

Заказчик: ООО «Грузовой терминал «Руслан»

Подрядчик: Общество с ограниченной ответственностью

РАБОЧАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

**«Реконструкция ТП-50405 расположенной на территории
ООО «Грузовой терминал «Руслан» по адресу: г. Санкт-Петербург,
п. Шушары, ул. Поселковая, д. 12»**

Том 1

Коммерческий учёт электроэнергии.

Шифр: 30-05/2023.ПИР.ЭУ

2023 год

г. Санкт-Петербург

Заказчик: ООО «Грузовой терминал «Руслан»

Подрядчик: Общество с ограниченной ответственностью

РАБОЧАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

**«Реконструкция ТП-50405 расположенной на территории
ООО «Грузовой терминал «Руслан» по адресу: г. Санкт-Петербург,
п. Шушары, ул. Поселковая, д. 12»**

Том 1

Коммерческий учёт электроэнергии.

Шифр: 30-05/2023.ПИР.ЭУ

Подрядчик: Общество с ограниченной ответственностью

Генеральный директор

Главный инженер проекта

Ведомость рабочих чертежей основного комплекта

<i>Лист</i>	<i>Наименование</i>	<i>Примечание</i>
1.1-1.27	<i>Общие данные</i>	<i>на 27 листах</i>
2	<i>План ТП-50405. Компоновка оборудования. М 1:50</i>	
3	<i>Шкаф i-TOR (размещение устройств измерения напряжения высоковольтного типа i-TOR-10-U-2-У2) М 1:10</i>	
4	<i>Схема ТП-50405 РУВН 10кВ до реконструкции</i>	
5	<i>Схема ТП-50405 РУВН 10кВ после реконструкции</i>	
6	<i>Схема узлов учёта ТП-50405</i>	
7	<i>Структурная схема передачи данных ТП-50405</i>	
8	<i>Кабельный журнал</i>	

<i>Взам. инв. №</i>
<i>Подп. и дата</i>
<i>Инв. № подл.</i>

						30-05/2023.ПИР.ЭУ	<i>Лист</i>
							1.2
<i>Изм.</i>	<i>Колуч</i>	<i>Лист</i>	<i>№ док</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		

Ведомость ссылочных документов

Обозначение	Наименование	Примечание
	<u>Ссылочные документы</u>	
ПУЭ	Правила устройства электроустановок	
ГОСТ 21.1101-2020	Основные требования к проектной и рабочей документации	
СП 76.13330.2016	Электротехнические устройства (актуализированная редакция СНиП 3.05.06-	
Приказ Минэнерго РФ от 19 июня 2003 № 229	Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации	
Постановление Правительства РФ от 25 апреля 2012 г. №390	Правила противопожарного режима в Российской Федерации	
СО 34.04.181-2003	Правила организации технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений электрических станций и сетей	

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

						30-05/2023.П.ИР.ЭУ	Лист
Изм.	Колуч	Лист	№ док	Подп.	Дата		1.3

Ведомость прилагаемых документов

<i>Обозначение</i>	<i>Наименование</i>	<i>Примечание</i>
	<u>Прилагаемые документы</u>	
30-05/2023.ПИР.ЭУ-ВР	Ведомость объёмов работ	
30-05/2023.ПИР.ЭУ-ВПР	Ведомость пусконаладочных работ	
30-05/2023.ПИР.ЭУ-СО	Спецификация оборудования, изделий и материалов	
Приложение 1	Техническое задание	на 2 листах
Приложение 2	Выписка СРО	на 2 листах

<i>Изм.</i>	<i>Колуч</i>	<i>Лист</i>	<i>№ док</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>	<i>Взам. инв. №</i>	<i>Подп. и дата</i>	<i>Инв. № подл.</i>

30-05/2023.ПИР.ЭУ						<i>Лист</i>
						1.4

типа I-TOR производства ООО «АЙ-TOP». Устройства состоят из компонента измерительного, канала связи и блока обработки информации. Измерительный компонент (I-TOR-10-U-2-U2 (10 кВ/√3)/(100В/√3 кл. т. 0,5) устанавливается непосредственно на шинах 10кВ, Канала связи и блока обработки информации устанавливаются в шкафу. Оборудование измерения напряжения подлежит обязательному пломбированию.

3. Учёт электрической энергии.

3.1 Общие положения.

Настоящим проектом предусматривается автоматизированная система учёта электрической энергии (АСУЭ) ТП-50405 и передачи данных в ЦСОД сетевой организации и в ЦСОД энергосбытовой организации с использованием современных протоколов обмена данными по сети стандарта GSM/GPRS.

Автоматизированная система учета электроэнергии предназначена для:

- 1) определения количества электроэнергии, подлежащего оплате (в том числе при использовании зонных и многоставочных тарифов) для расчетов между поставщиками и потребителями электроэнергии.
- 2) формирования достоверной и оперативной информации по контролю и учету электроэнергии и мощности, привязанной к единому астрономическому времени;
- 3) формирования достоверной информации по контролю параметров электросети;
- 4) передачи информации о потребленной электроэнергии и мощности в ЦСОД сетевой организации и в ЦСОД энергосбытовой организации для формирования, на основе этих данных, документов для коммерческих расчетов между поставщиком и потребителем электрической энергии.

Цели создания:

- передача измеряемых параметров в ЦСОД сетевой организации и в ЦСОД энергосбытовой организации;
- обеспечение финансовых расчетов;
- обеспечения оперативного контроля и анализа режимов потребления электроэнергии и мощности на предприятии;
- исключение хищения и снижение потерь электроэнергии.

3.2 Основные технические решения.

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

Изм.	Колуч	Лист	№ док	Подп.	Дата

30-05/2023.П.ИР.ЭУ

Лист

1.6

На отходящих линиях осуществляется коммерческий учёт электроэнергии многофункциональным счетчикам типа A1805 RAL-P4GB-DW-4 3x100В, 5(10)А, производства ООО «Эльстер Метроника»,

установленные в шкафах учета ШУ.

Счетчик A1805 RAL-P4GB-DW-4 обеспечивает функционал учёта электроэнергии и измерения параметров качества электрической энергии.

Коммерческий учёт потребляемой электрической энергии смонтирован:

- на вводе в ТП-50405 в водных ячейках №2 и №5 трехфазными электронными многотарифными счётчиками активной и реактивной энергии: A1805 RAL-P4GB-DW-4 3x100В, 5(10)А, класс точности при измерении активной/реактивной энергии 0.5S/1.0 (режим тарификации - 1 тариф), подключаемым через трансформаторы тока ТОЛ-10 150/5 классом точности 0,5S и устройства измерения напряжения I-TOR-10-U-2-У2 (10 кВ/ $\sqrt{3}$)/(100В/ $\sqrt{3}$ кл. т. 0,5.

Требования, предъявляемые к установке счетчиков выполнить согласно ПУЭ гл. 1.5.

Защита от несанкционированного доступа обеспечивается пломбированием всех элементов системы.

Согласно ПУЭ п. 1.5.13, каждый установленный расчетный счетчик должен иметь на винтах, крепящих кожух счетчика, пломбы с клеймом госповерителя, а на зажимной крышке - пломбу сетевой организации.

На вновь устанавливаемых трехфазных счетчиках должны быть пломбы государственной поверки с давностью не более 12 мес, а на однофазных счетчиках - с давностью не более 2 лет.

В паспорте счетчика электроэнергии должна быть отметка о перепрограммировании, исключающем безусловный переход на «летнее/зимнее» время, выполненном организацией имеющей разрешение на данный вид работ.

Согласно ПТЭ-2003, п. 2.11.18 автоматические выключатели, устанавливаемые до счетчика, должны быть опломбированы сетевой организацией.

Технические решения по обеспечению представителей электросетевой и энергосбытовой компании возможностью обмена данными со счетчиками электроэнергии.

Обмен данными уполномоченной электросетевой и энергосбытовой компанией с счётчиками по GSM модему возможен с использованием ПЭВМ типа IBM PC с использованием программно-аппаратных средств применяемых в информационно-измерительной системе (ИИС) контроля и учёта «Пирамида 2000».

4. Метрологические характеристики измерительных каналов в составе АСУЭ.

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

Изм.	Колуч	Лист	№ док	Подп.	Дата

30-05/2023.П.ИР.ЭУ

Лист

1.7

Состав оборудования АСУЭ на напряжение 10 кВ с указанием типа оборудования и его характеристик представлен в таблице 1.

Таблица 1.1 Точка учёта и место установки счётчиков электроэнергии ТП-50405.

№ п/п	Точки организации коммерческого учёта	Виды учитываемой энергии	Тип счётчика	Напряжение кВ
ТП-50405 РУ-10кВ				
1	яч. 4 ввод 1	A ↔, R ↔	A1805 RAL-P4GB-DW-4 3x100B, 5(10)A	10
2	яч. 5 ввод 2	A ↔, R ↔	A1805 RAL-P4GB-DW-4 3x100B, 5(10)A	10

Таблица 1.2 Точка учёта и место установки счётчиков электроэнергии ТП-50403.

№ п/п	Точки организации коммерческого учёта	Виды учитываемой энергии	Тип счётчика	Напряжение кВ
ТП-50403 РУ-10кВ				
1	яч. 2 ввод 1	A ↔, R ↔	A1805 RAL-P4GB-DW-4 3x100B, 5(10)A	10
2	яч. 5 ввод 2	A ↔, R ↔	A1805 RAL-P4GB-DW-4 3x100B, 5(10)A	10

Условия выбора измерительных трансформаторов тока.

Выбор трансформаторов тока обусловлен:

- требованиями Правил устройства электроустановок;
- требованиями метрологического обеспечения достоверности коммерческой информации РД 34.11.325-90.

Трансформаторы тока (ТТ) в соответствии с требованиями ПУЭ выбираются по следующим условиям:

- по конструкции и роду установки;

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

Изм.	Колуч	Лист	№ док	Подп.	Дата	30-05/2023.П.ИР.ЭУ	Лист
							1.8

- по напряжению электроустановки (сети);
- по номинальному току. ТТ выбирается из ряда номинальных значений номинального первичного тока согласно ГОСТ 7746-2015.

$I_{ном.} > I_{раб.}$, где

$I_{ном.}$ - номинальный первичный ток ТТ;

$I_{раб.}$ - максимальный рабочий ток;

Допускается применять трансформаторы тока с завышенным коэффициентом трансформации (по условиям электродинамической и термической стойкости), если при максимальной нагрузке присоединения ток во вторичной обмотке ТТ будет соответствовать не менее 40% номинального тока счетчика, а при минимальной рабочей нагрузке - не менее 5% (ПУЭ п. 1.5.17).

Проверка измерительных трансформаторов тока на минимальную и максимальную рабочую нагрузку (п.1.5.17 ПУЭ, издание шестое)

По диапазону нагрузок трансформаторы тока должны удовлетворять следующим условиям:

$$I_{\text{мин. втор. т. т.}} \geq 5 \% I_{\text{ном. счет.}}$$

$$I_{\text{макс. втор. т. т.}} \geq 40 \% I_{\text{ном. счет.}}$$

где $I_{\text{ном. счет.}} = 5 \text{ А}$

Результаты расчетов приведены в таблицы 2 и 3.

Таблица 2.1 Проверочный расчёт трансформаторов тока РЧ-10кВ ТП-50405 (нормальный режим, питание про одной линии)

№ п/п	Наим. точки подкл.	Тр-р тока	Ном. ток тр-ра Ктр	Козф. точ.	Мощность потреб. кВт/кВА	Расчёт. ток, А	Ток вторич. обмотки тр-ра, А	Козф. загр. тр-ра, %	Примеч.
1	ТП-50405 яч. 4 ввод 1	ТОЛ-10	150/5 30	0,5S	1000/1053	58	1,9	39	
2	ТП-50405	ТОЛ-10	150/5 30	0,5S	1000/1053	58	1,9	39	

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

Изм.	Колуч	Лист	№ док	Подп.	Дата
------	-------	------	-------	-------	------

30-05/2023.П.ИР.ЭУ

Лист

1.9

	яч. 5 ввод 2								
--	-----------------	--	--	--	--	--	--	--	--

Таблица 2.2 Проверочный расчёт трансформаторов тока РУ-10кВ ТП-50403
(нормальный режим, питание про одной линии)

№ п/п	Наим. точки подкл.	Тр-р тока	Ном. ток тр-ра Ктр	Козф. точ.	Мощность потреб. кВт/кВА	Расчёт. ток, А	Ток вторич. обмотки тр-ра, А	Козф. загр. тр-ра, %	Примеч.
1	ТП-50403 яч. 2 ввод 1	ТОЛ-10	100/5 20	0,5S	585,89/617	34	1,7	34	
2	ТП-50403 яч. 5 ввод 2	ТОЛ-10	100/5 20	0,5S	585,89/617	34	1,7	34	

Таблица 2.3 Проверочный расчёт трансформаторов тока РУ-10кВ ТП-50405
(минимальный режим 25% от нормального режима, питание про одной линии)

№ п/п	Наим. точки подкл.	Тр-р тока	Ном. ток тр-ра Ктр	Козф. точ.	Мощность потреб. кВт/кВА	Расчёт. ток, А	Ток вторич. обмотки тр-ра, А	Козф. загр. тр-ра, %	Примеч.
1	ТП-50405 яч. 4 ввод 1	ТОЛ-10	150/5 30	0,5S	250/263	14	0,5	10	
2	ТП-50405 яч. 5 ввод 2	ТОЛ-10	150/5 30	0,5S	250/263	14	0,5	10	

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

Изм.	Колуч	Лист	№ док	Подп.	Дата

30-05/2023.ПИР.ЭУ

Лист

1.10

Таблица 2.4 Проверочный расчёт трансформаторов тока РУ-10кВ ТП-50403
(минимальный режим 25% от нормального режима, питание про одной линии)

№ п/п	Наим. точки подкл.	Тр-р тока	Ном. ток тр-ра Ктр	Козф. точ.	Мощность потреб. кВт/кВА	Расчёт. ток, А	Ток вторич. обмотки тр-ра, А	Козф. загр. тр-ра, %	Примеч.
1	ТП-50403 яч. 2 ввод 1	ТОЛ-10	100/5 20	0,5S	146,47/154,18	8	0,4	8	
2	ТП-50403 яч. 5 ввод 2	ТОЛ-10	100/5 20	0,5S	146,47/154,18	8	0,4	8	

Выбор трансформаторов тока соответствует требованиям п.1.5.17 ПУЭ.
- по допустимой вторичной нагрузке:
По п.6.4.2 ГОСТ 7746-2015: «Для трансформаторов с классом точности от 0,1 до 1,0 и номинальной нагрузкой не более 30 ВА допускается нижний предел вторичной нагрузки менее 25 % номинальной, вплоть до нулевой»:
 $0 \text{ ВА} \leq S_{\text{расч.}} \leq 5 \text{ ВА}$, где

$S_{\text{расч.}}$ - расчетная нагрузка вторичной обмотки ТТ.
Расчетная нагрузка складывается из мощности счетчика коммерческого учета, подключенного к ТТ и потерь мощности в контрольных кабелях и переходных контактах:

$$S_{\text{расч.}} = S_{\text{счет}} + I_{\text{ном}}^2 \cdot (R_{\text{пр.}} + R_{\text{к}}), \text{ где:}$$

$S_{\text{счет}}$ - мощность, потребляемая каждой последовательной цепью по одной фазе - 0,1 ВА;

$I_{\text{ном}}$ - номинальный вторичный ток ТТ - 5 А;

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

Изм.	Колуч	Лист	№ док	Подп.	Дата	30-05/2023.П.ИР.ЭУ	Лист
							1.11

$R_{пр.}$ – сопротивление проводов контрольного кабеля токовых цепей;

$R_k.$ – суммарное сопротивление переходных контактов – 0,01 Ом;

$$R_{пр.} = \frac{L_{пр} \cdot \rho_{пр}}{F_{пр}} = \frac{8 \cdot 0,0175}{2,5} = 0,056 \text{ Ом где:}$$

$F_{пр.}$ – выбранное сечение провода – 2,5 кв.мм.;

$\rho_{пр.}$ – удельная проводимость для выбранного материала проводов (0,0175 Ом·кв.мм./м для меди);

$L_{пр.}$ – расчетная длина соединительных проводов – 8 м;

$$S_{расч} = 0,1 + 25 \cdot (0,056 + 0,01) = 1,75, \text{ ВА}$$

$$0 \text{ ВА} < 1,75 \text{ ВА} < 5 \text{ ВА.}$$

Выбранные трансформаторы тока удовлетворяют требованиям для работы в составе автоматизированной системы без установки догрузочных резисторов.

5. Выбор трансформаторов напряжения.

В качестве трансформаторов напряжения применяются устройства измерения напряжения в высоковольтной сети I-TOR-10-U-2-U2 (10 кВ/ $\sqrt{3}$)/ (100В/ $\sqrt{3}$ кл. т. 0,5. (свидетельство об утверждении типа ОС.С.34.005.А №67226/1).

Данные устройства устанавливаются в кабельные отсеки ячейки №3 и №6 (ТП-50405) и имеют следующие характеристики:

- Класс точности устройств I-TOR-10-U-2-U2 составляет 0,5.
- Номинальное фазное напряжение первичной цепи – 10/ $\sqrt{3}$ кВ
- Номинальное фазное напряжение вторичной цепи – 100/ $\sqrt{3}$ В
- Номинальная мощность подключаемой нагрузки (на фазу) $S_{2ном}$ – 15ВА

Расчетная нагрузка $S_{2расч}$ на вторичную обмотку трансформаторов напряжения I-TOR-10-U-2-U2 в аварийном режиме (питание от ТН одной секции) составляет:

Таблица 3

№ п/п	Наименование подключаемого оборудования	Количество	Мощность (на фазу), ВА
1	Счетчик электрической энергии	2	0,4

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

Изм.	Колуч	Лист	№ док	Подп.	Дата	30-05/2023.П.ИР.ЭУ	Лист
							1.12

A1805 RAL-P4GB-DW-4 3x100B, 5(10)A		
Итого:		0,8

Согласно приведенному расчету мощности $S_{2расч}=0,8 < S_{2ном} = 15BA$, что соответствует ПУЭ п.1.5.19

б. Расчет пределов относительной погрешности измерения электроэнергии для каждого измерительного комплекса в рабочих условиях эксплуатации.

Характеристику относительной погрешности измерительных каналов системы учета электроэнергии нормируют путем установления предела допустимой относительной погрешности измерительного канала в предусмотренных рабочих условиях применения при доверительной вероятности, равной 0,95.

Суммарная погрешность измерительного канала определяется в соответствии с РД 34.09.101-94. Согласно РД 34.09.101-94, числовое значение предельно допускаемой погрешности измерительного канала при изменении электрической энергии вычисляют по формуле:

- для счетчиков электрической энергии совместно с трансформаторами тока:

$$\delta_{\text{св}} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_I^2 + \delta_\theta^2 + \delta_{i.n\pm}^2 + \sum \delta_{n\pm,j}^2 + \delta_{\text{он}}^2},$$

- для счетчиков электрической энергии непосредственного включения:

$$\delta_{\text{св}} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_{i.n\pm}^2 + \sum \delta_{n\pm,j}^2 + \delta_{\text{он}}^2},$$

где δ_I - пределы допускаемых значений погрешностей трансформаторов тока по модулю входной величины для класса точности 0,5S согласно ГОСТ 7746-2015;

δ_θ - пределы допускаемого значения составляющей суммарной погрешности, вызванной угловыми погрешностями трансформаторов тока и напряжения, %.

При измерении активной энергии вычисляют по формуле:

$$\delta_\theta = 0,029 \cdot \theta_I \cdot \sqrt{\frac{1 - \tilde{n} \cos^2 \varphi}{\cos \varphi}}$$

При измерении реактивной энергии вычисляют по формуле:

$$\delta_\theta = 0,029 \cdot \theta_I \cdot \cos \varphi \sqrt{1 - \tilde{n} \cos^2 \varphi},$$

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

Изм.	Колуч	Лист	№ док	Подп.	Дата

30-05/2023.П.ИР.ЭУ

Лист

1.13

где ϕ – угол сдвига между векторами тока и напряжения контролируемой сети (первичных токов и напряжения), град,

θ_1 – предел допускаемого значения угловой погрешности трансформаторов тока по ГОСТ 7746–2015, мин.

Согласно ГОСТ 31819.21–2012, ГОСТ 31819.22–2012, ГОСТ 31819.23–2012 и паспортным данным счетчиков определяют:

$\delta_{i.n\pm}$ – предел допускаемого значения основной погрешности счетчика, %;

$\delta_{n\pm;j}$ – предельные значения дополнительных погрешностей счетчика, %;

Вычисляются по формуле:

$$\delta_{n\pm;j} = K_j \cdot Dx_j,$$

где K_j – функция влияния j -ой величины (из паспортных данных счетчика);

Dx_j – отклонение j -ой величины от ее нормального значения.

Основные составляющие дополнительной погрешности счетчиков:

dc_u – погрешность от изменения напряжения, %;

dct – температурная погрешность, %;

dcf – погрешность от изменения частоты, %;

dcm – погрешность от влияния магнитной индукции внешнего происхождения, %.

Дополнительные погрешности счетчика согласно его паспортным данным, в том числе: от самонагрева, от внешнего постоянного, переменного и высокочастотных полей (принимая во внимание размещение счетчиков в металлических шкафах) и другие по РД 34.11.114–98, ГОСТ 31819.22–2012 пренебрежимо малы и учтены в основной относительной погрешности счетчика $\delta_{i.n\pm}$.

Для всех измерительных каналов в составе системы учета электроэнергии справедливы следующие положения:

- фазы сети равномерно нагружены;
- измерительные трансформаторы тока – класса точности 0,5S;
- вторичная нагрузка измерительных трансформаторов тока в пределах нормы;

трехфазный статический счетчик электроэнергии и мощности **A1805 RAL-P4GB-DW-4**
3x100V, 5(10)A

- класса точности измерений активной энергии – 0,5S; реактивной энергии – 1;

Предельно допускаемые отклонения приведены в таблице 4.

Изм.	Колуч	Лист	№ док	Подп.	Дата	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инд. № подл.	30-05/2023.П.ИР.ЭУ	Лист
										1.14

Предельно допускаемые отклонения по НД на СИ

Таблица 4

Параметр	Значение
<u>По силе тока:</u>	
Трансформатор тока	$(1 \div 120)\% I_{ном}$
Счетчик	$(1 \div 120)\% I_{ном}$
<u>Коэффициент мощности</u>	0,5 L
	0,8 C
<u>По частоте</u>	$(99 \div 101)\% f_{ном}$
<u>По температуре окружающего воздуха:</u>	
Трансформатор тока	$(-45 \div 50) ^\circ C$
Счетчик	$(-45 \div 55) ^\circ C$

Пределы допускаемых значений погрешностей трансформаторов тока по ГОСТ 7746–2015 с учетом диапазона изменений первичного тока приведены в таблице 5.

Пределы допускаемых значений погрешностей трансформаторов тока по ГОСТ 7746–2015

Таблица 5

Класс точности трансформатора тока	$J_i / J_{ном}$ %	Предел допускаемой погрешности	
		Токовой d_i	Угловой θ_i
0,5 S	1	$\pm 1,5\%$	$\pm 90'$
	2	$\pm 1\%$	$\pm 60'$
	20	$\pm 0,75\%$	$\pm 45'$
	100	$\pm 0,5\%$	$\pm 30'$

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

Изм.	Колуч	Лист	№ док	Подп.	Дата	30-05/2023.П.ИР.ЭУ	Лист
							1.15

		электроэнергии класса точности 1,0
$0,05 I_{\delta} \leq I \leq 0,10 I_{\delta}$	1,00	$\pm 1,5$
$0,10 I_{\delta} \leq I \leq I_{\max}$		$\pm 1,0$
$0,10 I_{\delta} \leq I \leq 0,20 I_{\delta}$	0,50 (при индуктивной нагрузке)	$\pm 1,5$
$0,20 I_{\delta} \leq I \leq I_{\max}$		$\pm 1,0$

Предел допускаемого значения основной погрешности измерения d_r реактивной электроэнергии и мощности для трехфазного электронного счетчика класса точности 1,0; выраженный в процентах принимается согласно ГОСТ 31819.23-2012, в соответствии с параметрами, указанными в таблице 8.

Предел допускаемого значения основной погрешности измерения d_r реактивной электроэнергии и мощности для трехфазного электронного счетчика класса точности 1,0

Таблица 8

Значение тока для счетчика трансформаторного включения	Коэффициент $\sin\phi$ (при индуктивной и емкостной нагрузке)	Пределы допускаемой основной погрешности, % для счетчиков реактивной электроэнергии класса точности 1,0
$0,02 I_{\text{ном}} \leq I \leq 0,05 I_{\text{ном}}$	1,00	$\pm 1,5$
$0,05 I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\max}$		$\pm 1,0$
$0,05 I_{\text{ном}} \leq I \leq 0,10 I_{\text{ном}}$	0,50 (при индуктивной нагрузке)	$\pm 1,5$
$0,10 I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\max}$		$\pm 1,0$

Предел допускаемого значения суммарной дополнительной погрешности (вызываемой изменением влияющих величин по отношению к нормальным условиям) измерения активной электроэнергии и мощности для трехфазного электронного счетчика класса точности 0,5 S; выраженный в процентах принимается согласно ГОСТ 31819.23-2012, в соответствии с параметрами, указанными в таблице 9.

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

Изм.	Колуч	Лист	№ док	Подп.	Дата
------	-------	------	-------	-------	------

30-05/2023.П.ИР.ЭУ

Лист

1.17

Предел допускаемого значения суммарной дополнительной погрешности измерения активной электроэнергии и мощности для трехфазного электронного счетчика класса точности 0,5S

Таблица 9

Влияющая величина	Значение тока (при симметричной нагрузке)	Коэффициент мощности $\cos\phi$	Для класса точности счетчиков 0,5 S
Изменение температуры окружающей среды	$0,05 I_{ном} \leq I \leq I_{мак}$	1,00	Средний температурный коэффициент %/K
			не более 0,03
	$0,10 I_{ном} \leq I \leq I_{мак}$	0,50 (при индуктивной нагрузке)	Средний температурный коэффициент %/K
			не более 0,05
Изменение напряжения	$0,05 I_{ном} \leq I \leq I_{мак}$	1,00	Пределы дополнительной погрешности, %
			0,20
	$0,10 I_{ном} \leq I \leq I_{мак}$	0,50 (при индуктивной нагрузке)	Пределы дополнительной погрешности, %
			0,40
Изменение частоты	$0,05 I_{ном} \leq I \leq I_{мак}$	1,00	0,20
	$0,10 I_{ном} \leq I \leq I_{мак}$	0,50 (при индуктивной нагрузке)	0,20

Предел допускаемого значения суммарной дополнительной погрешности (вызываемой изменением влияющих величин по отношению к нормальным условиям) измерения активной электроэнергии и мощности для трехфазных электронных счетчиков класса точности 1,0; выраженный в процентах принимается согласно ГОСТ 31819.21-2012, в соответствии с параметрами, указанными в таблице 10

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

Изм.	Колуч	Лист	№ док	Подп.	Дата
------	-------	------	-------	-------	------

30-05/2023.П.ИР.ЭУ

Лист

1.18

Предел допускаемого значения суммарной дополнительной погрешности измерения активной электроэнергии и мощности для трехфазных электронных счетчиков класса точности 1,0

Таблица 10

Влияющая величина	Значение тока (при симметричной нагрузке)	Коэффициент мощности $\cos\phi$	Для класса точности счетчиков 1,0
Изменение температуры окружающей среды воздуха	$0,10 I_{\delta} \leq I \leq I_{\max}$	1,00	Средний температурный коэффициент %/K
			не более 0,05
	$0,20 I_{\delta} \leq I \leq I_{\max}$	0,50 (при индуктивной нагрузке)	Средний температурный коэффициент %/K
			не более 0,07
Изменение напряжения	$0,05 I_{\delta} \leq I \leq I_{\max}$	1,00	Пределы дополнительной погрешности, %
			0,70
	$0,10 I_{\delta} \leq I \leq I_{\max}$	0,50 (при индуктивной нагрузке)	Пределы дополнительной погрешности, %
			1,00
Изменение частоты	$0,05 I_{\delta} \leq I \leq I_{\max}$	1,00	0,50
	$0,10 I_{\delta} \leq I \leq I_{\max}$	0,50 (при индуктивной нагрузке)	0,70

Расчет суммарной относительной погрешности измерительного канала при измерении активной электроэнергии, нагрузке 100-120% и $\cos\phi = 0,96$, в рабочих условиях эксплуатации счетчик электрической энергии A1805 RAL-P4GB-DW-4 3x100В, 5(10)А

Предел погрешности трансформаторов тока составит - 0,5 %.

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

Изм.	Колуч	Лист	№ док	Подп.	Дата	30-05/2023.П.ИР.ЭУ	Лист
							1.19

Составляющая суммарной погрешности измерительного комплекса при измерении активной энергии, определяемая угловыми погрешностями элементов трансформаторной схемы подключения счетчика при $\cos\phi = 0,96$, составит:

$$\delta_{\theta} = 0,029 \cdot 30 \cdot \sqrt{\frac{1-0,96^2}{0,96}} = 0,25\%.$$

Основная погрешность счетчика $d_{o.c.ч} = \pm 0,5$;

Дополнительные погрешности счетчика:

d_{c_v} – погрешность от изменения напряжения, равна 0,20 %;

d_{c_t} – температурная погрешность, равна $25 \cdot 0,03 = 0,75$ %;

d_{c_f} – погрешность от изменения частоты, равна 0,20 %;

Сумма квадратов дополнительных погрешностей счетчика: $\sum_{j=1}^j \delta_{\tilde{n}^{\cdot},j}^2 = 0,64$.

$$\delta_{\tilde{e}\tilde{e}} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{0,5^2 + 0,25^2 + 0,5^2 + 0,64} = \pm 1,21\%.$$

Расчет предела относительной погрешности измерительных каналов при измерении реактивной электроэнергии для всего нормируемого диапазона изменений первичного тока и характера нагрузок, необходимо произвести на стадии опытной эксплуатации системы, разрабатываемой отдельным документом, и предоставляемой к аттестации органам Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии – Методики выполнения измерений измерительного комплекса.

Счетчик электрической энергии А1805 RAL-P4GB-DW-4 3x100В, 5(10)А

Основная погрешность счетчика $\delta_{i,\tilde{n}^{\cdot}} = \pm 1,0$;

Дополнительные погрешности счетчика:

d_{c_v} – погрешность от изменения напряжения, равна 0,1 %;

d_{c_t} – температурная погрешность, равна $25 \cdot 0,05 = 1,25$ %;

d_{c_f} – погрешность от изменения частоты, равна 0,70 %;

Сумма квадратов дополнительных погрешностей счетчика: $\sum_{j=1}^j \delta_{\tilde{n}^{\cdot},j}^2 = 3,05$.

Изм.	Колуч	Лист	№ док	Подп.	Дата	Взам. инв. №
						Подп. и дата
						Индв. № подл.

										Лист
										1.20

30-05/2023.П.ИР.ЭУ

$$\delta_{\text{св}} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{1,0^2 + 3,05} = \pm 2,21\%$$

Расчет предела относительной погрешности измерительных каналов при измерении реактивной электроэнергии для всего нормируемого диапазона изменений первичного тока и характера нагрузок, необходимо произвести на стадии опытной эксплуатации системы, разрабатываемой отдельным документом, и предоставляемой к аттестации органам Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии – Методики выполнения измерений измерительного комплекса.

7. Оценка надежности функционирования системы

Классификация системы измерительного комплекса приводится в соответствии с ГОСТ 27.003-2016. Надежность и готовность системы учета электрической энергии определяют многие факторы. Показатели надежности и резервирование оборудования системы являются наиболее важными факторами обеспечения надежности системы. Заложено в проекте оборудование удовлетворяет требованиям надежности и готовности в следующих аспектах:

- прочность механической конструкции;
- защищенность от электрических помех;
- высококачественные компоненты системы;
- полный комплект документации на установленные элементы системы;
- отображение сообщений об ошибках;
- быстрая замена дефектных модулей системы;
- гарантийное и послегарантийное обслуживание.

По возможности восстановления работоспособного состояния после отказа в процессе эксплуатации система учета электрической энергии является восстанавливаемой. Элементы системы по возможности восстановления работоспособного состояния подразделяются на восстанавливаемые и невосстанавливаемые в соответствии с таблицей 11.

Таблица 11

п/п	Наименование	Тип	Состояние после отказа	Кол-во

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	30-05/2023.П.ИР.ЭУ						Лист
			Изм.	Колуч	Лист	№ док	Подп.	Дата	1.21

	Элемент 1	Трансформаторы тока ТОЛ-10-0,5S 150/5A	Невосстанавливаемый	6
	Элемент 2	A1805 RAL-P4GB-DW-4 3x100В, 5(10)А	Невосстанавливаемый	2

Исходные данные для расчета

Исходные данные для расчета надежности даны в таблице 12.

№ п/п	Наименование	Тип	Кол-во	Время наработки на отказ T_o /до отказа $T_{ср}$, ч	Источник данных
	2	3	4	5	6
	Элемент 1	Трансформаторы тока ТОЛ-10-0,5S 150/5A	6	40 000	Паспорт
	Элемент 2	A1805 RAL-P4GB-DW-4 3x100В, 5(10)А	2	120 000	Паспорт

Основным свойством надежности оборудования является безотказность. Исходными данными для расчета безотказности являются значения показателей безотказной работы. Коэффициент готовности для элементов системы учета электрической энергии определяется функцией времени:

$$K_g = T_o / (T_o + T_v),$$

где T_o - время наработки на отказ, ч;

T_v - среднее время восстановления, не более 24 часов.

Интенсивность отказов в эксплуатации:

$$\lambda_o = 1/T_o, 1/ч.$$

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

Изм.	Колуч	Лист	№ док	Подп.	Дата

30-05/2023.П.ИР.ЭУ

Лист

1.22

Вероятность безотказной работы элементов системы учета за 1 год работы системы:

$$P(t) = e^{-\lambda_0 \cdot t},$$

где $t = 8760$ ч. (1 год).

Вероятность отказа за 1 год работы:

$$Q(8760) = 1 - P(8760).$$

Результаты вычислений приведем в табличной форме (см. табл. 13).

Таблица 13

n / n	Наименование	Вероятность безотказной работы P	Вероятность отказа Q	Время наработки и на отказ $T_{0,1}$ ч	Коэффициент готовности, K	Интенсивность отказов $\lambda_{0,1}$ 1/ч
	Элемент 1	0,999	0,001	40 000	0,999	$2,5 \cdot 10^{-5}$
	Элемент 2	0,999	0,001	120 000	0,999	$8,3 \cdot 10^{-6}$

Расчет показателей надежности для всех элементов системы может быть представлен как последовательное соединение интенсивности отказов следующих элементов:

$$\begin{aligned} \lambda_{1-3} &= N \cdot \lambda_1 + N \cdot \lambda_{25} = \\ &= 3 \cdot 2,5 \cdot 10^{-5} + 1 \cdot 8,3 \cdot 10^{-6} = 8,33 \cdot 10^{-5} \text{ (1/ч)}. \end{aligned}$$

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

Изм.	Колуч	Лист	№ док	Подп.	Дата	30-05/2023.П.ИР.ЭУ	Лист
							1.23

Таким образом, расчетная средняя наработка системы учета электрической энергии на отказ будет равна:

$$T_o = 1/\lambda_{1-3} = 1/(8,33 \cdot 10^{-5}) = 12004 \text{ (ч)}.$$

Расчет коэффициента готовности системы учета электрической энергии выполним с учетом элемента, обладающего наиболее высоким временем восстановления:

$$K_z = T_{oc} / (T_{oc} + T_{в.эл}) = 12004 / (12004 + 24) = 0,998.$$

Фактически достигнутый уровень надежности может быть установлен проведением ресурсных испытаний, в результате которых могут быть получены физические отказы элементов системы учета электроэнергии и анализом экспериментальной оценки эксплуатации системы в целом и ее элементов, прогнозирование на базе этих данных достигнутого уровня надежности. Надежность системы учета в процессе эксплуатации может существенно ухудшаться, если не принимать специальных мер по предупреждению, определению отказов и их оперативного устранения. С целью поддержания надежности работы системы учета электроэнергии на уровне, который необходим для успешного выполнения поставленных перед ней задач, разрабатывают и реализуют оптимальную эксплуатацию системы с использованием методов теории надежности, теории массового обслуживания и технической диагностики.

Организация восстановления отказавших элементов системы учета электроэнергии предполагает наличие эффективной системы контроля и диагностирования, обеспечивающей определение места установки отказавшего элемента. Конструктивно элементы устанавливаются таким образом, чтобы обеспечивалась возможность замены отказавшего элемента за минимальное время.

Для обеспечения требуемой безотказной работы элементов системы применяется метод резервирования замещением, когда отказавший элемент системы заменяется резервным в сроки, не превышающие время восстановления.

Число (Z) запасных частей элементов системы определяется с учетом интенсивности отказов (λ_o), числа однотипных элементов (n) и временем эксплуатации системы (t):

$$Z = \lambda_o \cdot n \cdot t$$

Расчетное количество запасных частей элементов системы учета электроэнергии приводится в таблице 14

Изм. № подл.	Подп. и дата					Взам. инв. №
Изм.	Колуч	Лист	№ док	Подп.	Дата	
30-05/2023.П.ИР.ЭУ						Лист
						1.24

Расчетное количество запасных частей элементов системы учета электроэнергии

Таблица 14

№	Наименование	Тип	Кол-во шт.	Интенсивность отказов в (λ_o), 1/ч	Время наработки на отказ T_o , ч
1	счётчик	A1805 RAL-P4GB-DW-4 3x100В, 5(10)А	2	$2,5 \cdot 10^{-5}$	3 500

8. Расчёт технологических потерь электроэнергии.

Исходные данные:

В нормальном режиме питание осуществляется по одной линии.

Полная мощность $P=1585,89$ кВт;

На ТП-50403 потребляемая мощность $P1=585,89$ кВт;

На ТП-50405 потребляемая мощность $P2=1000$ кВт;

Определяем среднюю мощность с учётом коэффициента заполнения графика нагрузки $Kз=0,5$;

Напряжение сети $U=10,5$ кВ;

$P1_{ср} = Kз \cdot P1 = 0,5 \cdot 585,89 = 292,945$ кВт;

$P2_{ср} = Kз \cdot P2 = 0,5 \cdot 1000 = 500$ кВт;

$$I1_p = \frac{P1_{ср}}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos\varphi} = \frac{292,945}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 0,95} = 16,96 \text{ А} - \text{расчётный ток на ТП-50403.}$$

$$I2_p = \frac{P2_{ср}}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos\varphi} = \frac{500}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 0,95} = 28,94 \text{ А} - \text{расчётный ток на ТП-50405.}$$

Число часов работы линии за расчётный период T_p , час: 8760;

Величина коэффициента формы графика суточной нагрузки, $Kф^2=1$;

Кэфф., учит-й различие конфигураций графиков нагрузки, $Kз=1$;

КЛ-10кВ РТП-5040 до ТП-50403 (АПВПу2г 3х(1х240/70), $L=1040$ м=1.04км

Активное сопротивление линии $Rэ=L \cdot r = 1.040 \cdot 0,125=0,13$ Ом,

КЛ-10кВ ТП-50403 до ТП-50405 (АПВПу2г 3х(1х240/70), $L=303$ м

Активное сопротивление линии $Rэ=L \cdot r = 0,303 \cdot 0,125=0,04$ Ом, где

$r=0,125$ Ом/км активное удельное сопротивление алюминиевой жилы;

$S=240$ мм² сечение жилы (ГОСТ 22483-2021 табл. 3).

Потери электроэнергии в изоляции 1670 кВт/ч км в год. (Приказ от 30.12.2008г табл. 10).

Для участка от РТП-5040 до ТП-50403 будет следующее значение:

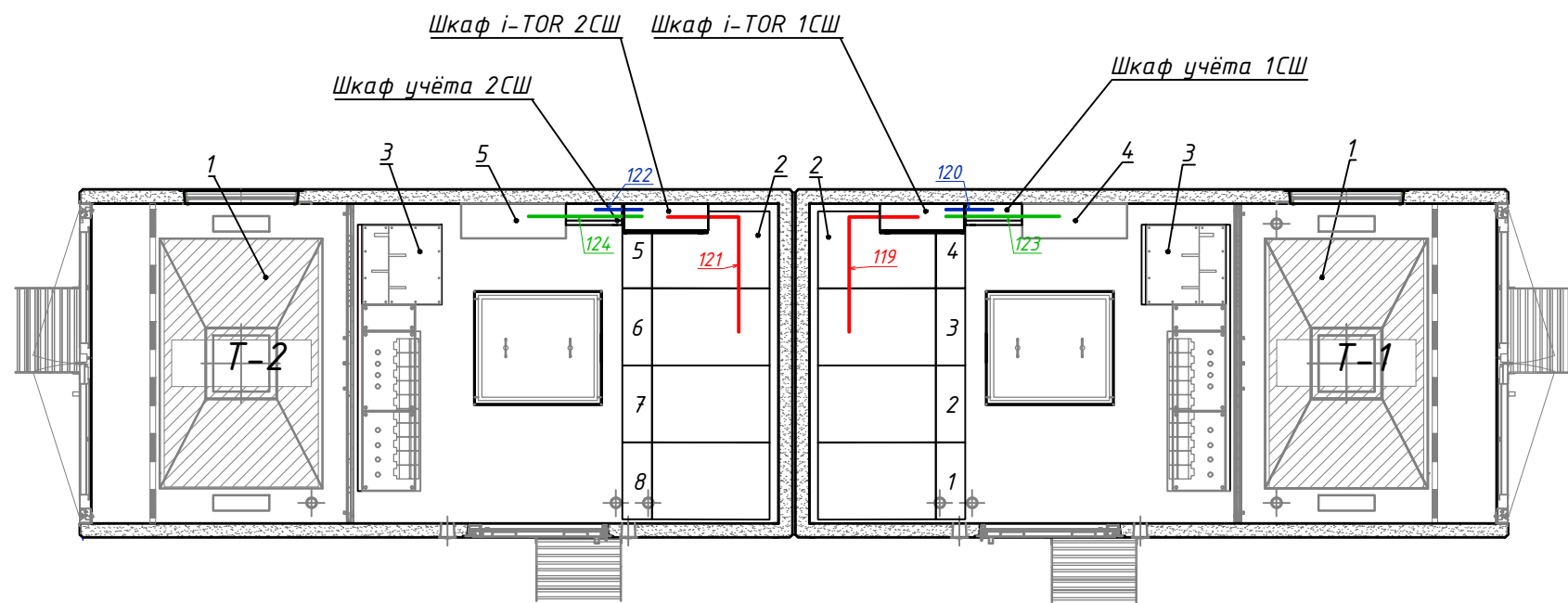
$$\Delta W_{кл.из1} = 1670 \cdot 1,04 = 1736,8 \text{ кВт}\cdot\text{ч.}$$

Для участка от ТП-50403 до ТП-50405 будет следующее значение:

$$\Delta W_{кл.из2} = 1670 \cdot 0,303 = 506,01 \text{ кВт}\cdot\text{ч.}$$

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

Изм.	Колуч	Лист	№ док	Подп.	Дата	30-05/2023.П.ИР.ЭУ	Лист
							1.25



Поз. обознач.	Наименование	Кол. шт	Примечание
1	Трансформатор силовой ТМГ12-1000/10/0,4-У1 Д/Ун-11	2	
2	РУ-10кВ типа КСО-313	2	
3	РУНН-0,4кВ	2	
4	Щит собственных нужд первой секции (ЩСН1)	2	
5	Щит собственных нужд второй секции (ЩСН2)	1	

Согласовано

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

30-05/2023.ПИР.ЭУ					
«Реконструкция ТП-50405 расположенной на территории ООО «Грузовой терминал «Руслан» по адресу: г. Санкт-Петербург, п. Шушары, ул. Поселковая, д. 12»					
Изм.	Кол.	Лист	Индок	Подпись	Дата
Разработал	Егоров				07.23
Проверил					
ГИП					
Н. контр.					
Коммерческий учёт электроэнергии				Стадия	Лист
				Р	2
План ТП-50405. Компоновка оборудования. М 1:50					

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Шкаф компоновка

600

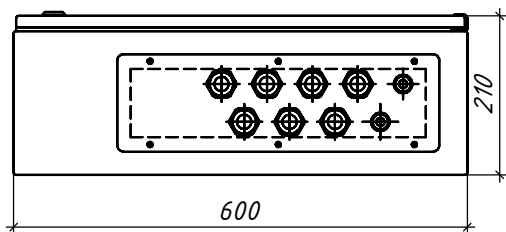
Устройство измерения
напряжения высоковольтного
типа i-TOR-10-U-2-U2

500

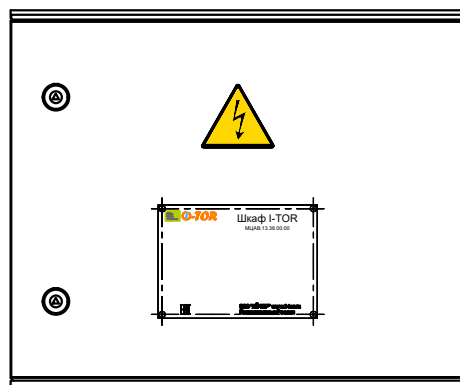
Автоматический выключатель
ВА47-29 2P 10A "С"



1-1



Шкаф внешний вид.



30-05/2023.П.ИР.ЭУ

«Реконструкция ТП-50405 расположенной на территории
ООО «Грузовой терминал «Руслан» по адресу: г. Санкт-Петербург,
п. Шушары, ул. Поселковая, д. 12»

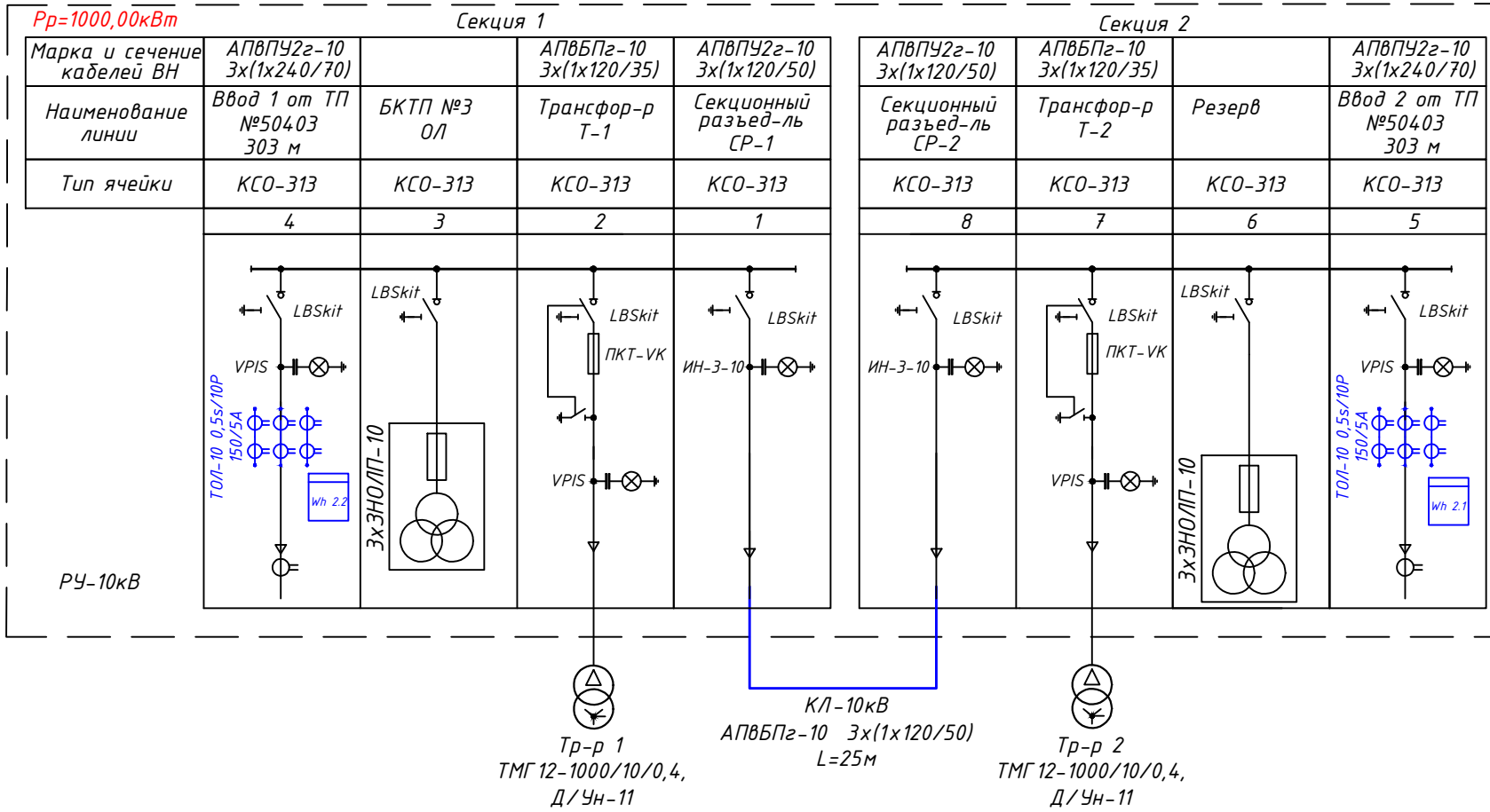
Изм.	Кол.	Лист	Индок	Подпись	Дата
Разработал		Егоров			07.23
Проверил					
ГИП					
Н. контр.					

Коммерческий учёт электроэнергии

Шкаф i-TOR (размещение устройств
измерения напряжения высоковольтного
типа i-TOR-10-U-2-U2) М 1:10

Стадия	Лист	Листов
Р	3	

ТП-50405 (сущ)



Примечание.

Wh 2.1, Wh 2.2 - Альфа А1800 RAL-P4GB-DW-4 (сущ.).

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

30-05/2023.ПИР.ЭУ

«Реконструкция ТП-50405 расположенной на территории
ООО «Грузовой терминал «Руслан» по адресу: г. Санкт-Петербург,
п. Шушары, ул. Поселковая, д. 12»

Изм.	Кол.	Лист	Издок	Подпись	Дата
Разработал		Егоров			07.23
Проверил					
ГИП					
Н. контр.					

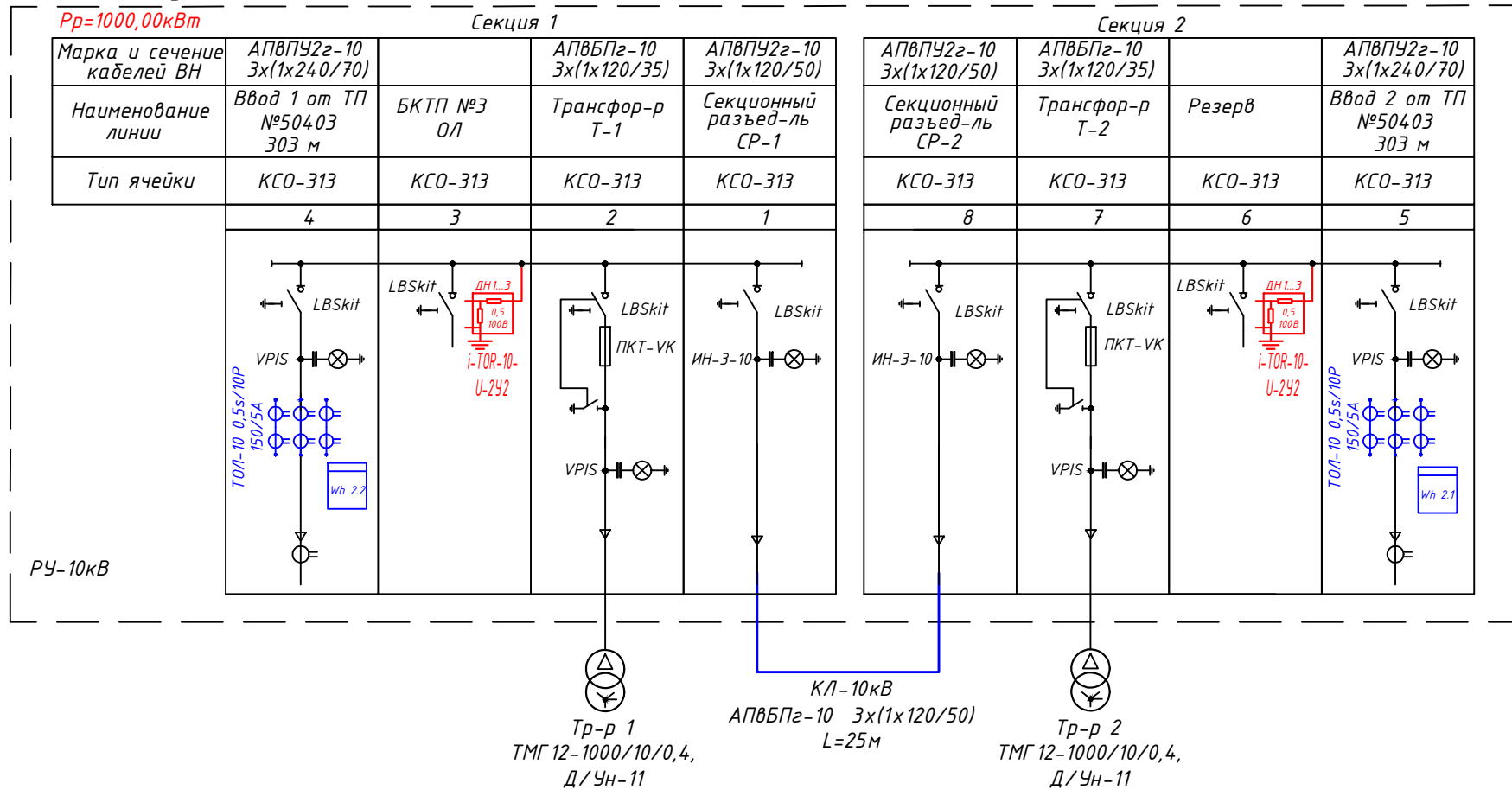
Коммерческий учёт электроэнергии

Стадия	Лист	Листов
Р	4	

Схема ТП-50405 РУВН 10кВ до
реконструкции

ТП-50405 (сущ)

Рр=1000,00кВт



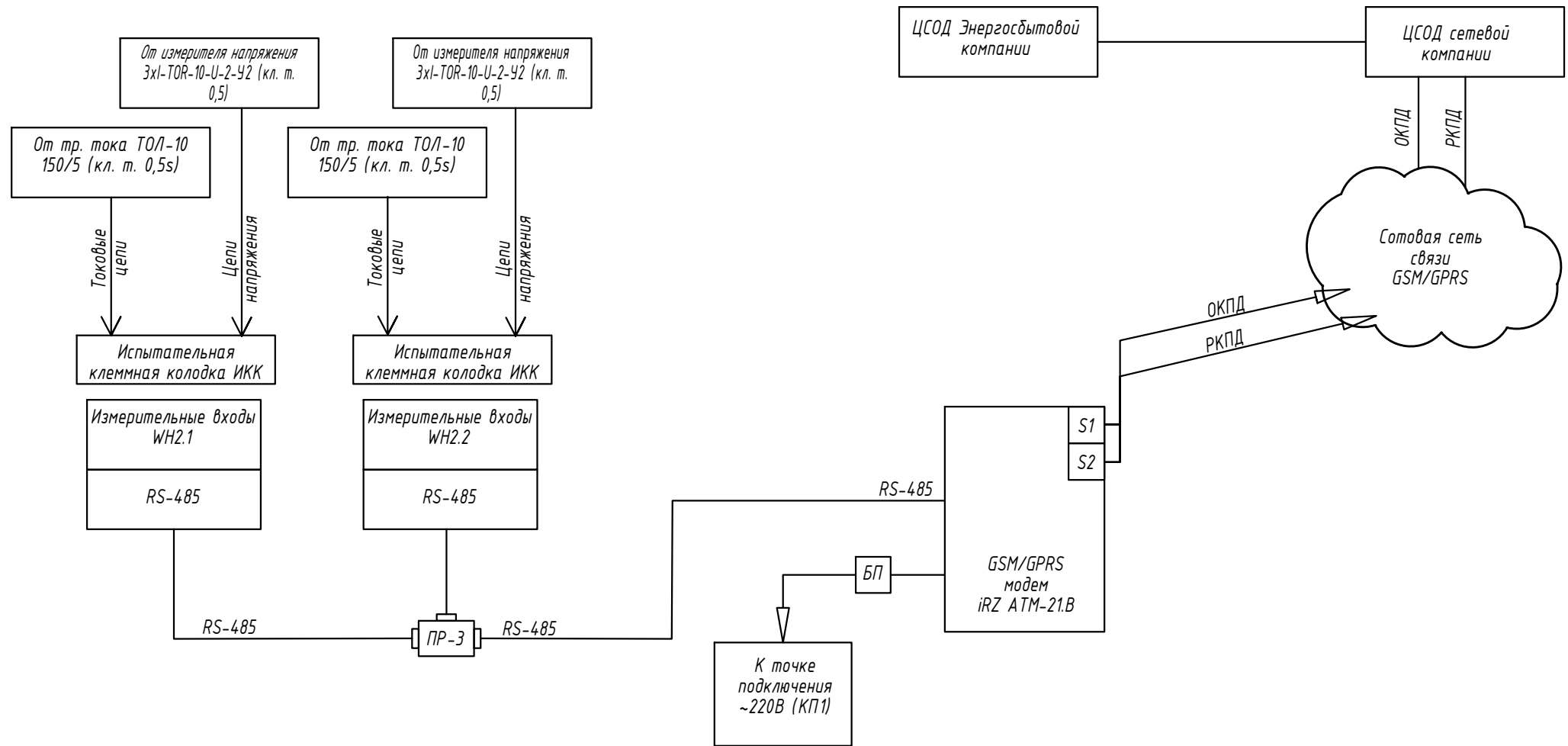
Примечание.
Wh 2.1, Wh 2.2 - Альфа А1800 RAL-P4GB-DW-4 (сущ.).
i-TOR-10-U-2-У2 (вновь уст.)

Согласовано

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

30-05/2023.ПИР.ЭУ					
«Реконструкция ТП-50405 расположенной на территории ООО «Грузовой терминал «Руслан» по адресу: г. Санкт-Петербург, п. Шушары, ул. Поселковая, д. 12»					
Изм.	Кол.	Лист	Индок	Подпись	Дата
Разработал		Егоров			07.23
Проверил					
ГИП					
Н. контр.					
Коммерческий учёт электроэнергии				Стадия	Лист
				Р	5
Схема ТП-50405 РЧВН 10кВ после реконструкции					

Согласовано



ЦСОД - центр сбора и обработки данных
 ОКПД - основной канал передачи данных
 РКПД - резервный канал передачи данных

Примечание.
 1. Коррекция времени на приборах учёта электрической энергии осуществляется с ЦСОД ПАО "Россети Ленэнерго" в момент опроса.
 2. Счётчики запрограммированы на один тариф.

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

30-05/2023.ПИР.ЭУ					
«Реконструкция ТП-50405 расположенной на территории ООО «Грузовой терминал «Руслан» по адресу: г. Санкт-Петербург, п. Шушары, ул. Поселковая, д. 12»					
Изм.	Кол.	Лист	Издок	Подпись	Дата
Разработал		Егоров			07.23
Проверил					
ГИП					
Н. контр.					
Коммерческий учёт электроэнергии				Стадия	Лист
				Р	7
Структурная схема передачи данных ТП-50405					

№ поз	Обозн. кабеля	Начало кабеля	Конец кабеля	Марка, количество и сечение жил кабеля	Длина, м	Назначение кабеля
<i>Кабели обвязки ШУ1</i>						
1	119	РУВН 1 секция (яч. 3) (БОИ I-TOR)	Шкаф i-TOR 1СШ	КВВГнг LS 6x2,5 мм ²	15	Цепи напряжения
2	120	Шкаф i-TOR 1СШ	ШУ1	ВВГнг LS 4x2,5 мм ²	4	Цепи напряжения
3	123	ШСН1	Шкаф i-TOR 1СШ	ВВГнг LS 3x2,5 мм ²	6	
<i>Кабели обвязки ШУ2</i>						
4	121	РУВН 2 секция (яч. 6) (БОИ I-TOR)	Шкаф i-TOR 2СШ	КВВГнг LS 6x2,5 мм ²	15	Цепи напряжения
5	122	Шкаф i-TOR 2СШ	ШУ2	ВВГнг LS 4x2,5 мм ²	4	Цепи напряжения
6	124	ШСН2	Шкаф i-TOR 2СШ	ВВГнг LS 3x2,5 мм ²	6	

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

30-05/2023.ПИР.ЭУ						
«Реконструкция ТП-50405 расположенной на территории ООО «Грузовой терминал «Руслан» по адресу: г. Санкт-Петербург, п. Шушары, ул. Поселковая, д. 12»						
<i>Изм.</i>	<i>Кол.</i>	<i>Лист</i>	<i>Индок</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	
Разработал		Егоров			07.23	
Проверил						
ГИП						
Н. контр.						
Коммерческий учёт электроэнергии				<i>Стадия</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
				Р	8	
Кабельный журнал						

№ п/п	Наименование и вид работ	Ед. изм.	Кол-во	Примечание
	Демонтажные работы			
1	Отключение жил сечением 2,5мм ²	шт	16	
2	Демонтаж трансформаторов напряжения ЗНОЛП-10 в яч. 3 и яч. 6 РЧВН ТП-50405	шт	6	
	Монтажные работы			
3	Монтаж шкафа с блоками обработки информации I-TOR на стене ТП-50405	компл	2	
4	Монтаж измерителей напряжения I-TOR-10-U-2-U2 в яч. 3 и яч. 6 РЧВН ТП-50405	шт	6	
5	Монтаж кабеля по существующим конструкциям ТП-50405:			
	- КВВГнг LS 6x2,5 мм ²	м	30	
	- ВВГнг LS 4x2,5 мм ²	м	8	
	- ВВГнг LS 3x2,5 мм ²	м	12	
6	Подключение жил сечением 2,5 мм ²	шт	52	

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

30-05/2023.ПИР.ЭУ.ВР

«Реконструкция ТП-50405 расположенной на территории ООО «Грузовой терминал «Руслан» по адресу: г. Санкт-Петербург, п. Шушары, ул. Поселковая, д. 12»

Изм.	Кол.	Лист	Индок	Подпись	Дата
Разработал	Егоров				07.23
Проверил					
ГИП					
Н. контр.					

Стадия	Лист	Листов
Р	1	

Коммерческий учёт электроэнергии

Ведомость объёмов работ

№ п/п	Наименование и вид работ	Ед. изм.	Кол-во	Примечание
	Пуско-наладочные работы			
1	Работы по наладке устройств измерения напряжения высоковольтного типа i-TOR-10-U-2-Y2, измерение характеристик изоляции, проверка устройств вторичной коммуникации до первого промежуточного клеммного ряда зажимов	шт	12	
2	Испытание обмоток измерительных устройств повышенным напряжением			
	- первичных	шт	12	
	- вторичных	шт	12	
3	Пуско-наладочные работы по шкафу учёта электроэнергии	шт	2	
4	Пуско-наладочные работы по серверу	шт	1	

Согласовано			

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

30-05/2023.ПИР.ЭУ.ВПР						
«Реконструкция ТП-50405 расположенной на территории ООО «Грузовой терминал «Руслан» по адресу: г. Санкт-Петербург, п. Шушары, ул. Поселковая, д. 12»						
<i>Изм.</i>	<i>Кол.</i>	<i>Лист</i>	<i>Индок</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	
Разработал	Егоров				07.23	
Проверил						
ГИП						
Н. контр.						
Коммерческий учёт электроэнергии				<i>Стадия</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
Ведомость пуско-наладочных работ				Р	1	

Поз.	Наименование и техническая характеристика	Тип, марка, обозначение	Код оборудования, изделия, материала	Завод-изготовитель	Ед. изм.	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
1	Шкаф с устройствами измерения напряжения высоковольтного типа 500х600х210мм)	МЦАВ.13.38.00.00		ООО "Ай-ТОР"	компл.	2	40,21	
2	Электронный измеритель напряжения, предназначенный для организации коммерческого учёта в ячейках с воздушной изоляцией среднего напряжения (10 кВ/ $\sqrt{3}$)/(100В/ $\sqrt{3}$) с блоками обработки информации I-TOR-10-U-2-U2	I-TOR-10-U-2-U2		ООО "Ай-ТОР"	шт	6		
3	Кабельные изделия							
	Кабель силовой, с медными жилами, с ПВХ изоляцией в оболочке из ПВХ пластиката пониженной горючести							
	- КВВГнг LS 6х2,5 мм ²				м	30		
	- ВВГнг LS 4х2,5 мм ²				м	8		
	- ВВГнг LS 3х2,5 мм ²				м	12		
4	Метизы				кг	3		

Согласовано

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

						30-05/2023.ПИР.ЭУ.СО		
						«Реконструкция ТП-50405 расположенной на территории ООО «Грузовой терминал «Руслан» по адресу: г. Санкт-Петербург, п. Шушары, ул. Поселковая, д. 12»		
Изм.	Кол.	Лист	Индок	Подпись	Дата	Стадия	Лист	Листов
Разработал	Егоров				07.23	Коммерческий учёт электроэнергии	Р	1
Проверил								
ГИП								
Н. контр.						Спецификация оборудования, изделий и материалов		