

Общество с ограниченной ответственностью

РФ, 630009, г. Новосибирск,  
ул. Никитина 2/1  
ОГРН 1165476098512, ИНН 5407954257



тел: 8 (383) 209-37-60 (приемная)  
e-mail: info@ienergosystem.ru  
<https://ienergosystem.ru>

Свидетельство СРО №П-201-04062018

**Техническое перевооружение. Модернизация оборудования на  
ОРУ 110 кВ и РЗиА на ПС 110/6.3/6.3 кВ «Машзавод», г. Киселёвск**

## **ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ**

**Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений.**

**Подраздел 1. Система электроснабжения.**

**Часть 2. Релейная защита и  
автоматизация**

**22-42-01-021-ИОС1.2**

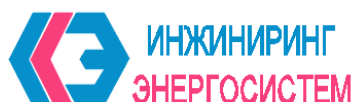
**Том 5.1.2**

**г.Новосибирск, 2022 г.**

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

Общество с ограниченной ответственностью

РФ, 630009, г. Новосибирск,  
ул. Никитина 2/1  
ОГРН 1165476098512, ИНН 5407954257



тел: 8 (383) 209-37-60 (приемная)  
e-mail: info@ienergosystem.ru  
<https://ienergosystem.ru>

**Техническое перевооружение. Модернизация оборудования на  
ОРУ 110 кВ и РЗиА на ПС 110/6.3/6.3 кВ «Машзавод», г. Киселёвск**

## **ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ**

**Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-  
технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий,  
содержание технологических решений.**

**Подраздел 1. Система электроснабжения**

**Часть 2. Релейная защита и  
автоматизация**

**22-42-01-021-ИОС1.2**

**Том 5.1.2**

**Главный инженер проекта**

**М.С. Солохин**







**г.Новосибирск, 2022 г.**

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

Обозначение	Наименование	Примечание
22-42-01-021-ИОС1.2_5.1.2.С	Содержание тома 5.1.2	
22-42-01-021-ИОС1.2.СП	Состав проектной документации	Компл. отдельно
22-42-01-021-ИОС1.2_5.1.2.ТЧ	Текстовая часть	
22-42-01-021-ИОС1.2_5.1.2.ГЧ	Графическая часть	7 л.





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

						22-42-01-021-ИОС1.2_5.1.2.С			
Изм.	Колуч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	Содержание тома 5.1.2	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Гавриловский			09.22		П	1	1
Пров.		Духович			09.22				
Н.контр		Кискина			09.22				
ГИП		Солохин			09.22				



## Содержание тома

Содержание тома.....	1
1 Общие сведения.....	2
1.1 Этапность выполнения работ .....	2
1.2 Описание первичной схемы .....	3
2 Общие требования к устройствам РЗА .....	4
3 Основные технические решения по РЗА .....	5
3.1 Функции релейной защиты и автоматики силовых трансформаторов 110 кВ.....	6
3.2 Функции релейной защиты и автоматики секционного выключателя 110 кВ.....	7
3.3 Функции релейной защиты и автоматики элементов РУ – 6 кВ .....	7
3.4 Функции устройств автоматического регулирования коэффициента трансформации (АРКТ).....	8
3.5 Цепи измерения ТТ и ТН.....	9
3.6 Оперативная блокировка разъединителей .....	9
3.7 Центральная сигнализация и управление .....	9
3.8 Прокладка кабелей .....	10
3.9 Решения по ЭМС .....	10
3.10 Решения по электропитанию.....	11
3.11 Противоаварийная автоматика.....	11
4 Расчеты.....	12
4.1 Расчет обмоток ТТ и выбор сечений .....	12
4.2 Расчет обмоток ТН и выбор сечений.....	12
4.3 Расчет токов короткого замыкания и расчеты уставок.....	13
5 Список сокращений .....	14
6 Нормативные ссылки .....	16
Таблица регистрации изменений .....	17

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							
							22-42-01-021-ИОС1.2_5.1.2.ТЧ		
	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Текстовая часть		
	Разраб.		Гавриловский			09.22			
	Пров.		Духович			09.22			
	Н.контр		Кискина			09.22			
ГИП		Солохин			09.22				
						Стадия	Лист	Листов	
						П	1	17	
									

## 1 Общие сведения

Исходными данными для выполнения проектной документации по объекту «Подстанция 110 кВ Машзавод» являются следующие документы:

- техническое задание на разработку проектно-сметной документации (ПД и РД) по объекту «Техническое перевооружение. Модернизация оборудования на ОРУ 110 кВ и РЗА на ПС 110/6.3/6.3 кВ «Машзавод», г. Киселёвск.

По данному титулу предусматривается установка устройств РЗА, ПА, АУВ, а также дополнительных шкафов вторичной коммутации на модернизируемой ПС 110 кВ.

В проекте приведены как общие требования к системам РЗА, так и основные технические решения по РЗА на модернизируемой подстанции, в том числе:

- перечень всех функций РЗА каждого защищаемого элемента подстанции;
- анализ реализации выбранных функций РЗА каждого защищаемого элемента подстанции;
- описание связи устройств РЗА с первичным оборудованием;
- планы подстанции с установкой нового оборудования.

В данном разделе выполнены ориентировочные расчеты параметров срабатывания устройств релейной защиты элементов подстанции для подтверждения принципов выполнения и уточнения предлагаемого количественного состава защит и приведены:

- схема размещения защит;
- схема распределения по трансформаторам тока и трансформаторам напряжения устройств информационно-технических систем (РЗА, АУВ, Измерения, Учет, ПА).

### 1.1 Этапность выполнения работ

На первом этапе выполняется установка:

- блока выключателя В-1-110 110 кВ с ТТ 110 кВ,
- шкафа защит трансформатора и АУВ ШТ Т1,
- шкафа зажимов выключателя шзв В-1-110,
- шкафа обогрева шов В-1-110.

На втором этапе выполняется установка:

- блока выключателя В-2-110 110 кВ с ТТ 110 кВ,
- шкафа защит трансформатора и АУВ ШТ Т2,
- шкафа зажимов выключателя шзв В-2-110,
- шкафа обогрева шов В-2-110,

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<div>- блока выключателя В-1-110 110 кВ с ТТ 110 кВ, - шкафа защит трансформатора и АУВ ШТ Т1, - шкафа зажимов выключателя шзв В-1-110, - шкафа обогрева шов В-1-110.  На втором этапе выполняется установка: - блока выключателя В-2-110 110 кВ с ТТ 110 кВ, - шкафа защит трансформатора и АУВ ШТ Т2, - шкафа зажимов выключателя шзв В-2-110, - шкафа обогрева шов В-2-110,</div>								
						22-42-01-021-ИОС1.2_5.1.2.ТЧ					Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата						2



## 2 Общие требования к устройствам РЗА

Выбранные типы защит на элементах модернизируемой ПС 110 кВ обеспечивают:

- селективность, обеспечивающая отключение только поврежденной части электро-сети;
- быстродействие, не допускающее серьезных повреждений электрооборудования и обеспечивающее устойчивость параллельной работы синхронных электрических машин;
- надежность, предотвращающая излишние срабатывания защиты;
- чувствительность в основной и резервных зонах, обеспечивающая действие защиты при любых коротких замыканиях, когда имеется необходимость отключения электроустановки.

В соответствии с техническими условиями релейная защита и автоматика на модернизируемой ПС 110 кВ выполняется на базе микропроцессорных терминалов защит.

В одном микропроцессорном терминале наряду с функциями РЗА возможно выполнение дополнительных функций (осциллографа, регистрации событий, изменения групп уставок и др.), а также вывода из МП РЗА необходимого объема информации для анализа правильного действия РЗА и для создания централизованных систем контроля и управления или использования в АСУ ТП.

Общие требования к выполнению микропроцессорных защит предусматривают независимость взаиморезервируемых терминалов РЗА по цепям:

- переменного тока (подключение на разные обмотки ТТ);
- постоянного оперативного тока (осуществляется подключением терминалов к сборкам, питающимся от разных автоматов);
- отключения выключателей от двух электромагнитов отключения (при наличии);

Для обеспечения надежности и повышения помехоустойчивости цепи переменного тока и напряжения должны быть выполнены отдельными экранированными кабелями, проложенными, по возможности, разными трассами.

При применении МП терминалов РЗА должны быть выполнены требования и рекомендации по электромагнитной совместимости и помехозащищенности.

Комплекты релейной защиты и способы их реализации выбраны с учетом требований [9].

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							
			<p>женными, по возможности, разными трассами.</p> <p>При применении МП терминалов РЗА должны быть выполнены требования и рекомендации по электромагнитной совместимости и помехозащищенности.</p> <p>Комплекты релейной защиты и способы их реализации выбраны с учетом требований [9].</p>						
						22-42-01-021-ИОС1.2_5.1.2.ТЧ			Лист
									4
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

### 3 Основные технические решения по РЗА

Релейная защита, управление и автоматика предусматривается на постоянном оперативном токе напряжением 220 В.

Основным источником электропитания оперативных цепей устройств РЗА, цепей управления выключателями и сигнализации, цепей телемеханики и связи, является система оперативного постоянного тока (СОПТ). Основой СОПТ на подстанции является щит постоянного тока (ЩПТ), выполняющий также распределение оперативного тока, секционирование шин питания.

Оборудование релейной защиты и автоматики 110 кВ и общеподстанционных защит выполняется в виде шкафов РЗА. Функции РЗА выполнены на микропроцессорных терминалах защит.

В ОПУ устанавливаются шкафы:

- ШАЧР и ТН – шкаф автоматики частотной разгрузки и трансформатора напряжения.

К установке 1 шт;

- ШРКТ – шкаф регулирования коэффициента трансформации силового трансформатора. К установке 1 шт;

- ШТ – шкаф защит силового трансформатора. К установке 2 шт;

- ШСВ – шкаф секционного выключателя. К установке 1 шт.

Также, к установке на ОРУ-110 кВ:

- шЗВ В-1-110 (шкаф зажимов выключателя 110 кВ);

- шЗВ В-2-110 (шкаф зажимов выключателя 110 кВ);

- шЗВ СВ-110 (шкаф зажимов выключателя 110 кВ);

- шов В-1-110 (шкаф обогрева выключателя 110 кВ);

- шов В-2-110 (шкаф обогрева выключателя 110 кВ);

- шпв В-1-110 (шкаф привода выключателя 110 кВ);

- шпв В-2-110 (шкаф привода выключателя 110 кВ).

Шкафы предлагаются одностороннего обслуживания. На передней панели шкафов расположены аппараты оперативного управления, сигнальные элементы и микропроцессорные терминалы защит. Подвод кабелей предусмотрен снизу шкафов.

Схема размещения и привязки защит по измерительным трансформаторам выполнена на чертеже 22-42-01-021-ИОС1.2-5.1.2 л.3.

Цепи РЗА подключаются к обмоткам трансформаторам тока класса точности минимум 10P(5P), цепи измерения - 0,5, цепи коммерческого учета - 0,5S.

Ивн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>- шпв В-2-110 (шкаф привода выключателя 110 кВ).</p> <p>Шкафы предлагаются одностороннего обслуживания. На передней панели шкафов расположены аппараты оперативного управления, сигнальные элементы и микропроцессорные терминалы защит. Подвод кабелей предусмотрен снизу шкафов.</p> <p>Схема размещения и привязки защит по измерительным трансформаторам выполнена на чертеже 22-42-01-021-ИОС1.2-5.1.2 л.3.</p> <p>Цепи РЗА подключаются к обмоткам трансформаторам тока класса точности минимум 10P(5P), цепи измерения - 0,5, цепи коммерческого учета - 0,5S.</p>						
			<div>22-42-01-021-ИОС1.2_5.1.2.ТЧ</div>						Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	5



## 110 kB

Для трансформаторов Т-1-25 и Т-2-16 должны быть предусмотрена релейная защита от следующих видов повреждений и ненормальных режимов работы:

- Предусмотрен контроль изоляции цепей НН трансформатора (автотрансформатора) при замыканиях на землю в сетях с изолированной или компенсированной нейтралью.

Дополнительно терминалы резервной защиты Т1(Т2) выполняет функцию АУВ В-1-110 кВ (В-2-110 кВ).

Силовой трансформатор защищен следующими видами защит:

- многоступенчатая продольная дифференциальная токовая защита, отстаиваемая от бросков тока намагничивания и токов небаланса;
- многоступенчатая токовая защита от междуфазных замыканий;
- многоступенчатая защита от замыканий на землю;
- защита от тепловой перегрузки по току.

Газовое реле служит для защиты при внутренних повреждениях, вызывающих выделение газа и повышения давления, как в устройстве РПН так и в самом трансформаторе.

Также реализованы следующие технологические защиты:

- от повышения температуры масла;
- от повышения давления в баке;
- сработка клапана давления (для Т2).

Неисправность обдува выведена на сигнализацию в шкафу.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	<p>Газовое реле служит для защиты при внутренних повреждениях, вызывающих выделение газа и повышения давления, как в устройстве РПН так и в самом трансформаторе.</p> <p>Также реализованы следующие технологические защиты:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- от повышения температуры масла;</li> <li>- от повышения давления в баке;</li> <li>- сработка клапана давления (для Т2).</li> </ul> <p>Неисправность обдува выведена на сигнализацию в шкафу.</p>	<p>22-42-01-021-ИОС1.2_5.1.2.ТЧ</p>	Лист
								6



### 3.4 Функции устройств автоматического регулирования коэффициента трансформации (АРКТ)

На силовых трансформаторах подстанции предусматривается индивидуальное автоматическое регулирование напряжения под нагрузкой.

Регулирование осуществляется на нагруженном трансформаторе без его отключения от сети в режиме автоматического или ручного дистанционного управления устройством регулирования.

Функцию АРКТ на подстанции выполняют два цифровых устройства по одному на каждый трансформатор. Блоки установлены в шкафах автоматики РПН в помещении ОПУ. Осуществляемые терминалом функции:

- автоматическое поддержание напряжения в заданных пределах и коррекция уровня напряжения трансформатора по току нагрузки;
  - измерение и индикация текущей ступени привода РПН;
  - контроль и индикация текущих значений напряжения и тока компенсации;
  - переключение положений привода РПН посредством формирования импульсных или непрерывных команд управления приводом РПН;
  - контроль исполнения команд и исправности переключающего устройства РПН;
  - обеспечение блокировок привода РПН при: обнаружении перегрузки; обнаружении превышения  $3U_0$ ; снижении напряжения ниже  $U_{min}$ ;
  - при поступлении внешних релейных сигналов блокировки;
  - аварийная сигнализация блокировки работы привода РПН;
  - контроль исправности привода РПН;
  - изменение внутренних настроек и режима работы прибора – оперативное изменение уставки по поддержанию напряжения с одного значения на другое;
  - передача текущих параметров, ввод и изменение уставок по цифровым интерфейсам, USB/RS-485 или аналоговому интерфейсу «Токовая петля» в устройства АСУ ТП или ТМ;
  - гальваническая развязка всех входов и выходов, а также цепей питания;
  - хранение, просмотр на встроенном ЖК-индикаторе;
  - сбор, просмотр и передача информации по линиям связи о 256-ти последних зафиксированных событиях;
  - встроенные часы-календарь обеспечивают привязку событий к реальному времени.
- Для предотвращения несогласованных переключений РПН при параллельной работе трансформаторов в блоках предусмотрены программы совместной работы.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	USB/RS-485 или аналоговому интерфейсу «Токовая петля» в устройства АСУ ТП или ТМ;					
			<ul style="list-style-type: none"><li>- гальваническая развязка всех входов и выходов, а также цепей питания;</li><li>- хранение, просмотр на встроенном ЖК-индикаторе;</li><li>- сбор, просмотр и передача информации по линиям связи о 256-ти последних зафиксированных событиях;</li></ul>					
			<ul style="list-style-type: none"><li>- встроенные часы-календарь обеспечивают привязку событий к реальному времени.</li></ul>					

Для предотвращения несогласованных переключений РПН при параллельной работе трансформаторов в блоках предусмотрены программы совместной работы.

						22-42-01-021-ИОС1.2_5.1.2.ТЧ	Лист
							8
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

### 3.5 Цепи измерения ТТ и ТН

Цепи измерения ТТ и ТН секций 6 кВ – не меняются. Подключаются дополнительная нагрузка – микропроцессорные терминалы рез. защит Т1(Т2), а также АРКТ.

Цепи измерения ТН1(ТН2) 110 кВ модернизируется в части выполнения новых шкафов:

- шкафа выводов – шзв ТН1(ТН2);
- шкафа ШАЧР и ТН 110 кВ.

Функционально, относительно цепей напряжения, шкаф ШАЧР и ТН 110 кВ выполняет следующие функции:

- измерения;
- сигнализация отключения автоматов в швт ТН1(ТН2);
- распределение цепей напряжения 110 кВ.

Трансформатор тока ТОГФ-110 устанавливается вновь для каждого выключателя 110 кВ. Во вновь монтируемых токовых цепях данных ТТ устанавливаются шкафы промежуточных зажимов шзв В-1-110, шзв В-2-110, шзв СВ-110 соответственно для каждого вновь монтируемого выключателя.

Неиспользуемые обмотки ТТ закорачиваются в целях безопасности.

### 3.6 Оперативная блокировка разъединителей

Существующая ОБР получает питание от ЩСН через специальный блок питания с контролем изоляции цепей.

Цепи электромагнитной блокировки собираются на ОРУ-110 кВ – в шкафах зажимов разъединителей и выключателей.

В связи с заменой выключателей 110 кВ, выполняется переподключение блок-контактов выключателей в существующую схему ОБР.

### 3.7 Центральная сигнализация и управление

Со всех устанавливаемых шкафов собирается аварийная и предупредительная информация в панель центральной сигнализации в ОПУ. Также в каждом шкафу выполнена местная сигнализация по оборудованию.

Управление выключателями 110 кВ выполняется со шкафов РЗА и АУВ соответствующих выключателей, а также предполагается и с ключей, вновь устанавливаемых по проекту

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

контактов выключателей в существующую схему ОБР.

### 3.7 Центральная сигнализация и управление

Со всех устанавливаемых шкафов собирается аварийная и предупредительная информация в панель центральной сигнализации в ОПУ. Также в каждом шкафу выполнена местная сигнализация по оборудованию.

Управление выключателями 110 кВ выполняется со шкафов РЗА и АУВ соответствующих выключателей, а также предполагается и с ключей, вновь устанавливаемых по проекту

						<b>22-42-01-021-ИОС1.2_5.1.2.ТЧ</b>	Лист
							9
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата		

на панели управления в ОПУ.

### 3.8 Прокладка кабелей

Прокладка кабелей выполняется на ОРУ-110 кВ в бетонных лотках. Подводы к оборудованию - в металлических трубах и гофрах.

Прокладка кабелей в ОПУ выполняется внутри кабельного полуэтажа.

Бирки на кабели устанавливаются каждые 50 м, вначале и в конце трассы, а также при переходе через дорогу и стены.

Заземление экранов кабелей выполняется с двух сторон.

### 3.9 Решения по ЭМС

Требования к устанавливаемым шкафам РЗА включаются в себя требования соответствия всем актуальным нормативным документам в сфере электромагнитной совместимости устройств и терминалов РЗА.

С учетом наличия на объекте существующей системы заземления и молниезащиты, то для обеспечения требований ЭМС проектом (в том числе рабочей документацией) определяется только выбор типа кабельной канализации, трассы, раскладка кабелей в кабельных каналах.

Все вторичные цепи РЗА и ПА, проходящие по территории станций, выполняются экранированным кабелем с обязательным заземлением экрана с двух сторон. Для заземления экранов используются специальные зажимы или разъемы. Шкафы РЗА заземляются на оставшиеся после демонтажа старых панелей закладные швеллера.

Экраны типа фольги или оплетки должны заземляться на ближайший элемент системы заземления по кратчайшему пути только в местах концевой разделки с обоих концов кабелей.

- эмиссии промышленных радиопомех в полосе частот от 0,15 до 30 МГц в сеть электропитания;
- эмиссии промышленных радиопомех в полосе частот от 30 до 1000 МГц в окружающее пространство на измерительном расстоянии 3 м.

Шкафы удовлетворяют нормам эмиссии гармонических составляющих потребляемого тока. Шкафы удовлетворяют нормам колебаний напряжения, вызываемых в сети.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							
<p>кабелей.</p> <ul style="list-style-type: none"><li>- эмиссии промышленных радиопомех в полосе частот от 0,15 до 30 МГц в сеть электропитания;</li><li>- эмиссии промышленных радиопомех в полосе частот от 30 до 1000 МГц в окружающее пространство на измерительном расстоянии 3 м.</li></ul> <p>Шкафы удовлетворяют нормам эмиссии гармонических составляющих потребляемого тока. Шкафы удовлетворяют нормам колебаний напряжения, вызываемых в сети.</p>									
						22-42-01-021-ИОС1.2_5.1.2.ТЧ			Лист
									10
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				



## 4 Расчеты

#### 4.1 Расчет обмоток ТТ и выбор сечений

Принимаем к прокладке контрольный кабель с медными жилами.

Выполняется расчет сечения кабелей токовых цепей. Необходимое сечение контрольного кабеля определяется по следующим условиям:

- согласно [1, п.3.4.4] по условию механической прочности сечение кабелей для токовых цепей не меньше  $2,5\text{мм}^2$  для меди;
- сечение кабеля должно обеспечивать работу ТТ с погрешностями, не превышающими допустимые для РЗА (10%).

Выполняется расчет фактической нагрузки на вторичные обмотки ТТ для трехфазного/однофазного КЗ. Расчет минимального времени до насыщения ТТ при отсутствии и наличии остаточной намагниченности – не ведется.

Расчет выполнен на чертеже 22-42-01-021-ИОС1.2-5.1.2 л.4.

## 4.2 Расчет обмоток ТН и выбор сечений

В данном разделе производится обоснование применения измерительных трансформаторов напряжения по допустимой вторичной нагрузке.

Согласно [7, п.6.15.1] фактическая мощность вторичной нагрузки должна находиться в диапазоне:

$$\text{от } 0,25S_{\text{HOM}}\left(\frac{U_1}{U_{1\text{HOM}}}\right)^2 \text{ до } S_{\text{HOM}}\left(\frac{U_1}{U_{1\text{HOM}}}\right)^2, \quad (12.1)$$

где  $S_{ном}$  – номинальная мощность трансформатора в данном классе точности, ВА;

$U_{1ном}$  – номинальное значение первичного напряжения трансформатора, В;

U1 – значение первичного напряжения, подведенного к трансформатору, В.

Для цепей напряжения потери напряжения от трансформатора напряжения при условии включения всех защит и приборов должны составлять (п.3.4.5, ПУЭ, 7-е изд.):

- до расчетных счетчиков и измерительных преобразователей мощности, используемых для ввода информации в вычислительные устройства, – не более 0,5%;
- до расчетных счетчиков межсистемных линий электропередачи – не более 0,25%;
- до счетчиков технического учета – не более 1,5%;
- до щитовых приборов и датчиков мощности, используемых для всех видов измерений, – не более 1,5%;
- до панелей защиты и автоматики – не более 3%.

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							
<p>Для цепи напряжения потери напряжения от трансформатора напряжения при условии включения всех защит и приборов должны составлять (п.3.4.5, ПУЭ, 7-е изд.):</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- до расчетных счетчиков и измерительных преобразователей мощности, используемых для ввода информации в вычислительные устройства, – не более 0,5%;</li> <li>- до расчетных счетчиков межсистемных линий электропередачи – не более 0,25%;</li> <li>- до счетчиков технического учета – не более 1,5%;</li> <li>- до щитовых приборов и датчиков мощности, используемых для всех видов измерений, – не более 1,5%;</li> <li>- до панелей защиты и автоматики – не более 3%.</li> </ul>									Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	<b>22-42-01-021-ИОС1.2_5.1.2ТЧ</b>			12

По условию механической прочности, в соответствие с [2]: жилы контрольных кабелей для присоединения под винт к зажимам панелей и аппаратов должны иметь сечения не менее 1,5мм<sup>2</sup> для меди и 2,5мм<sup>2</sup> для алюминия.

Расчет выполнен на чертеже 22-42-01-021-ИОС1.2-5.1.2 л.5.

**4.3 Расчет токов короткого замыкания и расчеты уставок**

Токи короткого замыкания, предварительный расчет уставок приведен на 22-42-01-021-ИОС1.2-5.1.2 л.6.

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

Изм.	Колуч.	Лист	№док.	Подп.	Дата





- ТТ - трансформатор тока;
- УРОВ - устройство резервирования отключения выключателя;
- ЧАПВ - частотное автоматическое повторное включение;
- ЩСН - щит собственных нужд;

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

Изм.	Колуч.	Лист	№док.	Подп.	Дата






## Таблица регистрации изменений

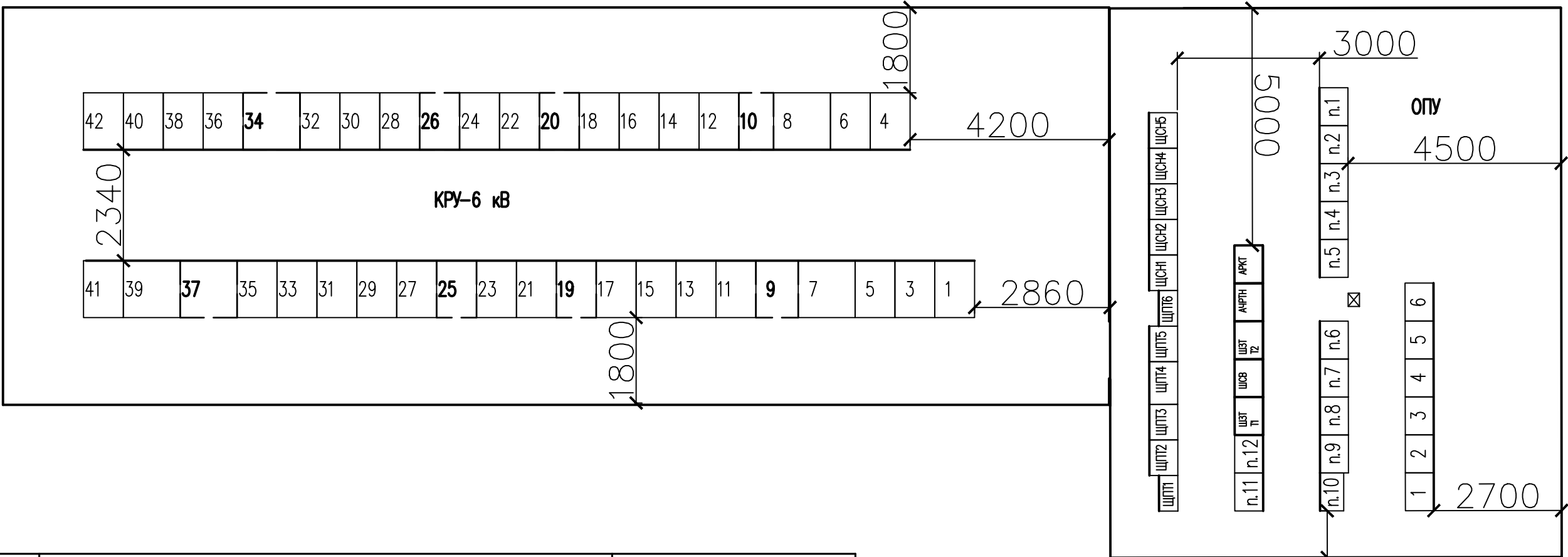
[illegible]

Инв. № подл.							Подп. и дата	Взам. инв. №
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	22-42-01-021-ИОС1.2_5.1.2.ГЧ		Лист
								17

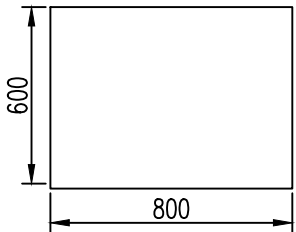
Обозначение	Наименование	Примечание
22-42-01-021-ИОС1.2_5.1.2.ГЧ.1	Ведомость документов графической части	
22-42-01-021-ИОС1.2_5.1.2.ГЧ.2	План ОПУ, КРУ-6 кВ	
22-42-01-021-ИОС1.2_5.1.2.ГЧ.3	План ОРУ-110 кВ	
22-42-01-021-ИОС1.2_5.1.2.ГЧ.4	Однолинейная схема распределения защит по измерительным трансформаторам	
22-42-01-021-ИОС1.2_5.1.2.ГЧ.5	Расчет обмоток ТТ	
22-42-01-021-ИОС1.2_5.1.2.ГЧ.6	Расчет обмоток ТН	
22-42-01-021-ИОС1.2_5.1.2.ГЧ.7	Расчет токов КЗ, уставок	

Инв. N подл.	Погр. и дата	Взам. инв. N						
Инв. N подл.	Погр. и дата	Взам. инв. N	22-42-01-021-ИОС1.2_5.1.2.ГЧ.1					
			Техническое перевооружение. Модернизация оборудования на ОРУ 110 кВ и РЗА на ПС 110/6.3/6.3 кВ Машзавод					
			Изм.	Кол.уч.	Лист	Ндоп.	Подпись	Дата
			Разраб.	Кириленко				09.22
			Пров.	Гавриловский				09.22
Инв. N подл.	Погр. и дата	Взам. инв. N	Раздел 5. Подраздел 1. Система электроснабжения. Часть 2. Релейная защита и автоматика					
			Ведомость документов графической части					
			 <b>ИНЖИНИРИНГ ЭНЕРГОСИСТЕМ</b>					

План ОПУ и КРУ-6 кВ  
1:100



Размеры устанавливаемых шкафов в ОПУ

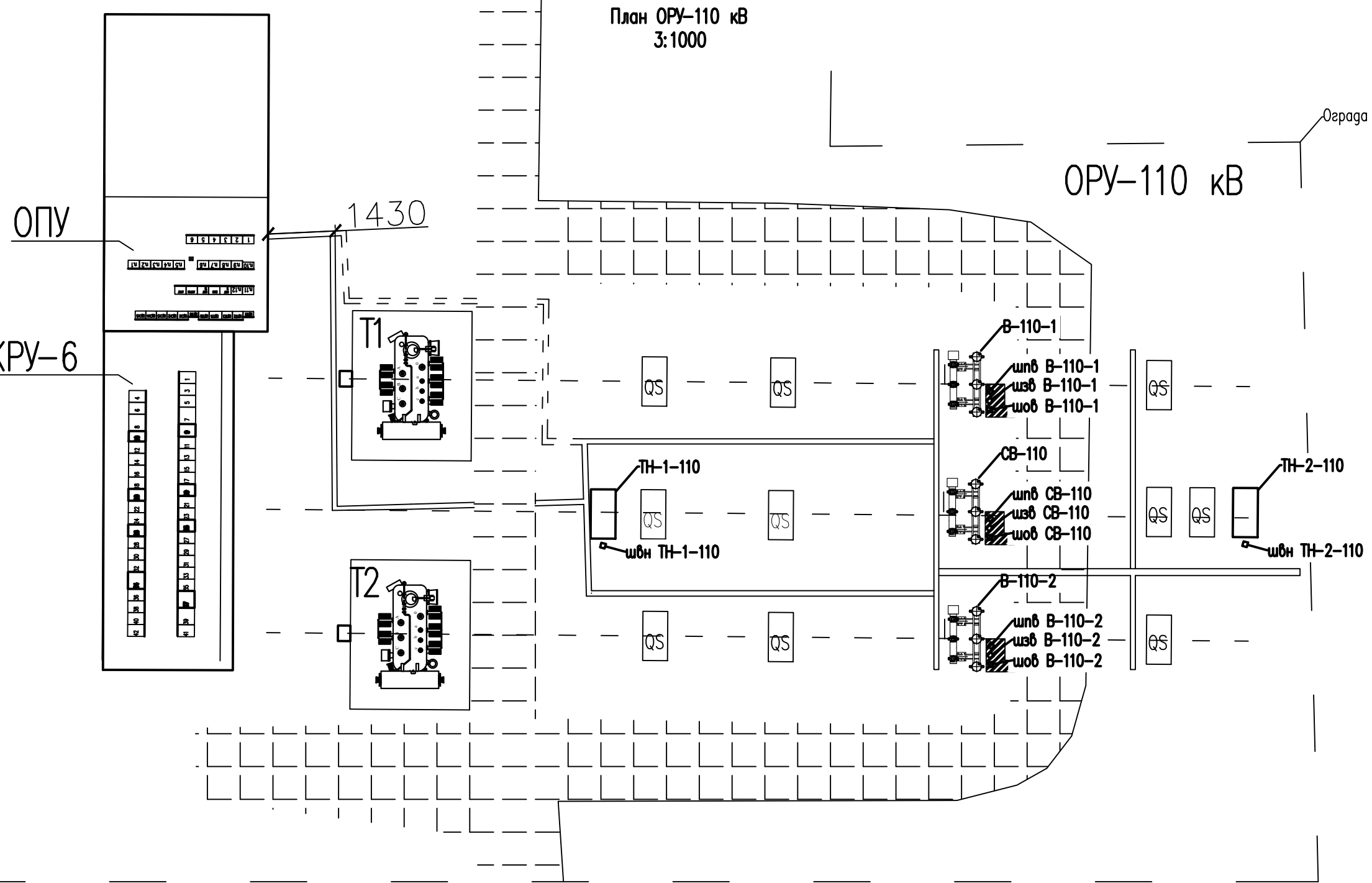


Кабельный проход в лоток на ОРУ-110 кВ

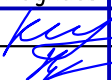


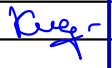
Инв. N подл. Подп. и дата Взам. инв. N

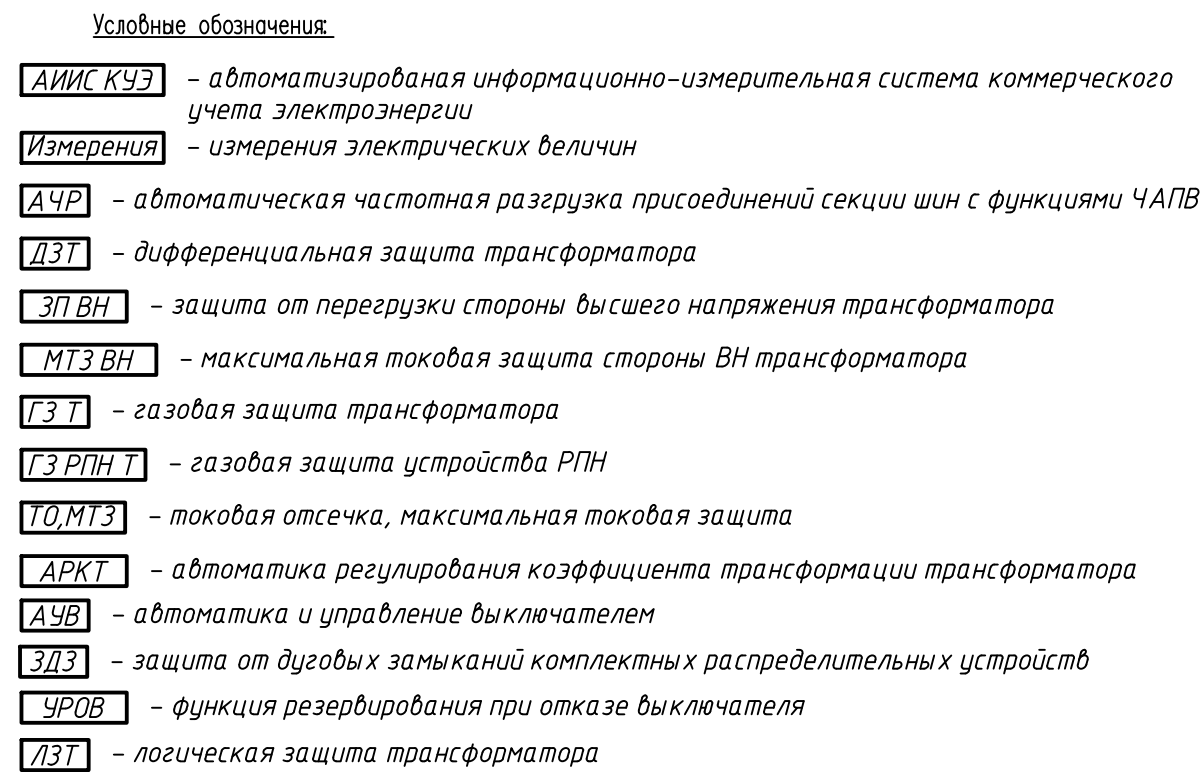
Обозначение на плане	Наименование	Примечание
КРУ -6 кВ		
9	яч.9 вводной выключатель 1СШ 6 кВ	
10	яч.10 вводной выключатель 2СШ 6 кВ	
19	яч. 19 ячейка трансформатора напряжения 1СШ 6 кВ	
20	яч. 20 ячейка трансформатора напряжения 2СШ 6 кВ	
25	яч. 25 ячейка трансформатора напряжения 3СШ 6 кВ	
26	яч. 26 ячейка трансформатора напряжения 4СШ 6 кВ	
34	яч.34 вводной выключатель 3СШ 6 кВ	
37	яч.37 вводной выключатель 4СШ 6 кВ	
ОПУ		
1	Центральная сигнализация	
2	Пульт управления	
ЩПТ2	Щит постоянного тока. !с	
ЩПТ4	Щит постоянного тока. 2с	
ЩСН5	Щит собственных нужд. Панель распределения.	
ШСВ	Шкаф секционного выключателя	К установке по проекту
ШАРКТ	Шкаф автоматики регулирования коэф- та трансформации	К установке по проекту
ШТ Т1	Шкаф защит трансформатора Т1	К установке по проекту
ШТ Т2	Шкаф защит трансформатора Т2	К установке по проекту
Шкаф АЧР и ТН 110 кВ	Шкаф АЧР и ТН-110 кВ	К установке по проекту

22-42-01-021-ИОС1.2_5.1.2.ГЧ.2					
Техническое перевооружение. Модернизация оборудования на ОРУ 110 кВ и РЗиА на ПС 110/6.3/6.3 кВ Машзавод					
Изм.	Кол.уч.	Лист	Идент.	Подпись	Дата
Разраб.		Кириленко			09.22
Пров.		Гавриловский			09.22
Раздел 5. Подраздел 1. Система электроснабжения. Часть 2. Релейная защита и автоматика					
План ОПУ, КРУ-6 кВ					
И. контр. Кускина 09.22					
Стадия			Лист		
П			1		
Листов			1		



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

						22-42-01-021-ИОС1.2_5.1.2.ГЧ.3			
						Техническое перевооружение. Модернизация оборудования на ОРУ 110 кВ и РЗиА на ПС 110/6.3/6.3 кВ Машзавод			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Раздел 5. Подраздел 1. Система электроснабжения. Часть 2. Релейная защита и автоматика	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Кириленко			09.22		П	1	1
Пров.		Гавриловский			09.22				
						План ОРУ-110 кВ			
Н. контр.		Кискина			09.22				



- Основная и резервная защита трансформатора выполнена на терминале, выполняющим функции:
1. Дифференциальная защита с торможением;
2. Дифференциальная токовая отсечка;
3. Токовая отсечка стороны ВН;
4. Максимальная токовая защита стороны ВН с пуском по напряжению;
5. Максимальная токовая защита стороны НН с пуском по напряжению;
6. Защита от перегрузки;
7. Логическая защита шин;
8. Логическая защита трансформатора;
9. Защита от дуговых замыканий на стороне НН;
10. Токовая защита обратной последовательности ВН и НН;
11. Токовая защита нулевой последовательности;
12. Газовая защита трансформатора и устройства РПН;
13. Защита от потери охлаждения трансформатора;
14. Защита элегазового оборудования;
15. Функция устройства резервирования при отказе выключателя;
16. Прием и исполнение команд от внешних устройств защиты;
17. Оперативное управление выключателем стороны ВН трансформатора;
18. Автоматическое повторное включение выключателя стороны ВН;
19. Контроль электрических параметров текущего режима работы;
20. Диагностика выключателя и цепей управления;
21. Пуск охлаждения трансформатора;
22. Формирование сигналов аварийной и предупредительной сигнализации;
23. Оперативный выбор одной из двух программ уставок;
24. Часы реального времени;
25. Интеграция в автоматизированные системы контроля и управления;
26. Самодиагностика устройства Цифровой осциллограф;
27. Регистрация изменений состояния устройства;
28. Регистрация срабатываний функций защиты и автоматики;
29. Регистрация изменений уставок функций защиты и автоматики;
30. Счетчики количества пусков и срабатываний функций защиты и автоматики;
31. Регистрация максимальных значений измеряемых величин.

						22-42-01-021-ИОС1.2_5.1.2.ГЧ.4				
						Техническое перевооружение. Модернизация оборудования на ОРУ 110 кВ и РЗиА на ПС 110/6.3/6.3 кВ Машзавог				
Изм.	Код.уч.	Лист	Нгод.	Подпись	Дата	Раздел 5. Подраздел 1. Система электроснабжения. Часть 2. Релейная защита и автоматика		Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Кириленко		<i>Кириленко</i>	09.22			П	1	1
Пров.		Гаврилюбский		<i>Гаврилюбский</i>	09.22					
Н. контр.		Кискина		<i>Кискина</i>	09.22	Однолинейная схема распределения защит по измерительным трансформаторам		 ИНЖИНИРИНГ ЭНЕРГОСИСТЕМ		



Таблица 1 – Проверки на погрешность для устанавливаемых защит

Присоединение	Приборы	Тип ТТ	Обмотка	Коэффициент трансформации	Номинальная вторичная мощность, ВА	Предельная кратность	Максимальный расчетный I <sub>пк</sub> , А	Длина медного кабеля, м	Сечение кабеля, мм.кв.	Сопротивление линии, Ом	Нагрузка приборов, Ом	Тип схемы/ вид КЗ	Нагрузка на фазу, Ом	Нагрузка на фазу, ВА	Проверка
ВТТ-1-110 (#3 обм)	Шкаф РЗА Т1 (А)	ТОГФ-110	10Р	600/5	30	20	6674	105	2.5	0,7400	0,0040	1	0,7940	0,1000	Выполнена
ВТТ-1-110 (#4 обм)	Шкаф РЗА Т1 (В)	ТОГФ-110	10Р	600/5	30	20	6674	105	2.5	0,7400	0,0040	1	0,7940	0,1000	Выполнена
яч. В-6 кВ 1 СШ	АУВ, ТО МТЗ, Шкаф РЗА Т1 (А)	ТЛШ-10-1	10Р	3000/5	30	15	8777	25	2.5	0,1800	0,1000	1	0,3300	8,2500	Выполнена
яч. В-6 кВ 2 СШ	АУВ, ТО МТЗ, Шкаф РЗА Т1 (А)	ТЛШ-10	10Р	3000/5	30	15	8777	25	2.5	0,1800	0,1000	1	0,3300	8,2500	Выполнена
ВТТ-2-110 (#3 обм)	Шкаф РЗА Т2 (А)	ТОГФ-110	10Р	600/5	30	20	6674	105	2.5	0,7400	0,0040	1	0,7940	0,1000	Выполнена
ВТТ-2-110 (#4 обм)	Шкаф РЗА Т2 (В)	ТОГФ-110	10Р	600/5	30	20	6674	105	2.5	0,7400	0,0040	1	0,7940	0,1000	Выполнена
яч. В-6 кВ 3 СШ	АУВ, ТО МТЗ, Шкаф РЗА Т1 (А)	ТЛШ-10	10Р	3000/5	30	15	8777	40	2.5	0,1800	0,1000	1	0,4300	10,7500	Выполнена
яч. В-6 кВ 4 СШ	АУВ, ТО МТЗ, Шкаф РЗА Т1 (А)	ТЛШ-10	10Р	3000/5	30	15	8777	40	2.5	0,1800	0,1000	1	0,4300	10,7500	Выполнена
ВТТ-3-110 (СВ-110) (#3 обм)	Шкаф РЗА Т1 (А)	ТОГФ-110	10Р	600/5	30	20	6674	100	2.5	0,7400	0,0040	1	0,7940	0,1000	Выполнена
ВТТ-3-110 (СВ-110) (#4 обм)	Шкаф РЗА Т2 (А)	ТОГФ-110	10Р	600/5	30	20	6674	100	2.5	0,7400	0,0040	1	0,7940	0,1000	Выполнена
ВТТ-3-110 (СВ-110) (#5 обм)	Шкаф ШСВ	ТОГФ-110	10Р	600/5	30	20	6674	100	2.5	0,7400	0,0040	1	0,7940	0,1000	Выполнена

1. Сопротивление контактов принято R<sub>пер</sub>=0.05 Ом;  
2. Нагрузка прибора учтена максимальной нагрузкой на фазу;  
3. Типы схем 1-полн звезда и К(3),К(2); 2-полн звезда и К(1); 3-неполн звезда и К(3); 4-неполн звезда и К(2)-АВ-ВС;  
5-неполн звезда и К(2)-АС;

Таблицы 2 – Проверки на погрешность для обмоток измерения блока 1

Присоединение	Приборы	Тип ТТ	Обмотка	Коэффициент трансформации	Номинальная вторичная мощность, ВА	Коэффициент безопасности	Максимальный расчетный I <sub>пк</sub> , А	Длина медного кабеля, м	Сечение кабеля, мм.кв.	Сопротивление линии, Ом	Нагрузка прибор ов, Ом	Тип схемы / вид КЗ	Нагрузка на фазу , Ом	Нагрузка на фазу , ВА	Условие 25%S <sub>ном</sub> <S <sub>p</sub> <100%S <sub>ном</sub>
ВТТ-1-110 (#1 обм)	Шкаф АЧР и ТН-110	ТОГФ-110	0.5	600/5	30	10	8777	105	2,5000	0,8800	0,0040	1	0,9340	23,3500	8≤23≤30
ВТТ-2-110 (#1 обм)	Шкаф АЧР и ТН-110	ТОГФ-110	0.5S	600/5	30	10	8777	105	2,5000	0,8800	0,0040	1	0,9340	23,3500	8≤23≤30

22-42-01-021-ИОС1.2\_5.1.2.ГЧ.5

Техническое перевооружение. Модернизация оборудования на ОРУ 110 кВ и РЗиА на ПС 110/6.3/6.3 кВ Машзавод

Изм.

Кол.уч.

Лист

Индок.

Подпись

Дата

Разраб.

Кириленко

09.22

Пров.

Гавриловский

09.22

Раздел 5. Подраздел 1. Система электроснабжения. Часть 2. Релейная защита и автоматика

Н. контр.

Кускина

09.22

Стадия

Лист

Листов

П

1

1

Расчет обмоток ТТ




Таблица 1 - Расчет нагрузки трансформаторов напряжения энергоблока 1

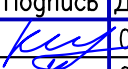
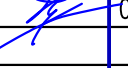

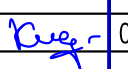
Наименование присоединения	Тип ТН (или аналог)	Схема	Номинальное напряжение, кВ	Номинальное напряжение обмотки, В	Класс точности	Допустимая нагрузка, ВА	Расчетная длина кабеля, м	Сечение кабеля, мм2	Приборы	Потребление приборов, ВА	Дозгрузочный резистор	Потери напряжения, %	Проверка
1СШ 110 кВ	НАМИ	3х1ф (звезда)	110000/√3	100/√3	0,2	50	110	2.5	Шкаф АЧР и ТН110	0,1000	10ВА	0,44 %	Выполнена
		3х1ф (р. треугол)		100/3	ЗР	200	110	2.5	Резерв				
		3х1ф (звезда)		100/√3	0,2	50	110	2.5	Резерв				
2СШ 110 кВ	НАМИ	3х1ф (звезда)	110000/√3	100/√3	0,2	50	60	2.5	Шкаф АЧР и ТН110	0,1000	10ВА	0,44 %	Выполнена
		3х1ф (р. треугол)		100/3	ЗР	200	60	2.5	Резерв				
		3х1ф (звезда)		100/√3	0,2	50	60	2.5	Резерв				

1. Для цепей напряжения потери напряжения от трансформатора напряжения при условии включения всех защит и приборов должны составлять (п.3.4.5, ПУЭ, 7-е изд.):

- до расчетных счетчиков и измерительных преобразователей мощности, используемых для ввода информации в вычислительные устройства, – не более 0,5%;
- до расчетных счетчиков межсистемных линий электропередачи – не более 0,25%;
- до счетчиков технического учета – не более 1,5%;
- до щитовых приборов и датчиков мощности, используемых для всех видов измерений, – не более 1,5%;
- до панелей защиты и автоматики – не более 3%.

По условию механической прочности, : жилы контрольных кабелей для присоединения под винт к зажимам панелей и аппаратов должны иметь сечения не менее 1,5мм2 для меди и 2,5мм2 для алюминия.

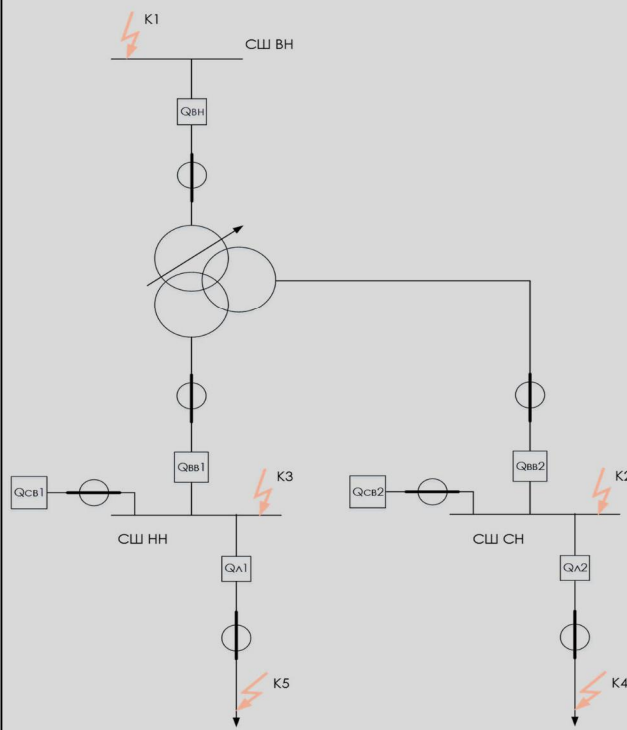
2. Фактическая мощность вторичной нагрузки должна быть более 0,25S<sub>ном</sub>, но менее S<sub>ном</sub>.

						22-42-01-021-ИОС1.2_5.1.2.ГЧ.6			
						Техническое перевооружение. Модернизация оборудования на ОРУ 110 кВ и РЗиА на ПС 110/6.3/6.3 кВ Машзавог			
Изм.	Кол.уч.	Лист	Индок.	Подпись	Дата	Раздел 5. Подраздел 1. Система электроснабжения. Часть 2. Релейная защита и автоматика	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Кириленко			09.22		П	1	1
Пров.		Гавриловский			09.22				
						Расчет обмоток ТН			
Н. контр.		Кускина			09.22				

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

Исходные данные для расчета уставок защит трехобмоточного трансформатора Алтай-ОЗТ

Заполнить белые ячейки, выделенные зеленой рамкой -



Параметры трансформатора

Схема соединения

Y/Δ/Δ

Вид трансформатора

Маслонаполненный

Номинальная мощность трансформатора, кВА

S<sub>ном</sub> 25000

S<sub>ном СН</sub> 12500

S<sub>ном НН</sub> 12500

Номинальные напряжения сторон, кВ

U<sub>ном ВН</sub> 115

U<sub>ном СН</sub> 6.3

U<sub>ном НН</sub> 6.3

Номинальные коэффициенты трансформации трансформатора

k<sub>тр ВН-СН</sub> 18.25

k<sub>тр ВН-НН</sub> 18.25

Параметры регулирования напряжения

ΔU<sub>рпн</sub> 2.05 - шаг регулирования напряжения устройством РПН, %

N<sub>рпн+</sub> 9 - количество ступеней, используемых для регулирования напряжения в большую сторону

N<sub>рпн-</sub> 9 - количество ступеней, используемых для регулирования напряжения в меньшую сторону

Параметры ТТ

Коэффициент трансформации ТТ стороны ВН

k<sub>тт ВН</sub> = 600 / 5 = 120

Коэффициент трансформации ТТ стороны СН

k<sub>тт СН</sub> = 1000 / 5 = 200

Коэффициент трансформации ТТ стороны НН

k<sub>тт НН</sub> = 1000 / 5 = 200

Режимы работы

Максимальная кратность реальной длительно возможной перегрузки трансформатора (относительно номинального тока трансформатора)

k<sub>перегрузки</sub> 1.4

Максимальная кратность тока нагрузки своей секции шин стороны СН (относительно номинального тока трансформатора)

k<sub>нагрузки СН</sub> 0.5

Первичное среднее номинальное напряжение сети на стороне СН, В

U<sub>ном сети СН</sub> 6300

Максимальная кратность тока нагрузки своей секции шин стороны НН (относительно номинального тока трансформатора)

k<sub>нагрузки НН</sub> 0.7

Первичное среднее номинальное напряжение сети на стороне НН, В

U<sub>ном сети НН</sub> 6300

Токи короткого замыкания, приведенные к стороне ВН

Тип нагрузки на стороне НН

Промышленная (U<sub>двиг</sub> ≤ 1000 В)

Роль МТЗ

Резервная

Нагрузка

Симметричная

Токи короткого замыкания, приведенные к стороне ВН

В точке К1 - на шинах ВН

I<sub>кз макс ВН</sub> 6674 - максимальный ток трехфазного КЗ, А

I<sub>кз мин ВН</sub> 6674 - минимальный ток трехфазного КЗ, А

В точке К2 - на шинах СН

I<sub>кз макс СН</sub> 502.7 - максимальный ток трехфазного КЗ, А

I<sub>кз мин СН</sub> 333.9 - минимальный ток трехфазного КЗ, А

В точке К3 - на шинах НН

I<sub>кз макс НН</sub> 502.7 - максимальный ток трехфазного КЗ, А

I<sub>кз мин НН</sub> 333.9 - минимальный ток трехфазного КЗ, А

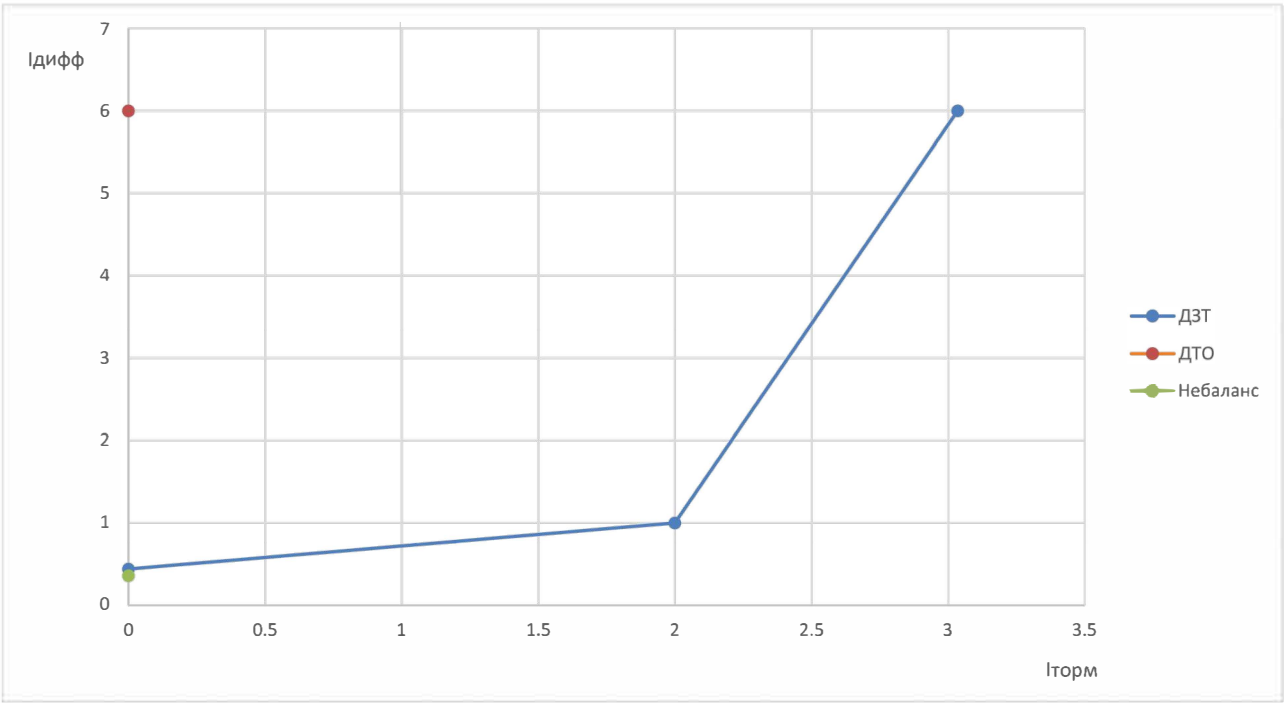
1. В расчете: "сторона СН" – означает "сторона НН2", "сторона НН" означает "сторона НН1".

2. Токи короткого замыкания взяты из письма от службы РЗА.

						22-42-01-021-ИОС1.2_5.1.2.ГЧ.7		
						Техническое перевооружение. Модернизация оборудования на ОРУ 110 кВ и РЗА на ПС 110/6.3/6.3 кВ Машзавод		
Изм.	Кол.уч.	Лист	Исток	Подпись	Дата	Раздел 5. Подраздел 1. Система электроснабжения. Часть 2. Релейная защита и автоматика	Стадия	Лист
Разраб.	Кириленко				09.22		П	1
Пров.	Гавриловский				09.22	Расчет токов КЗ, уставок		2
Н.контр.	Кускина				09.22			



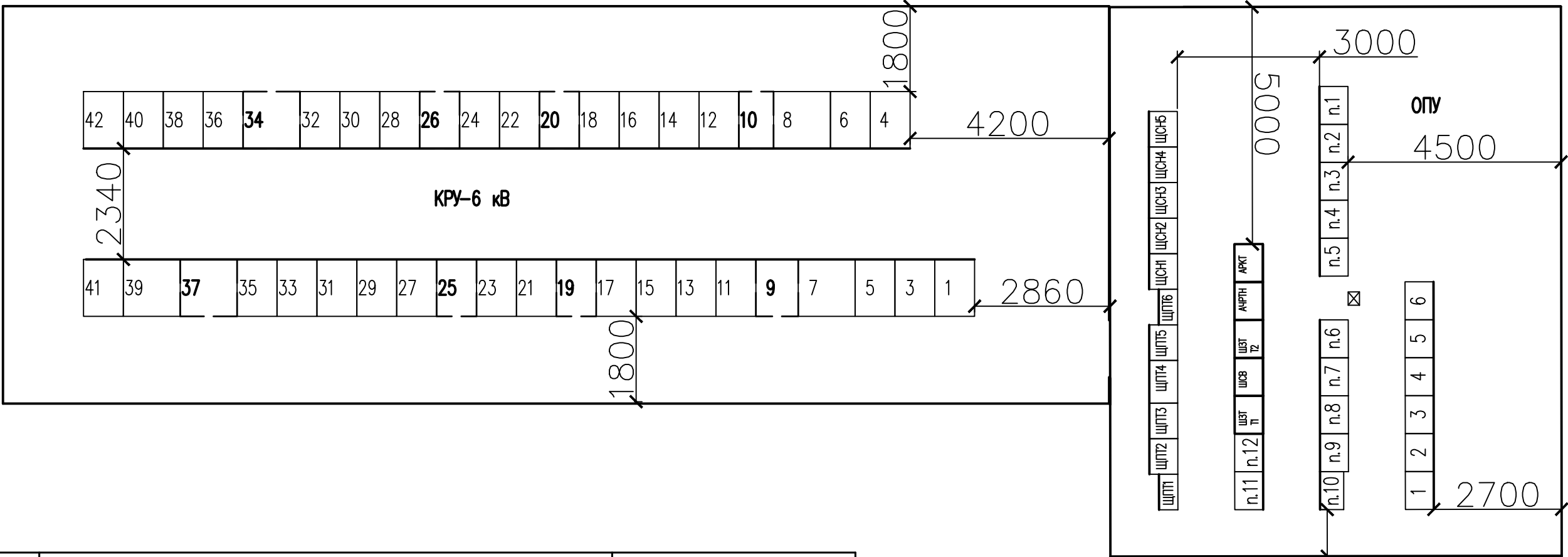
Уставка	Обозначение	Значение для ввода в устройство
Номинальный ток диапазона измерений токов стороны ВН, А	$I_{ном\ измер\ ВН}$	5.00
Номинальный ток диапазона измерений токов стороны СН, А	$I_{ном\ измер\ СН}$	5.00
Номинальный ток диапазона измерений токов стороны НН, А	$I_{ном\ измер\ НН}$	5.00
ДТО и ДЗТ		
Ток срабатывания ДТО, о.е.	$I_{дто}$	6.00
Ток начала торможения первого участка ДЗТ, о.е.	$I_{торм1}$	1.00
Ток начала торможения второго участка ДЗТ, о.е.	$I_{торм2}$	2.00
Начальный ток срабатывания ДЗТ, о.е.	$I_{дзт}$	0.44
Коэффициент торможения первого участка ДЗТ	$k_{торм1}$	0.56
Коэффициент торможения второго участка ДЗТ	$k_{торм2}$	1.48
Задержка срабатывания ДЗТ, с	$T_{дзт}$	0.00
Уставка блокирования ДЗТ по второй гармонике, о.е.	ИПБ 2г	0.15
Максимальная длительность перекрестного блокирования по 2 гармонике, с	$T_{пб\ 2г}$	2.00
Ток срабатывания сигнализации небаланса, о.е.	$I_{нб}$	0.36
Задержка срабатывания сигнализации небаланса, с	$T_{нб}$	10.00
ТО ВН		
Ток срабатывания ТО ВН, А	$I_{то\ ВН}$	6.28
Задержка срабатывания ТО ВН, с	$T_{то\ ВН}$	0.00
МТЗ НН		
Ток срабатывания МТЗ НН, А	$I_{мтз\ НН}$	34.53
Задержка срабатывания МТЗ НН на отключение ВВ НН, с	$T_{мтз\ НН}$	1.30
Задержка отключения трансформатора от МТЗ НН, с	$dT_{мтз\ НН}$	0.30
МТЗ СН		
Ток срабатывания МТЗ СН, А	$I_{мтз\ СН}$	33.27
Задержка срабатывания МТЗ СН на отключение ВВ СН, с	$T_{мтз\ СН}$	1.30
Задержка отключения трансформатора от МТЗ СН, с	$dT_{мтз\ СН}$	0.30
МТЗ ВН		
Ток срабатывания МТЗ ВН, А	$I_{мтз\ ВН}$	3.47
Задержка срабатывания МТЗ ВН, с	$T_{мтз\ ВН}$	1.60
ЗП		
Ток срабатывания защиты от перегрузки, А	$I_{зп\ ВН}$	1.16
Задержка срабатывания ЗП, с	$T_{зп\ ВН}$	9.00
ГЗ		
Задержка срабатывания первой ступени ГЗ, с	$T_{гз\ 1}$	0.00
Задержка срабатывания второй ступени ГЗ, с	$T_{гз\ 2}$	0.00
Задержка срабатывания ГЗ РПН, с	$T_{гз\ 3}$	0.00
Задержка срабатывания контроля изоляции цепей ГЗ, с	$T_{ки\ гз}$	0.00
Задержка срабатывания сигнализации отсутствия питания цепей ГЗ, с	$T_{гз\ сигн}$	10.00
УРОВ		
Уставка токового органа УРОВ СН, А	$I_{уров\ ВН}$	0.50
Задержка срабатывания УРОВ СН, с	$T_{уров\ ВН}$	0.20
Уставка токового органа УРОВ НН, А	$I_{уров\ СН}$	0.50
Задержка срабатывания УРОВ НН, с	$T_{уров\ СН}$	0.20



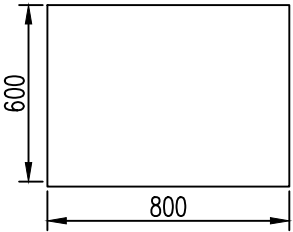
Обозначение	Наименование	Примечание
22-42-01-021-ИОС1.2_5.1.2.ГЧ.1	Ведомость документов графической части	
22-42-01-021-ИОС1.2_5.1.2.ГЧ.2	План ОПУ, КРУ-6 кВ	
22-42-01-021-ИОС1.2_5.1.2.ГЧ.3	План ОРУ-110 кВ	
22-42-01-021-ИОС1.2_5.1.2.ГЧ.4	Однолинейная схема распределения защит по измерительным трансформаторам	
22-42-01-021-ИОС1.2_5.1.2.ГЧ.5	Расчет обмоток ТТ	
22-42-01-021-ИОС1.2_5.1.2.ГЧ.6	Расчет обмоток ТН	
22-42-01-021-ИОС1.2_5.1.2.ГЧ.7	Расчет токов КЗ, уставок	

Инв. N подл.	Погр. и дата	Взам. инв. N						
						22-42-01-021-ИОС1.2_5.1.2.ГЧ.1		
						Техническое перевооружение. Модернизация оборудования на ОРУ 110 кВ и РЗиА на ПС 110/6.3/6.3 кВ Машзавод		

План ОПУ и КРУ-6 кВ  
1:100



Размеры устанавливаемых шкафов в ОПУ



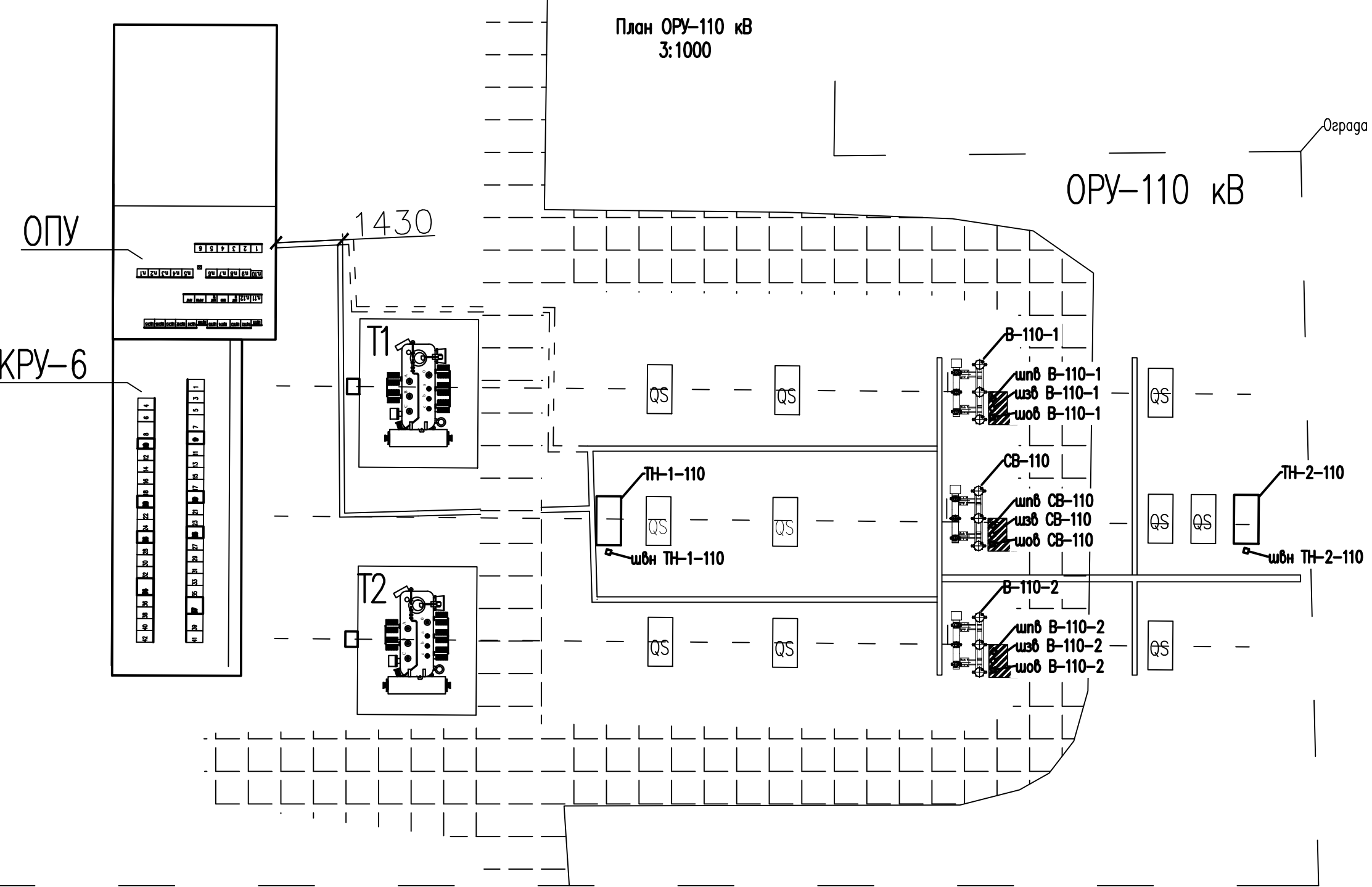
Кабельный проход в лоток на ОРУ-110 кВ

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





Обозначение на плане	Наименование	Примечание
КРУ -6 кВ		
9	яч.9 вводной выключатель 1СШ 6 кВ	
10	яч.10 вводной выключатель 2СШ 6 кВ	
19	яч. 19 ячейка трансформатора напряжения 1СШ 6 кВ	
20	яч. 20 ячейка трансформатора напряжения 2СШ 6 кВ	
25	яч. 25 ячейка трансформатора напряжения 3СШ 6 кВ	
26	яч. 26 ячейка трансформатора напряжения 4СШ 6 кВ	
34	яч.34 вводной выключатель 3СШ 6 кВ	
37	яч.37 вводной выключатель 4СШ 6 кВ	
ОПУ		
1	Центральная сигнализация	
2	Пульт управления	
ЩПТ2	Щит постоянного тока. !с	
ЩПТ4	Щит постоянного тока. 2с	
ЩСН5	Щит собственных нужд. Панель распределения.	
ШСВ	Шкаф секционного выключателя	К установке по проекту
ЩАРКТ	Шкаф автоматики регулирования коэф- та трансформации	К установке по проекту
ШТ Т1	Шкаф защит трансформатора Т1	К установке по проекту
ШТ Т2	Шкаф защит трансформатора Т2	К установке по проекту
Шкаф АЧР и ТН 110 кВ	Шкаф АЧР и ТН-110 кВ	К установке по проекту

22-42-01-021-ИОС1.2_5.1.2.ГЧ.2					
Техническое перевооружение. Модернизация оборудования на ОРУ 110 кВ и РЗиА на ПС 110/6.3/6.3 кВ Машзавод					
Изм.	Кол.уч.	Лист	Идент.	Подпись	Дата
Разраб.		Кириленко			09.22
Пров.		Гавриловский			09.22
Раздел 5. Подраздел 1. Система электроснабжения. Часть 2. Релейная защита и автоматика					
План ОПУ, КРУ-6 кВ					
И.контр. Кускина 09.22					
Стадия			Лист		
П			1		
Листов			1		

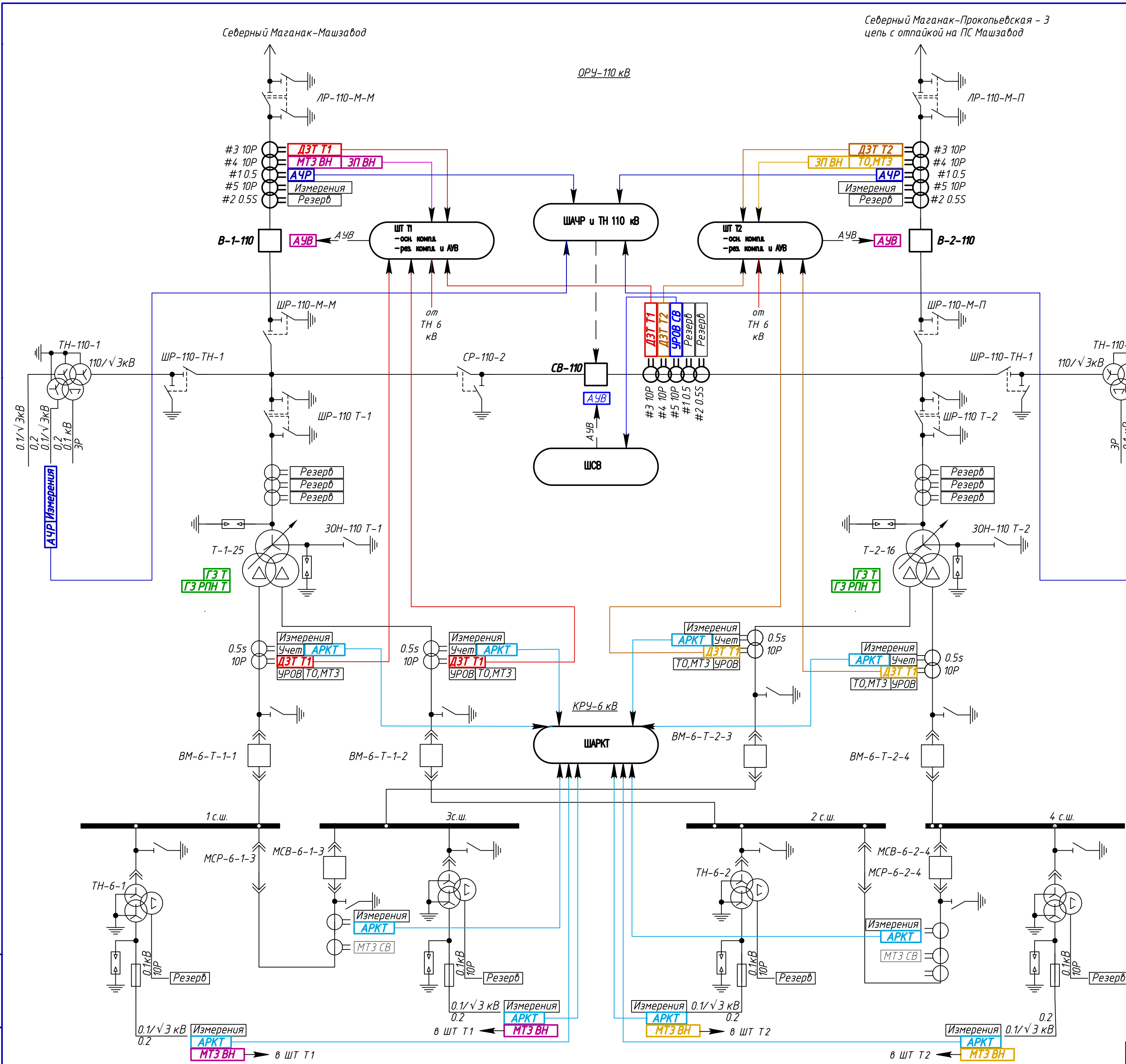




Инв. N подл.	Погр. и дата	Взам. инв. N

						22-42-01-021-ИОС1.2_5.1.2.ГЧ.3			
						Техническое перевооружение. Модернизация оборудования на ОРУ 110 кВ и РЗиА на ПС 110/6.3/6.3 кВ Машзавод			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Раздел 5. Подраздел 1. Система электроснабжения. Часть 2. Релейная защита и автоматика	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Кириленко			09.22		П	1	1
Пров.		Гавриловский			09.22				
						План ОРУ-110 кВ			
Н. контр.		Кискина			09.22				

Инф. N подл.	
Погр. и дата	
Взам. инф. N	



- Условные обозначения:
- АИИС КУЭ – автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии
  - Измерения – измерения электрических величин
  - АЧР – автоматическая частотная разгрузка присоединений секции шин с функциями ЧАПВ
  - ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора
  - ЗП ВН – защита от перегрузки стороны высшего напряжения трансформатора
  - МТЗ ВН – максимальная токовая защита стороны ВН трансформатора
  - ГЗТ – газовая защита трансформатора
  - ГЗ РПН Т – газовая защита устройства РПН
  - ТО, МТЗ – токовая отсечка, максимальная токовая защита
  - АРКТ – автоматика регулирования коэффициента трансформации трансформатора
  - АУВ – автоматика и управление выключателем
  - ЗДЗ – защита от дуговых замыканий комплектных распределительных устройств
  - УРОВ – функция резервирования при отказе выключателя
  - ЛЗТ – логическая защита трансформатора

- Основная и резервная защита трансформатора выполнена на терминале, выполняющим функции:
1. Дифференциальная защита с торможением;
  2. Дифференциальная токовая отсечка;
  3. Токовая отсечка стороны ВН;
  4. Максимальная токовая защита стороны ВН с пуском по напряжению;
  5. Максимальная токовая защита стороны НН с пуском по напряжению;
  6. Защита от перегрузки;
  7. Логическая защита шин;
  8. Логическая защита трансформатора;
  9. Защита от дуговых замыканий на стороне НН;
  10. Токовая защита обратной последовательности ВН и НН;
  11. Токовая защита нулевой последовательности;
  12. Газовая защита трансформатора и устройства РПН;
  13. Защита от потери охлаждения трансформатора;
  14. Защита элегазового оборудования;
  15. Функция устройства резервирования при отказе выключателя;
  16. Прием и исполнение команд от внешних устройств защиты;
  17. Оперативное управление выключателем стороны ВН трансформатора;
  18. Автоматическое повторное включение выключателя стороны ВН;
  19. Контроль электрических параметров текущего режима работы;
  20. Диагностика выключателя и цепей управления;
  21. Пуск охлаждения трансформатора;
  22. Формирование сигналов аварийной и предупредительной сигнализации;
  23. Оперативный выбор одной из двух программ уставок;
  24. Часы реального времени;
  25. Интеграция в автоматизированные системы контроля и управления;
  26. Самодиагностика устройства. Цифровой осциллограф;
  27. Регистрация изменений состояния устройства;
  28. Регистрация срабатываний функций защиты и автоматики;
  29. Регистрация изменений уставок функций защиты и автоматики;
  30. Счетчики количества пусков и срабатываний функций защиты и автоматики;
  31. Регистрация максимальных значений измеряемых величин.

22-42-01-021-ИОС1.2_5.1.2.ГЧ.4				
Техническое перевооружение. Модернизация оборудования на ОРУ 110 кВ и РЗиА на ПС 110/6.3/6.3 кВ Машзавод				
Изм.	Кол.уч.	Лист	Н.подп.	Дата
Разраб.	Кириленко	Кискина	09.22	
Пров.	Гавриловский	09.22		
Раздел 5. Подраздел 1. Система электроснабжения. Часть 2. Релейная защита и автоматика				
Однолинейная схема распределения защит по измерительным трансформаторам				
Н.контр.	Кискина	09.22		
ИНЖИНИРИНГ ЭНЕРГОСИСТЕМ				



Таблица 1 – Проверки на погрешность для устанавливаемых защит

Присоединение	Приборы	Тип ТТ	Обмотка	Коэффициент трансформации	Номинальная вторичная мощность, ВА	Предельная кратность	Максимальный расчетный I <sub>пк</sub> , А	Длина медного кабеля, м	Сечение кабеля, мм.кв.	Сопротивление линии, Ом	Нагрузка приборов, Ом	Тип схемы/ вид КЗ	Нагрузка на фазу, Ом	Нагрузка на фазу, ВА	Проверка
ВТТ-1-110 (#3 обм)	Шкаф РЗА Т1 (А)	ТОГФ-110	10Р	600/5	30	20	6674	105	2.5	0,7400	0,0040	1	0,7940	0,1000	Выполнена
ВТТ-1-110 (#4 обм)	Шкаф РЗА Т1 (В)	ТОГФ-110	10Р	600/5	30	20	6674	105	2.5	0,7400	0,0040	1	0,7940	0,1000	Выполнена
яч. В-6 кВ 1 СШ	АУВ, ТО МТЗ, Шкаф РЗА Т1 (А)	ТЛШ-10-1	10Р	3000/5	30	15	8777	25	2.5	0,1800	0,1000	1	0,3300	8,2500	Выполнена
яч. В-6 кВ 2 СШ	АУВ, ТО МТЗ, Шкаф РЗА Т1 (А)	ТЛШ-10	10Р	3000/5	30	15	8777	25	2.5	0,1800	0,1000	1	0,3300	8,2500	Выполнена
ВТТ-2-110 (#3 обм)	Шкаф РЗА Т2 (А)	ТОГФ-110	10Р	600/5	30	20	6674	105	2.5	0,7400	0,0040	1	0,7940	0,1000	Выполнена
ВТТ-2-110 (#4 обм)	Шкаф РЗА Т2 (В)	ТОГФ-110	10Р	600/5	30	20	6674	105	2.5	0,7400	0,0040	1	0,7940	0,1000	Выполнена
яч. В-6 кВ 3 СШ	АУВ, ТО МТЗ, Шкаф РЗА Т1 (А)	ТЛШ-10	10Р	3000/5	30	15	8777	40	2.5	0,1800	0,1000	1	0,4300	10,7500	Выполнена
яч. В-6 кВ 4 СШ	АУВ, ТО МТЗ, Шкаф РЗА Т1 (А)	ТЛШ-10	10Р	3000/5	30	15	8777	40	2.5	0,1800	0,1000	1	0,4300	10,7500	Выполнена
ВТТ-3-110 (СВ-110) (#3 обм)	Шкаф РЗА Т1 (А)	ТОГФ-110	10Р	600/5	30	20	6674	100	2.5	0,7400	0,0040	1	0,7940	0,1000	Выполнена
ВТТ-3-110 (СВ-110) (#4 обм)	Шкаф РЗА Т2 (А)	ТОГФ-110	10Р	600/5	30	20	6674	100	2.5	0,7400	0,0040	1	0,7940	0,1000	Выполнена
ВТТ-3-110 (СВ-110) (#5 обм)	Шкаф ШСВ	ТОГФ-110	10Р	600/5	30	20	6674	100	2.5	0,7400	0,0040	1	0,7940	0,1000	Выполнена

1. Сопротивление контактов принято R<sub>пер</sub>=0.05 Ом;  
2. Нагрузка прибора учтена максимальной нагрузкой на фазу;  
3. Типы схем 1-полн звезда и К(3),К(2); 2-полн звезда и К(1); 3-неполн звезда и К(3); 4-неполн звезда и К(2)-АВ-ВС;  
5-неполн звезда и К(2)-АС;

Таблицы 2 – Проверки на погрешность для обмоток измерения блока 1

Присоединение	Приборы	Тип ТТ	Обмотка	Коэффициент трансформации	Номинальная вторичная мощность, ВА	Коэффициент безопасности	Максимальный расчетный I <sub>пк</sub> , А	Длина медного кабеля, м	Сечение кабеля, мм.кв.	Сопротивление линии, Ом	Нагрузка прибор ов, Ом	Тип схемы / вид КЗ	Нагрузка на фазу , Ом	Нагрузка на фазу , ВА	Условие 25%S <sub>ном</sub> <S <sub>p</sub> <100%S <sub>ном</sub>
ВТТ-1-110 (#1 обм)	Шкаф АЧР и ТН-110	ТОГФ-110	0.5	600/5	30	10	8777	105	2,5000	0,8800	0,0040	1	0,9340	23,3500	8≤23≤30
ВТТ-2-110 (#1 обм)	Шкаф АЧР и ТН-110	ТОГФ-110	0.5S	600/5	30	10	8777	105	2,5000	0,8800	0,0040	1	0,9340	23,3500	8≤23≤30

22-42-01-021-ИОС1.2\_5.1.2.ГЧ.5

Техническое перевооружение. Модернизация оборудования на ОРУ 110 кВ и РЗиА на ПС 110/6.3/6.3 кВ Машзавод

Изм.

Кол.уч.

Лист

Индок.

Подпись

Дата

Разраб.

Кириленко

09.22

Пров.

Гавриловский

09.22

Раздел 5. Подраздел 1. Система электроснабжения. Часть 2. Релейная защита и автоматика

Н.контр.

Кускина

09.22

Стадия

Лист

Листов

П

1

1

Расчет обмоток ТТ


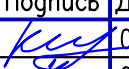
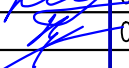
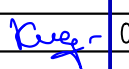



Таблица 1 - Расчет нагрузки трансформаторов напряжения энергоблока 1

Наименование присоединения	Тип ТН (или аналог)	Схема	Номинальное напряжение, кВ	Номинальное напряжение обмотки, В	Класс точности	Допустимая нагрузка, ВА	Расчетная длина кабеля, м	Сечение кабеля, мм2	Приборы	Потребление приборов, ВА	Дозгрузочный резистор	Потери напряжения, %	Проверка
1СШ 110 кВ	НАМИ	3х1ф (звезда)	110000/√3	100/√3	0,2	50	110	2.5	Шкаф АЧР и ТН110	0,1000	10ВА	0,44 %	Выполнена
		3х1ф (р. треугол)		100/3	ЗР	200	110	2.5	Резерв				
		3х1ф (звезда)		100/√3	0,2	50	110	2.5	Резерв				
2СШ 110 кВ	НАМИ	3х1ф (звезда)	110000/√3	100/√3	0,2	50	60	2.5	Шкаф АЧР и ТН110	0,1000	10ВА	0,44 %	Выполнена
		3х1ф (р. треугол)		100/3	ЗР	200	60	2.5	Резерв				
		3х1ф (звезда)		100/√3	0,2	50	60	2.5	Резерв				

1. Для цепей напряжения потери напряжения от трансформатора напряжения при условии включения всех защит и приборов должны составлять (п.3.4.5, ПУЭ, 7-е изд.):  
-до расчетных счетчиков и измерительных преобразователей мощности, используемых для ввода информации в вычислительные устройства, – не более 0,5%;  
-до расчетных счетчиков межсистемных линий электропередачи – не более 0,25%;  
-до счетчиков технического учета – не более 1,5%;  
-до щитовых приборов и датчиков мощности, используемых для всех видов измерений, – не более 1,5%;  
-до панелей защиты и автоматики – не более 3%.  
По условию механической прочности, : жилы контрольных кабелей для присоединения под винт к зажимам панелей и аппаратов должны иметь сечения не менее 1,5мм2 для меди и 2,5мм2 для алюминия.  
2. Фактическая мощность вторичной нагрузки должна быть более 0,25S\_ном, но менее S\_ном.

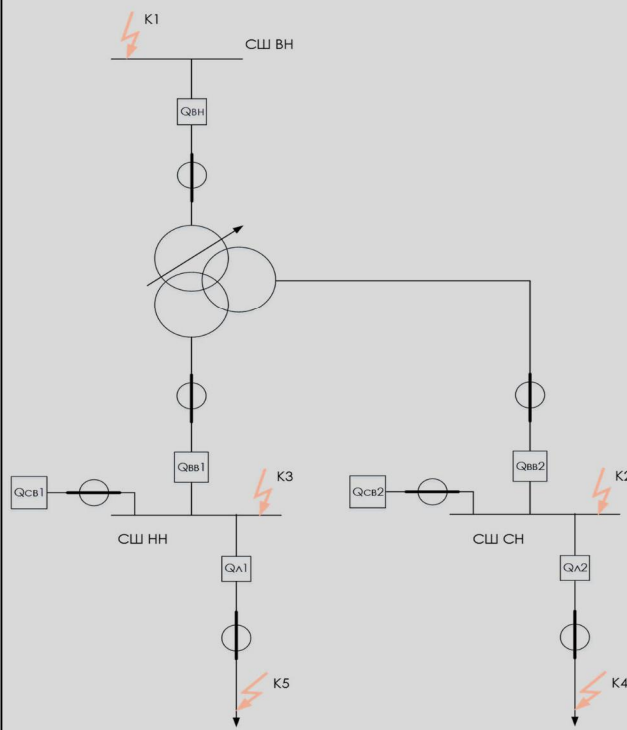
						22-42-01-021-ИОС1.2_5.1.2.ГЧ.6					
						Техническое перевооружение. Модернизация оборудования на ОРУ 110 кВ и РЗиА на ПС 110/6.3/6.3 кВ Машзавод					
Изм.	Кол.уч.	Лист	Индок.	Подпись	Дата						
Разраб.		Кириленко			09.22	Раздел 5. Подраздел 1. Система электроснабжения. Часть 2. Релейная защита и автоматика			Стадия	Лист	Листов
Пров.		Гавриловский			09.22				П	1	1
Н. контр.		Кускина			09.22	Расчет обмоток ТН					



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

Исходные данные для расчета уставок защит трехобмоточного трансформатора Алтай-ОЗТ

Заполнить белые ячейки, выделенные зеленой рамкой -



Параметры трансформатора

Схема соединения

Y/Δ/Δ

Вид трансформатора

Маслонаполненный

Номинальная мощность трансформатора, кВА

S<sub>ном</sub>

25000

S<sub>ном СН</sub>

12500

S<sub>ном НН</sub>

12500

Номинальные напряжения сторон, кВ

U<sub>ном ВН</sub>

115

U<sub>ном СН</sub>

6.3

U<sub>ном НН</sub>

6.3

Номинальные коэффициенты трансформации трансформатора

k<sub>тр ВН-СН</sub>

18.25

k<sub>тр ВН-НН</sub>

18.25

Параметры регулирования напряжения

ΔU<sub>рпн</sub>

2.05

- шаг регулирования напряжения устройством РПН, %

N<sub>рпн+</sub>

9

- количество ступеней, используемых для регулирования напряжения в большую сторону

N<sub>рпн-</sub>

9

- количество ступеней, используемых для регулирования напряжения в меньшую сторону

Параметры ТТ

Коэффициент трансформации ТТ стороны ВН

k<sub>тт ВН</sub>

=

600

/

5

=

120

Коэффициент трансформации ТТ стороны СН

k<sub>тт СН</sub>

=

1000

/

5

=

200

Коэффициент трансформации ТТ стороны НН

k<sub>тт НН</sub>

=

1000

/

5

=

200

Режимы работы

Максимальная кратность реальной длительно возможной перегрузки трансформатора (относительно номинального тока трансформатора)

k<sub>перегрузки</sub>

1.4

Максимальная кратность тока нагрузки своей секции шин стороны СН (относительно номинального тока трансформатора)

k<sub>нагрузки СН</sub>

0.5

Первичное среднее номинальное напряжение сети на стороне СН, В

U<sub>ном сети СН</sub>

6300

Максимальная кратность тока нагрузки своей секции шин стороны НН (относительно номинального тока трансформатора)

k<sub>нагрузки НН</sub>

0.7

Первичное среднее номинальное напряжение сети на стороне НН, В

U<sub>ном сети НН</sub>

6300

Токи короткого замыкания, приведенные к стороне ВН

Тип нагрузки на стороне НН

Промышленная (U<sub>двиг</sub> ≤ 1000 В)

Роль МТЗ

Резервная

Нагрузка

Симметричная

Токи короткого замыкания, приведенные к стороне ВН

В точке К1 - на шинах ВН

I<sub>кз макс ВН</sub>

6674

- максимальный ток трехфазного КЗ, А

I<sub>кз мин ВН</sub>

6674

- минимальный ток трехфазного КЗ, А

В точке К2 - на шинах СН

I<sub>кз макс СН</sub>

502.7

- максимальный ток трехфазного КЗ, А

I<sub>кз мин СН</sub>

333.9

- минимальный ток трехфазного КЗ, А

В точке К3 - на шинах НН

I<sub>кз макс НН</sub>

502.7

- максимальный ток трехфазного КЗ, А





I<sub>кз мин НН</sub>

333.9

- минимальный ток трехфазного КЗ, А

1. В расчете: "сторона СН" – означает "сторона НН2", "сторона НН" означает "сторона НН1".

2. Токи короткого замыкания взяты из письма от службы РЗА.

						22-42-01-021-ИОС1.2_5.1.2.ГЧ.7						
						Техническое перевооружение. Модернизация оборудования на ОРУ 110 кВ и РЗиА на ПС 110/6.3/6.3 кВ Машзавод						
Изм.	Кол.уч.	Лист	Идент.	Подпись	Дата	Раздел 5. Подраздел 1. Система электроснабжения. Часть 2. Релейная защита и автоматика			Стадия	Лист	Листов	
Разраб.		Кириленко			09.22				П	1	2	
Пров.		Гавриловский			09.22							
Н. контр.		Кускина			09.22	Расчет токов КЗ, уставок						

Уставка	Обозначение	Значение для ввода в устройство
Номинальный ток диапазона измерений токов стороны ВН, А	$I_{ном\ измер\ ВН}$	5.00
Номинальный ток диапазона измерений токов стороны СН, А	$I_{ном\ измер\ СН}$	5.00
Номинальный ток диапазона измерений токов стороны НН, А	$I_{ном\ измер\ НН}$	5.00
ДТО и ДЗТ		
Ток срабатывания ДТО, о.е.	$I_{дто}$	6.00
Ток начала торможения первого участка ДЗТ, о.е.	$I_{торм1}$	1.00
Ток начала торможения второго участка ДЗТ, о.е.	$I_{торм2}$	2.00
Начальный ток срабатывания ДЗТ, о.е.	$I_{дзт}$	0.44
Коэффициент торможения первого участка ДЗТ	$k_{торм1}$	0.56
Коэффициент торможения второго участка ДЗТ	$k_{торм2}$	1.48
Задержка срабатывания ДЗТ, с	$T_{дзт}$	0.00
Уставка блокирования ДЗТ по второй гармонике, о.е.	ИПБ 2г	0.15
Максимальная длительность перекрестного блокирования по 2 гармонике, с	$T_{пб\ 2г}$	2.00
Ток срабатывания сигнализации небаланса, о.е.	$I_{нб}$	0.36
Задержка срабатывания сигнализации небаланса, с	$T_{нб}$	10.00
ТО ВН		
Ток срабатывания ТО ВН, А	$I_{то\ ВН}$	6.28
Задержка срабатывания ТО ВН, с	$T_{то\ ВН}$	0.00
МТЗ НН		
Ток срабатывания МТЗ НН, А	$I_{мтз\ НН}$	34.53
Задержка срабатывания МТЗ НН на отключение ВВ НН, с	$T_{мтз\ НН}$	1.30
Задержка отключения трансформатора от МТЗ НН, с	$dT_{мтз\ НН}$	0.30
МТЗ СН		
Ток срабатывания МТЗ СН, А	$I_{мтз\ СН}$	33.27
Задержка срабатывания МТЗ СН на отключение ВВ СН, с	$T_{мтз\ СН}$	1.30
Задержка отключения трансформатора от МТЗ СН, с	$dT_{мтз\ СН}$	0.30
МТЗ ВН		
Ток срабатывания МТЗ ВН, А	$I_{мтз\ ВН}$	3.47
Задержка срабатывания МТЗ ВН, с	$T_{мтз\ ВН}$	1.60
ЗП		
Ток срабатывания защиты от перегрузки, А	$I_{зп\ ВН}$	1.16
Задержка срабатывания ЗП, с	$T_{зп\ ВН}$	9.00
ГЗ		
Задержка срабатывания первой ступени ГЗ, с	$T_{гз\ 1}$	0.00
Задержка срабатывания второй ступени ГЗ, с	$T_{гз\ 2}$	0.00
Задержка срабатывания ГЗ РПН, с	$T_{гз\ 3}$	0.00
Задержка срабатывания контроля изоляции цепей ГЗ, с	$T_{ки\ гз}$	0.00
Задержка срабатывания сигнализации отсутствия питания цепей ГЗ, с	$T_{гз\ сигн}$	10.00
УРОВ		
Уставка токового органа УРОВ СН, А	$I_{уров\ ВН}$	0.50
Задержка срабатывания УРОВ СН, с	$T_{уров\ ВН}$	0.20
Уставка токового органа УРОВ НН, А	$I_{уров\ СН}$	0.50
Задержка срабатывания УРОВ НН, с	$T_{уров\ СН}$	0.20

