

Российская Федерация
ООО «Технолог» г. Москва
Свидетельство СРО № СРО-П-187-20062013

РАБОЧАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Строительство 2РП-10кВ с установкой 10 ячеек в РУ-10 кВ,
2КЛ-10 кВ от КЛ-10 кВ ф.317, ф.422 ПС-110/10 кВ № 420
"Долгопрудная", 2КЛ-10 кВ от КЛ-10 кВ ф.504, ф.604 и
2КЛ-10 кВ ф.503 и ф.603 ПС-110 кВ № 688 "Планерная", в т.ч.
ПИР, МО, Химкинский р-н, д. Ивакино

331647.10.25-ЭС.РП1.ТМ.Изм.1

Электроснабжение.
Распределительный пункт № нов.1.
Телемеханика

РОССЕТИ



25 з.

0 320000 867497

Российская Федерация
ООО «Технолог» г. Москва
Свидетельство СРО № СРО-П-187-20062013

РАБОЧАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Строительство 2РП-10кВ с установкой 10 ячеек в РУ-10 кВ,
2КЛ-10 кВ от КЛ-10 кВ ф.317, ф.422 ПС-110/10 кВ № 420
"Долгопрудная", 2КЛ-10 кВ от КЛ-10 кВ ф.504, ф.604 и
2КЛ-10 кВ ф.503 и ф.603 ПС-110 кВ № 688 "Планерная", в т.ч.
ПИР, МО, Химкинский р-н, д. Ивакино

33164 7.10.25-ЭС.РП1.ТМ.Изм.1

Электроснабжение.
Распределительный пункт № нов.1.
Телемеханика

Заместитель генерального
директора – главный инженер

Чачин Д.В.

Главный инженер проекта

Дроздов В.С.

Москва 2025 г.



Приложение № 1
к договору ТП № 9748-409
от 09 июля 2008 г.

Химкинский РЭС

СОГЛАСОВАНО

Первый заместитель директора –
главный диспетчер
Филиала АО «СО ЕЭС»
Московское РДУ

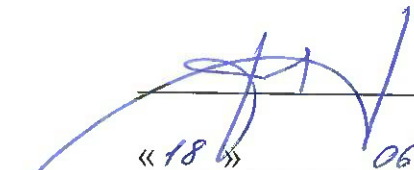
УТВЕРЖДАЮ

И.о. заместителя генерального директора
по технологическому присоединению и
развитию сети ПАО «Россети Московский
регион»



А.С. Куделин

26.05.2025

 А.А. Миляков
«18» 06 2025 г.

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ № И-25-00-262368/125 на технологическое присоединение к электрическим сетям ПАО «Россети Московский регион» энергопринимающих устройств ООО «СЗ ШЕРЕМЕТЬЕВО-4»

Настоящие технические условия разработаны на основании Заявки от 06.12.2007 № ИА-07-102-2924 и писем от 13.06.2024 № И-24-00-341132/125, от 29.04.2025 № И-25-00-262368/125 и являются неотъемлемой частью Договора об осуществлении технологического присоединения от 09.07.2008 № 9748-409 энергопринимающих устройств Общества с ограниченной ответственностью «СЗ ШЕРЕМЕТЬЕВО-4» (жилой квартал «Ивакино», расположенный по адресу: Московская обл., Химкинский район, д. Ивакино), именуемого в дальнейшем – Заявитель, к электрическим сетям ПАО «Россети Московский регион» (на I этапе: ПС № 671 220/10/6 кВ Старбеево (ПС 220 кВ Старбеево), ПС № 688 110/10 кВ Планерная (ПС 110 кВ Планерная); на II-XVIII этапе: ПС № 671 220/10/6 кВ Старбеево (ПС 220 кВ Старбеево), ПС № 688 110/10 кВ Планерная (ПС 110 кВ Планерная), ПС № 420 110/10 кВ Долгопрудная (ПС 110 кВ Долгопрудная)).

Настоящие технические условия вступают в силу с момента их утверждения ПАО «Россети Московский регион» при условии согласования АО «СО ЕЭС» и действительны в течение 2 (двух) лет.

Выполнение настоящих технических условий обеспечивает технологическое присоединение энергопринимающих устройств Заявителя максимальной мощностью 25000 кВт в XVIII (восемнадцать) этапов (на I этапе – 5000 кВт, на II этапе – 6028 кВт (с учетом максимальной мощности этапа I), на III этапе – 7112 кВт (с учетом максимальной мощности этапа II), на IV этапе – 7998,2 кВт (с учетом максимальной мощности этапа III), на V этапе – 8826,6 кВт (с учетом максимальной мощности этапа IV), на VI этапе – 8946,8 кВт (с учетом максимальной мощности этапа V), на VII этапе – 9345,9 кВт (с учетом максимальной мощности этапа VI), на VIII этапе – 9488,9 кВт (с учетом максимальной мощности этапа VII), на IX этапе – 9606 кВт (с учетом максимальной мощности этапа VIII), на X этапе – 9941,2 кВт (с учетом максимальной мощности этапа IX), на XI этапе – 10696,8 кВт (с учетом максимальной мощности этапа X), на XII этапе – 10753,5 кВт (с учетом максимальной мощности этапа XI), на XIII этапе – 11685,2 кВт (с учетом максимальной мощности этапа XII), на XIV этапе – 12502,5 кВт (с учетом максимальной мощности этапа XIII), на XV этапе – 13074,3 кВт (с учетом максимальной мощности этапа XIV), на XVI этапе – 13177,2 кВт (с учетом

максимальной мощности этапа XV), на XVII этапе – 13997,6 кВт (с учетом максимальной мощности этапа XVI), на XVIII этапе – 25000 кВт (с учетом максимальной мощности этапа XVII)), и объектов электросетевого хозяйства Заявителя:

с образованием после выполнения настоящих технических условий 10 (десяти) точек присоединения со следующим заявляемым распределением максимальной мощности (указанное распределение максимальной мощности по точкам присоединения является условным, фактическое распределение максимальной мощности может отличаться от указанного в зависимости от режима работы энергосистемы):

На I этапе:

- 1 точка – вновь сооружаемая ячейка 1 секции РУ-10 кВ ЦРП-10 кВ № 104 – с максимальной мощностью 2500 кВт;
- 2 точка – вновь сооружаемая ячейка 2 секции РУ-10 кВ ЦРП-10 кВ № 104 – с максимальной мощностью 2500 кВт.

На II этапе:

- 1 точка – вновь сооружаемая ячейка 1 секции РУ-10 кВ ЦРП-10 кВ № 104 – с максимальной мощностью 2500 кВт;
- 2 точка – вновь сооружаемая ячейка 2 секции РУ-10 кВ ЦРП-10 кВ № 104 – с максимальной мощностью 2500 кВт.
- 3 точка – вновь сооружаемая ячейка 1 секции РУ-10 кВ РП-10 кВ № нов.2 – с максимальной мощностью 514 кВт;
- 4 точка – вновь сооружаемая ячейка 2 секции РУ-10 кВ РП-10 кВ № нов.2 – с максимальной мощностью 514 кВт;

На III этапе:

- 1 точка – вновь сооружаемая ячейка 1 секции РУ-10 кВ ЦРП-10 кВ № 104 – с максимальной мощностью 2500 кВт;
- 2 точка – вновь сооружаемая ячейка 2 секции РУ-10 кВ ЦРП-10 кВ № 104 – с максимальной мощностью 2500 кВт;
- 3 точка – вновь сооружаемая ячейка 1 секции РУ-10 кВ РП-10 кВ № нов.2 – с максимальной мощностью 514 кВт;
- 4 точка – вновь сооружаемая ячейка 2 секции РУ-10 кВ РП-10 кВ № нов.2 – с максимальной мощностью 514 кВт;
- 5 точка – вновь сооружаемая ячейка 1 секции РУ-10 кВ РП-10 кВ № нов.2 – с максимальной мощностью 542 кВт;
- 6 точка – вновь сооружаемая ячейка 2 секции РУ-10 кВ РП-10 кВ № нов.2 – с максимальной мощностью 542 кВт;

На IV этапе:

- 1 точка – вновь сооружаемая ячейка 1 секции РУ-10 кВ ЦРП-10 кВ № 104 – с максимальной мощностью 2500 кВт;
- 2 точка – вновь сооружаемая ячейка 2 секции РУ-10 кВ ЦРП-10 кВ № 104 – с максимальной мощностью 2500 кВт;
- 3 точка – вновь сооружаемая ячейка 1 секции РУ-10 кВ РП-10 кВ № нов.2 – с максимальной мощностью 514 кВт;
- 4 точка – вновь сооружаемая ячейка 2 секции РУ-10 кВ РП-10 кВ № нов.2 – с максимальной мощностью 514 кВт;
- 5 точка – вновь сооружаемая ячейка 1 секции РУ-10 кВ РП-10 кВ № нов.2 – с максимальной мощностью 985,1 кВт;
- 6 точка – вновь сооружаемая ячейка 2 секции РУ-10 кВ РП-10 кВ № нов.2 – с максимальной мощностью 985,1 кВт;

[illegible]

На XVIII этапе:

– 1 точка – вновь сооружаемая ячейка ЦРП-10 кВ № 104 – с максимальной мощностью 2500 кВт;	1	секции	РУ-10 кВ
– 2 точка – вновь сооружаемая ячейка ЦРП-10 кВ № 104 – с максимальной мощностью 2500 кВт;	2	секции	РУ-10 кВ
– 3 точка – вновь сооружаемая ячейка РП-10 кВ № нов.2 – с максимальной мощностью 3542,85 кВт;	1	секции	РУ-10 кВ
– 4 точка – вновь сооружаемая ячейка РП-10 кВ № нов.2 – с максимальной мощностью 3542,85 кВт;	2	секции	РУ-10 кВ
– 5 точка – вновь сооружаемая ячейка РП-10 кВ № нов.2 – с максимальной мощностью 2791,35 кВт;	1	секции	РУ-10 кВ
– 6 точка – вновь сооружаемая ячейка РП-10 кВ № нов.2 – с максимальной мощностью 2791,35 кВт;	2	секции	РУ-10 кВ
– 7 точка – вновь сооружаемая ячейка РП-10 кВ № нов.1 – с максимальной мощностью 1583,45 кВт;	1	секции	РУ-10 кВ
– 8 точка – вновь сооружаемая ячейка РП-10 кВ № нов.1 – с максимальной мощностью 1583,45 кВт;	2	секции	РУ-10 кВ
– 9 точка – вновь сооружаемая ячейка РП-10 кВ № нов.1 – с максимальной мощностью 2082,35 кВт;	1	секции	РУ-10 кВ
– 10 точка – вновь сооружаемая ячейка РП-10 кВ № нов.1 – с максимальной мощностью 2082,35 кВт.	2	секции	РУ-10 кВ

Схема присоединения к электрическим сетям ПАО «Россети Московский регион» обеспечивает электроснабжение энергопринимающих устройств Заявителя в точках присоединения в объеме: на I этапе – 5000 кВт по второй категории надежности электроснабжения, на II этапе – 6028 кВт по второй категории надежности электроснабжения, на III этапе – 7112 кВт по второй категории надежности электроснабжения, на IV этапе – 7998,2 кВт по второй категории надежности электроснабжения, на V этапе – 8826,6 кВт по второй категории надежности электроснабжения, на VI этапе – 8946,8 кВт по второй категории надежности электроснабжения, на VII этапе – 9345,9 кВт по второй категории надежности электроснабжения, на VIII этапе – 9488,9 кВт по второй категории надежности электроснабжения, на IX этапе – 9606 кВт по второй категории надежности электроснабжения, на X этапе – 9941,2 кВт по второй категории надежности электроснабжения, на XI этапе – 10696,8 кВт по второй категории надежности электроснабжения, на XII этапе – 10753,5 кВт по второй категории надежности электроснабжения, на XIII этапе – 11685,2 кВт по второй категории надежности электроснабжения, на XIV этапе – 12502,5 кВт по второй категории надежности электроснабжения, на XV этапе – 13074,3 кВт по второй категории надежности электроснабжения, на XVI этапе – 13177,2 кВт по второй категории надежности электроснабжения, на XVII этапе – 13997,6 кВт по второй категории надежности электроснабжения, на XVIII этапе – 25000 кВт по второй категории надежности электроснабжения.

1. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОСНОВНОМУ (ПЕРВИЧНОМУ) ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОМУ ОБОРУДОВАНИЮ

Выполнить в сроки, устанавливаемые Договором об осуществлении технологического присоединения, но не позднее окончания срока действия настоящих технических условий, следующие мероприятия:

На I этапе:

1.1. Расширение 1 с.ш. и 2 с.ш. РУ-10 кВ ЦРП № 104 с установкой по 1 ячейке на каждой секции шин.

1.2. Строительство РП, РТП (ТП)-10 кВ. Тип и количество определить проектом. В РТП (ТП)-10 кВ смонтировать трансформаторы 10/0,4 кВ. Мощность трансформаторов определить проектом. Запитать новые РП, РТП (ТП)-10 кВ от точек присоединения путем строительства КВЛ / ВЛ / КЛ-10 кВ. Количество ЛЭП, длину трассы, марку и сечение провода / кабеля определить проектом.

На II этапе:

1.3. Строительство двухсекционного распределительного пункта 10 кВ, 1 шт. (РП-10 кВ №нов.2). В РУ-10 кВ РП установить 16 ячеек. Размещение РП выполнить на границе земельного участка Заявителя. Предусмотреть возможность круглогодичного подъезда персонала к РП.

1.4. Строительство КЛ-10 кВ, 2 шт. от КЛ-10 кВ ф.317 и ф.422 от ПС № 420 Долгопрудная до 1-ой и 2-ой с.ш. РУ-10 кВ РП № нов.2. Протяженность каждой одножильной КЛ с пластмассовой изоляцией, сечением кабелей 500 кв. мм. – 0,2 км, из них:

- протяженность каждой КЛ в траншее – 0,16 км;
- протяженность каждой КЛ, прокладываемой путем ГНБ, выполняется двумя трубами диаметром 225 кв.мм. – 0,04 км.

1.5. Строительство РП, РТП (ТП)-10 кВ. Тип и количество определить проектом. В РТП (ТП)-10 кВ смонтировать трансформаторы 10/0,4 кВ. Мощность трансформаторов определить проектом. Запитать новые РП, РТП (ТП)-10 кВ от точек присоединения путем строительства КВЛ / ВЛ / КЛ-10 кВ. Количество ЛЭП, длину трассы, марку и сечение провода / кабеля определить проектом.

На III этапе:

1.6. Строительство РП, РТП (ТП)-10 кВ. Тип и количество определить проектом. В РТП (ТП)-10 кВ смонтировать трансформаторы 10/0,4 кВ. Мощность трансформаторов определить проектом. Запитать новые РП, РТП (ТП)-10 кВ от точек присоединения путем строительства КВЛ / ВЛ / КЛ-10 кВ. Количество ЛЭП, длину трассы, марку и сечение провода / кабеля определить проектом.

На IV этапе:

1.7. В РТП (ТП)-10 кВ смонтировать трансформаторы 10/0,4 кВ. Мощность трансформаторов определить проектом. Запитать новые РП, РТП (ТП)-10 кВ от точек присоединения путем строительства КВЛ / ВЛ / КЛ-10 кВ. Количество ЛЭП, длину трассы, марку и сечение провода / кабеля определить проектом.

На V этапе:

1.8. В РТП (ТП)-10 кВ смонтировать трансформаторы 10/0,4 кВ. Мощность трансформаторов определить проектом. Запитать новые РП, РТП (ТП)-10 кВ от точек присоединения путем строительства КВЛ / ВЛ / КЛ-10 кВ. Количество ЛЭП, длину трассы, марку и сечение провода / кабеля определить проектом.

На VI этапе:

1.9. Строительство двухсекционного распределительного пункта 10 кВ, 1 шт. (РП-10 кВ №нов.1). В РУ-10 кВ РП установить 14 ячейки. Размещение РП выполнить на границе земельного участка Заявителя. Предусмотреть возможность круглогодичного подъезда персонала к РП.

1.10. Строительство КЛ-10 кВ, 2 шт. от КЛ-10 кВ ф.504 и ф.604 ПС № 688 Планерная до 1-ой и 2-ой с.ш. РУ-10 кВ РП № нов.1. Протяженность каждой одножильной КЛ с пластмассовой изоляцией, сечением кабелей 500 кв. мм. – 0,6 км, из них:

- протяженность каждой КЛ в траншее – 0,48 км;
- протяженность каждой КЛ, прокладываемой путем ГНБ, выполняется двумя трубами диаметром 225 кв.мм. – 0,12 км.

1.11. Строительство КЛ-10 кВ, 2 шт. от КЛ-10 кВ ф.503 и ф.603 ПС № 688 Планерная до 1-ой и 2-ой с.ш. РУ-10 кВ РП № нов.2. Протяженность каждой одножильной КЛ с пластмассовой изоляцией, сечением кабелей 500 кв. мм. – 0,58 км, из них:

- протяженность каждой КЛ в траншее – 0,46 км;
- протяженность каждой КЛ, прокладываемой путем ГНБ, выполняется двумя трубами диаметром 225 кв.мм. – 0,12 км.

1.12. Строительство РП, РТП (ТП)-10 кВ. Тип и количество определить проектом. В РТП (ТП)-10 кВ смонтировать трансформаторы 10/0,4 кВ. Мощность трансформаторов определить проектом. Запитать новые РП, РТП (ТП)-10 кВ от точек присоединения путем строительства КВЛ / ВЛ / КЛ-10 кВ. Количество ЛЭП, длину трассы, марку и сечение провода / кабеля определить проектом.

На VII этапе:

1.13. В РТП (ТП)-10 кВ смонтировать трансформаторы 10/0,4 кВ. Мощность трансформаторов определить проектом. Запитать новые РП, РТП (ТП)-10 кВ от точек присоединения путем строительства КВЛ / ВЛ / КЛ-10 кВ. Количество ЛЭП, длину трассы, марку и сечение провода / кабеля определить проектом.

На VIII этапе:

1.14. В РТП (ТП)-10 кВ смонтировать трансформаторы 10/0,4 кВ. Мощность трансформаторов определить проектом. Запитать новые РП, РТП (ТП)-10 кВ от точек присоединения путем строительства КВЛ / ВЛ / КЛ-10 кВ. Количество ЛЭП, длину трассы, марку и сечение провода / кабеля определить проектом.

На IX этапе:

1.15. В РТП (ТП)-10 кВ смонтировать трансформаторы 10/0,4 кВ. Мощность трансформаторов определить проектом. Запитать новые РП, РТП (ТП)-10 кВ от точек присоединения путем строительства КВЛ / ВЛ / КЛ-10 кВ. Количество ЛЭП, длину трассы, марку и сечение провода / кабеля определить проектом.

На X этапе:

1.16. В РТП (ТП)-10 кВ смонтировать трансформаторы 10/0,4 кВ. Мощность трансформаторов определить проектом. Запитать новые РП, РТП (ТП)-10 кВ от точек присоединения путем строительства КВЛ / ВЛ / КЛ-10 кВ. Количество ЛЭП, длину трассы, марку и сечение провода / кабеля определить проектом.

На XI этапе:

1.17. В РТП (ТП)-10 кВ смонтировать трансформаторы 10/0,4 кВ. Мощность трансформаторов определить проектом. Запитать новые РП, РТП (ТП)-10 кВ от точек присоединения путем строительства КВЛ / ВЛ / КЛ-10 кВ. Количество ЛЭП, длину трассы, марку и сечение провода / кабеля определить проектом.

На XII этапе:

1.18. В РТП (ТП)-10 кВ смонтировать трансформаторы 10/0,4 кВ. Мощность трансформаторов определить проектом. Запитать новые РП, РТП (ТП)-10 кВ от точек присоединения путем строительства КВЛ / ВЛ / КЛ-10 кВ. Количество ЛЭП, длину трассы, марку и сечение провода / кабеля определить проектом.

На XIII этапе:

1.19. В РТП (ТП)-10 кВ смонтировать трансформаторы 10/0,4 кВ. Мощность трансформаторов определить проектом. Запитать новые РП, РТП (ТП)-10 кВ от точек присоединения путем строительства КВЛ / ВЛ / КЛ-10 кВ. Количество ЛЭП, длину трассы, марку и сечение провода / кабеля определить проектом.

На XIV этапе:

1.20. В РТП (ТП)-10 кВ смонтировать трансформаторы 10/0,4 кВ. Мощность трансформаторов определить проектом. Запитать новые РП, РТП (ТП)-10 кВ от точек присоединения путем строительства КВЛ / ВЛ / КЛ-10 кВ. Количество ЛЭП, длину трассы, марку и сечение провода / кабеля определить проектом.

На XV этапе:

1.21. В РТП (ТП)-10 кВ смонтировать трансформаторы 10/0,4 кВ. Мощность трансформаторов определить проектом. Запитать новые РП, РТП (ТП)-10 кВ от точек присоединения путем строительства КВЛ / ВЛ / КЛ-10 кВ. Количество ЛЭП, длину трассы, марку и сечение провода / кабеля определить проектом.

На XVI этапе:

1.22. В РТП (ТП)-10 кВ смонтировать трансформаторы 10/0,4 кВ. Мощность трансформаторов определить проектом. Запитать новые РП, РТП (ТП)-10 кВ от точек присоединения путем строительства КВЛ / ВЛ / КЛ-10 кВ. Количество ЛЭП, длину трассы, марку и сечение провода / кабеля определить проектом.

На XVII этапе:

1.23. В РТП (ТП)-10 кВ смонтировать трансформаторы 10/0,4 кВ. Мощность трансформаторов определить проектом. Запитать новые РП, РТП (ТП)-10 кВ от точек присоединения путем строительства КВЛ / ВЛ / КЛ-10 кВ. Количество ЛЭП, длину трассы, марку и сечение провода / кабеля определить проектом.

На XVIII этапе:

1.24. В РТП (ТП)-10 кВ смонтировать трансформаторы 10/0,4 кВ. Мощность трансформаторов определить проектом. Запитать новые РП, РТП (ТП)-10 кВ от точек присоединения путем строительства КВЛ / ВЛ / КЛ-10 кВ. Количество ЛЭП, длину трассы, марку и сечение провода / кабеля определить проектом.

2. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОБОРУДОВАНИЮ СИСТЕМ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ

2.1. Оснастить объекты электросетевого хозяйства классом напряжения 110 кВ и выше, указанные в разделе 1 настоящих технических условий, микропроцессорными устройствами и/или комплексами релейной защиты и автоматики (РЗА) в соответствии с требованиями к оснащению линий электропередачи и оборудования объектов электроэнергетики классом напряжения 110 кВ и выше устройствами и комплексами релейной защиты и автоматики, а также к принципам функционирования устройств и комплексов релейной защиты и автоматики, утвержденными приказом Минэнерго России от 13.02.2019 № 101 (далее – Приказ № 101) и требованиями к релейной защите и автоматике различных видов и ее функционированию в составе энергосистемы, утвержденными приказом Минэнерго России от 10.07.2020 № 546. Каналы связи устройств и/или комплексов РЗА должны соответствовать требованиям к каналам связи для функционирования релейной защиты и автоматики, утвержденным приказом Минэнерго России от 13.02.2019 № 97.

2.2. Оснастить объекты электросетевого хозяйства 6-35 кВ, указанные в разделе 1 настоящих технических условий, микропроцессорными устройствами РЗА. Устройства РЗА должны обеспечивать свою правильную работу при частоте 45,0-55,0 Гц.

2.3. Оснастить впервые вводимое основное (первичное) электротехническое оборудование на объекте электросетевого хозяйства, указанном в пункте 1.3, 1.9 настоящих технических условий, устройствами сбора и передачи телеинформации в ПАО «Россети Московский регион» по двум независимым каналам связи,

исключающим возможность одновременного отказа (вывода из работы) по общей причине.

Технические характеристики и схемы каналов связи, точки измерения и объем передаваемой телеинформации согласовать с ПАО «Россети Московский регион».

2.4. Выполнить учет электроэнергии в соответствии со следующими требованиями:

- в соответствии с Типовой инструкцией по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении (РД 34.09.101-94) и требованиями правил организации учета электрической энергии на розничных рынках, установленных Основными положениями функционирования розничных рынков электрической энергии и требованиями ПУЭ;

- точки учета согласовать с ПАО «Россети Московский регион»;

- обеспечить интеграцию с АИИС КУЭ ПАО «Россети Московский регион» с организацией ежедневной передачи результатов измерения, информации о состоянии средств измерения и объектов измерения в соответствии с требованиями правил организации учета электрической энергии на розничных рынках, установленных Основными положениями функционирования розничных рынков электрической энергии.

2.5. Оснастить перечисленные в разделе 2 настоящих технических условий устройства источниками бесперебойного электропитания аккумуляторного или иных типов для предотвращения их отказа при возникновении аварийных электроэнергетических режимов.

3. ТРЕБОВАНИЯ К ЭНЕРГОПРИНИМАЮЩИМ УСТРОЙСТВАМ

3.1. Обеспечить подключение энергопринимающих устройств Заявителя под действие устройств противоаварийной автоматики (в том числе АЧР). Устройства противоаварийной автоматики должны соответствовать требованиям Приказа № 101.

3.2. В случае выявления при проектировании согласно пункту 4.1 настоящих технических условий возможности нарушения соотношения потребления активной и реактивной мощности: нарушение критерия $\text{tg } \varphi \leq 0,4$ в точках присоединения к электрическим сетям ПАО «Россети Московский регион» энергопринимающих устройств Заявителя, в целях поддержания соотношения потребления активной и реактивной мощности оснастить объекты электросетевого хозяйства Заявителя, указанные в разделе 1 настоящих технических условий, средствами компенсации реактивной мощности и автоматикой регулирования напряжения и поддержания соотношений потребления активной и реактивной мощности.

При проведении расчетов, определяющих необходимость оснащения объекта электросетевого хозяйства Заявителя средствами компенсации реактивной мощности и автоматикой регулирования напряжения, и при проектировании согласно пункту 4.1 настоящих технических условий нормально допускаемые и предельно допускаемые значения отклонения на вводах приемников электрической энергии принять соответственно $\pm 5\%$ и $\pm 10\%$ от номинального напряжения электрической сети.

3.3. В связи с наличием нагрузок, искажающих форму кривой электрического тока и вызывающих несимметрию напряжения и тока в точках присоединения, установить в электрических сетях Заявителя:

3.3.1 Фильтрокомпенсирующие и симметрирующие (в пофазном исполнении) устройства, исключаяющие нарушение качества электроэнергии в соответствии с ГОСТ 32144-2013 в точках присоединения к электрическим сетям ПАО «Россети Московский регион».

3.3.2 Средства измерения и регистрации качества электроэнергии и соотношения потребления активной и реактивной мощности с передачей указанной информации в автоматизированную систему ПАО «Россети Московский регион», показатели качества электроэнергии должны передаваться в объеме в соответствии с ГОСТ 32144-2013.

3.4. При наличии непрерывных технологических процессов, нарушение которых связано с высокими материальными затратами, оснастить электрические сети Заявителя средствами, обеспечивающими нечувствительность систем управления непрерывным технологическим процессом к провалам напряжения в соответствии с ГОСТ 32144-2013 в сети 35 кВ и выше.

3.5. В случае, если для обеспечения электроснабжения электроприемников аварийной и (или) технологической брони требуется наличие автономных резервных источников питания, Заявитель обеспечивает установку автономных резервных источников питания с автоматикой, обеспечивающей автоматический запуск и исключающей подачу напряжения от автономных источников в сеть энергосистемы. Заявитель обязан поддерживать устанавливаемые автономные резервные источники питания в состоянии готовности к использованию при возникновении внеплановых отключений, введении аварийных ограничений режима потребления электрической энергии (мощности) или использовании противоаварийной автоматики.

4. ПОРЯДОК ВЫПОЛНЕНИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ ПРИСОЕДИНЕНИЮ

4.1. Заявитель выполняет мероприятия, указанные в пунктах 1.2, 1.5 - 1.8, 1.12 - 1.24, с учетом требований разделов 2 и 3 настоящих технических условий, включая разработку проектной и рабочей документации. Заявитель обязан согласовать задание на проектирование, проектную и рабочую документацию с ПАО «Россети Московский регион».

4.2. ПАО «Россети Московский регион» выполняет мероприятия, указанные в пунктах 1.1, 1.3, 1.4, 1.9 - 1.11 с учетом требований раздела 2 настоящих технических условий, включая разработку проектной и рабочей документации.

При необходимости выполнения работ по модернизации (замене) систем технологического управления на объектах третьих лиц затраты на такие работы должны быть разделены по соответствующим объектам, урегулирование отношений с третьими лицами по выполнению работ на принадлежащих им объектах осуществляет ПАО «Россети Московский регион».

4.3. В случае если в ходе проектирования возникает необходимость частичного отступления от настоящих технических условий, такие отступления подлежат согласованию с ПАО «Россети Московский регион» и Филиалом АО «СО ЕЭС» Московское РДУ с корректировкой утвержденных технических условий.

4.4. Провести проверку выполнения настоящих технических условий с участием представителей ПАО «Россети Московский регион» и Филиала АО «СО ЕЭС» Московское РДУ (для каждого этапа, предусмотренного настоящими техническими условиями). После проведения проверки получить от ПАО «Россети Московский регион» акт о выполнении настоящих технических условий, согласованный Филиалом АО «СО ЕЭС» Московское РДУ (для каждого этапа, предусмотренного настоящими техническими условиями).

4.5. Соблюдение настоящих технических условий носит длящийся характер и является обязательным для Заявителя и ПАО «Россети Московский регион» после выполнения мероприятий по технологическому присоединению.

В случае осуществления Заявителем в дальнейшем строительства объекта по производству электрической энергии, не имеющего точек присоединения непосредственно к объектам электросетевого хозяйства ПАО «Россети Московский регион», но при этом опосредованно через объекты электросетевого хозяйства иных лиц (в том числе электрические сети Заявителя) присоединяемого к электрическим сетям ПАО «Россети Московский регион», Заявителем должны быть получены отдельные технические условия на технологическое присоединение такого объекта по производству электрической энергии к электрическим сетям ПАО «Россети Московский регион».

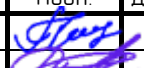
Директор департамента
перспективного развития сети и инженерного
обеспечения технологического присоединения
ПАО «Россети Московский регион»

 Ю.А. Любимов

Содержание		
Лист	Наименование	Примечание
1	Общие данные	
2	Ведомость документов основного комплекта рабочих чертежей	
3	Ведомость ссылочных и прилагаемых документов	

Принятые технические решения соответствуют требованиям действующих норм и правил и обеспечивают безопасную для жизни и здоровья людей эксплуатацию объекта при соблюдении предусмотренных мероприятий.			
Должность	Фамилия	Подпись	Дата
ГИП	Дроздов		

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

					33164 7.10.25-ЭС.РП1.ТМ.ОД			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Телемеханика РП-10 кВ №нов.1	Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Попов					Р	1	3
Пров.	Дроздов							
Общие данные								

Ведомость документов основного комплекта рабочей документации

Обозначение	Наименование	Примечание
33164.7.10.25-ЭС.РП1.ТМ.ОД	Общие данные	
33164.7.10.25-ЭС.РП1.ТМ.П2	Пояснительная записка	
33164.7.10.25-ЭС.РП1.ТМ.В1	Описание информационного обеспечения	
33164.7.10.25-ЭС.РП1.ТМ.КЖ	Кабельный журнал	
33164.7.10.25-ЭС.РП1.ТМ.ВР	Ведомость монтажных и пуско-наладочных работ	
33164.7.10.25-ЭС.РП1.ТМ.С1.1	Схема структурная комплекса телемеханики	
33164.7.10.25-ЭС.РП1.ТМ.С1.2	Схема связи	
33164.7.10.25-ЭС.РП1.ТМ.В0	Монтажная схема комплекта ТМ «ТОРАЗ КП РП.РТУ.Р4.16ДИ.РWR.АУ.ISS»	
33164.7.10.25-ЭС.РП1.ТМ.СБ	Схема внутренних соединений комплекта ТМ «ТОРАЗ КП РП.РТУ.Р4.16ДИ.РWR.АУ.ISS»	
33164.7.10.25-ЭС.РП1.ТМ.С4	Схема подключений внешних проводок комплекта ТМ	
33164.7.10.25-ЭС.РП1.ТМ.С5	Схемы подключения устройств ТМ в ячейках КРУ	
33164.7.10.25-ЭС.РП1.ТМ.С7	План расположения оборудования ТМ	
33164.7.10.25-ЭС.РП1.ТМ.В4	Спецификация оборудования и материалов	
33164.7.10.25-ЭС.РП1.ТМ.ВР	Ведомость объемов работ	

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

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

33164.7.10.25-ЭС.РП1.ТМ.ОД

Ведомость ссылочных и прилагаемых документов

Обозначение	Наименование	Примечание
	<u>Прилагаемые документы</u>	
331647.10.25-ЭС.ОТР	Опросный лист. РП-10 кВ № нов.1	
331647.10.25-ЭС.ОТР	Компоновка. РП-10 кВ № нов.1	

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

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

331647.10.25-ЭС.РП1.ТМ.ОД

СОДЕРЖАНИЕ

1.	Общие положения.....	2
1.1.	Наименование объекта.....	2
1.2.	Наименование проектируемой системы.....	2
1.3.	Стадия проектирования.....	2
1.4.	Назначение системы.....	2
1.5.	Соответствие проекта телемеханики РП действующим правилам и нормам.....	2
1.6.	Сведения об использовании нормативно-технических документов при проектировании.....	3
2.	Описание объектов автоматизации.....	4
3.	Описание процесса деятельности.....	5
3.1.	Функционирование в нормальном режиме.....	5
3.2.	Пуск и останов системы.....	5
4.	Основные технические решения.....	6
4.1.	Решения по структуре системы, средствам и способам связи для информационного обмена между компонентами системы.....	6
4.2.	Структура телемеханики РП.....	6
4.3.	Функции системы телемеханики.....	7
4.3.1.	Телеуправление.....	7
4.3.2.	Телесигнализация.....	10
4.3.3.	Телеизмерение.....	10
4.3.4.	Синхронизация времени.....	12
5.	Электропитание устройств телемеханики.....	13
6.	Заземление технических средств АСУ.....	15
7.	Решения по обеспечению информационной безопасности.....	16

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

					33164 7.10.25-ЭС.РП1.ТМ.П2			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Телемеханика РП-10 кВ №нов.1	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Попов				Р	1	19
Пров.		Дроздов						
					Пояснительная записка	 ТЕХНОЛОГ		

1.5.6. АСДУ соответствует требованиям надежности, установленным к группе 2 по ГОСТ 26.205.

1.6. Сведения об использовании нормативно-технических документов при проектировании

1.6.1. ГОСТ 24.104–85. Автоматизированные системы управления. Общие требования.

1.6.2. ГОСТ 34.601–90. Автоматизированные системы. Стадии создания.

1.6.3. РД 50–34.698–90 Автоматизированные системы. Требования к содержанию документов.

1.6.4. ГОСТ 26.205–88 Комплексы и устройства телемеханики. Общие технические условия.

Цели и назначение системы ТМ.

1.6.5. ГОСТ Р МЭК 870–1–1–93. Устройства и системы телемеханики. Основные положения.

1.6.6. Устройства телемеханики ИТДС (ТОРАЗ) НВДЗ. Руководство по эксплуатации.

Инв. № подл.	Подп. и дата					
	Инв. № докл.					
	Взам. Инв. №					
	Подп. и дата					
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	33164 7.10.25–ЭС.РП1.ТМ.П2	Лист
						3

2. Описание объектов автоматизации

РП 10 кВ представляет собой двухсекционное распределительное устройство, имеющее по одному вводу на секцию, и комплектуются ячейками К-107, Российского производства.

Функции защитной автоматики реализованы на микропроцессорных устройствах защиты Сириус-2, Российского производства.

Питание оперативных цепей и собственных каждой секции РП осуществляется переменным током ~220В от шкафа собственных нужд (ШПСН). Предусмотрена возможность автоматического переключения питания оперативных цепей на питание от соседней секции.

Для питания собственных нужд в секции РП устанавливаются ШПСН.

Диспетчерскому контролю, в соответствии с техническими требованиями, подлежат следующие ячейки:

- ячейки ввода;
- ячейки секционного выключателя;
- ячейки отходящей линии;
- ячейки ТН;
- ячейки ТСН

Диспетчерскому управлению, в соответствии с техническими требованиями, подлежат следующие ячейки:

- ячейки ввода;
- ячейки секционного выключателя;
- ячейки отходящей линии.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №	Инв. № дцл.	Подп. и дата						
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	331647.10.25-ЭС.РП1.ТМ.П2					Лист
										4

3. Описание процесса деятельности

3.1. Функционирование в нормальном режиме.

В нормальном режиме функционирование системы должно протекать в автономном режиме.

Сбор, обработка, архивирование данных должны протекать автоматически, согласно требуемой периодичности, без запросов и заданий каких-либо функций со стороны эксплуатирующего персонала.

Ввод данных в систему осуществляется посредством автоматических датчиков и измерительных приборов.

Опрос каналов ввода информации модулями нижнего уровня осуществляется циклически.

Формирование информационных сигналов, передаваемых на верхний уровень, как дискретных, так и аналоговых, осуществляется как спорадически (при этом формирование сигналов дискретных величин осуществляется по изменению величины, а аналоговых величин – с применением метода апертур), так и циклически (по глобальному опросу с заданной периодичностью).

3.2. Пуск и останов системы

Предусматривается автоматический пуск всех элементов системы при подаче питания. При этом очередность запуска функциональных узлов системы значения не имеет.

В системе не предусматривается никаких пользовательских настроек при пуске системы, кроме регистрации пользователя с соответствующими правами, путем ввода имени и пароля.

Функционирование системы предусматривается в безостановочном режиме, то есть останов системы, либо ее частей пользовательскими средствами не предусматривается. Вывод системы из работы осуществляется обслуживающим персоналом.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №	Инв. № докл.	Подп. и дата	33164 7.10.25–ЭС.РП1.ТМ.П2					Лист
										5
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата						

- Блокировка дистанционного включения в местном режиме управления;
- Блокировка включения при отсутствии готовности устройств защитной автоматики;
- Блокировка включения ячейки линии к силовому трансформатору при срабатывании 1 и 2 ступени тепловой защиты;
- Блокировка включения выключателя при заземлении сборных шин (при наличии ячейки заземления сборных шин);
- Блокировка включения при отсутствии готовности привода (не взведена пружина);
- Блокировка включения вводного выключателя при включенном секционном выключателе и одновременно включенном вводе на противоположной секции;
- Блокировка включения секционного выключателя при включенных вводах обеих секций;
- Противоповторная блокировка (блокировка от повторного включения в случае постоянного замыкания канала включения ячейки);
- Механическая блокировка от включения при не вкваченном выкатном элементе и не закрытой панели ячейки.

В цепях отключения ячеек блокировок нет.

Для успешного выполнения команд ТУ требуется выполнение следующих условий:

- Наличие напряжения в цепях оперативного тока ячеек;
- Все автоматы питания схемы управления ячейкой должны быть включены;
- Ключ переключения режимов управления ячейкой должен быть в положении «Дистанция»;
- Ключ «Разрешение ТУ» из состава комплекта телемеханики, должен быть замкнут.

При этом, команда включения уже включенного выключателя, как и команда отключения уже отключенного выключателя не приведет к изменению положения коммутационного аппарата.

Работа в дистанционном режиме

В этом режиме ключ переключения режимов управления находится в положении «дистанция». При этом его контакт замкнут и через него подается напряжение в цепи управления выключателем.

Команды телеуправления устройство телемеханики TOPAZ HVD3-RTU7 выполняет путем подачи управляющих импульсов в цепи управления выключателем. При замыкании цепи включения (Com-ON) формируется управляющее воздействие на орган управления выключателя, в результате чего выключатель включается. Длительность управляющего воздействия должна быть равной 2000мс. При замыкании цепи включения уже включенного выключателя, цепь органа управления обрывается внутренним автоблокировочным контактом выключателя.

При замыкании цепи отключения в устройстве телемеханики (Com-OFF) формируется управляющее воздействие на электромагнит отключения выключателя, в результате чего выключатель отключается. Длительность управляющего воздействия должна быть равной 2000мс. При замыкании цепи отключения уже отключенного выключателя, цепь органа управления обрывается внутренним автоблокировочным контактом выключателя.

33164 7.10.25-ЭС.РП1.ТМ.П2

Лист

8

Работа в местном режиме

В этом режиме ключ переключения режимов управления находится в положении «местное». При этом его контакт разомкнут и обрывает цепи управления выключателем, делая невозможным управление от устройства телемеханики.

4.3.1.2. Описание работы устройств, реализующих функцию телеуправления

Использование комбинации электронного ключа и электромеханического реле в каналах управления, исключает возможность выдачи ложной команды ТУ при неисправности одного из элементов тракта, а также обеспечивает отсутствие дуги при коммутации и механический разрыв цепи в отключенном состоянии (рисунок 1).

Каналы управления гальванически изолированы и рассчитаны на коммутируемое напряжение $\sim/ = 24 \dots 220$ В. Каналы управления ON (включения) и OFF (отключения) содержат два электромеханических реле (K1 и K2) соединенных последовательно с силовым электронным ключом (K3). Канал управления RF (разрешение фиксации) использует комбинацию одного электромеханического реле (K4) соединенного последовательно с силовым электронным ключом (K5).

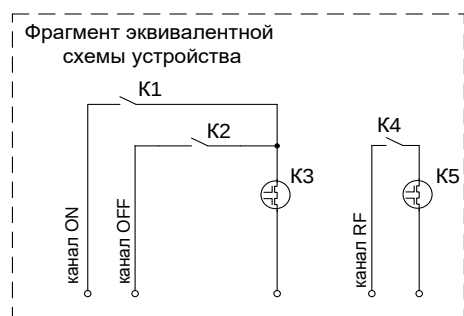


Рисунок 1.

При подаче любой команды ТУ в первую очередь происходит проверка каналов управления устройства (ON, OFF, RF), с исключением возможности выдачи управляющего воздействия на исполнительные цепи. При неисправности одного из элементов тракта, на верхний уровень выдается сообщение о неисправности. В случае если неисправность не обнаружена, команда управления продолжает выполняться.

По команде «включить», включаются электромеханические реле K1, следом с задержкой в 100 мс включается электронный ключ K3. Через установленное время, задаваемое при помощи программы «ТОPAZ HVD3 Конфигуратор», отключается электронный ключ K3 и с задержкой 150–200 мс отключаются электромеханическое реле K1.

По команде «отключить», включаются электромеханическое реле K4 и K2, следом с задержкой в 100 мс включаются электронный силовой ключ K5 и еще через 100 мс включается электронный силовой ключ K3. Через установленное время, задаваемое при помощи программы «ТОPAZ HVD3 Конфигуратор», отключаются оба электронных силовых ключа K3 и K5 и с задержкой в 150–200 мс отключаются электромеханические реле K2 и K4.

Устройство выполняет за один раз не более одной команды. В момент выполнения все остальные команды игнорируются.

В устройстве реализована функция защиты от случайного управляющего воздействия на объект. На внешний клеммник устройства выведен контакт EnRC. В нормальном положении на этот контакт должен быть подан потенциал +24 В, в этом случае телеуправление будет разрешено. Для запрета телеуправления необходимо снять потенциал +24 В с клеммы EnRC.

4.3.2. Телесигнализация

В качестве датчиков ТС используются контактные группы, имеющие два состояния, замкнут/разомкнут, выведенные на внешние клеммы ячеек или непосредственно на устройство телемеханики, установленное в ячейке.

4.3.3. Телеизмерение

4.3.3.1. Описание функции

Для выполнения телеизмерения силы тока, на контролируемых присоединениях устанавливаются трансформаторы тока. Измерительные цепи от трансформаторов тока выводятся на проходные клеммники. Проходные клеммы измерительных цепей трансформаторов тока должны обеспечивать возможность закарачивания вторичных цепей трансформаторов при замене устройств телемеханики.

Для выполнения измерений в системе телемеханики согласно опросного листа применяются трансформаторы тока Т0/1–10 класса точности 0,5, которые поставляются в комплекте с РУ–10 кВ. Что соответствует требованиям ПУЭ п 1.5.16 и 3.4.5.

Для выполнения функций телеизмерений настоящим проектом предусматриваются устройства телемеханики, имеющие в своем составе трехэлементные многофункциональные измерители электрических величин, позволяющие осуществлять измерения токов, напряжений, электрической мощности и энергии по каждому присоединению трехфазной сети.

Присоединение измерителей на РП 10 кВ осуществляется по трансформаторной схеме с тремя трансформаторами тока.

4.3.3.2. Описание работы устройств, реализующих функцию телеизмерения

Модуль обеспечивает измерение напряжения и токов нагрузки по трем фазам присоединения с точностью, не хуже 0,5S. Устройство предназначено для измерения следующих номинальных значений токов и напряжений (фазных/линейных):

$$I = 1A, \quad U = 3 \times 57,7/100V$$

$$I = 1A, \quad U = 3 \times 230/400V$$

$$I = 5A, \quad U = 3 \times 57,7/100V$$

$$I = 5A, \quad U = 3 \times 230/400V$$

Выбор измеряемых номинальных значений тока и напряжения осуществляется программно, что позволяет использовать единую аппаратную платформу для различных номиналов измеряемых величин.

Учет электроэнергии. Модуль обеспечивает измерение активной и реактивной энергии в прямом и обратном направлении по каждой фазе и суммарно по трем фазам.

Измерительная часть устройства (ТОРАЗ НВД3–RTU7) выполнена на основе специализированной измерительной микросхемы. Блок измерения осуществляет выборки мгновенных значений величин

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №	Инв. № докл.	Подп. и дата	электрических величин, позволяющие осуществлять измерения токов, напряжений, электрической мощности и энергии по каждому присоединению трехфазной сети.
					Присоединение измерителей на РП 10 кВ осуществляется по трансформаторной схеме с тремя трансформаторами тока.
					4.3.3.2. Описание работы устройств, реализующих функцию телеизмерения
					Модуль обеспечивает измерение напряжения и токов нагрузки по трем фазам присоединения с точностью, не хуже 0,5S. Устройство предназначено для измерения следующих номинальных значений токов и напряжений (фазных/линейных):
					$I = 1A, \quad U = 3 \times 57,7/100V$
					$I = 1A, \quad U = 3 \times 230/400V$
					$I = 5A, \quad U = 3 \times 57,7/100V$
					$I = 5A, \quad U = 3 \times 230/400V$
					Выбор измеряемых номинальных значений тока и напряжения осуществляется программно, что позволяет использовать единую аппаратную платформу для различных номиналов измеряемых величин.
					Учет электроэнергии. Модуль обеспечивает измерение активной и реактивной энергии в прямом и обратном направлении по каждой фазе и суммарно по трем фазам.
					Измерительная часть устройства (TOPAZ HVD3-RTU7) выполнена на основе специализированной измерительной микросхемы. Блок измерения осуществляет выборки мгновенных значений величин
Изм.	Лист	№ докум	Подп.	Дата	

33164 7.10.25–ЭС.РП1.ТМ.П2

Лист

10

напряжения (посредством резистивных делителей напряжения) и тока (посредством высоколинейных трансформаторов тока). Время выборки составляет 0,4 мкс. В соответствии с калибровочными коэффициентами (хранящимися в памяти EEPROM микроконтроллера) по выборкам напряжения и тока, блок измерения производит вычисление значений напряжения, тока, частоты, активной, реактивной и полной мощности. Вычисления токов и напряжений в каждой фазе и значений мощностей производится по следующим формулам:

$$\text{для тока: } I = \sqrt{\frac{\sum_{i=0}^{n-1} I_i^2}{n}},$$

$$\text{для напряжения: } U = \frac{\sum_{i=0}^{n-1} |U_i|}{n},$$

$$\text{для активной мощности: } P = \frac{\sum_{i=0}^{n-1} U_i \cdot I_i}{n},$$

$$\text{для полной мощности: } S = \frac{\sum_{i=0}^{n-1} |U_i|}{n} \cdot \sqrt{\frac{\sum_{i=0}^{n-1} I_i^2}{n}},$$

$$\text{для реактивной мощности: } Q = \sqrt{S^2 - P^2}.$$

где U_i , I_i – выборки мгновенных значений напряжения и тока;

n – число выборок

Значение $\cos \varphi$ рассчитывается в микроконтроллере по следующей формуле:

$$\cos \varphi = \frac{P}{S}$$

Микроконтроллер, кроме обмена информации с блоком измерения, осуществляет обработку сигналов с каналов телесигнализации, каналов телеуправления и каналов дискретного контроля напряжения. Вся полученная и обработанная микроконтроллером информация передается в систему сбора данных, по последовательному интерфейсу RS-485.

Для предотвращения перегрузок каналов связи, передача сигналов ТИ (тока и напряжения) на верхний уровень производится по заданным значениям апертуры. Значения апертур (по току и по напряжению) задаются при помощи программы «HW TOPAZ HVD3 Конфигуратор».

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

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
------	------	----------	-------	------

33164.7.10.25-ЭС.РП1.ТМ.П2

4.3.4. Синхронизация времени

Прикладная функция синхронизации с единым астрономическим временем всех компонентов, входящих в состав комплексов средств телемеханики на РП 10 кВ служит для обеспечения правильной хронологической последовательности событий, которые передаются на верхний уровень, или регистрируются на месте

Серверы доступа к данным (ТОPAZ DAS MX240 E2R4) имеют возможность синхронизации времени с сервером точного времени из состава оборудования верхнего уровня по протоколу NTP, для чего в стандартный состав комплекта программного обеспечения включены соответствующие компоненты.

ТОPAZ DAS MX240 E2R4 являются так же серверами точного времени для устройств телемеханики нижнего уровня, синхронизация которых осуществляется средствами протокола МЭК 60870-101.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №	Инв. № дцкл.	Подп. и дата						
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	33164 7.10.25-ЭС.РП1.ТМ.П2					Лист
										12

Электропотребление оборудования телемеханики, электропитание которого осуществляется от блока резервного питания, представлено в таблице 1.

13

Таблица 1. Энергопотребление оборудования телемеханики.

Наименование	Кол-во	Энергопотребление (1 ед.), мА	Энергопотребление всего, мА
ТОPAZ HVD3-RTU7	16	200	3200
ТОPAZ DAS E2R4	1	350	350
ТОPAZ TM DIN16C	1	150	150
Всего:			3700

Применяемый в комплекте «ТОPAZ КП РП.RTU.R4.16DI.PWR.AU.ISS» блок резервного питания ТОPAZ AU 7AH/24V имеет емкость 7Ач.

Электропитание оборудования телемеханики от блока резервного питания ТОPAZ AU 7AH/24V будет осуществляться в течение ~1,3 часа.

Блок резервного питания ТОPAZ AU является герметичным аккумуляторным устройством, не обслуживаемым в течение всего срока эксплуатации, однако производитель рекомендует проводить два раза в год «тренировочную» разрядку до 50% заряда батареи и последующую зарядку до 100% заряда батареи.

Средний срок службы блока резервного питания ТОPAZ AU 7AH/24V составляет 10 лет в буферном режиме или более 260 циклов заряда-разряда в циклическом режиме при 100% разряде.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №	Инв. № дцкл.	Подп. и дата						
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	331647.10.25-ЭС.РП1.ТМ.П2					Лист
										14

6. Заземление технических средств АСУ.

6.1. Все внешние элементы технических средств АСУ, находящиеся под напряжением, должны иметь защиту от случайного прикосновения, а сами технические средства иметь зануление или защитное заземление в соответствии с ГОСТ 12.1.030-81 и «Правилами устройства электроустановок».

6.2. Для обеспечения электробезопасности обслуживающего персонала и нормальной работы систем АСУТП и телемеханики выполняются защитное и рабочее заземление устройств этих систем.

6.3. Зануление (защитное заземление) выполняется с учетом существующей заземляющей сети подстанции путем присоединения конструкций шкафа к закладным металлическим конструкциям (уголкам, швеллерам), соединенных с контуром заземления здания.

6.4. Рабочее заземление допускается осуществлять присоединением рабочих (схемных) точек заземления устройств кратчайшим путем к зажимам защитного заземления панелей (шкафов) и корпусов устройств.

6.5. Заземление территориально рассредоточенных технических средств ПТК должно выполняться по месту их установки.

6.6. Заземление экранов контрольных кабелей необходимо выполнить с обеих сторон. Заземление экранов кабелей межмашинного обмена выполнить с одной стороны (со стороны ШТМ).

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №	Инв. № дцкл.	Подп. и дата						
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	33164 7.10.25-ЭС.РП1.ТМ.П2					Лист
										15

7. Решения по обеспечению информационной безопасности

7.1. Меры обеспечения информационной безопасности

Система автоматизации объектов распределительной сети соответствует 3-му классу защищённости согласно приказа ФСТЭК от 14 марта 2014 г. №31 и уровню 1Г согласно требований РД «Автоматизированные системы. Защита от несанкционированного доступа. Классификация автоматизированных систем и требования по защите информации». Средства защиты информации системы соответствуют 6-му уровню доверия в соответствии с требованиями Приказа ФСТЭК России №76 от 30.07.2018 «Об утверждении Требований по безопасности информации, устанавливающие уровни доверия к СЗТИ и СОБИТ».

Информационная безопасность технических средств телемеханики объектов распределительных сетей и АСТУ ПАО «Россети Московский регион», обеспечивается следующими организационными и техническими мероприятиями:

- Организационные мероприятия по ограничению и контролю доступа на объекты предприятия. На всех РП ПАО «Россети Московский регион» установлен закрытый режим. Доступ, где установлены технические средства, разрешен только оперативному персоналу ПАО «Россети Московский регион». Доступ подрядных организаций возможен только по предварительной письменной заявке, которая в обязательном порядке проходит согласования служб, обеспечивающих безопасность ПАО «Россети Московский регион»;
- Технические мероприятия по обеспечению безопасности сети передачи данных, включая изоляцию технологической сети от сетей общего пользования, в том числе с использованием криптографической защиты (шифрование) каналов связи, а также обеспечение безопасности периметра сети, а также Мероприятия по изоляции трафика различных систем в технологической сети.
- Технические мероприятия по обеспечению информационной безопасности технических средств систем, включая реализацию механизмов защиты, контроля и ограничения доступа.
- Регулярные мероприятия по защите рабочих станций и серверов системы, включая мероприятия по формированию резервных копий баз данных и программного обеспечения;
- Регулярные мероприятия по мониторингу информационных систем.

7.2. Технические решения по обеспечению информационной безопасности

На уровне КП защита информации реализуется устанавливаемым сервером сбора данных (контроллером) TOPAZ IEC DAS MX240 E2R4 GSM с функциями шлюза безопасности (СПО TOPAZ LINUX

331647.10.25-ЭС.РП1.ТМ.П2

Лист

16

CybSec Gateway функциями шлюза безопасности в комплекте с ПО «ViPNet Client for Linux»). Указанными устройствами и ПО реализуются следующие функции:

- идентификация и аутентификация по идентификаторам (именам учетных записей). Аутентификация пользователей по паролям;
- ролевой контроль доступа для субъектов (администраторов, пользователей) к объектам (файлам);

7.3. Решение по защите каналов связи

В рамках криптографической защиты каналов связи и межсетевого экранирования реализуется на базе программируемых логических контроллеров (ТМ) с функциями шлюза безопасности «ТОPAZ IEC DAS».

Для защиты каналов связи и обеспечения совместимости с существующим техническим решением, применяемым у Заказчика ((ПАК) ViPNet Coordinator HW 4 1000(2000)), используется криптографическое средство защиты информации (СКЗИ) «ViPNet Client 4» в составе шлюза безопасности.

Основные функции шлюза безопасности обеспечивают:

- возможность построения защищённой VPN-сети и криптографической защиты информации, передаваемой с использованием стека протоколов TCP/IP, в произвольной телекоммуникационной инфраструктуре IP-сетей, включая сеть связи общего пользования;
- создание защищённых каналов посредством шифрования IP-трафика защищаемого сетевого узла и передачи этого IP-трафика на другие защищённые сетевые узлы или VPN-шлюзы;
- шифрование IP-пакетов;
- выработку имитовставки для IP-пакетов;
- постоянный контроль за состоянием служб и ведение статистики использования системных ресурсов;
- информирование о событиях сбоев служб;
- обнаружение факта сбоя службы и осуществление последующих попыток восстановления работоспособности службы;
- выполнение набора функций в соответствии с поставляемой вместе с изделием лицензией.
- СКЗИ имеет действующий сертификат ФСБ.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №	Инв. № докл.	Подп. и дата	- возможность построения защищённой VPN-сети и криптографической защиты информации, передаваемой с использованием стека протоколов TCP/IP, в произвольной телекоммуникационной инфраструктуре IP-сетей, включая сеть связи общего пользования; - создание защищённых каналов посредством шифрования IP-трафика защищаемого сетевого узла и передачи этого IP-трафика на другие защищённые сетевые узлы или VPN-шлюзы; - шифрование IP-пакетов; - выработку имитовставки для IP-пакетов; - постоянный контроль за состоянием служб и ведение статистики использования системных ресурсов; - информирование о событиях сбоя служб; - обнаружение факта сбоя службы и осуществление последующих попыток восстановления работоспособности службы; - выполнение набора функций в соответствии с поставляемой вместе с изделием лицензией. - СКЗИ имеет действующий сертификат ФСБ.	
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	33164.7.10.25-ЭС.РП1.ТМ.П2	Лист
						17

– Подсистема осуществляет контроль трафика между разными зонами и выполняет основные функции:

- сегментирование и разделение сетей;
- защита периметра информационной системы (далее — ИС);
- пакетной фильтрации трафика;
- статической и динамической трансляции сетевых адресов;
- поддержку Stateful Packet Inspection;
- организация DMZ зон;
- разделение сетевых потоков;
- балансировка нагрузки.

Функции МСЭ выполняет шлюз безопасности системы телемеханики TOPAZ IEC DAS MX240 E2R4 GSM с поддержкой функций МСЭ. Схема организации защищенного канала приведена на рисунке 1.

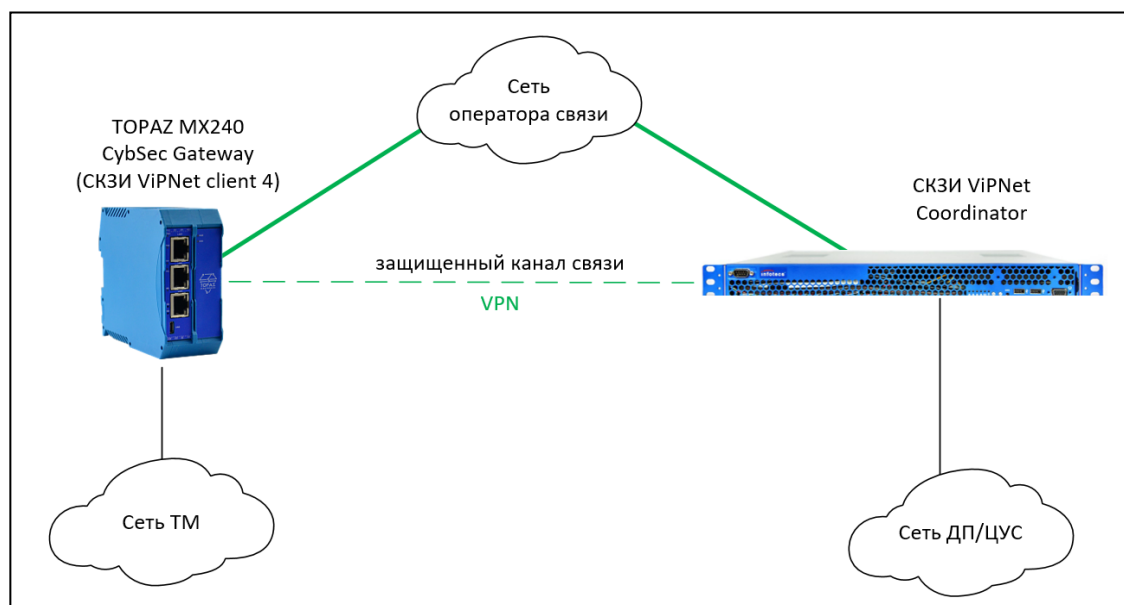


Рисунок 1. Организация защищенного канала передачи данных

Настройка разрешающих правил на МСЭ осуществляется согласно матрицы сетевого взаимодействия. Матрица сетевого взаимодействия определяется на стадии внедрения.

Администрирование МСЭ осуществляется через выделенный сетевой порт.

Протоколы/порты уточняются на стадии внедрения.

По умолчанию применяется правило «Запрещено все, что не разрешено».

7.4. Решения по защите от несанкционированного доступа

Для обеспечения защиты аппаратных средств от несанкционированного доступа предусматривается:

- Пломбирование электросчетчиков и их испытательных клеммных колодок;
- Маркирование разъемных соединений коммутационных аппаратов в цепях учета специальными номерными знаками визуального контроля.
- Данные в УСПД защищены паролями.

Корпоративная политика ПАО «Россети Московский регион» подразумевает наличие лицензионных средств безопасности в составе технологической сети передачи данных.

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

Инв. №	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	33164 7.10.25-ЭС.РП1.ТМ.П2	Лист
						19

1.	Состав информационного обеспечения.....	2
2.	Организация информационного обеспечения.....	2
3.	Организация сбора и передачи информации.....	2
4.	Состав и структура информационного обмена с контролируруемыми пунктами.....	3

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата	33164 7.10.25-ЭС.РП1.ТМ.В1 Телемеханика РП-10 кВ №нов.1 Описание информационного обеспечения	Стадия	Лист	Листов	
						Р	1	7	
	Изм.	Лист	№ докум.	Подп.		Дата			
	Разраб.	Попов							
	Пров.	Дроздов							

1. Состав информационного обеспечения

База данных системы АСТУ формируется на серверах диспетчерского пункта.

Настоящим разделом описывается объем и структура телеинформации, передаваемой на вышестоящий уровень. Данный раздел содержит необходимые сведения для формирования структуры базы данных на пункте управления.

2. Организация информационного обеспечения

Информационное обеспечение системы строится по принципу автоматического поступления в базу данных сигналов, сформированных устройствами первого уровня. Формирование баз данных устройствами второго уровня и передача баз данных между устройствами второго и третьего уровня, в настоящем проекте не рассматривается.

Данные с каждого контролируемого пункта укладываются в диапазон базы данных в соответствии адресом ASDU контролируемого пункта. Адрес ASDU определяется при привязке объекта.

Структура данных внутри каждого диапазона отражена в таблице сигналов для контролируемого пункта.

3. Организация сбора и передачи информации

Источниками сигналов и данных в системе являются устройства телемеханики, контролирующие состояние силового оборудования РП-10кВ.

Формирование дискретных сигналов осуществляется циклически, посредством процедуры «общий опрос», а так же спорадически, при изменении состояния контролируемого оборудования с присваиванием метки времени наступления события. Трансляция сигналов на верхний уровень осуществляется без обработки сигналов.

Аналоговые сигналы формируются в системе телемеханики циклически, посредством процедуры «общий опрос», а так же спорадически при выходе значений измеряемых величин за пределы установленных значений апертур. Аналоговые сигналы передаются на верхний уровень без обработки.

На верхнем уровне SCADA-системы настраиваются таблицы привязки сигналов. В базу данных заносится значение сигнала с указанием времени возникновения сигнала. Значения апертур настраиваются в устройствах телемеханики нижнего уровня.

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

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
------	------	----------	-------	------

33164 7.10.25-ЭС.РП1.ТМ.В1

При превышении значений уставок максимума и минимума измеряемых величин, устройства телемеханики формируют соответствующий телесигнал, который далее проходит по системе как обычный телесигнал.

Команда «общий опрос» инициализируется при старте и периодически в соответствии с параметром настройки протокола обмена.

4. Состав и структура информационного обмена с контролируемыми пунктами.

Структура данных телемеханики РП 10 кВ представлена в виде таблиц телесигналов, телеуправления и телеизмерений.

В таблицах приведен полный перечень сигналов с подстанции с привязкой к устройству телемеханики первого уровня, осуществляющему контроль данного параметра. В таблице приведены так же все сведения, необходимые для проведения пуско-наладочных работ на уровне контролируемого пункта, включая МЭК-адрес сигнала и адрес сигнала в базе текущих параметров сервера доступа к данным.

Таблица сигналов строится с учетом наибольшего количества сигналов, которое обеспечивают предусмотренные проектом устройства телемеханики. Для каждого не задействованного входа устройств телемеханики предусмотрен резерв в базе параметров.

В таблице сигналов принята система идентификаций контролируемых присоединений в соответствии со структурной схемой 33164.7.10.25-ЭС.РП1.ТМ С1.

4.1. Таблица сигналов для РП-10кВ

Таблица 1. Телесигнализация

№ п/п	№ ячейки	Тип ячейки	Наименование сигнала	Модуль адрес	МЭК-104 адр.
1	1	СВ-1	ВВ 10 кВ включен	RTU7(адр.1)	1.
2	1	СВ-1	ВВ 10 кВ отключен	RTU7(адр.1)	2.
3	1	СВ-1	ВЭ 10 кВ в рабочем положении	RTU7(адр.1)	3.
4	1	СВ-1	ЗН 10 кВ включен	RTU7(адр.1)	4.
5	1	СВ-1	Аварийное отключение ВВ 10 кВ	RTU7(адр.1)	5.
6	1	СВ-1	Неисправность РЗА	RTU7(адр.1)	6.
7	1	СВ-1	Срабатывание ЗДЗ	RTU7(адр.1)	7.
8	1	СВ-1	АОЦ отключены	RTU7(адр.1)	8.
9	1	СВ-1	Дистанционное управление	RTU7(адр.1)	9.
10	1	СВ-1	Ключ АВР введен	RTU7(адр.1)	10.
11	3	ТН-1	ТН 10 кВ в рабочем положении	RTU7(адр.3)	11.
12	3	ТН-1	ЗН СШ-1 10 кВ включен	RTU7(адр.3)	12.
13	3	ТН-1	Срабатывание ЗДЗ	RTU7(адр.3)	13.
14	3	ТН-1	Неисправность ЗДЗ	RTU7(адр.3)	14.
15	3	ТН-1	Земля в сети	RTU7(адр.3)	15.
16	3	ТН-1	Неисправность РЗА	RTU7(адр.3)	16.

33164.7.10.25-ЭС.РП1.ТМ.В1

Лист

3

Изм. Лист № докум. Подп. Дата

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

№ п/п	№ ячейки	Тип ячейки	Наименование сигнала	Модуль адрес	МЭК-104 adr.
17	3	ТН-1	АОЦ отключены	RTU7(адр.3)	17.
18	5	ТСН-1	ВН 10 кВ включен	RTU7(адр.5)	18.
19	5	ТСН-1	ЗН 10 кВ включен	RTU7(адр.5)	19.
20	5	ТСН-1	Срабатывание ЗДЗ	RTU7(адр.5)	20.
21	5	ТСН-1	Неисправность ЗДЗ	RTU7(адр.5)	21.
22	5	ТСН-1	Перезрев ТСН	RTU7(адр.5)	22.
23	5	ТСН-1	АОЦ отключены	RTU7(адр.5)	23.
24	7	Ввод-1 ПС-420	ВВ 10 кВ включен	RTU7(адр.7)	24.
25	7	Ввод-1 ПС-420	ВВ 10 кВ отключен	RTU7(адр.7)	25.
26	7	Ввод-1 ПС-420	ВЗ 10 кВ в рабочем положении	RTU7(адр.7)	26.
27	7	Ввод-1 ПС-420	ЗН 10 кВ включен	RTU7(адр.7)	27.
28	7	Ввод-1 ПС-420	Аварийное отключение ВВ 10 кВ	RTU7(адр.7)	28.
29	7	Ввод-1 ПС-420	Неисправность РЗА	RTU7(адр.7)	29.
30	7	Ввод-1 ПС-420	Срабатывание ЗДЗ	RTU7(адр.7)	30.
31	7	Ввод-1 ПС-420	АОЦ отключены	RTU7(адр.7)	31.
32	7	Ввод-1 ПС-420	Дистанционное управление	RTU7(адр.7)	32.
33	9	000 "СЗ Шереметьево-4" (м.7 ТУ)	ВВ 10 кВ включен	RTU7(адр.9)	33.
34	9	000 "СЗ Шереметьево-4" (м.7 ТУ)	ВВ 10 кВ отключен	RTU7(адр.9)	34.
35	9	000 "СЗ Шереметьево-4" (м.7 ТУ)	ВЗ 10 кВ в рабочем положении	RTU7(адр.9)	35.
36	9	000 "СЗ Шереметьево-4" (м.7 ТУ)	ЗН 10 кВ включен	RTU7(адр.9)	36.
37	9	000 "СЗ Шереметьево-4" (м.7 ТУ)	Аварийное отключение ВВ 10 кВ	RTU7(адр.9)	37.
38	9	000 "СЗ Шереметьево-4" (м.7 ТУ)	Неисправность РЗА	RTU7(адр.9)	38.
39	9	000 "СЗ Шереметьево-4" (м.7 ТУ)	Срабатывание ЗДЗ	RTU7(адр.9)	39.
40	9	000 "СЗ Шереметьево-4" (м.7 ТУ)	АОЦ отключены	RTU7(адр.9)	40.
41	9	000 "СЗ Шереметьево-4" (м.7 ТУ)	Дистанционное управление	RTU7(адр.9)	41.
42	11	000 "СЗ Шереметьево-4" (м.9 ТУ)	ВВ 10 кВ включен	RTU7(адр.11)	42.
43	11	000 "СЗ Шереметьево-4" (м.9 ТУ)	ВВ 10 кВ отключен	RTU7(адр.11)	43.
44	11	000 "СЗ Шереметьево-4" (м.9 ТУ)	ВЗ 10 кВ в рабочем положении	RTU7(адр.11)	44.
45	11	000 "СЗ Шереметьево-4" (м.9 ТУ)	ЗН 10 кВ включен	RTU7(адр.11)	45.
46	11	000 "СЗ Шереметьево-4" (м.9 ТУ)	Аварийное отключение ВВ 10 кВ	RTU7(адр.11)	46.
47	11	000 "СЗ Шереметьево-4" (м.9 ТУ)	Неисправность РЗА	RTU7(адр.11)	47.
48	11	000 "СЗ Шереметьево-4" (м.9 ТУ)	Срабатывание ЗДЗ	RTU7(адр.11)	48.
49	11	000 "СЗ Шереметьево-4" (м.9 ТУ)	АОЦ отключены	RTU7(адр.11)	49.
50	11	000 "СЗ Шереметьево-4" (м.9 ТУ)	Дистанционное управление	RTU7(адр.11)	50.
51	13	Резерв	ВВ 10 кВ включен	RTU7(адр.13)	51.
52	13	Резерв	ВВ 10 кВ отключен	RTU7(адр.13)	52.
53	13	Резерв	ВЗ 10 кВ в рабочем положении	RTU7(адр.13)	53.
54	13	Резерв	ЗН 10 кВ включен	RTU7(адр.13)	54.
55	13	Резерв	Аварийное отключение ВВ 10 кВ	RTU7(адр.13)	55.
56	13	Резерв	Неисправность РЗА	RTU7(адр.13)	56.
57	13	Резерв	Срабатывание ЗДЗ	RTU7(адр.13)	57.
58	13	Резерв	АОЦ отключены	RTU7(адр.13)	58.
59	13	Резерв	Дистанционное управление	RTU7(адр.13)	59.
60	2	СВ-2	ВВ 10 кВ включен	RTU7(адр.2)	60.
61	2	СВ-2	ВВ 10 кВ отключен	RTU7(адр.2)	61.
62	2	СВ-2	ВЗ 10 кВ в рабочем положении	RTU7(адр.2)	62.
63	2	СВ-2	ЗН 10 кВ включен	RTU7(адр.2)	63.
64	2	СВ-2	Аварийное отключение ВВ 10 кВ	RTU7(адр.2)	64.
65	2	СВ-2	Неисправность РЗА	RTU7(адр.2)	65.
66	2	СВ-2	Срабатывание ЗДЗ	RTU7(адр.2)	66.
67	2	СВ-2	АОЦ отключены	RTU7(адр.2)	67.
68	2	СВ-2	Дистанционное управление	RTU7(адр.2)	68.

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
------	------	----------	-------	------

33164 7.10.25-ЭС.РП1.ТМ.В1

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

№ п/п	№ ячейки	Тип ячейки	Наименование сигнала	Модуль адрес	МЭК-104 adr.
69	4	ТН-2	ТН 10 кВ в рабочем положении	RTU7(адр.4)	69.
70	4	ТН-2	ЗН СШ-1 10 кВ включен	RTU7(адр.4)	70.
71	4	ТН-2	Срабатывание ЗДЗ	RTU7(адр.4)	71.
72	4	ТН-2	Неисправность ЗДЗ	RTU7(адр.4)	72.
73	4	ТН-2	АОЦ отключены	RTU7(адр.4)	73.
74	6	ТСН-2	ВН 10 кВ включен	RTU7(адр.6)	74.
75	6	ТСН-2	ЗН 10 кВ включен	RTU7(адр.6)	75.
76	6	ТСН-2	Срабатывание ЗДЗ	RTU7(адр.6)	76.
77	6	ТСН-2	Неисправность ЗДЗ	RTU7(адр.6)	77.
78	6	ТСН-2	Перезрев ТСН	RTU7(адр.6)	78.
79	6	ТСН-2	АОЦ отключены	RTU7(адр.6)	79.
80	8	Ввод-2 ПС-420	ВВ 10 кВ включен	RTU7(адр.8)	80.
81	8	Ввод-2 ПС-420	ВВ 10 кВ отключен	RTU7(адр.8)	81.
82	8	Ввод-2 ПС-420	ВЗ 10 кВ в рабочем положении	RTU7(адр.8)	82.
83	8	Ввод-2 ПС-420	ЗН 10 кВ включен	RTU7(адр.8)	83.
84	8	Ввод-2 ПС-420	Аварийное отключение ВВ 10 кВ	RTU7(адр.8)	84.
85	8	Ввод-2 ПС-420	Неисправность РЗА	RTU7(адр.8)	85.
86	8	Ввод-2 ПС-420	Срабатывание ЗДЗ	RTU7(адр.8)	86.
87	8	Ввод-2 ПС-420	АОЦ отключены	RTU7(адр.8)	87.
88	8	Ввод-2 ПС-420	Дистанционное управление	RTU7(адр.8)	88.
89	10	000 "СЗ Шереметьево-4" (м.8 ТУ)	ВВ 10 кВ включен	RTU7(адр.10)	89.
90	10	000 "СЗ Шереметьево-4" (м.8 ТУ)	ВВ 10 кВ отключен	RTU7(адр.10)	90.
91	10	000 "СЗ Шереметьево-4" (м.8 ТУ)	ВЗ 10 кВ в рабочем положении	RTU7(адр.10)	91.
92	10	000 "СЗ Шереметьево-4" (м.8 ТУ)	ЗН 10 кВ включен	RTU7(адр.10)	92.
93	10	000 "СЗ Шереметьево-4" (м.8 ТУ)	Аварийное отключение ВВ 10 кВ	RTU7(адр.10)	93.
94	10	000 "СЗ Шереметьево-4" (м.8 ТУ)	Неисправность РЗА	RTU7(адр.10)	94.
95	10	000 "СЗ Шереметьево-4" (м.8 ТУ)	Срабатывание ЗДЗ	RTU7(адр.10)	95.
96	10	000 "СЗ Шереметьево-4" (м.8 ТУ)	АОЦ отключены	RTU7(адр.10)	96.
97	10	000 "СЗ Шереметьево-4" (м.8 ТУ)	Дистанционное управление	RTU7(адр.10)	97.
98	12	000 "СЗ Шереметьево-4" (м.10 ТУ)	ВВ 10 кВ включен	RTU7(адр.12)	98.
99	12	000 "СЗ Шереметьево-4" (м.10 ТУ)	ВВ 10 кВ отключен	RTU7(адр.12)	99.
100	12	000 "СЗ Шереметьево-4" (м.10 ТУ)	ВЗ 10 кВ в рабочем положении	RTU7(адр.12)	100.
101	12	000 "СЗ Шереметьево-4" (м.10 ТУ)	ЗН 10 кВ включен	RTU7(адр.12)	101.
102	12	000 "СЗ Шереметьево-4" (м.10 ТУ)	Аварийное отключение ВВ 10 кВ	RTU7(адр.12)	102.
103	12	000 "СЗ Шереметьево-4" (м.10 ТУ)	Неисправность РЗА	RTU7(адр.12)	103.
104	12	000 "СЗ Шереметьево-4" (м.10 ТУ)	Срабатывание ЗДЗ	RTU7(адр.12)	104.
105	12	000 "СЗ Шереметьево-4" (м.10 ТУ)	АОЦ отключены	RTU7(адр.12)	105.
106	12	000 "СЗ Шереметьево-4" (м.10 ТУ)	Дистанционное управление	RTU7(адр.12)	106.
107	14	Резерв	ВВ 10 кВ включен	RTU7(адр.14)	107.
108	14	Резерв	ВВ 10 кВ отключен	RTU7(адр.14)	108.
109	14	Резерв	ВЗ 10 кВ в рабочем положении	RTU7(адр.14)	109.
110	14	Резерв	ЗН 10 кВ включен	RTU7(адр.14)	110.
111	14	Резерв	Аварийное отключение ВВ 10 кВ	RTU7(адр.14)	111.
112	14	Резерв	Неисправность РЗА	RTU7(адр.14)	112.
113	14	Резерв	Срабатывание ЗДЗ	RTU7(адр.14)	113.
114	14	Резерв	АОЦ отключены	RTU7(адр.14)	114.
115	14	Резерв	Дистанционное управление	RTU7(адр.14)	115.
116	-	-	Двери РУ-10 кВ	DIN16(адр.101)	116.
117	-	ШТМ	Разрешение ТУ	DIN16(адр.101)	117.
118	-	ШТМ	Наличие напряжение в шкафу ТМ	PSC(адр.102)	118.
119	-	ШТМ	Работа ТМ от АКБ	PSC(адр.102)	119.
Общее количество ТС					119

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

33164 7.10.25-ЭС.РП1.ТМ.В1

Таблица 2. Телеуправление

№ п/п	№ ячейки	Тип ячейки	Наименование сигнала	Модуль адрес	МЭК-104 адр.
1	1	СВ-1	Включить/Отключить ВВ 10 кВ	RTU7(адр.1)	50001
2	7	Ввод-1 ПС-420	Включить/Отключить ВВ 10 кВ	RTU7(адр.7)	50002
3	9	000 "СЗ Шереметьево-4" (м.7 ТУ)	Включить/Отключить ВВ 10 кВ	RTU7(адр.9)	50003
4	11	000 "СЗ Шереметьево-4" (м.9 ТУ)	Включить/Отключить ВВ 10 кВ	RTU7(адр.11)	50004
5	13	Резерв	Включить/Отключить ВВ 10 кВ	RTU7(адр.13)	50005
6	2	СВ-2	Включить/Отключить ВВ 10 кВ	RTU7(адр.2)	50006
7	8	Ввод-2 ПС-420	Включить/Отключить ВВ 10 кВ	RTU7(адр.8)	50007
8	10	000 "СЗ Шереметьево-4" (м.8 ТУ)	Включить/Отключить ВВ 10 кВ	RTU7(адр.10)	50008
9	12	000 "СЗ Шереметьево-4" (м.10 ТУ)	Включить/Отключить ВВ 10 кВ	RTU7(адр.12)	50009
10	14	Резерв	Включить/Отключить ВВ 10 кВ	RTU7(адр.14)	50010
Общее количество ТУ					10

Таблица 3. Телеизмерения

№ п/п	№ ячейки	Тип ячейки	Наименование сигнала	Модуль адрес	МЭК-104 адр.
1	1	СВ-1	Ia 10кВ	RTU7(адр.1)	10001
2	1	СВ-1	Ib 10кВ	RTU7(адр.1)	10002
3	1	СВ-1	Ic 10кВ	RTU7(адр.1)	10003
4	1	СВ-1	Pcум 10кВ	RTU7(адр.1)	10004
5	1	СВ-1	Qcум 10кВ	RTU7(адр.1)	10005
6	1	СВ-1	Scум 10кВ	RTU7(адр.1)	10006
7	3	ТН-1	Ua 10кВ 1 секция	RTU7(адр.3)	10007
8	3	ТН-1	Ub 10кВ 1 секция	RTU7(адр.3)	10008
9	3	ТН-1	Uc 10кВ 1 секция	RTU7(адр.3)	10009
10	3	ТН-1	Uab 10кВ 1 секция	RTU7(адр.3)	10010
11	3	ТН-1	Ubc 10кВ 1 секция	RTU7(адр.3)	10011
12	3	ТН-1	Uca 10кВ 1 секция	RTU7(адр.3)	10012
13	7	Ввод-1 ПС-420	Ia 10кВ	RTU7(адр.7)	10013
14	7	Ввод-1 ПС-420	Ib 10кВ	RTU7(адр.7)	10014
15	7	Ввод-1 ПС-420	Ic 10кВ	RTU7(адр.7)	10015
16	7	Ввод-1 ПС-420	Pcум 10кВ	RTU7(адр.7)	10016
17	7	Ввод-1 ПС-420	Qcум 10кВ	RTU7(адр.7)	10017
18	7	Ввод-1 ПС-420	Scум 10кВ	RTU7(адр.7)	10018
19	7	Ввод-1 ПС-420	3I0	RTU7(адр.7)	10019
20	9	000 "СЗ Шереметьево-4" (м.7 ТУ)	Ia 10кВ	RTU7(адр.9)	10020
21	9	000 "СЗ Шереметьево-4" (м.7 ТУ)	Ib 10кВ	RTU7(адр.9)	10021
22	9	000 "СЗ Шереметьево-4" (м.7 ТУ)	Ic 10кВ	RTU7(адр.9)	10022
23	9	000 "СЗ Шереметьево-4" (м.7 ТУ)	Pcум 10кВ	RTU7(адр.9)	10023
24	9	000 "СЗ Шереметьево-4" (м.7 ТУ)	Qcум 10кВ	RTU7(адр.9)	10024
25	9	000 "СЗ Шереметьево-4" (м.7 ТУ)	Scум 10кВ	RTU7(адр.9)	10025
26	9	000 "СЗ Шереметьево-4" (м.7 ТУ)	3I0	RTU7(адр.9)	10026
27	11	000 "СЗ Шереметьево-4" (м.9 ТУ)	Ia 10кВ	RTU7(адр.11)	10027
28	11	000 "СЗ Шереметьево-4" (м.9 ТУ)	Ib 10кВ	RTU7(адр.11)	10028
29	11	000 "СЗ Шереметьево-4" (м.9 ТУ)	Ic 10кВ	RTU7(адр.11)	10029
30	11	000 "СЗ Шереметьево-4" (м.9 ТУ)	Pcум 10кВ	RTU7(адр.11)	10030
31	11	000 "СЗ Шереметьево-4" (м.9 ТУ)	Qcум 10кВ	RTU7(адр.11)	10031
32	11	000 "СЗ Шереметьево-4" (м.9 ТУ)	Scум 10кВ	RTU7(адр.11)	10032
33	11	000 "СЗ Шереметьево-4" (м.9 ТУ)	3I0	RTU7(адр.11)	10033
34	13	Резерв	Ia 10кВ	RTU7(адр.13)	10034
35	13	Резерв	Ib 10кВ	RTU7(адр.13)	10035

33164 7.10.25-ЭС.РП1.ТМ.В1

Лист

6

Изм. Лист № докум. Подп. Дата

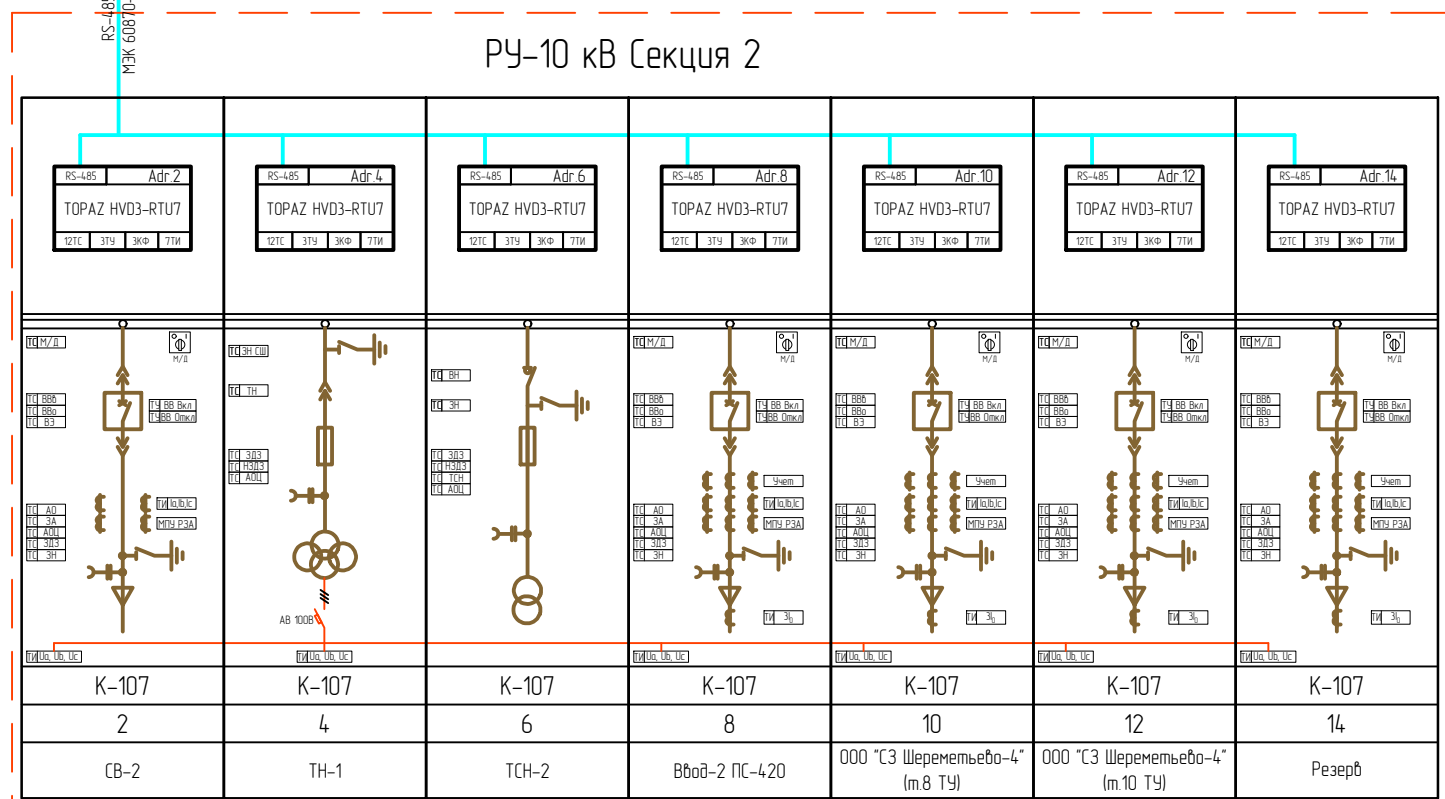
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата

№ п/п	№ ячейки	Тип ячейки	Наименование сигнала	Модуль адрес	МЭК-104 адр.
36	13	Резерв	Ic 10кВ	RTU7(адр.13)	10036
37	13	Резерв	Pcym 10кВ	RTU7(адр.13)	10037
38	13	Резерв	Qcym 10кВ	RTU7(адр.13)	10038
39	13	Резерв	Scym 10кВ	RTU7(адр.13)	10039
40	13	Резерв	3IO	RTU7(адр.13)	10040
41	2	CB-2	Ia 10кВ	RTU7(адр.2)	10041
42	2	CB-2	Ib 10кВ	RTU7(адр.2)	10042
43	2	CB-2	Ic 10кВ	RTU7(адр.2)	10043
44	2	CB-2	Pcym 10кВ	RTU7(адр.2)	10044
45	2	CB-2	Qcym 10кВ	RTU7(адр.2)	10045
46	2	CB-2	Scym 10кВ	RTU7(адр.2)	10046
47	4	ТН-2	Ua 10кВ 2 секция	RTU7(адр.4)	10047
48	4	ТН-2	Ub 10кВ 2 секция	RTU7(адр.4)	10048
49	4	ТН-2	Uc 10кВ 2 секция	RTU7(адр.4)	10049
50	4	ТН-2	Uab 10кВ 2 секция	RTU7(адр.4)	10050
51	4	ТН-2	Ubc 10кВ 2 секция	RTU7(адр.4)	10051
52	4	ТН-2	Uca 10кВ 2 секция	RTU7(адр.4)	10052
53	8	Ввод-2 ПС-420	Ia 10кВ	RTU7(адр.8)	10053
54	8	Ввод-2 ПС-420	Ib 10кВ	RTU7(адр.8)	10054
55	8	Ввод-2 ПС-420	Ic 10кВ	RTU7(адр.8)	10055
56	8	Ввод-2 ПС-420	Pcym 10кВ	RTU7(адр.8)	10056
57	8	Ввод-2 ПС-420	Qcym 10кВ	RTU7(адр.8)	10057
58	8	Ввод-2 ПС-420	Scym 10кВ	RTU7(адр.8)	10058
59	8	Ввод-2 ПС-420	3IO	RTU7(адр.8)	10059
60	10	000 "СЗ Шереметьево-4" (м.8 ТУ)	Ia 10кВ	RTU7(адр.10)	10060
61	10	000 "СЗ Шереметьево-4" (м.8 ТУ)	Ib 10кВ	RTU7(адр.10)	10061
62	10	000 "СЗ Шереметьево-4" (м.8 ТУ)	Ic 10кВ	RTU7(адр.10)	10062
63	10	000 "СЗ Шереметьево-4" (м.8 ТУ)	Pcym 10кВ	RTU7(адр.10)	10063
64	10	000 "СЗ Шереметьево-4" (м.8 ТУ)	Qcym 10кВ	RTU7(адр.10)	10064
65	10	000 "СЗ Шереметьево-4" (м.8 ТУ)	Scym 10кВ	RTU7(адр.10)	10065
66	10	000 "СЗ Шереметьево-4" (м.8 ТУ)	3IO	RTU7(адр.10)	10066
67	12	000 "СЗ Шереметьево-4" (м.10 ТУ)	Ia 10кВ	RTU7(адр.12)	10067
68	12	000 "СЗ Шереметьево-4" (м.10 ТУ)	Ib 10кВ	RTU7(адр.12)	10068
69	12	000 "СЗ Шереметьево-4" (м.10 ТУ)	Ic 10кВ	RTU7(адр.12)	10069
70	12	000 "СЗ Шереметьево-4" (м.10 ТУ)	Pcym 10кВ	RTU7(адр.12)	10070
71	12	000 "СЗ Шереметьево-4" (м.10 ТУ)	Qcym 10кВ	RTU7(адр.12)	10071
72	12	000 "СЗ Шереметьево-4" (м.10 ТУ)	Scym 10кВ	RTU7(адр.12)	10072
73	12	000 "СЗ Шереметьево-4" (м.10 ТУ)	3IO	RTU7(адр.12)	10073
74	14	Резерв	Ia 10кВ	RTU7(адр.14)	10074
75	14	Резерв	Ib 10кВ	RTU7(адр.14)	10075
76	14	Резерв	Ic 10кВ	RTU7(адр.14)	10076
77	14	Резерв	Pcym 10кВ	RTU7(адр.14)	10077
78	14	Резерв	Qcym 10кВ	RTU7(адр.14)	10078
79	14	Резерв	Scym 10кВ	RTU7(адр.14)	10079
80	14	Резерв	3IO	RTU7(адр.14)	10080
Общее количество ТИ					80
Всего количество сигналов					209

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
------	------	----------	-------	------

33164 7.10.25-ЭС.РП1.ТМ.В1

[illegible]



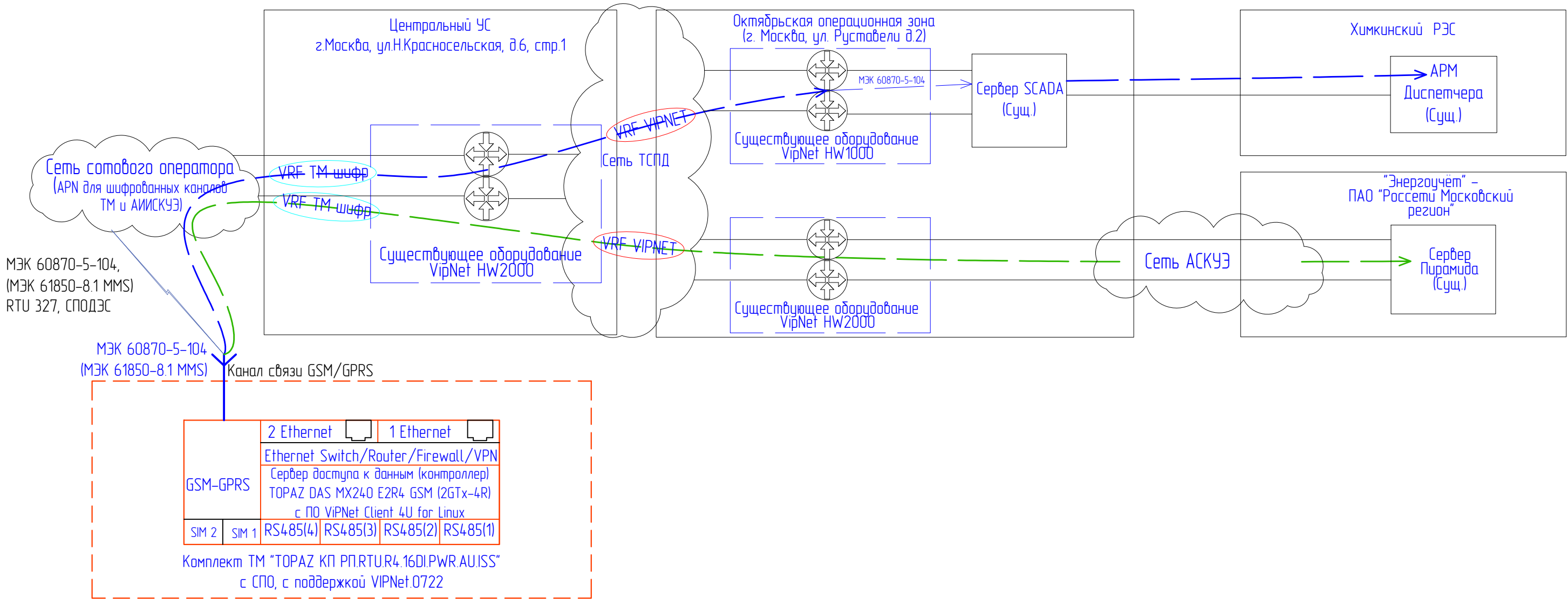
Условные обозначения ТУ:

ВВ Вкл – высоковольтный выключатель включить

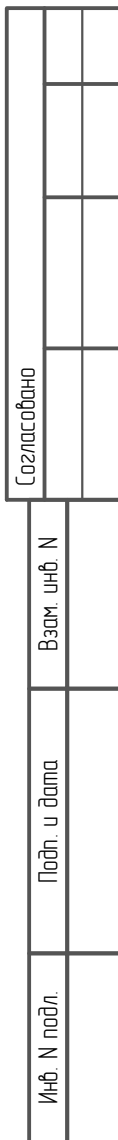
ВВ Откл – высоковольтный выключатель отключить

Формат А3

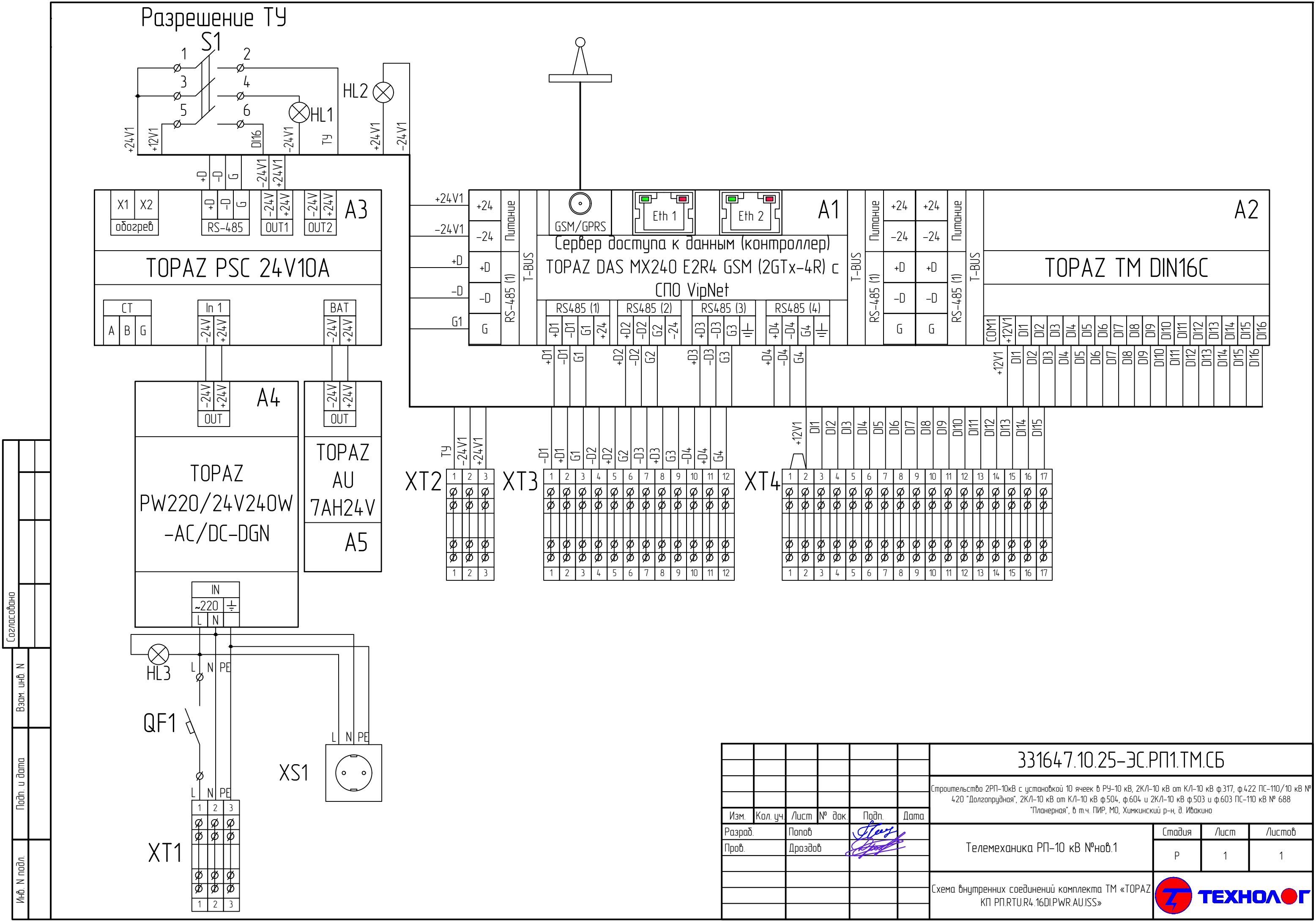
Согласовано					
Взам. инд. №					
Подп. и дата					
Инд. № подл.					



						331647.10.25–ЭС.РП1.ТМ.С1.2			
						Строительство 2РП-10кВ с установкой 10 ячеек в РУ-10 кВ, 2КЛ-10 кВ от КЛ-10 кВ ф.317, ф.422 ПС-110/10 кВ № 420 "Долгопрудная", 2КЛ-10 кВ от КЛ-10 кВ ф.504, ф.604 и 2КЛ-10 кВ ф.503 и ф.603 ПС-110 кВ № 688 "Планерная", в т.ч. ПИР, МО, Химкинский р-н, д. Ивакино			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Телемеханика РП-10 кВ №ноб.1	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Попов					Р	1	1
Проб.		Дроздов							
						Схема связи			

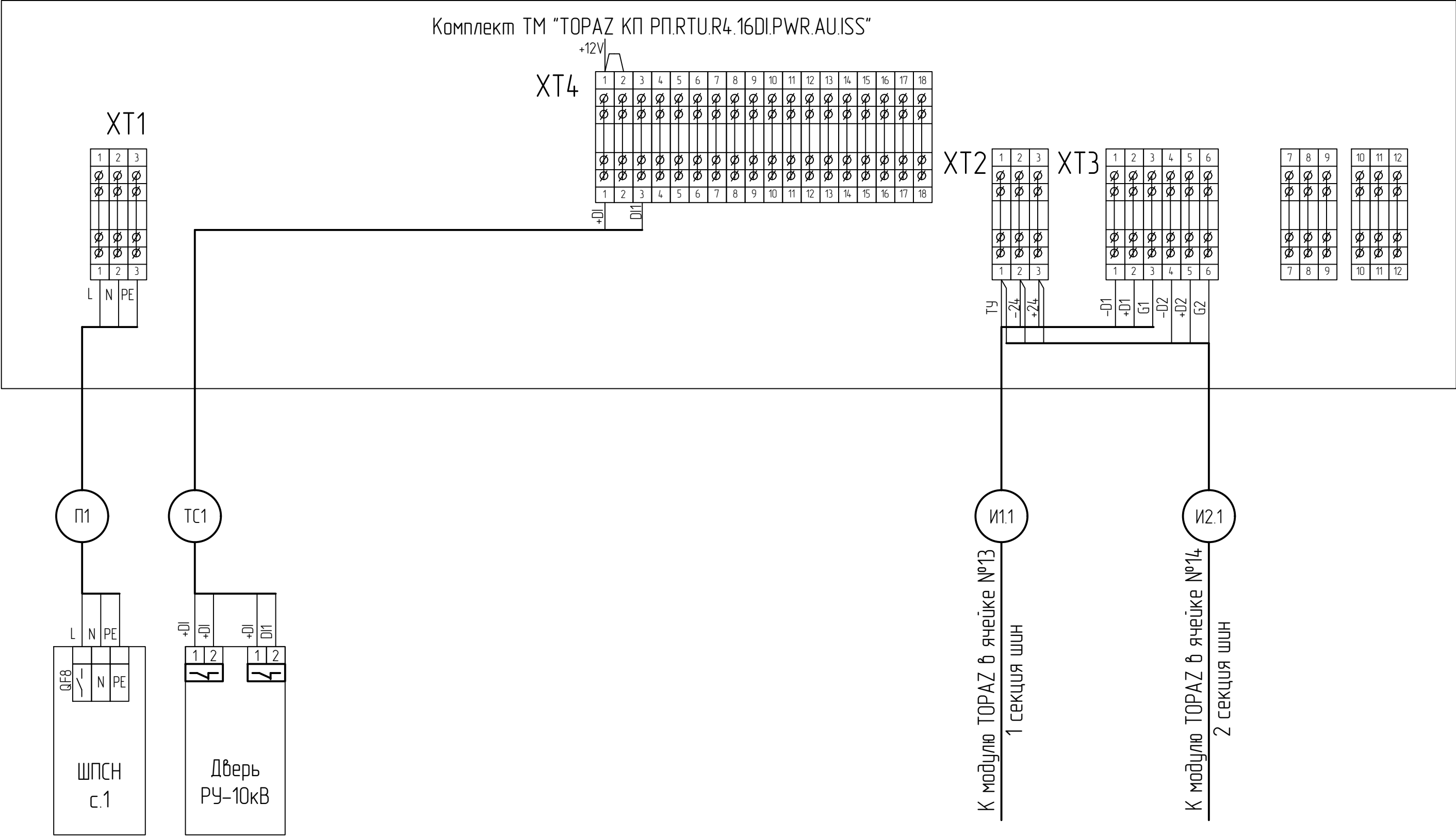


						331647.10.25-ЭС.РП1.ТМ.В0			
						Строительство 2РП-10кВ с установкой 10 ячеек в РУ-10 кВ, 2К/Л-10 кВ от К/Л-10 кВ ф.317, ф.422 ПС-110/10 кВ № 420 "Долгопрудная", 2К/Л-10 кВ от К/Л-10 кВ ф.504, ф.604 и 2К/Л-10 кВ ф.503 и ф.603 ПС-110 кВ № 688 "Планерная", в т.ч. ПИР, МО, Химкинский р-н, д. Ивкино			
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				
Разраб.		Попов		<i>Попов</i>		Телемеханика РП-10 кВ №нод.1	Стадия	Лист	Листов
Проб.		Дроздов		<i>Дроздов</i>			Р	1	1
						Монтажная схема комплекта ТМ «ТОРАЗ КП РП.RTU.R4.16DI.PWR.AUISS»		ТЕХНОЛОГ	



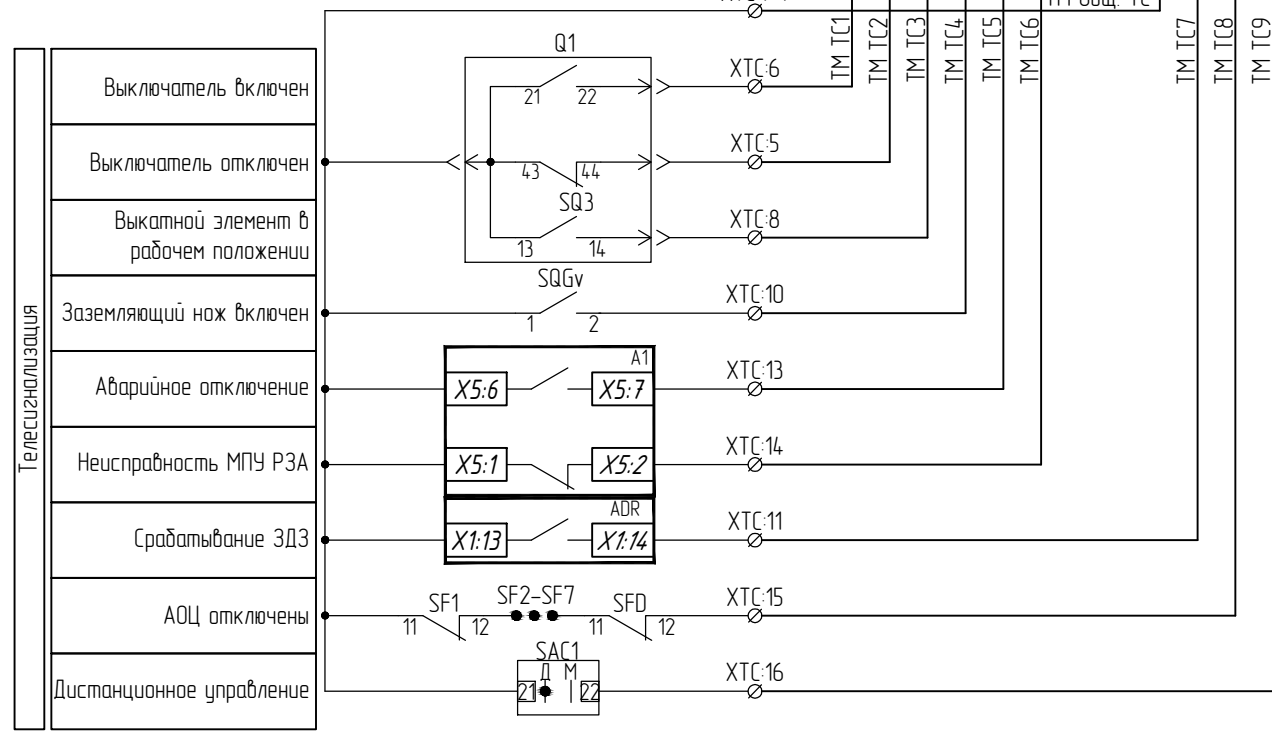
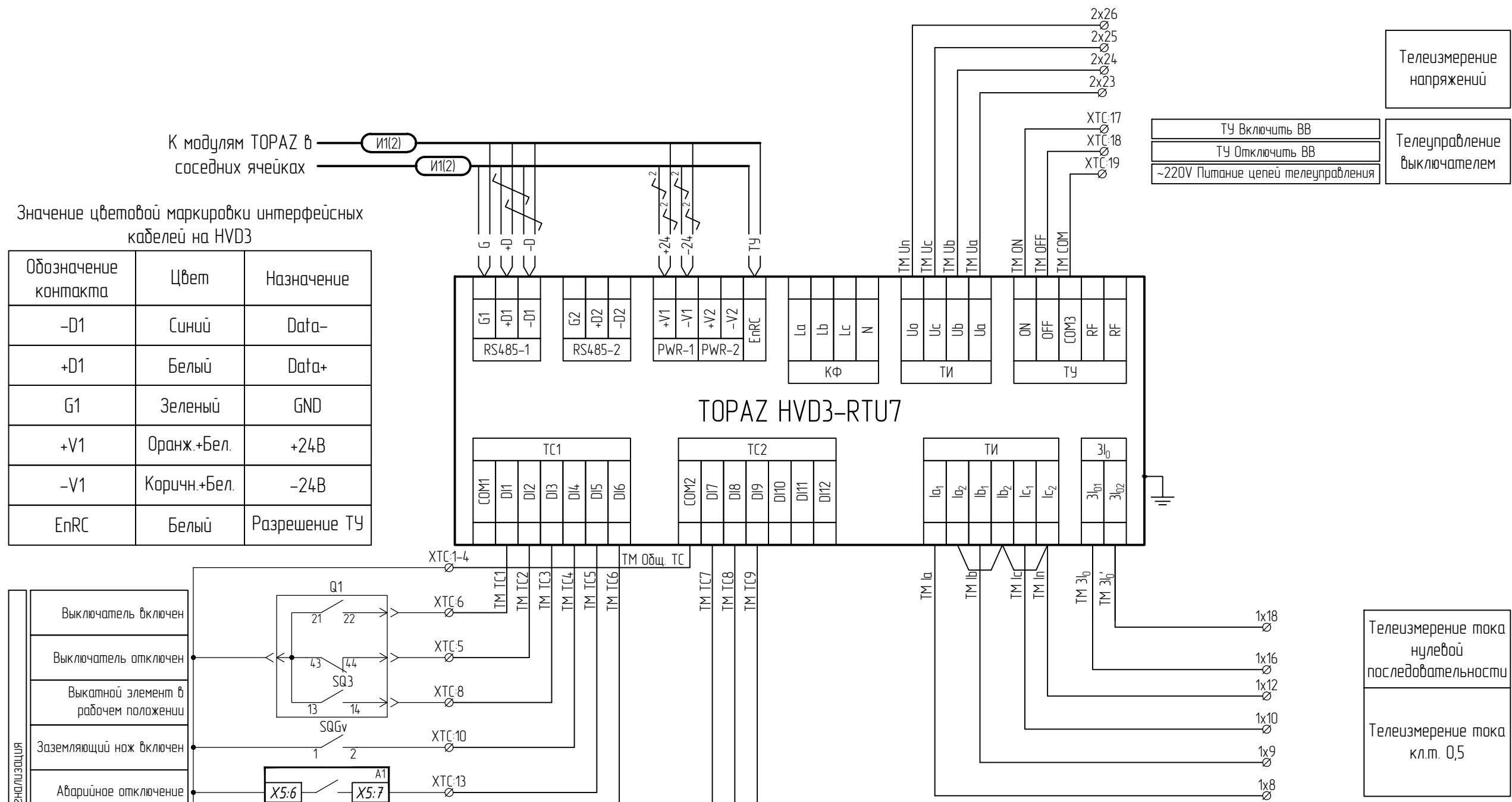
						33164.7.10.25-ЭС.РП1.ТМ.СБ		
						Строительство 2РП-10кВ с установкой 10 ячеек в РУ-10 кВ, 2КЛ-10 кВ от КЛ-10 кВ ф.317, ф.422 ПС-110/10 кВ № 4.20 "Долгопродная", 2КЛ-10 кВ от КЛ-10 кВ ф.504, ф.604 и 2КЛ-10 кВ ф.503 и ф.603 ПС-110 кВ № 688 "Планерная", в т.ч. ПИР, МО, Химкинский р-н, д. Ибакино		
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Телемеханика РП-10 кВ №ноб.1	Стадия	Лист
Разраб.	Поляков			<i>Поляков</i>			Р	1
Проб.	Дроздов			<i>Дроздов</i>		Схема внутренних соединений комплекта ТМ «ТОРПАЗ КР РП.РТУ.4.16ДИ.РВ.АУ.ИСС»		1

Согласовано					
Взам. инд. N					
Подп. и дата					
Инв. N подл.					



						331647.10.25–ЭС.РП1.ТМ.С4			
						Строительство 2РП–10кВ с установкой 10 ячеек в РУ–10 кВ, 2КЛ–10 кВ от КЛ–10 кВ ф.317, ф.422 ПС–110/10 кВ № 420 "Долгопродная", 2КЛ–10 кВ от КЛ–10 кВ ф.504, ф.604 и 2КЛ–10 кВ ф.503 и ф.603 ПС–110 кВ № 688 "Планерная", в т.ч. ПИР, МО, Химкинский р-н, д. Ивакино			
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Телемеханика РП–10 кВ №нов.1	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Попов					Р	1	1
Проб.		Дроздов				Схема внешних подключений внешних проводов комплекта ТМ		ТЕХНОЛОГ	

Схема подключения модуля HVD3 RTU7 в ячейках Ввод, Отх. линия



Потребность проводов для подключения модуля ТМ в ячейке

Число и сечение жил	Марка		
	ПВЗ	ПВЗ	ПВЗ ж/з
1х1,5	50		
1х2,5		20	1

33164 7.10.25-ЭС.РП1.ТМ.С5

Строительство 2РП-10кВ с установкой 10 ячеек в РЧ-10 кВ, 2КЛ-10 кВ от КЛ-10 кВ ф.317, ф.422 ПС-110/10 кВ № 420 "Долгопродная", 2КЛ-10 кВ от КЛ-10 кВ ф.504, ф.604 и 2КЛ-10 кВ ф.503 и ф.603 ПС-110 кВ № 688 "Планерная", в т.ч. ПИР, МО, Химкинский р-н, д. Ибакино

Изм. Кол.уч. Лист № док. Подп. Дата

Разраб. Попов

Проб. Дроздов

Телемеханика РП-10 кВ №ноб.1

Схемы подключения устройств ТМ в ячейках КРУ

Стадия Лист Листов

Р 1 4

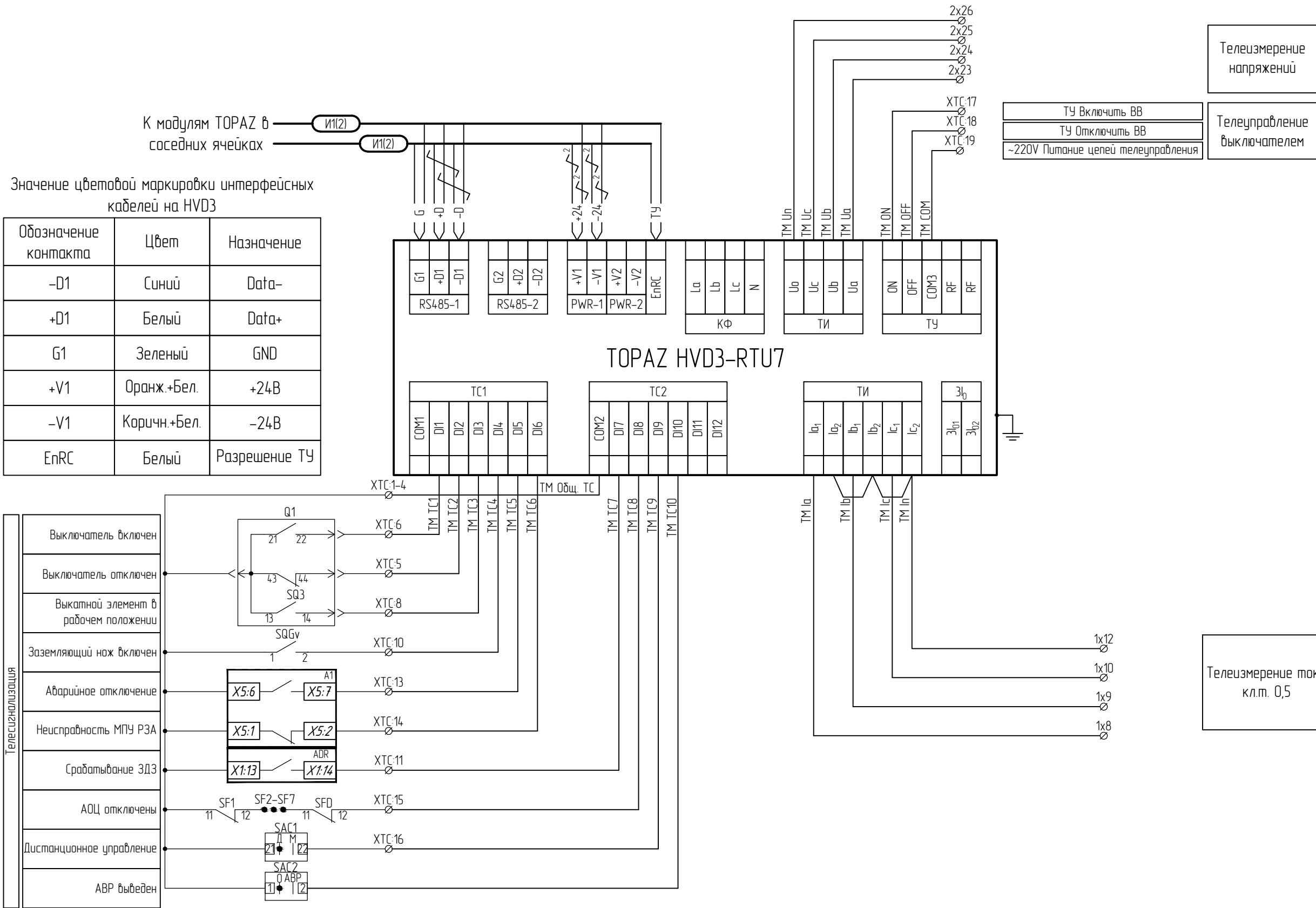
ТЕХНОЛОГ

Дата: Формат А3

- Примечания:
- Монтаж цепей ТУ, ТС и ТИ напряжений вести проводом ПВЗ (1х1,5).
 - Монтаж цепей ТИ токов вести проводом ПВЗ (1х2,5).
 - Монтаж заземления модуля ТМ вести проводом ПВЗ (1х2,5) в желто-зеленой изоляции.

Согласовано					
Взам. инб. N					
Подп. и дата					
Инб. N подл.					

Схема подключения модуля HVD3 RTU7 в ячейках СВ



Примечания:

1. Монтаж цепей ТУ, ТС и ТИ напряжений вести проводом ПВЗ (1х1,5).
2. Монтаж цепей ТИ токов вести проводом ПВЗ (1х2,5).
3. Монтаж заземления модуля ТМ вести проводом ПВЗ (1х2,5) в желто-зеленой изоляции.
4. Сигнал положение ключа АВР, подключается только для ячейки СВ-1.

Потребность проводов для подключения модуля ТМ в ячейке

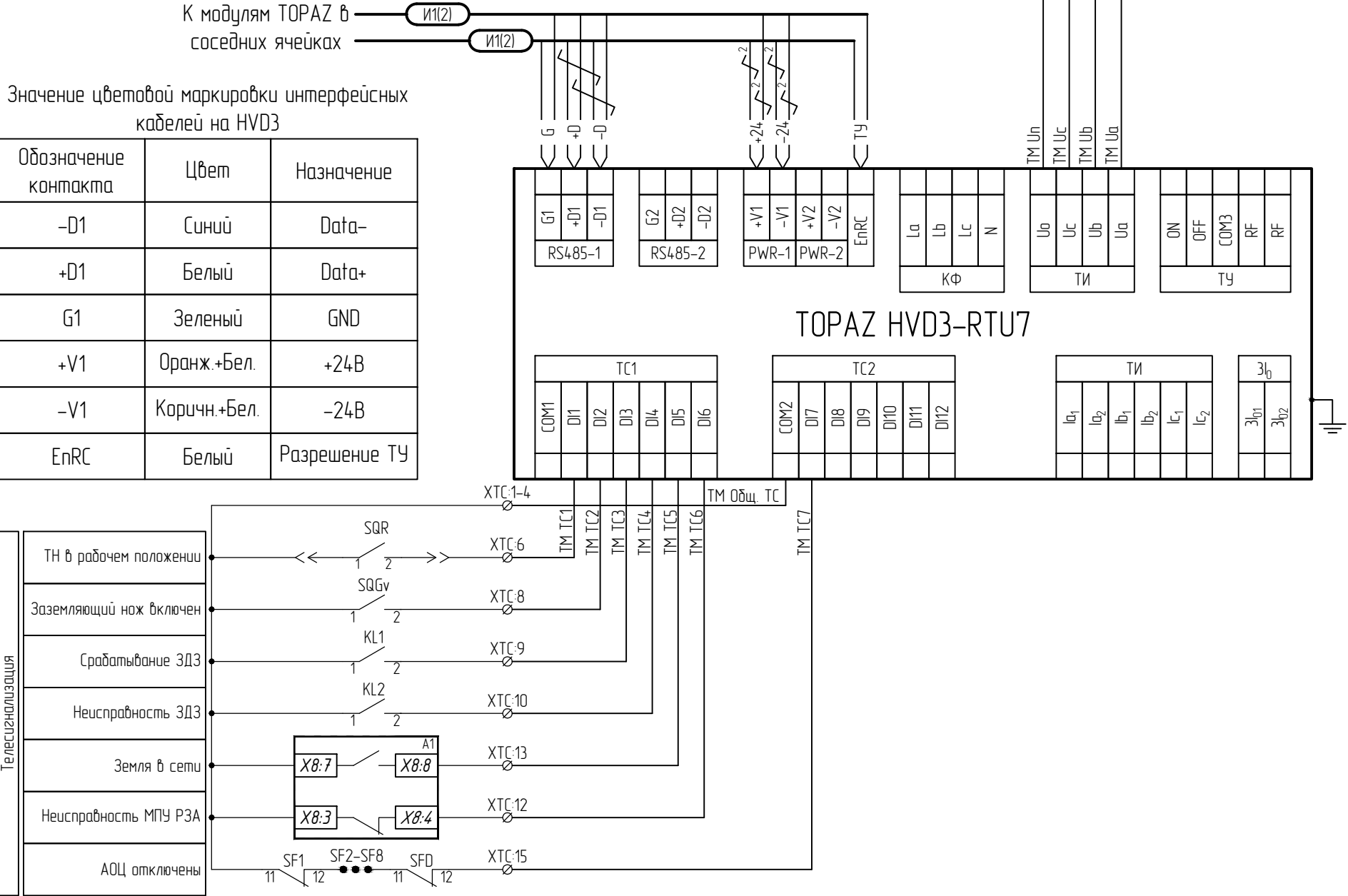
Число и сечение жил	Марка		
	ПВЗ	ПВЗ	ПВЗ ж/з
1х1,5	50		
1х2,5		20	1

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	33164 7.10.25-ЭС.РП1.ТМ.С5		Лист
								2

Дата:

Формат А3

Схема подключения модуля HVD3 RTU7 в ячейках ТН



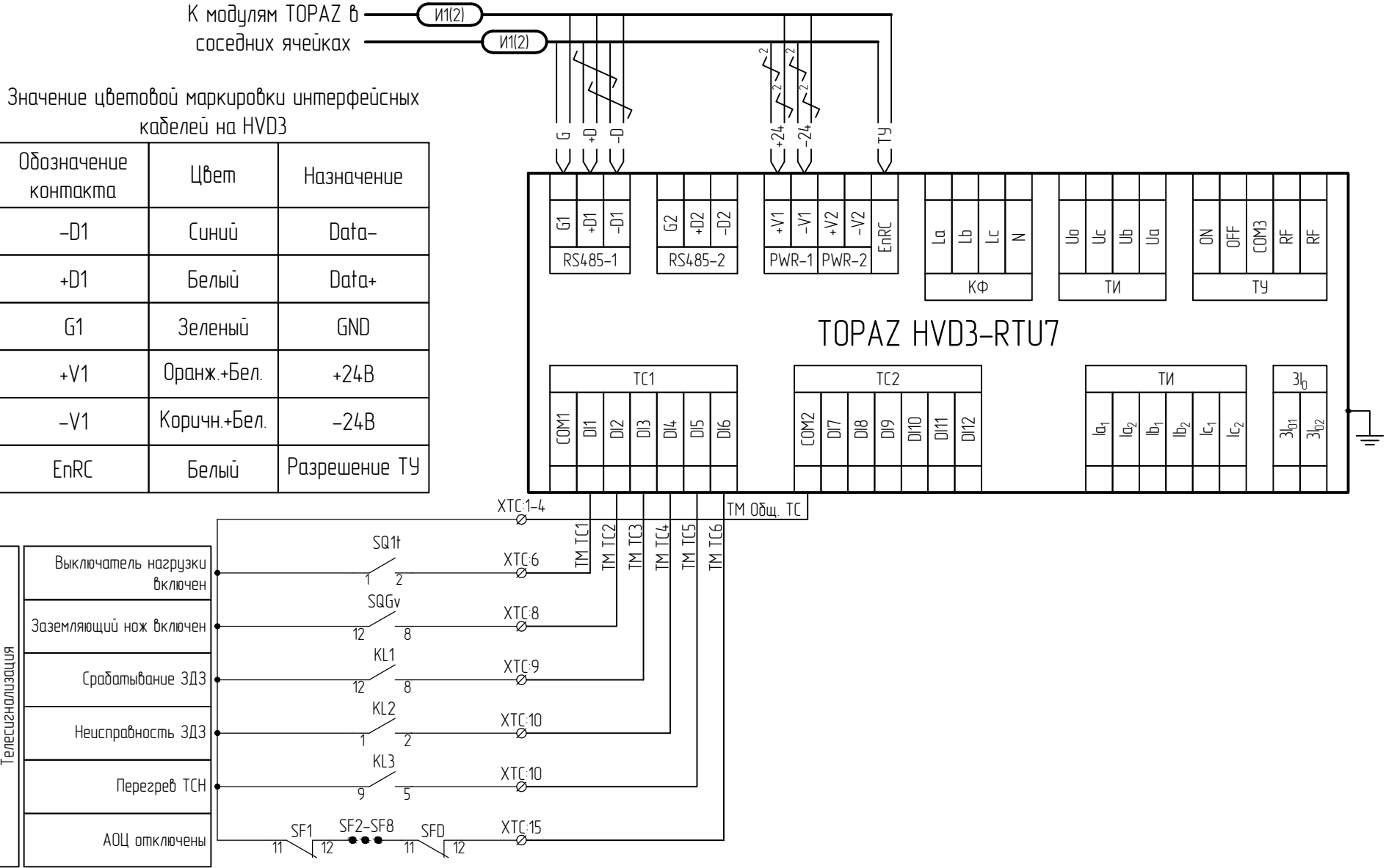
Согласовано					
Взам. инб. N					
Подп. и дата					
Инб. N подл.					

Примечания:

- Монтаж цепей ТС и ТИ напряжений вести проводом ПВЗ (1х1,5).
- Монтаж заземления модуля ТМ вести проводом ПВЗ (1х2,5) в желто-зеленной изоляции.
- Сигнал от МПУ РЗА, подключаются только для ячейки ТН-1.

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	33164 7.10.25-ЭС.РП1.ТМ.С5	Лист
							3

Схема подключения модуля HVD3 RTU7 в ячейках ТСН



Примечания:

1. Монтаж цепей ТС вести проводом ПВЗ (1х1,5).

2. Монтаж заземления модуля ТМ вести проводом ПВЗ (1х2,5) в желто-зеленной изоляции.

Потребность проводов для подключения модуля ТМ в ячейке

Число и сечение жил	Марка		
	ПВЗ	ПВЗ	ПВЗ ж/з
1х1,5	25		
1х2,5		0	1

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	33164 7.10.25-ЭС.РП1.ТМ.С5		Лист
								4

Дата:

Формат А3

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

Позиция	Наименование и техническая характеристика	Тип, марка, обозначение документа, опросного листа	Код оборудования, изделия, материала	Завод-изготовитель Поставщик	Единица измерения	Количество	Масса единицы, кг	Примечания
1	2	3	4	5	6	7	8	9
	1. <u>Оборудование телемеханики РП-10 кВ №нов.1</u>							
1	Комплект ТМ «ТОPAZ КП РП.RTU.R4.16DI.PWR.AU.ISS» с СПО, с поддержкой VIPNet.0722 (МЭК 60870-5-104/101, МЭК 61850-8.1 MMS, ModBus RTU, СПОДЭС)	331647.10.25-ЭС.РП1.ТМ.В0		ООО «ПиЭлСи Технолоджи»	компл.	1		
2	Устройство телемеханики	ТОPAZ HVD3-RTU7		ООО «ПиЭлСи Технолоджи»	шт.	14		
3	Датчик сигнализации открывание дверей ИО-102-20	ИО-102-20 Б2П(В)		Россия	шт.	2		
	2. <u>Специализированное программное обеспечение РП-10 кВ №нов.1</u>							
1	СПО ТОPAZ LINUX CybSec Gateway с функциями шлюза безопасности в комплекте с ПО "ViPNet Client 4U for Linux (RC2)"			ООО «ПиЭлСи Технолоджи»	компл.	1		
	3. <u>Материалы для телемеханики РП-10 кВ №нов.1</u>							
1	Кабель интерфейсный 4х2х0,6	КИПЭВнз(А)-LS 4х2х0,6		Россия	м	90		
2	Кабель силовой медный 3х1,5	ВВГнгз(А)-LS 3х1,5		Россия	м	9		
3	Кабель сигнализации 2х0,8	КСВВнгз(А)-LS 2х0,8		Россия	м	19		
4	Провод гибкий 1х1,5	ПВ-3 1,5 мм²		Россия	м	600		
5	Провод гибкий 1х2,5	ПВ-3 2,5 мм²		Россия	м	200		
6	Провод гибкий 1х2,5	ПВ-3 2,5 мм² Ж/З		Россия	м	14		
7	Провод медный гибкий неизолированный 1х25	МГ 1х25 мм²		Россия	шт.	2		
8	Гофротруба D=25мм			Россия	м	56		

					331647.10.25-ЭС.РП1.ТМ.В4			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Телемеханика РП-10 кВ №нов.1	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Попов				Р	1	1
Пров.		Дроздов						
					Спецификация оборудования и материалов			

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

№п.п	Наименование работ	Ед.изм.	Кол-во
Монтажные работы			
1	Монтаж комплекта ТМ «ТОРАЗ КП РП.RTU.R4.16DI.PWR.AU.ISS» в РУ-10 кВ	шт.	1
2	Монтаж терминалов ТМ в низковольтных отсеках ячеек КСО (HVD3 RTU7 – 14шт.)	шт.	14
3	Прокладка провода силового ПВЗ 1,5мм2 по конструкциям и лоткам ячеек КСО	м	600
4	Прокладка провода силового ПВЗ 2,5мм2 по конструкциям и лоткам ячеек КСО	м	200
5	Прокладка провода силового гибкого жёлто-зеленого ПВЗ 2,5мм2 по конструкциям и лоткам ячеек КСО	м	14
6	Монтаж извещателей магнито-контактных охранной сигнализации на дверях и проемах помещения РУ-10кВ (ИО-102-20 – 2шт.)	шт.	2
7	Прокладка провода медного МГ 25мм2 открыто	м	2
8	Прокладка кабеля КИПЭВнг (А)-LS 4*2*0,6 по конструкциям и лоткам ячеек КСО	м	62
9	Монтаж труб гофрированных, электротехнических диаметром D=25	м	56
10	Затягивание кабеля КИПЭВнг (А)-LS 4*2*0,6 в трубы гофрированные, электротехнические диаметром D=25	м	28
11	Затягивание кабеля КСВВнг(А)- LS 2*0,8 в трубы гофрированные, электротехнические диаметром D=25	м	19
12	Затягивание кабеля ВВГнг(А)-LS 3*1,5 в трубы гофрированные, электротехнические диаметром D=25	м	9
Пусконаладочные работы телемеханики			
Автономная наладка телемеханики			
1	Проектное конфигурирование КП телемеханики. Настройка связи и обмена данными с периферийным оборудованием ТМ.	шт.	1
2	Подготовка базы данных (БД) сигналов (ТС,ТИ,ТУ) в контроллере ТМ. Настройка сбора, обработки информационных, измерительных и управляющих сигналов в системе с проведением индивидуальных испытаний и верификацией сигналов. Подготовка к обмену информацией с вышестоящей системой диспетчерского контроля.	система	1
		сигнал	209
Комплексная наладка телемеханики			
3	Комплексная наладка системы ТМ: Наладка обмена данными с вышестоящей системой диспетчерского контроля (сервером ТМ филиала), реализующей функции управления, контроля измерительной и технологической информации. Комплексные испытания системы ТМ: по сигнальная проверка прохождения информационных, измерительных и управляющих сигналов (ТС,ТИ,ТУ) между Диспетчерским пунктом и объектом технологического управления.	система	1
		сигнал	209
4	Проверка работоспособности комплекса телемеханики энергообъекта в нормальном и аварийных режимах работы, в режиме мониторинга и контроля, подготовка исполнительной документации и сдача системы ТМ в эксплуатацию.	комплекс	1

					331647.10.25-ЭС.РП1.ТМ.ВР			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Телемеханика РП-10 кВ №нов.1	Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Попов					Р	1	1
Пров.	Дроздов							
					Ведомость объемов работ			

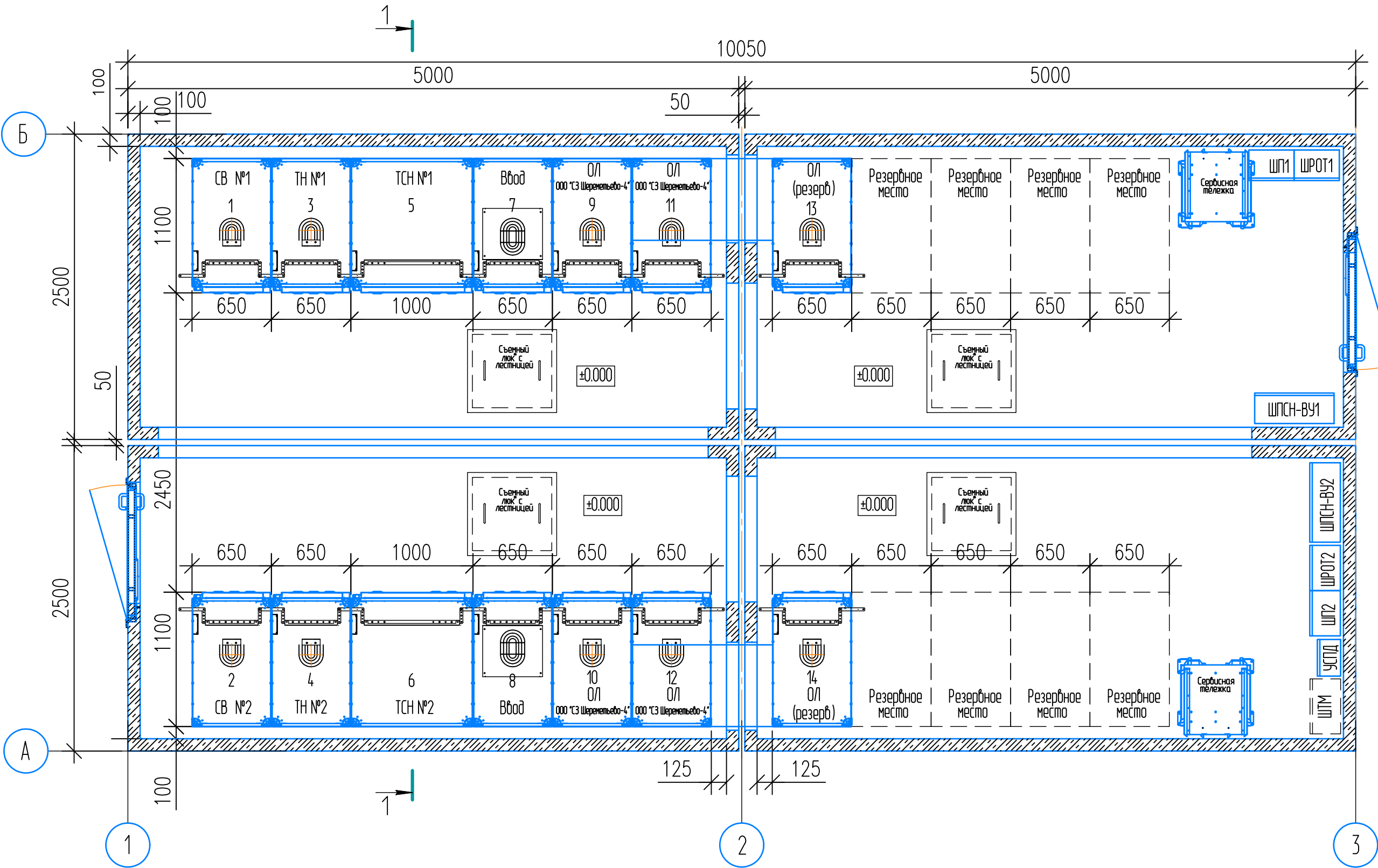
Номинальное напряжение, кВ		10		
Номинальный ток сборных шин, А		1000		
Схема главных соединений				
Назначение камеры		ВБ1 секторизатор АВР		
Параграфный номер ячейки в проекте или в существующей схеме объекта		1		
Тип ячейки		КРУ К-107		
Исполнение выводов (ВЛ, КЛ)		Шинный Мост		
Исполнение выводов (ВЛ, КЛ, (эк. шин))		КЛ		
Шинный разъединитель (тип)		-		
Линейный разъединитель (тип)		-		
Ограничитель перенапряжения (тип)		-		
Выключатель	Заземлитель		РБ3-10/315-150/33	
	Тип		VF12-M-10-20-A-1000A	
	Номинальный ток, А		1000	
	Номинальный ток отключения, кА		25	
	Напряжение и род тока питания цепей пускотно-нагонного или электронагонного прибора, В		-220	
	Напряжение питания катушек управления (электромагнит обесточивания/отключения), В		-220	
	Наличие независимого расцепителя (электромагнит отключения (YAV), работающий от независимого источника, В		ДА	
Трансформатор тока	Тип (указать полное заводское обозначение)		ТОП-НТ3-10	
	Класс точности		0,5/10P/10P	
	Класс мощности		800/5	
	Примечание		Исполнение трансформатора тока (тип) см. на монтажном плане	
Трансформатор тока (устройство)	Тип		-	
	Коэффициент трансформации		30/1	
	Выбранный 0, мм		200	
	Примечание		Исполнение трансформатора тока (тип) см. на монтажном плане	
Трансформатор напряжения	Тип		НАМИ-НТ3 10000/-3/100/-3/100	
	Класс напряжения, кВ		10	
Трансформатор собственных нужд	да/нет		НЕТ	
	тип		НЕТ	
Предохранители	да/нет		НЕТ	
	тип		НЕТ	
Индикатор высокого напряжения	да/нет		ДА	
	тип		ЛВ-1R	
Блок питания	да/нет		ДА	
	тип		Орион БП-5	
Наименование оборудования	Цепи управления		Ц, В	
	Цепи сигнализации		Ц, В	
	Цепи ремонтного освещения камер, (-12, 36, 220)		Ц, В	
	Цепи освещения релейного отсека, В		Ц, В	
	Цепи освещения фасада, В		Ц, В	
Устройство релейной защиты и автоматики		Сиренус-2М1-5А-220В-ИТ-В0		
Защита (сигнализация) от обрыва кабелей на землю		Тип		Сиренус 033
Дублирующая защита	Тип ЗБЗ		МТ.Лин.082	
	Количество и тип датчиков фиксации дублирующих замыканий		МТ.ВВД.Лин.082, 3 шт.	
	Примечание		установить оптические датчики вытупы ячейки в защитных гофра-рукавах	
Телемеханика	да/нет		ДА	
	тип		согласно проекту марки ТМ	
Счетчик учета электрической энергии (технический учет)		да/нет	НЕТ	
Штатный измерительный прибор		тип	Ирис-ММ-120-V-A-220V-RS-11	
Электронаблюдение блокшкроба		да/нет	ДА	
Пульт дистанционного управления (оба на секции)		да/нет	НЕТ	
Наличие на фасаде заземляющих для фидерисов испытательной аппар-ры тип - гошко-барашек. зажим должен удовлетворять требованиям ГОСТ 21190		да/нет	ДА	
Марка/сечение кабеля		АВВБШв(А)-LS-10 3х1х500/50		-

Примечание:

- Предусмотреть АВР на секционном выключателе (яч.1).
- Предусмотреть место для установки модулей телемеханики.
- Вторичные цепи ТТ от обмотки 0,2с вывести на отдельные клеммы учета. Клеммы учета отделить от клемм РЗА, ТМ. Предусмотреть возможность опломбирования. Счетчики установить в панели учета ПУ.
- Предусмотреть место для установки шкафа УСПД с устройством TELEOFIS WRX-768R4U.
- Осуществить обвязку счетчиков с подключением к шкафу УСПД.
- Предусмотреть место для установки шкафа телемеханики.
- Предусмотреть световую сигнализацию, срабатывающую от открытия дверей РУ-10 кВ.

Согласовано					
Взам.инв. N					
Подпись и дата					
Инв. N подл.					

1. * Размеры для справок
2. Толщина стен надземных б/блоков - 100 мм
3. Толщина стен подземных б/блоков - 100 мм



						33164 7.10.25-ЭС.РП1			
						Строительство 2РП-10кВ с установкой 10 ячеек в РУ-10 кВ, 2КЛ-10 кВ от КЛ-10 кВ ф.317, ф.422 ПС-110/10 кВ № 420 "Долгопрудная", 2КЛ-10 кВ от КЛ-10 кВ ф.504, ф.604 и 2КЛ-10 кВ ф.503 и ф.603 ПС-110 кВ № 688 "Планерная", в т.ч. ПИР, МО, Химкинский р-н, д. Ивакино			
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Электроснабжение. Распределительный пункт № нов.1	Стадия	Лист	Листов
Разработал		Хухрин Ю.С.					Р	8	
Проверил		Дроздов В.С.							
ГИП		Дроздов В.С.							
						Компоновка БКРП			