

24.12.2015

Согласовано:
Директор СП «ЦЭС» филиала «АО
«ДРСК» «ХЭС»

«Утверждаю»

Заместитель директора по развитию и
инвестициям филиала «АО «ДРСК»
«ХЭС»

Д.А. Фёдоров

С.В. Новиков

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ №117

*Технологическое присоединение к электрической сети «АО «ДРСК» потребителей
с заявленной мощностью до 150 кВт.*

с. Тополево, 20 м на запад от жилого дома № 21 по ул. Школьной.

1. Основание для выполнения работ:

- 1.1. Инвестиционная программа филиала «АО «ДРСК» - «ХЭС» на 2015 г.
- 1.2. Договора на технологическое присоединение к электрической сети:
- №3577/ХЭС от 19.12.14 заявитель Шиванко М.Ю. (150 кВт в счет платы за технологическое присоединение) т/у №15/3802-ТПр 2037/14 от 18.12.2014;

2. Объем выполняемых работ:

Наименование:

- Реконструкция ВЛ-0,4 кВ Ф.4 ТП-2121 «ВЛ-0,4 кВ с.Тополево КТПН-2121»(Инв. №НВ032856)
- Реконструкция ВЛ-10 кВ Ф-7 ПС Тополево «ВЛ-6 кВ от ф. 7 до КТПН-1392 с. Тополево» (Инв. №НВ009258)
- Строительство отпайки ВЛ-10 кВ Ф-7 от опоры №31 ПС Тополево «ВЛ-10 кВ Ф-7 ПС Тополево»
- Реконструкция ВЛ-10 кВ Ф-10 ПС Тополево «ВЛ-10 кВ Тополево к ТП-2106» (Инв. №НВ009525)
- Строительство 2КТПН 250/10/0,4

Объекты расположены по адресу: с. Тополево, 20 м на запад от жилого дома № 21 по ул. Школьной.

В составе работ необходимо выполнить ПИР и СМР.

2.1. Разработка проектно-сметной документации в объеме рабочей документации.
В состав проекта включить:

2.1.1. Получить согласование на прохождение воздушных линий и мест установки ТП в администрации населенных пунктов.

2.1.2. Для ВЛ - план трассы в масштабе 1:2000 поопорную схему ВЛ; ведомость и схемы пересечений; схемы закрепления опор в грунте; ведомость стрел провесов проводов; конструктивно-строительные решения; мероприятия по защите ВЛ от грозовых перенапряжений; заземляющие устройства ВЛ; спецификации материалов, изделий, конструкций, оборудования.

2.1.3. Краткую пояснительную записку с описанием строительных и электротехнических решений по ВЛ и ТП.

2.1.4. Проектные решения разработать в соответствии с техническими условиями на технологическое присоединение. Получить согласование на прохождение воздушных линий, мест установки ТП в администрации населенных пунктов и администрации соответствующего района.

2.1.5. Проектную документацию необходимо согласовать с начальником сетевого района, начальником СОС по ТП и главным инженером СП «ЦЭС» филиала «ХЭС».

Разработанные проекты передать по акту приемки-передачи на утверждение в филиал АО «ДРСК» - «ХЭС» (в бумажном виде и на электронном носителе).

2.1.6. Проектные решения разработать в соответствии с техническими условиями на технологическое присоединение.

2.1.7. Сметная документация должна соответствовать требованиям нормативных документов (регламентов) по сметному ценообразованию и нормированию, принятых Советом Директоров и введенных в действие приказами ОАО «ДРСК»: «Энергетическое строительство. Порядок определения стоимости строительно-монтажных работ. Методические указания», «Порядок определения стоимости проектных работ»;

2.1.8. Сметная документация составляется по программе Гранд СМЕТА в базисном, текущем и прогнозном уровне цен с применением базисно-индексного метода с использованием территориальных единичных расценок для Хабаровского края (ТЕР-2001 в редакции 2009г.), включенных в федеральный реестр сметных нормативов РФ. Сметная стоимость в текущем уровне цен составляется с применением индексов изменения сметной стоимости, рекомендованных РЦЦС (Управление по ценообразованию в строительстве министерства строительства Хабаровского края). Индексы по статьям «Оборудование», «Прочие», «Проектные работы» применяются в соответствии с рекомендованными Министерством строительства и жилищно-коммунального хозяйства РФ (Минстрой). Прогнозная стоимость строительства формируется с учетом индексов-дефляторов Минэкономразвития РФ.

2.1.9. Предоставить отдельный локальный сметный расчёт для каждого объекта основных средств (согласно пунктам технического задания).

2.2. Выполнение строительно-монтажных работ:

2.2.1. Реконструкция ВЛ-0,4 кВ Ф.4 ТП-2121:

- демонтаж одностоечных ж/б опор (СВ-95) №15/4, 15/5, 15/6, 17, 19 – 5 шт.;
- демонтаж анкерных ж/б опор (СВ-95) с одним подкосом (СВ-95) №15,15/1, 15/3, 15/7, 16, 18, 20 – 7 шт.;
- демонтаж анкерной ж/б опоры (СВ-95) с двумя подкосами (СВ-95) №15/2 – 1 шт.;
- монтаж одностоечных ж/б опор (СВ-105-5) №15/4, 15/5, 15/6, 17, 19 – 5 шт.;
- монтаж анкерных ж/б опор (СВ-105-5) с одним подкосом (СВ-105-5) №15,15/1, 15/3, 15/7, 16, 18, 20 – 7 шт.;
- монтаж анкерной ж/б опоры (СВ-105-5) с двумя подкосами (СВ-105-5) №15/2 – 1 шт.;
- монтаж траверс на опорах №15-20, 15/1-15/7 ВЛ 0,4 кВ Ф.4 ТП-2121 – 13 шт.;
- демонтаж-монтаж трех фазных ответвлений к зданию – 11 шт.;
- демонтаж-монтаж провода СИП2 4х50 ВЛ 0,4 кВ на опорах №15-20, 15/1-15/7 ВЛ 0,4 кВ Ф.4 ТП-2121 – 480 м.;

2.2.2. Реконструкция ВЛ-10 кВ Ф.7 ПС Тополево:

- монтаж ж/б подкоса (СВ-105-5) к существующей опоре №31 – 1 шт.;

2.2.3. Строительство отпайки ВЛ-10 кВ Ф.7 от опоры №31 ПС Тополево:

- монтаж одностоечной ж/б опоры (СВ-105-5) – 1шт.;
- монтаж анкерной ж/б опоры (СВ-105-5) с одним подкосом (СВ-105-5) – 3 шт.;
- монтаж СИП3 1*70– 750 м. (протяженность линии) (от опоры №31 Ф.7 ПС «Тополево» в пролетах вновь установленных опор ВЛ-10 кВ, далее в пролетах существующих опор №15-20, 15/1-15/7 ВЛ-0,4 кВ Ф.4 ТП-2121 до вновь установленной КТПН)
- установка заземления траверс (двойной спуск 2*8м по телу опоры электрод в землю L=3м) – 17 шт.;

- монтаж линейного разъединителя марки РЛНД – 10 на опоре №31/1 – 1 шт;
- монтаж контура заземления для РЛНД – 1 шт.;
- произвести обрезку крон деревьев – 5 шт.;
- монтаж УЗД1.2 – 51 шт.;
- отпайку присоединить к существующей линии.

2.2.4. Реконструкция ВЛ-10 кВ от опоры №43 Ф.10 ПС Тополево:

- монтаж анкерной ж/б опоры (СВ-105-5) с одним подкосом (СВ-105-5) – 1 шт.;
- установка заземления траверс (двойной спуск 2*8м по телу опоры электрод в землю $L = 3\text{м}$) – 1 шт.;
- монтаж СИПЗ 1*70 – 70 м. (протяженность линии);

2.2.4. Строительство 2КТПН 250/10/0,4:

- монтаж контура заземления под 2КТПН с проведением замеров и представлением протокола испытания;
- подготовка фундамента КТПН: выполнить отсыпку места установки 2КТПН пескогравием или щебнем -20 м*3, уложить 4 дорожные плиты ПД 3,0х1,70;
- монтаж КТПН-2х250/10/0,4 в сборе с силовыми трансформаторами мощностью 2х250кВА.

Примечание: КТПН заказать по приложенному опросному листу, не использовать силовые трансформаторы Биробиджанского завода силовых трансформаторов.

Получить разрешение в Ростехнадзоре на ввод в эксплуатацию СТП.

Для заземления в электроустановках разных назначений и напряжений, территориально сближенных, следует применять одно общее заземляющее устройство. (См. п. 1.7.55 ПУЭ)

3. Требования к выполнению работ:

3.1. «Подрядчик» обязан сдать «Заказчику» на базу ЛРЭС по актам все демонтированные материалы в том числе:

- ж/б опоры (СВ-95) – 22 шт.

Демонтируемые материалы являются собственностью «заказчика».

Вывоз демонтированных материалов осуществляется силами «Подрядчика».

3.2. Строительство (реконструкция) выполняется на основании договора подряда. Работы выполнить в соответствии с действующими государственными нормами и правилами (СНиП, ПУЭ, ГОСТ, санитарно-эпидемиологическими, пожарными, и др. нормативными документами, действующими на период производства работ).

3.3. Работы выполняются в соответствии с разработанным проектом утвержденным Заказчиком, проектом производства работ (ППР), разработанному Подрядчиком и утвержденному Заказчиком, а также по согласованному графику выполнения работ. ППР и график предоставляются Подрядчиком заблаговременно до начала производства работ. Обязательно наличие технологические карты на основные виды работ.

3.4. Подрядчик ведет исполнительную документацию, в которой отражается весь ход производства работ, а также все факты и обстоятельства, связанные с производством работ, имеющие значение во взаимоотношениях Заказчика и Подрядчика.

3.5. Подрядчик несет ответственность за выполнение работ согласно проектным решениям, строительных норм и правил, соблюдение норм ПУЭ, охранных зон ВЛ.

3.6. Работы производятся в действующих электроустановках, вследствие чего Подрядчику необходимо проводить согласованные действия и мероприятия по охране труда согласно требованиям правил по охране труда при эксплуатации электроустановок (ПОТ ЭЭ-2013, гл. 47).

3.7. Подрядчик проводит с заинтересованными организациями все необходимые согласования для возможности производства работ.

4. Материально-техническое обеспечение:

4.1. Все материалы, конструкции и оборудование, необходимые для производства работ, приобретаются Подрядчиком самостоятельно.

4.2. При закупке Подрядчиком конструкций, материалов и оборудования – марку, тип и производителя согласовывать с Заказчиком.

4.3. Поставку на объект выполнения работ, разгрузку и хранение конструкций, материалов и оборудования осуществляет Подрядчик.

5. Сроки выполнения работ:

Начало работ – с момента заключения договора.

Окончание работ – *31.05.2016г.*

В течении месяца, с момента заключения договора подряда, передать Заказчику на утверждение проектную документацию.

6. Гарантии исполнителя:

Гарантия Подрядчика на своевременное и качественное выполнение работ, материалы и оборудование, а также на устранение дефектов, возникших по его вине, составляет не менее 60-ти месяцев со дня подписания Акта ввода объекта в эксплуатацию.

7. Приемка выполненных работ:

7.1. Приемка отдельных ответственных конструкций и скрытых работ осуществляется в соответствии требованиями действующей нормативной документации.

7.2. Ежемесячная приемка объемов выполненных работ производится в срок до 25 числа отчетного месяца в соответствии с требованиями постановления Российского статистического агентства от 11 ноября 1999 г. № 100 «Об утверждении унифицированных форм первичной учетной документации по учету работ в капитальном строительстве и ремонтно-строительных работ».

7.3. Приемка оборудования в эксплуатацию осуществляется в соответствии с требованиями гл. 1 § 1.2. «Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ», утв. 2003 г. Приемо-сдаточная документация оформляется в соответствии с требованиями И1.13-07 «Инструкция по оформлению приемо-сдаточной документации по электромонтажным работам».

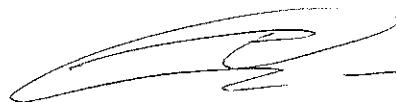
7.4. Подрядчик вместе с актами выполненных работ предоставляет исполнительную документацию (акты на скрытые работы, акты освидетельствования котлованов, акты сдачи конструкций под монтаж, сертификаты и паспорта на материалы, изделия и конструкции и т.п.). Отчетная документация должна быть оформлена по форме КС-2 и КС-3 на основании утвержденных локальных сметных расчетов и должна быть представлена для каждого основного средства в отдельности.

8. Контактные лица и телефоны:

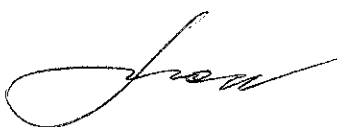
Начальник службы организации строительства ТП СП «ЦЭС» филиала ОАО «ДРСК» - «ХЭС» - Акулов Сергей Валентинович тел.: (4212) 59-90-47.

Начальник ОКСиИ филиала ОАО «ДРСК» - «ХЭС Воробьев Павел Сергеевич, тел.: (4212) 59-91-64.

Начальник СОС ТП СП ЦЭС



С.В. Акулов



ОПРОСНЫЙ ЛИСТ на закупку КТП (Т.З.-117)

Заказчик: СП "ЦЭС" ФАО "ХЭС" ОАО "ДРСК", индекс: 680009, г.Хабаровск, ул. Промышленная, 13

Объект: с. Тополево, 20 м на запад от жилого дома № 21 по ул. Школьной.

Контактное лицо: Акулов С.В., телефон (4212)-59-90-47, e-mail: akulov_sv@khab.drsk.ru

Тип подстанции		Двухтрансформаторная, проходная	2КТПН-ВВ-250/10/0,4УХЛ1
№ п/п	Наименование, характеристика		Комплектация
1	Мощность подстанции, кВА		2х250
2	Номинальное напряжение сети на стороне ВН, кВ (6 или 10)		10
3	Исполнение вводов выводов ВН-НН; воздух-воздух (ВВ), воздух-кабель (ВК), кабель-кабель (КК), кабель-воздух (КВ)		ВВ (2 шт.)
4	Распределительное устройство высшего напряжения (РУВН):		
4.1	Ввод № 1 линейный ВНР-10/630-12,5-з с ЗН		1
4.2	Ввод № 2 линейный ВНР-10/630-12,5-з с ЗН		1
4.3	Ввод трансформаторный №1, 2, секционный, разъединитель РВЗ-10/630		3
4.4	Номинальный ток плавких вставок предохранителей ВН типа ПК -10 (31,5 А), комплект (3 шт)		2
4.5	Комплект ограничителей перенапряжения 10 кВ, ОПНп-10/11,5/6/400 УХЛ1, комплект (3шт)		2
4.6	Трансформатор силовой масляный 2ТМГ-250/10/0,4 УХЛ1 Y/ Yн-0 (да, нет)		да (2 шт.)
5	Распределительное устройство низшего напряжения (РУНН)		
5.1	Вводной коммутационный аппарат:		
5.1.1	Выключатель автоматический, 400 А		2
5.1.2	Рубильник РЕ , 400 А		2
5.2	Секционный рубильник		
5.2.1	Рубильник РЕ , 400 А		1
5.3	Трансформаторы тока:		
5.3.1	Трансформаторы тока 0,4 кВ на вводном коммутационном аппарате, 400/5, класс точности 0,5 S, тип ТТИ - 0,66 (межповерочный интервал 8 лет), комплект (3 шт).		2
5.3.2	Трансформаторы тока 0,4 кВ на отходящем коммутационном аппарате, 250/5, класс точности 0,5 S, тип ТТИ - 0,66 (межповерочный интервал 8 лет), комплект (3 шт).		2
5.3.3	Трансформаторы тока 0,4 кВ на отходящем коммутационном аппарате, 100/5, класс точности 0,5 S, тип ТТИ - 0,66 (межповерочный интервал 8 лет), комплект (3 шт).		4
5.4	Аппараты отходящих линий 0,4 кВ:		
5.4.1	Выключатель автоматический, 250 А		2
5.4.2	Выключатель автоматический , 80 А		4
5.5	Комплект ограничителей перенапряжения 0,4 кВ, ОПН-0,26-6 (Ш)/1,0-3 УХЛ1, комплект (3 шт).		2
5.6	Аппараты питания цепей АИИС КУЭ:		
5.6.1	Трехполюсный автоматический выключатель ВА 47-29 3Р 4А х-ка В, шт		2
5.7	Уличное освещение:		нет
5.7.1	Автоматический выключатель, 3х16 А, шт.		нет
5.8	Приборы контроля:		
5.8.1	Вольтметр на вводе		2
5.8.2	Амперметр на вводе		6
5.9	Тамбур для обслуживания РУНН (да, нет)		нет
5.10	Учет электроэнергии (А-активный, Р-реактивный, АР-полный, нет)		АР
5.10.1	Маршрутизатор каналов связи МКС РиМ 099.02		2
5.10.2	приборы учета электрической энергии для вводов и отходящих групп фидеров типа РиМ 489.03		8
5.10.3	прибор учета электрической энергии для собственных нужд типа РиМ 489.02		2
6	Степень защиты по ГОСТ 14254-96		IP 34
7	Количество КТПН в заказе, шт.		1

Примечание:

1	На коробе 10 кВ выполнить наплыв (не менее 20 мм) от общей части поверхности корпуса в месте крепления проходных изоляторов, для предотвращения проникновения влаги.
2	В РУ 0,4 кВ смонтировать лотки для прокладки СИП отходящих фидеров.
3	Оснастить внутренними и навесными замками дверцы КТПН.
4	Коммутационные аппараты и открытые токоведущие части по стороне 0,4 кВ должны иметь сплошное ограждение от поражения электрическим током.
5	Оснастить необходимыми блокировками (замки блокирующие: привод главных ножей разъединителя с главным рубильником 0,4 кВ; привода заземляющих ножей разъединителя с дверцами отсека ВН и дверцами трансформаторного отсека), препятствующими проникновению персонала при поданном напряжении, согласно ПТЭ РФ п. 5.4.10.
6	В РУ-10 кВ предусмотреть сетчатое или глухое ограждение неизолированных токоведущих частей (шины, ПК-10 кВ) с возможностью доступа к ним, согласно п. 4.2.88 ПУЭ (изд. 7).
7	Габариты трансформаторного отсека выполнить с учетом возможности установки силового трансформатора следующего габарита, предусмотреть возможность замены (перемещения) трансформатора на собственных колесах входящих в комплект. В рабочем положении трансформатор должен быть жестко закреплен.
8	В КТПН воздушный ввод 10 кВ и выход 0,4 кВ выполнить в отдельных коробах с возможным доступом для замены опорных изоляторов и шин. Короба 10 и 0,4 кВ выполнить с учетом ветровых нагрузок (не менее 32 м/с.). В коробе 0,4 кВ для СИП предусмотреть отверстия не менее 70 мм с уплотнительными сальниками для каждого фидера, либо проходные изоляторы 0,4 кВ.
9	В КТПН шины в РУ-10 кВ от проходных изоляторов до вводов трансформаторов, в РУ-0,4 кВ от вводов трансформаторов до вводных коммутационных аппаратов, а так же от вводных до отходящих коммутационных аппаратов выполнить шинами расчетного сечения.
10	Требования к средствам измерения электроэнергии: все средства измерения должны иметь текущий год поверки, монтаж и подключение измерительного комплекса выполнить согласно приложенной схеме.
10.1	В отсеке РУНН предусмотреть шкаф учета электрической энергии, степень защиты по ГОСТ 14254-96 IP 54. Шкаф обшить теплоизоляцией пенофол В-05. Размер шкафа учета определяется возможностью установки МКС и всего количества приборов учета электрической энергии типа РиМ 489.03. Количество приборов учета электрической энергии определяется количеством присоединений 0,4 кВ (вводов, отходящих групп фидеров) по ТП.
10.2	В шкафу учета выполнить монтаж испытательных клеммников предназначенных для обеспечения работ с приборами учета без разрыва токовых цепей согласно приложенной схеме. Количество испытательных клеммников определяется количеством присоединений 0,4 кВ (вводов, отходящих групп фидеров) по ТП, предусмотреть места для монтажа МКС и приборов учета электрической энергии. Выполнить соединение вторичных цепей, согласно схемы, прил № 1
10.3	Обеспечить монтаж трансформаторов тока, с учетом прокладки цепей измерений (цепей тока и напряжения) непосредственно до испытательных блоков, медный кабель, длиной не менее 10 м, S=>2,5 мм ² . Для дальнейшего подключения кабеля вторичных цепей силами заказчика, кабель цепей измерений скрутить в бухту в РУ НН.
10.4	В шкафу учета, на боковых стенках установить обогрев в виде пластин МКЭ-1/1, не менее 4-х шт. Расположить обогрев в виде пластин МКЭ-1/1 с учетом исключения соприкосновения с корпусом счетчиков. Все МКЭ-1/1 подключить к автоматическому двухполюсному выключателю через терморегулятор Eberle16A TP-1.
10.5	В отсеке РУНН предусмотреть шкаф автоматизации габарита 500*500*250, степень защиты по ГОСТ 14254-96 IP 54. Шкаф обшить теплоизоляцией пенофол В-05 в комплектации:
10.6	В шкафу на боковых стенках установить обогрев в виде пластин МКЭ-1/1. Расположить обогрев в виде пластин МКЭ-1/1 с учетом исключения соприкосновения с корпусом УСПД. Все МКЭ-1/1 подключить к автоматическому двухполюсному выключателю через терморегулятор Eberle16A TP-1.
10.7	Для осуществления питания МКС смонтировать ограничитель импульсных напряжений, ОИН1-275-12,5-II в количестве 3 шт. собранных в схему с выключателем автоматическим ВА 4529 40А 3Р х-а С.
10.8	На монтажной панели шкафа выполнить монтаж розетки РАр10-3-Опс

Заместитель директора по развитию и инвестициям

С.В. Новиков

Согласовано:

Директор СП ЦЭС

Д.А. Федоров


Начальник СОС по ТП

С.В. Акулов

Начальник СТЭ

А.В. Волов

Начальник СТЭ ПТС

Ю.А. Кульмановская