

г. Тирасполь

10 марта 2022 года

Государственное унитарное предприятие "ГК Днестрэнерго", г. Тирасполь, именуемое в дальнейшем **Заказчик**, в лице генерального директора **Доброва Михаила Степановича**, действующего на основании Устава, с одной стороны, и

и **ООО "Штрих-М"**, именуемое в дальнейшем **Исполнитель**, в лице генерального директора **Перчуляк Михаила Ефимовича**, действующего на основании Устава, с другой стороны, при совместном упоминании именуемые **Стороны**, заключили настоящий **Контракт** (далее – **Контракт**) о нижеследующем:

1. ПРЕДМЕТ КОНТРАКТА.

1.1. По заданию Заказчика Исполнитель обязуется выполнить работы и сдать их результат Заказчику, а Заказчик обязуется принять результат работ, выполненных в рамках утвержденного технического задания и оплатить его в порядке и на условиях, предусмотренных настоящим **Контрактом**.

1.2. Под Работами в рамках настоящего **Контракта** подразумеваются проектные и сметные работы, в объёме, предусмотренном Техническим заданием на разработку проектной и сметной документации (далее – "ТЗ") (Приложение № 1 к настоящему **Контракту**), разделы проектной и сметной документации (далее - "Техническую документацию") по реконструкции ПС "Сукляя – 110/35/10кВ".

1.3. Работы, выполняемые Исполнителем по настоящему **Контракту**, должны соответствовать действующим техническим требованиям, инструкциям, нормативным документам ПМР.

1.4. Любые дополнительные работы, помимо указанных в ТЗ, возникшие в ходе выполнения работ, оговариваются в **Дополнительных соглашениях**, которые после подписания обеими **Сторонами**, являются неотъемлемой частью **Контракта**.

2. СРОКИ ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТ.

2.1. Исполнитель приступает к выполнению работ после получения от Заказчика, утвержденного ТЗ и других необходимых данных для проектирования.

2.2. Срок выполнения работ:

Начало работ: с даты заключения настоящего **Контракта** и выполнения обязательств, предусмотренных п. 2.1. **Контракта**;

Окончание работ: в течение 150 (ста пятидесяти) календарных дней, но не позднее 30 сентября 2022 года.

2.3. Работы считаются выполненными после подписания акта выполненных работ Заказчиком или уполномоченным им представителем.

3. ЦЕНА КОНТРАКТА.

3.1. Цена **контракта** определена Сметой (Приложение № 2 к настоящему **Контракту**), представленной Исполнителем и рассчитанной в соответствии с требованиями Постановления Правительства Приднестровской Молдавской Республики №75 от 25.03.2020г. "Об определении стоимости проектно-изыскательских работ в текущих ценах", Приказа Министерства экономического развития Приднестровской Молдавской Республики №725 от 22.07.2021 г. "Об установлении коэффициентов текущего уровня цен для расчёта стоимости проектно-изыскательских работ в текущих ценах".

3.2. Цена настоящего **Контракта** составляет – **402 816,69** (четыреста две тысячи восемьсот шестнадцать,69) руб. ПМР.

3.3. Цена **Контракта** является твердой и определена на весь срок действия настоящего **Контракта** и может изменяться только в случаях и на условиях, предусмотренных **Законом ПМР "О закупках в Приднестровской Молдавской Республике"**.

3.4. Источник финансирования – Собственные средства Заказчика.

3.5. Если по предложению Заказчика увеличивается предусмотренный **Контрактом** объем работы не более чем на 10 (десять) процентов, допускается изменение цены **Контракта** по

соглашению сторон пропорционально увеличению объема работы исходя из установленной в Контракте цены работы, но не более чем на 10 (десять) процентов цены Контракта.

4. ПОРЯДОК РАСЧЁТОВ.

4.1. Оплата работ по настоящему Контракту производится Заказчиком в безналичной форме путем перечисления денежных средств на расчётный счёт Исполнителя в следующем порядке:

- Предоплата – 0 (ноль) процентов;
- Оплата – за фактически выполненные работы, в течение 5 (пяти) банковских дней после подписания Сторонами акта выполненных работ.

4.2. Датой осуществления платежа считается дата списания денежных средств со счета Заказчика.

4.3. Все расчеты по настоящему Контракту осуществляются в рублях Приднестровской Молдавской Республики.

5. СРОК ДЕЙСТВИЯ КОНТРАКТА.

5.1. Настоящий Контракт вступает в силу с момента подписания Сторонами и действует до 01.12.2022 года.

6. ПРАВА И ОБЯЗАННОСТИ СТОРОН.

6.1. Заказчик обязан:

6.1.1. Для исполнения Контракта передать Исполнителю, в срок не превышающий 3 (трех) рабочих дней после подписания Контракта утвержденное ТЗ и другие необходимые данные для проектирования;

6.1.2. Своевременно производить приемку и оплату выполняемых Исполнителем в соответствии с Контрактом работ;

6.1.3. Оказывать содействие Исполнителю в ходе выполнения им работ по вопросам, непосредственно связанным с предметом Контракта, решение которых возможно только при участии Заказчика;

6.1.4. Обеспечить доступ представителей Исполнителя на объект для исполнения обязательств по настоящему Контракту;

6.1.5. Выполнять иные обязанности, предусмотренные законодательством Приднестровской Молдавской Республики.

6.2. Заказчик имеет право:

6.2.1. В любое время проверять ход работ, выполняемых Исполнителем, не вмешиваясь в его основную деятельность;

6.2.2. В случае возникновения спора по поводу недостатков выполненных работ или их причин, Заказчик вправе инициировать независимую экспертизу, которая проводится в порядке и в сроки, установленные законодательством и (или) экспертной организацией;

6.2.3. Отказаться от принятия результатов работ, если не соблюдены полностью или в части условия предусмотренные настоящим Контрактом;

6.2.4. Реализовывать иные права, предусмотренные законодательством Приднестровской Молдавской Республики.

6.3. Исполнитель обязан:

6.3.1. Выполнить работы по Контракту в соответствии с утвержденным ТЗ, представленным Заказчиком (Приложение № 1 к настоящему Контракту) и условиями Контракта. Проектные решения должны соответствовать требованиям действующих нормативных документов в Приднестровской Молдавской Республике;

6.3.2. Выполнять указания Заказчика, в том числе по внесению изменений и дополнений в Техническую документацию, если они не противоречат условиям Контракта, действующему законодательству и нормативным документам, действующим в ПМР. В случае, если указание Заказчика выходит за рамки предмета Контракта, то Стороны подписывают дополнительное соглашение к Контракту, в котором определяется объем требуемых дополнительных работ и условия их оплаты;

6.3.3. Передать Заказчику готовую Техническую документацию в полной комплектности в порядке и сроки, предусмотренные Контрактом;

6.3.4. Обеспечивать возможность осуществления Заказчиком контроля за ходом выполнения работ;

6.3.5. Принимать непосредственное участие, в согласовании разработанной Технической документации, а в случае выявления недостатков устранить их за свой счет в согласованный с Заказчиком срок;

6.3.6. В письменном виде немедленно извещать Заказчика обо всех обстоятельствах, затрудняющих или делающих невозможным исполнение своих обязательств по настоящему Контракту;

6.3.7. Передавать готовую Техническую документацию третьим лицам только с разрешения Заказчика;

6.3.8. Обеспечить наличие необходимых разрешительных документов в течение всего срока действия Контракта.

6.3.9. Устранять выявленные Заказчиком недостатки выполненных работ;

6.3.10. Гарантировать Заказчику передачу полученных результатов работ, не нарушающих исключительных прав других лиц;

6.3.11. Выполнять иные обязанности, предусмотренные законодательством Приднестровской Молдавской Республики.

6.4. Исполнитель имеет право:

6.4.1. Запрашивать у Заказчика дополнительную информацию, необходимую для выполнения своих обязательств по настоящему Контракту;

6.4.2. Досрочно сдавать результаты работ по настоящему Контракту;

6.4.3. Требовать своевременной оплаты работ на условиях, предусмотренных настоящим Контрактом;

6.4.4. Осуществлять с разрешения Заказчика фото и видеосъемку объекта;

6.4.5. Требовать обеспечения своевременной приемки выполненных работ и подписания Акта выполненных работ либо обоснованного отказа от его подписания в установленные сроки.

6.5. После полной оплаты работ по разработке Технической документации в соответствии с условиями Контракта, Заказчику переходит право собственности на разработанную Исполнителем Техническую документацию.

7. ПОРЯДОК СДАЧИ И ПРИЕМКИ РАБОТ.

7.1. По завершению выполнения работ по разработке Технической документации Исполнитель информирует об этом Заказчика и представляет Заказчику или его представителю:

- Акт выполненных работ в 2-х экземплярах;
- Накладную с приложением 3 (трех) экземпляров Технической документации на бумажном носителе и 1 (один) экземпляр в электронном виде (для чтения и тиражирования) в формате pdf на flash-носителе или посредством электронной почты.

7.2. Заказчик в течение 5 (пяти) рабочих дней со дня получения от Исполнителя документации, предусмотренной п.7.1 Контракта, обязан направить Исполнителю подписанный Акт выполненных работ или мотивированный отказ с перечнем замечаний к Технической документации, в противном случае работы, указанные в Акте выполненных работ считаются принятыми Заказчиком и подлежащими оплате.

7.3. Мотивированный отказ в приемке работы предоставляется Заказчиком Исполнителю в письменном виде за подписью лица, подписавшего Контракт, либо лица, действующего от имени Заказчика по доверенности.

Мотивированный отказ Заказчика должен содержать замечания о недоработках, недостатках, нарушениях, допущенных Исполнителем при разработке Технической документации с указанием конкретных статей (частей, пунктов) утвержденного ТЗ, нормативно-правовых документов и действующего законодательства Приднестровской Молдавской Республики.

7.4. При наличии вышеуказанных замечаний Заказчика к Технической документации Исполнитель в течение 3 (трех) рабочих дней с момента получения рассматривает их обоснованность, после чего вносит необходимые исправления, либо в срок, не превышающий 5 (пять) рабочих дней с момента получения замечаний Заказчика, составляется двусторонний Протокол с перечнем необходимых доработок и сроков их устранения.

7.5. После устранения Исполнителем всех замечаний, определенных Протоколом, и получения откорректированной Технической документации, Заказчик производит приемку работ и направляет Исполнителю подписанный Акт выполненных работ.

8. ОТВЕТСТВЕННОСТЬ СТОРОН.

8.1. Исполнитель несет ответственность за ненадлежащее составление Технической документации, включая недостатки, обнаруженные впоследствии в ходе реконструкции, а также в процессе эксплуатации объекта.

8.2. При обнаружении недостатков в Технической документации Исполнитель по требованию Заказчика обязан безвозмездно переделать документацию и соответственно произвести необходимые дополнительные работы в Технической документации, а также возместить Заказчику причиненные убытки.

8.3. При нарушении Заказчиком сроков платежей, предусмотренных соответствующими пунктами настоящего Контракта, Исполнитель вправе требовать с Заказчика выплату неустойки (пеней) в размере 0,1% от неоплаченной в срок суммы за каждый календарный день просрочки, но не более 10% от общей суммы Контракта.

8.4. В случае если работы не будут выполнены Исполнителем в сроки, установленные настоящим Контрактом, Заказчик вправе требовать с Исполнителя выплату неустойки (пеней) в размере 0,1% от цены Контракта, за каждый календарный день просрочки, но не более 10% от общей суммы Контракта.

8.5. В случае одностороннего необоснованного отказа Исполнителя от исполнения настоящего Контракта, Исполнитель уплачивает Заказчику неустойку в размере 10% от общей суммы настоящего Контракта.

8.6. Заказчик вправе удержать сумму неустойки (пеней) из суммы оплаты, подлежащей уплате по Контракту.

9. ФОРС-МАЖОР

9.1. Сторона освобождается от ответственности за полное или частичное неисполнение своих обязательств по контракту, если такое неисполнение явилось следствием действия обстоятельств непреодолимой силы (форс-мажор), а именно: пожара, наводнения, землетрясения, других стихийных бедствий, эпидемии, военных действий, гражданских беспорядков, решений государственных органов, или других, не зависящих от этой Стороны, обстоятельств, влияющих на возможность исполнения её обязательств по контракту.

9.2. В случае действия обстоятельств непреодолимой силы срок исполнения обязательств по контракту продлевается на срок, в течение которого действуют такие обстоятельства и их последствия.

9.3. Сторона, которая не в состоянии исполнить свои обязательства по причине действия непреодолимой силы, должна незамедлительно уведомить другую Сторону в письменной форме о начале и ожидаемом сроке действия указанных обстоятельств.

9.4. Если обстоятельства непреодолимой силы, препятствующие исполнению обязательств по контракту, будут продолжаться более 3 (трех) месяцев, судьба настоящего контракта будет решаться путем проведения дополнительных переговоров между Сторонами.

9.5. При прекращении действия обстоятельств непреодолимой силы Сторона, ссылающаяся на это обстоятельство, должна без промедления известить об этом другую Сторону в письменной форме с указанием срока, в который она предполагает исполнить обязательства по контракту, если это остается возможным и целесообразным для Сторон, или обосновать невозможность или нецелесообразность надлежащего исполнения.

9.6. Факт наличия действия обстоятельств непреодолимой силы и их продолжительность подтверждает Сторона, заинтересованная в признании данных обстоятельств форс – мажорными, заключением компетентного органа Приднестровской Молдавской Республики.

10. ПОРЯДОК РАЗРЕШЕНИЯ СПОРОВ.

10.1. Все споры и разногласия, которые могут возникнуть из настоящего Контракта или в связи с ним, должны разрешаться, по возможности, путем переговоров между Сторонами.

10.2. Стороны договариваются, что все возможные претензии по настоящему Контракту должны быть рассмотрены в течение 10 (десяти) рабочих дней с момента их получения. Соблюдение досудебной (претензионной) процедуры урегулирования спора обязательно.

10.3. Споры и разногласия, возникшие в ходе исполнения настоящего Контракта, не урегулированные путем переговоров, разрешаются в Арбитражном суде Приднестровской Молдавской Республики.

11. ЗАКЛЮЧИТЕЛЬНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ.

11.1. Во всем остальном, что не урегулировано настоящим Контрактом, стороны руководствуются нормами действующего законодательства Приднестровской Молдавской Республики.

11.2. Ни одна из Сторон не имеет право передавать права и обязанности по настоящему Контракту третьей Стороне без письменного согласия другой Стороны.

11.3. Стороны обязуются извещать друг друга об изменениях своего юридического адреса и других реквизитов не позднее 10 (десяти) дней с даты их изменения.

11.4. Изменение условий настоящего Контракта и его расторжение допускаются по соглашению сторон в случаях, предусмотренных законодательством Приднестровской Молдавской Республики, в том числе Законом Приднестровской Молдавской Республики "О закупках в Приднестровской Молдавской Республике".

11.5. Заказчик вправе принять решение об одностороннем отказе от исполнения Контракта по основаниям, предусмотренным гражданским законодательством Приднестровской Молдавской Республики для одностороннего отказа.

11.6. Все изменения и дополнения к настоящему Контракту имеют юридическую силу, если они оформлены письменно и удостоверены подписями, уполномоченных на то лиц.

11.7. Настоящий Контракт составлен и подписан в 2 (двух) экземплярах на русском языке. Оба экземпляра идентичны и имеют равную юридическую силу. У каждой из Сторон находится один экземпляр настоящего Контракта.

11.8. Приложения к Контракту, являющиеся неотъемлемыми частями данного Контракта:

- Приложение № 1 – Утвержденное техническое задание на разработку проектной и сметной документации по реконструкции ПС "Сукля – 110/35/10кВ";
- Приложение № 2 – Смета на выполнение проектных и сметных работ.

12. ЮРИДИЧЕСКИЕ АДРЕСА И РЕКВИЗИТЫ СТОРОН.

ЗАКАЗЧИК:

ГУП "ГК Днестрэнерго"

MD-3300, Молдова, ПМР, г. Тирасполь,
ул. Украинская, 5

Банковские реквизиты:

р/с 221 121 000 000 00 35
в ОАО "Эксимбанк" г. Тирасполь
ф/к 0200041666 КУБ 21
к/с 20210000088
Телефон: (533)9-30-58
Факс: (533)9-65-72
E-mail: dnestrenergo@dnestrenergo.md

Генеральный директор

М.С. Добров

ИСПОЛНИТЕЛЬ:

ООО "Штрих-М"

MD-4500, Молдова, ПМР, г. Дубоссары,
ул. Дзержинского, 19

Банковские реквизиты:

р/с 2212010000001830
КУБ01
Филиал ЗАО "Агропромбанк"
г. Дубоссары Ф/к 0700046685
Тел. 077760571

E-mail: m.shtrikh@mail.ru

Генеральный директор

М.Е. Перчуляк





**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ
на разработку проектной и сметной документации по
реконструкции ПС «Сукляя 110/35/10кВ»**

№ п/п	Перечень основных данных и требований	Содержание основных данных и требований
1	2	3
1	Наименование объекта	Трансформаторная подстанция «Сукляя 110/35/10кВ»
2	Адрес, местоположение объекта	Приднестровская Молдавская Республика, Слободзейский район, с. Сукляя
3	Целевое использование объекта	Передача, распределение и трансформация электрической энергии высокого напряжения. Электроснабжение потребителей.
4	Основание для проектирования	Физический и моральный износ электротехнического оборудования.
5	Данные о заказчике	Государственное унитарное предприятие «ГК Днестрэнерго» ПМР, г. Тирасполь, ул. Украинская, 5
6	Данные о проектировщике	_____
7	Вид строительства	Реконструкция подстанции с заменой оборудования.
8	Период проектирования	Поэтапно
9	Объёмы работ	<p align="center">1. Модернизация силовых трансформаторов 1Т и 2Т</p> <p>Проектом предусмотреть модернизацию силовых трансформаторов 1Т и 2Т с выбором типов оборудования и замену:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Вводов 110кВ. 2. Приводов РПН. 3. Шкафов дутья. 4. Двигателей обдува. 5. Цепей питания системы обдува. 6. Газовых реле. 7. Струйных реле. 8. Реле минимального уровня масла (РУМ). 9. Маслоуказателей. 10. Шиберов. 11. Термосигнализаторов. 12. Воздухоосушителей. <p>Типы установленного оборудования:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Трансформатор 1Т и 2Т – ТДТН-16000/110-80 У1. 2. Переключающее устройство РПН – РС-4. 3. Моторный привод РПН – МЗ-4. 4. Вводы – ГБМТ-110/630 У1. 5. Маслоуказатель – МС-2. 6. Термосигнализатор – ТКП-160 Сг УХЛ2. 7. Газовое реле – ВГ-80/Q. 8. Двигатель обдува – АБ63А4ВУ1 УХЛ1, 380В, 0,25кВт. <p>2. Замена шинных мостов 10 кВ от 1Т и 2Т к КРУ-10 кВ</p> <p>Проектной документацией предусмотреть замену металлоконструкций с её разработкой и предоставлением чертежей. Разработать проектную документацию фундаментов под установку металлоконструкций.</p>

3. Реконструкция ОРУ 35кВ.

Разработать проектную документацию замены:

- порталов и металлоконструкций;
- разъединителей 35кВ на разъединители с моторным приводом;
- масляных выключателей 35кВ на вакуумные;
- масляных трансформаторов тока 35кВ на литые;
- масляных трансформаторов напряжения 35кВ на литые;
- разрядников 35кВ на ОПНы.

Типы и технические параметры оборудования определить проектом.

Проектной документацией предусмотреть замену металлоконструкций под установку оборудования с её разработкой и предоставлением чертежей.

Разработать проектную документацию фундаментов под установку металлоконструкций с оборудованием.

Оси вновь монтируемого оборудования расположить так чтобы применить существующую жесткую ошиновку.

Предусмотреть резервную ячейку 35 кВ, с устройством фундаментов для крепления жёсткой ошиновки.

4. Реконструкция ОРУ 110кВ.

Разработать проектную документацию замены:

- порталов и металлоконструкций;
- разъединителей 110кВ на разъединители с моторным приводом;
- масляного выключателя 110кВ на элегазовый;
- ОД/КЗ на элегазовый выключатель;
- масляных трансформаторов тока 110кВ на элегазовые;
- масляных трансформаторов напряжения 110кВ на элегазовые;
- разрядников 110кВ на ОПНы;
- однофазного разъединителя нейтрали трансформатора в комплекте с разрядником на однофазный разъединитель нейтрали трансформатора с моторным приводом в комплекте с ОПНом.

Типы и технические параметры оборудования определить проектом.

Проектной документацией предусмотреть замену металлоконструкций под установку оборудования с её разработкой и предоставлением чертежей.

Разработать проектную документацию фундаментов под установку металлоконструкций с оборудованием.

Оси вновь монтируемого оборудования расположить так чтобы применить существующую жесткую ошиновку.

5. Контур заземления

Разработать проектную документацию на замену контура заземления ПС.

6. Замена существующей канализации вторичной коммутации на ОРУ-35/110кВ, с заходом в КРУ- 10кВ и ОПУ

Проектом предусмотреть прокладку канализации вторичных цепей подземным способом в двустенной гибкой трубе типа ПНД, с устройством переходных колодцев. Осуществить расчет параметров, выбор марки и трассу прокладки.

7. Требования к устройствам РЗА для защиты электротехнического оборудования 35/110 кВ

7.1 Общие технические требования к терминалам РЗА описаны в приложении №1

7.2 Технические требования к терминалу защиты трансформатора описаны в приложении №2

7.3 Технические требования к терминалу защиты и автоматики 110В1Т, 110ВС, 110В2Т, 35В1Т, 35В2Т описаны в приложении №3

7.4 Технические требования к терминалу защиты и автоматики 35ВЛ, 35И описаны в приложении №4

7.5 Технические требования к терминалу защиты и автоматики 110ВЛ описаны в приложении №5

7.6 Технические требования к терминалу автоматики блокировки и управления разъединителей описаны в приложении №6

7.7 Технические требования к устройству автоматического регулирования напряжения потребителей в приложении №7

7.8 Технические требования к устройству преобразования дискретных сигналов №8

8. Требования к шкафам РЗА для защиты электротехнического оборудования, расположенных в ОПУ.

Шкафы должны иметь единую унифицированную конструкцию (типоразмер, цвет и т.п.), при этом должны иметь следующие характеристики:

8.1 Конструкция шкафа должна предполагать возможность двустороннего обслуживания;

8.2 Передняя (лицевая) часть панели представляет собой одностворчатую, прозрачную дверь из ударопрочного стекла; Задняя часть панели представляет собой 2-х створчатую, глухую, герметичную дверь с одинаковыми половинками;

8.3 Конструкция шкафа должна обеспечивать возможность подведение кабелей снизу;

8.4 Размеры шкафов Высота – 2300, ширина -800, глубина -600.

8.5 Шкафы должны комплектоваться козырьком для диспетчерского наименования;

8.6 Установка приборов и аппаратов должна быть произведена в соответствии с ПУЭ;

8.7 Требования к шкафам с МП устройствами РЗА в части условий эксплуатации и технического обслуживания должны соответствовать разделу 4 «Общих технических требований к МП устройствам защиты и автоматики энергосистем» (РД 34.10.310-97);

8.8 Формирование состава устройств РЗА в шкафах должно выполняться с учетом обеспечения дальнего резервирования, повышения надежности работы защит, упрощения эксплуатации и монтажа.;

8.9 Должна быть предусмотрена возможность проведения наладки, профилактического восстановления и внепланового ремонта любого шкафа без вывода из действия других шкафов защиты, установленных на данном объекте.

8.10 Входные цепи шкафов от трансформаторов тока (ТТ) и трансформаторов напряжения (ТН) должны присоединяться через испытательные блоки.

8.11 Не указанные в ТЗ требования согласовываются дополнительно.

9. Разработка к шкафам РЗА установленным на ОРУ.

Шкафы должны иметь единую унифицированную конструкцию (типоразмер, цвет и т.п.), при этом должны иметь следующие характеристики:

9.1 Конструкция шкафа должна предполагать возможность двустороннего обслуживания (шкафы преобразования сигналов);

9.2 Конструкция шкафа должна обеспечивать возможность подведение кабелей снизу при помощи кабельных гермовводов.

9.3 Размеры шкафов определить проектом.

9.4 Корпус шкафа изготовлен из стали марки AISI304 толщиной не менее 1,5мм

9.5 Шкафы должны быть оборудованы быть защищены от климатических воздействий внешней среды и создавать внутри микроклимат для нормального функционирования размещенного оборудования

9.6 Установка приборов и аппаратов должна быть произведена в соответствии с ПУЭ;

9.7 Требования к шкафам с МП устройствами РЗА в части условий эксплуатации и технического обслуживания должны соответствовать разделу 4 «Общих технических требований к МП устройствам защиты и автоматики энергосистем» (РД 34.10.310-97);

9.8 Формирование состава устройств РЗА в шкафах должно выполняться с учетом обеспечения дальнего резервирования, повышения надежности работы защит, упрощения эксплуатации и монтажа.;

9.9 Не указанные в ТЗ требования согласовываются дополнительно

10. Разработка схем и шкафов РЗА

- Применить при проектировании устройства преобразования дискретных сигналов на ОРУ 110/35 кВ.

		<p>- при выборе трансформаторов тока ОРУ 110/35кВ предусмотреть отдельный керны для цепей Учета, РЗА, АСКУЕ.</p> <p>10.1 Шкаф №2 «Защиты ВЛ-110 кВ «ХБК» и трансформатора напряжения (ТН) 110 кВ 110И-I» Разработать шкаф, а также схему: - защита линий 110кВ; - сигнализация трансформатора напряжения; - управление разъединителями 110РЛ2 и заземляющим ножом 110РЛ-з-1; - на лицевой стороне шкафа установить анализатор качества сети; В объём проектирования кроме проекта шкафа, необходимо осуществить выбор применяемого терминала защит в связи с тем, что линия имеет длину всего 6,9 км, и существует вероятность применения терминалов с дифференциальной защитой по току. Необходимо согласование с ГП «Молдэлектрика»</p> <p>10.2 Шкаф №3 «Защиты ВЛ-110 кВ «Слободзья» и трансформатора напряжения (ТН) 110 кВ 110И- II». Шкаф и схемы аналогичны шкафу №3 Необходимо согласование с ГП «Молдэлектрика»</p> <p>10.3 Шкаф №4 «Защиты трансформатора 1Т – Автоматика 110В1Т» Разработать шкаф, а также схему в состав которой входит: - Защита силового трансформатора - Автоматика управления вводного выключателя 110кВ. - Автоматика регулирования напряжения - Управления разъединителями 110Р1Т и заземляющим ножом 110Р1Т-з. - мнемосхема силового трансформатора 1Т на лицевой стороне шкафа с установкой анализаторов качества сети.</p> <p>10.4 Шкаф №6 «Защиты трансформатора 2Т – Автоматика 110В2Т» Шкаф и схемы аналогичны шкафу №5</p> <p>10.5 Шкаф №5 «Автоматика 110ВС» и управление разъединителями ОРУ 110кВ. Разработать шкаф, а также схему в состав которой входит: - Автоматика управления 110ВС и резервные защиты 110ВЛ - Автоматика управления разъединителями и заземляющими ножами ОРУ 110кВ - мнемосхема 110ВС, разъединителей и заземляющих ножей ОРУ 110кВ, управление 10ВС. - Установить рядом с мнемосхемой анализатор качества сети</p> <p>10.6 Шкаф №7 « Автоматика и защиты 35В1Т, 35И1». Разработать шкаф, а также схему в состав которой входит: - Защита и автоматика 35В1Т, управления разъединителями и заземляющими ножами ячейки 35кВ - Автоматика 35И1, управления разъединителями и заземляющими ножами ячейки 35кВ - Шкаф разделить посередине вдоль всей высоты шкафа расположив с одной стороны защиту и автоматику 35В1Т, с другой стороны 35И1. - Мнемосхема 35В1Т, разъединителей и заземляющих ножей ОРУ 35кВ - Установить рядом с мнемосхемой анализатор качества сети</p> <p>10.7 Шкаф №11 « Автоматика и защиты 35В2Т, 35И2». Шкаф и схемы аналогичны шкафу №8</p> <p>10.8 Шкаф №8 «Защита и автоматика 35ВС и 35ВЛ «Суклея – Карьер»». Разработать шкаф, а также схему в состав которой входит: - Защита и автоматика 35ВС, управления разъединителями и заземляющими ножами ячейки 35кВ - Мнемосхема 35ВС, разъединителей и заземляющих ножей ОРУ 35кВ - Защита и автоматика 35ВЛ «Суклея-Карьер», управления разъединителями и заземляющими ножами ячейки 35кВ - Мнемосхема 35ВЛ, разъединителей и заземляющих ножей ОРУ 35кВ</p>
--	--	--

- Установить рядом с мнемосхемой анализатор качества сети
- Шкаф разделить посередине вдоль всей высоты шкафа расположив с одной стороны защиту и автоматику 35ВС с другой стороны 35ВЛ «Сукля-Карьер».

10.9 Шкаф №9 «Защита и автоматика 35ВЛ «Сукля 1 подъем» и 35ВЛ «Сукля 2 подъем».

Шкаф и схемы 35ВЛ аналогичны шкафу №9

10.10 Шкаф №10 «Учет линий 35кВ»

Разработать шкаф, а также схему в состав которой входит:

- Размещение приборов учёта электроэнергии для следующих присоединений:

- 35ВЛ «Сукля - карьер», 35ВЛ «Сукля 1 подъем», 35ВЛ «Сукля 2 подъем», 35В1Т и 35В2Т – в количестве 5 шт.

- Установку и подключение приборов учёта электрической энергии к проектируемым вторичным электрическим цепям учёта осуществить на лицевой стороне внутри панели через испытательные клеммные колодки токовых цепей и цепей напряжения (тип и марку определить проектом) с возможностью наложения на них пломб.

- Шкаф разделить посередине вдоль всей ширины шкафа расположив с одной стороны приборы учета электрической энергии, с другой стороны место для возможной установки автоматики ДГК (резерв).

11. Требования к расчету уставок 1Т, 2Т

В проекте выполнить расчет уставок РЗА силовых трансформаторов 1Т, 2Т для микропроцессорных терминалов.

1Т – ТДТН – 16000/110/35/10 кВ

2Т – ТДТН – 16000/110/35/10 кВ

Дополнительная информация по силовым трансформаторам будет выдана проектной организации по требованию

12. Требования к приборам учета и измерительным приборам, расположенных в ОПУ.

12.1 Требования к анализаторам качества сети в приложении №8.

12.2 Требования к приборам учета электроэнергии в приложении №9

13. Система видеонаблюдения территории подстанции

13.1 Проектом предусмотреть выбор типов оборудования для системы видеонаблюдения.

13.2 Определить места расположение видеокамер контроля на ОПУ-35/110 кВ, для наблюдения за коммутационными аппаратами (технологическое).

13.3 Определить места расположение видеокамер контроля, для наблюдения за периметром подстанции (охранное).

13.4 Прокладку цепей питания и передачи данных осуществить аналогично п. 6.

14. Освещение территории подстанции

14.1 Проектом выполнить выбор типов и количества осветительных приборов на территории подстанции.

14.2 Определить места расположение осветительных приборов на территории подстанции.

14.3 Прокладку цепей питания осуществить аналогично п. 6.

15. Ограждение территории подстанции

15.1 Проектом предусмотреть выбор типа и установку сетчатого ограждения территории подстанции, а также ворот и калиток.

15.2 Предусмотреть запорные устройства в виде электромагнитных замков с блоком управления и контроля доступа, а также доводчиками с фиксацией.

16. Благоустройство территории подстанции

16.1 Проектом предусмотреть мероприятия по благоустройству территории и охранной зоны подстанции. Данные мероприятия должны включать наличие поросли на территории подстанции и в охранной зоне.

16.2 Предусмотреть устройство бетонных покрытий для движения автотранспорта.

16.3 Предусмотреть устройство пешеходных дорожек из плит.

	<p>16.4 Внешние каналы связи</p> <p>16.5 Определить трассу прокладки и заходы внешних сетей каналов связи в здание ОПУ от мачты связи и оптоволоконной линии оператора.</p> <p>16.6 Определить трассу прокладки с заходом сетей передачи данных от ОПУ в КРУ-10кВ.</p> <p>16.7 Прокладку сетей передачи данных осуществить аналогично п. 6.</p>
Данные предоставляемые Заказчиком	<p>1. Схема электрическая принципиальная ПС «Сукля 110/35/10кВ» (Проектируемая).</p>

СОГЛАСОВАНО:


/ Начальник СП

Начальник службы РЗА

Начальник ЦС АСТУиИБ


Начальник ЦС ГМ

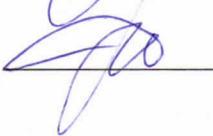
Начальник ПТО

 С.В. Гладкий

 Е.Г. Завати

 В.Л. Гаврилов

 И.В. Пономарёв

 М.А. Постолатий

Контактные данные руководящих работников ГУП «ГК Днестрэнерго»

№ п/п	Наименование должности работника	Фамилия, имя, отчество	Телефоны	E-mail:
1	Главный инженер	Гицман Андрей Иванович	мобильный тел.: 00(373)77785181 рабочий тел.: 00(373)53392325	77785181@mail.ru
2	Начальник производственно- технического отдела	Постолатий Максим Анатольевич	мобильный тел.: 00(373)77508142 рабочий тел.: 00(373)53350593	pto@dnestrenergo.md
3	Начальник службы подстанций	Гладкий Сергей Васильевич	мобильный тел.: 00(373)77786725 рабочий тел.: 00(373)53391253	glseva@mail.ru
4	Начальник службы релейной за- щиты и автоматики	Завати Евгений Гаврилович	мобильный тел.: 00(373)77790612 рабочий тел.: 00(373)53350689	zavatie@gmail.com
5	Начальник центральной службы главного метролога – Главный метролог	Пономарёв Игорь Владимирович	мобильный тел.: 00(373)77890808 рабочий тел.: 00(373)53350686	ponomarev@dnestrenergo.md
6	Начальник центральной службы автоматизированных систем тех- нологического управления и ин- формационной безопасности	Гаврилов Владимир Леонидович	мобильный тел.: +(373)77875274	1984vgl@gmail.com

Общие технические требования к терминалам РЗА

Наименование параметра	Требуемое значение параметра
1 Цепи переменного тока терминалов должны удовлетворять следующим параметрам:	
1.1 Номинальный ток, А	$I_n = 5$
1.2 Ток термической стойкости (длительно)	$5 \times I_n$
1.3 Ток односекундной стойкости	$100 \times I_n$
1.4 Рабочий диапазон	$(0,05 - 40) \times I_n$
1.5 Потребление на фазу при I_n , ВА	не более 0,5
2 Цепи переменного напряжения терминалов должны удовлетворять следующим параметрам:	
2.1 Линейное номинальное напряжение, В	$U_n = 100$
2.2 Напряжение термической стойкости (длительно)	$3,0 \times U_n$
2.3 Напряжение односекундной стойкости	$2,5 \times U_n$
2.4 Напряжение термической стойкости $3U_0$	$3,0 \times U_n$
2.5 Напряжение одноминутной стойкости $3U_0$	$5,0 \times U_n$
2.6 Рабочий диапазон напряжений	0 - 264
2.7 Потребление на фазу при U_n , ВА	$< 0,1$
2.8 Потребление по $3U_0$ при U_n , ВА	$< 0,1$
3 Рабочая частота терминалов:	
3.1 Номинальная частота, Гц	$f_n = 50$
3.2 Рабочий диапазон частот	$(0,95 - 1,05) \times f_n$
4 Напряжение оперативного постоянного тока терминалов должно удовлетворять следующим параметрам:	
4.1 Номинальное напряжение, В	$U_n = 220$
4.2 Рабочий диапазон напряжений	$(0,8 - 1,1) \times U_n$
4.3 Потребление при $U_{пн}$ в номинальном режиме (при отсутствии КЗ в сети), Вт	$P_n < 20$
4.4 Потребление при наличии КЗ в сети	$< 2 \times P_n$
4.5 Допустимая пульсация в напряжении постоянного тока	не более 6% от среднего значения
4.6 Нормальное функционирование терминалов не должно нарушаться при исчезновении или снижении напряжения ниже установленного предела при соответствующей организации системы постоянного оперативного тока на ПС на время, с	до 0,15
4.7 Подача напряжения обратной полярности не должна вызывать повреждения терминала	да
4.8 Запуск терминала, при подаче номинального напряжения питания, должен осуществляться за время, с	не более 1
5 Бинарные входы терминалов должны удовлетворять следующим параметрам:	
5.1 Постоянное номинальное напряжение каждого входа, В	$U_{вх.н} = 220$
5.2 Рабочий диапазон напряжений каждого входа	$(0,8 - 1,1) \times U_{вх.н}$
5.3 Первоначальной импульс тока входа (затем допустимо его затухание), мА	$I_{вх.имп} \geq 50$
5.4 Напряжение "срабатывания" входа	$\geq 0,7 \times U_{вх.н}$
6 Контактные выходы терминалов должны удовлетворять следующим параметрам:	

Наименование параметра	Требуемое значение параметра
6.1 Исключают гальваническую связь с элементами, расположенными внутри терминала	Да
6.2 Содержат замыкающие контакты без общей точки	Да
6.3 Содержат размыкающие контакты без общей точки	Да
6.4 Коммутируют напряжение постоянного тока, В	250
6.5 Обеспечивают размыкание тока 1/0,4/0,2/0,15А при напряжении соответственно при 48/110/220/250 В и постоянной времени цепи $L/R \leq 40\text{мс}$	Да
6.6 Контакты, коммутирующие цепи отключения и включения выключателей должны обеспечивать:	
6.6.1 Замыкание токов до 10 А, на время,	1,0
6.6.2 Замыкание токов 30 А, на время, с	0,2
6.6.3 Длительное протекание тока, А	5
6.7 Коммутационная способность реле, действующих в цепи внешней сигнализации, должна быть не менее 30 Вт в цепях ОПТ с индуктивной нагрузкой и постоянной времени, не превышающей 0,02с при напряжении до 250 В и токе до 1А.	да
7 Терминалы должны удовлетворять следующим параметрам:	
7.1 Иметь программируемую логику как между различными функциями защиты, управления и контроля, входящими в состав МП устройств, так и между этими функциями и внешними устройствами защиты, управления и контроля	Да
7.2 Иметь свободно программируемую логику	Да
7.3 Удовлетворять следующим нормативным документам:	
7.3.1 РД 34.35.310-97	Да
7.3.2 Нормам и правилам МЭК по обеспечению электромагнитной совместимости	Да
7.3.3 Испытаниям в соответствии с ГОСТ 51317.4.1-2000 (МЭК 61000-4-1-2000)	Да
7.3.4 Степени жесткости	Не хуже 3
7.4 Предусматривать синхронизацию от внешнего источника точного времени	Да
7.5 Иметь непрерывную диагностику	Да
7.6 Иметь возможность установки любой группы уставок по дискретным входным сигналам и с верхнего уровня управления	Да
7.7 Иметь возможность установки всех регулируемых параметров, с клавиатуры и дисплея терминала (интерфейса человек-машина ИЧМ), с помощью персонального компьютера (ПК), подключаемого к специальному входу терминала, и с верхнего уровня управления	Да
7.8 Иметь порты связи, обеспечивающие обмен информацией при их интеграции в систему АСУТП по стандартным протоколам связи (МЭК 60870-5-103, МЭК 60870-5-104, МЭК 61850-8-1)	Да
7.9 Иметь местную светодиодную сигнализацию и контактную сигнализацию действия на отключение и неисправности	Да
7.10 Устройства должны осуществлять:	
7.10.1 Регистрацию событий (емкость буфера памяти регистратора событий - 7500 событий с возможностью перезаписи)	Да

Наименование параметра	Требуемое значение параметра
7.10.2 Цифровое осциллографирование аналоговых и дискретных сигналов с хранением в энергонезависимой памяти (общая длительность записи не менее 150с при записи 22 аналоговых и 128 дискретных сигналов)	Да
7.10.3 Сигнализацию о состоянии и функционировании терминала, в том числе сигнализацию, выполненную на светодиодах с ручным съемом сигналов о неисправности терминала	Да
7.11 Иметь русифицированные интерфейсы	Да
8 Срок службы системы РЗА (при условии проведения требуемых технических мероприятий по обслуживанию) должен быть не менее, лет.	25
9 Функция кибербезопасности	Да

Технические требования к терминалу защиты трансформатора

№	Наименование параметра	Требуемое значение
1	Дифференциальная защита трансформатора	ДЗТ
1.1	ДЗТ должна быть выполнена в виде двухканальной дифференциальной токовой защиты, содержащей чувствительное реле и отсечку	Да
1.2	ДТЗ должна иметь два входа для подключения к двум трёхфазным группам трансформаторов тока сторон ВН и НН	Да
1.3	Должно предусматриваться цифровое выравнивание различий по коэффициентам трансформации трансформаторов тока плеч ДЗТ	Да
1.4	Должна быть обеспечена программная компенсация фазового сдвига и коэффициента схемы при подключении токовых цепей ДЗТ к ТТ, соединённым по схеме «звезда» независимо от группы соединения защищаемого трансформатора	Да
1.5	Для трансформатора с группой соединения Y/D на стороне с подключением обмотки «звезда» возможно использование ТТ, вторичные обмотки которых собраны по схеме «треугольник»	Да
1.6	Ток срабатывания ДТЗ	0,1 - 2 о.е.
1.7	Ток начала торможения ДТЗ	0,4 - 1 о.е.
1.8	Ток торможения блокировки ДТЗ	0,7 - 3 о.е.
1.9	Коэффициент торможения ДЗТ	0,2 - 0,7 о.е.
1.10	Ток срабатывания дифференциальной отсечки	2 - 20 о.е.
1.11	ДЗТ на минимальных уставках по начальному току срабатывания и коэффициенту торможения должна обеспечивать отстройку от однополярных бросков намагничивающего тока (в том числе и «трансформированных») с амплитудой, равной шестикратному значению амплитуды базисного тока стороны, и основанием волны тока до 240 □	Да
1.12	Для отстройки ДЗТ от бросков токов намагничивания должен контролироваться уровень 2 гармоники в дифференциальном токе, который должен изменяться в пределах от 8 до 20 % по отношению к величине основной гармоники в дифференциальном токе	Да
1.13	ДЗТ должна правильно функционировать при КЗ в защищаемой зоне при токе повреждения более начального тока срабатывания чувствительного реле до 40 I _{БАЗ} при значении токовой погрешности высоковольтных трансформаторов тока в установившемся режиме, вызванной их насыщением при работе на активную нагрузку, до 50 %	Да
1.14	ДЗТ должна быть отстроена от тока внешнего КЗ при максимальной кратности входного тока не более 40 I _{БАЗ} при значении полной погрешности высоковольтных трансформаторов тока в установившемся режиме, вызванной их насыщением при работе на активную нагрузку, до 10 %	Да
1.15	Время срабатывания ДТО	(0...27) с
2	Токовая защита нулевой последовательности стороны ВН	ТЗНП ВН
2.1	Токовая защита нулевой последовательности на стороне ВН должна использовать расчетное значение тока 3I ₀ , полученное суммированием фазных токов стороны ВН	Да
2.2	Диапазон уставок по току срабатывания ТЗНП	0,05 - 100 А
2.3	Время срабатывания ТЗНП	0,05 - 27 с
2.4	Должно предусматриваться действие ТЗНП ВН отдельными выдержками времени на отключение смежного трансформатора, ШСВ (СВ) ВН, своего трансформатора и выключателя ВН от ТЗНП ВН смеж. трансформатора	Да
3	Максимальная токовая защита на сторонах ВН, СН и НН	МТЗ ВН, СН, НН
3.1	Количество ступеней МТЗ ВН	не менее 2-х
3.2	Количество ступеней МТЗ СН, НН	не менее 2-х
3.3	Ток срабатывания ступеней МТЗ	0,1 – 100 А
3.4	Для увеличения чувствительности ступеней МТЗ должен обеспечиваться пуск МТЗ от реле тока обратной последовательности с уставкой	0,1 – 100 А
3.5	МТЗ на всех сторонах трансформатора должна выполняться с комбинированным	Да

№	Наименование параметра	Требуемое значение
	пуском или без пуска по напряжению стороны НН	
3.6	Реле минимального линейного напряжения должно иметь уставки по напряжению, регулируемые в диапазоне	10 – 100 В
3.7	Реле максимального напряжения обратной последовательности должно иметь уставки по напряжению, регулируемые в диапазоне	6 – 24 В
3.8	Максимальная токовая защита стороны НН должна выполняться с контролем направленности или без контроля. Для обеспечения направленности МТЗ НН должно использоваться реле направления мощности (РНМ), которое работает по направлению мощности прямой последовательности к шинам или к трансформатору (по выбору)	Да
3.9	Величина срабатывания РНМ по току и напряжению	0,1А, 1В
3.10	Уставка РНМ по углу максимальной чувствительности	30 - 90°
3.11	Зона работы РНМ составляет	160 - 180°
3.12	Выдержки времени срабатывания МТЗ ВН, НН	0,05 – 27 с
3.13	Должно предусматриваться автоматическое ускорение МТЗ НН при включении вводного выключателя НН	Да
4	Требования к количеству входов и выходов	
4.1	Количество аналоговых входов переменного тока	9
4.2	Количество аналоговых входов переменного напряжения ($U_{AB\text{ НН}}, U_{BC\text{ НН}}$)	2
4.3	Количество дискретных входов не менее	24
4.4	Количество дискретных выходов не менее	19
5	Защита от перегрузки	ЗП
5.1	Реле тока защиты от перегрузки, должны быть включены на токи фаз сторон ВН, НН трансформатора	Да
5.2	Уставки реле максимального тока ЗП	0,05 - 100 А
5.3	Время срабатывания ЗП	0,05 - 27 с
6	Газовая защита трансформатора и РПН	ГЗ Т, ГЗ РПН
6.1	Должен быть предусмотрен прием сигналов от сигнальной и отключающей ступеней газовой защиты трансформатора, а так же от газовой защиты устройства РПН	Да
6.2	Должна предусматриваться возможность перевода ГЗТ на сигнал и перевода ГЗ РПН на сигнал	Да
6.3	Должна предусматриваться возможность перевода сигнальной ступени ГЗТ на отключение трансформатора	Да
6.4	Должен быть предусмотрен контроль исправности цепей ГЗ Т и ГЗ РПН, выводящий защиту при обнаружении неисправности	Да
7	Устройство резервирования отказа выключателя стороны ВН	УРОВ ВН
7.1	Ток срабатывания УРОВ	0,04 – 5 А
7.2	Коэффициент возврата реле тока УРОВ должен быть не ниже	0,9
7.3	Время срабатывания реле тока УРОВ при входном токе $2I_{CP}$ должно быть не более	0,025 с
7.4	Время возврата реле тока УРОВ при сбросе входного тока от $25I_{НОМ}$ до нуля должно быть не более	0,03 с
7.5	Реле тока УРОВ должно правильно работать при искажении формы вторичного тока трансформатора тока, соответствующей токовой погрешности до 50 % в установившемся режиме, при значении вторичного тока от 4 до $40I_{НОМ}$	Да
7.6	Уставки по выдержке времени УРОВ должны регулироваться в диапазоне	0,01 - 0,6 с
7.7	Должна быть предусмотрена возможность работы УРОВ в двух режимах:	
7.7.1	- с автоматической проверкой исправности выключателя, когда при пуске УРОВ от РЗА формируется сигнал на отключение резервируемого выключателя	Да
7.7.2	- с дублированным пуском от защит, когда сигнал на отключение смежных выключателей контролируется сигналом нормально-замкнутым контактом КQC (РПВ)	Да
7.8	УРОВ должен формировать сигнал без выдержки времени на отключение резервируемого выключателя при появлении любого из сигналов: - действие внешних устройств РЗА; - действие защит на отключение выключателя	Да
7.9	При наличии тока через выключатель и одновременном действии устройств РЗА	Да

№	Наименование параметра	Требуемое значение
	логические цепи УРОВ должны формировать сигналы на отключение выключателей присоединений, подпитывающих точку короткого замыкания, с запретом их АПВ	
8	Блокировка РПН	Блок РПН
8.1	Блокировка РПН должна осуществляться при перегрузке по току или при уменьшении напряжения на стороне НН	Да
8.2	Уставки реле максимального тока блокировки РПН	0,1 - 100 А
8.3	Уставки реле минимального напряжения блокировки РПН	80 - 100 В
9	Автоматика охлаждения и защита от потери охлаждения	АО и ЗПО
9.1	АО должна содержать три ступени, каждая из которых должна быть выполнена на базе трехфазного реле максимального тока, включенного на токи сторон ВН и НН	Да
9.2	Уставки реле максимального тока АО	0,05 - 100 А
9.3	Выдержки времени ступеней ЗПО	1 - 60 мин
10	Технологические защиты	
10.1	Должен быть обеспечен прием сигналов от датчиков повышения температуры масла, понижения и повышения уровня масла, неисправности цепей охлаждения, внешних технологических защит	Да
11	Дополнительные функции терминала	
11.1	Измерение текущих значений токов и напряжений, дифференциального тока и тока небаланса ДЗТ, активной и реактивной мощности, частоты	Да
11.2	Регистрация дискретных и аналоговых событий	Да
11.3	Осциллографирование токов, напряжений и дискретных сигналов	Да

**Технические требования к терминалу защиты и автоматики
110В1Т, 110ВС, 110В2Т, 35В1Т,35В2Т**

	Наименование параметра	Требуемое значение параметра
1	Максимальная токовая защита (МТЗ)	
1.1	МТЗ должна иметь не менее 3 ступеней	Да
1.2	Должна быть предусмотрена ступень МТЗ с независимой выдержкой времени для ЛЗШ	Да
1.3	Ступени должны выполняться направленными или иметь пуск по минимальному напряжению, либо комбинированный пуск по напряжению	Да
1.4	Должны обеспечиваться следующие диапазоны регулирования тока срабатывания	$(0,05-40)I_{ном}$
1.5	Должны обеспечиваться следующие диапазоны регулирования выдержки времени	0,2-100
1.6	Для ступеней с зависимой выдержкой времени должно быть предусмотрено не менее 4 predeterminedных времятоковых характеристик	Да
1.7	Должна быть предусмотрена возможность задания характеристики, определяемой пользователем	Да
1.8	Должна предусматриваться возможность автоматического ускорения МТЗ при включении выключателя	Да
1.9	Должен обеспечиваться диапазон регулирования уставок по выдержки времени ускорения, с	0-2
1.10	В режиме ускорения должна предусматриваться возможность заглубления уставки по току для первой ступени МТЗ	Да
1.11	Для определения направления мощности МТЗ подключается по 90° схеме	Да
1.12	Угол максимальной чувствительности должен регулироваться в диапазоне, °	0-180
1.13	Время срабатывания токовых органов МТЗ должно быть не более, с	0,04
1.14	Время возврата токовых органов МТЗ должно быть не более, с	0,05
1.15	Должен обеспечиваться диапазон уставок по минимальному напряжению, для пуска МТЗ по напряжению, В	5-100
1.16	Должен обеспечиваться диапазон уставок по максимальному напряжению обратной последовательности, для комбинированного пуска МТЗ по напряжению, В	6-50
2	Защита от однофазных замыканий на землю (ЗОЗЗ)	
2.1	ЗОЗЗ должна быть выполнена с контролем напряжения нулевой последовательности	Да
2.2	Должен обеспечиваться диапазон регулирования уставок по напряжению нулевой последовательности для ЗОЗЗ, В	1-100
2.3	Должен обеспечиваться диапазон уставок по выдержке времени ЗОЗЗ, с	0,2-100
3	Защита от несимметричного режима работы (ЗНР)	
3.1	ЗНР должна реагировать на отношение тока обратной последовательности к модулю тока прямой последовательности	Да
3.2	Должен обеспечиваться диапазон регулирования уставки срабатывай ЗНР,%	10-100
3.3	Должен обеспечиваться диапазон регулирования уставок по выдержке времени ЗНР, с	0,2-100
4	Устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ)	
4.1	Должно обеспечиваться действие УРОВ с выдержкой времени на отключение смежных выключателей, при отказе выключателя	Да
4.2	Пуск УРОВ должен происходить от защит терминала	Да
4.3	Должен обеспечиваться диапазон регулирования уставок по выдержке времени УРОВ, с	0,1-10
5	Автоматическое включение резерва (АВР)	
5.1	Пуск АВР должен обеспечиваться по факту снижения междуфазных напряжений ниже уставки и по факту аварийного отключения выключателя	
5.2	Должен обеспечиваться диапазон по выдержке времени АВР, с	0,2-100

	Наименование параметра	Требуемое значение параметра
5.3	При работе АВР должна выдаваться команда на отключение выключателя ввода и по факту отключения выключателя ввода, команда на включение секционного выключателя, при наличии питания на резервном источнике	Да
5.4	Должна обеспечиваться возможность запрета АВР от сигналов внешнего и командного отключения, а так же от внешнего сигнала блокировки	Да
5.5	Выходные сигналы, действующие на включение и отключение выключателей при АВР, формируются на время не более 2,0 с	Да
6	Автоматическое повторное включение (АПВ)	
6.1	Должно предусматриваться однократное действие АПВ на включение выключателя	Да
6.2	Выдержки времени АПВ, должны регулироваться в диапазоне:	
6.2.1	Для первого цикла АПВ, с	0,2-20
6.3	Готовность АПВ к действию должна осуществляться при наличии сигнала о включенном положении выключателя большим или равном времени готовности АПВ к действию, регулируемому в диапазоне, с	5,0-180,0
6.4	Пуск АПВ должен происходить при готовности АПВ к действию по цепи несоответствия между последней поданной командой на включение и отключенным положением выключателя	Да
6.5	Должна предусматриваться возможность оперативного вывода АПВ из работы	Да
6.6	Должна обеспечиваться возможность запрета АПВ при действии на отключение внутренних и внешних токовых защит, при срабатывании УРОВ, дуговой защиты и внешних сигналов	Да
7	Автоматика управления выключателем (АУВ)	
7.1	Включение выключателя должно происходить от сигналов управления через ограничитель импульсов, обеспечивающий включающий импульс в течении 1,0 с	Да
7.2	Блокировка от многократных включений должна запрещать включение выключателя при одновременном наличии сигналов включения и отключения путем прерывания и запрета сигнала на включение. Блокировка сигнала включения должна сниматься через 1,0 с после снятия команды на включение.	Да
7.3	Включение выключателя должно происходить при срабатывании АПВ или ЧАПВ; при наличии внешних сигналов или командном включении от ключа управления	Да
7.4	Отключение выключателя должно происходить при срабатывании защит, при наличии внешних сигналов или командном управлении от ключа управления	Да
7.5	Должен предусматриваться контроль целостности цепей управления	Да
7.6	Сигнал о неисправности цепей управления должен формироваться с выдержкой времени, регулируемой в диапазоне, с	2-20
8	Требования к количеству входов/выходов	
8.1	Количество дискретных входов не менее	35
8.2	Количество дискретных выходов не менее	16

Технические требования к терминалу защиты и автоматики 35ВЛ, 35И

	Наименование параметра	Требуемое значение параметра
1	Токовая отсечка	0,5 – 25
1.1	Диапазон уставок по току, I_n	0,5 – 25
1.2	Количество ступеней	2
1.3.	Ускорение при включении выключателя	Да
1.4.	Диапазон уставок по току для каждой ступени, I_n	0,1 – 25
1.5.	Диапазон уставок по напряжению для каждой ступени, U_n	0,1 – 1,0
1.6.	Диапазон уставок по напряжению обратной последовательности U_2 , В	5 – 25
1.7.	Диапазон уставок по выдержке времени для каждой ступени, с	0 – 10
1.8.	Диапазон уставок по углу максимальной чувствительности (для тока фазы А по отношению к поляризующему напряжению U_{BC}), эл. градус	прямое направление: 0 – 90 обратное направление: 180 – 270 шаг 1,0
2	Групповая сигнализация поврежденного присоединения при однофазных замыканиях на землю	
2.1	Селективное определение отходящей линии с однофазным замыканием на землю в сетях с изолированной нейтралью, в сетях с заземлением нейтрали через дугогасящий реактор или резистор	Да
2.2	Диапазон уставок по времени срабатывания, с	0,5 -20
3	Защита от однофазных замыканий на землю на отходящих линиях (направленная/ненаправленная)	
3.1	Защита должна быть чувствительна к глухим и дуговым (в том числе, перемежающимся) однофазным замыканиям на землю в сетях с изолированной нейтралью, в сетях с заземлением нейтрали через дугогасящий реактор или резистор	да
3.2	Пуск защиты: - по току $3I_0$ (направленная, ненаправленная): ток срабатывания, А (при ТТНП с $n_T=25$) время срабатывания, с	0,02 – 1,0 шаг 0,01 0-100 шаг 0,01
	- по напряжению $3U_0$: диапазон уставок по напряжению, $U_{ном}$ диапазон уставок по времени, с	0,1- 1,0 шаг 0,05 0-100 шаг 0,01
	- по высшим гармоникам тока: диапазон уставок по току, А диапазон уставок по времени, с	0,001- 0,1 шаг 0,001 0-100 шаг 0,01
3.3	Количество групп уставок, не менее	2
3.4	Диапазон уставок по углу максимальной чувствительности по отношению к $3U_0$, градус	-90 - 0 шаг 1,0
4	Защита напряжения нулевой последовательности	
4.1	Диапазон уставок, В	2-70 шаг 0,5
4.2	Диапазон выдержки времени, с	0-100
5	Защита от повышения/понижения напряжения	
5.1	Количество ступеней, не менее	2
5.2	Диапазон уставок, В (повышение напряжения)	90-150
5.3	Диапазон уставок, В (понижение напряжения)	10-99
5.4	Диапазон выдержки времени, с	0 – 100
6	Защита от повышения/понижения частоты	
6.1	Количество ступеней, не менее	2
6.2	Диапазон уставок, Гц (повышение частоты)	49,5 – 55
6.3	Диапазон уставок, Гц (понижение частоты)	50,5 – 45

	Наименование параметра	Требуемое значение параметра
6.4	Диапазон выдержки времени, с	0 – 100
6.5	Блокировка от выбега двигателей	Да
7	Защита по скорости изменения частоты	
7.1	Количество ступеней не менее	2
7.2	Диапазон уставок, Гц/с	0,1 - 8
7.3	Диапазон выдержки времени, с	0 – 100
8	Устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ)	
8.1	Должно обеспечиваться действие УРОВ с выдержкой времени на отключение смежных выключателей, при отказе выключателя	Да
8.2	Пуск УРОВ должен происходить от защит терминала	Да
8.3	Должен обеспечиваться диапазон регулирования уставок по выдержке времени УРОВ, с	0,1-10
9	Автоматическое включение резерва (АВР)	
9.1	Пуск АВР должен обеспечиваться по факту снижения междуфазных напряжений ниже уставки и по факту аварийного отключения выключателя	
9.2	Должен обеспечиваться диапазон по выдержке времени АВР, с	0,2-100
9.3	При работе АВР должна выдаваться команда на отключение выключателя ввода и по факту отключения выключателя ввода, команда на включение секционного выключателя, при наличии питания на резервном источнике	Да
9.4	Должна обеспечиваться возможность запрета АВР от сигналов внешнего и командного отключения, а так же от внешнего сигнала блокировки	Да
9.5	Выходные сигналы, действующие на включение и отключение выключателей при АВР, формируются на время не более 2,0 с	Да
10	Автоматическое повторное включение (АПВ)	
10.1	Должно предусматриваться однократное действие АПВ на включение выключателя	Да
10.2	Выдержки времени АПВ, должны регулироваться в диапазоне:	
10.2.1	Для первого цикла АПВ, с	0,2-20
10.3	Готовность АПВ к действию должна осуществляться при наличии сигнала о включенном положении выключателя большем или равном времени готовности АПВ к действию, регулируемому в диапазоне, с	5,0-180,0
10.4	Пуск АПВ должен происходить при готовности АПВ к действию по цепи несоответствия между последней поданной командой на включение и отключенным положением выключателя	Да
10.5	Должна предусматриваться возможность оперативного вывода АПВ из работы	Да
10.6	Должна обеспечиваться возможность запрета АПВ при действии на отключение внутренних и внешних токовых защит, при срабатывании УРОВ, дуговой защиты и внешних сигналов	Да
11	Автоматика управления выключателем (АУВ)	
11.1	Включение выключателя должно происходить от сигналов управления через ограничитель импульсов, обеспечивающий включающий импульс в течении 1,0 с	Да
11.2	Блокировка от многократных включений должна запрещать включение выключателя при одновременном наличии сигналов включения и отключения путем прерывания и запрета сигнала на включение. Блокировка сигнала включения должна сниматься через 1,0 с после снятия команды на включение.	Да
11.3	Включение выключателя должно происходить при срабатывании АПВ или ЧАПВ; при наличии внешних сигналов или командном включении от ключа управления	Да
11.4	Отключение выключателя должно происходить при срабатывании защит, при наличии внешних сигналов или командном управлении от ключа управления	Да
11.5	Должен предусматриваться контроль целостности цепей управления	Да
11.6	Сигнал о неисправности цепей управления должен формироваться с выдержкой времени, регулируемой в диапазоне, с	2-20
12	Защита от обрыва провода	

	Наименование параметра	Требуемое значение параметра
12.1	Диапазон уставок по току I2 срабатывания, In	0,04 – 4
12.2	Диапазон уставок по времени, с	0,1 – 20
12.3	Диапазон уставок по току I2/ I1 срабатывания (если вместо органа по току I2 устанавливается орган I2/ I1), о. е.	0,02 – 1
12.4	Действие на отключение	Да
13	Требования к количеству входов/выходов	
13.1	Количество дискретных входов не менее	20
13.2	Количество дискретных выходов не менее	10

Технические требования к терминалу защиты и автоматики 110ВЛ

	Наименование параметра	Требуемое значение параметра
Дистанционная защита		
1.1	Общее количество измерительных органов сопротивления, не менее	6
1.2	Возможность изменения направленности любой ступени	Да
1.3	Обеспечение работы измерительных органов ДЗ любой ступени при КЗ в месте установки защиты (снижение напряжения до нуля)	Да
1.4	Вид характеристики срабатывания	Многоугольная
1.5	Возможность автоматического перевода в ненаправленный режим ступени ДЗ, которая ускоряется при включении выключателя (если ТН установлен на линии)	Да
1.6	Несрабатывание направленных ДЗ при КЗ «за спиной» при токах до величины, I_n	20
1.7	Отстройка характеристики срабатывания реле сопротивления от нагрузочного режима: возможность корректировки характеристики срабатывания в области нагрузки или использование адаптивной характеристики	Да
1.8	Несрабатывание ДЗ - при качаниях и асинхронном ходе - при неисправностях цепей напряжения - при внешних КЗ с насыщением трансформаторов тока при выполнении заявленных производителем требований к ТТ	Да
1.9	Ускорение ДЗ	
1.9.1	Логика автоматического ускорения: - ввод автоматического ускорения ДЗ при включении выключателя от внешнего сигнала (от ключа управления или от ТАПВ) с контролем отсутствия напряжения на ВЛ и наличия напряжения на смежном элементе или ввод АУ по измеренным параметрам (ток и напряжение) - исключение возможности ввода автоматического ускорения при наличии в предшествующем включению выключателя режиме симметричного напряжения на ЛЭП	Да
1.9.2	Логика оперативного ускорения	Да
1.9.3	Логика использования разрешающих сигналов (с обеспечением селективной работы при «реверсе» мощности КЗ и работоспособности при КЗ на односторонне включенной ЛЭП или на ЛЭП, питающей тупиковую нагрузку)	Да
1.9.4	Логика использования блокирующих сигналов (с обеспечением селективной работы при «реверсе» мощности КЗ)	Да
1.9.5	Диапазон уставок выдержек времени оперативного ускорения, с	0,05 - 5
1.9.6	Диапазон уставок выдержек времени ввода автоматического ускорения, с	0,3- 2
1.10	Диапазон уставок каждого измерительного органа по сопротивлению (активному и реактивному), Ом вторичных - для ТТ 5А	0,2 – 80 шаг 0,01
1.11	Диапазон уставок каждой ступени по времени, с	0 – 10
1.12	Отсутствие «мертвой зоны» при близких КЗ и несрабатывание при близких внешних КЗ	Да
1.13	Диапазон уставок по углу линии по отношению к оси R, градус	30 – 85
1.14	Коэффициент компенсации, рассчитанный по удельным параметрам линии, с учетом взаимоиндукции параллельной линии, должен автоматически учитываться в замере сопротивления контура фаза – «земля»	Да
1.15	Минимальный ток начала работы ДЗ (ток точной работы), % от номинального тока, не более	10
1.16	Собственное время срабатывания РС при угле, равном углу линии, трехкратном токе точной работы и скачкообразном уменьшении напряжения в два раза по отношению к номинальному, мс, не более	25

	Наименование параметра	Требуемое значение параметра
1.17	Собственное время возврата РС при угле, равном углу линии, трехкратном токе точной работы и скачкообразном увеличении напряжения от 0,1 до 1,0 номинального, мс, не более	50
1.18	Возврат сигнала срабатывания РС должен происходить до возврата БНН	Да
1.19	Минимальное напряжение при котором обеспечивается средняя основная погрешность всех РС по величине сопротивления срабатывания (см. ниже), В вторичных не более:	1
1.20	Запуск элементов времени каждой ступени от собственных измерительных органов	Да
1.21	Средняя основная погрешность всех РС по величине сопротивления срабатывания $R_{уст}$ и $X_{уст}$, % от уставки	± 5
1.22	Наличие оптического интерфейса для работы по выделенному или мультиплексированному каналу связи	Да
1.23	При включении на близкое 3-х фазное КЗ при опробовании (в отсутствие поляризующего напряжения) должно исключаться срабатывание направленных РС ступеней ДЗ и разрешаться работа только «по току» ненаправленных РС ступеней ДЗ	Да
1.24	Время срабатывания ДЗ при переходе внешнего КЗ во внутреннее в условиях наличия насыщения ТТ не более, мс	60
1.25	Возможность ввода в работу ДЗ от всех видов КЗ в цикле ОАПВ	Да
Блокировка при качаниях		
2	Блокировка при качаниях (БК) – по скорости изменения токов	
2.1	Отдельный ввод быстродействующих и медленнодействующих ступеней ДЗ с последующим блокированием	Да
2.2	Диапазон уставок по времени, на которое вводятся быстродействующие ступени с	0,2 – 1
2.3	Диапазон уставок по времени, на которое вводятся медленнодействующие ступени, с	3 – 12
2.4	Исключение блокирования ДЗ при повторных КЗ и переходе внешнего КЗ во внутреннее	Да
2.5	Диапазон уставок срабатывания органов по приращению тока прямой последовательности $DI1_{чув}$, In	0,08 – 3
2.6	Диапазон уставок срабатывания органов по приращению тока прямой последовательности $DI1_{груб}$, In	0,12 – 5
2.7	Диапазон уставок срабатывания органов по приращению тока обратной последовательности $DI2_{чув}$, In.	0,04 – 1,5
2.8	Диапазон уставок срабатывания органов по приращению тока обратной последовательности $DI2_{груб}$, In	0,06 – 2,5
2.9	Основная погрешность органов тока по приращению, от уставок не более, %	15
2.10	Ускоренный возврат логики БК при отключении выключателя - возможность ввода в действие быстродействующих ступеней ДЗ после включения на КЗ в режиме АПВ	Да
2.11	Исключение возможности ввода ДЗ в работу при асинхронном ходе	Да
2.12	Возможность вывода контроля третьей ступени ДЗ от БК	Да
2.13	Отсутствие ложной работы БК в неполнофазных режимах	Да
2.14	Время срабатывания БК не более, мс	25
3	Блокировка при качаниях (БК) по скорости изменения сопротивлений	
3.1	Выявление режима качаний с частотой до 3 Гц включительно	Да
3.2	Возврат БК при возникновении КЗ в зоне в режиме качаний	Да
3.3	Возможность блокирования любой ступени ДЗ	Да
3.4	Исключение возможности ввода ДЗ в работу при асинхронном ходе	Да
3.5	Возврат БК при возникновении КЗ в зоне при асинхронном ходе	Да

	Наименование параметра	Требуемое значение параметра
3.6	Отсутствие ложной работы БК в неполнофазных режимах	Да
3.7	Время деблокирования БК при КЗ, мс, не более	30
4	Токовая направленная защита нулевой последовательности (ТНЗНП)	
4.1	Количество ступеней ТНЗНП не менее	6
4.2	Ускорение ТНЗНП 1. Логика автоматического ускорения: -ввод автоматического ускорения ДЗ при включении выключателя от внешнего сигнала (от ключа управления или от ТАПВ) с контролем отсутствия напряжения на ВЛ и наличия напряжения на смежном элементе или ввод АУ по измеренным параметрам (ток и напряжение)	измерительный орган ТНЗНП любой ступени (по выбору пользователя)
	- исключение возможности ввода автоматического ускорения при наличии в предшествующем включению выключателя режиме симметричного напряжения на ЛЭП	Да
	2. Логика оперативного ускорения (измерительный орган ДЗ любой ступени или отдельный измерительный орган по сопротивлению (по выбору пользователя))	Да
	3. Диапазон уставок выдержек времени оперативного ускорения, с	0,05 - 5
	4. Диапазон уставок выдержек времени ввода автоматического ускорения, с	0,3 - 2
	5. Логика использования разрешающих сигналов (с обеспечением селективной работы при «реверсе» мощности КЗ и работоспособности при КЗ на односторонне включенной ЛЭП или на ЛЭП, питающей тупиковую нагрузку)	Да
4.3	6. Логика использования блокирующих сигналов (с обеспечением селективной работы при «реверсе» мощности КЗ)	Да
	Вывод или изменение направленности действия любой ступени ТНЗНП	Да
4.4	Возможность перевода любой ступени ТНЗНП в ненаправленный режим работы при появлении сигнала БНН	Да
4.5	Орган IO не должен срабатывать при броске тока намагничивания нулевой последовательности трансформатора на ответвлении (только у ускоряемой ступени ТНЗНП)	Да
4.6	Диапазон уставок по току $3I_0$, для I-ой ступени, $In13$	0,1 – 30
4.7	Диапазон уставок по току $3I_0$, для II-ой ступени, In	0,1 – 30
4.8	Диапазон уставок по току $3I_0$, для III ступени, In	0,1 – 30
4.9	Диапазон уставок по току $3I_0$, для IV - VI ступени, In	0,1 – 30
4.10	Основная погрешность органов тока $3I_0$, от уставок, % не более	5
4.11	Диапазон уставок по выдержке времени для каждой ступени, с	0,1 – 30
4.12	Время срабатывания токового измерительного органа нулевой последовательности при кратности по отношению к току срабатывания 3 не более, мс	25
4.13	Время возврата токового измерительного органа нулевой последовательности при сбросе от 10 кратного по отношению к срабатыванию току до нуля не более, мс	40
4.14	Вектор поляризации ОНМ	$3I_0$ или $3U_0$ или $3U_2$
4.15	Угол максимальной чувствительности разрешающего органа должен находиться в диапазоне, эл. градус	60 – 80,
4.16	Угол максимальной чувствительности блокирующего органа, должен находиться в диапазоне эл. градус	230 – 270
4.17	Минимальная чувствительность ОНМ по току $3I_0$, In , не более,	0,04
4.18	Минимальная чувствительность ОНМ по напряжению по напряжению $3U_0$, не более, В	1
4.19	Время срабатывания измерительного органа направления мощности нулевой последовательности при кратности 3 по току и напряжению по отношению к срабатыванию не более, мс	35

	Наименование параметра	Требуемое значение параметра
4.20	Время возврата измерительного органа направления мощности нулевой последовательности при одновременном сбросе номинальных значений тока и напряжений не более, мс	40
4.21	Запуск элементов времени каждой ступени от собственных измерительных токовых органов с контролем направления мощности нулевой последовательности	Да
4.22	Наличие оптического интерфейса для работы по выделенному и мультиплексированному каналу связи	Да
4.23	Вывод от внешнего дискретного сигнала чувствительных ступеней ТНЗНП (состав которых задается программно), например, оперативным переключающим устройством при операциях отсоединения/подсоединения цепей переменного тока	Да
4.24	Возможность выполнения «каскадной отсечки» (ускорение одной из ступеней ТНЗНП с контролем направления мощности нулевой последовательности на параллельной ЛЭП)	Да
4.25	Для ВЛ напряжением 330 кВ и выше в органе направления мощности НП прямой направленности должна предусматриваться возможность искусственного смещения точки подключения ТН в линию	Да
4.26	Автоматический вывод направленности в цикле ОАПВ	Да
4.27	Автоматический вывод выбранных пользователем ступеней ТНЗНП в цикле ОАПВ	Да
4.28	Минимальная чувствительность ОНМ по напряжению 3U ₀ , не более, В	1
5	Требования к количеству входов/выходов	
5.1	Количество дискретных входов не менее	23
5.2	Количество дискретных выходов не менее	10

**Технические требования к терминалу и автоматике
блокировки и управления разъединителей**

№	Наименование параметра	Требуемое значение
1	Требование к терминалу	
1.1	Контроль положение всех разъединителей и заземляющих ножей 110,35кВ	Да
1.2	Функция защит	Нет
1.3	Работа через DC/DC конвертер	Да
2	Требования к входам/выходам	
2.2	Количество дискретных входов, не менее	30
2.3	Количество дискретных выходов, не менее	20

**Технические требования к устройству
автоматического регулирования напряжения потребителей**

№	Наименование параметра	Требуемое значение
1	Автоматика регулирования коэффициента трансформации (АРКТ)	
1.1	АРКТ должна применяться на подстанциях с плавно или резкоизменяющейся нагрузкой	Да
1.2	АРКТ должна осуществлять следующие функции:	
1.2.1	Автоматическое регулирование коэффициента трансформации	Да
1.2.2	Ручное регулирование напряжения	Да
1.2.3	Блокировку работы РПН при обнаружении неисправности привода	Да
1.2.4	Блокировку РПН от внешних сигналов	Да
1.2.5	Блокировку РПН при перегрузке по току	Да
1.2.6	Блокировку РПН при превышении уровня U2 или 3U0	Да
1.2.7	Блокировку РПН при значении напряжения за допустимыми пределами	Да
1.2.8	Коррекцию уровня напряжения по току нагрузки (встречное регулирование)	Да
1.2.9	Одновременный контроль двух секций шин	Да
1.2.10	Оперативное переключение с одной секции на другую	Да
1.2.11	Оперативное изменение уставки по напряжению поддержания с выбранного ранее значения на другое	Да
1.2.12	Формирование импульсных или непрерывных команд управления приводом РПН.	Да
1.3	АРКТ должна формировать команды на увеличение и уменьшение номера ступени РПН для поддержания напряжения в заданной точке в пределах зоны нечувствительности	Да
1.4	Должен обеспечиваться диапазон уставок по ширине зоны нечувствительности задается в диапазоне, % от напряжения поддержания	1-20
1.5	Должен обеспечиваться диапазон регулирования уставки напряжения поддержания, В	$(0,85-1,45)U_{ном}$
1.6	Должен обеспечиваться диапазон регулирования уставки по выдачи первичной команды управления приводом «Прибавить», с	0-9999
1.7	Должен обеспечиваться диапазон регулирования уставки по выдачи последующей команды управления приводом «Прибавить», с	0-9999
1.8	Должен обеспечиваться диапазон регулирования уставки по выдачи первичной команды управления приводом «Убавить», с	0-9999
1.9	Должен обеспечиваться диапазон регулирования уставки по выдачи последующей команды управления приводом «Убавить», с	0-9999
1.10	АРКТ должен вести счет количества ступеней, а так же отслеживать текущий номер ступени	Да
1.11	Должен осуществляется как прямой, так и обратный счет ступеней регулирования	Да
1.12	АРКТ должен отслеживать достижение приводом конечных ступеней регулирования	Да
1.13	Максимальное число контролируемых ступеней АРКТ, должно быть не менее	40
1.14	Для каждой секции должны быть предусмотрены собственные уставки коррекция напряжения поддержания	Да
1.15	Ручное регулирование должно осуществляться либо с кнопок управления терминалом, либо от ключа управления	Да
1.16	В ручном режиме работы должен отслеживаться номер ступени РПН	Да
1.17	Должен осуществляться запрет ручного и автоматического регулирования при обнаружении неисправности привода РПН	Да
1.18	Должна предусматриваться блокировка регулирования по току нагрузки, по токам каждой из двух секций	Да
1.19	Должен обеспечиваться диапазон регулирования уставки по току блокировки, А	$(0,1-2,1)I_{ном}$

№	Наименование параметра	Требуемое значение
1.20	АРКТ должна обнаруживать перенапряжения на регулируемой и контролируемой секциях, с диапазоном регулирования уставок, В	$(1,05-1,3)U_{ном}$
1.21	Должен обеспечиваться диапазон регулирования выдержки времени блокировки при перенапряжении, с	0,05-10
1.22	АРКТ должна обнаруживать повышение уровня напряжения обратной последовательности, с диапазоном регулирования уставок, В	$(0,05-0,6)U_{ном}$
1.23	АРКТ должна обнаруживать понижение линейного напряжения на контролируемой и регулируемой секциях, диапазон регулирования уставок, В	$(0,5-0,95)U_{ном}$
2	Требования к входам/выходам	
2.1	АРКТ должна иметь не менее 4 аналоговых входов по току, и не менее 4 входов по напряжению	Да
2.2	Количество дискретных входов, не менее	24
2.3	Количество дискретных выходов, не менее	19

Технические требования к устройству преобразования дискретных сигналов

№	Наименование параметра	Требуемое значение
1	Количество слотов для карт ввода / вывода	6
2	Количество слотов для карт для аналоговых плат ТТ / ТН	2
3	Возможность использовать 2 потока SV (по одному на аналоговую плату СТ / VT).	Да
4	Полная интеграция с цифровой подстанцией через 2 порта Ethernet, поддержка сетей высокой доступности с протоколом параллельного резервирования (PRP) и протокол точного времени IEEE 1588.	Да
5	Полная версия IEC 61850 Edition 2, включая поддержку тестового режима и моделирования. Несколько логических устройств для объединения нескольких автоматических выключателей и разъединителей в одном устройстве.	Да
6	Питание 220V DC	Да

	тока, напряжения; 0...0,1...1,2 In; 0...1,2 Un; для коэффициента Pfi, частота 45...65 Гц; синусоидальный входной сигнал (THD менее 8%)
- коэффициент мощности	0...0,2 ёмк...1...0,2 инд...0
- температура окружающей среды	-25...23...55 град. С
- влажность	25...95% (недопустима конденсация водяного пара)
- допустимый пикфактор:	
- по току	2
- по напряжению	2
- внешнее магнитное поле	0...40...400 А/м
- кратковременная перегрузка (5 сек):	
- входы по напряжению	2 Un (макс. 1000 В)
- входы по току	10 In
- рабочее положение	любое
- время предварительного нагрева	5 мин.
Дополнительные погрешности в % основной погрешности:	
- от частоты входных сигналов	менее 50%
- от изменений температуры окружающей среды	менее 50% при 10 град. С

Электромагнитная совместимость:

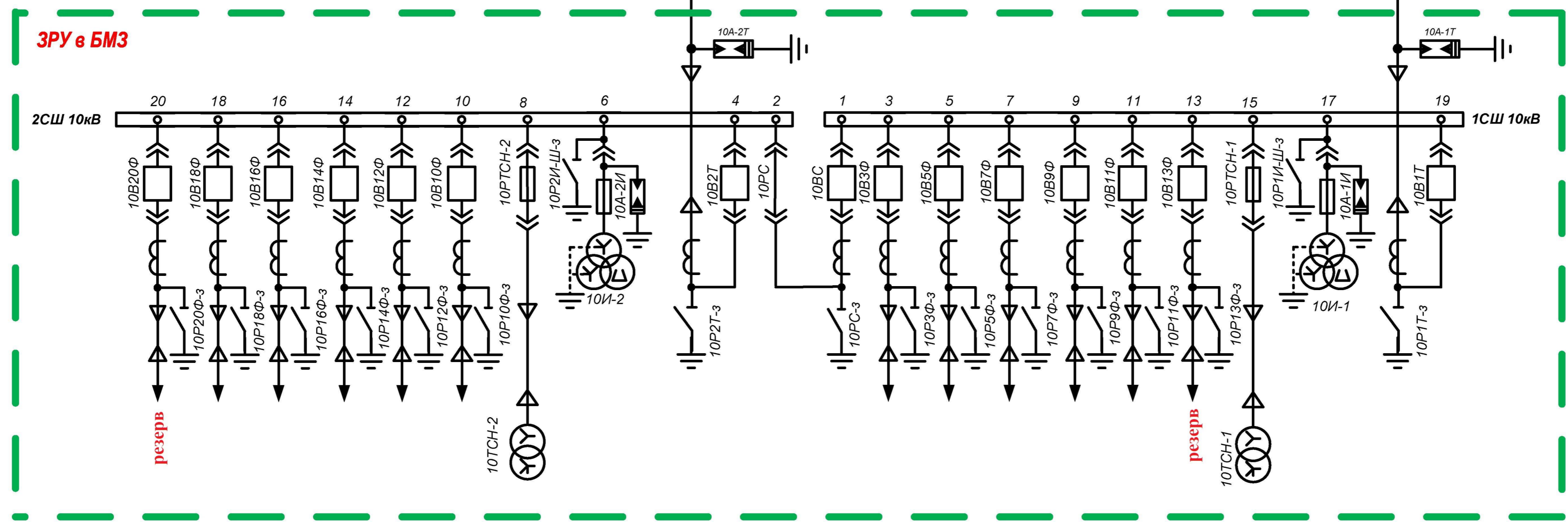
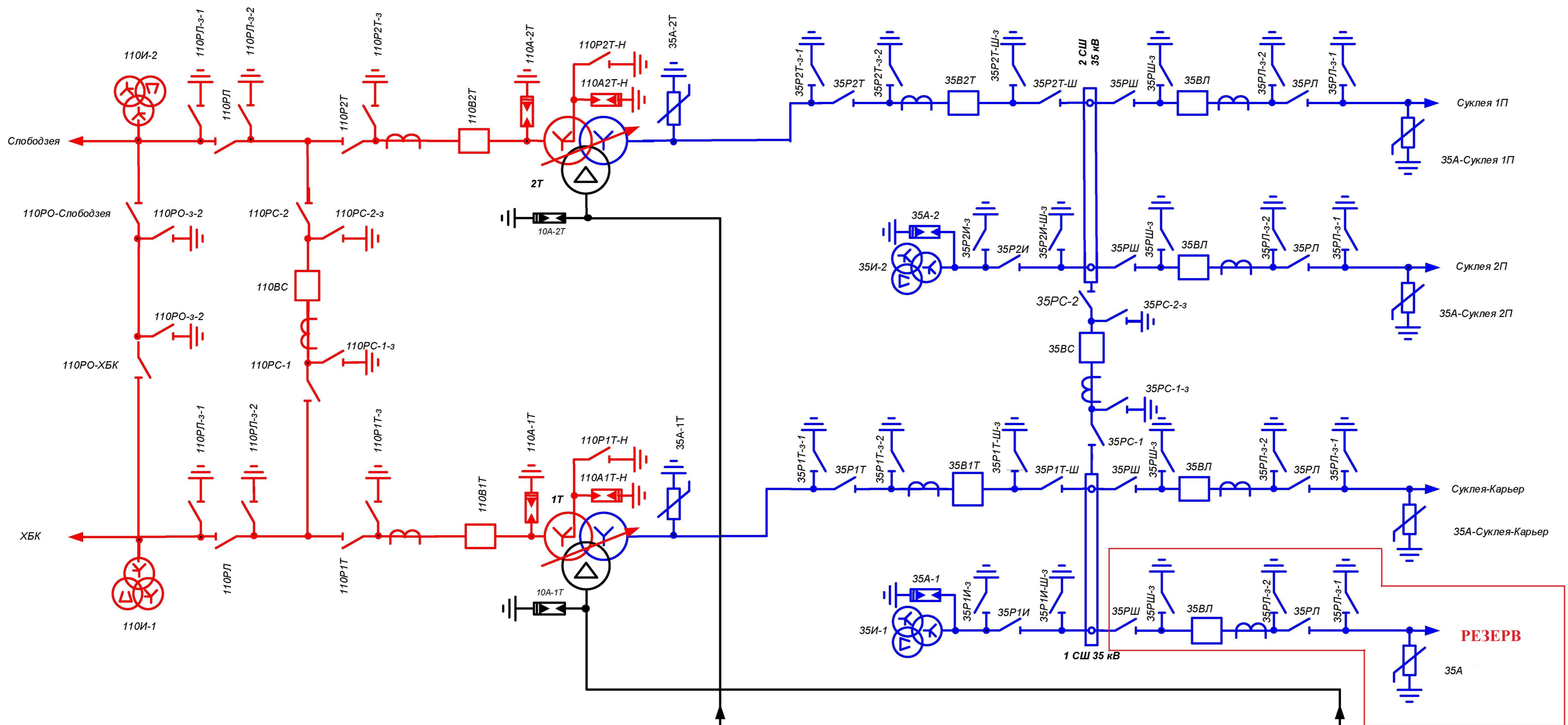
- устойчивость к электромагнитным помехам согласно с PN-EN 61000-6-2
- эмиссия помех согласно с PN-EN 61000-6-4

Требования по безопасности:

- в соответствии со стандартом PN-EN 61010-1
- . Изоляция между цепями: основная,
- . Степень загрязнения 2.

**Требования
к прибору учета электрической энергии**

Номинальное напряжение	3 × 58/100...240/415
Номинальный ток	5 А
Максимальный ток	10А
Ток короткого замыкания	20 × I _{max} , 0,5 сек
Точность измерения	
активная энергия по МЭК 62053-22	класс 0.5S
реактивная энергия по МЭК 62053-23	класс 1
Стартовый ток	согласно МЭК не хуже 0.1% тока номинального
Диапазон температур согласно МЭК 62052-11	хранения -40°C...+85°C,
	рабочий -25°C...+70°C
Герметичность по МЭК 60529	IP51
Устойчивость к электростатическим разрядам согласно МЭК 61000-4-2	15 кВ
Устойчивость к электромагнитным высокочастотным полям согласно МЭК 61000-4-3	80 – 2000 МГц 10 и 30 В/м
Подавление радиочастотных помех по МЭК/CISPR 22	класс В
Время работы от резервного питания с суперконденсатором	> 20 дней
время заряда для макс. резервного питания	300 ч
Дисплей тип LCD (жидкокристаллический дисплей)	размер цифр индикации 8 мм
	кол. цифр индикации до 8-ми
Оптические испытательные выходы активной и реактивной энергии	красный светодиод
	количество 2
постоянная счётчика	параметрируемая
Коммуникационный интерфейс оптический согласно МЭК 62056-21	тип последовательный, двунаправленный, полудуплексный максимальная скорость 9600 бит/с, протоколы МЭК 62056-21, DLMS
Сохраняемые значения в памяти счетчика	Не мене 24 независимых параметров в с 15-ти минутным интервалом
Глубина сохраненных значений в памяти счетчика	Не менее 90 суток
Предусмотреть замену коммуникационных модулей для различных типов каналов связи	



ПС «Сукля 110/35/10кВ»

Заказчик: ГУП "ГК Днестрэнерго"

Исполнитель: ООО "Штрих-М"

Объект: Разработка проектной и сметной документации по реконструкции ПС "Сукляя 110/35/10кВ"

Локальная смета №1

№№ п/п	Характеристика предприятия, здания, сооружения или вида работ	Ед. изм.	Сборник цен на проектные и изыскательские работы.	Кол-во	Расчет стоимости	Стоимость, руб.
1	Открытое распределительное устройство 110 кВ по мостиковым схемам	1 при-соединение	СЦ на проектные работы для строительства a=200, в=420 (табл. 1-36 п.3) K1=1,03 Kp=1,2 (Общ. указания по применению цен п.2.2.) Kразд=0,93	3	= $(200+420*2)*1,03*1,2*0,93$	1 195,46
2	Открытое распределительное устройство 35 кВ по схеме со сборными шинами	1 при-соединение	СЦ на проектные работы для строительства a=1420, в=70 (табл. 1-36 п.1) K1=1,03 Kp=1,2 (Общ. указания по применению цен п.2.2.) Kразд=0,93	9	= $(1420+70*8)*1,03*1,2*0,93$	2 275,97
3	Техническое переустройство вторичных соединений РУ 35 кВ (отходящие линии)	1 присоединение	СЦ на проектные работы для строительства a=390 (табл. 1-37 п.2) K1=0,6 (прил. 3)	4	= $390+390*3*0,6$	1092
4	Техническое переустройство вторичных соединений РУ 35 кВ (BC)	1 присоединение	СЦ на проектные работы для строительства a=390 (табл. 1-37 п.2)	1	=390	390
5	Техническое переустройство вторичных соединений РУ 35 кВ (ввода)	1 присоединение	СЦ на проектные работы для строительства a=390 (табл. 1-37 п.2) K1=0,6 (прил. 3)	2	= $390+390*1*0,6$	624
6	Техническое переустройство вторичных соединений РУ 35 кВ (ТН)	1 присоединение	СЦ на проектные работы для строительства a=390 (табл. 1-37 п.2) K1=0,6 (прил. 3)	2	= $390+390*1*0,6$	624
7	Техническое переустройство вторичных соединений РУ 110 кВ (ввода)	1 присоединение	СЦ на проектные работы для строительства a=580 (табл. 1-37 п.3) K1=0,6 (прил. 3)	2	= $580+580*1*0,6$	928,00
8	Техническое переустройство вторичных соединений РУ 110 кВ (BC)	1 присоединение	СЦ на проектные работы для строительства a=580 (табл. 1-37 п.3)	1	=580	580,00
9	Техническое переустройство ДЗШ и УРОВ	1 присоединение	СЦ на проектные работы для строительства a=1080 (табл. 1-37 п.5) K1=0,8 (прил. 2)	2	= $1080+1080*0,8$	1 944,00
10	Оперативная блокировка разъединителей РУ 35 кВ с электродвигательными приводам	1 присоединение	СЦ на проектные работы для строительства a=60, в=19 (табл. 1-37 п.7) K1=0,6 (прил. 3)	9	= $60+19*8*0,6$	151,20
11	Оперативная блокировка разъединителей РУ 110 кВ с электродвигательными приводам	1 присоединение	СЦ на проектные работы для строительства a=110, в=39 (табл. 1-37 п.7) K1=0,6 (прил. 3)	3	= $110+39*2*0,6$	156,80
12	Вторичные соединения устройств ПА, ПИ с использованием нетиповых панелей	1 нетиповая панель	СЦ на проектные работы для строительства a=480 (табл. 1-38 п.1)	11	= $480*1*11$	5 280,00
13	Вторичные соединения устройств ПА, ПИ с использованием типовых панелей	1 типовая панель	СЦ на проектные работы для строительства a=170 (табл. 1-38 п.2)	14	= $170+170*13*0,6$	1 496,00
14	Вторичные соединения устройств автоматизированных систем (АС)	1 система	СЦ на проектные работы для строительства a=670 (табл. 1-38 п.3)	1	=670	670,00
15	Релейная защита и линейная автоматика электрических сетей 35 кВ (общее количество станций и подстанций 7)	1 сеть	СЦ на проектные работы для строительства a=820 (табл. 1-40 п.17) K1=1,2 K2=1,5 (прим. 7)	1	= $820*1,2*1,5$	1 476,00

№№ п/п	Характеристика предприятия, здания, сооружения или вида работ	Ед. изм.	Сборник цен на проектные и изыскательские работы.	Кол-во	Расчет стоимости	Стоимость, руб.
16	Релейная защита и линейная автоматика электрических сетей 110 кВ (общее количество станций и подстанций 12)	1 сеть	СЦ на проектные работы для строительства а=1440 (табл. 1-40 п.15) К1=1,2 К2=1,5 (прим. 7)	1	=1440*1,2*1,5	2 592,00
17	Расчет токов короткого замыкания для выбора коммуникационной аппаратуры и релейного оборудования напряжением 35 кВ	1 сеть	СЦ на проектные работы для строительства в=160 (табл. 1-41 п.12)	1	=160	160,00
18	Расчет токов короткого замыкания для выбора коммуникационной аппаратуры и релейного оборудования напряжением 110 кВ	1 сеть	СЦ на проектные работы для строительства в=230 (табл. 1-41 п.11)	1	=230	230,00
19	Выбор ориентировочных установок защиты и автоматики 35 кВ	1 сеть	СЦ на проектные работы для строительства в=1840 (табл. 1-41 п.12)	1	=1840	1 840,00
20	Выбор ориентировочных установок защиты и автоматики напряжением 110 кВ	1 сеть	СЦ на проектные работы для строительства в=2750 (табл. 1-41 п.11)	1	=2750	2 750,00
21	Противоаварийная автоматика сети с наивысшим напряжением 110 кВ, содержащая от 2 до 128 узлов	1 узел	СЦ на проектные работы для строительства а=1130, в=174 (табл. 1-42 п.1) К=1,1	3	=(1130+2*174)*1,1	1 625,80
22	Устройства телемеханики (сторона КП) объекты ТС	10 объектов	СЦ на проектные работы для строительства в=54 (табл. 1-44 п.3) К1=1,1	5	=54*5*1,1	297,00
23	Устройства телемеханики (сторона КП) объекты ТУ	10 объектов	СЦ на проектные работы для строительства в=89 (табл. 1-44 п.4) К1=1,12	5	=89*5*1,12	498,40
24	Устройства телемеханики (сторона КП) объекты ТИ	10 объектов	СЦ на проектные работы для строительства в=190 (табл. 1-44 п.5) К1=1,1	0,8	=190*0,8*1,1	267,52
25	Устройство отображения: прибор цифровой	10 приборов	СЦ на проектные работы для строительства в=80 (табл. 1-44 п.11) К=1,1	1,8	=80*1,8*1,1	158,40
26	Устройство управления (сопряжения)	1 устройство	СЦ на проектные работы для строительства в=324 (табл. 1-44 п.16) К=1,15	14	=324*14*1,15	5 216,40
27	Воздушные линии напряжением 10 кВ, длиной от 0,015 до 1 км	1 объект	СЦ на проектные работы для строительства а=232 (табл. 1-46 п.7) к=0,25 (для вторая цепи (прим. 3)) К1=1,13 Кр=1,2 (Общ. указания по применению цен п.2.2.)	2	=(1+0,25)*232*1,13*1,2	393,24
28	Расчет токов короткого замыкания электрических сетей напряжением 10 кВ	1 сеть	СЦ на проектные работы для строительства в=153 (табл. 1-51 п.3)	1	=153	153,00
29	Кабельная линия напряжением 10 кВ	км	СЦ на проектные работы для строительства а=68, в=359 (табл. 1-53 п.1) К1=1,14 Кр=1,2 (Общ. указания по применению цен п.2.2.) К2=0,8 (прим. 1)	0,2	=(68+359*0,2)*1,14*1,2*0,8	153,00
30	Кабельная линия напряжением до 1 кВ	км	СЦ на проектные работы для строительства а=133, в=294 (табл. 1-53 п.2) К1=1,14 Кр=1,2 (Общ. указания по применению цен п.2.2.) К2=0,56 (прим. 1)	6	=(133+294*6)*1,14*1,2*0,56	1 453,25

№№ п/п	Характеристика предприятия, здания, сооружения или вида работ	Ед. изм.	Сборник цен на проектные и изыскательские работы.	Кол-во	Расчет стоимости	Стоимость, руб.
31	Установка видеонаблюдения	объект	СЦ на проектные работы для строительства а=2020 (табл. 37-18 п.7) в=252,3 (табл. 37-18 п.7) К1=1,07 К=0,52	20	$=(2020+252,3*20)*1,07*0,52$	3 931,52
32	Наружное освещение участка, протяженностью 1 км	объект	СЦ-64, т. 64-11 п. 2 К=1,15РП	1	$=(382+194,4*1)*1,15$	662,86
Итого:						41 265,82
Итого с учетом коэффициента для приведения к текущим ценам				К=	9,87	407 294
Итого с учетом договорного коэффициента				К=	0,9990	406 886,38
Итого, согласно Протоколу от 04 марта 2022 года №01-07/32 проведения второго этапа открытого аукциона на право заключения контракта на закупку, предметом которого является разработка проектной и сметной документации по реконструкции ПС "Сукля 110/35/10кВ"						402 816,69

ИСПОЛНИТЕЛЬ:

Генеральный директор ООО "Штрих-М"



М.Е. Перчуляк

М.П.

ЗАКАЗЧИК:

Главный инженер - первый заместитель
генерального директора ГУП "ГК Днестрэнерго"



А.И. Гицман

М.П.