

Техническая спецификация № 7000046965/2040
на приобретение КТП 630/10/0,4

№ п/п	Технические характеристики (наименование параметра)	Требование (значение параметра)	Предлаг аемые характер истики (заполня ется участник ом)	Код параметра (не подлежит изменению)
1. Производитель				
1.1	КТП (максимально допустимая мощность), кВА	630		ZPM_ZAVO D
1.2	Силовых трансформаторов	-		ZPM_ZAVO D
2. Заводской тип (марка)				
2.1	КТП	КТП- 630/10/0,4		
3. Основные требования к ТП				
3.1	Конструктивное исполнение ТП	КТП		ZPM_KONS TRUKCIYA
3.2	Габаритные размеры (Д×Ш), мм, не более	2600x2300		ZPM_RAZM ER_GABAR IT
3.3	Антикоррозийное покрытие металлоконструкции обеспечивающее защиту на весь срок службы, (Да, Нет)	Да		
3.4	Каждый трансформатор устанавливается в отдельной камере (да, нет)	Да		
3.5	Наличие в трансформаторных отсеках вентиляционных жалюзийных решеток с обеих сторон наружу (да, нет)	Да		
3.6	Опиновка главных цепей огрунтована и окрашена, выполнена расцветка фаз в соответствии с НТД (да, нет)	Да		
3.7	Контактные соединения имеют луженую поверхность (да, нет)	Да		
3.8	КТП оснащены всеми видами защит: - от атмосферных и коммутационных перенапряжений (да, нет); - от перегрузки и междуфазных КЗ (да, нет)	Да Да		
3.9	Монтаж межшкафных соединений выполняется на заводе изготовителе (да, нет)	Да		

3.10	Окраска металлоконструкций и корпуса КТП полиэфирными порошковыми атмосферостойкими красками в фирменный цвет; на уровне 2/3 высоты наносится синим цветом блок филиала (да, нет)	Да		
3.11	Двери КТП должны иметь резиновые уплотнители, степень защиты не ниже IP34 (да, нет)	Да		
3.12	Наличие запирающих устройств дверей внутренней установки с универсальным ключом, предупреждающих об опасности знаков (да, нет)	Да		
3.13	Сплошной металлический пол внутри КТП, включая трансформаторные отсеки (да, нет)	Да		
3.14	Листовой металл на всех элементах КТП толщиной не менее 2 мм (да, нет)	Да		
4. Номинальные значения климатических факторов внешней среды по ГОСТ 15150-69				
4.1	Климатическое исполнение (У, ХЛ) и категория размещения (по ГОСТ 15150-69)	УХЛ-1		ZPM_KLIM AT_RAZM
4.2	Верхнее рабочее значение температуры окружающего воздуха, не ниже °С	+40		
4.3	Нижнее рабочее значение температуры окружающего воздуха, не выше °С	-45		
4.4	Толщина стенки гололеда, не менее, мм	15		
4.5	Допустимая скорость ветра при отсутствии гололеда, не менее, м/с	36		
4.6	Допустимая скорость ветра при наличии гололеда, не менее, м/с	15		
4.7	Высота установки над уровнем моря, не более, м	1000		
4.8	Сейсмичность района, баллов по шкале MSK-64, баллов, не менее	9		
5. Общие параметры				
5.1	Исполнение (киосковая/столбовая/бетонная)	Киосковая		ZFL_ISPOL NENIE_TP_ RP
5.2	Тип КТП (тупиковая/проходная)	Тупиковая		ZFL_TIP_TP
5.3	Мощность КТП, кВА	630		
5.4	Номинальное напряжение ВН, кВ	10		ZPM_U_VN NOM
5.5	Наибольшее рабочее напряжение ВН, кВ	15		ZPM_U_RA B_MAX
5.6	Номинальное напряжение НН, кВ	0,4		ZPM_U_NN NOM
5.7	Номинальная частота, Гц	50		ZPM_F_NO M

5.8	Исполнение вводов ВН–НН: (кабель/воздух)	воздух/ воздух		
5.9	Материал здания (сэндвич-панели, металл, ж/бетонные блоки)	Металл		
5.10	Пожароохранная сигнализация (да, нет)	Нет		
5.11	Наличие лестниц (да, нет)	Да		
5.12	Наличие водослива (да, нет)	Нет		
5.13	Наличие освещения в РУВН, РУНН, трансформаторных камерах, кабельных и релейных отсеках и розетки 220 В (переменного напряжения) для организации обслуживания (да, нет)	Да		
5.14	Освещение аварийное, рабочее (тип светильников – светодиодные) (да, нет)	Нет		
5.15	Наличие технических средств для поддержания рабочей температуры оборудования (да, нет)	Нет		
5.16	Наличие коммерческого (технического) учета в вводных ячейках РУ 0,4 кВ (да, нет)	Да		
6. Параметры РУВН				
6.1	Производитель/Тип РУВН			
6.2	Производитель / тип коммутационных аппаратов	Выключател ь нагрузки ВНВР- 10/630-20з У2 – 1 шт.		
6.3	Номинальный ток главных цепей, А	-		
6.4	Номинальный ток сборных шин, А	1000		ZPM_I_SHI N_SBOR_N OM
6.5	Ток термической стойкости на стороне ВН (в течение 1с), кА	-		
6.6	Ток электродинамической стойкости на стороне ВН, кА	-		
6.7	Номинальный ток плавкой вставки предохранителя (в сторону трансформатора), А при наличии	31,5		
6.8	Условия обслуживания (одностороннее, двустороннее)* * – только для обслуживаемых КТП	-		ZPM_OBSL UG
6.9	Степень защиты оболочек шкафов (КСО, КРУ, КРУЭ) по ГОСТ 14254-96, не менее* * – только для обслуживаемых КТП	-		ZPM_STEP EN_ZASHIT _OBOLOCH
6.10	Вид управления выключателей (местное, дистанционное, местное и дистанционное) при наличии	Местное и дистанцион ное		ZPM_VID_ UPRAVLEN

6.11	Ячейки (КСО, КРУ, КРУЭ) с антикоррозийным покрытием порошковой краской, сохраняющим свойства на весь срок службы (да/нет)* * – только для обслуживаемых КТП	Да		
6.12	Цвет ячеек (КСО, КРУ, КРУЭ)* * – только для обслуживаемых КТП	-		
6.13	Габаритные размеры ячейки: высота, мм, не более ширина, мм, не более глубина по габариту, мм, не более глубина по основанию, мм, не более	800 900 1250 1250		ZPM_RAZMER_GABARIT
6.14	Расположение отсека сборных шин (верхнее, нижнее)	Верхнее		
6.15	Наличие дверей кабельного отсека	Нет		
6.16	Блокировки замками в соответствии с ПУЭ (механические и/или электромагнитные)	Механические		
6.17	Стальные стенки корпуса и внутренних перегородок отсеков толщиной не менее 2 мм, с антикоррозионным покрытием (да/нет)	Да		
6.18	Заземлитель со встроенным пружинным приводом на включение (да/нет)	-		
6.19	Наличие дверей в отсеке выдвижного элемента камеры (да/нет)	-		
6.20	Наличие механической индикации положения ВЭ (выкатного элемента) и ЗН (заземлителя) (да/нет)	-		
6.21	Наличие металлических перегородок между отсеками (да/нет)	Да		
6.22	Наличие проходных изоляторов в отсеке выкатного элемента (да/нет)	-		
6.23	Установка ТТП внутри (КСО, КРУ, КРУЭ) (да/нет)* * – только для обслуживаемых КТП	-		
6.24	Выдвижной элемент высоковольтного отсека (да/нет)	-		
6.25.	Требования к диагностированию: – в соответствии с периодичностью и объемом указанных в СТО 34.01-23.1-001-2017 – в объеме дополнительных требований к СТО 34.01-23.1-001-2017	Да Нет		
6.26.	Возможность оценки технического состояния в соответствии с приказом Минэнерго России от 26.07.2017 № 676	Да		ZPM_PARAMETER_TECH_STATUS
6.27.	Периодичность и объем технического обслуживания	-		ZPM_PERIOD_PROVIDED_TO
7. Трансформаторы тока				

7.1	Заводской тип (марка)	T-0,66 400/5		ZPM_TIP
7.1.1	Количество, шт.	3		
7.2	Изготовитель	-		ZPM_ZAVO D
7.3	Тип изоляции	-		ZPM_VID_I ZOLYAC
7.4	Номинальное напряжение, кВ	0,66		ZPM_U_NO M_KV
7.5	Наибольшее рабочее напряжение, кВ	0,72		ZPM_U_RA B_MAX
7.6	Номинальная частота, Гц	50		ZPM_F_NO M
7.7	Допустимая перегрузка по первичному току, при котором сохраняется заявленный класс точности для измерительных обмоток, при температуре окружающего воздуха до +40°C, %	-		
7.8	Ток термической стойкости, кА, не менее	-		ZPM_I_TER M
7.9	Время протекания тока термической стойкости, с	-		ZPM_TIME I_TERM
7.10	Ток электродинамической стойкости, кА, не менее	-		ZPM_I_DIN
7.11	Номинальный первичный ток, А и кол-во - ввод ВН - ввод НН - отходящие линии при наличии	- 1000 -		ZPM_I_PER V_NOM
7.12	Номинальный вторичный ток, А	5		ZPM_I_VTO R_NOM
7.13	Количество вторичных обмоток	1		ZPM_KOL OVMOT_VT OR
7.14	Класс точности	0,5s		ZPM_KLAS S_TOCHN_ SIMV
7.15	Номинальная нагрузка, ВА, не менее	-		
7.16	Номинальная предельная кратность вторичной обмотки для защиты, не менее	-		ZPM_NOM_ KRAT_VTO R_OBM
7.17	Коэффициент безопасности приборов обмотки для измерений, не менее	FS 5		
7.18	Наличие сертификата соответствия или декларации соответствия требованиям безопасности в системе ГОСТ Р и об утверждении типа средств измерений, (да, нет)	Да		
7.19	Наличие свидетельства о первичной поверке средств измерений, (да, нет)	Да		

7.20	Межповерочный интервал - 8 лет (да, нет)	Да		
7.21	Трансформаторы тока должны иметь расширенную характеристику вторичной нагрузки обмотки для учёта электроэнергии в соответствующем классе точности:	От 1 ВА до $S_{ном}$		
7.22	Вторичная нагрузка не более, ВА	5		
7.21.	Требования к диагностированию: – в соответствии с периодичностью и объеме указанных в СТО 34.01-23.1-001-2017 – в объеме дополнительных требований к СТО 34.01-23.1-001-2017	Да Нет		
7.22.	Возможность оценки технического состояния в соответствии с приказом Минэнерго России от 26.07.2017 № 676	Да		ZPM_PARA M_TEH_SO ST
7.23.	Периодичность и объем технического обслуживания	В соответствии с руководством по эксплуатации		ZPM_PERIO D_PROVED TO
8. Параметры РУНН				
8.1	Производитель / тип коммутационного аппарата ввода НН	Разъедините ль CSCS1000R 3C0 3п 1000 А 1-0-2 перекидной на два направления		
8.2	Номинальный ток, А	1000		ZPM_I_NO M_A
8.3	Коммутационные аппараты отходящих линий и количество	ВА57-35 100А 2 шт., 160А 2 шт., 200А 2 шт., 250А 1 шт.		
8.4	Наличие переходных шинок для крепления двух кабелей 0,4 кВ (да, нет)	-		
8.5	Наличие АВР НН (да, нет)	Нет		
9. Параметры силового трансформатора				
9.1	Трансформатор масляный герметичный (да, нет)	Да (в комплект поставки КТП не входит – в соответствии с 14.1 ТС)		
9.2	Тип (марка) / Производитель	-		ZPM_TIP
9.3	Номинальное напряжение ВН/НН, кВ/кВ	10/0,4		ZPM_U_VN NOM

				ZPM_U_NN NOM
9.4	Номинальная мощность, кВА	250		
9.5	Количество силовых трансформаторов	1		
9.6	Ступени и диапазон регулирования ПБВ	±2х2,5%		
9.7	Схема и группа соединений обмоток трансформатора	Д/Ун-11		ZPM_SHEM _GR_SOED _OBMOT
9.8	Параметры потерь короткого замыкания при $T = 75\text{ }^{\circ}\text{C}$, Вт, не более	7600		
9.9	Параметры потерь холостого хода, Вт, не более	1240		ZPM_P_NH _VT
9.10	Срок службы, лет, не менее	30		ZPM_SROK _SLUZBY
9.11	Гарантийный срок с момента поставки, не менее месяцев	72		
9.12.	Требования к диагностированию: – в соответствии с периодичностью и объеме указанных в СТО 34.01-23.1-001-2017 – в объеме дополнительных требований к СТО 34.01-23.1-001-2017	Да Нет		
9.13.	Возможность оценки технического состояния в соответствии с приказом Минэнерго России от 26.07.2017 № 676	Да		ZPM_PARA M_TEH_SO ST
9.14.	Периодичность и объем технического обслуживания	В соответствии с руководством по эксплуатации		ZPM_PERIO D_PROVED _TO
10. Учёт электроэнергии				
10.1	Тип счётчика	ТЕ-3000.05 или аналог		ZPM_TIP
10.2	Расположение счётчика	В щите РУНН		
10.3	Класс точности (акт. / реакт.), не хуже	0,5s/1		ZPM_KLAS S_TOCHN_ SIMV
10.4	Напряжение питания счетчика, В	400		
10.5	Учет собственных нужд (да, нет)	Нет		
10.6	Наличие резервного блока питания счётчика от источника питания от сети ~220 В (да, нет)	Нет		
10.7	Количество интерфейсов RS-485	1		
10.8	Номинальный ток счетчика, А	5		
10.9	Номинальное напряжение счетчика, В	3х230/400		
10.10	Соответствие счетчика требованиям СТО 34.01-5.1-009-2021 ПАО «Россети» (с 01.07.2025г. СТО 34.01-5.1-009-2024):	Да		

10.11	Совместимость счетчика с ПО ИВК Пирамида-Сети. Протоколы обмена данными по всем цифровым интерфейсам должны соответствовать действующей редакции стандарта ПАО «Россети» «Приборы учёта электрической энергии». Требования информационной модели обмена данными»»	Да		
10.12	Межповерочный интервал счетчика не менее, лет	16		
10.13	Наличие действующей аттестации оборудования (да/нет)	Да		
11. Требования по безопасности АИИС КУЭ				
11.1	Потери напряжения в цепи «ТН-счётчик» не должны превышать от номинального вторичного напряжения ТН, %	-		
11.2	Пломбирование промежуточных клеммников, испытательных коробок (да, нет)	Да		
11.3	Выводы измерительных трансформаторов, используемых в измерительных цепях коммерческого учета, вторичные измерительные цепи и шкафы с оборудованием АИИС КУЭ должны быть защищены от несанкционированного доступа (установка пломб, марок и т.п.) (да, нет)	Да		
11.4	Подключение счетчиков к шинам 0,4 кВ выполнить отдельным кабелем, защищенным от короткого замыкания, при этом подсоединение кабеля к электросчетчику должно быть проведено через испытательную коробку (специализированный клеммник), расположенную непосредственно под счетчиком	Да		
11.5	В измерительных цепях измерительно-информационных комплексов точек измерений предусматривать возможность замены счётчика и подключения образцового счетчика без отключения присоединения (установка испытательных коробок, блоков и т.п.) (да, нет)	Да		
11.6	По условию механической прочности должны применяться медные проводники сечением не менее 2,5 мм ² (да, нет)	Да		
11.7	Сечение соединительных проводов во вторичных цепях напряжения расчетного	Да		

	и технического учета должны быть не менее 1,5 мм ² для меди (да, нет)			
12. Требования к комплектации шкафа АСКУЭ				
12.1	Счетчик, шт.	Поставляется в соответствии с пунктом 10.1 ТС		ZPM_SCHE TCHIK
12.2	Коробка испытательная переходная, шт.	-		
12.3	Наличие GSM-модема 900/1800 МГц (да/нет)	-		
13. Требования к комплектации шкафа ТМ				
13.1	Щит, шт.	1		
13.2	Наличие УСПД	ЭНТЕК E2R2(G) или аналог – 1 шт.		
13.3	Преобразователь, блок питания, шт.	TELEOFIS DPS12-12 или аналог; 1 шт.		
13.4	Каналообразующее оборудование, шт.	Координатор Нартис ZB485 или аналог; 1 шт.		
14. Комплектность поставки				
14.1	Трансформаторы силовые (да, нет)	Нет		
14.2	РУ ВН в полной комплектации (да, нет)	Да		
14.3	РУ НН в полной комплектации (да, нет)	Да		
14.4	Комплект ОПН ВН (да, нет)	Да		
14.5	Блочно-модульное здание (да, нет)	Нет		
14.6	Запасные части и принадлежности (ЗИП) (да, нет) (состав ЗИП определяется производителем)	Да		
14.7	Технический паспорт, протоколы испытаний, сертификаты (декларации) соответствия, документация по монтажу, наладке и эксплуатации на русском языке, кол-во экз.	Да		
14.8	На каждую единицу измерительного оборудования должен быть предоставлен паспорт (с указанием даты поверки), комплектность по спецификации, руководство по эксплуатации, (Да, Нет)	Да		
15. Требования по надежности				
15.1	Гарантийный срок с момента поставки, не менее месяцев.	72		
15.2	Срок службы, лет, не менее	30		ZPM_SROK SLUZBY

15.3	Срок службы до среднего ремонта, лет, не менее	-		
16. Требования по безопасности				
16.1	Наличие российских сертификатов (деклараций) безопасности (да, нет)	Да		
16.2	Наличие российских сертификатов (деклараций) безопасности на комплектующие КТП (да, нет)	Да		
17. Требования по аттестации, сертификации				
17.1	Наличие экспертного заключения согласно «Положению об аттестации оборудования, технологий и материалов в ПАО «Россети» на момент поставки (указать номер и дату документа)	Да		
17.2	Измерительные средства имеют сертификаты об утверждении типа средств измерения (с информацией о занесении СИ в Госреестр РФ) и действующие свидетельства о поверке (да, нет)	Да		
17.3	Средства измерений должны иметь действующие: 1. На момент проведения торгово-закупочных процедур: - Свидетельства об утверждении типа СИ; (допускается представление ссылок на утвержденные типы СИ в Федеральном информационном фонде обеспечения единства измерений ФГИС "Аршин") 2. На момент поставки: - Свидетельства о поверке или оттиски поверительного клейма. (допускается представление ссылок на поверенные СИ в Федеральном информационном фонде обеспечения единства измерений РСТ "Метрология")	Да Да		
18. Маркировка, упаковка, транспортировка, условия хранения				
18.1	Маркировка, упаковка, консервация по ГОСТ 14192-96, ГОСТ 23216-78 и ГОСТ 15150-69 (да, нет)	Да		
18.2	Условия транспортирования (авто или ж/д транспорт)	Авто		
18.3	Наличие «шок-индикатора» на транспортной упаковке для контроля условий транспортировки (да, нет)	Да		
18.4	Условия хранения, срок хранения оборудования (материалов) в упаковке изготовителя, отдельно хранящихся деталей, сборочных единиц и ЗИП	Три года с даты поставки		

18.5	В процессе транспортирования и хранения оборудование должно быть законсервировано и приняты меры для его защиты от механических повреждений и воздействия факторов окружающей среды (да, нет)	Да		
18.6	Шеф-монтажные работы включены в стоимость оборудования (да, нет)	Нет		
19. Дополнительные требования				
19.1	Шкаф ДГУ наружной установки (да, нет)	Да		

Примечание:

Во всем неоговоренном ТС должны соответствовать требованиям ГОСТ 14695-80.

Необходимые параметры, отсутствующие в табличной форме ТС, заполняются участником в соответствии с прилагаемой однолинейной схемой.

Силовой трансформатор в состав КТП не входит (пункт №14.1 ТС) и поставляется по отдельному договору.

Покраска конструкций КТП должна соответствовать корпоративным требованиям ПАО «Россети» по фирменному стилю трансформаторных подстанций и оборудования наружной установки в сетях 0,4-20 кВ.

Приложение:

1. однолинейная схема КТП 630/10/0,4
2. общий вид КТП
3. однолинейная схема щита учета КТП

Начальник службы метрологии и ККЭЭ
филиала ПАО «Россети Московский регион»
Восточные электрические сети

/Н.Н. Прохоров/

Заместитель главного инженера по РС
филиала ПАО «Россети Московский регион»
Восточные электрические сети

/С.С. Аксенов/

Директор департамента эксплуатации сетей
0,4-20 кВ ПАО «Россети Московский регион»

/Р.В. Иванов/

Начальник службы метрологии дирекции
метрологии и контроля качества электроэнергии
ПАО «Россети Московский регион»

/П.А. Птицын/

Начальник отдела АСКУЭ дирекции
метрологии и контроля качества электроэнергии
ПАО «Россети Московский регион»

/Е.М. Елкина/

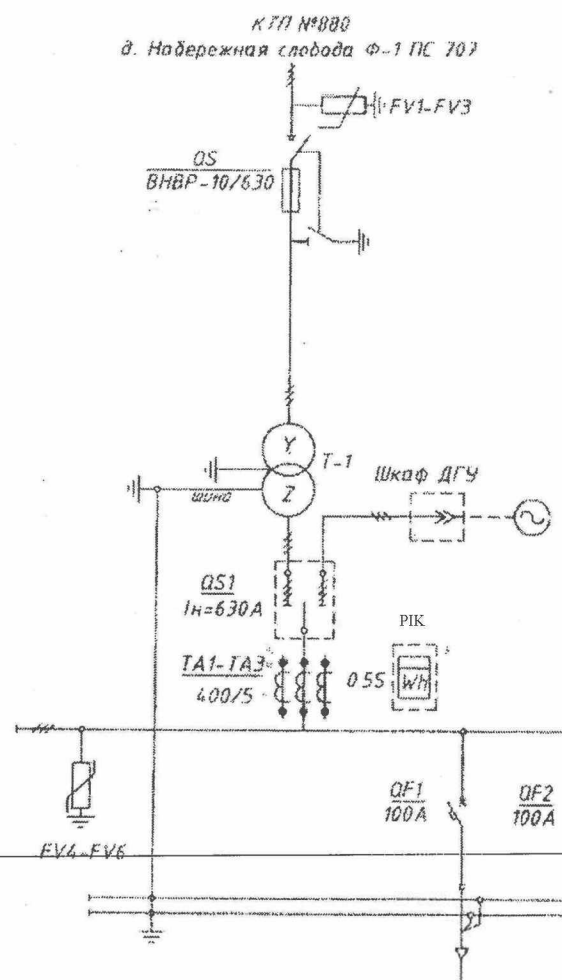
Согласовано с использованием СЭД.
Служебное письмо ВЭС/12/ВН-268 от 11.11.2025

Инв. № подл.

Подп. и дата

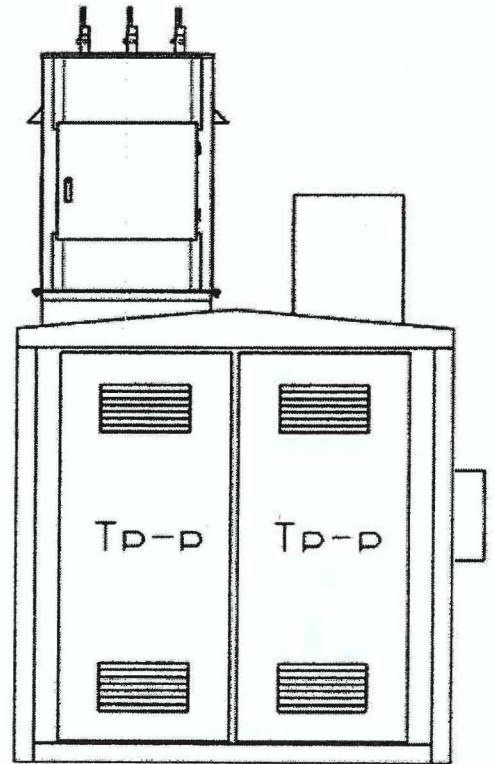
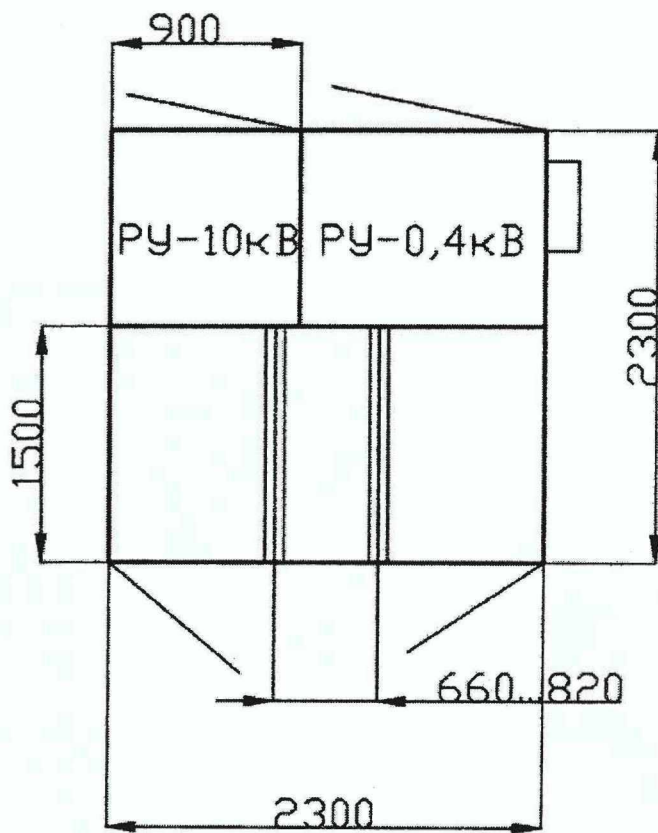
Взам. инв. №

Наименование линии
Коммутационный аппарат: тип
Марка и сечение проводника или тип и номинальный ток шинопровода
Защита от перенапряжений: тип
Защитный аппарат: тип/Ином, А
данные расцепителя
Сборные шины
Трансформатор силовой: тип
Напряжение/мощность, кВ/кВА
Коммутационный аппарат: тип/Ином, А
Ящик подключения ПЭС: Обозначение, тип
Трансформатор тока: Ктрانس./класс точности
Измерительные приборы учёта электрической энергии
Измерительные приборы
Сборные шины
Коммутационный аппарат: тип/Ином, А
данные расцепителя
Трансформатор тока: коэффициент трансформации
Аппаратный отсек
Тип шкафа
Номер линии
Номинал авт. выключателя
Назначение линии



Вводной отсек	Отсек отходящих линий					Аппаратный отсек				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
CSC630K3CO 3п	BA57-35	BA57-35	BA57-35	BA57-35	BA57-35					
630	100	100	160	160	160					
Ввод от T-1	фид. №1	фид. №2	фид. №3	фид. №4	резерв			Учёт	Осб	Розетка

Ил.г.	Наименование	Кол-во	Примечание
Мачтовая трансформаторная подстанция			
T-1	Трансформатор силовой масляный ТМГ11-250/10/0,4 УХЛ1	1	
QS	Выключатель нагрузки BHP-10/630	1	
FV1-FV3	Ограничитель перенапряжений ОПН-П-10/12/10/550 УХЛ1	3	
FU1-FU3	Предохранитель серии ПКТ-101-10-31,5-31,5 У1	3	
QS1	Разъединитель CSC630R3CO 3п 630 А 1-0-2 перекидной на два направления	1	
FV4-FV6	Ограничитель перенапряжения ОПН-П-0,4/0,45/10/400-УХЛ1	3	
TA1-TA3	Трансформатор тока Т-0,66; Ктр=400/5; Кл.точ: 0,5s	3	
PIK	Счётчик Э/Э трёхфазный + роутер	1	
XS	Технологическая розетка 230 В	1	
HL1	Лампа освещения 15 Вт, энергосберегающая	1	
QF1	Автоматический выключатель BA57-35-340010-УХЛ3-КЭА3 100 А	2	
QF2	Автоматический выключатель BA57-35-340010-УХЛ3-КЭА3 160 А	3	
SC1	Кнопочный выключатель	1	
SF1	Выключатель автоматический BA47-29, 3P 2А хар. С	1	
SF2	Выключатель автоматический BA47-29, 1P 6А хар. С	1	
SF3	Выключатель автоматический BA47-29, 1P 10А хар. С	1	



Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					
			Разработал	Электроснабжение	Стадия	Лист	Листов
				Общий вид KTP	Р		

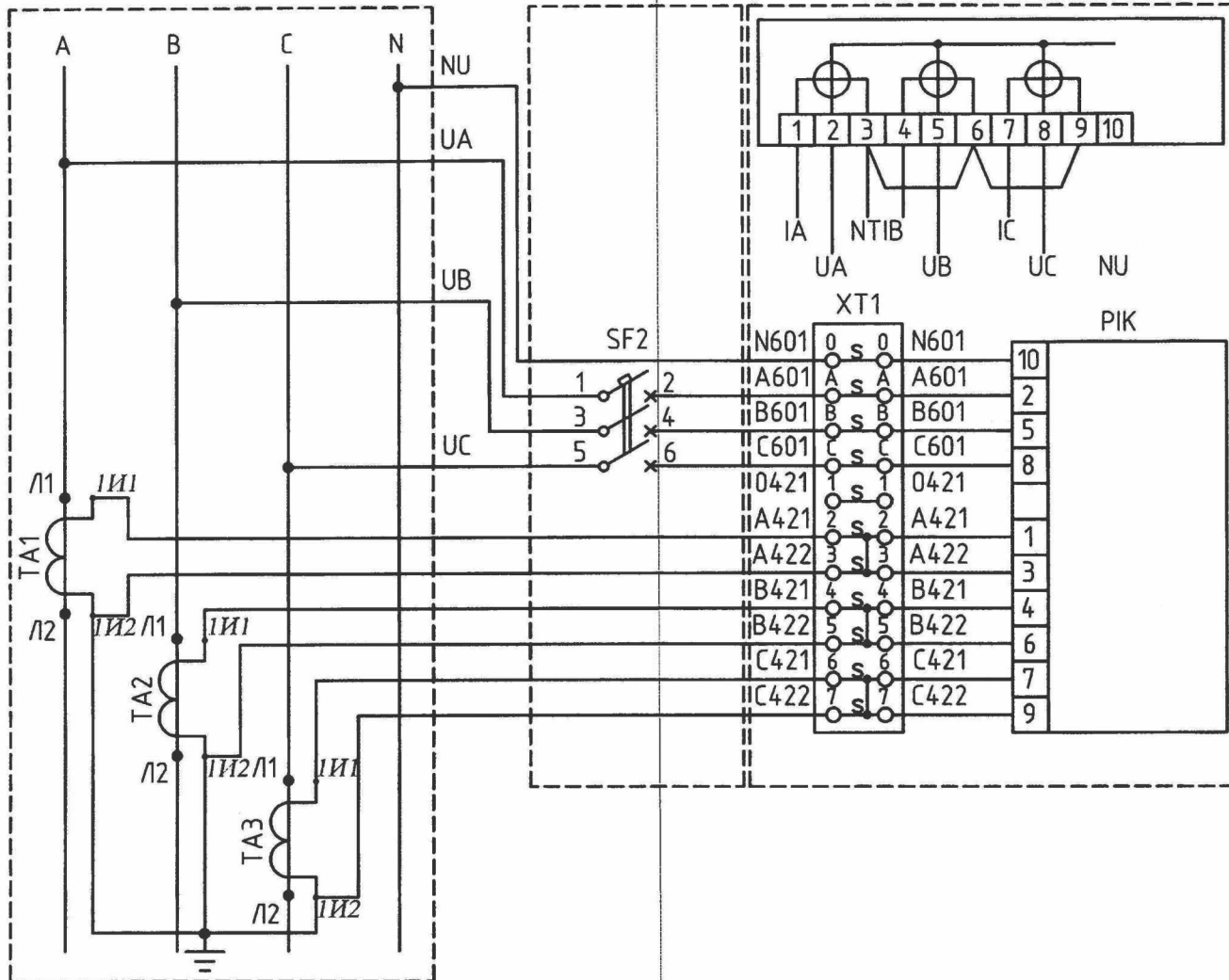


РОССЕТИ
МОСКОВСКИЙ РЕГИОН

Вводной отсек
РУ-0,4 кВ

Аппаратный отсек
РУ-0,4 кВ

Панель учёта



Поз.	Обозначение	Наименование	Кол-во	Примечание
SF2	ВА47-29 3Р 2А хар.С	Автоматический выключатель	1	
ТА1-ТА3	Т-0,66; Ктр=250/5; кл.точ. 0,5s	Трансформатор тока	3	
ХТ1	КИ-10	Коробка испытательная клеммная	1	
РІК		Счётчик электроэнергии трехфазный	1	

Примечание:

Прибор учёта электрической энергии устанавливается в шкаф РУНН и подключается через переходную испытательную коробку и трансформаторы тока к вводу РУ-0,4 кВ.

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

Разработал						Стадия	Лист	Листов
						Р		

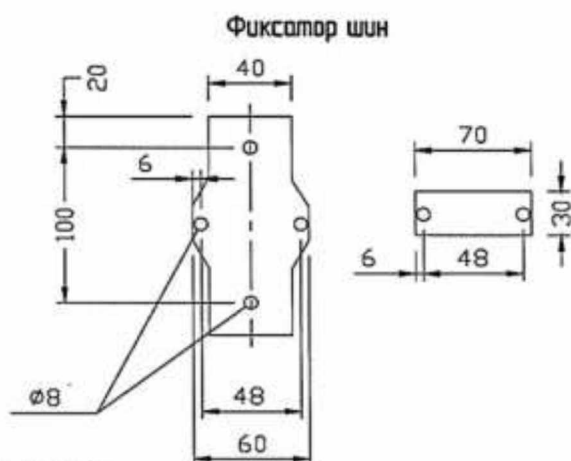
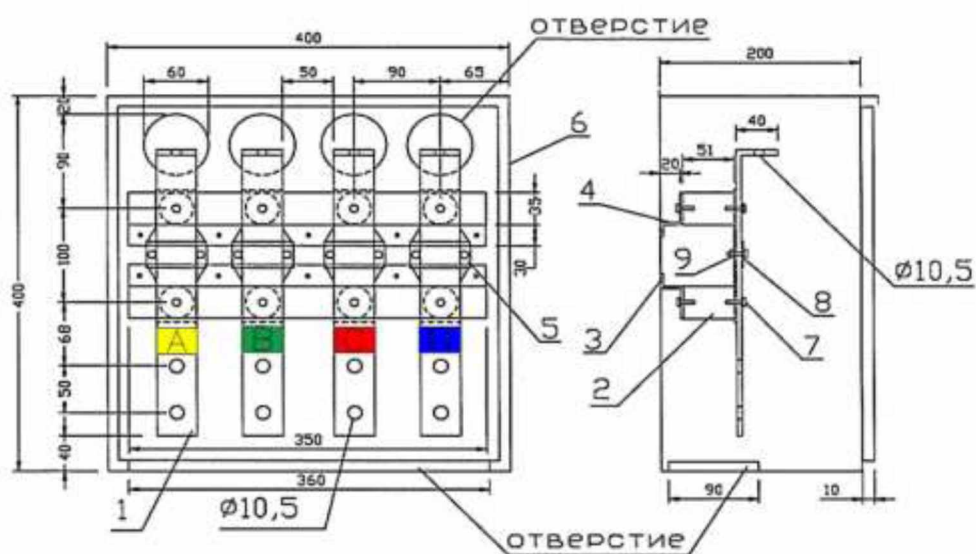
Электроснабжение

Однолинейная схема щита учёта



РОССЕТИ
МОСКОВСКИЙ РЕГИОН

Чертёж щита для подключения ДГУ(РИСЭ)



Примечание.

Контакты для подключения должны быть окрашены в следующие отличительные цвета: фаза А - желтый; В - зеленый; С - красный.

Поз.	Наименование	Кол.	Примечание
1	Шина 40x5x34	4	
2	Изолятор шинный	8	
3	Клепка алюминиевая 6x10	10	
4	Профиль для крепления изоляторов	2	
5	Фиксатор шин	4	Компл.
6	Щиток метал. 400x400x200	1	
7	Болт М8	16	
8	Шайба плоская М8	16	
9	Гайка М8	8	