">Ю68-371-ИОС1.1.Р3 Проверка существующих кабельных линий 6 кВ по условиям невозгораемости.</td><td colspan="2">35</td></tr><tr><td colspan="6">Графическая часть</td><td colspan="2"></td></tr><tr><td colspan="6">л.1 Схема электрическая принципиальная ПС (существующая)</td><td colspan="2">42</td></tr><tr><td colspan="2">л.2</td><td colspan="6">Схема электрическая принципиальная реконструируемой части ПС. 1 пусковой комплекс</td><td colspan="2">43</td></tr><tr><td colspan="2">л.3</td><td colspan="6">Схема электрическая принципиальная реконструируемой части ПС. 2 пусковой комплекс</td><td colspan="2">44</td></tr><tr><td colspan="2">л.4</td><td colspan="6">План ПС до реконструкции</td><td colspan="2">45</td></tr><tr><td colspan="2">л.5</td><td colspan="6">План реконструируемой части ПС. 1 пусковой комплекс</td><td colspan="2">46</td></tr><tr><td colspan="2">л.6</td><td colspan="6">План реконструируемой части ПС. 2 пусковой комплекс</td><td colspan="2">47</td></tr><tr><td colspan="2">л.7</td><td colspan="6">План молниезащиты реконструируемой части ПС. 1 пусковой комплекс</td><td colspan="2">48</td></tr><tr><td colspan="2">л.8</td><td colspan="6">План молниезащиты реконструируемой части ПС. 2 пусковой комплекс</td><td colspan="2">49</td></tr><tr><td colspan="2">л.9</td><td colspan="6">План заземления реконструируемой части ПС. 1 пусковой комплекс</td><td colspan="2">50</td></tr><tr><td colspan="2">л.10</td><td colspan="6">План заземления реконструируемой части ПС. 2 пусковой комплекс</td><td colspan="2">51</td></tr></table>								Обозначение		Наименование						Стр.		Ю68-371-ИОС1.1.Р1	технологической брони и его обоснование						27		3.14.2 Сведения о типе и количестве установок, потребляющих электрическую энергию, параметрах и режимах их работы						28		3.15 Оперативный ток. Кабельное хозяйство						29		3.16 Компоновка оборудования. Условия окружающей среды								Приложения								Расчет и проверка проектируемого силового оборудования и ошиновки						31		Ю68-371-ИОС1.1.Р2 Технические решения по компенсации емкостных токов замыкания на землю на ПС 35 кВ Военный городок						32		Ю68-371-ИОС1.1.Р3 Проверка существующих кабельных линий 6 кВ по условиям невозгораемости.						35		Графическая часть								л.1 Схема электрическая принципиальная ПС (существующая)						42		л.2		Схема электрическая принципиальная реконструируемой части ПС. 1 пусковой комплекс						43		л.3		Схема электрическая принципиальная реконструируемой части ПС. 2 пусковой комплекс						44		л.4		План ПС до реконструкции						45		л.5		План реконструируемой части ПС. 1 пусковой комплекс						46		л.6		План реконструируемой части ПС. 2 пусковой комплекс						47		л.7		План молниезащиты реконструируемой части ПС. 1 пусковой комплекс						48		л.8		План молниезащиты реконструируемой части ПС. 2 пусковой комплекс						49		л.9		План заземления реконструируемой части ПС. 1 пусковой комплекс						50		л.10		План заземления реконструируемой части ПС. 2 пусковой комплекс						51			
Обозначение		Наименование						Стр.																																																																																																																																																																																								
Ю68-371-ИОС1.1.Р1	технологической брони и его обоснование						27																																																																																																																																																																																									
	3.14.2 Сведения о типе и количестве установок, потребляющих электрическую энергию, параметрах и режимах их работы						28																																																																																																																																																																																									
	3.15 Оперативный ток. Кабельное хозяйство						29																																																																																																																																																																																									
	3.16 Компоновка оборудования. Условия окружающей среды																																																																																																																																																																																															
	Приложения																																																																																																																																																																																															
	Расчет и проверка проектируемого силового оборудования и ошиновки						31																																																																																																																																																																																									
	Ю68-371-ИОС1.1.Р2 Технические решения по компенсации емкостных токов замыкания на землю на ПС 35 кВ Военный городок						32																																																																																																																																																																																									
	Ю68-371-ИОС1.1.Р3 Проверка существующих кабельных линий 6 кВ по условиям невозгораемости.						35																																																																																																																																																																																									
	Графическая часть																																																																																																																																																																																															
	л.1 Схема электрическая принципиальная ПС (существующая)						42																																																																																																																																																																																									
л.2		Схема электрическая принципиальная реконструируемой части ПС. 1 пусковой комплекс						43																																																																																																																																																																																								
л.3		Схема электрическая принципиальная реконструируемой части ПС. 2 пусковой комплекс						44																																																																																																																																																																																								
л.4		План ПС до реконструкции						45																																																																																																																																																																																								
л.5		План реконструируемой части ПС. 1 пусковой комплекс						46																																																																																																																																																																																								
л.6		План реконструируемой части ПС. 2 пусковой комплекс						47																																																																																																																																																																																								
л.7		План молниезащиты реконструируемой части ПС. 1 пусковой комплекс						48																																																																																																																																																																																								
л.8		План молниезащиты реконструируемой части ПС. 2 пусковой комплекс						49																																																																																																																																																																																								
л.9		План заземления реконструируемой части ПС. 1 пусковой комплекс						50																																																																																																																																																																																								
л.10		План заземления реконструируемой части ПС. 2 пусковой комплекс						51																																																																																																																																																																																								
<table><tr><td colspan="2">Инв. № подл.</td><td colspan="2">Подпись и дата</td><td colspan="2">Взам. инв. №</td><td colspan="6">Ю68-371-ИОС1.1-С</td><td colspan="2">Лист</td></tr><tr><td colspan="2"></td><td colspan="2"></td><td colspan="2"></td><td colspan="6"></td><td colspan="2">5</td></tr><tr><td colspan="2">Изм.</td><td colspan="2">Кол.уч</td><td colspan="2">Лист</td><td colspan="2">№ док</td><td colspan="2">Подпись</td><td colspan="2">Дата</td><td colspan="2"></td></tr></table>												Инв. № подл.		Подпись и дата		Взам. инв. №		Ю68-371-ИОС1.1-С						Лист														5		Изм.		Кол.уч		Лист		№ док		Подпись		Дата																																																																																																																																														
Инв. № подл.		Подпись и дата		Взам. инв. №		Ю68-371-ИОС1.1-С						Лист																																																																																																																																																																																				
												5																																																																																																																																																																																				
Изм.		Кол.уч		Лист		№ док		Подпись		Дата																																																																																																																																																																																						

1 Перечень нормативной документации

Настоящий раздел разработан на основании следующих нормативных документов:

1. Постановление Правительства РФ от 16 февраля 2008 г. № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию»;
2. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения, СТО 56947007-29.240.30.010-2008, введены 20.12.07 ОАО «ФСК ЕЭС»;
3. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» «Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750 кВ», СТО 56947007-29.240.30.047-2010;
4. Правила устройства электроустановок (ПУЭ), 6-ое и 7-ое издание;
5. РД 34.20.175 «Указания по ограничению токов короткого замыкания в сетях напряжением 35 кВ и выше». СПО ОРГРЭС, 1975;
6. СО 153-34.21.122-2003 (РД 34.21.122) «Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций», Минэнерго России, 2003;
7. Нормы технологического проектирования ПС переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ. СТО 56947007-29.240.10.248-2017;
8. ГОСТ 9920-89 (МЭК 815-86, МЭК 694-80) «Электроустановки переменного тока на напряжении от 3 до 750 кВ. Длина пути утечки внешней изоляции», Госстандарт СССР, 1989;
9. СП 52.13330.2016 «Естественное и искусственное освещение», Министерство регионального развития Российской Федерации;
10. СП 131.13330.2020 «СНиП 23-01-99* Строительная климатология»;
11. ГОСТ 12.1.030-81* «Электробезопасность. Защитное заземление, зануление», Госстандарт СССР, 1982, изм. 1, 1988;
12. РД 153-34.0-03.301-00 «Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий»;
13. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утверждены Приказом МинЭнерго РФ от 19 июня 2003 №229;
14. ГОСТ Р 55438-2013 «Оперативно-диспетчерское управление. Релейная защита и автоматика. Взаимодействие субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии при создании (модернизации) и эксплуатации»;
15. ГОСТ Р 55105-2019 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Нормы и требования»;
16. Общие требования к системам противоаварийной и режимной автоматики, релейной защиты и автоматики, телеметрической информации, технологической связи в ЕЭС России, утверждены приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 11.02.2008 №57;
17. РД 34.09.101-94 «Типовая инструкция по учету электроэнергии и ее производстве, передаче и распределении», СПО ОРГРЭС, 1995 г.;
18. РД 45.158-2000 «Станции телефонные автоматические цифровые междугородные для применения на Взаимоуязванной сети связи Российской Федерации». Общие технические требования;
19. СО 153-34.48.508. (РД 34.48.508) «Правила защиты установок проводной связи энергосистем от опасных напряжений и токов»;
20. РД 34.48.152 «Руководящие указания по проектированию электропитания средств диспетчерского и технологического управления в энергосистемах»;

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	17. РД 34.09.101-94 «Типовая инструкция по учету электроэнергии и ее производстве, передаче и распределении», СПО ОРГРЭС, 1995 г; 18. РД 45.158-2000 «Станции телефонные автоматические цифровые междугородные для применения на Взаимоувязанной сети связи Российской Федерации». Общие технические требования; 19. СО 153-34.48.508. (РД 34.48.508) «Правила защиты установок проводной связи энергосистем от опасных напряжений и токов»; 20. РД 34.48.152 «Руководящие указания по проектированию электропитания средств диспетчерского и технологического управления в энергосистемах»;						
Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Ю68-371-ИОС1.1.ТЧ
			1		Все	107-26		26.06.26	
			Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата	
			Разраб.	Жданова			06.26		
			Проверил	Сажин			06.26		
			Н.контр.	Крендясев			06.26		
Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	ГИП	Ершов			06.26	Текстовая часть	
		Стадия	Лист	Листов					
		П	1	22					
		 ООО«Томскэлектросетьпроект»							

21. Руководящие указания по выбору объемов информации, проектированию систем сбора и передачи информации в энергосистемах;
22. Федеральный закон от 22.07.2008г. №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».
23. РТМ 36.18.32.4-92 – «Указания по расчету электрических нагрузок»
24. СО 34.04.181-2003 «Правила организации технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений электростанций и сетей», РАО «ЕЭС России», 2003;
25. Нормативы численности промышленно – производственного персонала электрических сетей, РАО «ЕЭС России», 2002;
26. «Правила по охране труда при работе на высоте», утв. приказом Минтруда России от 28.03.2014 г. № 155н, рег.№ 33990;
27. «Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок» (ПОТЭЭ);
28. СанПиН 2.2.4.3359-16 «Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах», Минздрав России, 2016;
29. ГОСТ 12.1.002-84 «Электрические поля промышленной частоты», Госстандарт СССР. Переиздан в 2002 году;
30. СП 484.1311500.2020 «Системы противопожарной защиты. Системы пожарной сигнализации и автоматизация систем противопожарной защиты. Нормы и правила проектирования»;
31. СО 153-34.20.187-2003 «Рекомендации по технологическому проектированию подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ», Минэнерго России, 2003;
32. РД 153-34.0-49.101-2003 «Инструкция по проектированию противопожарной защиты энергетических предприятий»;
33. Федеральный закон от 30.12.2009 г. № 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений».
35. Общие технические требования к микропроцессорным устройствам защиты и автоматики энергосистем. РД 34.35.310-97;
36. СТО 56947007-29.240.044-2010 «Методические указания по обеспечению электромагнитной совместимости на объектах электросетевого хозяйства»
37. Методические указания по проектированию развития энергосистем, утвержденным Приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 30.06.2003г. №281;
38. ГОСТ Р 21.1101-2013 Основные требования к проектной и рабочей документации;
39. РД 34.20.116-93 «Методических указаний по защите вторичных цепей электрических станций и подстанций от импульсных помех».
40. РД 153-34.0-20.527-98. «Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования.» Москва. «Издательство НЦ ЭНАС» 2002.
41. Правила технологического функционирования электроэнергетических систем, утверждённые Постановлением Правительства РФ от 13.08.2018 №937.
42. Методические указания по технологическому проектированию подстанций переменного тока с высшим напряжением 35 – 750 кВ, утвержденные приказом Минэнерго России от 15.01.2024 № 6.
43. Методические указания по технологическому проектированию линий электропередачи классом напряжения 35 – 750 кВ, утвержденные приказом Минэнерго России от 31.08.2022 № 884.

2 Реквизиты документов, на основании которых принято решение о разработке тома основных технических решений

Настоящий том выполнен в соответствии с заданием на разработку проектной и рабочей документации «Реконструкция ПС 35 кВ Военный городок (замена трансформатора Т-1 мощностью 16 МВА на трансформатор мощностью 25 МВА) (прирост мощности 9 МВА)» и Изменениями №1, №2 к данному заданию (см. приложение А тома Ю68-371-ПЗ).

Взам. инв. №	Постановлением Правительства РФ от 13.08.2018 №937.					
	42. Методические указания по технологическому проектированию подстанций переменного тока с высшим напряжением 35 – 750 кВ, утвержденные приказом Минэнерго России от 15.01.2024 № 6.					
Подпись и дата	43. Методические указания по технологическому проектированию линий электропередачи классом напряжения 35 – 750 кВ, утвержденные приказом Минэнерго России от 31.08.2022 № 884.					
	2 Реквизиты документов, на основании которых принято решение о разработке тома основных технических решений					
Инв. № подл.	Настоящий том выполнен в соответствии с заданием на разработку проектной и рабочей документации «Реконструкция ПС 35 кВ Военный городок (замена трансформатора Т-1 мощностью 16 МВА на трансформатор мощностью 25 МВА) (прирост мощности 9 МВА)» и Изменениями №1, №2 к данному заданию (см. приложение А тома Ю68-371-ПЗ).					
	Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата

Ю68-371-ИОС1.1.ТЧ		Лист
		2

3.2 Обоснование принятой схемы электроснабжения, выбора конструктивных и инженерно-технических решений, используемых в системе электроснабжения в части обеспечения соответствия сооружений требованиям энергетической эффективности и требованиям оснащенности их приборами учета используемых энергетических ресурсов

В настоящее время на ПС 35 кВ Военный городок установлены два двухобмоточных трансформатора 35/6,3 кВ, мощностью по 16 МВА каждый и один двухобмоточный трансформатор с расщепленной обмоткой НН напряжением 35/6,3/6,3 кВ, мощностью 25 МВА.

Схема электрических соединений на ПС 35 кВ Военный городок:

- действующая схема ОРУ 35 кВ с Т-1 и Т-2 выполнена по схеме №35-5АН «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов», без ремонтной перемычки.
- действующая схема ОРУ 35 кВ с Т-3 выполнена по схеме №35-3Н «Блок (линия – трансформатор) с выключателем».

Количество подключенных ВЛ 35 кВ – 2 шт.

В нормальном режиме электроснабжение потребителей 6 кВ осуществляется от двух секций КРУН 6 кВ с разомкнутым СВ (1,2 секции 6 кВ) и двух секций КРУ-БМ 6 кВ (3,4 секции 6 кВ). Трансформаторы Т-1 и Т-2 включены каждый на свою секцию КРУН 6 кВ, а трансформатор Т-3 питает секции КРУ-БМ 6 кВ.

Существующая схема электрическая принципиальная ПС приведена в графической части тома Ю68-371-ИОС1.1.ГЧ л. 1.

После реконструкции ПС мощность силовых трансформаторов Т-1, Т-2 и Т-3 увеличится на 9 МВА и составит 57 МВА суммарно.

Схема электрическая принципиальная ОРУ 35 кВ после реконструкции не изменится, при этом предусматривается замена силового трансформатора Т-1, частичная замена ошиновки ОРУ 35 кВ, установка вакуумных выключателей 35 кВ колонкового типа с отдельно стоящими трансформаторами тока 35 кВ. Количество подключенных ВЛ 35 кВ не изменится и составит 2 шт.

В существующих ячейках КРУН 6 кВ предусмотрена частичная замена оборудования и установка новых ячеек КРУН 6 кВ по типу ретрофит, а так же установка новых ячеек КРУ 6 кВ в существующем здании КРУ БМ 6 кВ. В рамках реконструкции на 2 пусковом комплексе предусмотрена установка нового КРУН 6 кВ 5СШ, для перераспределения нагрузки между существующим трансформатором Т-2 и новым Т-1, а так же для подключения новых потребителей 6 кВ.

В соответствии с требованиями технического задания, удобством выполнения СМР/ПНР и замены оборудования без полного отключения подстанции (распределительных устройств), предусматривается разбивка реконструкции на два пусковых этапа:

Первый пусковой комплекс:

- монтаж маслосборника;
- демонтаж существующего силового трансформатора Т-1;
- демонтаж маслоприемника для Т-1;
- монтаж маслоприемника для трансформатора Т-1;
- замена существующего трансформатора Т-1 на трансформатор 35/6/6 кВ мощностью 25 МВА;
- замена существующего выключателя В-35 Т-1;
- замена существующих выключателей В-6 Т-1, СВ-1-6 и выкатного элемента СР-1-6 (ретрофит ячеек);
- реконструкция защит Т-1 (см. тома Ю68-371-ИОС1.2 и Ю68-371-ИОС1.3).

Взам. инв. №	Подпись и дата	Инв. № подл.							Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата	Ю68-371-ИОС1.1.ТЧ			4

Проектируемая схема электрическая принципиальная ПС первого пускового комплекса приведена на чертеже Ю68-371-ИОС1.1.ГЧ л. 2.

Второй пусковой комплекс:

- замена существующих выключателей В-35 Т-2 и СВ-35;
- замена существующего выключателя В-6 Т-2 (ретрофит ячеек);
- монтаж КРУН-6 кВ (5 СШ 6 кВ);
- переподключение существующих отходящих КЛ 6 кВ;
- переподключение ТСН-3 и ТСН-4 к 5 СШ 6 кВ и 2 СШ 6 кВ соответственно;
- монтаж оборудования ДГР-6 кВ (1, 2, 3, 4, 5 СШ 6 кВ).
- монтаж прожекторных мачт, совмещенных с молниеотводами (ПМ1, ПМ2).

Проектируемая схема электрическая принципиальная ПС второго пускового комплекса приведена на чертеже Ю68-371-ИОС1.1.ГЧ л. 3.

Нейтрали стороны 35 кВ трансформаторов Т-1, Т-2 и Т-3 в нормальном режиме разземлены. После реконструкции режим заземления нейтралей 35 кВ Т-1, Т-2 и Т-3 не изменится.

Для замены существующего оборудования на ОРУ и установки нового проектом также предусматриваются следующие решения:

- частичная замена ошиновки ОРУ 35 кВ и арматуры заменяемой ошиновки;
- установка проектируемых выключателей 35 кВ и трансформаторов тока 35 кВ на существующие фундаменты и опорные металлоконструкции;
- установка проектируемого оборудования в узле ДГР 6кВ на проектируемые фундаменты и опорные металлоконструкции;
- установка новых шкафов питания и обогрева проектируемого оборудования 35 кВ (далее ШПО);
- установка выносных блоков дистанционного управления разъединителями 35кВ в узле установки ДГР1÷ДГР5;
- прокладка новых дополнительных поверхностных железобетонных кабельных лотков по открытой части ПС.

На всех вновь устанавливаемых разъединителях и их заземлителях предусматривается двигательные приводы с дистанционным управлением от выносных блоков управления.

Установка разъединителей на ОРУ 6 кВ планируется открыто, на опорные металлические блоки полной заводской сборки с защитой их от коррозии на заводе-изготовителе с применением технологии горячего оцинкования.

Устанавливаемые выключатели 35 кВ планируются вакуумные колонкового типа с выносными трансформаторами тока 35 кВ. Установка выключателей и трансформаторов тока 35 кВ планируется открыто, на существующие опорные металлоконструкции.

Устанавливаемые шкафы ШПО планируются преимущественно комплектного заводского изготовления. Монтаж шкафов и блоков управления на ОРУ 35 кВ и 6 кВ планируется выполнить на металлические отдельно стоящие рамы. Шкафы ШПО имеют навесное исполнение и степень защиты по ГОСТ 14254-96 не ниже IP65.

Для подключения ошиновки к устанавливаемому оборудованию предусматривается применение стандартных аппаратных прессуемых зажимов и сталеалюминиевых проводов.

Ответвления от сталеалюминиевых проводов и шин, а также присоединение их к аппаратным зажимам предусматриваются опрессовкой.

В соответствии с техническим заданием для питания собственных нужд на ПС существующие понижающие трансформаторы собственных нужд ТСН 6,0/0,4 кВ мощностью 250 кВА каждый (типа ТМ-250/6,0/0,4) подлежат переподключению на 2СШ и 5СШ через выключатели.

Взам. инв. №						
Подпись и дата						
Инв. № подл.						
трансформаторами тока 35 кВ. Установка выключателей и трансформаторов тока 35 кВ планируется открыто, на существующие опорные металлоконструкции. Устанавливаемые шкафы ШПО планируются преимущественно комплектного заводского изготовления. Монтаж шкафов и блоков управления на ОРУ 35 кВ и 6 кВ планируется выполнить на металлические отдельно стоящие рамы. Шкафы ШПО имеют навесное исполнение и степень защиты по ГОСТ 14254-96 не ниже IP65. Для подключения ошиновки к устанавливаемому оборудованию предусматривается применение стандартных аппаратных прессуемых зажимов и сталеалюминиевых проводов. Ответвления от сталеалюминиевых проводов и шин, а также присоединение их к аппаратным зажимам предусматриваются опрессовкой. В соответствии с техническим заданием для питания собственных нужд на ПС существующие понижающие трансформаторы собственных нужд ТСН 6,0/0,4 кВ мощностью 250 кВА каждый (типа ТМ-250/6,0/0,4) подлежат переподключению на 2СШ и 5СШ через выключатели.						
						Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата	Ю68-371-ИОС1.1.ТЧ
						5

Замена приемных стальных порталов 35 кВ заходов ВЛ 35 кВ проектом не предусматривается. Дополнительно планируются к установке отдельностоящие прожекторные мачты с молниеприемниками на территории ПС для обеспечения молниезащиты проектируемого оборудования и организации системы наружного освещения ПС.

Существующий план ПС представлен на чертеже Ю68-371-ИОС1.1.ГЧ л. 4.

План расположения оборудования на открытой части ПС после первого пускового комплекса реконструкции приведен в графической части данного тома Ю68-371-ИОС1.1.ГЧ л. 5.

План расположения оборудования на открытой части ПС после второго пускового комплекса реконструкции приведен в графической части данного тома Ю68-371-ИОС1.1.ГЧ л. 6.

Существующие здания ОПУ и КРУ БМ проектом не реконструируются, энергетическая эффективность данных зданий проектом не исследовалась и не рассматривалась.

Согласно Федеральному закону от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» энергетическая эффективность электроэнергетики – отношение поставленной потребителям электрической энергии к затраченной в этих целях энергии из невозобновляемых источников. Показатели энергетической эффективности электросетевого комплекса (реконструируемой подстанции) определяются электрическими характеристиками устанавливаемого современного оборудования.

В соответствии со статьей 31 ФЗ «Требования к обеспечению энергетической эффективности зданий и сооружений» решения по энергоэффективному инженерному обеспечению зданий проектной документацией не предусматривается, т.к. установка и реконструкция существующих зданий на ПС не предусматривается данным титулом. Все существующие сооружения оснащены системами энергоснабжения, отопления, вентиляции.

Решения по учёту электрической энергии рассмотрены в томе Ю68-371-ИОС1.4.

3.3 Сведения о количестве энергопринимающих устройств, об их установленной, расчетной и максимальной мощности

Электрическая нагрузка ПС 35 кВ Военный городок относится к первой, второй и третьей категорий по надежности электроснабжения.

Электрические нагрузки ПС 35 кВ Военный городок относятся к коммунально-бытовым потребителям (питание существующих электрических сетей 6 кВ) что обуславливает вторую и третью категорию по надежности электроснабжения.

Установленная мощность существующих силовых трансформаторов на ПС 35 кВ Военный городок составляет 2х16000 кВА (трансформаторы Т-1, Т-2), 25000 кВА (трансформатор Т-3).

После реконструкции ПС 35 кВ Военный городок по замене трансформатора Т-1 установленная мощность силовых трансформаторов на ПС 35 кВ Военный городок изменится на 25000 кВ·А (трансформатор Т-1). Мощности трансформаторов Т-2 и Т-3 не изменятся, останутся прежней равной 16000 кВА и 25000 кВА соответственно.

Установленная мощность существующих силовых трансформаторов собственных нужд на ПС 35 кВ Военный городок составляет 2х250 кВ·А (трансформатор ТСН-3 и трансформатор ТСН-4), а также 2х40 кВА (трансформаторы ТСН-1, ТСН-2). Замена существующих ТСН проектом не предусматривается. Суммарная мощность существующей и проектируемой нагрузки не превышает допустимую нагрузку на существующие трансформаторы ТСН-3 и ТСН-4. Для выполнения пункта ТЗ о подключении ТСН к шинам 6 кВ через выключатель, предусмотрен перезавод питающих линий 6 кВ для ТСН-3 на проектируемую секцию 5 СШ в КРУН-6 кВ и для ТСН-4 на существующую секцию 2СШ КРУН-6 кВ.

Взам. инв. №		Установленная мощность существующих силовых трансформаторов собственных нужд на ПС 35 кВ Военный городок составляет 2х250 кВ·А (трансформатор ТСН-3 и трансформатор ТСН-4), а также 2х40 кВА (трансформаторы ТСН-1, ТСН-2). Замена существующих ТСН проектом не предусматривается. Суммарная мощность существующей и проектируемой нагрузки не превышает допустимую нагрузку на существующие трансформаторы ТСН-3 и ТСН-4. Для выполнения пункта ТЗ о подключении ТСН к шинам 6 кВ через выключатель, предусмотрен перезавод питающих линий 6 кВ для ТСН-3 на проектируемую секцию 5 СШ в КРУН-6 кВ и для ТСН-4 на существующую секцию 2СШ КРУН-6 кВ.						
Подпись и дата								
Инв. № подл.								
						Ю68-371-ИОС1.1.ТЧ	Лист	
							6	
		Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата	

3.4 Требования к надежности электроснабжения и качеству электроэнергии

Под надежностью электроснабжения следует понимать непрерывное обеспечение потребителей электроэнергией заданного качества в соответствии с графиком электропотребления и по схеме, которая предусмотрена для длительной эксплуатации.

Оборудование, примененное при реконструкции ПС 35 кВ Военный городок отвечает требованиям надежности:

- безотказности;
- долговечности;
- ремонтпригодности;
- сохраняемости;
- режимной управляемости;
- устойчивости;
- безопасности.

Надежность электроснабжения потребителей ПС обеспечивается:

- наличием двух вводов ВЛ 35 кВ;
- взаиморезервированием силовых трансформаторов;
- наличием выключателей СВ 6 кВ;
- применением современного оборудования при реконструкции;
- секционированием распределительных устройств 0,4 кВ с применением автоматического ввода резерва (АВР) на секционном автоматическом выключателе 0,4 кВ;
- прокладкой кабелей с учетом требований по электромагнитной совместимости;
- применением силовых и контрольных кабелей, не распространяющих горение типа нг(А)-LS.

Качество электроэнергии описывает ГОСТ 32144-2013, который устанавливает показатели и нормы качества электрической энергии (КЭ) в точках передачи электрической энергии пользователям электрических сетей.

Показателем КЭ, относящимся к частоте, является отклонение значения основной частоты напряжения электропитания от номинального значения. Отклонение частоты в синхронизированных системах электроснабжения не должно превышать $\pm 0,2$ Гц в течение 95% времени интервала в одну неделю и $\pm 0,4$ Гц в течение 100% времени интервала в одну неделю.

Согласно ГОСТ 32144-2013, медленные изменения напряжения электропитания (как правило, продолжительностью более 1 мин) обусловлены обычно изменениями нагрузки электрической сети.

Показателями КЭ, относящимися к медленным изменениям напряжения электропитания, являются отрицательное и положительное отклонения напряжения электропитания в точке передачи электрической энергии от номинального/согласованного значения.

Допустимые значения положительного и отрицательного отклонений напряжения в точках общего присоединения должны быть установлены сетевой организацией с учетом необходимости выполнения норм настоящего стандарта в точках передачи электрической энергии.

Для указанных выше показателей КЭ установлены следующие нормы: положительные и отрицательные отклонения напряжения в точке передачи электрической энергии не должны превышать 10% номинального или согласованного значения напряжения в течение 100% времени интервала в одну неделю.

Устанавливаемое проектом электротехническое оборудование не ухудшает показатели качества электрической энергии и не создает кондуктивных электромагнитных помех.

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

Ю68-371-ИОС1.1.ТЧ

3.5 Описание решений по обеспечению электроэнергией электроприемников в соответствии с установленной классификацией в рабочем и аварийном режимах

Электрическая нагрузка ОРУ 35 кВ и ЗРУ 6 кВ на ПС 35 кВ Военный городок относится к первой, второй и третьей категорий по надежности электроснабжения.

Согласно п.1.2.19 ПУЭ Электроприемники первой категории в нормальных режимах должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания, и перерыв их электроснабжения при нарушении электроснабжения от одного из источников питания может быть допущен лишь на время автоматического восстановления питания.

Согласно п.1.2.20 ПУЭ Электроприемники второй категории в нормальных режимах должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания. Для электроприемников второй категории при нарушении электроснабжения от одного из источников питания допустимы перерывы электроснабжения на время, необходимое для включения резервного питания действиями дежурного персонала или выездной оперативной бригады.

Согласно п.1.2.21 ПУЭ для электроприёмников 3-й категории электроснабжение может выполняться от одного источника питания, при условии, что перерывы электроснабжения, необходимые для ремонта или замены повреждённого элемента системы электроснабжения, не превышает 1 суток.

Для обеспечения электроэнергией потребителей 6 кВ, питание осуществляется от силовых трансформаторов Т-1, Т-2 и Т-3, установленных на ПС 35 кВ Военный городок.

В нормальном режиме электроснабжение потребителей 6 кВ осуществляется от двух секций КРУН 6 кВ с разомкнутым СВ (1,2 секции 6 кВ) и двух секций КРУ-БМ 6 кВ (3,4 секции 6 кВ). Трансформаторы Т-1 и Т-2 включены каждый на свою секцию КРУН 6 кВ, а трансформатор Т-3 питает секции КРУ-БМ 6 кВ.

Аварийными ситуациями на ПС являются повреждения высоковольтного оборудования, потеря собственных нужд и т.д.

Для предотвращения развития аварийных ситуаций, связанных с повреждением силового оборудования и пожарах на ПС предусмотрено:

- молниеотводы для защиты устанавливаемого оборудования от прямых ударов молний и ограничители перенапряжений для защиты от коммутационных перенапряжений;
- установка оборудования с обеспечением технологических разрывов между отдельными электроаппаратами;
- установка нового современного оборудования отвечающих требованиям нормативных документов и повышающих надежность электроснабжения и пожарную безопасность.

Для предотвращения развития аварийных ситуаций, связанных с повреждениями кабелей, проектом предусматривается:

- отдельная прокладка взаиморезервируемых силовых кабелей (контрольных кабелей) и кабелей разного класса напряжения;
- применение кабелей с изоляцией, не распространяющей горение, с индексом нг(А)-LS-XL;
- установка огнепреградительных поясов в кабельных лотках, в местах выхода кабелей из ОПУ, из металлических коробов в железобетонные лотки.

В соответствии с заданием на разработку проектной и рабочей документации (см. приложение А) новыми электроприемниками собственных нужд на ПС являются устанавливаемые электродвигательные приводы выключателей 35 кВ, обогрев шкафов наружной установки, системы охлаждения Т-1, привода РПН Т-1 и др.

Подключение существующих и новых потребителей собственных нужд предусматривается организовать с существующих панелей щита собственных нужд 0,4 кВ в существующем здании ОПУ.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата	Ю68-371-ИОС1.1.ТЧ			8

3.6 Описание проектных решений по компенсации реактивной мощности

Коэффициент реактивной мощности на шинах 35 кВ реконструируемой ПС должен составлять 0,4, в соответствии с Приказом № 380 от 23.06.15 г. Министерства энергетики Российской Федерации «О порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии».

В соответствии с заданием на разработку проектной и рабочей документации установка компенсирующих устройств реактивной мощности не предусматривается данным проектом.

Компенсацию реактивной нагрузки рекомендуется выполнять непосредственно у электроприемников (на распределительных пунктах и ТП 6/0,4 кВ потребителей).

Управление устанавливаемыми разъединителями 35 кВ для коммутации устройств компенсации реактивной мощности предусматривается по месту моторными приводами. Для управления разъединителями предусматриваются выносные блоки управления.

Проектируемая релейная защита выполняется на базе микропроцессорных терминалов, размещенных в релейных отсеках ячеек КРУН 6 кВ.

Режим заземления нейтрали в сети 6 кВ

В соответствии с заданием на проектирование настоящим проектом рассматривается вопрос о режиме заземления нейтрали 6 кВ на ПС 35 кВ Военный городок, который определяет:

- ток в месте повреждения и перенапряжения на неповрежденных фазах при однофазном замыкании в сети 6 кВ (далее ОЗЗ);
- дальнейшую схему построения релейной защиты от замыканий на землю;
- уровень изоляции электрооборудования;
- бесперебойность электроснабжения;
- допустимое сопротивление контура заземления;
- безопасность персонала и электрооборудования при однофазных замыканиях.

Целью вопроса о режиме заземления нейтрали является расчет токов однофазных замыканий на землю (ОЗЗ) в сети, прилегающей к РУ 6 кВ подстанции в её нормальном режиме работы.

Более подробные технические решения по компенсации емкостных токов замыкания на землю представлены в приложении Ю68-371-ИОС1.1.Р2 к данному тому.

3.6.1 Проектные решения по релейной защите и автоматике, включая противоаварийную и режимную автоматику

Релейная защита, управление, автоматизация и диспетчеризация системы электроснабжения, предусмотренная проектом, выполняется в соответствии с требованиями ПУЭ и действующими нормативами, стандартами и руководящими указаниями.

Проектируемая релейная защита ОРУ и ЗРУ выполняется на базе микропроцессорных терминалов, размещенных в панелях в здании ОПУ.

Подробные решения по релейной защите, автоматике и вторичным соединениям рассмотрены в томе Ю68-371-ИОС1.2.

Технические решения по системе сбора и передачи информации приведены в томе Ю68-371-ИОС1.3.

3.7 Перечень мероприятий по обеспечению соблюдения установленных требований энергетической эффективности к устройствам, технологиям и материалам, используемым в системе электроснабжения, позволяющих исключить нерациональный расход электрической энергии, и по учету расхода электрической энергии

Взам. инв. №						
Подпись и дата						
Инв. № подл.						
						Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата	9

предусмотренная проектом, выполняется в соответствии с требованиями ПУЭ и действующими нормативами, стандартами и руководящими указаниями.

Проектируемая релейная защита ОРУ и ЗРУ выполняется на базе микропроцессорных терминалов, размещенных в панелях в здании ОПУ.

Подробные решения по релейной защите, автоматике и вторичным соединениям рассмотрены в томе Ю68-371-ИОС1.2.

Технические решения по системе сбора и передачи информации приведены в томе Ю68-371-ИОС1.3.

3.7 Перечень мероприятий по обеспечению соблюдения установленных требований энергетической эффективности к устройствам, технологиям и материалам, используемым в системе электроснабжения, позволяющих исключить нерациональный расход электрической энергии, и по учету расхода электрической энергии

Ю68-371-ИОС1.1.ТЧ

Для экономии электроэнергии настоящими решениями предусмотрен следующий перечень мероприятий:

- использование современного оборудования с меньшим потреблением электрической энергии;
- снижение плотности тока в электрической сети за счет унификации сечений и применения новых материалов и конструкций проводов и кабелей;
- внедрение интеллектуальных активно-адаптивных систем управления электрической сетью;
- применение силовых и контрольных кабелей с медными жилами;
- организация автоматизированного технического учета электроэнергии для контроля электропотребления, анализа полученных данных и принятия мер по его снижению.

Обогрев приводов устанавливаемых выключателей и разъединителей включается автоматически при достижении заданной температуры и настраивается непосредственно в шкафах привода.

Управление вновь устанавливаемыми разъединителями выполняется как дистанционно от выносных блоков управления, так и по месту от привода.

Автоматизация контроля и управления является одним из важных условий повышения эффективности работы электрических сетей, устойчивости работы оборудования, надежности электроснабжения, уменьшения ошибок персонала, предотвращение повреждений основного оборудования, а также быстрого восстановления энергоснабжения после аварийных нарушений.

Система управления оборудованием предусматривается с реализацией функций автоматизированного контроля и управления.

Энергосберегающие мероприятия разрабатываются путем применения типовых мероприятий по энергосбережению к выявленным на этапе анализа объектам с наиболее расточительным или неэффективным использованием энергоресурсов.

Данным проектом предусматриваются следующие мероприятия по обеспечению энергетической эффективности:

- назначение ответственных за контролем расхода энергоресурсов и проведение мероприятий по энергосбережению;
- соблюдение правил эксплуатации энергооборудования;
- установка трансформаторов тока для системы коммерческого и технического учета электроэнергии;
- внедрение автоматизированного коммерческого учета отпуска электроэнергии, ее потребления на собственные нужды;
- внедрение нового, более экономичного, электрооборудования;
- комплексная автоматизация и телемеханизация электрических сетей, применение коммутационных аппаратов нового поколения, средств дистанционного определения мест повреждения в электрических сетях для сокращения длительности неоптимальных ремонтных и послеаварийных режимов, поиска и ликвидации аварий;
- повышение достоверности измерений в электрических сетях на основе использования новых информационных технологий, автоматизации обработки телеметрической информации.
- проведение переключений в рабочей схеме сети, обеспечивающих распределение электроэнергии при минимальных потерях;
- выравнивание нагрузок фаз в сетях 0,4 кВ;
- установка и ввод в работу средств телеизмерений;
- обеспечение работы измерительных трансформаторов и электросчетчиков в допустимых условиях (отсутствие недогрузки первичных цепей ТТ, перегрузки вторичных цепей ТТ и ТН, обеспечение требуемых температурных условий, устранение вибраций оснований счетчиков и т.д.).

Решения по учету электроэнергии приведены в томе Ю68-371-ИОС1.4.

Взам. инв. №	Подпись и дата	Инв. № подл.							Лист
			Ю68-371-ИОС1.1.ТЧ						10
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата				

3.7.1 Описание мест расположения приборов учета используемой электрической энергии и устройств сбора и передачи данных от таких приборов, а также технических решений включения приборов учета электрической энергии в интеллектуальную систему учета электрической энергии (мощности)

На границе балансовой принадлежности объектов электросетевого хозяйства (в точках подключения к энергосистеме) в соответствии с «Основными положениями функционирования розничных рынков электрической энергии» предусматривается установка приборов коммерческого учета электроэнергии.

Для организации сбора, хранения и передачи данных с проектируемых счетчиков коммерческого учета предусматривается использование устройства сбора и передачи данных системы автоматизированной системы коммерческого учёта электроэнергии.

Более подробные решения о месте расположения приборов учета и устройств сбора и передачи данных от них приведены в томе Ю68-371-ИОС1.4.

3.7.2 Описание и перечень приборов учета электрической энергии, измерительных трансформаторов (при необходимости их установки одновременно с приборами учета), иного оборудования, которое указано в Основных положениях функционирования розничных рынков электрической энергии, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 4 мая 2012 г. N 442 "О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии", используется для коммерческого учета электрической энергии (мощности) и обеспечивает возможность присоединения приборов учета электрической энергии к интеллектуальной системе учета электрической энергии (мощности) гарантирующего поставщика, и способ присоединения приборов учета электрической энергии к интеллектуальной системе учета электрической энергии (мощности) гарантирующего поставщика (при необходимости)

Описание технических решений и перечни приборов учета электрической энергии, измерительных трансформаторов (необходимость их установки одновременно с приборами учета), иного оборудования приведены в томе Ю68-371-ИОС1.4.

3.7.3 Сведения о показателях энергетической эффективности объекта капитального строительства, в том числе о показателях, характеризующих годовую удельную величину расхода электроэнергии в объекте капитального строительства

Основной расход электроэнергии на реконструируемой ПС 35 кВ Военный городок осуществляется на собственные нужды.

Основными потребителями собственных нужд на подстанции являются:

- электрическое отопление зданий КРУ БМ 6 кВ и ОПУ;
- освещение (внутреннее, наружное);
- обдув силовых трансформаторов;
- питание приводов регуляторов напряжения трансформатора;
- питание и обогрев приводов разъединителей и выключателей 35 кВ;
- питание приводов выключателей 6 кВ;
- питание цепей оперативной блокировки;
- питание СОПТ.

В соответствии с заданием на разработку проектной и рабочей документации (см. приложение А тома Ю68-371-ПЗ) новыми электроприемниками собственных нужд на ПС являются устанавливаемые электродвигательные приводы разъединителей, выключателей, обогрев шкафов наружной установки, системы охлаждения Т-1, привода РПН Т-1, наружное освещение ПС и др.

Взам. инв. №							
Подпись и дата							
Инв. № подл.							
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата	Ю68-371-ИОС1.1.ТЧ	Лист
							11

Подключение существующих и новых потребителей собственных нужд предусматривается с существующих панелей щита собственных нужд 0,4 кВ в существующем здании ОПУ.

3.7.4 Сведения о нормируемых показателях удельных годовых расходов электроэнергии и максимально допустимых величинах отклонений от таких нормируемых показателей

В соответствии с ТЗ установка и реконструкция зданий проектом не предусматривается. Поэтому решения о расходе электроэнергии на электроснабжение зданий проектом не рассматриваются.

Удельные характеристики расхода электроэнергии ПС 35 кВ Военный городок не нормируются.

3.7.5 Перечень мероприятий по учету и контролю расходования используемой электроэнергии

Специальных мероприятий по учету и контролю расходования используемой электроэнергии проектом не предусматриваются. Решения по учету электроэнергии приведены в томе Ю68-371-ИОС1.4.

3.7.6 Спецификацию предполагаемого к применению оборудования, изделий, материалов, позволяющих исключить нерациональный расход электроэнергии, в том числе основные их характеристики

Спецификация предполагаемого к применению оборудования, позволяющих исключить нерациональный расход электроэнергии, приведены в томе Ю68-371-ИОС1.4.

3.8 Сведения о мощности сетевых и трансформаторных объектов

Суммарная установленная мощность существующих силовых трансформаторов на ПС – 57 МВА (2х16 МВА – Т-1 и Т-2 и 25 МВА - Т-3).

Суммарная установленная мощность существующих трансформаторов собственных нужд составляет 580 кВА (2х40 кВА – ТСН-1 и ТСН-2 и 2х250 кВА - ТСН-3 и ТСН-4) .

После реконструкции ПС суммарная мощность силовых трансформаторов увеличится на 9 МВА (2х25 МВА – Т-1 и Т-3 и 16 МВА - Т-2), мощность трансформаторов собственных нужд останется неизменной.

3.9 Решения по организации масляного и ремонтного хозяйства

Согласно техническому заданию, проектом предусмотрена реконструкция маслоприёмника для Т-1, маслоотводов и маслосборника с контролем и сигнализацией по уровню наполнения.

Установка нового маслоприёмника для трансформатора Т-1 планируется на территории ОПУ 35 кВ.

Масляное и ремонтное хозяйство согласно техническому заданию настоящим проектом не предусматривается.

Масляное хозяйство, состоящее из склада масла и мастерской с оборудованием для обработки и анализа масла, в соответствии с п. 4.2.198 Правила устройства электроустановок (ПУЭ 7-ое издание), предусматриваются на электростанциях, ПС 500 кВ и выше независимо от мощности установленных трансформаторов и ПС 330 кВ с трансформаторами мощностью 200 МВ·А и более.

Ремонт и обслуживание технологического оборудования ПС выполняется силами персонала филиала АО «ИЭСК» Южные электрические сети и подрядными организациями.

Целью технического обслуживания и ремонта является поддержание и восстановление качества оборудования электросетевого комплекса, удовлетворяющего нормативным требованиям и позволяющего обеспечивать требуемый уровень надежности объектов путем эффективной организации деятельности.

Взам. инв. №		Т-1, маслоотводов и маслоборника с контролем и сигнализацией по уровню наполнения. Установка нового маслоприёмника для трансформатора Т-1 планируется на территории ОРУ 35 кВ. Масляное и ремонтное хозяйство согласно техническому заданию настоящим проектом не предусматривается. Масляное хозяйство, состоящее из склада масла и мастерской с оборудованием для обработки и анализа масла, в соответствии с п. 4.2.198 Правила устройства электроустановок (ПУЭ 7-ое издание), предусматриваются на электростанциях, ПС 500 кВ и выше независимо от мощности установленных трансформаторов и ПС 330 кВ с трансформаторами мощностью 200 МВ·А и более. Ремонт и обслуживание технологического оборудования ПС выполняется силами персонала филиала АО «ИЭСК» Южные электрические сети и подрядными организациями. Целью технического обслуживания и ремонта является поддержание и восстановление качества оборудования электросетевого комплекса, удовлетворяющего нормативным требованиям и позволяющего обеспечивать требуемый уровень надежности объектов путем эффективной организации деятельности.																						
		Подпись и дата																						
Инв. № подл.																								
		<table><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td>Изм.</td><td>Кол.уч</td><td>Лист</td><td>№док</td><td>Подпись</td><td>Дата</td></tr></table>																						Изм.
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата																			
Ю68-371-ИОС1.1.ТЧ						12																		

Заземление

Заземляющие устройства ПС, которое выполняется с соблюдением требований к его сопротивлению, а также с соблюдением требований к конструктивному выполнению и к ограничению напряжения на заземляющем устройстве, имеет в любое время года сопротивление для электроустановок напряжением выше 1 кВ в сетях с эффективно заземленной нейтралью не более 0,5 Ом с учетом сопротивления естественных и искусственных заземлителей.

Контур заземления реконструируемой подстанции, в целях выравнивания электрического потенциала и обеспечения присоединений электрооборудования к заземлителю, предусматривается существующий с дополнительной прокладкой горизонтальных заземлителей, объединенных между собой в заземляющую сетку, и монтажом дополнительных вертикальных заземлителей. Данная металлическая сетка выполнена из стали круглой диаметром 16 мм. В качестве вертикальных заземлителей предусматриваются электроды из стали круглой $d=16$ мм и длиной 3 м.

Продольные заземлители прокладываются вдоль осей электрооборудования со стороны обслуживания на глубине 0,7 м от поверхности земли и на расстоянии 0,8-1,0 м от фундаментов или оснований оборудования.

В соответствии с п. 1.7.112. ПУЭ сечение горизонтальных заземлителей для электроустановок напряжением выше 1 кВ следует выбирать по условию термической стойкости (кратковременный нагрев, соответствующий времени действия защиты и отключения выключателя), а также с учетом запаса на коррозию.

Для определения сечения заземлителя был выполнен расчет, на основании п.15 «Руководящие указания по проектированию заземляющих устройств подстанций напряжением 6-750 кВ» СТО 56947007-29.130.15.114-2012 и сведен в таблицу 2.

Таблица 2. Выбор сечения заземлителя по условиям термической стойкости и коррозии.

Исходные данные		Расчетные величины	
Ток короткого замыкания (КЗ), кА (максимальный для ОРУ 35 или 6 кВ, т.к. контур общий)	10,32	Допустимое сечение по термической устойчивости, мм ²	70,8
Время отключения КЗ, с	0,15	Коэф. учитывающий продолжительность воздействия КЗ	0,49
Коррозионная зона (по табл. П.А.10 СТО)	К2 (сильная)	Глубина коррозии, мм	2,01
Допустимое сечение для заземлителей при токе 1 кА, длительностью 1с (по табл. 2 СТО), мм ² /кА	14	Допустимое сечение по условиям коррозии, мм ²	72,65
Расчетный срок службы заземлителя, лет	35	Суммарное минимально допустимое сечение заземлителя, мм ²	143

Сечение заземляющих проводников и заземлителей следует выбирать по условию тепловой устойчивости (см. п.7 табл.1 СТО) с учётом запаса на коррозию (см. п. 15.2.7 СТО).

Допустимое сечение заземляющего проводника по термической стойкости $S_{ту}$ определяют по формуле:

$$S_{ту} = I_{кз} \cdot S_{1кА} \cdot q$$

где $S_{1кА}$ – допустимое сечение для тока в 1 кА продолжительностью воздействия 1 секунда (таблица 2 СТО);

q – коэффициент, учитывающий продолжительность воздействия тока

Взам. инв. №						
Подпись и дата						
Инв. № подл.						
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата	Лист
						14

Ю68-371-ИОС1.1.ТЧ

$$q = \sqrt{t - 0.09}, \text{ при } t > 1\text{с};$$

$$q = 0,8\sqrt{t}, \text{ при } t < 1\text{с}.$$

При использовании стальных заземлителей и заземляющих проводников к расчётному значению сечения, выбранного по термической стойкости ($S_{\text{тп}}$), добавляется сечение, которое будет потеряно стальным заземлителем из-за коррозии в месте его установки ($S_{\text{кор}}$) за время дальнейшей эксплуатации электроустановки (t). Таким образом, полная площадь сечения стального заземляющего проводника и заземлителя должна быть равна

$$S_{\text{полн}} = S_{\text{тп}} + S_{\text{кор}}(t)$$

Если $\delta_k(t)$ – глубина коррозии стального искусственного заземлителя или заземляющего проводника круглого сечения для требуемого срока службы электроустановки - (t), мм, то добавка к сечению по термической стойкости заземлителя по условиям коррозии составит:

$$S_{\text{кор}}(t) = \pi \cdot \delta_k(t) \cdot \left(\sqrt{\frac{4 \cdot S_{\text{тп}}}{\pi}} + \delta_k(t) \right)$$

где глубина коррозии $\delta_k(t)$ определяется расчётом с учетом коэффициентов (Приложение П.А.6 СТО) по формуле $\delta_k(t) = a_k \cdot \ln^3 t + b_k \cdot \ln^2 t + c_k \cdot \ln t + d_k$ где t - расчетное время эксплуатации в месяцах.

Соответственно диаметр искусственного заземлителя с учётом потерь на коррозию будет равен:

$$D_{\text{из}} = \sqrt{\frac{4 \cdot S_{\text{полн}}}{\pi}}$$

Это расчётное значение диаметра увеличивается до ближайшего номинального диаметра прутка.

Для заземлителя и заземляющего проводника из полосовой стали на значение $2 \delta_k(t)$ увеличивается толщина полосы, и затем выбирается номинальная толщина полосы с ближайшим большим значением.

Из анализа таблицы 2 приняты следующие параметры заземлителей:

Горизонтальный заземлитель - стальной круг диаметром 16 мм.

Вертикальный заземлитель - стальной круг диаметром 16 мм.

Выпуски к оборудованию - сталь полосовая 40х5мм.

Согласно ПУЭ 1.7.94 для выравнивания потенциала необходима прокладка в земле на глубине 1 м и на расстоянии 1 м от фундамента, устанавливаемого КРУН 6 кВ заземлителя, соединенного с системой уравнивания потенциалов внутри КРУН, а у входов - укладка проводников на расстоянии 1 и 2 м от заземлителя на глубине 1 и 1,5 м соответственно и соединение этих проводников с заземлителем.

ПС 35 кВ Военный городок находится в зоне со II степенью загрязнения атмосферы (СЗА), для которой внешняя наружная подвесная и опорная изоляция устанавливаемого оборудования принимается в исполнении с удельной длиной пути согласно ГОСТ 9920-89 – 2,25 см/ кВ (не менее).

Для заземления пожарных машин к горизонтальным заземлителям привариваются стальные стержни диаметром 20 мм и длиной 1 м. Места заземления должны быть обозначены знаками пожарной безопасности в соответствии с ГОСТ 12.4.026-2015 «Система стандартов безопасности труда цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики. Методы испытаний».

В соответствии с п. 8.2.9 СТО 56947007-29.130.15.114-2012 «Руководящие указания по проектированию заземляющих устройств подстанций напряжением 6-750 кВ» для местного выравнивания потенциала у оборудования на рабочих местах проектом предусмотрена арматурная сетка размером не менее 1х2 м с ячейками не более 100х100 мм из стали круглого сечения диаметром не менее 6 мм. Сетка присоединена к оборудованию в одном или двух местах. Выравнивание потенциалов для обеспечения допустимого напряжения прикосновения с помощью сетки арматурной сочетается с покрытием из щебня толщиной не менее 10 см. Площадь покрытия щебнем должна выступать за устройства выравнивания потенциала не менее чем на 0,2 м.

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

Для заземления пожарных машин к горизонтальным заземлителям привариваются стальные стержни диаметром 20 мм и длиной 1 м. Места заземления должны быть обозначены знаками пожарной безопасности в соответствии с ГОСТ 12.4.026-2015 «Система стандартов безопасности труда цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики. Методы испытаний».

В соответствии с п. 8.2.9 СТО 56947007-29.130.15.114-2012 «Руководящие указания по проектированию заземляющих устройств подстанций напряжением 6-750 кВ» для местного выравнивания потенциала у оборудования на рабочих местах проектом предусмотрена арматурная сетка размером не менее 1х2 м с ячейками не более 100х100 мм из стали круглого сечения диаметром не менее 6 мм. Сетка присоединена к оборудованию в одном или двух местах. Выравнивание потенциалов для обеспечения допустимого напряжения прикосновения с помощью сетки арматурной сочетается с покрытием из щебня толщиной не менее 10 см. Площадь покрытия щебнем должна выступать за устройства выравнивания потенциала не менее чем на 0,2 м.

						Ю68-371-ИОС1.1.ТЧ	Лист
							15
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата		

Для снижения наводимых при КЗ и ударах молнии токов в экранах контрольных кабелей и выравнивания потенциала на всём их протяжении согласно РД 34.20.116-93 п. 4.3.5 в новых лотках с данными кабелями прокладываются дополнительные заземлители (шина уравнивания потенциалов – ШУП). В качестве ШУП принята стальные шины из круга диаметром 16 мм. Присоединение ШУП к контуру заземления выполняется через каждые 20-30 м, в местах пересечения и ответвления лотков, а также по концам ШУП.

После монтажа заземляющего устройства предусматривается проверка параметров заземляющего устройства, согласно СО 34.20.525-00 «МУ по контролю состояния заземляющих устройств электроустановок».

В случае превышения допустимой величины сопротивления ЗУ необходимо выполнить мероприятия согласно РД 153-34.0-20.525-00.

При принятых в соответствии с ПУЭ конструкциях и технических решениях по ПС биологическая защита обслуживающего персонала от воздействия электрического поля, согласно СанПиН 2.2.1./2.1.1.1200-03 и ГОСТ 12.1.002-84, не требуется.

Устанавливаемый КРУН 6 кВ имеет внутренний контур заземления, предусматриваемый заводом изготовителем, выполненный из стальной полосы 40х4 мм, проложенный на отметке 400 мм от уровня пола, к которому присоединено все оборудование, установленное в них. Внутренний контур заземления каждого здания соединяется с наружным контуром заземления не менее, чем в 4-х точках.

Цвет внутреннего контура заземления – чередующиеся продольные и поперечные полосы желтого и зеленого цвета (ПУЭ п 1.1.29 и ГОСТ Р 50462).

После монтажа заземляющего устройства предусматривается проверка параметров заземляющего устройства, согласно СО 34.20.525-00 «МУ по контролю состояния заземляющих устройств электроустановок». В случае превышения допустимой величины сопротивления ЗУ необходимо выполнить мероприятия согласно РД 153-34.0-20.525-00.

План заземления ПС 1 пускового комплекса приведен в графической части данного тома Ю68-371-ИОС1.1.ГЧ л.9.

План заземления ПС 2ПК приведен в графической части данного тома Ю68-371-ИОС1.1.ГЧ л.10.

При принятых в соответствии с ПУЭ конструкциях и технических решениях по ПС биологическая защита обслуживающего персонала от воздействия электрического поля, согласно СанПиН 2.2.1./2.1.1.1200-03 и ГОСТ 12.1.002-84, не требуется.

3.11 Сведения о типе оборудования, классе проводов и осветительной арматуры, которые подлежат применению при строительстве, реконструкции, капитальном ремонте объекта капитального строительства. Токи короткого замыкания

В настоящем проекте основное устанавливаемое оборудование и ошиновка выбраны по номинальному напряжению присоединений, максимальному длительному току, по отключающей способности и стойкости к токам короткого замыкания, внешним климатическим воздействиям (учтена температура наружного воздуха, степень загрязнения атмосферы и сейсмичность площадки), и механической прочности опорных конструкций при наименьших расстояниях от токоведущих частей до различных элементов расщепустройств, зданий, сооружений.

При выборе оборудования и ошиновки учтены нормальные эксплуатационные, аварийные режимы, а также перегрузочная способность оборудования.

Основные технические параметры применяемого коммутационного оборудования для реконструкции ПС приведены на схеме электрической принципиальной в графической части тома.

Выбор вновь устанавливаемого основного оборудования и проверка существующего оборудования приведен в приложении Ю68-371-ИОС1.1.Р1 данного тома.

Полный перечень основного оборудования и материалов, объемы демонтажных, монтажных и пуско-наладочных работ на ПС 35 кВ Военный городок будут уточнены на стадии разработки рабочей документации.

Взам. инв. №							
Подпись и дата							
Инв. № подл.							
						Ю68-371-ИОС1.1.ТЧ	Лист
							16
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата		

Проверка основного оборудования и ошиновки выполнена по РД 153-34.0-20.527-98 «Расчет токов КЗ и выбор оборудования».

Всё оборудование, устанавливаемое на открытом распределительном устройстве, принято в исполнении для холодного климата с категорией размещения для эксплуатации на открытом воздухе «УХЛ1» по ГОСТ 15150-69.

3.11.1 Проверка ошиновки ОРУ 35 и 6 кВ по расчетным условиям

Сечение гибкой ошиновки реконструируемых ячеек ОРУ 35 кВ и шинных мостов 6 кВ выбрано исходя из максимальных допустимых токов нагрузки, с учетом значений максимальных токов КЗ. Марка применяемых проводов АС - провод, состоящий из стального сердечника с повитыми вокруг алюминиевыми проволоками.

В соответствии с пунктом 125 ПТФ ЭЭС выбранная ошиновка ПС не должна ограничивать пропускную способность подключенных присоединений РУ.

Выбор и проверка ошиновки приведена в приложении Ю68-371-ИОС1.1.Р1 данного тома.

3.12 Описание системы рабочего и аварийного освещения

Проектом предусматривается реконструкция существующей системы наружного освещения открытой части ПС. Освещение выполнено при помощи прожекторов, устанавливаемых на отдельностоящих прожекторных мачтах, с соблюдением требуемой нормируемой освещенности.

План расстановки оборудования системы наружного освещения и светотехнические расчеты будут приведены на л. .

В соответствии с п. 6.1.13 ПУЭ 7-ое издание для питания осветительных приборов освещения подстанции принято напряжение 220 В переменного тока.

Системы рабочего и аварийного освещения в существующих зданиях ОПУ и БМЗ остаются существующими.

План освещения открытой части ПС 2ПК приведен в графической части данного тома Ю68-371-ИОС1.1.ГЧ л.11.

3.13 Описание дополнительных и резервных источников электроэнергии, в том числе наличие устройств автоматического включения резерва

Согласно заданию на разработку проектной и рабочей документации (см. приложение А тома Ю68-371-ПЗ) установка дополнительных и резервных источников электроэнергии проектом не предусматривается.

3.14 Перечень мероприятий по резервированию электроэнергии

Резервирование электроснабжения по стороне 35 кВ на ПС Военный городок предусмотрено наличием:

- Взаиморезервируемых силовых трансформаторов;
- Наличием попарно резервируемых линий 35 кВ, подключенных к ОРУ 35 кВ.

Все проектируемые потребители СН 0,4 кВ получают питание по «кольцевой» схеме с возможностью питания от разных секций РУ.

Мероприятий по резервирования электроэнергии для систем РЗиА, ТМ, АИИС КУЭ и т.д., приведены в соответствующих частях (томах) проектной документации по данному титулу.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	3.14 Перечень мероприятий по резервированию электроэнергии Резервирование электроснабжения по стороне 35 кВ на ПС Военный городок предусмотрено наличием: – Взаиморезервируемых силовых трансформаторов; – Наличием попарно резервируемых линий 35 кВ, подключенных к ОРУ 35 кВ. Все проектируемые потребители СН 0,4 кВ получают питание по «кольцевой» схеме с возможностью питания от разных секций РУ. Мероприятий по резервирования электроэнергии для систем РЗиА, ТМ, АИИС КУЭ и т.д., приведены в соответствующих частях (томах) проектной документации по данному титулу.					
							Ю68-371-ИОС1.1.ТЧ	Лист
								17
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата			

– Организации, выполняющие государственный оборонный заказ с использованием объектов производства взрывчатых веществ и боеприпасов с непрерывным технологическим процессом, - в отношении таких объектов.

– Организации железнодорожного, водного и воздушного транспорта - в отношении объектов систем диспетчерского управления, блокировки, сигнализации и защиты железнодорожного, водного и воздушного транспорта, а также субъекты электроэнергетики - в отношении диспетчерских центров субъектов оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике и центров управления объектами электросетевого хозяйства.

В соответствии с техническим заданием (см. приложение А тома Ю68-371-ПЗ) и ТУ схема электроснабжения электроприемников и решения по резервированию электроэнергии не изменяется данным проектом, поэтому сведения о дополнительной аварийной и технологической броне не описываются в данном проекте.

3.14.2 Сведения о типе и количестве установок, потребляющих электрическую энергию, параметрах и режимах их работы

Согласно заданию на разработку проектной и рабочей документации (см. приложение А) предусматривается подключение существующих трансформаторов собственных нужд ТСН-3 и ТСН-4 к шинам РУ-6кВ через выключатели, к 5 СШ и 2 СШ соответственно.

Питание собственных нужд 0,4 кВ существующего и проектируемого оборудования ПС предусматривается питание с существующего щита СН 0,4/0,23 кВ в существующем здании ОПУ.

Существующий ЩСН подключен к существующим трансформаторам собственных нужд 6,3/0,4 кВ. Мощность существующих ТСН составляет 2х250 кВА (ТСН-3, ТСН-4).

Для питания собственных нужд заменяемых выключателей 35 кВ проектом предусматривается установка распределительных шкафов питания и обогрева приводов (ШПО).

Шкафы ШПО оснащаются лампами освещения, устройствами антиконденсатного подогрева и автоматически включаемого дополнительного подогрева при заданной температуре с использованием термореле.

Схемы питания и обогрева приводов устанавливаемых разъединителей и выключателей будут приведены при дальнейшем проектировании.

Основными потребителями собственных нужд на подстанции являются:

- обдув силовых трансформаторов;
- питание приводов регуляторов напряжения трансформатора;
- питание и обогрев приводов выключателей и разъединителей;
- освещение (внутреннее, наружное);
- электрическое отопление здания;
- питание шкафов оперативного тока;
- питание цепей оперативной блокировки;
- питание СОПТ.

Питание проектируемых потребителей собственных нужд реконструируемой подстанции осуществляется на напряжении ~400/230 В переменного тока от существующего щита ЩСН, состоящего из двух секции с системой заземления TN-C-S согласно п. 1.7.3 ПУЭ 7-е издание, в которой функции нулевого защитного и нулевого рабочего проводников совмещены в одном проводнике (PEN) в какой-то ее части, начиная от источника питания.

Проектируемые потребители питаются от существующего ЩСН 0,4 кВ, установленного в существующем здании ОПУ. Схемы собственных нужд СН 1 ПК и 2ПК приведены в графической части данного тома Ю68-371-ИОС1.1.ГЧ л.12 и л.13.

Взам. инв. №	Подпись и дата	Инв. № подл.							Лист
			Ю68-371-ИОС1.1.ТЧ						19
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата				

3.15 Оперативный ток. Кабельное хозяйство

Оперативный ток на реконструируемой ПС постоянный, напряжением 220 В. Проектом реконструкция существующего щита оперативного постоянного тока не предусматривается.

Источником напряжения оперативного тока служат зарядно-выпрямительные устройства и комплект аккумуляторных батарей, установленных в ОПУ.

Кабели 6 кВ к ТСН, ДГР, существующему и проектируемому КРУН 6 кВ прокладываются в существующих и проектируемых железобетонных кабельных лотках.

Проектируемые силовые и контрольные кабели прокладываются по территории ПС по новым поверхностным железобетонным кабельным лоткам и частично по существующим кабельным трассам (конструкциям) с организацией ответвлений к проектируемому оборудованию в металлических лотках и металлорукавах, двустенных гофрированных трубах, с отдельной прокладкой силовых, контрольных и взаиморезервируемых кабелей с учетом требований по защите вторичных цепей от импульсных помех. При этом силовые кабели принимаются медные с изоляцией, не распространяющей горение с индексом (нг(A)-LS). Контрольные кабели применяются медные, экранированные с индексом (нг(A)-LS). Спуски кабеля от оборудования выполнены в металлорукавах.

Траншеи для прокладки кабеля в земле (в различных трубах и без покрытий) разрабатываются вручную, ширина траншей принимается в среднем 0,5 м, глубина 0,9 м. При переходе кабелей под дорогами и проездами на территории подстанции кабели прокладываются в ж/б блоках типа БДЛ.

Согласно п. 2.3.111 ПУЭ требуется обеспечивать переезд, сохраняя уровень лотков. Запрещается поверхностные лотки опускать ниже уровня площадки ПС для прохода под дорогой.

Для обратной засыпки траншей с проложенным кабелем в гофрированных трубах использовать просеянную мелкую землю (вынутый грунт) и разрешается использовать вынутый грунт с использованием камней с размерами не больше 30 мм согласно п. 8.6.11. ИС 0001-2009 (Инструкция ЗАО "Диэлектрические кабельные системы").

Ввод новых кабелей в ОПУ и БМЗ осуществляется через специальные проёмы с кабельными трубами в полу или перекрытиях. Зазоры в проходках из труб, отверстия и проёмы после прокладки кабелей заделываются негорючим материалом, термоусаживаемыми манжетами и противопожарной пеной.

Ввод кабеля в различные шкафы на ОРУ осуществляется с применением сальниковых уплотнителей.

В существующем здании ОПУ для прокладки кабелей к панелям выполнен существующий кабельный фальшпол со съёмными крышками. Под каждым существующим рядом релейных панелей предусмотрены существующие кабельные конструкции.

Прокладка кабелей предусмотрена с соблюдением требований пунктов 2.3.123, 2.3.124 ПУЭ седьмого издания.

Согласно «Правилам пожарной безопасности для энергетических предприятий» РД153-34.0-03.301-00 с учетом седьмого издания п. 2.3.120-5 ПУЭ необходимо устанавливать в кабельных лотках негорючие разделительные перегородки с пределом огнестойкости не менее 0,25 часа, а в местах выхода кабелей из ОПУ, металлических коробов в железобетонные лотки устанавливать огнепреградительные пояса п. 2.3.124-5 ПУЭ из противопожарных подушек с пределом огнестойкости E145 (0,75 ч). Место перегородок обозначить нанесением на плиты полос красного цвета. Монтаж противопожарных подушек производить в соответствии с инструкцией завода-изготовителя. Перед сооружением противопожарной перегородки очистить проем от мусора. Укладку подушек вести, начиная с нижнего ряда (длинная сторона подушки укладывается вглубь проема), при этом кабели должны быть отделены от строительных конструкций подушками. Заполнение считается полным, если отсутствуют просветы в проеме.

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

						Ю68-371-ИОС1.1.ТЧ	Лист
							20
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата		

Решения по прокладке железобетонных лотков, организации проездов через них, приведены в томе Ю68-371-КР.

Кабели, для подключения светильников, установленных на прожекторных мачтах, совмещенных с молниеотводами, проложены по металлоконструкциям ПМ в металлической трубе до ящика освещения на ПМ, от ящика освещения до здания ОПУ в ж/б лотках и в земле в ПНД трубе, участок кабеля до ввода в ящик освещения проложен в металлической трубе в земле на протяжении не менее 10 м. Металлические трубы по концам присоединяются к заземляющему устройству ПС.

Прокладка кабелей предусмотрена с соблюдением требований пунктов 2.3.79, 2.3.82, 2.3.123, 2.3.124 ПУЭ седьмого издания.

Согласно "Правилам пожарной безопасности для энергетических предприятий" РД153-34.0-03.301-00 и п. 2.3.124-5 ПУЭ необходимо устанавливать огнепреградительные пояса из противопожарных подушек с пределом огнестойкости E145 (0,75 ч) в местах подвода (выхода) кабелей к зданиям ЗРУ, ОПУ и другим сооружениям, а также в местах разветвления железобетонных лотков на территории ОРУ. Место перегородок обозначить нанесением на плиты полос красного цвета. Монтаж противопожарных подушек производить в соответствии с инструкцией завода-изготовителя. Перед сооружением противопожарной перегородки очистить проем от мусора. Укладку подушек вести, начиная с нижнего ряда (длинная сторона подушки укладывается вглубь проема), при этом кабели должны быть отделены от строительных конструкций подушками. Заполнение считается полным, если отсутствуют просветы в проеме. После укладки подушек и проверки качества заполнения, обработать торцы перегородок вспучивающимся огнезащитным покрытием (не менее 2-х слоев) с обеих сторон, при этом кабели должны быть обработаны на длину не менее 200 мм в обе стороны от перегородки.

3.16 Компоновка оборудования. Условия окружающей среды

Замена оборудования ОРУ 35 кВ предусматривается без изменения существующих основных осей ячеек. Установка оборудования предусматривается на существующие опорные металлоконструкции заводской готовности.

Существующая компоновка и конструкция ПС обеспечивает возможность проведения ремонта и технического обслуживания оборудования с применением автокранов, гидроподъемников или телескопических вышек преимущественно без снятия напряжения с соседних присоединений, а также подъезд передвижных лабораторий к оборудованию для проведения профилактических работ и пожарных машин для тушения пожара.

Ошиновка ОРУ 35 кВ выполнена частично алюминиевыми трубами (заводская жесткая ошиновка ОРУ 35 кВ) и сталеалюминевыми проводами типа АС.

С учетом замены силового трансформатора Т-1 предусматривается замена шинных мостов 6 кВ. Шинные мосты 6 кВ от Т-1 выполняются сталеалюминевым проводом типа АС 400/22 (три провода в фазе).

Соединение гибких проводов в пролетах должно выполняться опрессовкой с помощью соединительных зажимов, а соединения в петлях у опор, присоединение ответвлений в пролете и присоединение к аппаратным зажимам – опрессовкой или сваркой согласно ПУЭ 7-ое издание п. 4.2.46.

При этом присоединение ответвлений в пролете выполняется, как правило, без разрезания проводов пролета. Пайка и скрутка проводов не допускаются. Болтовые соединения допускаются только на зажимах аппаратов и на ответвлениях к разрядникам, ОПН, конденсаторам связи и трансформаторам напряжения, а также для временных установок, для которых применение неразъемных соединений требует большого объема работ по перемотажу шин. Все ответвления от проводов и шин, а также присоединение их к аппаратным зажимам, ответвительным зажимам предусматриваются опрессовкой.

В связи с сейсмичностью площадки настоящим проектом предусматриваются сейсмозащитные мероприятия:

- использованием опорных металлоконструкций сейсмостойкого исполнения, все опорные металлоконструкции отвечают сейсмичности 8 и 9 баллов;

Взам. инв. №							
Подпись и дата							
Инв. № подл.							
						Ю68-371-ИОС1.1.ТЧ	Лист
							21
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата		

фазе).

Соединение гибких проводов в пролетах должно выполняться опрессовкой с помощью соединительных зажимов, а соединения в петлях у опор, присоединение ответвлений в пролете и присоединение к аппаратным зажимам – опрессовкой или сваркой согласно ПУЭ 7-ое издание п. 4.2.46.

При этом присоединение ответвлений в пролете выполняется, как правило, без разрезания проводов пролета. Пайка и скрутка проводов не допускаются. Болтовые соединения допускаются только на зажимах аппаратов и на ответвлениях к разрядникам, ОПН, конденсаторам связи и трансформаторам напряжения, а также для временных установок, для которых применение неразъемных соединений требует большого объема работ по перемонтажу шин. Все ответвления от проводов и шин, а также присоединение их к аппаратным зажимам, ответвительным зажимам предусматриваются опрессовкой.

В связи с сейсмичностью площадки настоящим проектом предусматриваются сейсмозащитные мероприятия:

- использованием опорных металлоконструкций сейсмостойкого исполнения, все опорные металлоконструкции отвечают сейсмичности 8 и 9 баллов;

- панели (шкафы) привариваются к закладным металлоконструкциям пола;
- вновь устанавливаемое оборудование принято сейсмостойкого исполнения.

При разработке настоящего проекта учтены условия окружающей среды и климатические данные, приведенные в таблице 1.14.1.

Таблица 1.14.1. Климатические данные объекта реконструкции

Наименование	Значение
1. Климатический район и подрайон (СП 131.13330.2018)	IV
2. Сейсмичность площадки, баллы по шкале MSK-64 (карта ОСР-2016-А)	8
3. Число грозových часов в году, час	15
4. Степень загрязнённости атмосферы (1.9.28÷1.9.43 ПУЭ) (прим. 1)	II
5. Абсолютная максимальная температура воздуха, °С (СП 131.13330.2018)	+37
6. Абсолютная минимальная температура воздуха, °С (СП 131.13330.2018)	-50
7. Температура воздуха наиболее холодной пятидневки °С, обеспеченностью 0,92 (СП 131.13330.2018)	-33
8. Температура воздуха наиболее холодных суток °С, обеспеченностью 0,92 (СП 131.13330.2018)	-37
9. Толщина стенки гололеда (рис. 2.5.2. ПУЭ), мм	20
10. Скорость ветра при наличии гололеда (2.5.38-2.5.74 ПУЭ), м/с	16
11. Скорость ветра при отсутствии гололеда (табл. 2.5.1 ПУЭ), м/с	32
12. Район по ветровому давлению (рис. 2.5.1. ПУЭ)	III
13. Нормативное ветровое давление (табл. 2.5.1. ПУЭ), кПа	0,65
14. Средняя скорость ветра за три наиболее холодных месяца года, м/с (СП 20.13330.2011)	2,1
15. Район по весу снегового покрова (СП 20.13330.2016)	II
16. Вес снегового покрова на 1 м ² горизонтальной поверхности земли, кПа (СП 20.13330.2016)	1,05
17. Высота площадки над уровнем моря, м	до 1000
18. Глубина промерзания открытого грунта согласно архивных данных, м	3,0-3,5

Примечание:

Для открыто устанавливаемого оборудования и изоляторов ПС в соответствии приложением 2 ГОСТ 9920-89 внешняя наружная опорная изоляция устанавливаемого оборудования принимается в исполнении с удельной длиной пути утечки изоляции не менее 2,25 см/кВ.

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Лист

Ю68-371-ИОС1.1.ТЧ

22

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата

Расчет и проверка проектируемого и существующего силового оборудования и ошиновки

Таблица 1.

№	Обозначение, тип оборудования	Проверка по номинальному – расчетному току (максимальному току)			По электродинамической стойкости (предельный сквозной ток)			По термической стойкости			По току отключения выключателя			По номинальному напряжению		
		Расчетный параметр	Каталожные данные	Условие выбора	Расчетный параметр	Каталожные данные	Условие выбора	Расчетный параметр	Каталожные данные	Условие выбора	Расчетный параметр	Каталожные данные	Условие выбора	Расчетный параметр	Каталожные данные	Условие выбора
		$I_{расч}, A$	$I_{ном}, A$	$I_{расч} \leq I_{ном}$	$i_{уд}, кА$	$i_{дин(ампл)}, кА$	$i_{уд} \leq i_{дин(ампл)}$	B_K	B_T	$B_K \leq B_T$	$I_{КЗ}, кА$	$I_{откл.выкл.}, кА$	$I_{КЗ} \leq I_{откл.выкл.}$	$U_{ном.сети}, кВ$	$U_{ном.}, кВ$	$U_{ном.сети} \leq U_{ном}$
ОРУ 35 кВ (проект.)																
1	Выключатель вакуумный: Ун=35 кВ, Ин=1600 А, Г.с.=25 кА, Ид.с.=63 кА, Иоткл.=25 кА	581 * (АДТН ВЛ при -5°C и ниже) 495 **	1600	581<1600	14,33	63	14,33<63	3,8	1875	3,8<1875	5,63	25	5,63<25	35	35	35=35
2	Трансформатор тока в литой изоляции: Ун=35 кВ, Ин=800 А, Г.с.=40 кА, Ид.с.= 101 кА		800	581<800	14,33	101	14,33<101		1600	3,8<1600				35	35	35=35
3	Провод АС 240/32 (ДДТН 781 А при -5°C и ниже)	(ДДТН тр-ра при -20°C)	781	581<781	-	-	-	q _{min} =21,67	240	21,67<240	-	-	-	-	-	-
ОРУ 35 кВ (сущ.)																
4	Выключатель масляный: Ун=35 кВ, Ин=630 А, Г.с.=10 кА, Ид.с.=25 кА, Иоткл.=10 кА	581 * (АДТН ВЛ при -5°C и ниже) 495 ** (ДДТН тр-ра при -20°C)	630	581<630	14,33	25	14,33<25	3,8	300	3,8<300	5,63	10	5,63<10	35	35	35=35
5	Трансформатор тока встроенный: Ун=35 кВ, Ин=600 А, Г.с.=10 кА, Ид.с.=25 кА,		600	581<600	14,33	25	14,33<25		100	3,8<100				35	35	35=35
6	Разъединитель трехполосный: Ун=35 кВ, Ин=1000 А, Г.с.=25 кА, Ид.с.=63 кА		1000	581<1000	14,33	63	14,33<63		1875	3,8<1875				35	35	35=35
7	Трансформатор напряжения: 6/√3, 0,1/√3, 0,1/√3, 0,1 кВ		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	35	35	35=35
8	Провод АС 150/24 (ДДТН 581 А при -5°C и ниже)	581	581=581	-	-	-	q _{min} =21,67	240	21,67<240	-	-	-	-	-	-	-
РУ 6 кВ (проект.)																
9	Выключатель вакуумный (ввод): Ун=6(10) кВ, Ин=2000 А, Г.с.=20 кА, Ид.с.= 51 кА, Иоткл.=20 кА	1443 ** (ДДТН тр-ра при -20°C)	2000	1443<2000	26,27	51	26,27<51	11,72	1200	11,72<1200	10,32	20	10,32<20	6	6	6=6
10	Трансформатор тока (ввод): Ун=6(10) кВ, Ин=2000 А, Г.с.=20 кА, Ид.с.= 51 кА		2000	1443<2000	26,27	51	26,27<51	11,72	400	11,72<400	-	-	-	6	6	6=6
11	Выключатель вакуумный(ОЛ): Ун=6(10) кВ, Ин=1000 А, Г.с.=20 кА, Ид.с.= 51 кА, Иоткл.=20 кА	500	1000	500<1000	26,27	51	26,27<51	11,72	1200	11,72<1200	10,32	20	10,32<20	6	6	6=6
12	Трансформатор тока(ОЛ): Ун=6(10) кВ, Ин=600 А, Г.с.=20 кА, Ид.с.= 51 кА		600	500<600	26,27	51	26,27<51	11,72	400	11,72<400	-	-	-	6	6	6=6
13	Сборные шины КРУ 6 кВ: Ин=2000 А, Г.с.=20 кА, Ид.с.= 51 кА.	1443 ** (ДДТН тр-ра при -20°C)	2000	1443<2000	26,27	51	26,27<51	11,72	1200	11,72<1200	-	-	-	6	6	6=6
14	Трансформатор напряжения: 6/√3, 0,1/√3, 0,1/√3, 0,1 кВ.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6	6	6=6
15	Ограничитель перенапряжений нелинейный: Ун=6(10) кВ, Ивзр.б=20 кА	-	-	-	-	-	-	1,2*10,32=12,384 кА	20 кА	12,384<20	-	-	-	6	6	6=6
16	Провод 3хАС 400/22 (гибкая ошиновка 6 кВ) (ДДТН 2141 А при -5°C и ниже)	1443 **	2490	1443<2490	-	-	-	q _{min} =38,03	400	38,03<400	-	-	-	-	-	-
РУ 6 кВ (сущ.)																
17	Выключатель (ОЛ): Ун=6(10) кВ, Ин=630А, Г.с.=20 кА, Ид.с.= 51 кА, Иоткл.=20 кА	500	630	500<630	26,27	51	26,27<51	11,72	1200	11,72<1200	10,32	20	10,32<20	6	6	6=6
18	Трансформатор тока (ОЛ): Ун=6(10) кВ, Ин=600 А, Г.с.=20 кА, Ид.с.= 51 кА		600	500<600	26,27	51	26,27<51	11,72	400	11,72<400	-	-	-	6	6	6=6
19	Трансформатор напряжения: 6/√3, 0,1/√3, 0,1/√3, 0,1 кВ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6	6	6=6
20	Сборные шины КРУ 6 кВ: Ин=2500 А, Г.с.=20 кА, Ид.с.= 51 кА	1443 ** (ДДТН тр-ра при -20°C)	2500	1443<2500	26,27	51	26,27<51	11,72	1200	11,72<1200	-	-	-	6	6	6=6

Таблица 2. Токи короткого замыкания на шинах 35 и 6 кВ				
Место КЗ	Ток КЗ, кА			
	I ³ _{max} (кА)	I ¹ _{max} (кА)	Та / куд	i _{y.max} (кА)
	Расчетные токи на 2030 г			
На шинах 35 кВ	5,63	-	0,05/ 1,8	14,33
На шинах 6 кВ	10,32	-	0,05/ 1,8	26,27
Проверка проектируемого оборудования ОРУ 110 кВ: Проверка основного устанавливаемого оборудования и ошиновки выполнена по РД 153-34.0-20.527-98 «Расчет токов КЗ и выбор оборудования». Расчетные значения: Интеграл Джоуля допустимый: $B_{T(1)} = I_T^2 \cdot t_T = 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ - выключатель 35 кВ; $B_{T(2)} = I_T^2 \cdot t_T = 40^2 \cdot 1 = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ - трансформатор тока 35 кВ; $B_{T(4)} = I_T^2 \cdot t_T = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ - выключатель 6 кВ (ввод); $B_{T(2)} = I_T^2 \cdot t_T = 20^2 \cdot 1 = 400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ – трансформатор тока 6 кВ (ввод); $B_{T(4)} = I_T^2 \cdot t_T = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ - выключатель 6 кВ (ОЛ); $B_{T(2)} = I_T^2 \cdot t_T = 20^2 \cdot 1 = 400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ - трансформатор тока 6 кВ (ОЛ); $B_{T(4)} = I_T^2 \cdot t_T = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ – сборные шины 6 кВ; Интеграл Джоуля расчетный: $B_{\text{тер}} = I_{\text{по}}^2 \cdot (t_{\text{р.з.}} + t_{\text{о.в.}} + T_{\text{а}}) = 5,63^2 \cdot (0,01 + 0,06 + 0,05) = 3,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ $B_{\text{тер}} = I_{\text{по}}^2 \cdot (t_{\text{р.з.}} + t_{\text{о.в.}} + T_{\text{а}}) = 10,32^2 \cdot (0,01 + 0,05 + 0,05) = 11,72 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ <u>Расчетный ток:</u> * - В качестве расчетного тока для проверки проектируемого оборудования и ошиновки принята АДТН ВЛ 35 кВ соответствующих присоединений. ** - В качестве расчетного тока принята ДДТН трансформатора с расщепленной обмоткой 25/2=12,5 МВА при -20°С, без ограничения длительности перегрузки.				
Выводы: Согласно выше приведенным расчетам устанавливаемое оборудование и ошиновка соответствует расчетным токам КЗ и длительно допустимому току нагрузки (25 МВА).				
Проверка существующей ошиновки: ВЛ 35 кВ: длительно допустимый ток для провода АС-150/24 (ПУЭ 7-ое изд., табл. 1.3.29) составляет 450 А (при +25°С); 581 А (при -5°С и ниже); ОРУ 35 кВ: - длительно допустимый ток для трубы Al d=60 мм (ПУЭ 7-ое изд., табл. 1.3.30) составляет 1340 А (при +25°С); 1729 А (при -5°С и ниже); - длительно допустимый ток для провода АС-240/32 (ПУЭ 7-ое изд., табл. 1.3.29) составляет 605 А (при +25°С); 781 А (при -5°С и ниже). Сущ. ошиновка не ограничивает выдачу мощности трансформатора и удовлетворяет требованию по длительно допустимому току. Проверка проектируемой гибкой ошиновки: Сторона ВН Т-1: длительно допустимый ток для провода АС 240/32 (ПУЭ 7-ое изд., табл. 1.3.29) составляет 605 А (при +25°С); 781 А (при -5°С и ниже); Сторона НН Т-1: длительно допустимый ток для провода 3хАС 400/22 (ПУЭ 7-ое изд., табл. 1.3.29) составляет 2490 А (при +25°С); 3211 А (при -5°С и ниже); Проектируемая ошиновка 35 и 6 кВ не ограничивает выдачу мощности трансформатора и удовлетворяет требованию по длительно допустимому току. <i>Проверка проектируемой ошиновки по термической стойкости:</i> $q_{\min(35\text{кВ})} = I_{\text{К.З.}} \times \frac{\sqrt{t_{\text{р.з.}} + t_{\text{о.в.}} + T_{\text{а}}}}{C_{\text{тер}}} = 5630 \times \frac{\sqrt{0,01 + 0,06 + 0,05}}{90} = 21,67 \text{ мм}^2 \leq 240 \text{ мм}^2;$ $q_{\min(6\text{кВ})} = I_{\text{К.З.}} \times \frac{\sqrt{t_{\text{р.з.}} + t_{\text{о.в.}} + T_{\text{а}}}}{C_{\text{тер}}} = 10320 \times \frac{\sqrt{0,01 + 0,05 + 0,05}}{90} = 38,03 \text{ мм}^2 \leq 400 \text{ мм}^2$ где Стер =90 – постоянное значение для алюминиевых проводов (ГОСТ Р 52736–2007); Ikз – максимальный ток КЗ; тр.з. – время срабатывания релейной защиты (тр.з.=0,01 с); то.в. – полное время отключения выключателя (то.в.35кВ=0,06 с; то.в.6кВ=0,05 с); Та – постоянная времени затухания апериодической составляющей, в зависимости от места К.З. Таким образом, сечение проектируемой ошиновки удовлетворяет требованию по термической стойкости. Согласно ПУЭ 7-ое изд., п. 1.3.28. Проверке по экономической плотности тока не подлежат сборные шины электроустановок и ошиновка в пределах открытых и закрытых распределительных устройств всех напряжений.				

Технические решения по компенсации емкостных токов замыкания на землю на ПС 35 кВ Военный городок

В соответствии с заданием на разработку проектной и рабочей документации мероприятия по компенсации реактивной мощности не предусматриваются по данному проекту.

Коэффициент реактивной мощности на шинах 6 кВ реконструируемой ПС должен составлять 0,4, в соответствии с Приказом № 380 от 23.06.15г Министерства энергетики Российской Федерации «О порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии».

Компенсацию реактивной нагрузки рекомендуется выполнять непосредственно у электроприемников (на распределительных пунктах и ТП 6/0,4 кВ потребителей).

Управление устанавливаемыми разъединителями 35 кВ для коммутации устройств компенсации реактивной мощности предусматривается по месту моторными приводами. Для управления разъединителями предусматриваются выносные блоки управления.

Проектируемая релейная защита выполняется на базе микропроцессорных терминалов, размещенных в релейных отсеках ячеек КРУН 6 кВ.

Решения по релейной защите, автоматике и вторичным соединениям рассмотрены в томе 3041-277-ОТР2.

Решения по системе связи приведены в томе 3041-277-ОТР3.

Режим заземления нейтрали в сети 6 кВ

В соответствии с п. 5.6 задания на проектирование настоящим проектом рассматривается вопрос о режиме заземления нейтрали 6 кВ на ПС 35 кВ Военный Городок, который определяет:

- ток в месте повреждения и перенапряжения на неповрежденных фазах при однофазном замыкании в сети 6 кВ (далее ОЗЗ);
- дальнейшую схему построения релейной защиты от замыканий на землю;
- уровень изоляции электрооборудования;
- бесперебойность электроснабжения;
- допустимое сопротивление контура заземления;
- безопасность персонала и электрооборудования при однофазных замыканиях.

Целью вопроса о режиме заземления нейтрали является расчет токов однофазных замыканий на землю (ОЗЗ) в сети, прилегающей к РУ 6 кВ подстанции в её нормальном режиме работы.

Исходя из результатов расчетов следует, что максимальный ток ОЗЗ по секциям РУ составляет:

- 1 секция – 7,29 А;
- 2 секция – 19,996 А;
- 3 секция – 12,117 А;
- 4 секция – 22,022 А;
- 5 секция – 13,764 А.

Взам. инв. №	Подпись и дата	Инв. № подл.							Лист
			Ю68-371-ИОС1.1.PP2						
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата				1

Так как отсутствуют точные данные о развитии сети перспективный ток ОЗЗ можно определить путём увеличения сущ. тока на 25% согласно РД 34.20.179. По согласованию со специалистами филиала ОАО «ИЭСК» Южные электрические сети перспектива увеличения тока ОЗЗ предусматривается на 40%.

Таким образом перспективный ток ОЗЗ по секциям составит:

- 1 секция – 10,206 А;**
- 2 секция – 27,994 А;**
- 3 секция – 16,964 А;**
- 4 секция – 30,831 А;**
- 5 секция – 19,297 А;**

Согласно РД 34.20.179. Компенсация тока ОЗЗ должна применяться при значениях емкостного тока замыкания на землю сети, не имеющих железобетонных и металлических опор в нормальных режимах ее работы:

- более 30 А при напряжении 3-6 кВ;
- более 20 А при напряжении 10 кВ.

В сетях напряжением 3-20 кВ, имеющих железобетонные и металлические опоры на воздушных линиях электропередачи, и во всех сетях напряжением 35 кВ – при токе более 10 А;

Так как в расчетной сети 6 кВ имеются железобетонные опоры на стойках СВ-105, то нормируемый ток ОЗЗ должен составлять не более 10 А.

Расчетная мощность реакторов Q_p (кВ·А) определяется по формуле:

$$Q_p = I_c \cdot \frac{U_{ном}}{\sqrt{3}}$$

где I_c – максимальный ток ОЗЗ с учетом запаса на развитие сети, А;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение сети, кВ, $U_{ном}=6,3$ кВ.

Так как мощность ДГР выбирается по току замыкания одной секции 6 кВ, то при выводе одного из ДГР из работы для проведения периодического обслуживания, второй ДГР необходимо так же выводить из работы, для исключения режима работы одного ДГР на две секции шин.

$$Q_p = 10,206 \cdot \frac{6,3}{\sqrt{3}} = 37,1 \text{ кВА} - \text{для 1 секции 6 кВ};$$

$$Q_p = 27,994 \cdot \frac{6,3}{\sqrt{3}} = 101,8 \text{ кВА} - \text{для 2 секции 6 кВ};$$

$$Q_p = 16,964 \cdot \frac{6,3}{\sqrt{3}} = 61,7 \text{ кВА} - \text{для 3 секции 6 кВ};$$

$$Q_p = 30,831 \cdot \frac{6,3}{\sqrt{3}} = 112,1 \text{ кВА} - \text{для 4 секции 6 кВ};$$

$$Q_p = 19,297 \cdot \frac{6,3}{\sqrt{3}} = 70,2 \text{ кВА} - \text{для 5 секции 6 кВ};$$

Ближайшая стандартная мощность с учетом перспективы принимается: $Q_{ДГР}=190$ кВА.

Реакторы принимаются плунжерные с плавным регулированием тока в диапазоне не менее 5-50 А (для ДГР-190 кВА).

При резонансном заземлении нейтрали сети после возникновения ОЗЗ и погасании тока дуги происходят возможные повторные пробой на напряжении, меньшем или равном фазному, что приводит к перенапряжениям на неповрежденных фазах, не превышающим $2,4U_{ф}$.

При неточной настройке ДГР процесс выравнивания напряжений фаз после погасания дуги носит характер биений, частота которых определяется степенью расстройки компенсации и добротностью колебательного контура. При точной настройке ДГР или небольшой перекомпенсации, расстройка и возникновение биений при ОЗЗ возможны при отключении присоединения с большим емкостным током подпитки. Опасность биений состоит в том, что повторное замыкание может произойти при напряжении, близком к максимуму, что вызывает перенапряжения на здоровых фазах.

Взам. инв. №							Лист
Подпись и дата							Ю68-371-ИОС1.1.PP2
Инв. № подл.							2
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата		

При расстройке компенсации от 15% до 30% дуговые перенапряжения достигают $(2,8-3,0) \cdot U_{\phi}$, что с точки зрения ограничения перенапряжений делает применение ДГР неэффективным.

Возникновение больших расстроек компенсации обусловлено следующими факторами:

- блокировка автоматики настройки ДГР при возникновении в сети ОЗЗ и невозможность дальнейшей подстройки плунжерного реактора, вплоть до устранения замыкания;
- вероятные изменения конфигурации сети, вызванные оперативными переключениями, а также неконтролируемыми переключениями в потребительских сетях.

Для ограничения перенапряжений при ОЗЗ проектом предусматривается подключение параллельно с ДГР высокоомного резистора.

Значение сопротивления резистора, Ом, выбираем по формуле:

$$R_N \leq \frac{(1,5 \div 2) \cdot U_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot \Delta I_c};$$

где ΔI_c – наибольший ток раскомпенсации ОЗЗ, А; при отключении фидера с наибольшим током ОЗЗ;

$\Delta I_c = 2,41$ А - для 1 секций 6 кВ;

$\Delta I_c = 11,82$ А - для 2 секций 6 кВ;

$\Delta I_c = 5,43$ А - для 3 секций 6 кВ;

$\Delta I_c = 6,58$ А - для 4 секций 6 кВ;

$\Delta I_c = 11,69$ А - для 5 секций 6 кВ.

$U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение сети, кВ, $U_{\text{ном}} = 6,3$ кВ;

Однако, исходя из практики применения комбинированного заземления нейтрали в России, чаще всего мощность резистора, выбранного строго по указанному выше условию, является избыточной и остаточный активный ток резистора в месте ОЗЗ является риском повторных зажиганий дуги. Уточнение значения сопротивления резистора, позволяющего снизить перенапряжения до заданной величины, должно осуществляется расчетным путем с учетом всех влияющих факторов по специализированным программам. Поэтому окончательный выбор резисторов производим по принципу недопустимости увеличения активного тока в месте замыкания и выбору сопротивления в большую сторону от условия, приведенного выше.

$$R_N \leq \frac{(1,5 \div 2) \cdot 6300}{\sqrt{3} \cdot 2,41} = 2263,9 \div 3018,5 \text{ Ом - для 1 секций 6 кВ};$$

$$R_N \leq \frac{(1,5 \div 2) \cdot 6300}{\sqrt{3} \cdot 11,82} = 461,6 \div 615,4 \text{ Ом - для 2 секций 6 кВ};$$

$$R_N \leq \frac{(1,5 \div 2) \cdot 6300}{\sqrt{3} \cdot 5,43} = 1004,8 \div 1339,7 \text{ Ом - для 3 секций 6 кВ};$$

$$R_N \leq \frac{(1,5 \div 2) \cdot 6300}{\sqrt{3} \cdot 6,58} = 829,2 \div 1105,6 \text{ Ом - для 4 секций 6 кВ};$$

$$R_N \leq \frac{(1,5 \div 2) \cdot 6300}{\sqrt{3} \cdot 11,69} = 466,7 \div 622,3 \text{ Ом - для 5 секций 6 кВ}.$$

Таким образом, принимаем наименьшее стандартное значение сопротивления резистора из ряда выпускаемых отечественными производителями:

$R_{\text{ст}} = 600$ Ом; номинальная мощность $P_{\text{рез}} = 24,3$ кВт; номинальный ток 6,4 А. Допустимое время протекания номинального тока > 24 с.

Мощность присоединительного трансформатора для вывода нейтрали выбирается исходя из мощности подключаемого ДГР и резистора.

$$S'_{\text{тр}} = \sqrt{Q_{\text{ДГР}}^2 + P_{\text{рез}}^2}$$

$$S'_{\text{тр}} = \sqrt{190^2 + 24,3^2} = 191,6 \text{ кВА}$$

Ближайшая стандартная мощность трансформатора принимается:

$S_{\text{тр}} = 300$ кВА. Схема и группа соединений обмоток Ун/Д-11.

Взам. инв. №							Лист
Подпись и дата							Ю68-371-ИОС1.1.PP2
Инв. № подл.							3
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата		

При выборе нейтралеобразующих трансформаторов для подключения ДГР следует иметь в виду, что трансформатор с группой соединения обмоток Ун/Д является более предпочтительным, чем с группой соединения обмоток Zn по ряду причин, а именно:

1. В силу конструктивных особенностей трансформаторов с группой соединения обмоток Zn для них не является возможным проведение испытаний в режимах КЗ и XX, соответственно нет возможности всецело убедиться в надежности изделия.
2. Для трансформаторов с группой соединения обмоток Zn характерно расположение на одном стержне обмоток разных фаз, что при отсутствии возможности проверки междуфазной изоляции может являться причиной снижения надежности этих трансформаторов.
3. Трансформаторы с группой соединения обмоток Zn конструктивно сложнее, чем с группой соединения обмоток Ун/Д, что влечет за собой повышение стоимости изделия. Соответственно, при сходных параметрах трансформаторы с группой соединения обмоток Zn имеют более высокую стоимость.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист	
										Ю68-371-ИОС1.1.РР2
			Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата		

**Сравнение вариантов подключения Т-1 на ПС 35 кВ Военный городок.
Выбор и проверка КЛ 6кВ**

1. Общие данные

С целью определения схемы присоединения Т-1 и параметров вновь устанавливаемого электротехнического оборудования на стороне 6 кВ ПС 35 кВ Военный городок в работе рассмотрены расчёты электроэнергетических режимов и токов короткого замыкания для двух вариантов присоединения Т-1 на стороне 6 кВ на ПС 35 кВ Военный городок.

Общее для двух вариантов, касающееся схемы подключения Т-1 по стороне 6 кВ:

- устанавливается силовой трансформатор Т-1 с расщеплённой обмоткой ТРДН(SFFZ)-25000/35/6,3/6,3;
- сооружается 5 с 6 кВ, на которую переводится часть нагрузки с 2 с;
- устанавливается СВ 6 кВ между 2 с и 5 с.

Различия между вариантами:

- Вариант 1 – обмотка НН1 Т-1 подключается к 1 с 6 кВ, обмотка НН2 Т-1 подключается к 5 с 6 кВ через вводные выключатели;
- Вариант 2 – выводы обмоток НН1 и НН2 Т-1 объединяются перемычкой, далее устанавливается развилка из двух выключателей, подключаемых к 1 с и 5 с 6 кВ.

Длительно допустимые токовые нагрузки (далее – ДДТН) и аварийно (до 20 минут) допустимые токовые нагрузки (далее – АДТН) Т-1, Т-2, Т-3 на ПС 35 кВ Военный городок определены на основании приказа Минэнерго от 08.02.2019 г. № 81 (таблицы 1 и 3) и приказа Минэнерго от 06.12.2022 г. N 1286 (п. 196). и приведены в таблицах 2.1 и 3.1.

Нагрузочная способность устанавливаемого Т-1 ТРДН(SFFZ)-25000/35/6,3/6,3:

- Номинальные параметры: $I_{ном\ ВН}=392,8\text{ А}$, $I_{ном\ НН1}=1\ 145,5\text{ А}$, $I_{ном\ НН2}=1\ 145,5\text{ А}$.
- ДДТН при температуре окружающего воздуха $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$ и ниже: $I_{ДДТН\ ВН}=490,9\text{ А}$, $I_{ДДТН\ НН1}=1\ 431,9\text{ А}$, $I_{ДДТН\ НН2}=1\ 431,9\text{ А}$.
- АДТН при температуре окружающего воздуха $-25\text{ }^{\circ}\text{C}$ и ниже: $I_{АДТН\ ВН}=707,0\text{ А}$, $I_{АДТН\ НН1}=2\ 062,0\text{ А}$, $I_{АДТН\ НН2}=2\ 062,0\text{ А}$.

2. Анализ расчётов электроэнергетических режимов и токов короткого замыкания для Варианта 1

В таблице 2.1 представлены ДДТН, АДТН, а также токовая загрузка оборудования на ПС 35 кВ Военный городок в различных режимах.

Таблица 2.1 – Загрузка оборудования на ПС 35 кВ Военный городок.

Наименование		ТНВ=-25 °С и ниже		Нормальная схема, Рисунок 2.1		Отключение Т-1, Рисунок 2.2			Отключение Т-2, Рисунок 2.3			Аварийное отключение Т-3, Рисунок 2.4			Ремонт Т-3 с ОН, Рисунок 2.5	
		ДДТН	АДТН	I, А	ДДТН, %	I, А	ДДТН, %	АДТН, %	I, А	ДДТН, %	АДТН, %	I, А	ДДТН, %	АДТН, %	I, А	ДДТН, %
Т-1 25	ВН	490,9	707,0	205,4	41,8	Отключен			346,1	70,5	49,0	384,3	78,3	54,4	384,2	78,3
	НН	1431,9	2062,0	374,1	26,1				1192,3	83,3	57,8	1426,5	99,6	69,2	1426,5	99,6
	НН	1431,9	2062,0	821,5	57,4				826,9	57,7	40,1	816,7	57,0	39,6	816,7	57,0
Т-2 16	ВН	314,2	452,5	138,6	44,1	280,2	89,2	61,9	Отключен			315,8	100,5	69,8	313,8	99,9
	НН	1832,9	2639,3	806,5	44,0	1634,4	89,2	61,9				1842,2	100,5	69,8	1830,4	99,9
Т-3 25	ВН	490,9	707,0	360,6	73,5	425,8	86,7	60,2	361,1	73,6	51,1	Отключен			Отключен	
	НН	1431,9	2062,0	1043,2	72,9	1421,1	99,2	68,9	1044,6	73,0	50,7					
	НН	1431,9	2062,0	1023,2	71,5	1022,0	71,4	49,6	1024,6	71,6	49,7					
СВ-1 (1 с - 2 с)		2000,0	2000,0	Отключен		Отключен			814,8	40,7	40,7	Отключен			Отключен	
СВ-3 (3 с - 1 с)		1600,0	1600,0	Отключен		374,6	23,4	23,4	Отключен			1048,7	65,5	65,5	1048,7	65,5
СВ-4 (4 с - 2 с)		1600,0	1600,0	Отключен		Отключен			Отключен			1027,3	64,2	64,2	1027,2	64,2
СВ-5 (5 с - 2 с)		1000,0	1000,0	Отключен		821,1	41,1	41,1	Отключен			Отключен			Отключен	

Продолжение таблицы 2.1.

Наименование		ТНВ=-25 °С и ниже		Ремонт КВЛ 35 кВ Левобережная – Военный городок I цепь с отпайками, Рисунок 2.6			Ремонт КВЛ 35 кВ Левобережная – Военный городок II цепь с отпайками, Рисунок 2.7		
		ДДТН	АДТН	I, А	ДДТН, %	АДТН, %	I, А	ДДТН, %	АДТН, %
Т-1 25	ВН	490,9	707,0	207,0	42,2	29,3	205,8	41,9	29,1
	НН	1431,9	2062,0	375,0	26,2	18,2	374,3	26,1	18,2
	НН	1431,9	2062,0	829,6	57,9	40,2	823,3	57,5	39,9
Т-2 16	ВН	314,2	452,5	241,9	77,0	53,4	139,3	44,3	30,8
	НН	1832,9	2639,3	1409,9	76,9	53,4	810,6	44,2	30,7
Т-3 25	ВН	490,9	707,0	361,5	73,6	51,1	360,8	73,5	51,0
	НН	1431,9	2062,0	1045,7	73,0	50,7	1043,7	72,9	50,6
	НН	1431,9	2062,0	1025,7	71,6	49,7	1023,7	71,5	49,6
СВ-1 (1 с - 2 с)		2000,0	2000,0	Отключен			Отключен		
СВ-3 (3 с - 1 с)		1600,0	1600,0	Отключен			Отключен		
СВ-4 (4 с - 2 с)		1600,0	1600,0	Отключен			Отключен		
СВ-5 (5 с - 2 с)		1000,0	1000,0	Отключен			Отключен		

На основании выполненных расчётов электроэнергетических режимов для минимизации рисков перегрузки электросетевого оборудования рекомендуется следующий состав секционных выключателей (далее – СВ) 6 кВ на ПС 35 кВ Военный городок:

- СВ между 1 и 2 с;
- СВ между 1 и 3 с;
- СВ между 2 и 5 с;
- СВ между 2 и 4 с.

На рисунках 2.1 ÷ 2.7 представлены результаты расчётов электроэнергетических режимов.

Рисунок 2.1 – Нормальная схема. Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений.

Рисунок 2.3 – Отключение Т-2 на ПС 35 кВ Военный городок. Наблюдается перегрузка КВЛ 35 кВ Левобережная – Военный городок II цепь с отпайками на 1,5 % от АДТН ($I_p = 707$ А, $I_{адтн} = 696,6$ А) и на 21,7 % от ДДТН ($I_p = 707$ А, $I_{ддтн} = 580,5$ А). Для предотвращения перегрузки необходима замена провода указанной ВЛ. В текущей схеме рекомендуется введение запрета АВР на СВ 6 кВ между 1 и 2 с и ограничение нагрузки в ремонтной схеме. Данная проблема является существующей и должна решаться по отдельному титулу. На ПС 35 кВ Военный городок параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений.

Рисунок 2.5 – Ремонт Т-3 на ПС 35 кВ Военный городок. Для перехода к ремонтной схеме Т-2 на ПС 35 кВ Военный городок необходимо выполнить ограничение нагрузки в объёме 0,12 МВт на 2 с ПС 35 кВ Военный городок действиями оперативного персонала. Возможен перевод нагрузки на ПС 35 кВ Фирма Байкал. После этого параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений

Рисунок 2.7 – Ремонт КВЛ 35 кВ Левобережная – Военный городок II цепь с отпайками. Наблюдается перегрузка КВЛ 35 кВ Левобережная – Военный городок I цепь с отпайками на 39,0 % от ДДТН ($I_p = 807$ А, $I_{\text{ДДТН}} = 580,5$ А). Для предотвращения перегрузки необходима замена провода указанной ВЛ. В текущей схеме требуется ограничение нагрузки в ремонтной схеме. Данная проблема является существующей и должна решаться по отдельному титулу. На ПС 35 кВ Военный городок параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений.

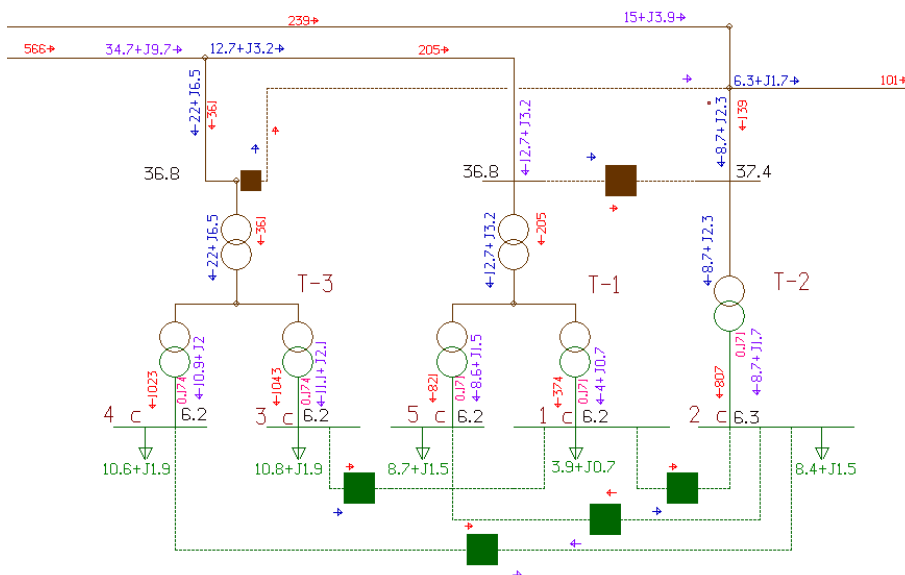


Рисунок 2.1 – Нормальная схема.

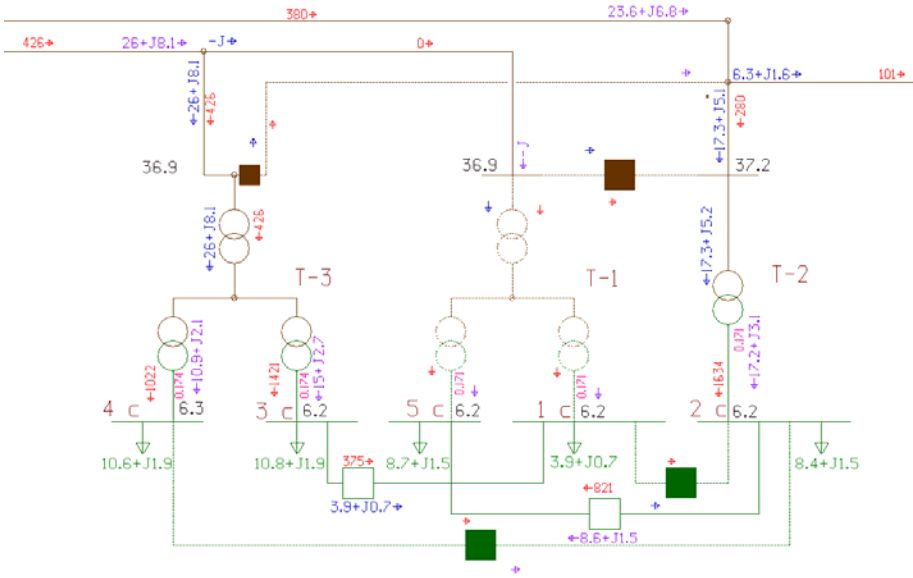


Рисунок 2.2 – Отключение Т-1 на ПС 35 кВ Военный городок.

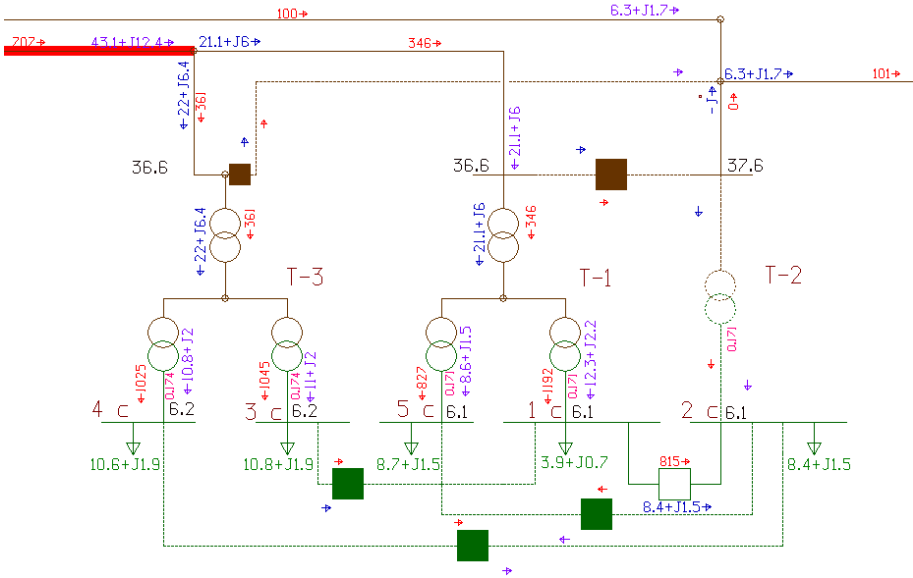


Рисунок 2.3 – Отключение Т-2 на ПС 35 кВ Военный городок.

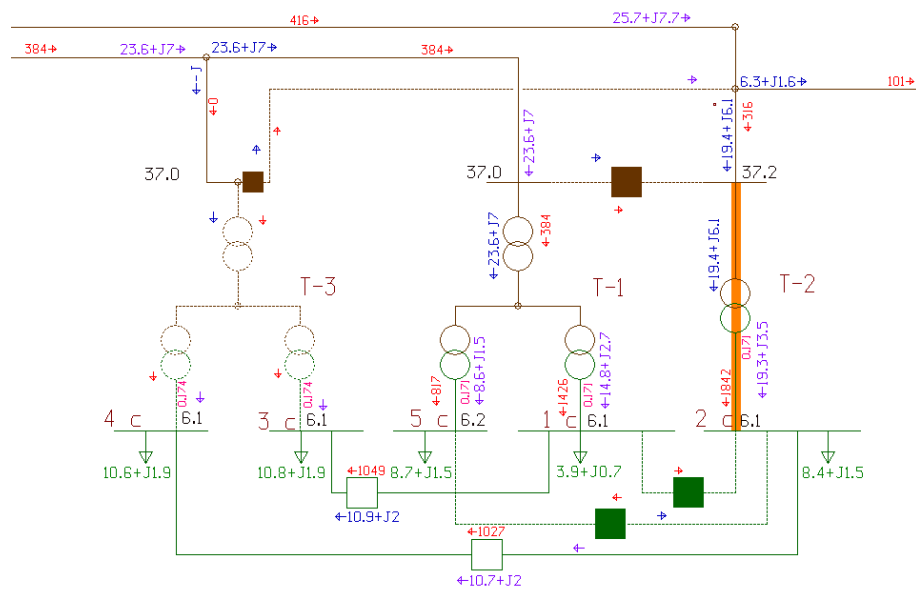


Рисунок 2.4 – Аварийное отключение Т-3 на ПС 35 кВ Военный городок.

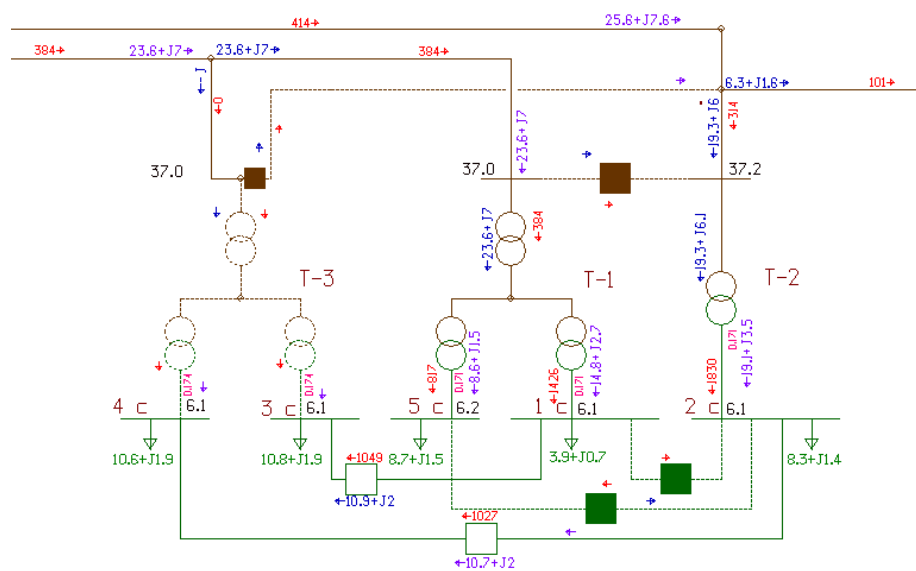


Рисунок 2.5 – Ремонт Т-3 на ПС 35 кВ Военный городок. Ограничение нагрузки в объёме 0,12 МВт на 2 с ПС 35 кВ Военный городок.

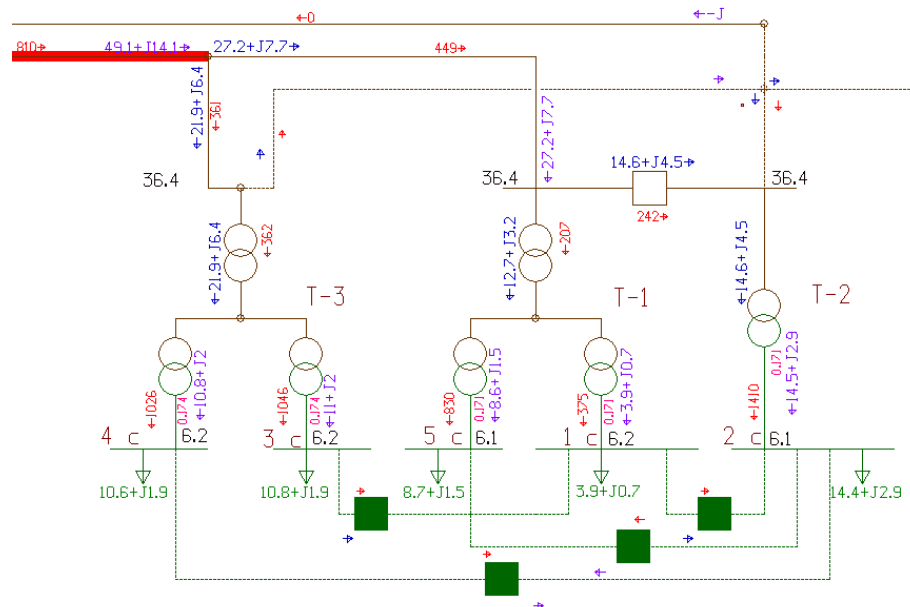


Рисунок 2.6 – Ремонт КВЛ 35 кВ Левобережная – Военный городок I цепь с отпайками (с учётом перевода нагрузки ПС 35 кВ Фирма Байкал на 2 с 6 кВ ПС 35 кВ Военный городок).

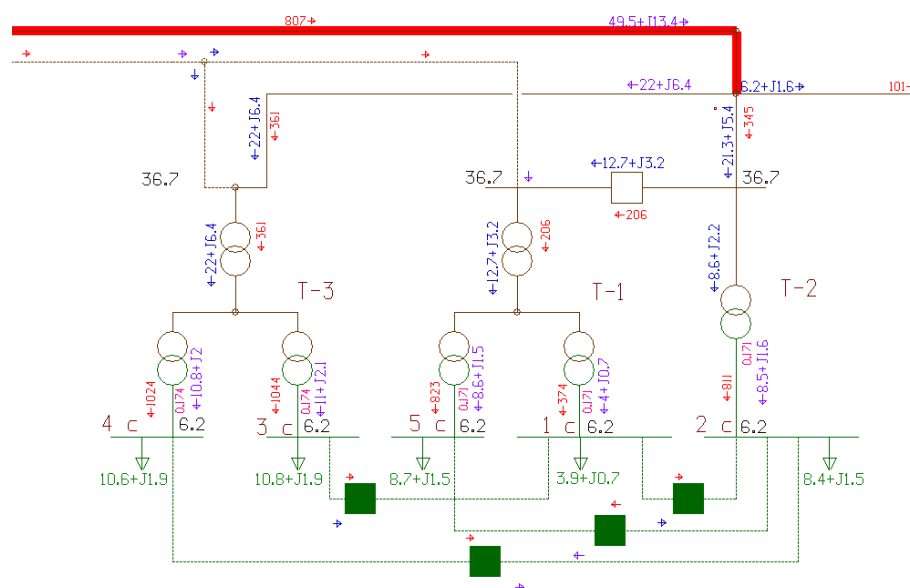


Рисунок 2.7– Ремонт КВЛ 35 кВ Левобережная – Военный городок II цепь с отпайками.

В таблице 2.2 приведена максимальная токовая нагрузка элементов сети на ПС 35 кВ Военный городок. Выбор параметров оборудования на ПС 35 кВ Военный городок рекомендуется производить по данным из таблицы 2 – с учётом возможной замены провода на КВЛ 35 кВ Левобережная – Военный городок I, II цепь с отпайками.

Таблица 2.2 – Максимальная токовая нагрузка элементов сети на ПС 35 кВ Военный городок.

Элементы сети	Нормальная схема		Послеаварийный режим/ремонтная схема	
	I, А			
КВЛ 35 кВ Левобережная – Военный городок I цепь с отпайками (к Т-2)	Рисунок 2.1	138,6	Рисунок 2.7	345,1
КВЛ 35 кВ Левобережная – Военный городок II цепь с отпайками (к Т-1)		205,4	Рисунок 2.6	448,7
КВЛ 35 кВ Левобережная – Военный городок II цепь с отпайками (к Т-3)		360,6	Рисунок 2.2	425,8
Т-1 ВН 35 кВ		205,4	Рисунок 2.4	384,3
Т-1 НН1 6 кВ		374,1	Рисунок 2.5	1426,5
Т-1 НН2 6 кВ		821,5	Рисунок 2.6	829,6
Т-2 ВН 35 кВ		138,6	Рисунок 2.4	315,8
Т-2 НН 6 кВ		806,5	Рисунок 2.4	1842,2
Т-3 ВН 35 кВ		360,6	Рисунок 2.2	425,8
Т-3 НН1 6 кВ		1043,2	Рисунок 2.2	1421,1
Т-3 НН2 6 кВ		1023,2	Рисунок 2.6	1025,7
СВ 35 кВ		-	Рисунок 2.6	241,9
СВ-1-6 (1 с – 2 с)		-	Рисунок 2.2	374,6
СВ-3-6 (3 с - 1 с)		-	Рисунок 2.5	1048,7
СВ-4-6 (4 с - 2 с)		-	Рисунок 2.5	1027,3
СВ-5-6 (5 с - 2 с)		-	Рисунок 2.2	821,1

Результаты расчётов токов короткого замыкания на шинах Т-1 ПС 35 кВ Военный городок для варианта 1 приведены в таблице 2.3. Ток короткого замыкания на 1 и 5 с 6 кВ ПС 35 кВ Военный городок составил 8,93 кА.

Таблица 2.3 – Результаты расчётов токов короткого замыкания на шинах Т-1 ПС 35 кВ Военный городок для варианта 1

1-Пояс	Наименование	3х-фазное КЗ		Одно-фазное КЗ (А0)				
Узла	Узла	I1 (мод/фаза)	I1 (мод/фаза)	I2 (мод/фаза)	I2 (мод/фаза)	I3 (мод/фаза)	I3 (мод/фаза)	3I0 (м/ф)
U=38.5/-0		Z1=0.510+j3.868	Z2=0.510+j3.868	Z0=0.294+j2.352				
16-	Ш. 35 кВ Т-1	5697 98	2185 97	2185 97	6555 97			
15		5697 98	2185 97	2185 97	3982 98			
19		0 0	0 0	0 0	2573 97			
U=6.6/0		Z1=0.026+j0.426	Z2=0.026+j0.426	Z0=0.015+j0.015				
53-	1 с 6 кВ	8933 93	4383 94	4383 94	13150 94			
19		8933 93	4383 94	4383 94	725 53			
183	Т-1 (2НН)	0 0	0 0	0 0	12613 97			
U=6.6/0		Z1=0.026+j0.426	Z2=0.026+j0.426	Z0=0.032+j0.025				
54-	5 с 6 кВ	8933 93	4326 95	4326 95	12977 95			
19		8933 93	4326 95	4326 95	1369 47			
Т64	Т-1 (1НН)	0 0	0 0	0 0	12116 100			

3. Анализ расчётов электроэнергетических режимов и токов короткого замыкания для Варианта 2

В таблице 3.1 представлены ДДТН, АДТН, а также токовая загрузка оборудования на ПС 35 кВ Военный городок в различных режимах.

Таблица 3.1 – Загрузка оборудования на ПС 35 кВ Военный городок.

Наименование		ТНВ=-25 °С и ниже		Нормальная схема, рисунок 3.1		Отключение Т-1, рисунок 3.2			Отключение Т-2, рисунок 3.3			Аварийное отключение Т-3, рисунок 3.4			Ремонт Т-3 с ОН, рисунок 3.5	
		ДДТН	АДТН	I, А	ДДТН, %	I, А	ДДТН, %	АДТН, %	I, А	ДДТН, %	АДТН, %	I, А	ДДТН, %	АДТН, %	I, А	ДДТН, %
Т-1 25	ВН	490,9	707,0	204,8	41,7	Отключен			346,6	70,6	49,0	385,0	78,4	54,5	385,0	78,4
	НН	1431,9	2062,0	596,2	41,6				1011,2	70,6	49,0	1123,9	78,5	54,5	1123,9	78,5
	НН	1431,9	2062,0	596,2	41,6				1011,2	70,6	49,0	1123,9	78,5	54,5	1123,9	78,5
ВВ (Т-1 НН - 1 с)		2000,0	2000,0	374,5	18,7				1190,3	59,5	59,5	1422,5	71,1	71,1	1422,5	71,1
ВВ (Т-1 НН - 5 с)		2000,0	2000,0	817,2	40,9				831,0	41,6	41,6	823,5	41,2	41,2	823,5	41,2
Т-2 16	ВН	314,2	452,5	138,6	44,1	280,2	89,2	61,9	Отключен			315,8	100,5	69,8	313,8	99,9
	НН	1832,9	2639,3	806,5	44,0	1634,4	89,2	61,9				1842,2	100,5	69,8	1830,4	99,9
Т-3 25	ВН	490,9	707,0	360,6	73,5	425,8	86,7	60,2	361,1	73,6	51,1	Отключен			Отключен	
	НН	1431,9	2062,0	1043,1	72,8	1421,1	99,2	68,9	1044,6	73,0	50,7					
	НН	1431,9	2062,0	1023,1	71,5	1022,0	71,4	49,6	1024,6	71,6	49,7					
СВ-1 (1 с - 2 с)		2000,0	2000,0	Отключен		Отключен			813,6	40,7	40,7	Отключен			Отключен	
СВ-3 (3 с - 1 с)		1600,0	1600,0	Отключен		374,6	23,4	23,4	Отключен			1046,3	65,4	65,4	1046,3	65,4
СВ-4 (4 с - 2 с)		1600,0	1600,0	Отключен		Отключен			Отключен			1027,3	64,2	64,2	1027,2	64,2
СВ-5 (5 с - 2 с)		1000,0	1000,0	Отключен		821,1	41,1	41,1	Отключен			Отключен			Отключен	

Продолжение таблицы 3.1.

Наименование		ТНВ=-25 °С и ниже		Ремонт КВЛ 35 кВ Левобережная – Военный городок I цепь с отпайками, рисунок 3.6			Ремонт КВЛ 35 кВ Левобережная – Военный городок II цепь с отпайками, рисунок 3.7		
		ДДТН	АДТН	I, А	ДДТН, %	АДТН, %	I, А	ДДТН, %	АДТН, %
Т-1 25	ВН	490,9	707,0	206,3	42,0	29,2	205,1	41,8	29,0
	НН	1431,9	2062,0	600,6	41,9	29,1	597,2	41,7	29,0
	НН	1431,9	2062,0	600,6	41,9	29,1	597,2	41,7	29,0
ВВ (НН Т-1 - 1 с)		2000,0	2000,0	375,5	18,8	18,8	374,7	18,7	18,7
ВВ (НН Т-1 - 5 с)		2000,0	2000,0	825,2	41,3	41,3	819,0	41,0	41,0
Т-2 16	ВН	314,2	452,5	241,9	77,0	53,4	139,3	44,3	30,8
	НН	1832,9	2639,3	1409,9	76,9	53,4	810,6	44,2	30,7
Т-3 25	ВН	490,9	707,0	361,5	73,6	51,1	360,8	73,5	51,0
	НН	1431,9	2062,0	1045,7	73,0	50,7	1043,7	72,9	50,6
	НН	1431,9	2062,0	1025,7	71,6	49,7	1023,7	71,5	49,6
СВ-1 (1 с - 2 с)		2000,0	2000,0	Отключен			Отключен		
СВ-3 (3 с - 1 с)		1600,0	1600,0	Отключен			Отключен		
СВ-4 (4 с - 2 с)		1600,0	1600,0	Отключен			Отключен		
СВ-5 (5 с - 2 с)		1000,0	1000,0	Отключен			Отключен		

На основании выполненных расчётов электроэнергетических режимов для минимизации рисков перегрузки электросетевого оборудования рекомендуется следующий состав секционных выключателей (далее – СВ) 6 кВ на ПС 35 кВ Военный городок:

- СВ между 1 и 2 с;
- СВ между 1 и 3 с;
- СВ между 2 и 5 с;
- СВ между 2 и 4 с.

На рисунках 3.1 ÷ 3.7 представлены результаты расчётов электроэнергетических режимов.

Рисунок 3.1 – Нормальная схема. Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений.

Рисунок 3.2 – Отключение Т-1 на ПС 35 кВ Военный городок. Параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений.

Рисунок 3.3 – Отключение Т-2 на ПС 35 кВ Военный городок. Наблюдается перегрузка КВЛ 35 кВ Левобережная – Военный городок II цепь с отпайками на 1,6 % от АДТН ($I_p = 707,8$ А, $I_{адтн} = 696,6$ А) и на 21,9 % от ДДТН ($I_p = 707,8$ А, $I_{ддтн} = 580,5$ А). Для предотвращения перегрузки необходима замена провода указанной ВЛ. В текущей схеме рекомендуется введение запрета АВР на СВ 6 кВ между 1 и 2 с и ограничение нагрузки в ремонтной схеме. Данная проблема является существующей и должна решаться по отдельному титулу. На ПС 35 кВ Военный городок параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений.

Рисунок 3.4 – Аварийное отключение Т-3. Загрузка Т-2 на ПС 35 кВ Военный городок находится в пределах АДТН (допустимо до 20 мин.). Перегрузка от ДДТН составляет 0,5 % ($I_p = 315,8/1842,2$ А, $I_{ддтн} = 314,2/1832,9$ А).

Рисунок 3.5 – Ремонт Т-3 на ПС 35 кВ Военный городок. Для перехода к ремонтной схеме Т-2 на ПС 35 кВ Военный городок необходимо выполнить ограничение нагрузки в объёме 0,12 МВт на 2 с ПС 35 кВ Военный городок действиями оперативного персонала. Возможен перевод нагрузки на ПС 35 кВ Фирма Байкал. После этого параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений

Рисунок 3.6 – Ремонт КВЛ 35 кВ Левобережная – Военный городок I цепь с отпайками (с учётом перевода нагрузки ПС 35 кВ Фирма Байкал на 2 с 6 кВ ПС 35 кВ Военный городок). Наблюдается перегрузка КВЛ 35 кВ Левобережная – Военный городок II цепь с отпайками на 39,4 % от ДДТН ($I_p = 809,5$ А, $I_{ддтн} = 580,5$ А). Для предотвращения перегрузки необходима замена провода указанной ВЛ. В текущей схеме требуется ограничение нагрузки в ремонтной схеме. Данная проблема является существующей и должна решаться по отдельному титулу. На ПС 35 кВ Военный городок параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений.

Рисунок 3.7 – Ремонт КВЛ 35 кВ Левобережная – Военный городок II цепь с отпайками. Наблюдается перегрузка КВЛ 35 кВ Левобережная – Военный городок I цепь с отпайками на 38,9 % от ДДТН ($I_p = 806,2$ А, $I_{ддтн} = 580,5$ А). Для предотвращения перегрузки необходима замена провода указанной ВЛ. В текущей схеме требуется ограничение нагрузки в ремонтной схеме. Данная проблема является существующей и должна решаться по отдельному титулу. На ПС 35 кВ Военный городок параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений.

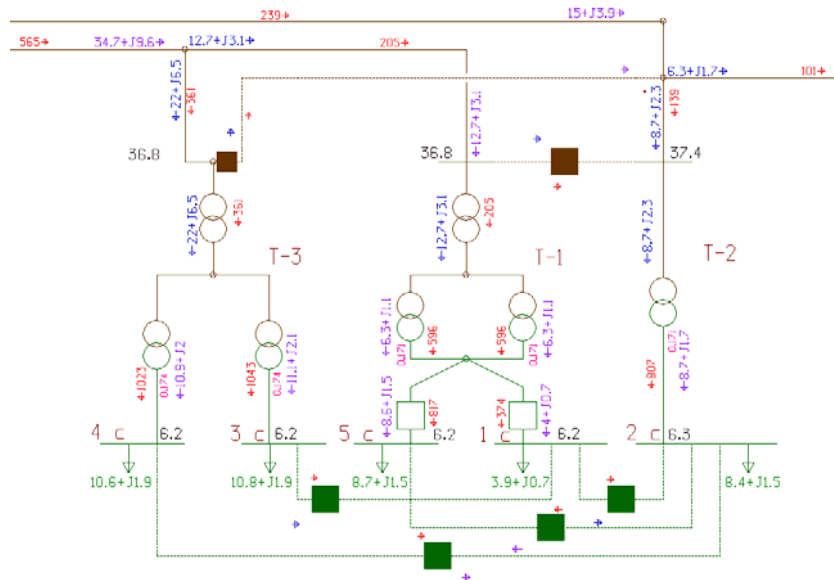


Рисунок 3.1 – Нормальная схема.

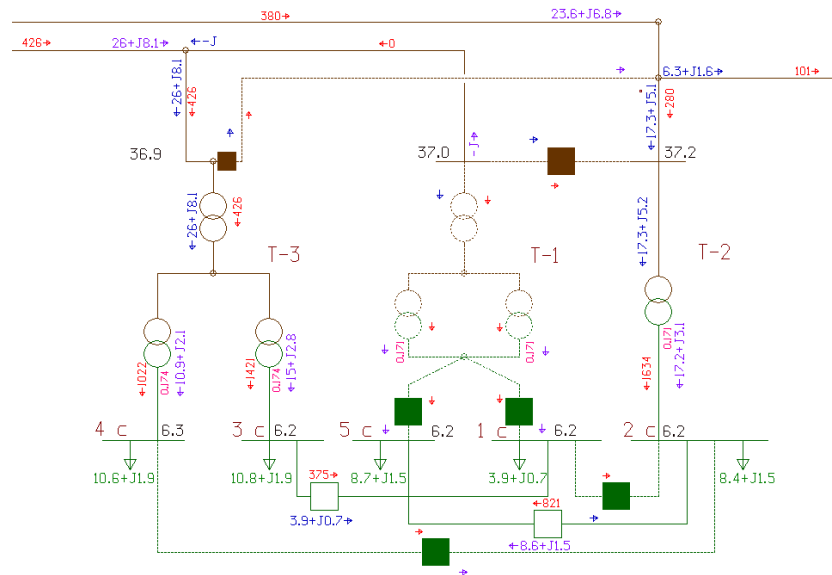


Рисунок 3.2 – Отключение Т-1 на ПС 35 кВ Военный городок.

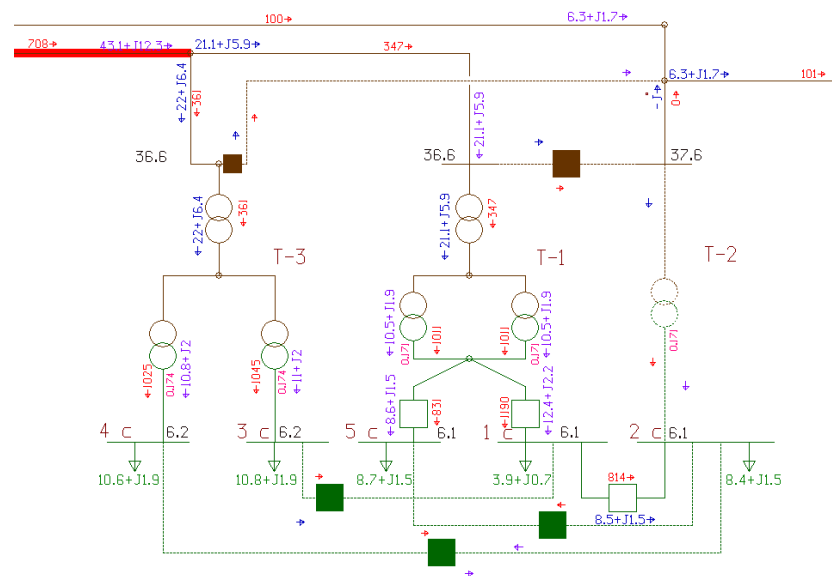


Рисунок 3.3 – Отключение Т-2 на ПС 35 кВ Военный городок.

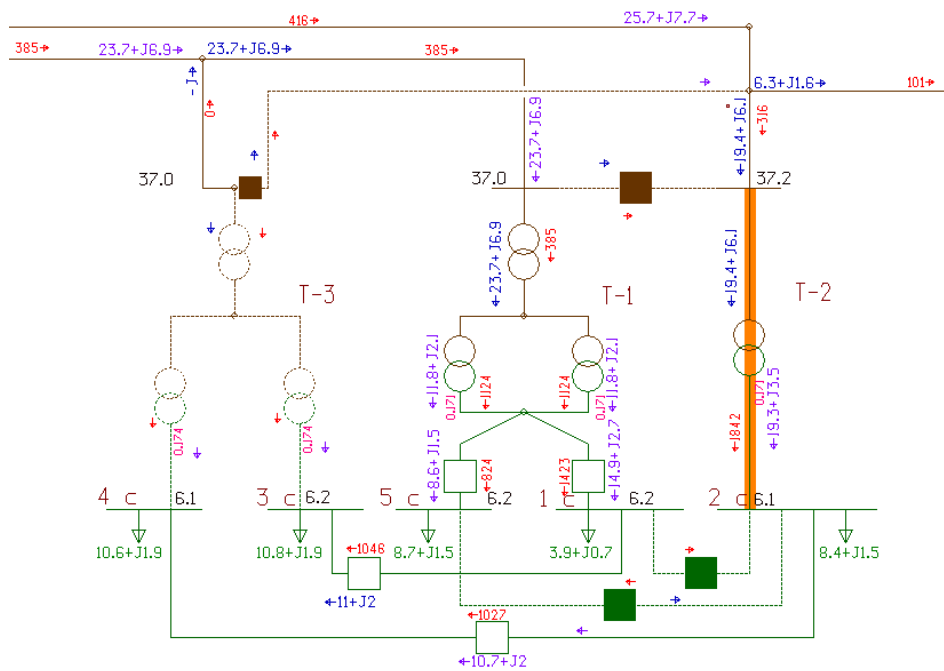


Рисунок 3.4 – Аварийное отключение Т-3 на ПС 35 кВ Военный городок.

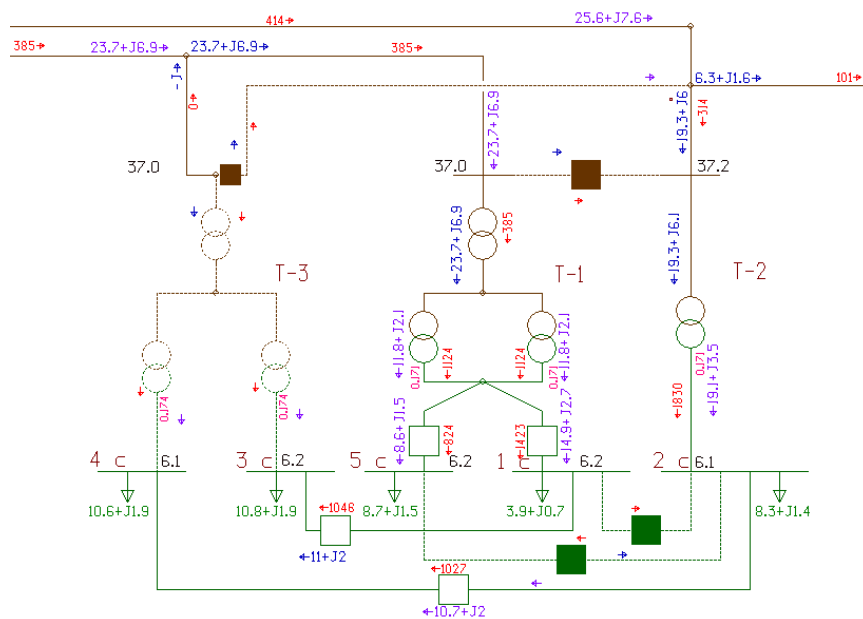


Рисунок 3.5 – Ремонт Т-3 на ПС 35 кВ Военный городок. Ограничение нагрузки в объёме 0,12 МВт на 2 с ПС 35 кВ Военный городок.

Таблица 3.2 – Максимальная токовая нагрузка элементов сети на ПС 35 кВ Военный городок.

Элементы сети	Нормальная схема		Послеаварийный режим/ремонтная схема	
	I, А			
КВЛ 35 кВ Левобережная – Военный городок I цепь с отпайками (к Т-2)	Рисунок 3.1	138,6	Рисунок 3.7	344,5
КВЛ 35 кВ Левобережная – Военный городок II цепь с отпайками (к Т-1)		204,8	Рисунок 3.6	448,0
КВЛ 35 кВ Левобережная – Военный городок II цепь с отпайками (к Т-3)		360,6	Рисунок 3.2	425,8
T-1 ВН 35 кВ		204,8	Рисунок 3.4	385,0
T-1 НН1 6 кВ		596,2	Рисунок 3.4	1123,9
T-1 НН2 6 кВ		596,2	Рисунок 3.4	1123,9
ВВ 6 кВ (T-1 НН - 1 с)		374,5	Рисунок 3.4	1422,5
ВВ 6 кВ (T-1 НН - 5 с)		817,2	Рисунок 3.3	831,0
T-2 ВН 35 кВ		138,6	Рисунок 3.4	315,8
T-2 НН 6 кВ		806,5	Рисунок 3.4	1842,2
T-3 ВН 35 кВ		360,6	Рисунок 3.2	425,8
T-3 НН1 6 кВ		1043,1	Рисунок 3.2	1421,1
T-3 НН2 6 кВ		1023,1	Рисунок 3.6	1025,7
СВ 35 кВ		-	Рисунок 3.6	241,8
СВ-1-6 (1 с – 2 с)		-	Рисунок 3.3	813,6
СВ-3-6 (3 с - 1 с)		-	Рисунок 3.5	1046,3
СВ-4-6 (4 с - 2 с)		-	Рисунок 3.5	1027,3
СВ-5-6 (5 с - 2 с)		-	Рисунок 3.2	821,1

Результаты расчётов токов короткого замыкания на шинах Т-1 ПС 35 кВ Военный городок для варианта 2 приведены в таблице 3.3. Ток короткого замыкания на 1 и 5 с 6 кВ ПС 35 кВ Военный городок составил 13,56 кА.

Таблица 3.3 – Результаты расчётов токов короткого замыкания на шинах Т-1 ПС 35 кВ Военный городок для варианта 2

1-Пояс	Наименование	3х-фазное КЗ		Одно-фазное КЗ (А0)			
Узла	Узла	I1 (мод/фаза)	I1 (мод/фаза)	I2 (мод/фаза)	3I0 (м/ф)		
U=38.5/-0		Z1=0.510+j3.868	Z2=0.510+j3.868	Z0=0.294+j2.352			
16-	Ш. 35 кВ Т-1	5697 98	2185 97	2185 97	6555 97		
15		5697 98	2185 97	2185 97	3982 98		
19		0 0	0 0	0 0	2573 97		
U=6.6/0		Z1=0.022+j0.280	Z2=0.022+j0.280	Z0=0.015+j0.015			
53-	1 с 6 кВ	13555 95	6584 96	6584 96	19751 96		
19		6789 95	3297 96	3297 96	1089 55		
54		6766 95	3286 96	3286 96	0 0		
183	Т-1 (2НН)	0 0	0 -65	0 64	18945 98		
U=6.6/0		Z1=0.022+j0.280	Z2=0.022+j0.280	Z0=0.032+j0.025			
54-	5 с 6 кВ	13555 95	6450 97	6450 97	19349 97		
19		6789 95	3230 97	3230 97	2042 49		
53		6766 95	3219 97	3219 97	0 -11		
Т64	Т-1 (1НН)	0 0	0 19	0 -19	18064 102		

Выводы:

Вариант 1

В нормальной схеме Т-1 загружен в пределах номинальных параметров:

- $I_{ВН}=205,4 \text{ А} - 41,8 \% \text{ от } I_{ном \text{ ВН}};$
- $I_{НН1}=374,1 \text{ А} - 26,1 \% \text{ от } I_{ном \text{ НН1}};$
- $I_{НН2}=821,5 \text{ А} - 57,4 \% \text{ от } I_{ном \text{ НН2}}.$

В послеаварийных режимах или ремонтных схемах Т-1 загружен в пределах ДДТН:

- $I_{ВН}=384,3 \text{ А} - 78,3 \% \text{ от } I_{ДДТН \text{ ВН}};$
- $I_{НН1}=1426,5 \text{ А} - 99,6 \% \text{ от } I_{ДДТН \text{ НН1}};$
- $I_{НН2}=829,6 \text{ А} - 57,9 \% \text{ от } I_{ДДТН \text{ НН2}}.$

Таким образом, нагрузка Т-1 во всех режимах находится в пределах допустимых значений, при этом в схеме ремонта Т-3 нагрузка обмотки НН1 достигает предела ДДТН.

Трансформаторы Т-2 и Т-3 также загружены в пределах ДДТН.

Токи короткого замыкания на 1 и 5 с 6 кВ составляют 8,9 кА.

Уровни токов короткого замыкания не превышают существующих (до реконструкции ПС 35 кВ Военный городок).

Вариант 2

В нормальной схеме Т-1 загружен в пределах номинальных параметров:

- $I_{ВН}=204,8 \text{ А} - 41,7 \% \text{ от } I_{ном \text{ ВН}};$
- $I_{НН1}=596,2 \text{ А} - 41,6 \% \text{ от } I_{ном \text{ НН1}};$
- $I_{НН2}=596,2 \text{ А} - 41,6 \% \text{ от } I_{ном \text{ НН2}}.$

В послеаварийных режимах или ремонтных схемах Т-1 загружен в пределах ДДТН:

- $I_{ВН}=385,0 \text{ А} - 78,4 \% \text{ от } I_{ДДТН \text{ ВН}};$
- $I_{НН1}=1123,9 \text{ А} - 78,5 \% \text{ от } I_{ДДТН \text{ НН1}};$
- $I_{НН2}=1123,9 \text{ А} - 78,5 \% \text{ от } I_{ДДТН \text{ НН2}}.$

Таким образом, нагрузка Т-1 во всех режимах находится в пределах допустимых значений, не превышает номинального тока и имеет достаточный запас.

Токи короткого замыкания на 1 и 5 с 6 кВ составляют 13,6 кА.

Уровни токов короткого замыкания увеличиваются относительно существующих (до реконструкции (ПС 35 кВ Военный городок)).

4. Проверка КЛ 6кВ

По **Варианту №1** максимальный уровень ТКЗ на шинах сущ. КРУН 6 кВ 1СШ и 2СШ составляет 8,97 кА.

Существующие кабели 6 кВ должны быть проверены на термическую стойкость и невозгораемость при коротком замыкании в соответствии с ГОСТ Р 52736-2007 п. 6.3 и 6.3.5.

Минимальное сечение проводника, отвечающее требованию стойкости при ТКЗ, определяется по формуле (ГОСТ Р 52736-2007 п. 6.3.5):

$$S_{\text{тер.мин}} = \frac{\sqrt{B_k}}{C_T},$$

где $C_{\text{тер}}$ – параметр для кабелей 6 кВ с алюминиевыми жилами, согласно ГОСТ Р 52736-2007 табл. 8, $C_T = 90 \text{ А } \sqrt{\text{с}}/\text{мм}^2$;

B_k – тепловой импульса тока КЗ (интеграл Джоуля), для определения интеграла Джоуля используем формулу:

$$B_K = I_K^2 \sqrt{t_{\text{откл}} + T_a \left(1 - e^{-\frac{2t_{\text{откл}}}{T_a}}\right)} = 8,93^2 \cdot \sqrt{0,105 + 0,05 \cdot \left(1 - e^{-\frac{2 \cdot 0,105}{0,05}}\right)} = 31,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

где $I_{\text{пс}}$ – действующее значение периодической составляющей тока КЗ, принимаем $I_{\text{пс}} = 8,97 \text{ кА}$;

$T_{\text{а.эк}}$ – эквивалентная постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ, $T_{\text{а.эк}} = 0,05 \text{ с}$;

$t_{\text{откл.}}$ – время отключения КЗ: $t_{\text{откл.}} = (t_{\text{защ}} + t_{\text{откл.выкл.}}) = (0,06 + 0,05) = 0,105 \text{ с}$,

где $t_{\text{защ}} = 0,06 \text{ с}$ – время действия основной защиты РЗА;

$t_{\text{откл.выкл.}} = 0,045 \text{ с}$ – полное время отключения выключателя, в соответствии с заводской информацией.

Минимальное сечение алюминиевой жилы отходящей КЛ 6 кВ, отвечающее условию термической стойкости при КЗ, составляет:

$$S_{\text{тер.мин}} = \frac{\sqrt{31,6 \cdot 10^6}}{90} = 62,5 \text{ мм}^2.$$

Таким образом, минимальное сечение алюминиевых жил КЛ 6 кВ, подключенных к ячейкам суц. КРУН 1СШ и 2СШ должно составлять не менее 70 мм².

Следовательно, все существующие кабельные линии 6 кВ, подключенные ячейкам КРУН 6 кВ 1СШ и 2СШ **удовлетворяют** условию термической стойкости при КЗ и **не требуют** заменены.

Ниже приведена проверка существующих КЛ 6 кВ по условию невозгораемости при КЗ для Варианта №1.

$\theta_k = \theta_n \cdot e^x + a \cdot (e^x - 1),$ $K = \frac{(B \cdot B_{\text{тер}})}{S^2}, \quad \theta_n = \theta_o + (\theta_m - \theta_{\text{окр}}) \left(\frac{I_{\text{рас}}}{I_m} \right)^2,$				Qокр, °C	25				
				Qо, °C	26				
				Qм, °C	65	→ Бумажная изоляция, 6 кВ			
				tоткл, с	1,3				
				Qдоп, °C	400				
				Iкз. max, кА	8,97				
				материал	алюминий				
№ яч.	№ линии	Марка, Сечение	Сечение	Iраб. max, А	Iл.д, А	Qн, °C	K	Qк, °C	Результат
1СШ 6 кВ									
яч. 24	ТП-4208	ААБл-3х120	120	150	243	41,3	0,332	147,4	Да
	ТП-3832п	ААБл-3х240	240	250	351	46,3	0,083	70,1	Да
яч. 1	ТП-1184 Парус "А"	ААБл-3х240	240	250	351	46,3	0,083	70,1	Да
яч. 2	ТП-1182"А"	ААБл-3х120	120	150	243	41,3	0,332	147,4	Да
яч. 3	ТП-2088	ААБл-3х240	240	250	351	46,3	0,083	70,1	Да
	ТП-1162п	ААБл-3х120	120	150	243	41,3	0,332	147,4	Да
яч. 4	ТП-1003	ААБл-3х240	240	250	351	46,3	0,083	70,1	Да
	ТП-1003	АСБ-3х240	240	250	351	46,3	0,083	70,1	Да
яч. 5	Мелькомбинат	2хАБ-3х120	120	300	486	41,3	0,332	147,4	Да
яч. 9	ТП-752	АСБ-3х95	95	250	351	46,3	0,53	238,1	Да
яч. 11	ТП-491	АСБ-3х95	95	100	213	34,9	0,53	218,7	Да
яч. 27	1СШ - 3СШ	6хАПВПу-1х300	300	800	1000	51,6	0,054	67,2	Да
2СШ 6 кВ									
яч. 17	В.Городок	2хАБЛ-3х120	120	300	486	41,3	0,332	147,4	Да
яч. 18	ТП-4238п	ААБл-3х240	240	250	351	46,3	0,083	70,1	Да
	ТП-5878п	ААБл-3х240	240	250	351	46,3	0,083	70,1	Да
яч. 21	ТП-1182"Б"	ААБЛ-3х150	150	200	275	47,2	0,213	112,6	Да
	ТП-1186п	ААБ-3х120	120	150	243	41,3	0,332	147,4	Да
яч. 22	ТП-1184"Б"	ААБЛ-3х240	240	250	351	46,3	0,083	70,1	Да
	Парус"Б"	ААБЛ-3х240	240	250	351	46,3	0,083	70,1	Да
яч. 23	ТП-486	NA2XSE2Y-3х240/10	240	250	351	46,3	0,083	70,1	Да
яч. 25	ТП-567	2хААБ-3х150	150	400	550	47,2	0,213	112,6	Да
яч. 26	ООО "Терминал"	ААБЛ-3х185	185	200	307	43	0,14	83,8	Да
яч. 28	2СШ - 4СШ	6хАПВПу-1х300	300	800	1000	51,6	0,054	67,2	Да

Все существующие кабельные линии 6 кВ, подключенные ячейкам КРУН 6 кВ 1СШ и 2СШ **удовлетворяют** условию невозгораемости при КЗ и **не требуют** заменены.

Дополнительно выполнена проверка существующих КЛ 6 кВ по условию невозгораемости при КЗ, согласно Циркуляра № Ц-02-98 (Э) п.1.3 (для допустимой температуры жил 200 °C), по

причине нахождения существующих КЛ в длительной эксплуатации и неоднократному воздействию ТКЗ.

$\Theta_k = \Theta_n \cdot e^{\kappa} + a \cdot (e^{\kappa} - 1),$ $\kappa = \frac{(B \cdot B_{\text{тер}})}{S^2}, \quad \Theta_n = \Theta_o + (\Theta_{\text{м}} - \Theta_{\text{окр}}) \left(\frac{I_{\text{рас}}}{I_{\text{м}}} \right)^2,$				Qокр, °C	25				
				Qо, °C	26				
				Qм, °C	65	→ Бумажная изоляция, 6 кВ			
				totкл, с	1,3				
				Qдоп, °C	200				
				Ikз. max, кА	8,97				
				материал	алюминий				
№ яч.	№ линии	Марка, Сечение	Сечение	Iраб. max, А	Iд, А	Qн, °C	K	Qк, °C	Результат
яч. 24	ТП-4208	ААБл-3х120	120	125	243	36,6	0,332	140,8	Да
	ТП-3832п	ААБл-3х240	240	250	351	46,3	0,083	70,1	Да
яч. 1	ТП-1184 Парус "А"	ААБл-3х240	240	250	351	46,3	0,083	70,1	Да
яч. 2	ТП-1182"А"	ААБл-3х120	120	125	243	36,6	0,332	140,8	Да
яч. 3	ТП-2088	ААБл-3х240	240	250	351	46,3	0,083	70,1	Да
	ТП-1162п	ААБл-3х120	120	125	243	36,6	0,332	140,8	Да
яч. 4	ТП-1003	ААБл-3х240	240	250	351	46,3	0,083	70,1	Да
	ТП-1003	АСБ-3х240	240	250	351	46,3	0,083	70,1	Да
яч. 5	Мелькомбинат	2хААБ-3х120	120	250	486	36,6	0,332	140,8	Да
яч. 9	ТП-752	АСБ-3х95	95	100	213	34,9	0,53	218,7	Нет
яч. 11	ТП-491	АСБ-3х95	95	100	213	34,9	0,53	218,7	Нет
яч. 27	1СШ - 3СШ	6хАПвПг-1х300	300	800	1000	51,6	0,054	67,2	Да
яч. 17	В.Городок	2хААБл-3х120	120	300	486	41,3	0,332	147,4	Да
яч. 18	ТП-4238п	ААБл-3х240	240	250	351	46,3	0,083	70,1	Да
	ТП-5878п	ААБл-3х240	240	250	351	46,3	0,083	70,1	Да
яч. 21	ТП-1182"Б"	ААБЛ-3х150	150	130	275	35	0,213	97,5	Да
	ТП-1186п	ААБ-3х120	120	125	243	36,6	0,332	140,8	Да
яч. 22	ТП-1184"Б"	ААБЛ-3х240	240	250	351	46,3	0,083	70,1	Да
	Парус"Б"	ААБЛ-3х240	240	250	351	46,3	0,083	70,1	Да
яч. 23	ТП-486	NA 2XSE2Y-3х240/10	240	250	351	46,3	0,083	70,1	Да
яч. 25	ТП-567	2хААБ-3х150	150	260	550	35	0,213	97,5	Да
яч. 26	ООО "Терминал"	ААБЛ-3х185	185	200	307	43	0,14	83,8	Да
яч. 28	2СШ - 4СШ	6хАПвПг-1х300	300	800	1000	51,6	0,054	67,2	Да

Вывод: Существующие кабельные линии 6 кВ, подключенные ячейкам 1СШ и 2СШ КРУН 6 кВ удовлетворяют условию невозгораемости при допустимой температуре нагрева жил кабеля – 400 °C (Циркуляр № Ц-02-98 (Э) п.1.1 и ГОСТ Р 52736-2007, таблица 17) при КЗ и не требуют замены.

Существующие кабельные линии 6 кВ, подключенные ячейкам №9 и 11 - 1СШ 6 кВ КРУН 6 кВ (АСБ 3х95) не удовлетворяют условию невозгораемости при допустимой температуре нагрева жил кабеля – 200 °C (Циркуляр № Ц-02-98 (Э) п.1.3) и рекомендованы к замене на большее сечение алюминиевой жилы (А1 – не менее 120 мм²).

В связи с значительным увеличением ТКЗ по **Варианту №2** требуется проверка существующих кабельных линий 6 кВ отходящих фидеров, подключенных к 1СШ-6 и 2СШ-6 существующего КРУН 6 кВ.

Существующие кабели 6 кВ должны быть проверены на термическую стойкость и невозгораемость при коротком замыкании в соответствии с ГОСТ Р 52736-2007 п. 6.3 и 6.3.5.

Минимальное сечение проводника, отвечающее требованию стойкости при ТКЗ, определяется по формуле (ГОСТ Р 52736-2007 п. 6.3.5):

$$S_{\text{тер. min}} = \frac{\sqrt{B_k}}{C_T},$$

где $C_{\text{тер}}$ – параметр для кабелей 6 кВ с алюминиевыми жилами, согласно ГОСТ Р 52736-2007 табл. 8, $C_T = 90 \text{ А } \sqrt{\text{с}}/\text{мм}^2$;

B_k – тепловой импульс тока КЗ (интеграл Джоуля), для определения интеграла Джоуля используем формулу:

$$B_K = I_K^2 \sqrt{t_{\text{откл}} + T_a \left(1 - e^{-\frac{2t_{\text{откл}}}{T_a}}\right)} = 13,56^2 \cdot \sqrt{0,105 + 0,05 \cdot \left(1 - e^{-\frac{2 \cdot 0,105}{0,05}}\right)} = 72,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

где $I_{\text{пс}}$ – действующее значение периодической составляющей тока КЗ, принимаем $I_{\text{пс}} = 13,56 \text{ кА}$;

$T_{\text{а.эк}}$ – эквивалентная постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ, $T_{\text{а.эк}} = 0,05 \text{ с}$;

$t_{\text{откл.}}$ – время отключения КЗ: $t_{\text{откл.}} = (t_{\text{защ}} + t_{\text{откл.выкл.}}) = (0,06 + 0,05) = 0,105 \text{ с}$,

где $t_{\text{защ}} = 0,06 \text{ с}$ – время действия основной защиты РЗА;

$t_{\text{откл.выкл.}} = 0,045 \text{ с}$ – полное время отключения выключателя, в соответствии с заводской информацией.

Минимальное сечение алюминиевой жилы отходящей КЛ 6 кВ, отвечающее условию термической стойкости при КЗ, составляет:

$$S_{\text{тер.мин}} = \frac{\sqrt{72,2 \cdot 10^6}}{90} = 94,4 \text{ мм}^2.$$

Таким образом, минимальное сечение алюминиевых жил КЛ 6 кВ, подключенных к ячейкам сущ. КРУН 1СШ и 2СШ должно составлять не менее 95 мм².

Следовательно, все существующие кабельные линии 6 кВ удовлетворяют условию термической стойкости при КЗ и не требуют замены.

Ниже приведена проверка существующих КЛ 6 кВ по условию невозгораемости при КЗ для Варианта №2.

$\Theta_k = \Theta_n \cdot e^x + a \cdot (e^x - 1),$ $K = \frac{(B \cdot B_{\text{тер}})}{S^2}, \quad \Theta_n = \Theta_0 + (\Theta_m - \Theta_{\text{окр}}) \left(\frac{I_{\text{рас}}}{I_m}\right)^2,$				Qокр, °C	25				
				Qо, °C	26				
				Qм, °C	65	→ Бумажная изоляция, 6 кВ			
				tоткл, с	1,3				
				Qдоп, °C	400				
				Iкз.мах, кА	13,56				
				материал	алюминий				
№ яч.	№ линии	Марка, Сечение	Сечение	Iраб.мах А	Iдл, А	Qн, °C	K	Qк, °C	Результат
яч. 24	ТП-4208	ААБлу-3х120	120	150	243	41,3	0,758	346,7	Да
	ТП-3832п	ААБл-3х240	240	250	351	46,3	0,19	103,7	Да
яч. 1	ТП-1184 Парус "А"	ААБл-3х240	240	250	351	46,3	0,19	103,7	Да
яч. 2	ТП-1182"А"	ААБл-3х120	120	150	243	41,3	0,758	346,7	Да
яч. 3	ТП-2088	ААБл-3х240	240	250	351	46,3	0,19	103,7	Да
	ТП-1162п	ААБл-3х120	120	150	243	41,3	0,758	346,7	Да
яч. 4	ТП-1003	ААБл-3х240	240	250	351	46,3	0,19	103,7	Да
	ТП-1003	АСБ-3х240	240	250	351	46,3	0,19	103,7	Да
яч. 5	Мелькомбинат	2хААБ-3х120	120	300	486	41,3	0,758	346,7	Да
яч. 9	ТП-752	АСБ-3х95	95	100	213	34,9	1,21	653,7	Нет
яч. 11	ТП-491	АСБ-3х95	95	100	213	34,9	1,21	653,7	Нет
яч.27	1СШ - 3СШ	6хАПвГу-1х300	300	800	1000	51,6	0,122	87,9	Да
яч. 17	В.Городок	2хААБл-3х120	120	300	486	41,3	0,758	346,7	Да
яч. 18	ТП-4238п	ААБлу-3х240	240	250	351	46,3	0,19	103,7	Да
	ТП-5878п	ААБл-3х240	240	250	351	46,3	0,19	103,7	Да
яч. 21	ТП-1182"Б"	ААБЛ-3х150	150	200	275	47,2	0,485	219	Да
	ТП-1186п	ААБ-3х120	120	150	243	41,3	0,758	346,7	Да
яч. 22	ТП-1184"Б"	ААБЛ-3х240	240	250	351	46,3	0,19	103,7	Да
	Парус"Б"	ААБЛ-3х240	240	250	351	46,3	0,19	103,7	Да
яч. 23	ТП-486	NA2XSE2Y-3х240/10	240	250	351	46,3	0,19	103,7	Да
яч. 25	ТП-567	2хААБ-3х150	150	400	550	47,2	0,485	219	Да
яч. 26	ООО "Терминал"	ААБЛ-3х185	185	200	307	43	0,319	144,9	Да
яч.28	2СШ - 4СШ	6хАПвГу-1х300	300	800	1000	51,6	0,122	87,9	Да

Вывод: Существующие кабельные линии 6 кВ, подключенные ячейкам №9 и №11 КРУН 6 кВ 1СШ и 2СШ (АСБ 3х95) не удовлетворяют условию невозгораемости (400 °C, таблица 17, ГОСТ Р 52736-2007) при КЗ и требуют заменены на сечение алюминиевой жилы не менее 120 мм².

Дополнительно выполнена проверка существующих КЛ 6 кВ по условию невозгораемости при КЗ, согласно Циркуляра № Ц-02-98 (Э) п.1.3 (для допустимой температуры 200 °С), по причине нахождения существующих КЛ в длительной эксплуатации и неоднократному воздействию ТКЗ.

$\Theta_k = \Theta_n \cdot e^{\kappa} + a \cdot (e^{\kappa} - 1),$ $\kappa = \frac{(B \cdot B_{тер})}{S^2}, \quad \Theta_n = \Theta_0 + (\Theta_m - \Theta_{окр}) \left(\frac{I_{раб}}{I_m} \right)^2,$				Qокр, °С	25	→ Бумажная изоляция, 6 кВ			
				Qо, °С	26				
				Qм, °С	65				
				токкл, с	1,3				
				Qдоп, °С	200				
				Iкз.мах, кА	13,56				
				материал	алюминий				
№ яч.	№ линии	Марка, Сечение	Сечение	Iраб.мах, А	Iдл, А	Qн, °С	К	Qк, °С	Результат
яч. 24	ТП-4208	ААБл-3х120	120	125	243	36,6	0,758	336,7	Нет
	ТП-3832п	ААБл-3х240	240	250	351	46,3	0,19	103,7	Да
яч. 1	ТП-1184 Парус "А"	ААБл-3х240	240	250	351	46,3	0,19	103,7	Да
яч. 2	ТП-1182"А"	ААБл-3х120	120	125	243	36,6	0,758	336,7	Нет
яч. 3	ТП-2088	ААБл-3х240	240	250	351	46,3	0,19	103,7	Да
	ТП-1162п	ААБл-3х120	120	125	243	36,6	0,758	336,7	Нет
яч. 4	ТП-1003	ААБл-3х240	240	250	351	46,3	0,19	103,7	Да
	ТП-1003	АСБ-3х240	240	250	351	46,3	0,19	103,7	Да
яч. 5	Мелькомбинат	2хАБЛ-3х120	120	250	486	36,6	0,758	336,7	Нет
яч. 9	ТП-752	АСБ-3х95	95	100	213	34,9	1,21	653,7	Нет
яч. 11	ТП-491	АСБ-3х95	95	100	213	34,9	1,21	653,7	Нет
яч.27	1СШ- 3СШ	6хАПвПг-1х300	300	800	1000	51,6	0,122	87,9	Да
яч. 17	В.Городок	2хАБЛ-3х120	120	300	486	41,3	0,758	346,7	Нет
яч. 18	ТП-4238п	ААБл-3х240	240	250	351	46,3	0,19	103,7	Да
	ТП-5878п	ААБл-3х240	240	250	351	46,3	0,19	103,7	Да
яч. 21	ТП-1182"Б"	ААБЛ-3х150	150	130	275	35	0,485	199,2	Да
	ТП-1186п	ААБ-3х120	120	125	243	36,6	0,758	336,7	Нет
яч. 22	ТП-1184"Б"	ААБЛ-3х240	240	250	351	46,3	0,19	103,7	Да
	Парус"Б"	ААБЛ-3х240	240	250	351	46,3	0,19	103,7	Да
яч. 23	ТП-486	NA2XSE2Y-3х240/10	240	250	351	46,3	0,19	103,7	Да
яч. 25	ТП-567	2хААБ-3х150	150	260	550	35	0,485	199,2	Да
яч. 26	ООО "Терминал"	ААБЛ-3х185	185	200	307	43	0,319	144,9	Да
яч.28	2СШ- 4СШ	6хАПвПг-1х300	300	800	1000	51,6	0,122	87,9	Да

Вывод: Существующие кабельные линии 6 кВ, подключенные ячейкам №9 и №11 КРУН 6 кВ 1СШ и 2СШ (АСБ 3х95) не удовлетворяют условию невозгораемости при допустимой температуре нагрева жил кабеля – 400 оС (Циркуляр № Ц-02-98 (Э) п.1.1 и ГОСТ Р 52736-2007, таблица 17) при КЗ и требуют заменены на большее сечение алюминиевой жилы.

Существующие кабельные линии 6 кВ, подключенные ячейкам №24, 2, 3, 5 - 1СШ 6 кВ и №17, 21 - 2СШ-6 кВ КРУН 6 кВ (ААБл 3х120) не удовлетворяют условию невозгораемости при допустимой температуре нагрева жил кабеля – 200 оС (Циркуляр № Ц-02-98 (Э) п.1.3) и рекомендованы к замене на большее сечение алюминиевой жилы (Al – не менее 150 мм2)

Рекомендуемым к реализации вариантом схемы подключения Т-1 на стороне 6 кВ на ПС 35 кВ Военный городок является Вариант 2 (выводы обмоток НН1 и НН2 Т-1 объединяются перемычкой, далее устанавливается развилка из двух выключателей, подключаемых к 1 с и 5 с 6 кВ), так как данная схема обеспечивает меньшую загрузку Т-1 на ПС 35 кВ Военный городок и возможность присоединения дополнительных нагрузок в перспективе. Однако, реализация этого варианта возможна только после обязательной замены КЛ 6 кВ яч. №9 и №11, и рекомендуемой замены КЛ 6 кВ яч. №24, 2, 3, 5 - 1СШ 6 кВ и №17, 21 - 2СШ-6 кВ в вязи с увеличением токов короткого замыкания. На этапе до замены КЛ 6 кВ перемычка должна быть разомкнута (или отсутствовать).

5. Выбор и проверка кабеля 6 кВ для подключения ТСН и ДГР

Выбор номинального напряжения кабеля.

Выбираем кабель марки АПвВнг(А)-LS 6 кВ.

$$U_{\text{ном.к}} = 6 \text{ кВ} \geq U_{\text{сети}} = 6 \text{ кВ}.$$

Выбор сечения ТПЖ кабеля по длительно допустимому току.

Наибольший рабочий ток

$$I_{\text{макс}} = \frac{K_{\text{п.ав.}} \cdot S_{\text{ном.,ТСН}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср.ВН}}} = \frac{1,05 \cdot 250}{\sqrt{3} \cdot 6} = 25,26 \text{ А}$$

Предварительно выбираем кабель АПвВнг(А)-LS-6 3х95/16.

Допустимый ток кабеля АПвВнг(А)-LS-6 3х95/16 при прокладке в земле – 233 А, в воздухе – 255 А.

Поправочный коэффициент на температуру окружающей среды для зимнего режима принимаем 1,21 (на открытом воздухе) и 1,13 (в земле).

Кабели 6 кВ прокладываются на территории ПС в железобетонном лотке, в земле и в воздухе.

1. Прокладка кабелей 6 кВ в железобетонном лотке по территории ПС. Коэффициент прокладки для таких условий равен – 0,85.

Длительно-допустимый ток кабеля АПвВнг(А)-LS-6 3х95/16 в железобетонном лотке с учетом коэффициента среды и прокладки

$$I_{\text{дд}} = 1,21 \cdot 0,85 \cdot 255 = 262 \text{ А}.$$

2. Прокладка кабелей 6 кВ в земле по территории ПС. Коэффициент прокладки для таких условий равен – 1,0.

Длительно-допустимый ток кабеля АПвВнг(А)-LS-6 3х95/16 в земле с учетом коэффициента среды и прокладки

$$I_{\text{дд}} = 1,13 \cdot 1,0 \cdot 233 = 263 \text{ А}.$$

3. Прокладка кабелей 6 кВ в воздухе. Коэффициент прокладки для таких условий равен – 1,0.

Длительно-допустимый ток кабеля АПвВнг(А)-LS-6 3х95/16 в воздухе с учетом коэффициента среды и прокладки

$$I_{\text{дд}} = 1,21 \cdot 1,0 \cdot 233 = 263 \text{ А}.$$

Проверка по длительно-допустимому току

$$I_{\text{доп}} = 262 \text{ А} \geq I_{\text{макс}} = 25,26 \text{ А}.$$

Выбор по минимальному сечению проводника, отвечающему условию термической стойкости при КЗ.

Время срабатывания основной защиты – 0,01 с.

$$t_{\text{откл}} = 0,01 + 0,05 = 0,06 \text{ с},$$

$$W_k = 10320^2 \cdot \left[0,06 + 0,05 \cdot \left(1 - e^{\frac{-2 \cdot 0,06}{0,05}} \right) \right] = 11,23 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с};$$

$$S_{\text{тер.мин.}} = \frac{\sqrt{11,23 \cdot 10^6}}{95} = 35,27 \text{ мм}^2;$$
$$95 \text{ мм}^2 \geq 35,27 \text{ мм}^2.$$

Проверка кабеля по условиям невозгораемости.

Значение начальной температуры жилы кабеля будет равно:

$$\theta_n = 25 + (90 - 25) \cdot \left(\frac{25,26}{262} \right)^2 = 25,6^\circ\text{C}.$$

Время срабатывания резервной защиты – 0,8 с.

$$t_{\text{откл}} = 0,8 + 0,05 = 0,85 \text{ с},$$

$$W_k = 10320^2 \cdot \left[0,85 + 0,05 \cdot \left(1 - e^{\frac{-2 \cdot 0,85}{0,05}} \right) \right] = 95,85 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \cdot \text{с};$$

Коэффициент k будет равен:

$$k = \frac{45,65 \cdot 95,85}{95^2} = 0,48.$$

Температура жилы в конце КЗ θ_k будет равна:

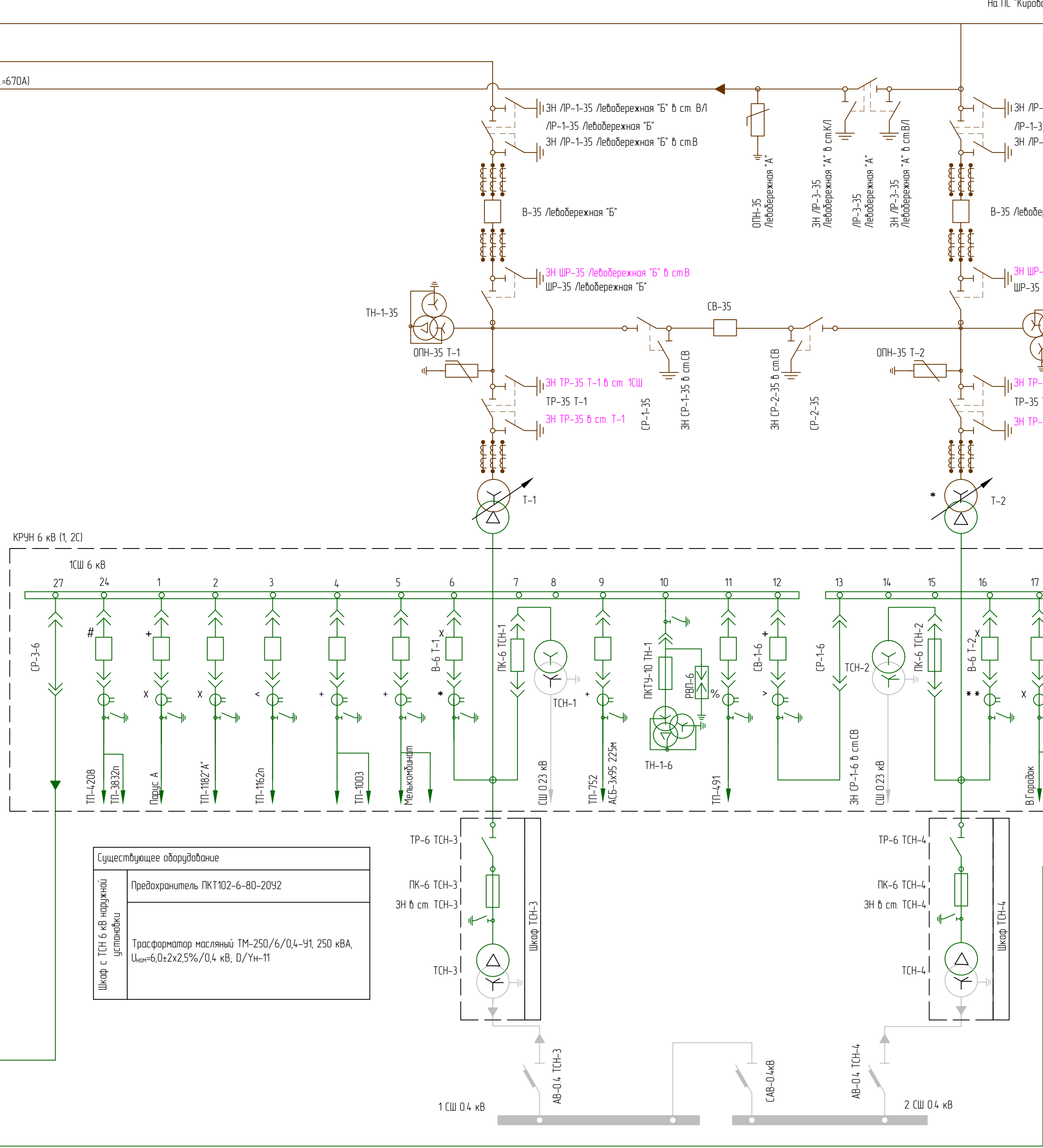
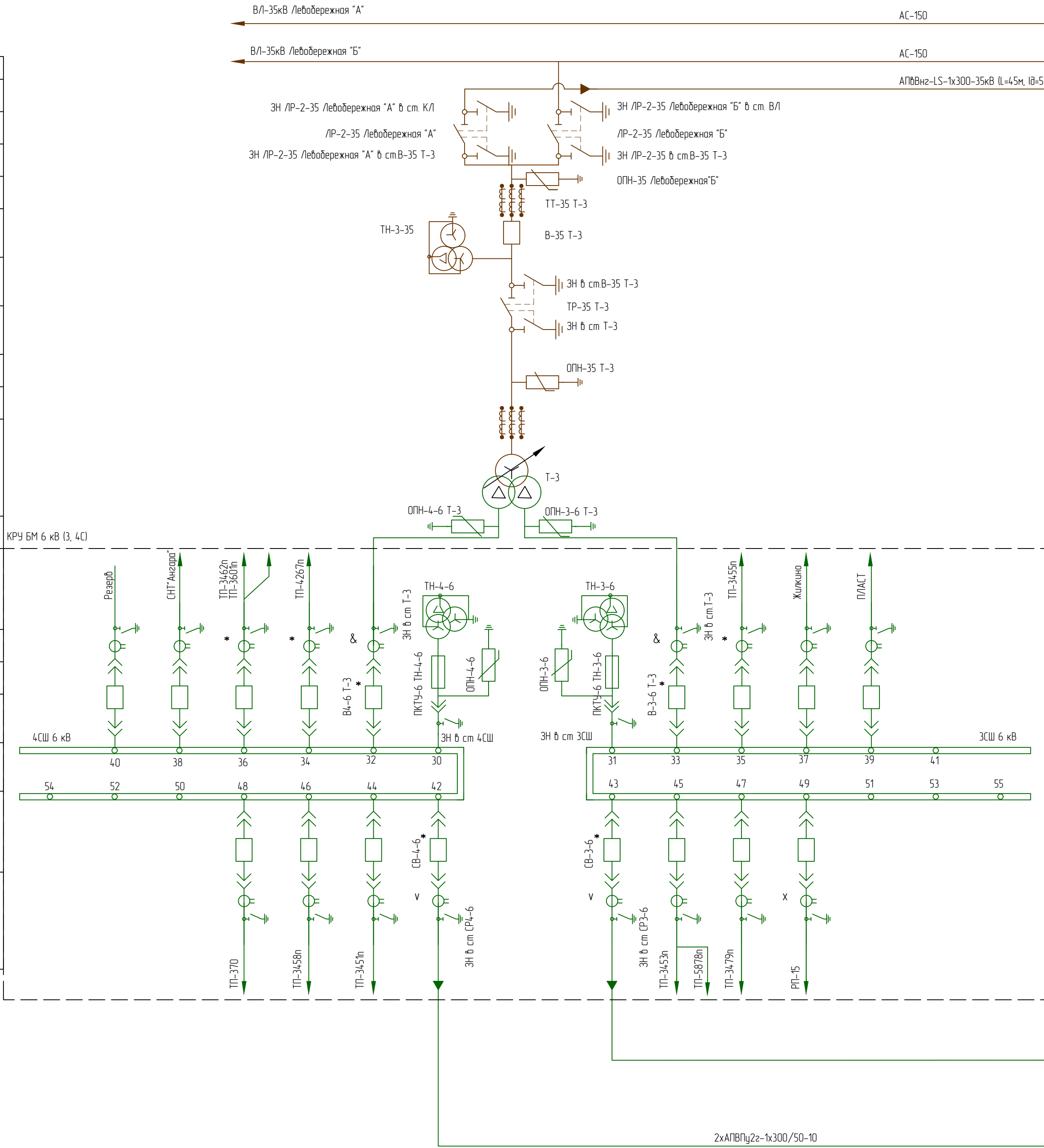
$$\theta_k = 25,6 \cdot e^{0,48} + 228 \cdot (e^{0,48} - 1) = 181,84^\circ\text{C}$$

Допустимая температура жилы в конце КЗ θ_k для кабелей с изоляцией из СПЭ составляет 400°C .

Таким образом, выбранное сечение кабеля 6 кВ удовлетворяет требованиям по невозгоранию.

Имя	Имя
Подпись	Дата
Имя	Подпись

Существующее оборудование
Разъединитель 35 кВ с одним ЗН, РП1-35/1000-УХЛ1, ПД-14-02 УХЛ1
Разъединитель 35 кВ с двумя ЗН, РП2-35/1000-УХЛ1, ПД-14-02 УХЛ1
Ограничитель перенапряжений 35 кВ, ТЕМ-35/40,5-550 УХЛ1 8/20мс-10кА
Трансформатор тока ТМБ-75-0,5/10Р/10Р-600/5А
Выключатель колонный 35 кВ, ВПТ-35Н-50/3150, ППРК
Трансформатор напряжения 35 кВ, ЕМРС 72 35 0,1/4,1
Разъединитель 35 кВ с двумя ЗН, РП2-35/1000-УХЛ1, ПД-14-02 УХЛ1
Ограничитель перенапряжений 35 кВ, ТЕМ-35/40,5-550 УХЛ1 8/20мс-10кА
Трансформатор тока бисторный ТБ3-35-10Р/10Р-600/5А
Силовой трехфазный двухобмоточный трансформатор 35 кВ с расщепленной обмоткой НН, ТРДНС-25000/36,75/6,3/6,3-У1, S _{ном1} =25000 кВА, S _{номНН} =12500 кВА, S _{номН2} =12500 кВА, I _н =393А/1146А/1146А, U _{кВ-нн} =10,5%, Y/D-0-11/11 РПН36,75±9х1,333%
Ограничитель перенапряжений 6 кВ, РТ/ТЕМ-6/7,2-УХЛ1
Трансформатор тока 6 кВ, ТОЛ-10-4-8-0,5S/0,5/10Р-10ВА 600/5 300/5 *
Трансформатор напряжения 6 кВ, ЭНОП-69-2
Ограничитель перенапряжений 6 кВ, РТ/ТЕМ-6/7,2-УХЛ1
Выключатель 6 кВ, ВВ/ТЕМ-10-20/1000 У2 ВВ/ТЕМ-10-20/1600 У2 *
Сборные шины, 2500А
Выключатель 6 кВ, ВВ/ТЕМ-10-20/1000 У2 ВВ/ТЕМ-10-20/1600 У2 *
Трансформатор тока 6 кВ, ТОЛ-10-4-8-0,5S/0,5/10Р-10ВА 600/5, 1500/5 v ТП/1-600/5 x



Существующее оборудование
Разъединитель 35 кВ с одним ЗН, РНД3-2-35/1000-У-1, ПРН-220М
Ограничитель перенапряжений 35 кВ, ОПН/ТЕМ-35/40,5-550 УХЛ1
Разъединитель 35 кВ с двумя ЗН, РНД3-2-35/1000-У-1, ПРН-220М
Выключатель масляный 35 кВ, С-35М-630-10-У1 пр. ПП-67 с бисторными трансформаторами тока ТБ-35/10 600/5
Разъединитель 35 кВ с одним ЗН, РНД3-1-35/1000-У1, ПРН-220М
Трансформатор напряжения 35 кВ, НАМИ-35
Ограничитель перенапряжений 35 кВ, ОПН-П/339-35/40,5/10/400 УХЛ1
Разъединитель 35 кВ с двумя ЗН, РНД3-2-35/1000-У-1, ПРН-220М
Силовой трехфазный двухобмоточный трансформатор 35 кВ ТД-16000/35, S _{номВН} =16000 кВА, I _н =239,9А/1466 А, U _к =7,6%, Y/D-11 (ТДНС-16000/35*, S _{номВН} =16000 кВА, I _н =251/1466 А, U _к =10,5%, Y _н /D-11)

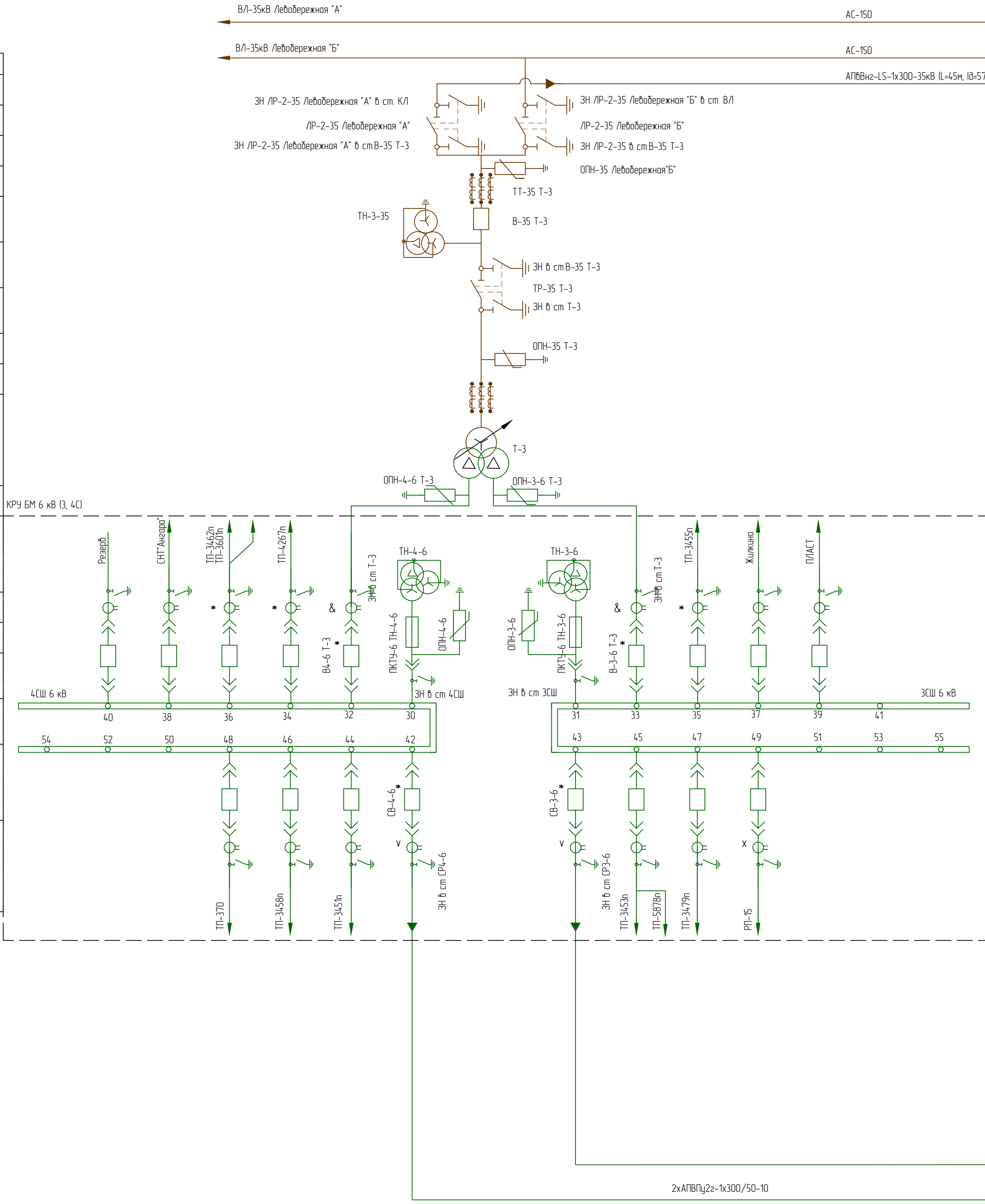
Выключатель 6 кВ, ВМП-10П 630 А, 1000 А + ВМП-10-3200 А x ВК-10-20/630 #
Трансформатор тока 6 кВ, ТПШ-10 2000/5 *, ТЛШ-10 2000/5 **, ТЛМ-10 200/5, 300/5+, 1000/5+, 600/5, 400/5 + ТОЛ-10 400/5 %
Разрядник вентильный РВО-6
Предохранитель ПКТУ-10
Трансформатор напряжения НТМН-6
Предохранитель ПК-6
Трансформатор масляный ТМ-40/6/0,22, 40 кВА
яч. 10, 19
яч. 8, 14

1. Проектные элементы реконструируемой части подстанции выполнены сплошными утолщенными линиями, переносные существующие - пунктирными утолщенными линиями, существующие - сплошными тонкими.
2. Элементы схемы и линии электрической связи между ними выполнены цветом, соответствующим классу напряжения, на котором работает данное оборудование, согласно ГОСТ Р 56303-2014.
3. Схема реконструируемой части подстанции выполнена на основании задания на проектирование: "Реконструкция ПС 35 кВ Военный городок (замена Т-1 мощностью 16 МВА на трансформатор мощностью 25 МВА) (прирост мощности 9 МВА)", АО "ИЗСК", 2025 г. и "Нормальной схемы электрических соединений ПС 35/6кВ "Военный городок" филиала АО "ИЗСК" ЮЗ.

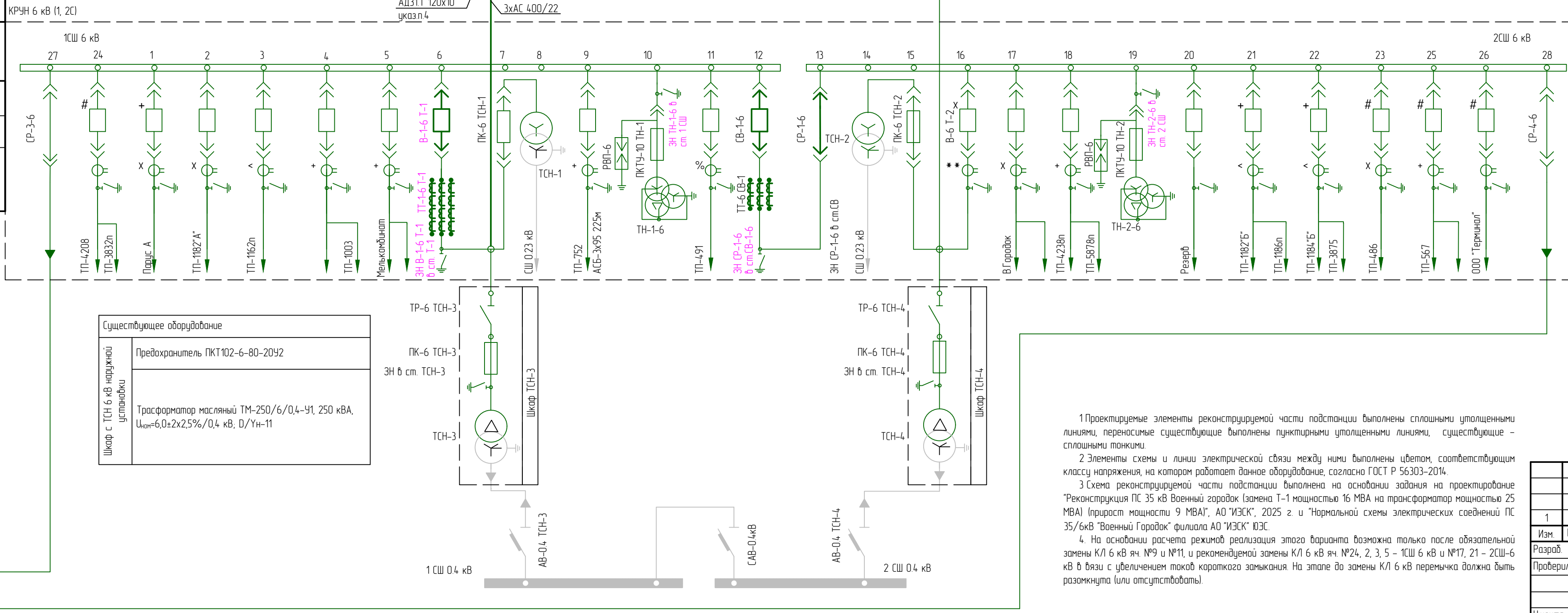
1068-371-ИОС.1.1.Г.Ч					
"Реконструкция ПС 35 кВ Военный городок (замена Т-1 мощностью 16МВА на трансформатор мощностью 25 МВА) (прирост мощности 9 МВА)"					
Изм.	Копия	Лист	№ док	Подп.	Дата
Разработ	Лысина	06.26			
Проверил	Сажин	06.26			
Н.контр.	Креняк	06.26			
Г.ИП	Ериб	06.26			
Раздел 5. Подраздел 1. Система электроснабжения. Часть 1. Электротехнические решения.					
Схема электрическая принципиальная ПС (существующая)					
ООО "Томскэлектросетьпроект"					

Имя, И. Ф. И. О.	Взятый, И. Ф. И. О.
Подпись, И. Ф. И. О.	
Имя, И. Ф. И. О.	

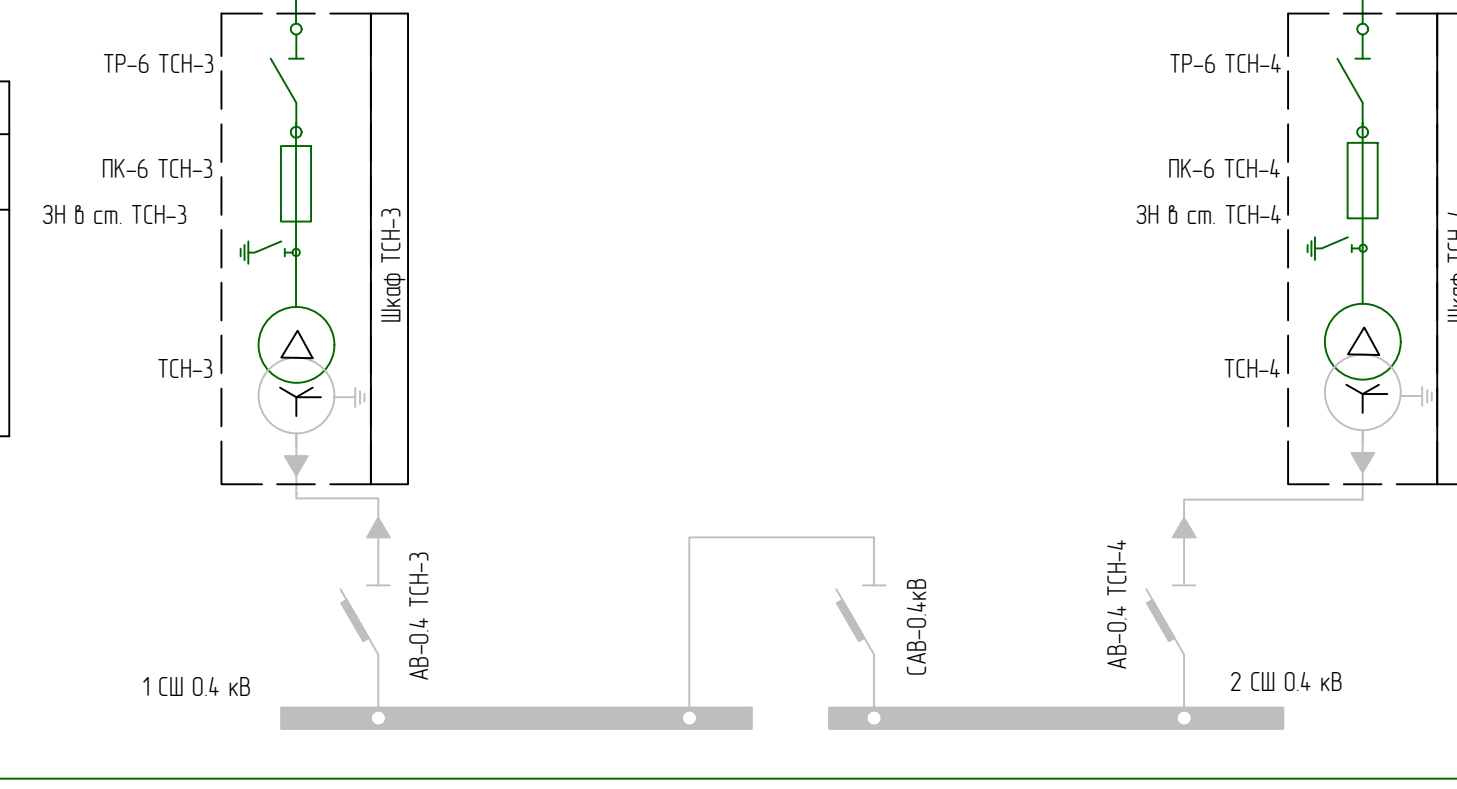
Существующее оборудование
Разъединитель 35 кВ с одним ЗН, РП1-35/1000-УХЛ1, ПД-14-02 УХЛ1
Разъединитель 35 кВ с двумя ЗН, РП2-35/1000-УХЛ1, ПД-14-02 УХЛ1
Ограничитель перенапряжений 35 кВ, ТЕМ-35/40,5-550 УХЛ1 8/20мкс-10кА
Трансформатор тока ТМБ-75-0,5/10Р/10Р-600/5А
Выключатель колкальный 35 кВ, ВПТ-351-50/3150, ППРК
Трансформатор напряжения 35 кВ, ЕМФС 72 35 0,1/1,1
Разъединитель 35 кВ с двумя ЗН, РП2-35/1000-УХЛ1, ПД-14-02 УХЛ1
Ограничитель перенапряжений 35 кВ, ТЕМ-35/40,5-550 УХЛ1 8/20мкс-10кА
Трансформатор тока бисторный ТВ3-35-10Р/10Р-600/5А
Силовой трехфазный двухобмоточный трансформатор 35 кВ с расщепленной обмоткой НН, ТРДНС-25000/36,75/6,3/3-У1, S _{ном1} =25000 кВА, S _{номНН} =12500 кВА, S _{номН2} =12500 кВА, I _н =393А/1146А/1146А, U _{кВ-н} =10,5%, Y/D, D-11/11 РПН36,75±9х1,333%
Ограничитель перенапряжений 6 кВ, РТ/ТЕЛ-6/7,2-УХЛ1
Трансформатор тока 6 кВ, ТОЛ-10-4-8-0,55/10Р-10ВА 600/5 300/5 * ТОЛ-10-4-8-0,55/10Р/10Р-10ВА 1500/5 &
Ограничитель перенапряжений 6 кВ, РТ/ТЕЛ-6/7,2-УХЛ1
Выключатель 6 кВ, ВВ/ТЕЛ-10-20/1000 У2 ВВ/ТЕЛ-10-20/1600 У2 *
Сборные шины, 2500А
Выключатель 6 кВ, ВВ/ТЕЛ-10-20/1000 У2 ВВ/ТЕЛ-10-20/1600 У2 *
Трансформатор тока 6 кВ, ТОЛ-10-4-8-0,55/10Р-10ВА 600/5, 1500/5 v ТП1-600/5 x



Проектируемое оборудование (ППО)
Трансформатор тока в литой изоляции, U _н =35 кВ, I _{ном} =40 кА, I _в =101 кА, Кл.м. 0,55/0,55/10РР/10РР, Кл.м. 400-600-800/5 А
Выключатель воздушный, U _н =35 кВ, I _н =1600 А, I _{отк} =25 кА, I _{отс} =25 кА, I _в =63 кА, ВВН-СЭЦ-П-35-25-1600
Трансформатор тока бисторный в бдда ВН, U _н =35 кВ, Кл.м. 10РР/10РР, Кл.м. 400-600-700-1000/5 А, Кл.м. 0,5, Кл.м. 500/5А
Силовой трехфазный двухобмоточный трансформатор 35 кВ с расщепленной обмоткой НН, ТРДНСФ2-25000/35, S _{номВ} =25000 кВА, S _{номНН} =12500 кВА, S _{номН2} =12500 кВА, U _{кВ-н} =36,75±8х15%/6,3-6,3 кВ, Yн/Δ-Δ-11-11
Ограничитель перенапряжений нелинейный (ОПН) U _{ном} =6,3 кВ, ОПН-П1-6/7,2/10/2Ш УХЛ1
Выключатель вакуумный U _{ном} =6,3 кВ, I _н =2000 А, I _{отк} =20 кА, I _{отс} =20 кА, I _в =51 кА (вч. бдда Т-1 СВ)
Секционный разъединитель U _{ном} =6,3 кВ, I _н =2000 А, I _{отк} =20 кА, I _{отс} =20 кА, I _в =51 кА (вч. СР)
Трансформатор тока в литой изоляции U _{ном} =6 кВ, I _{ном} =20 кА, I _в =51 кА, Кл.м. 0,55/0,5/10РР/10РР, Кл.м. 2000/5 (вч. бдда Т-1), Кл.м. 0,5/10РР, Кл.м. 1000/5 (вч. СВ)



Существующее оборудование
Предохранитель ПКТ102-6-80-2042
Трансформатор масляный ТМ-250/6/0,4-У1, 250 кВА, U _{ном} =6,0±2х2,5%/0,4 кВ, 0/Yн-11



1 Проектируемые элементы реконструируемой части подстанции выполнены сплошными утолщенными линиями, переносимые существующие выполнены пунктирными утолщенными линиями, существующие - сплошными тонкими

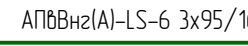
2 Элементы схемы и линии электрической связи между ними выполнены цветом, соответствующим классу напряжения, на котором работает данное оборудование, согласно ГОСТ Р 56303-2014

3 Схема реконструируемой части подстанции выполнена на основании задания на проектирование "Реконструкция ПС 35 кВ Военный гараж (замена Т-1 мощностью 16 МВА на трансформатор мощностью 25 МВА) (примечание: 9 МВАТ, АО "ЭСК", 2025 г. и "Нормальной схемы электрических соединений ПС 35/6,3 кВ "Военный гараж" филиала АО "ЭСК" 1035

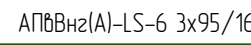
4. На основании расчета режимов реализации этого варианта возможно только после обязательной замены КЛ 6 кВ яч. №9 и №11, и рекомендованной замены КЛ 6 кВ яч. №24, 2, 3, 5 - 1Ш 6 кВ и №17, 21 - 2Ш 6 кВ в связи с увеличением токов короткого замыкания. На этапе до замены КЛ 6 кВ перемычка должна быть разорвана (или опущена).

Выключатель 6 кВ, ВМП-10П 630 А, 1000 А + ВМП3-10-3200 А x ВК-10-20/630 #
Трансформатор тока 6 кВ, ТЛШ-10 2000/5 ** ТЛШ-10 200/5, 300/5*, 1000/5*, 600/5, 400/5 + ТОЛ-10 400/5 %
Разъединитель вентиляционный РВ0-6
Предохранитель ПКТУ-10
Трансформатор напряжения НТМН-6
Предохранитель ПК-6
Трансформатор масляный ТМ-40/6/0,22, 40 кВА

1068-371-ИОС.1.1.ГЧ					
"Реконструкция ПС 35 кВ Военный гараж (замена Т-1 мощностью 16 МВА на трансформатор мощностью 25 МВА) (примечание: 9 МВАТ, АО "ЭСК", 2025 г. и "Нормальной схемы электрических соединений ПС 35/6,3 кВ "Военный гараж" филиала АО "ЭСК" 1035					
Раздел 5. Подраздел 1. Система электроснабжения. Часть 1. Электроэнергетические решения					
Схема электрическая принципиальная реконструируемой части ПС. 1 пусковой комплекс					
ООО "Томскэлектросетьпроект"					



AP9H 6 KB 1, 2C



Препарируемые образцы (ЭКО)

Трансформатор непрямоточной связи 6 кВ, номинального эвентического источника, 3000 кВА, $U_{\text{ном}}=6,3/0,23$ кВ, $Y_{\text{н}}/0-11$.

Ограничитель перенапряжений нелинейный (ОПН) $U_{\text{нл}}=6$ кВ.

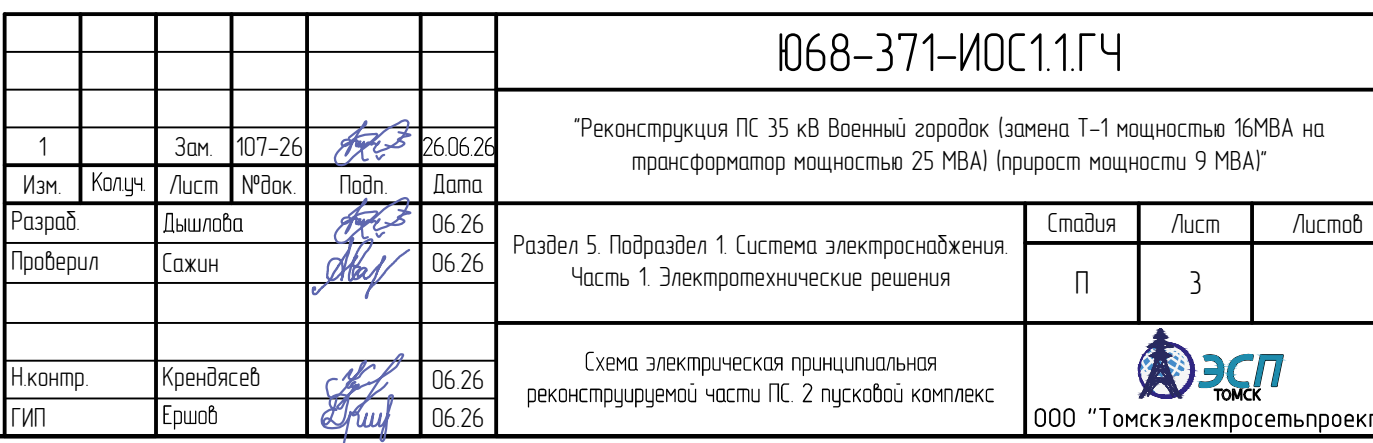
Различительные горизонтально-потоковые отпущивающие (1-11) комплектации: 3Н-35 кВ, 3Н-30 кВ, 3Н-10 кВ, 3Н-25 кВ, с электроавтоматическими приводами для ПН и ЗН.

Высоковольтный резистор эвентического непрямоточного $U_{\text{нл}}=6,3$ кВ, $R_{\text{нл}}=600$ Ом, $P=2,4$ кВт, $U_{\text{нл}}=6,4$ кВ.

Двухполюсный плунжерный высоковольтный резистор 6 кВ $U_{\text{нл}}=6,3$ кВ, $R_{\text{нл}}=60$ Ом, $P_{\text{нл}}=20$ кВт, $U_{\text{нл}}=6,4$ кВ.

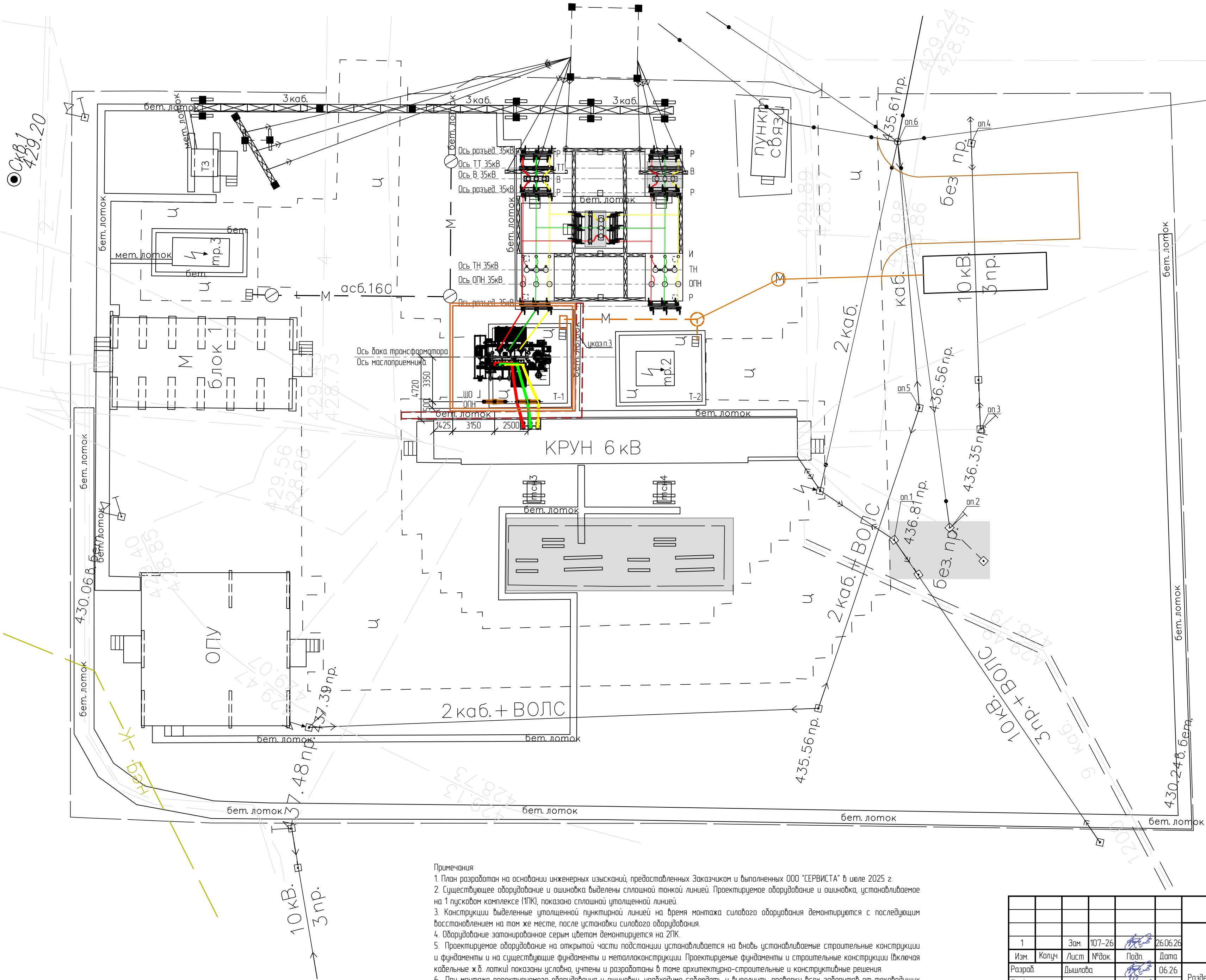
Вспомогательный трансформатор типа $U_{\text{нл}}=6$ кВ, $U_{\text{нл}}=50/5$ кВ, $U_{\text{нл}}=10$ кВ.

Система автоматического регулирования типа $U_{\text{нл}}=6$ кВ.



		Проектирование оборудования (ЭП)	
Выключатель 6 кВ ВМПТ-101 63А, 1000 А БК-10-20/630 #		Вариант 6-2-6	Секционный разъединитель УЩ-63 кВ; БК-1000 А, I _{ном} =20 кА, I _{отс} =51 кА, I _{отс} (2-2-6)
Трансформатор тока 6 кВ ТМЛ-10-2000/5 * 1700-10 2000/5 ** 1704-10 2000/5, 300/5, 1000/5, 600/5 х 400/5 10-10 400/5, 5%		Вариант 6-2-7	Выключатель вакуумный УЩ-63 кВ; БК-1000 А, I _{ном} =20 кА, I _{отс} =20 кА, U _{ном} =51 кВ, I _{отс} (6000 Т-2); БК-1000 А, I _{ном} =20 кА, I _{отс} =20 кА, U _{ном} =51 кВ, I _{отс} (ТЧ-4)
Разрядник деионитный РВ0-6		вс. шт.	вс. шт.
Предохранитель ПКТУ-10			
Трансформатор напряжения НТМН-6			
Предохранитель ПК-6			
Трансформатор масляный ТМ-40/6/022, 40 кВ			
		вс. шт.	вс. шт.
		Проектирование оборудования (ЭП)	
		Вариант 6-2-8	Секционный разъединитель УЩ-63 кВ; БК-1000 А, I _{ном} =20 кА, I _{отс} =20 кА, U _{ном} =51 кВ, I _{отс} (ТЧ-4)
		Вариант 6-2-9	Выключатель вакуумный УЩ-63 кВ; БК-1000 А, I _{ном} =20 кА, I _{отс} =20 кА, U _{ном} =51 кВ, I _{отс} (6000 Т-2); БК-1000 А, I _{ном} =20 кА, I _{отс} =20 кА, U _{ном} =51 кВ, I _{отс} (ТЧ-4)
		вс. шт.	вс. шт.
		вс. шт.	вс. шт.
		Проектирование оборудования (ЭП)	
		Вариант 6-2-10	Секционный разъединитель УЩ-63 кВ; БК-1000 А, I _{ном} =20 кА, I _{отс} =20 кА, U _{ном} =51 кВ, I _{отс} (ТЧ-4)
		Вариант 6-2-11	Выключатель вакуумный УЩ-63 кВ; БК-1000 А, I _{ном} =20 кА, I _{отс} =20 кА, U _{ном} =51 кВ, I _{отс} (6000 Т-2); БК-1000 А, I _{ном} =20 кА, I _{отс} =20 кА, U _{ном} =51 кВ, I _{отс} (ТЧ-4)
		вс. шт.	вс. шт.
		вс. шт.	вс. шт.
		Проектирование оборудования (ЭП)	
		Вариант 6-2-12	Секционный разъединитель УЩ-63 кВ; БК-1000 А, I _{ном} =20 кА, I _{отс} =20 кА, U _{ном} =51 кВ, I _{отс} (ТЧ-4)
		Вариант 6-2-13	Выключатель вакуумный УЩ-63 кВ; БК-1000 А, I _{ном} =20 кА, I _{отс} =20 кА, U _{ном} =51 кВ, I _{отс} (6000 Т-2); БК-1000 А, I _{ном} =20 кА, I _{отс} =20 кА, U _{ном} =51 кВ, I _{отс} (ТЧ-4)
		вс. шт.	вс. шт.
		вс. шт.	вс. шт.
		Проектирование оборудования (ЭП)	
		Вариант 6-2-14	Секционный разъединитель УЩ-63 кВ; БК-1000 А, I _{ном} =20 кА, I _{отс} =20 кА, U _{ном} =51 кВ, I _{отс} (ТЧ-4)
		Вариант 6-2-15	Выключатель вакуумный УЩ-63 кВ; БК-1000 А, I _{ном} =20 кА, I _{отс} =20 кА, U _{ном} =51 кВ, I _{отс} (6000 Т-2); БК-1000 А, I _{ном} =20 кА, I _{отс} =20 кА, U _{ном} =51 кВ, I _{отс} (ТЧ-4)
		вс. шт.	вс. шт.
		вс. шт.	вс. шт.
		Проектирование оборудования (ЭП)	
		Вариант 6-2-16	Секционный разъединитель УЩ-63 кВ; БК-1000 А, I _{ном} =20 кА, I _{отс} =20 кА, U _{ном} =51 кВ, I _{отс} (ТЧ-4)
		Вариант 6-2-17	Выключатель вакуумный УЩ-63 кВ; БК-1000 А, I _{ном} =20 кА, I _{отс} =20 кА, U _{ном} =51 кВ, I _{отс} (6000 Т-2); БК-1000 А, I _{ном} =20 кА, I _{отс} =20 кА, U _{ном} =51 кВ, I _{отс} (ТЧ-4)
		вс. шт.	вс. шт.
		вс. шт.	вс. шт.
		Проектирование оборудования (ЭП)	
		Вариант 6-2-18	Секционный разъединитель УЩ-63 кВ; БК-1000 А, I _{ном} =20 кА, I _{отс} =20 кА, U _{ном} =51 кВ, I _{отс} (ТЧ-4)
		Вариант 6-2-19	Выключатель вакуумный УЩ-63 кВ; БК-1000 А, I _{ном} =20 кА, I _{отс} =20 кА, U _{ном} =51 кВ, I _{отс} (6000 Т-2); БК-1000 А, I _{ном} =20 кА, I _{отс} =20 кА, U _{ном} =51 кВ, I _{отс} (ТЧ-4)
		вс. шт.	вс. шт.
		вс. шт.	вс. шт.
		Проектирование оборудования (ЭП)	
		Вариант 6-2-20	Секционный разъединитель УЩ-63 кВ; БК-1000 А, I _{ном} =20 кА, I _{отс} =20 кА, U _{ном} =51 кВ, I _{отс} (ТЧ-4)
		Вариант 6-2-21	Выключатель вакуумный УЩ-63 кВ; БК-1000 А, I _{ном} =20 кА, I _{отс} =20 кА, U _{ном} =51 кВ, I _{отс} (6000 Т-2); БК-1000 А, I _{ном} =20 кА, I _{отс} =20 кА, U _{ном} =51 кВ, I _{отс} (ТЧ-4)
		вс. шт.	вс. шт.
		вс. шт.	вс. шт.
		Проектирование оборудования (ЭП)	
		Вариант 6-2-22	Секционный разъединитель УЩ-63 кВ; БК-1000 А, I _{ном} =20 кА, I _{отс} =20 кА, U _{ном} =51 кВ, I _{отс} (ТЧ-4)
		Вариант 6-2-23	Выключатель вакуумный УЩ-63 кВ; БК-1000 А, I _{ном} =20 кА, I _{отс} =20 кА, U _{ном} =51 кВ, I _{отс} (6000 Т-2); БК-1000 А, I _{ном} =20 кА, I _{отс} =20 кА, U _{ном} =51 кВ, I _{отс} (ТЧ-4)
		вс. шт.	вс. шт.
		вс. шт.	вс. шт.
		Проектирование оборудования (ЭП)	
		Вариант 6-2-24	Секционный разъединитель УЩ-63 кВ; БК-1000 А, I _{ном} =20 кА, I _{отс} =20 кА, U _{ном} =51 кВ, I _{отс} (ТЧ-4)
		Вариант 6-2-25	Выключатель вакуумный УЩ-63 кВ; БК-1000 А, I _{ном} =20 кА, I _{отс} =20 кА, U _{ном} =51 кВ, I _{отс} (6000 Т-2); БК-1000 А, I _{ном} =20 кА, I _{отс} =20 кА, U _{ном} =51 кВ, I _{отс} (ТЧ-4)
		вс. шт.	вс. шт.
		вс. шт.	вс. шт.
		Проектирование оборудования (ЭП)	
		Вариант 6-2-26	Секционный разъединитель УЩ-63 кВ; БК-1000 А, I _{ном} =20 кА, I _{отс} =20 кА, U _{ном} =51 кВ, I _{отс} (ТЧ-4)
		Вариант 6-2-27	Выключатель вакуумный УЩ-63 кВ; БК-1000 А, I _{ном} =20 кА, I _{отс} =20 кА, U _{ном} =51 кВ, I _{отс} (6000 Т-2); БК-1000 А, I _{ном} =20 кА, I _{отс} =20 кА, U _{ном} =51 кВ, I _{отс} (ТЧ-4)
		вс. шт.	вс. шт.
		вс. шт.	вс. шт.
		Проектирование оборудования (ЭП)	
		Вариант 6-2-28	Секционный разъединитель УЩ-63 кВ; БК-1000 А, I _{ном} =20 кА, I _{отс} =20 кА, U _{ном} =51 кВ, I _{отс} (ТЧ-4)
		Вариант 6-2-29	Выключатель вакуумный УЩ-63 кВ; БК-1000 А, I _{ном} =20 кА, I _{отс} =20 кА, U _{ном} =51 кВ, I _{отс} (6000 Т-2); БК-1000 А, I _{ном} =20 кА, I _{отс} =20 кА, U _{ном} =51 кВ, I _{отс} (ТЧ-4)
		вс. шт.	вс. шт.
		вс. шт.	вс. шт.
		Проектирование оборудования (ЭП)	
		Вариант 6-2-30	Секционный разъединитель УЩ-63 кВ; БК-1000 А, I _{ном} =20 кА, I _{отс} =20 кА, U _{ном} =51 кВ, I _{отс} (ТЧ-4)
		Вариант 6-2-31	Выключатель вакуумный УЩ-63 кВ; БК-1000 А, I _{ном} =20 кА, I _{отс} =20 кА, U _{ном} =51 кВ, I _{отс} (6000 Т-2); БК-1000 А, I _{ном} =20 кА, I _{отс} =20 кА, U _{ном} =51 кВ, I _{отс} (ТЧ-4)
		вс. шт.	вс. шт.
		вс. шт.	вс. шт.
		Проектирование оборудования (ЭП)	
		Вариант 6-2-32	Секционный разъединитель УЩ-63 кВ; БК-1000 А, I _{ном} =20 кА, I _{отс} =20 кА, U _{ном} =51 кВ, I _{отс} (ТЧ-4)
		Вариант 6-2-33	Выключатель вакуумный УЩ-63 кВ; БК-1000 А, I _{ном} =20 кА, I _{отс} =20 кА, U _{ном} =51 кВ, I _{отс} (6000 Т-2); БК-1000 А, I _{ном} =20 кА, I _{отс} =20 кА, U _{ном} =51 кВ, I _{отс} (ТЧ-4)
		вс. шт.	вс. шт.
		вс. шт.	вс. шт.
		Проектирование оборудования (ЭП)	
		Вариант 6-2-34	Секционный разъединитель УЩ-63 кВ; БК-1000 А, I _{ном} =20 кА, I _{отс} =20 кА, U _{ном} =51 кВ, I _{отс} (ТЧ-4)
		Вариант 6-2-35	Выключатель вакуумный УЩ-63 кВ; БК-1000 А, I _{ном} =20 кА, I _{отс} =20 кА, U _{ном} =51 кВ, I _{отс} (6000 Т-2); БК-1000 А, I _{ном} =20 кА, I _{отс} =20 кА, U _{ном} =51 кВ, I _{отс} (ТЧ-4)
		вс. шт.	вс. шт.
		вс. шт.	вс. шт.
		Проектирование оборудования (ЭП)	
		Вариант 6-2-36	Секционный разъединитель УЩ-63 кВ; БК-1000 А, I _{ном} =20 кА, I _{отс} =20 кА, U _{ном} =51 кВ, I _{отс} (ТЧ-4)
		Вариант 6-2-37	Выключатель вакуумный УЩ-63 кВ; БК-1000 А, I _{ном} =20 кА, I _{отс} =20 кА, U _{ном} =51 кВ, I _{отс} (6000 Т-2); БК-1000 А, I _{ном} =20 кА, I _{отс} =20 кА, U _{ном} =51 кВ, I _{отс} (ТЧ-4)
		вс. шт.	вс. шт.
		вс. шт.	вс. шт.
		Проектирование оборудования (ЭП)	
		Вариант 6-2-38	Секционный разъединитель УЩ-63 кВ; БК-1000 А, I _{ном} =20 кА, I _{отс} =20 кА, U _{ном} =51 кВ, I _{отс} (ТЧ-4)
		Вариант 6-2-39	Выключатель вакуумный УЩ-63 кВ; БК-1000 А, I _{ном} =20 кА, I _{отс} =20 кА, U _{ном} =51 кВ, I _{отс} (6000 Т-2); БК-1000 А, I _{ном} =20 кА, I _{отс} =20 кА, U _{ном} =51 кВ, I _{отс} (ТЧ-4)
		вс. шт.	вс. шт.
		вс. шт.	вс. шт.
		Проектирование оборудования (ЭП)	
		Вариант 6-2-40	Секционный разъединитель УЩ-63 кВ; БК-1000 А, I _{ном} =20 кА, I _{отс} =20 кА, U _{ном} =51 кВ, I _{отс} (ТЧ-4)
		Вариант 6-2-41	Выключатель вакуумный УЩ-63 кВ; БК-1000 А, I _{ном} =20 кА, I _{отс} =20 кА, U _{ном} =51 кВ, I _{отс} (6000 Т-2); БК-1000 А, I _{ном} =20 кА, I _{отс} =20 кА, U _{ном} =51 кВ, I _{отс} (ТЧ-4)
		вс. шт.	вс. шт.
		вс. шт.	вс. шт.
		Проектирование оборудования (ЭП)	
		Вариант 6-2-42	Секционный разъединитель УЩ-63 кВ; БК-1000 А, I _{ном} =20 кА, I _{отс} =20 кА, U _{ном} =51 кВ, I _{отс} (ТЧ-4)
		Вариант 6-2-43	Выключатель вакуумный УЩ-63 кВ; БК-1000 А, I _{ном} =20 кА, I _{отс} =20 кА, U _{ном} =51 кВ, I _{отс} (6000 Т-2); БК-1000 А, I _{ном} =20 кА, I _{отс} =20 кА, U _{ном} =51 кВ, I _{отс} (ТЧ-4)
		вс. шт.	вс. шт.
		вс. шт.	вс. шт.
		Проектирование оборудования (ЭП)	
		Вариант 6-2-44	Секционный разъединитель УЩ-63 кВ; БК-1000 А, I _{ном} =20 кА, I _{отс} =20 кА, U _{ном} =51 кВ, I _{отс} (ТЧ-4)
		Вариант 6-2-45	Выключатель вакуумный УЩ-63 кВ; БК-1000 А, I _{ном} =20 кА, I _{отс} =20 кА, U _{ном} =51 кВ, I _{отс} (6000 Т-2); БК-1000 А, I _{ном} =20 кА, I _{отс} =20 кА, U _{ном} =51 кВ, I _{отс} (ТЧ-4)
		вс. шт.	вс. шт.
		вс. шт.	вс. шт.
		Проектирование оборудования (ЭП)	
		Вариант 6-2-46	Секционный разъединитель УЩ-63 кВ; БК-1000 А, I _{ном} =20 кА, I _{отс} =20 кА, U _{ном} =51 кВ, I _{отс} (ТЧ-4)
		Вариант 6-2-47	Выключатель вакуумный УЩ-63 кВ; БК-1000 А, I _{ном} =20 кА, I _{отс} =20 кА, U _{ном} =51 кВ, I _{отс} (6000 Т-2); БК-1000 А, I _{ном} =20 кА, I _{отс} =20 кА, U _{ном} =51 кВ, I _{отс} (ТЧ-4)
		вс. шт.	вс. шт.
		вс. шт.	вс. шт.
		Проектирование оборудования (ЭП)	
		Вариант 6-2-48	Секционный разъединитель УЩ-63 кВ; БК-1000 А, I _{ном} =20 кА, I _{отс} =20 кА, U _{ном} =51 кВ, I _{отс} (ТЧ-4)
		Вариант 6-2-49	Выключатель вакуумный УЩ-63 кВ; БК-1000 А, I _{ном} =20 кА, I _{отс} =20 кА, U _{ном} =51 кВ, I _{отс} (6000 Т-2); БК-1000 А, I _{ном} =20 кА, I _{отс} =20 кА, U _{ном} =51 кВ, I _{отс} (ТЧ-4)
		вс. шт.	вс. шт.
		вс. шт.	вс. шт.
		Проектирование оборудования (ЭП)	
		Вариант 6-2-50	Секционный разъединитель УЩ-63 кВ; БК-1000 А, I _{ном} =20 кА, I _{отс} =20 кА, U _{ном} =51 кВ, I _{отс} (ТЧ-4)
		Вариант 6-2-51	Выключатель вакуумный УЩ-63 кВ; БК-1000 А, I _{ном} =20 кА, I _{отс} =20 кА, U _{ном} =51 кВ, I _{отс} (6000 Т-2); БК-1000 А, I _{ном} =20 кА, I _{отс} =20 кА, U _{ном} =51 кВ, I _{отс} (ТЧ-4)
		вс. шт.	вс. шт.
		вс. шт.	вс. шт.
		Проектирование оборудования (ЭП)	
		Вариант 6-2-52	Секционный разъединитель УЩ-63 кВ; БК-1000 А, I _{ном} =20 кА, I _{отс} =20 кА, U _{ном} =51 кВ, I _{отс} (ТЧ-4)
		Вариант 6-2-53	Выключатель вакуумный УЩ-63 кВ; БК-1000 А, I _{ном} =20 кА, I _{отс} =20 кА, U _{ном} =51 кВ, I _{отс} (6000 Т-2); БК-1000 А, I _{ном} =20 кА, I _{отс} =20 кА, U _{ном} =51 кВ, I _{отс} (ТЧ-4)
		вс. шт.	вс. шт.
		вс. шт.	вс. шт.
		Проектирование оборудования (ЭП)	
		Вариант 6-2-54	Секционный разъединитель УЩ-63 кВ; БК-1000 А, I _{ном} =20 кА, I _{отс} =20 кА, U _{ном} =51 кВ, I _{отс} (ТЧ-4)
		Вариант 6-2-55	Выключатель вакуумный УЩ-63 кВ; БК-1000 А, I _{ном} =20 кА, I _{отс} =20 кА, U _{ном} =51 кВ, I _{отс} (6000 Т-2); БК-1000 А, I _{ном} =20 кА, I _{отс} =20 кА, U _{ном} =51 кВ, I _{отс} (ТЧ-4)
		вс. шт.	вс. шт.
		вс. шт.	вс. шт.
		Проектирование оборудования (ЭП)	
		Вариант 6-2-56	Секционный разъединитель УЩ-63 кВ; БК-1000 А, I _{ном} =20 кА, I _{отс} =20 кА, U _{ном} =51 кВ, I _{отс} (ТЧ-4)
		Вариант 6-2-57	Выключатель вакуумный УЩ-63 кВ; БК-1000 А, I _{ном} =20 кА, I _{отс} =20 кА, U _{ном} =51 кВ, I _{отс} (6000 Т-2); БК-1000 А, I _{ном} =20 кА, I _{отс} =20 кА, U _{ном} =51 кВ, I _{отс} (ТЧ-4)
		вс. шт.	вс. шт.
		вс. шт.	вс. шт.
		Проектирование оборудования (ЭП)	
		Вариант 6-2-58	Секционный разъединитель УЩ-63 кВ; БК-1000 А, I _{ном} =20 кА, I _{отс} =20 кА, U _{ном} =51 кВ, I _{отс} (ТЧ-4)
		Вариант 6-2-59	Выключатель вакуумный УЩ-63 кВ; БК-1000 А, I _{ном} =20 кА, I _{отс} =20 кА, U _{ном} =51 кВ, I _{отс} (6000 Т-2); БК-1000 А, I _{ном} =20 кА, I _{отс} =20 кА, U _{ном} =51 кВ, I _{отс} (ТЧ-4)
		вс. шт.	вс. шт.
		вс. шт.	вс. шт.
		Проектирование оборудования (ЭП)	
		Вариант 6-2-60	Секционный разъединитель УЩ-63 кВ; БК-1000 А, I _{ном} =20 кА, I _{отс} =20 кА, U _{ном} =51 кВ, I _{отс} (ТЧ-4)
		Вариант 6-2-61	Выключатель вакуумный УЩ-63 кВ; БК-1000 А, I _{ном} =20 кА, I _{отс} =20 кА, U _{ном} =51 кВ, I _{отс} (6000 Т-2); БК-1000 А, I _{ном} =20 кА, I _{отс} =20 кА, U _{ном} =51 кВ, I _{отс} (ТЧ-4)
		вс. шт.	вс. шт.
		вс. шт.	вс. шт.
		Проектирование оборудования (ЭП)	
		Вариант 6-2-62	Секционный разъединитель УЩ-63 кВ; БК-1000 А, I _{ном} =20 кА, I _{отс} =20 кА, U _{ном} =51 кВ, I _{отс} (ТЧ-4)
		Вариант 6-2-63	Выключатель вакуумный УЩ-63 кВ; БК-1000 А, I _{ном} =20 кА, I _{отс} =20 кА, U _{ном} =51 кВ, I _{отс} (6000 Т-2); БК-1000 А, I _{ном} =20 кА, I _{отс} =20 кА, U _{ном} =51 кВ, I _{отс} (ТЧ-4)
		вс. шт.	вс. шт.
		вс. шт.	вс. шт.
		Проектирование оборудования (ЭП)	
		Вариант 6-2-64	Секционный разъединитель УЩ-63 кВ; БК-1000 А, I _{ном} =20 кА, I _{отс} =20 кА, U _{ном} =51 кВ, I _{отс} (ТЧ-4)
		Вариант 6-2-65	Выключатель вакуумный УЩ-63 кВ; БК-1000 А, I _{ном} =20 кА, I _{отс} =20 кА, U _{ном} =51 кВ, I _{отс} (6000 Т-2); БК-1000 А, I _{ном} =20 кА, I _{отс} =20 кА, U _{ном} =51 кВ, I _{отс} (ТЧ-4)
		вс. шт.	вс. шт.
		вс. шт.	вс. шт.
		Проектирование оборудования (ЭП)	
		Вариант 6-2-66	

[illegible]



Примечания:
1. План разработан на основании инженерных изысканий, предоставленных Заказчиком и выполненных ООО "СЕРВИСТА" в июле 2025 г.
2. Существующее оборудование и ошиновка выделены сплошной тонкой линией. Проектируемое оборудование и ошиновка, устанавливаемое на 1 пусковом комплексе (1ПК), показано сплошной утолщенной линией.
3. Конструкции выделенные утолщенной пунктирной линией на время монтажа силового оборудования демонтируются с последующим восстановлением на том же месте, после установки силового оборудования.
4. Оборудование затопированное серым цв.бетом демонтируется на 2ПК.
5. Проектируемое оборудование на открытой части подстанции устанавливается на бнобь, устанавливаемые строительные конструкции и фундаменты и на существующие фундаменты и металлоконструкции. Проектируемые фундаменты и строительные конструкции (включая кабельные ж.б. лотки) показаны условно, учтены и разработаны в том же архитектурно-строительные и конструктивные решения.
6. При монтаже проектируемого оборудования и ошиновки, необходимо соблюдать и выполнить проверку всех габаритов от токоведущих частей до различных элементов ОРУ, согласно указанным в ПУЭ 7-е изд., глава 4.2.

Таблица условных обозначений	
Обозначение	Наименование
Т-1, Т-2	Трансформатор силовой
ТСН-3, ТСН-4	Трансформатор собственных нужд
Р	Разъединитель
ОПН	Ограничитель перенапряжений
И	Изолятор опорный
ТН	Трансформатор напряжения
В	Выключатель
ТТ	Трансформатор тока
ШО	Шинная опора
	Ограждение территории ПС
	Молниезащит (сущ.)
	Железобетонный поверхностный кабельный лоток (сущ. переносимый), для прокладки контрольных и силовых кабелей 0,4 кВ
	Железобетонный поверхностный кабельный лоток для прокладки контрольных и силовых кабелей 0,4 кВ (сущ.)

Ю68-371-ИОС1.1.ГЧ									
1		Зам.	107-26		26.06.26	"Реконструкция ПС 35 кВ Военный городок (замена Т-1 мощностью 16МВА на трансформатор мощностью 25 МВА) (прирост мощности 9 МВА)"			
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Раздел 5. Подраздел 1 Система электроснабжения. Часть 1. Электротехнические решения	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Дышлова			06.26		П	5	
Проверил		Сажин			06.26				
Н.контр.		Крендясев			06.26	План ПС. 1 пусковой комплекс Масштаб 1200	 ООО "Томскэлектросетьпроект"		
ГИП		Ершов			06.26				

Сх. 1
429.20

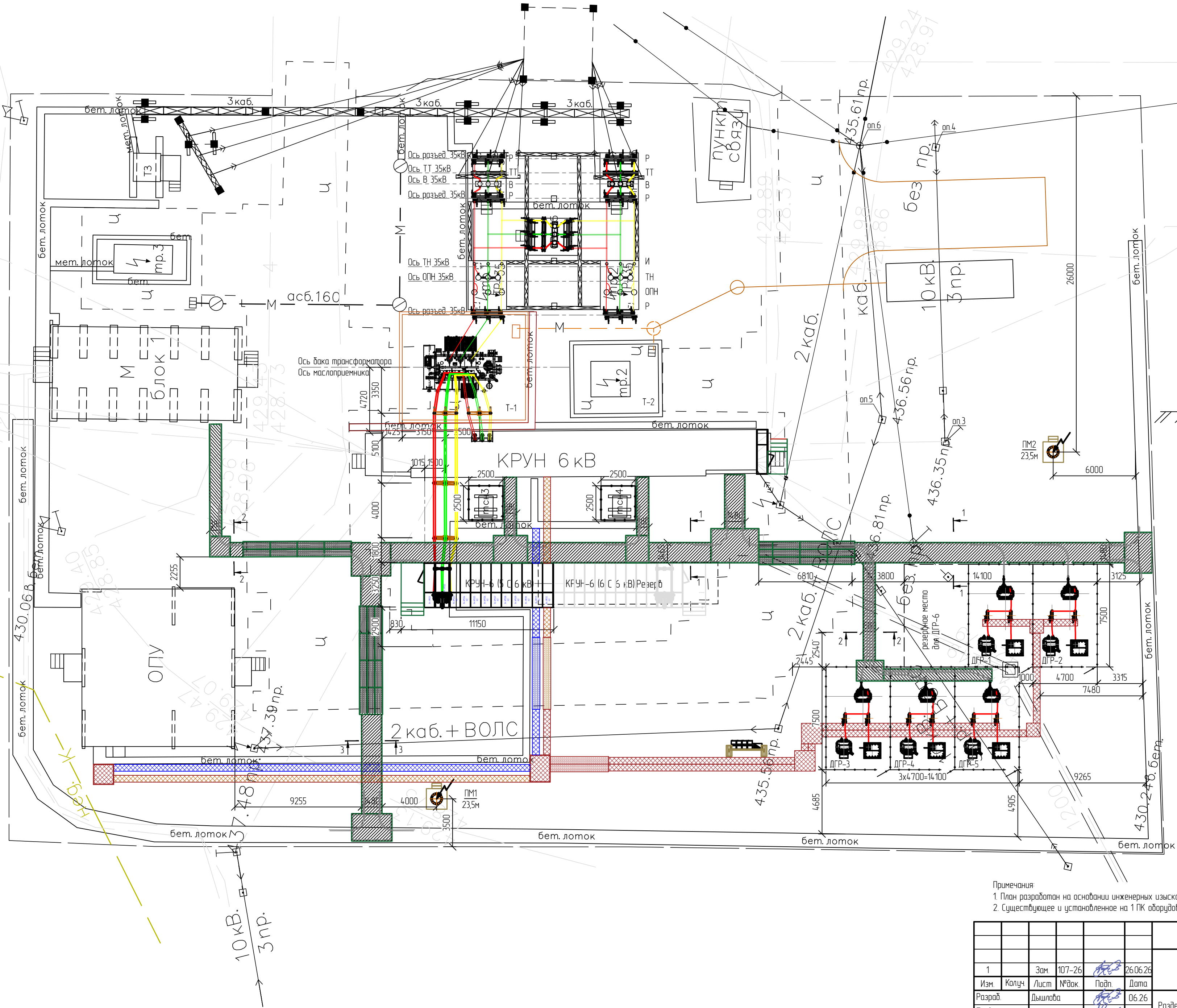
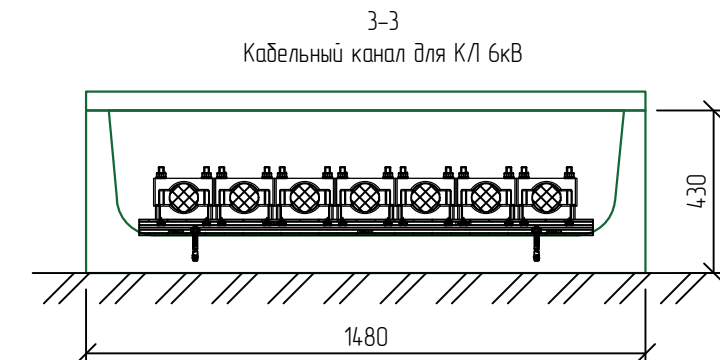
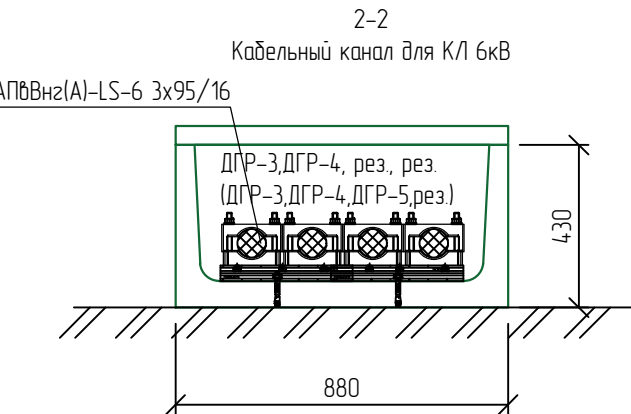
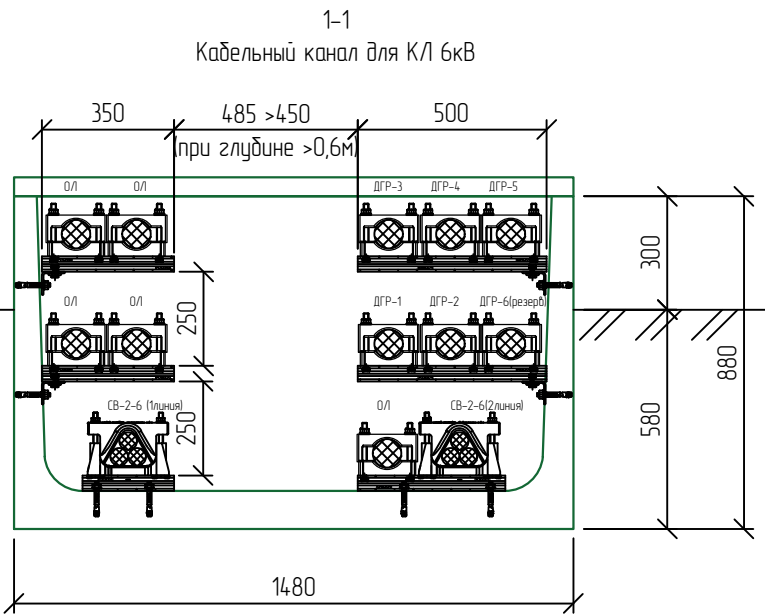


Таблица условных обозначений	
Обозначение	Наименование
T-1, T-2	Трансформатор силовой
ТСН-3, ТСН-4	Трансформатор собственных нужд
P	Разъединитель
ОПН	Ограничитель перенапряжений
И	Изолятор опорный
ТН	Трансформатор напряжения
В	Выключатель
ТТ	Трансформатор тока
ШО	Шинная опора
Ограждение территории ПС	
Молниеотвод (сущ.)	
ПМ1 235м	Пржекторная мачта (проект.)
	Железобетонный кабельный канал для прокладки силовых кабелей 6 кВ
	Железобетонный поверхностный кабельный лоток для прокладки контрольных кабелей
	Железобетонный поверхностный кабельный лоток для прокладки силовых кабелей 0,4 кВ
	Железобетонный поверхностный кабельный лоток для прокладки контрольных и силовых кабелей 0,4 кВ (сущ.)



Примечания:
1. План разработан на основании инженерных изысканий, предоставленных Заказчиком и выполненных ООО "СЕРВИСТА" в июле 2025 г.
2. Существующее и установленное на 1 ПК оборудование и ошиновка выделены сплошной тонкой линией.

						Ю68-371-ИОС1.1.ГЧ				
1		Зам.	107-26		26.06.26	"Реконструкция ПС 35 кВ Военный городок (замена Т-1 мощностью 16МВА на трансформатор мощностью 25 МВА) (прирост мощности 9 МВА)"				
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					
Разраб.		Дышлова			06.26	Раздел 5. Подраздел 1. Система электроснабжения. Часть 1. Электротехнические решения		Стадия	Лист	Листов
Проверил		Сажин			06.26			П	6	
						План ПС. 2 пусковой комплекс Масштаб 1200		 000 "Томскэлектросетьпроект"		
Н.контр.		Креновясеб			06.26					
ГИП		Ершов			06.26					

Таблица условных обозначений		
Обозначение	Наименование	
	Молниеотвод	
M1	Молниеотводы в расчете	
	Расчет на уровне 6 м	

Примечания:
1. Молниезащита ПС разработана на основании СО 153-34.21.122-2003 "Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций", для нормируемой зоны защиты с надежностью не ниже 0,9.
2. Для молниезащиты проектируемого оборудования на 1 ПК используется существующий молниеприемник, установленный на опоре ВЛ 35 кВ.
3. Расчет молниезащиты на высоте 6,0 метров выполнен для наиболее высокого устанавливаемого оборудования на ОРУ 35 кВ.

						Ю68-371-ИОС1.1.ГЧ			
						"Реконструкция ПС 35 кВ Военный городок (замена Т-1 мощностью 16МВА на трансформатор мощностью 25 МВА) (прирост мощности 9 МВА)"			
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Раздел 5. Подраздел 1. Система электроснабжения. Часть 1. Электротехнические решения	Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Жданова				06.26		П	7	
Проверил	Дышлова				06.26				
						План молниезащиты реконструируемой части ПС. 1 пусковой комплекс	 000 "Томскэлектросетьпроект"		
Н.контр.	Крендясев				06.26				
ГИП	Ершов				06.26				

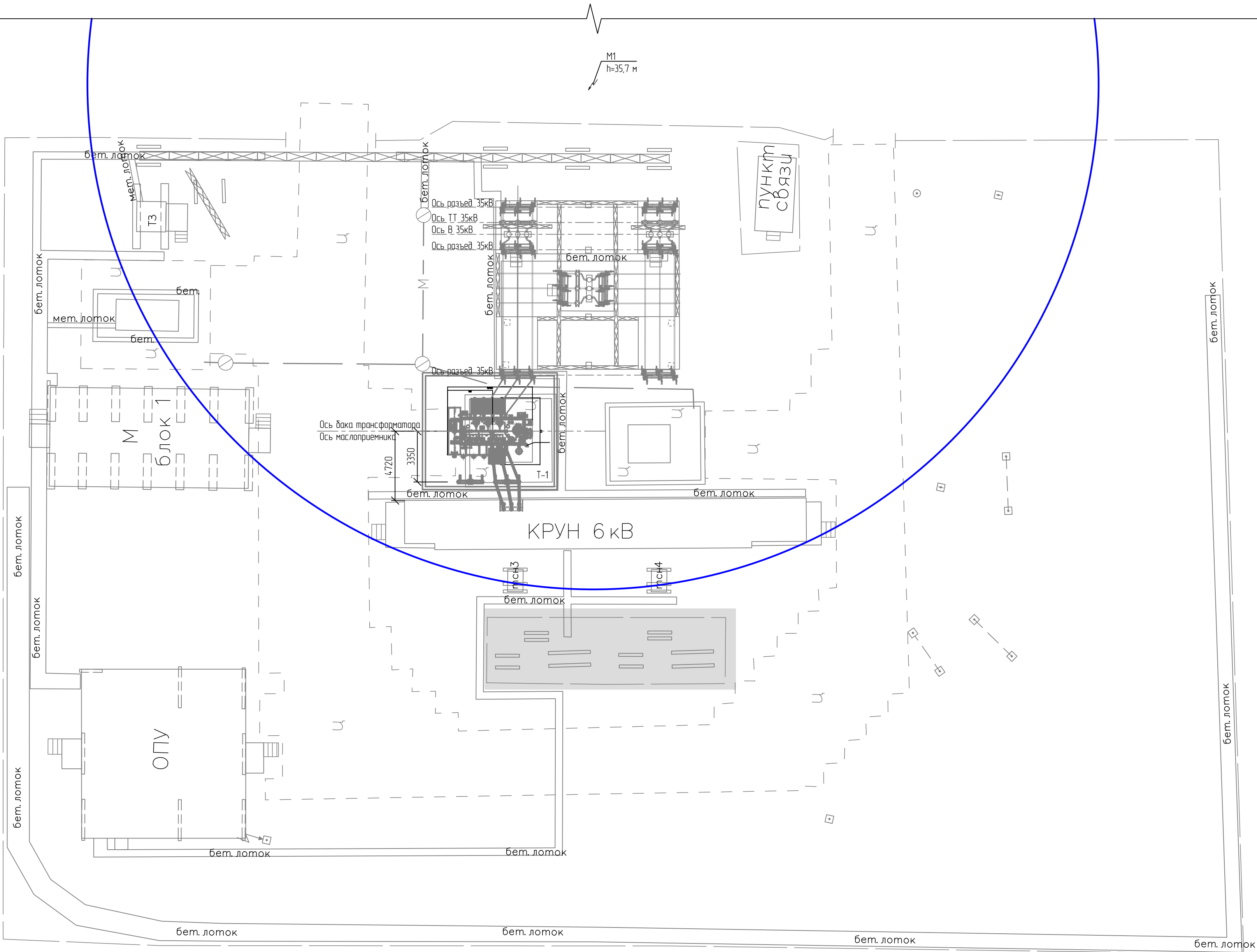


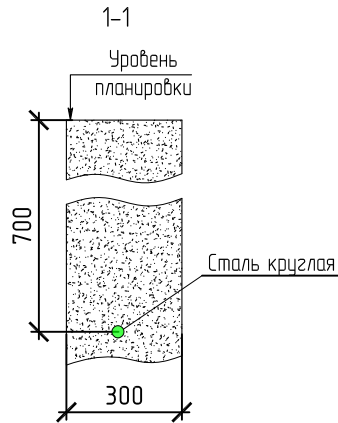
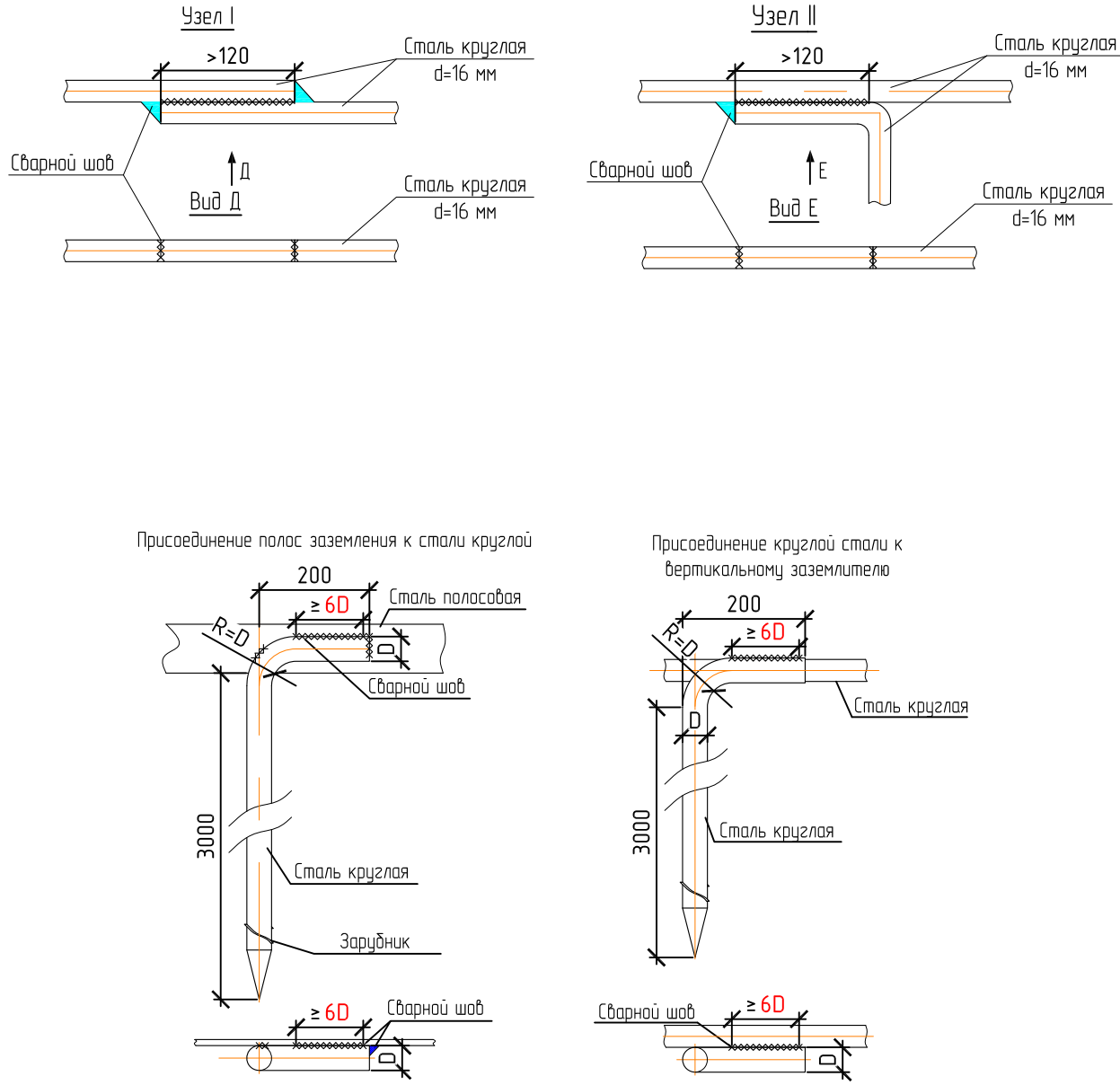
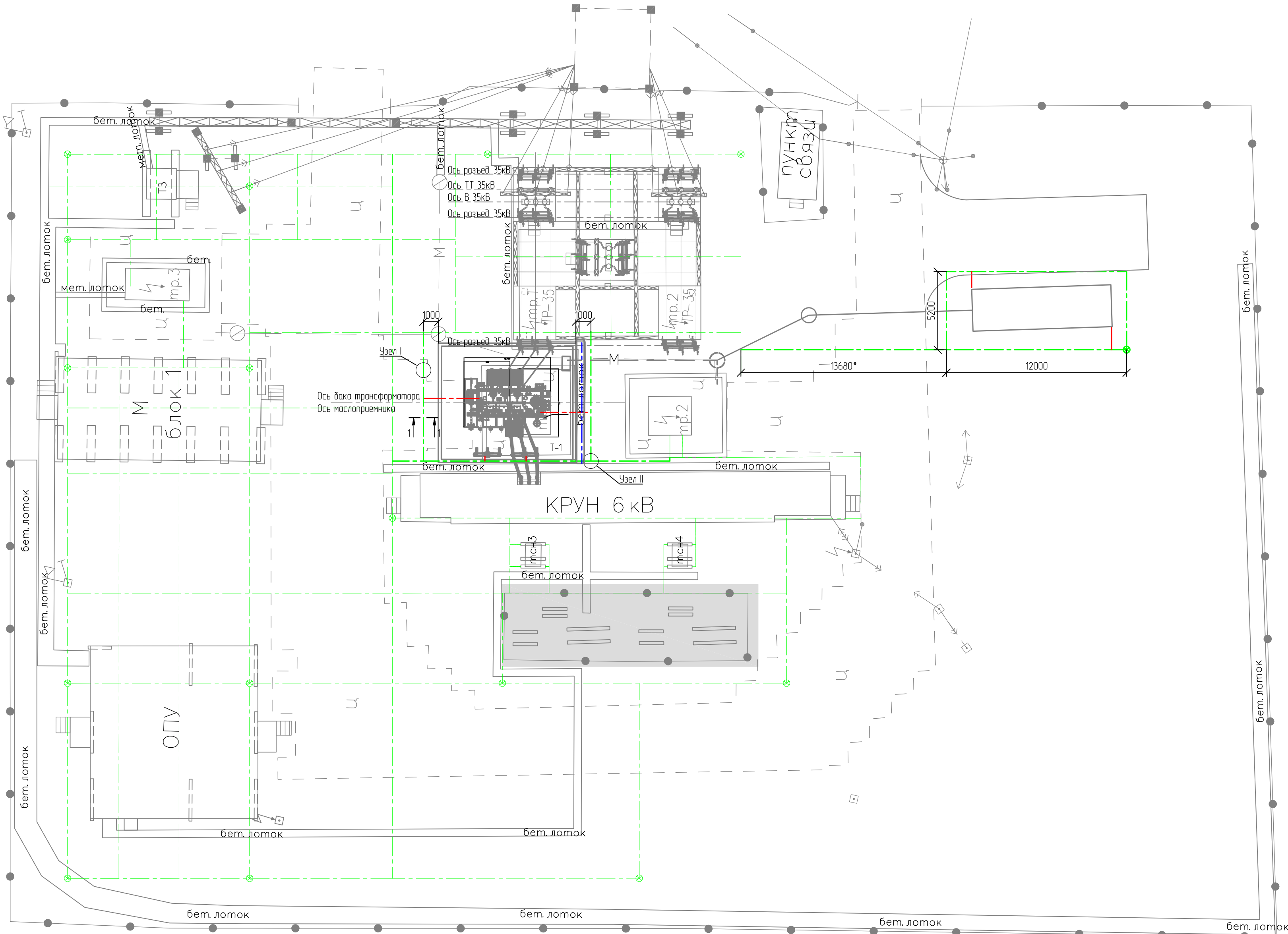
Таблица условных обозначений

Обозначение	Наименование
	Молниеотвод
M1	Молниеотводы в расчете
ПМ1, ПМ2	Прожекторная мачта совмещенная с молниеотводом
	Расчет на урбне 6 м
	Расчет на урбне 4,5 м

Примечания:

- 1 Молниезащита ПС разработана на основании СО 153-34.21.122-2003 "Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций, для нормируемой зоны защиты с надежностью не ниже 0,9.
2. Для молниезащиты используются существующий молниеприемник, установленный на опоре ВЛ 35 кВ и проектируемые стальные прожекторные мачты с молниеприемником.
3. Расчет молниезащиты на высоте 4,5 метров выполнен для наиболее высокого устанавливаемого оборудования на ОРУ 6 кВ (ДГР) и существующего здания ОПУ, на высоте 6,0 метров для наиболее высокого устанавливаемого оборудования на ОРУ 35 кВ

						Ю68-371-ИОС1.1.ГЧ			
1		Зам.	107-26		26.06.26	"Реконструкция ПС 35 кВ Военный городок (замена Т-1 мощностью 16МВА на трансформатор мощностью 25 МВА) (прирост мощности 9 МВА)"			
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				
Разработ.	Жданова				06.26	Раздел 5. Подраздел 1. Система электроснабжения. Часть 1. Электротехнические решения	Стадия	Лист	Листов
Проверил	Дышлова				06.26		П	8	
Н.контр.	Крендясев				06.26	План молниезащиты реконструируемой части ПС. 2 пусковой комплекс	 000 "Томскэлектросетьпроект"		
ГИП	Ершов				06.26				

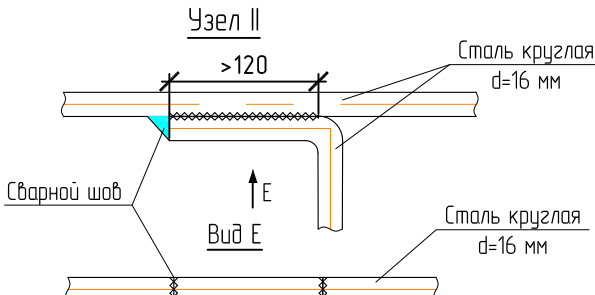
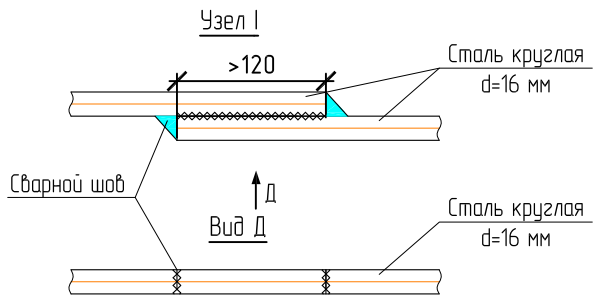
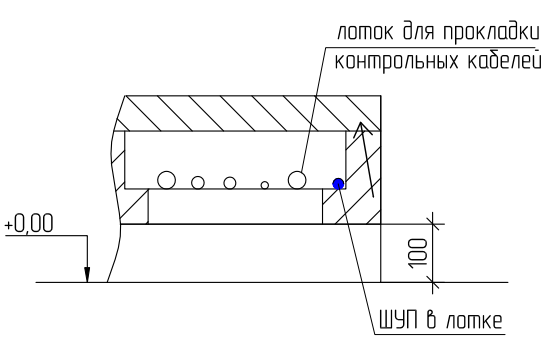
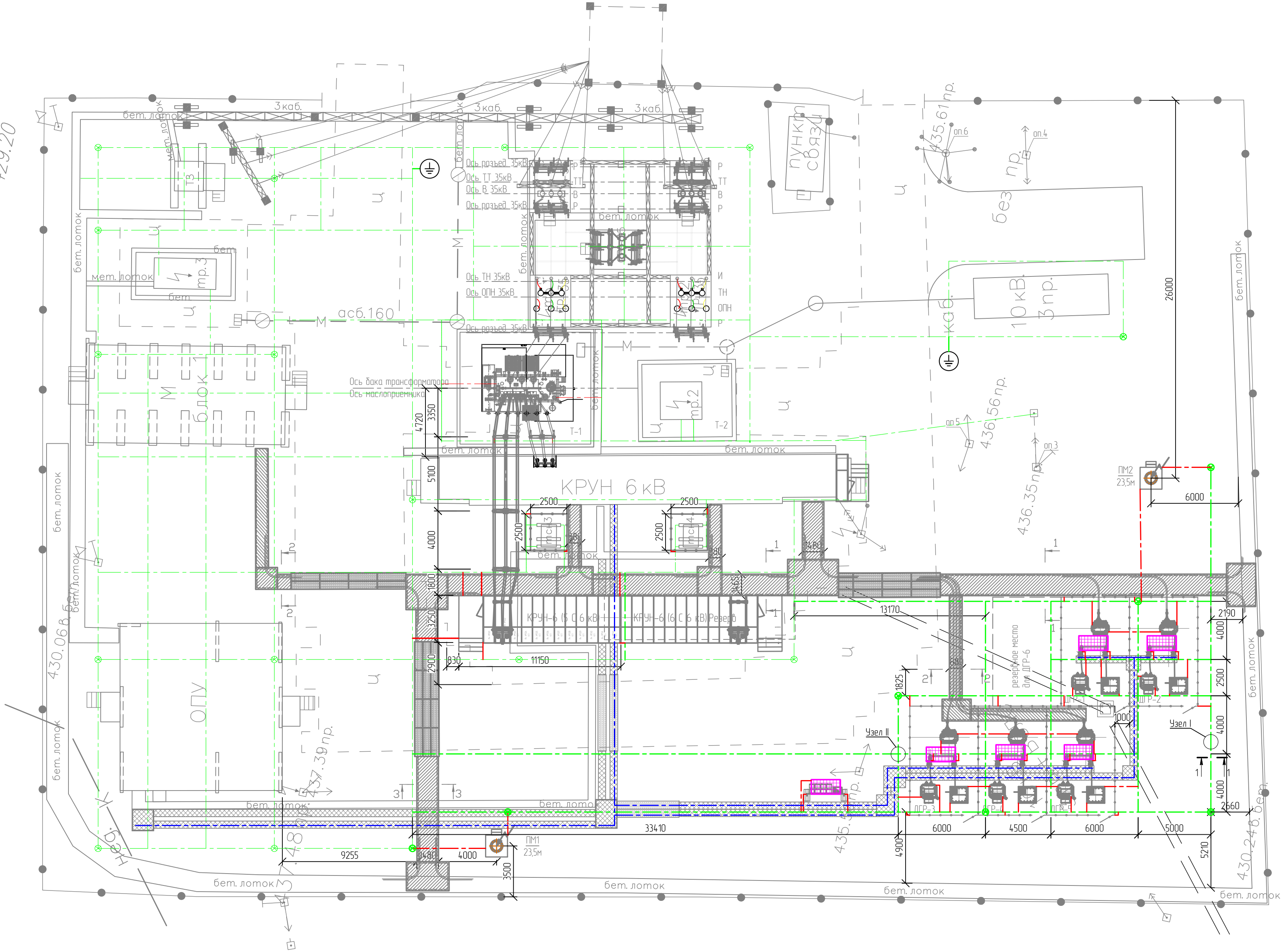


Тип заземлителя	Тип траншеи	Длина траншеи, м	Объем земляных работ по прокладке горизонтальных заземлителей (рытье в грунте II категории, ручной способ)		
			Разработка, м³	Засыпка мелкопросеянным грунтом, м³	Обратная засыпка грунтом, м³
Круг d16 мм (поз. 2)	T-2	105	28.4	9.5	18.9

Обозначение	Наименование
---	Существующий горизонтальный заземлитель
⊗	Существующий вертикальный заземлитель
⊗	Проектируемый вертикальный заземлитель из круглой стали d18 мм, L=3000 мм (поз. 3), монтируемый на глубине 0,7 м.
---	Проектируемый горизонтальный заземлитель из круглой стали d16 мм (поз. 2), прокладываемый на глубине 0,7 м.
---	Выпуск горизонтального заземлителя из полосовой стали 40x5 мм (поз. 1), прокладываемый для присоединения оборудования и конструкций.
---	Шина уравнивания потенциалов (ШУП) из круглой стали d18 мм (поз. 4), прокладываемая в кабельном лотке.

- Общие указания по контуру заземления:**
- Проектируемое заземляющее устройство выполнить в соответствии с требованиями ПУЭ (издание седьмое) гл.17, и СНиП 3.05.06-85 и присоединить его к существующему заземляющему устройству ПС (заземленным конструкциям) не менее чем в 4-х местах. Если в процессе строительства указанные на плане существующие заземлители будут потребованы, их необходимо восстановить, обеспечить надежное сварное соединение.
 - Зануления подлежат металлические корпуса электрооборудования, электроустановителей, распределительных шкафов и т.д.
 - Все работы по прокладке заземляющего устройства выполнять одновременно с планировочными и строительными работами по нулевому циклу.
 - Заземляющие горизонтальные проводники не должны иметь окраски, должны быть защищены от ржавчины, следов масла и т.п.
 - Соединения горизонтальных заземлителей между собой выполнять согласно решений, представленных в типовом альбоме А7-2010 и осуществляется только ручной дуговой сваркой. Все соединения элементов заземляющего устройства выполняются сваркой в нахлестку в соответствии с ГОСТ 5264-80. Длина нахлестки должна быть не менее 6 диаметров для круглого заземлителя и не менее 2хв (ширины) для заземлителя из полосовой стали. Высота сварных швов для заземлителей из круглой стали не менее диаметра, для заземлителя из полосовой стали не менее толщины полосы. Прочность шва проверяется ударом молотка весом 1,5-2 кг. Места соединения стыков после сварки должны быть покрыты слоем битумного лака для защиты от коррозии. Места входа заземляющего проводника в грунт окрасить битумным лаком (мастикой) в два слоя не менее 10 см в обе стороны от проводника. Все не указанные в данном решении соединения деталей заземляющего устройства ПС должны удовлетворять требованиям "Норм устройства сети заземления" Москва 2002г. Энергосервис.
 - Проводники (выпуски), присоединяющие оборудование и металлоконструкции к заземляющей сетке, должны прокладываться на глубине не менее 0,3 м. Открытые части сварных швов на оборудовании и металлоконструкциях зачищаются и покрываются грунтовой ГФ-021 (один слой) и эмалью ПФ-115 (один слой). Покрывается полностью сварной шов и на 5-10 см в обе стороны от сварного шва.
 - Траншеи для заземлителей следует засыпать однородным сухим грунтом, не содержащим строительного мусора. Засыпка должна производиться с утрамбовкой грунта.
 - После монтажа проектируемого ЗУ необходимо замерить его фактическое сопротивление. В случае превышения допустимой величины сопротивления ЗУ необходимо выполнить мероприятия согласно РД 153-34.0-20.525-00.
 - Сечение вновь прокладываемых горизонтальных заземлителей (сталь круглая d=18 мм) и вертикальных электродов (сталь круглая d=20 мм) принято на основании Технического циркуляра № 11/2006 "О заземляющих электродах и заземляющих проводниках" от 16.10.2006 (в дополнение к требованиям главы 17 ПУЭ, утвержденным Президентом Ассоциации "Росэлектромонтаж") исходя из минимальных размеров с точки зрения коррозионной и механической стойкости согласно Таблицы 1, а так же термической стойкости при протекании токов КЗ.
 - Выпуски к оборудованию (из стали полосовой 40x5 мм) крепить к фундаментам дюбель-гвоздями ДГ 4,5x40 ТУ 14-4-1231-83 по необходимости.
 - Согласно Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей п.2.7.7. открыто проложенные заземляющие проводники должны быть предохранены от коррозии и окрашены в черный цвет.
 - Продольные и поперечные заземлители должны быть проложены вдоль осей электрооборудования со стороны обслуживания на глубине 0,5-0,7 м от поверхности земли и на расстоянии 0,8-1,0 м от фундаментов или оснований оборудования по ПУЭ (издание седьмое) п. 17.90.
 - Для устройства заземления разрабатывается траншея глубиной 0,7 м на длину горизонтального электрода. Вертикальные электроды из стержней d=18 мм заглубляются в траншею так, чтобы верхняя часть выступала над дном траншеи на 100-150 мм для присоединения горизонтального электрода. Погружение вертикальных электродов производится методом вбивания. Для электродов заземления, вбиваемых в грунт, должна применяться круглая горячекатаная сталь марки Ст.3. Горизонтальный электрод выполняется из стали круглой марки Ст.3.
 - Согласно РД 34.20.116-93 п. 4.35 выполнить дополнительное экранирование кабелей вторичных цепей, для уменьшения уровней помех. Для этого в прокладываемых поверхностных железобетонных лотках с контрольными кабельями выполнить прокладку дополнительного заземлителя из стали круглой d=16 мм по всей трассе кабельного лотка. По всей длине ШУП должен быть обеспечен непрерывный контакт. Присоединение ШУП к контуру заземления производить через каждые 15-20 м, в местах пересечения и отведения лотков, а также по концам ШУП.
 - Для изготовления стержневого вертикального электрода конец стержня заостряется и на расстоянии 40 мм от конца приваривается разрезанная шайба (забурилик). Шайбу разорвать и растянуть на 30 мм. При указанной приборе шайбы должны применяться механизмы ПВЗ и ПВЭМ для забуривания электродов, имеющих пробное вращение.
 - Болтовые соединения выполнять классом контактного соединения - 2 по ГОСТ 10434-82.
 - При подрезании существующего контура заземления при производстве строительно-монтажных работ необходимо восстановить существующий контур заземления. Соединить проектируемый контур заземления с существующим контуром заземления при проведении строительно-монтажных работ. Перед началом работ определить трассу существующего контура ЗУ, с помощью металлоискателя и шурфов.
 - Нормируемое сопротивление заземляющего устройства ПС принимается 0,5 Ом, как для электроустановок выше 1 кВ с эффективно заземленной нейтралью по п.17.90 ПУЭ.
 - Размеры, отмеченные *, уточняются по месту при монтаже.

						Ю68-371-ИОС1.1.ГЧ			
						"Реконструкция ПС 35 кВ Военный городок (замена Т-1 мощностью 16МВА на трансформатор мощностью 25 МВА) (прирост мощности 9 МВА)"			
1		Зам	107-26	<i>ЖД</i>	26.06.26				
Изм.	Копия	Лист	№ док	Подп.	Дата				
Разраб		Жданова		<i>МД</i>	06.26	Раздел 5. Подраздел 1 Система электроснабжения Часть 1. Электротехнические решения	Стадия	Лист	Листов
Проверил		Дышлова		<i>ЖД</i>	06.26		П	9	
Н.контр.		Крендасев		<i>ЖД</i>	06.26	План заземления реконструируемой части ПС. 1 пусковой комплекс	 000 "Томскэлектросетьпроект"		
ГИП		Ершов		<i>ЖД</i>	06.26				



Спецификация элементов ЗУ

Поз	Обозначение	Наименование	Кол	Масса ед., кг	Примечание
1	ГОСТ 103-2006	Сталь полосовая 40x5 мм	120	1,96	м. выпуски
2	ГОСТ 2590-2006	Сталь круглая не мерной длины, d=16 мм	280	7,89	м. горизонтал. заземлитель
3	ГОСТ 2590-2006	Сталь круглая не мерной длины, d=16 мм	150	7,89	м. ШУП
4	ГОСТ 2590-2006	Сталь круглая d=18 мм, L=3 м	7	5,99	шт. вертикал. заземлитель
5	ГОСТ 23279-85	4С 6-АIII-100 6-АIII-100	200x100	6	8,88 шт. сетка армат. легкая

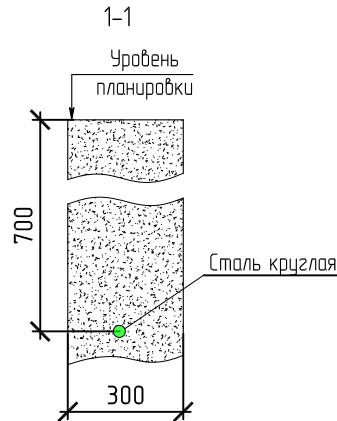


Таблица 1. Объем земляных работ по прокладке горизонтальных заземлителей

Тип заземлителя	Тип траншеи	Длина траншеи, м	Объем земляных работ по траншее (рытье в грунте II категории, ручной способ)		
			Разработка, м³	Засыпка мелкопроесянным грунтом, м³	Обратная засыпка грунтом, м³
Круг d16 мм (поз 2)	T-2	280	75,6	25,2	50,4

Знак металлический
"Место заземления пожарной машины" (эскиз)

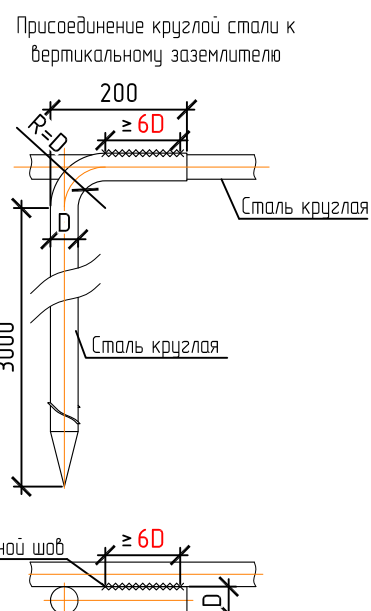
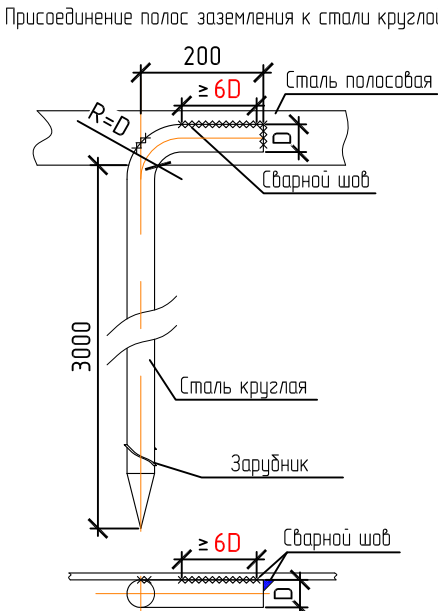
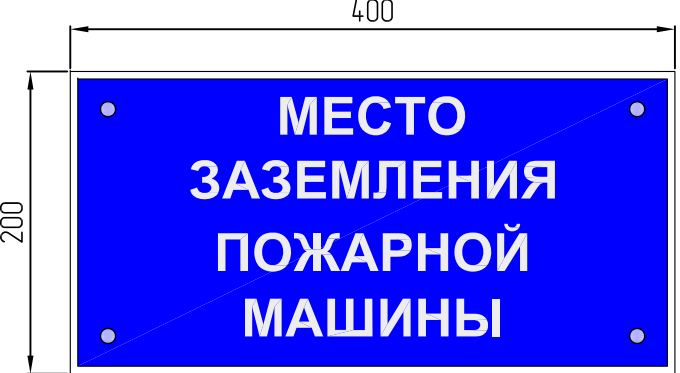


Таблица условных обозначений

Обозначение	Наименование
---	Существующий горизонтальный заземлитель.
⊗	Существующий вертикальный заземлитель.
⊗	Проектируемый вертикальный заземлитель из круглой стали d18 мм, L≥3000 мм (поз 4), монтируемый на глубине 0,7 м.
---	Проектируемый горизонтальный заземлитель из круглой стали d16 мм (поз 2), прокладываемый на глубине 0,7 м.
---	Выпуск горизонтального заземлителя из полосовой стали 40x5 мм (поз 1), прокладываемый для присоединения оборудования и конструкций.
---	Шина уравнивания потенциалов (ШУП) из круглой стали d18 мм (поз 3), прокладываемая в кабельном лотке.
⊗	Металлическая сетка размером 2 м x 1 м из круглой стали d6 мм. Шаг ячейки 100 мм x 100 мм (поз 5).
⊕	Место заземления пожарной техники.

Общие указания по контуру заземления:

- Проектируемое заземляющее устройство выполнить в соответствии с требованиями ПУЭ (издание седьмое) п.17 и СНиП 3.05.06-85 и присоединить его к существующему заземляющему устройству ПС (заземляющим конструкциям) не менее чем в 4-х местах. Если в процессе строительства указанные на плане существующие заземлители будут повреждены, их необходимо восстановить, обеспечив надежное сварное соединение.
- Зачистки подлежат металлические корпусы электрооборудования, электродвигателей, распределительных шкафов и т.д.
- Все работы по прокладке заземляющего устройства выполнять одновременно с планировочными и строительными работами по нулевому циклу.
- Заземляющие горизонтальные проводники не должны иметь окраски, должны быть защищены от ржавчины, следов масла и т.п.
- Соединения горизонтальных заземлителей между собой выполнять согласно решению представленных в типовом альбоме А7-2010 и осуществляется только ручной дуговой сваркой. Все соединения элементов заземляющего устройства выполняются сваркой в нахлестку в соответствии с ГОСТ 5264-80. Длина нахлестки должна быть не менее 6 диаметров для круглого заземлителя и не менее 2хВ (ширины) для заземлителя из полосовой стали. Высота сварных швов для заземлителей из круглой стали не менее диаметра, для заземлителя из полосовой стали не менее толщины полосы. Прочность шва проверяется ударом молотка весом 15-2 кг. Места соединения стыков после сварки должны быть покрыты слоем битумного лака для защиты от коррозии. Место входа заземляющего проводника в грунт окрасить битумным лаком (мастикой) в два слоя не менее 10 см в обе стороны от проводника. Все не указанные в данном решении соединения деталей заземляющего устройства ПС должны удовлетворять требованиям "Норм устройства сетей заземления" Москва 2002г. Энергосервис.
- Проводники (выпуски), присоединяемые оборудование и металлоконструкции к заземляющей сетке, должны прокладываться на глубине не менее 0,3 м. Открытые части сварных швов на оборудовании и металлоконструкциях зачищаются и покрываются грунтовкой ГФ-021 (одн. слой) и эмалью ПФ-115 (одн. слой). Покрывается полностью сварной шов и на 5-10 см в обе стороны от сварного шва.
- Границы для заземлителей следует засыпать однородным сухим грунтом, не содержащим строительного мусора. Засыпка должна проводиться с уплотнительной трубой.
- После монтажа проектируемого ЗУ необходимо измерить его фактическое сопротивление. В случае превышения допустимой величины сопротивления ЗУ необходимо выполнить мероприятия согласно РД 153-34.0-20525-00.
- Сечение вновь прокладываемых горизонтальных заземлителей (сталь круглая d=16 мм) и вертикальных электродов (сталь круглая d=18 мм) принято на основании Технического циркуляра № 11/2006 "О заземляющих электродах и заземляющих проводниках" от 16.10.2006 (в дополнение к прежнему главу 17 ПУЭ, утвержденным Президентом Ассоциации "Расэлектронтех" исходя из минимальных размеров с точки зрения коррозионной и механической стойкости согласно Таблицы 1, а так же термической стойкости при протекании тока КЗ).
- Выпуски к оборудованию (из стали полосовой 40x5 мм) крепить к фундаменту дюбель-гвоздями ДГ 4,5x40 ТУ 14-4-1231-83 по необходимости.
- Согласно Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей п.2.7.7. открыто проложенные заземляющие проводники должны быть предохранены от коррозии и окрашены в черный цвет.
- Продольные и поперечные заземлители должны быть проложены вдоль осей электрооборудования со стороны обслуживания на глубине 0,5-0,7 м от поверхности земли и на расстоянии 0,8-1,0 м от фундаментов или оснований оборудования по ПУЭ (издание седьмое) п.17.90.
- Для устройства заземления разрабатывается траншея глубиной 0,7 м на длину горизонтального электрода. Вертикальные электроды из стержней d=18 мм погружаются в траншею так, чтобы верхняя часть выступала над дном траншеи на 100-150 мм для присоединения горизонтального электрода. Погружение вертикальных электродов производится методом вбивания. Для электродов заземления, вбиваемых в грунт, должна применяться круглая горячекатаная сталь марки Ст.3. Горизонтальный электрод выполняется из стали круглой марки Ст.3.
- Для изготовления стержневого вертикального электрода конец стержня заостряется и на расстоянии 40 мм от конца прибивается разрезанная шайба (забурник). Шайбу разбить и растянуть на 30 мм. При указанной приборке шайбы должны применяться механизмы ПВЗ и ПВЗМ для забуривания электродов, имеющих правое вращение.
- Болтовые соединения выполнять классом контактного соединения - 2 по ГОСТ 10434-82.
- Согласно РД 34.20.116-93 п. 4.35 выполнять дополнительное экранирование кабелей вторичных цепей, для уменьшения уровня помех. Для этого в прокладываемых поверхностях железобетонных лотках с контрольными кабелями выполнять прокладку дополнительного заземлителя из стали круглой d=16 мм по всей трассе кабельного лотка. По всей длине ШУП должен быть обеспечен непрерывный контакт. Присоединение ШУП к контуру заземления производить через каждые 15-20 м, в местах пересечения и отведения лотков, а также по концам ШУП.
- Для приведения напряжения присоединения в соответствие требованиям ГОСТ 12.1038, согласно РД 153-34.0-20525-00 необходимо выполнять мероприятия:
 - предусмотреть подсыпку щебня, гальки толщиной 10-20 см на площади, за пределы которой человек не выходит при производстве оперативного переключения на данном присоединении;
 - уложить на глубину 0,1 м сетчатый заземлитель из круглой стали диаметром 6 мм (поз 5), соединив его с заземляющим проводником оборудования, для которого предназначена сетка. Ячейка сетки 100x100 мм.
- Существующее заземляющее устройство подстанции и контур заземления на плане показаны условно. В случаях повреждения существующего контура заземления/заземляющих проводников на открытой части подстанции при демонтаже существующего и монтаже проектируемого оборудования - требуется выполнить восстановление заземляющего устройства при помощи стали круглой d16 мм (поз 2). Перед началом работ определить трассу существующего контура ЗУ, с помощью металлоискателя и шурфов.
- Согласно ПУЭ 4.2.135 от молниевыводов должно быть обеспечено растекание тока молнии по мажистральной заземления не менее чем в двух направлениях с углом не менее 90° между соседними. Кроме того, должно быть установлено не менее одного вертикального электрода длиной 3-5 м на каждом направлении, на расстоянии не менее длины электрода от места присоединения к мажистральной заземления стойки с молниеотводом.
- Для заземления пожарных машин к горизонтальной заземляющей прибиваются стальные стержни диаметром 16 мм и длиной 1 м. Места заземления должны быть обозначены знаками пожарной безопасности в соответствии с ГОСТ 12.4.026-2015 «Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики. Методы испытаний».
- Нормируемое сопротивление заземляющего устройства ПС принимается 0,5 Ом, как для электроустановок выше 1 кВ с эффективно заземленной нейтралью по п.17.90 ПУЭ.
- Размеры, отмеченные *, уточняются по месту при монтаже.

Ю68-371-ИОС.11.ГЧ

1	Зам	107-26	26.06.26	"Реконструкция ПС 35 кВ Военный городок (замена Т-1 мощностью 16МВА на трансформатор мощностью 25 МВА) (прирост мощности 9 МВА)"	Стояда	Лист	Листов
Изм	Колуч	Лист	№рек				
Разраб	Жданова	06.26	06.26	Раздел 5. Подраздел 1 Система электроснабжения. Часть 1. Электротехнические решения	П	10	
Проверил	Дымова	06.26	06.26				
Н.контр.	Крендасев	06.26	06.26	План заземления реконструируемой части ПС. 2 пусковой комплекс			
ГИП	Ершов	06.26	06.26				