СОГЛАСОВАНО
Заместитель генерального директора
Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Востока

_____ С.А. Колесников
«__15__» _____ 2022 г.
М.П.

УТВЕРЖДАЮ
И.о. заместителя Генерального
директора – главного инженера
АО «ДРСК»

_____ Е.В. Соловьев
«__31__» _____ 2022 г.
М.П.

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ
на технологическое присоединение к электрическим сетям АО «ДРСК»

№ 15-02/22-15 31. 08 .2022 г.

Настоящие технические условия разработаны на основании Заявки от 08.09.2021 № б/н (вх. филиала АО «ДРСК» «Приморские электрические сети» (далее – филиал АО «ДРСК» «ПЭС») от 08.09.2021 № ТПр 5506/21) с учетом письма от 15.07.2022 № 22-60 (вх. филиала АО «ДРСК» «ПЭС» от 15.07.2022 № ТПр 7892/22-5) и являются неотъемлемой частью Договора об осуществлении технологического присоединения от _____ № _____ энергопринимающих устройств Общества с ограниченной ответственностью «ДНС СИТИ», именуемого в дальнейшем – Заявитель, к электрическим сетям АО «ДРСК».

Настоящие технические условия действительны до 24.08.2027.

Выполнение настоящих технических условий обеспечивает технологическое присоединение энергопринимающих устройств Заявителя максимальной мощностью 38 МВт в пять этапов (на I этапе – 4,4 МВт, на II этапе – 4,9 МВт (с учетом максимальной мощности I этапа), на III этапе – 11,4 МВт (с учетом максимальной мощности II этапа)) на IV этапе – 23 МВт (с учетом максимальной мощности III этапа)), на V этапе – 38 МВт (с учетом максимальной мощности IV этапа)) и объектов электросетевого хозяйства Заявителя,

к существующим электрическим сетям:

– ВЛ 35 кВ Надеждинская – Шмидтовка;

– ВЛ 110 кВ Надеждинская/т – Западная;

посредством сооружения новых объектов электросетевого хозяйства:

– заходы ВЛ 35 кВ Надеждинская – Шмидтовка на ПС 110 кВ Прохладная;

– заходы ВЛ 110 кВ Надеждинская/т – Западная на ПС 110 кВ Прохладная;

– ПС 110 кВ Прохладная,

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

– **на I этапе** – 45 (сорока пяти) точек присоединения:

– элементы электрической сети одиннадцати КЛ 0,4 кВ, строящихся от РУ 0,4 кВ ТП 6/0,4 кВ, РТП 6/0,4 кВ (1 секции шин 0,4 кВ), расположенные на границе земельного участка Заявителя, с максимальной мощностью 0,145 МВт в каждой точке;

– элементы электрической сети одиннадцати КЛ 0,4 кВ, строящихся от РУ 0,4 кВ ТП 6/0,4 кВ, РТП 6/0,4 кВ (2 секции шин 0,4 кВ), расположенные на границе земельного участка Заявителя, с максимальной мощностью 0,145 МВт в каждой точке;

– двадцать три линейные ячейки в строящихся РУ 0,4 кВ ТП 6/0,4 кВ, РТП 6/0,4 кВ с максимальной мощностью 0,0526081 МВт в каждой точке;

– **на II этапе** – 49 (сорока девяти) точек присоединения:

– элементы электрической сети одиннадцати КЛ 0,4 кВ, строящихся от РУ 0,4 кВ ТП 6/0,4 кВ, РТП 6/0,4 кВ (1 секции шин 0,4 кВ), расположенные на границе земельного участка Заявителя, с максимальной мощностью 0,145 МВт в каждой точке (с учетом максимальной мощности I этапа);

– элементы электрической сети одиннадцати КЛ 0,4 кВ, строящихся от РУ 0,4 кВ ТП 6/0,4 кВ, РТП 6/0,4 кВ (2 секции шин 0,4 кВ), расположенные на границе земельного участка Заявителя, с максимальной мощностью 0,145 МВт в каждой точке (с учетом максимальной мощности I этапа);

– двадцать три линейные ячейки РУ 0,4 кВ в строящихся ТП 6/0,4 кВ, РТП 6/0,4 кВ с максимальной мощностью 0,0526081 МВт в каждой точке (с учетом максимальной мощности I этапа);

– четыре линейные ячейки РУ 0,4 кВ в строящихся ТП 6/0,4 кВ, РТП 6/0,4 кВ с максимальной мощностью 0,125 МВт в каждой точке;

– **на III этапе** – 75 (семидесяти пяти) точек присоединения:

– элементы электрической сети одиннадцати КЛ 0,4 кВ, строящихся от РУ 0,4 кВ ТП 6/0,4 кВ, РТП 6/0,4 кВ (1 секции шин 0,4 кВ), расположенные на границе земельного участка Заявителя, с максимальной мощностью 0,145 МВт в каждой точке (с учетом максимальной мощности II этапа);

– элементы электрической сети одиннадцати КЛ 0,4 кВ, строящихся от РУ 0,4 кВ ТП 6/0,4 кВ, РТП 6/0,4 кВ (2 секции шин 0,4 кВ), расположенные на границе земельного участка Заявителя, с максимальной мощностью 0,145 МВт в каждой точке (с учетом максимальной мощности II этапа);

– двадцать три линейные ячейки РУ 0,4 кВ в строящихся ТП 6/0,4 кВ, РТП 6/0,4 кВ с максимальной мощностью 0,0526081 МВт в каждой точке (с учетом максимальной мощности II этапа);

– четыре линейные ячейки РУ 0,4 кВ в строящихся ТП 6/0,4 кВ, РТП 6/0,4 кВ с максимальной мощностью 0,125 МВт в каждой точке (с учетом максимальной мощности II этапа);

– элементы электрической сети тринадцати КЛ 0,4 кВ, строящихся от РУ 0,4 кВ ТП 6/0,4 кВ, РТП 6/0,4 кВ (1 секции шин 0,4 кВ), расположенные на границе земельного участка Заявителя, с максимальной мощностью 0,25 МВт в каждой точке;

– элементы электрической сети тринадцати КЛ 0,4 кВ, строящихся от РУ

0,4 кВ ТП 6/0,4 кВ, РТП 6/0,4 кВ (2 секции шин 0,4 кВ), расположенные на границе земельного участка Заявителя, с максимальной мощностью 0,25 МВт в каждой точке;

– **на IV этапе** – 133 (ста тридцати трех) точек присоединения:

– элементы электрической сети одиннадцати КЛ 0,4 кВ, строящихся от РУ 0,4 кВ ТП 6/0,4 кВ, РТП 6/0,4 кВ (1 секции шин 0,4 кВ), расположенные на границе земельного участка Заявителя, с максимальной мощностью 0,145 МВт в каждой точке (с учетом максимальной мощности III этапа);

– элементы электрической сети одиннадцати КЛ 0,4 кВ, строящихся от РУ 0,4 кВ ТП 6/0,4 кВ, РТП 6/0,4 кВ (2 секции шин 0,4 кВ), расположенные на границе земельного участка Заявителя, с максимальной мощностью 0,145 МВт в каждой точке (с учетом максимальной мощности III этапа);

– двадцать три линейные ячейки РУ 0,4 кВ в строящихся ТП 6/0,4 кВ, РТП 6/0,4 кВ с максимальной мощностью 0,0526081 МВт в каждой точке (с учетом максимальной мощности III этапа);

– четыре линейные ячейки РУ 0,4 кВ в строящихся ТП 6/0,4 кВ, РТП 6/0,4 кВ с максимальной мощностью 0,125 МВт в каждой точке (с учетом максимальной мощности III этапа);

– элементы электрической сети тринадцати КЛ 0,4 кВ, строящихся от РУ 0,4 кВ ТП 6/0,4 кВ, РТП 6/0,4 кВ (1 секции шин 0,4 кВ), расположенные на границе земельного участка Заявителя, с максимальной мощностью 0,25 МВт в каждой точке (с учетом максимальной мощности III этапа);

– элементы электрической сети тринадцати КЛ 0,4 кВ, строящихся от РУ 0,4 кВ ТП 6/0,4 кВ, РТП 6/0,4 кВ (2 секции шин 0,4 кВ), расположенные на границе земельного участка Заявителя, с максимальной мощностью 0,25 МВт в каждой точке (с учетом максимальной мощности III этапа);

– элементы электрической сети двадцати девять КЛ 0,4 кВ, строящихся от РУ 0,4 кВ ТП 6/0,4 кВ, РТП 6/0,4 кВ (1 секции шин 0,4 кВ), расположенные на границе земельного участка Заявителя, с максимальной мощностью 0,2 МВт в каждой точке;

– элементы электрической сети двадцати девять КЛ 0,4 кВ, строящихся от РУ 0,4 кВ ТП 6/0,4 кВ, РТП 6/0,4 кВ (2 секции шин 0,4 кВ), расположенные на границе земельного участка Заявителя, с максимальной мощностью 0,2 МВт в каждой точке;

– **на V этапе** – 207 (двухсот семи) точек присоединения:

– элементы электрической сети одиннадцати КЛ 0,4 кВ, строящихся от РУ 0,4 кВ ТП 6/0,4 кВ, РТП 6/0,4 кВ (1 секции шин 0,4 кВ), расположенные на границе земельного участка Заявителя, с максимальной мощностью 0,145 МВт в каждой точке (с учетом максимальной мощности IV этапа);

– элементы электрической сети одиннадцати КЛ 0,4 кВ, строящихся от РУ 0,4 кВ ТП 6/0,4 кВ, РТП 6/0,4 кВ (2 секции шин 0,4 кВ), расположенные на границе земельного участка Заявителя, с максимальной мощностью 0,145 МВт в каждой точке (с учетом максимальной мощности IV этапа);

– двадцать три линейные ячейки РУ 0,4 кВ в строящихся ТП 6/0,4 кВ, РТП 6/0,4 кВ с максимальной мощностью 0,0526081 МВт в каждой точке (с

учетом максимальной мощности IV этапа);

– четыре линейные ячейки РУ 0,4 кВ в строящихся ТП 6/0,4 кВ, РТП 6/0,4 кВ с максимальной мощностью 0,125 МВт в каждой точке (с учетом максимальной мощности IV этапа);

– элементы электрической сети тринадцати КЛ 0,4 кВ, строящихся от РУ 0,4 кВ ТП 6/0,4 кВ, РТП 6/0,4 кВ (1 секции шин 0,4 кВ), расположенные на границе земельного участка Заявителя, с максимальной мощностью 0,25 МВт в каждой точке (с учетом максимальной мощности IV этапа);

– элементы электрической сети тринадцати КЛ 0,4 кВ, строящихся от РУ 0,4 кВ ТП 6/0,4 кВ, РТП 6/0,4 кВ (2 секции шин 0,4 кВ), расположенные на границе земельного участка Заявителя, с максимальной мощностью 0,25 МВт в каждой точке (с учетом максимальной мощности IV этапа);

– элементы электрической сети двадцати девять КЛ 0,4 кВ, строящихся от РУ 0,4 кВ ТП 6/0,4 кВ, РТП 6/0,4 кВ (1 секции шин 0,4 кВ), расположенные на границе земельного участка Заявителя, с максимальной мощностью 0,2 МВт в каждой точке (с учетом максимальной мощности IV этапа);

– элементы электрической сети двадцати девять КЛ 0,4 кВ, строящихся от РУ 0,4 кВ ТП 6/0,4 кВ, РТП 6/0,4 кВ (2 секции шин 0,4 кВ), расположенные на границе земельного участка Заявителя, с максимальной мощностью 0,2 МВт в каждой точке (с учетом максимальной мощности IV этапа);

– элементы электрической сети тридцати двух КЛ 0,4 кВ, строящихся от РУ 0,4 кВ ТП 6/0,4 кВ, РТП 6/0,4 кВ (1 секции шин 0,4 кВ), расположенные на границе земельного участка Заявителя, с максимальной мощностью 0,2 МВт в каждой точке;

– элементы электрической сети тридцати двух КЛ 0,4 кВ, строящихся от РУ 0,4 кВ ТП 6/0,4 кВ, РТП 6/0,4 кВ (2 секции шин 0,4 кВ), расположенные на границе земельного участка Заявителя, с максимальной мощностью 0,2 МВт в каждой точке;

– элементы электрической сети пяти КЛ 0,4 кВ, строящихся от РУ 0,4 кВ ТП 6/0,4 кВ, РТП 6/0,4 кВ (1 секции шин 0,4 кВ), расположенные на границе земельного участка Заявителя, с максимальной мощностью 0,22 МВт в каждой точке;

– элементы электрической сети пяти КЛ 0,4 кВ, строящихся от РУ 0,4 кВ ТП 6/0,4 кВ, РТП 6/0,4 кВ (2 секции шин 0,4 кВ), расположенные на границе земельного участка Заявителя, с максимальной мощностью 0,22 МВт в каждой точке.

Схема присоединения к электрическим сетям АО «ДРСК» обеспечивает электроснабжение энергопринимающих устройств Заявителя в точках присоединения:

на I этапе:

– в объеме 3,19 МВт по второй категории надежности электроснабжения и 1,20999 МВт по третьей категории надежности электроснабжения;

на II этапе:

– в объеме 3,19 МВт по второй категории надежности электроснабжения и 1,70999 МВт по третьей категории надежности электроснабжения;

на III этапе:

– в объеме 9,69 МВт по второй категории надежности электроснабжения и 1,70999 МВт по третьей категории надежности электроснабжения;

на IV этапе:

– в объеме 21,29 МВт по второй категории надежности электроснабжения и 1,70999 МВт по третьей категории надежности электроснабжения;

на V этапе

– в объеме 36,29 МВт по второй категории надежности электроснабжения и 1,70999 МВт по третьей категории надежности электроснабжения.

1. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОСНОВНОМУ (ПЕРВИЧНОМУ) ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОМУ ОБОРУДОВАНИЮ

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

На I этапе:

1.1. Реконструкцию ПС 110 кВ Западная с установкой трансформатора 220/35/6 кВ мощностью 63 МВА оснащенного устройством РПН (уточнить при проектировании):

– со строительством РУ 220 кВ (схему РУ 220 кВ уточнить при проектировании);

– с расширением РУ 35 кВ на одну ячейку для присоединения одного трансформатора 220/35/6 кВ (уточнить при проектировании);

– с заменой ошиновки РУ 35 кВ на ошиновку с номинальным током не менее 1150 А (уточнить при проектировании);

– с расширением РУ 6 кВ на одну ячейку для присоединения одного трансформатора 220/35/6 кВ (уточнить при проектировании).

1.2. Строительство одной ответвительной ВЛ 220 кВ от ВЛ 220 кВ Владивосток – Волна до ПС 220 кВ Западная с образованием ВЛ 220 кВ Владивосток – Волна с отпайкой на ПС Западная.

1.3. Строительство ПС 110 кВ Прохладная с установкой двух трансформаторов 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый (схему РУ 110 кВ, РУ 35 кВ и РУ 6 кВ, а также параметры оборудования уточнить при проектировании):

– РУ 110 кВ выполнить по типовой схеме №110-5АН «мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов»;

– РУ 35 кВ выполнить по типовой схеме №35-9 «одна рабочая секционированная выключателем, система шин»;

– с установкой двух трансформаторов 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый, оснащенных устройством РПН;

– РУ 6 кВ выполнить по типовой схеме № 6-2 «две, секционированные выключателем, системы шин».

1.4. Строительство заходов ВЛ 35 кВ Надеждинская – Шмидтовка в РУ 35 кВ ПС 110 кВ Прохладная, ориентировочной протяженностью 0,5 км

каждый проводом сечением 150 мм^2, с образованием ВЛ 35 кВ Надеждинская – Прохладная и ВЛ 35 кВ Прохладная – Шмидтовка (уточнить при проектировании).

1.5. Реконструкцию ВЛ 35 кВ Западная – Надеждинская с заменой провода марки М-50 ориентировочной протяженностью 0,5 км на провод не менее АС-150 (уточнить при проектировании).

1.6. Строительство четырнадцати ЛЭП 6 кВ (сечение жил не менее 120 мм^2) от линейных ячеек РУ 6 кВ ПС 110 кВ Прохладная до ТП 6/0,4 кВ, РТП 6/0,4 кВ, с суммарной ориентировочной протяженностью 14 км (количество ЛЭП 6 кВ и их параметры уточнить при проектировании).

1.7. Строительство двадцати семи ТП 6/0,4 кВ, РТП 6/0,4 кВ (количество ТП 6/0,4 кВ, РТП 6/0,4 кВ и их параметры уточнить при проектировании).

1.8. Строительство двадцати двух КЛ 0,4 кВ общей ориентировочной протяженностью 3,3 км от РУ 0,4 кВ ТП 6/0,4 кВ, РТП 6/0,4 кВ до РУ 0,4 кВ объектов Заявителя (тип, количество ЛЭП 0,4 кВ и параметры уточнить при проектировании).

1.9. Строительство ЛЭП 0,4 кВ и РУ 0,4 кВ Заявителя (количество ЛЭП 0,4 кВ, РУ 0,4 кВ и их параметры уточнить при проектировании).

На II этапе:

1.10.Строительство ПС 500 кВ Варяг с установкой автотрансформатора 500/220 кВ мощностью 3х167 МВА, оснащенного устройством РПН, и средств компенсации реактивной мощности 180 Мвар (ШР 180 Мвар) (схему РУ, параметры оборудования уточнить при проектировании).

1.11.Реконструкцию ОРУ 500 кВ Приморской ГРЭС для присоединения ВЛ 500 кВ Приморская ГРЭС – Варяг с установкой средств компенсации реактивной мощности 180 Мвар (ШР 180 Мвар) (количество ячеек, схему РУ, параметры оборудования уточнить при проектировании).

1.12.Реконструкцию Приморской ГРЭС с заменой в ячейках 7АТ и 8АТ РУ 220 кВ ошиновки и трансформаторов тока на ошиновку и трансформаторы тока с допустимой токовой нагрузкой не менее 1243 А (уточнить при проектировании).

1.13.Строительство ВЛ 500 кВ Приморская ГРЭС – Варяг (уточнить при проектировании).

1.14.Строительство заходов ВЛ 500 кВ Владивосток – Лозовая в РУ 500 кВ ПС 500 кВ Варяг с образованием ВЛ 500 кВ Варяг – Владивосток и ВЛ 500 кВ Варяг – Лозовая (уточнить при проектировании).

1.15.Строительство заходов ВЛ 220 кВ Артёмовская ТЭЦ – Береговая-2 в РУ 220 кВ ПС 500 кВ Варяг с образованием ВЛ 220 кВ Артёмовская ТЭЦ – Варяг и ВЛ 220 кВ Варяг – Береговая-2 (уточнить при проектировании).

1.16.Строительство ЛЭП 110 кВ Уссурийск-2 – Уссурийск/т (уточнить при проектировании).

1.17.Расширение РУ 110 кВ ПС 220 кВ Уссурийск-2 на одну линейную ячейку для присоединения ВЛ 110 кВ Уссурийск-2 – Уссурийск/т.

1.18.Реконструкцию РУ 110 кВ ПС 110 кВ Уссурийск/т с заменой ошиновки в ячейке ВЛ 110 кВ Уссурийск-2 – Кожзавод – Уссурийск/т (ЛЭП 110 кВ Уссурийск 2 – Уссурийск/т) и шин на провод с длительно-

допустимой токовой нагрузкой (далее – ДДТН) не менее провода АС-240 (объем необходимой замены токоограничивающего оборудования и его параметры уточнить при проектировании).

1.19.Реконструкцию ВЛ 110 кВ Уссурийск-2 – Кожзавод – Уссурийск/т с демонтажем участка ВЛ 110 кВ от места ответвления ВЛ 110 кВ в сторону ПС 110 кВ Кожзавод до ПС 110 кВ Уссурийск/т с образованием ВЛ 110 кВ Уссурийск-2 – Кожзавод (уточнить при проектировании).

1.20.Реконструкцию ВЛ 110 кВ Надеждинская/т – Западная с заменой провода на провод с ДДТН не менее провода АС-240 (уточнить при проектировании).

1.21.Реконструкцию РУ 110 кВ ПС 110 кВ Надеждинская/т с заменой ошиновки ВЛ 110 кВ Надеждинская/т – Западная на провод с ДДТН не менее провода АС-240 (объем необходимой реконструкции, замены токоограничивающего оборудования и параметры оборудования уточнить при проектировании).

1.22.Реконструкцию РУ 110 кВ ПС 110 кВ Западная с заменой ошиновки в ячейке ВЛ 110 кВ Надеждинская/т – Западная на провод с ДДТН не менее провода АС-240 (объем необходимой замены токоограничивающего оборудования и его параметры уточнить при проектировании).

1.23.Реконструкцию РУ 110 кВ ПС 110 кВ Шахта-7 с заменой:

– ошиновки в ячейке ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Шахта-7 маркой провода М-95 и шин маркой провода М-95 на провод с ДДТН не менее 734 А при температуре наружного воздуха (далее – ТНВ) +20 °С (уточнить при проектировании);

– высокочастотных заградителей в ячейке ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Шахта-7 с номинальным током 600 А и разъединителей с номинальным током 600 А на высокочастотные заградители и разъединители с ДДТН не менее 778 А (уточнить при проектировании);

– ошиновки в ячейке ВЛ 110 кВ Западная – Шахта-7 маркой провода М-95 и шин маркой провода М-95 на провод с ДДТН не менее 655 А при ТНВ +20 °С (уточнить при проектировании).

1.24.Реконструкцию РУ 110 кВ Артемовской ТЭЦ с заменой:

– в ячейке ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Шахта-7 выключателя с номинальным током 600 А, разъединителей с номинальным током 600 А и трансформаторов тока с номинальным током первичной обмотки 600 А на выключатель, разъединители и трансформаторы тока с ДДТН не менее 778 А (уточнить при проектировании);

– в ячейке ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Западная – Кролевцы – Штыково № 1 выключателя с номинальным током 600 А, разъединителей с номинальным током 600 А, высокочастотных заградителей с номинальным током 600 А и трансформаторов тока с номинальным током первичной обмотки 600 А на выключатель, разъединители, высокочастотные заградители и трансформаторы тока с ДДТН не менее 802 А (уточнить при проектировании);

– в ячейке ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Западная – Кролевцы – Штыково № 2 выключателя с номинальным током 600 А, разъединителей

с номинальным током 600 А и трансформаторов тока с номинальным током первичной обмотки 500 А на выключатель, разъединители и трансформаторы тока с ДДТН не менее 802 А (уточнить при проектировании).

1.25. Реконструкцию ПС 110 кВ Западная с заменой:

– ошиновки в ячейке ВЛ 110 кВ Западная – Шахта-7 маркой провода М-95 и шин маркой провода М-95 на провод с ДДТН не менее 655 А при температуре наружного воздуха +20 °С (уточнить при проектировании);

– ошиновки в ячейке ВЛ 110 кВ ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Западная – Кролевцы – Штыково № 1, № 2 маркой провода М-95 и шины маркой провода на провод с ДДТН не менее 592 А при ТНВ +20 °С.

1.26. Реконструкцию ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Западная – Кролевцы – Штыково № 1, № 2 с заменой провода марки АС-150 ориентировочной протяженностью 2,6 км на провод с ДДТН не менее 802 А при ТНВ +20 °С (уточнить при проектировании).

1.27. Реконструкцию ВЛ 110 кВ Западная – Шахта-7 с заменой провода марки М-70 и АС-120 общей ориентировочной протяженностью 6 км на провод с ДДТН не менее 655 А при ТНВ +20 °С (уточнить при проектировании).

1.28.Реконструкцию ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Шахта-7 с заменой провода марки АССС-150 на провод с ДДТН не менее 734/778 А при ТНВ +20 °С/-20 °С (уточнить при проектировании).

1.29.Реконструкцию ВЛ 110 кВ Надеждинская/т – Уссурийск/т с заменой провода марки АС-95 на провод с ДДТН не менее 429 А при ТНВ +20 °С (уточнить при проектировании).

1.30.Строительство заходов ВЛ 110 кВ Надеждинская/т – Западная в РУ 110 кВ ПС 110 кВ Прохладная одножильным кабелем с сечением жил не менее 800 мм^2, ориентировочной протяженностью 1,9 км каждый, с образованием КВЛ 110 кВ Надеждинская/т – Прохладная и КВЛ 110 кВ Западная – Прохладная (параметры ЛЭП уточнить при проектировании) [1].

1.31.Строительство четырех ЛЭП 6 кВ (сечение жил не менее 120 мм^2) от линейных ячеек РУ 6 кВ ПС 110 кВ Прохладная до ТП 6/0,4 кВ, РТП 6/0,4 кВ, с суммарной ориентировочной протяженностью 8 км (количество ЛЭП 6 кВ и их параметры уточнить при проектировании).

1.32.Строительство четырех ТП 6/0,4 кВ, РТП 6/0,4 кВ (количество ТП 6/0,4 кВ, РТП 6/0,4 кВ и их параметры уточнить при проектировании).

1.33.Строительство ЛЭП 0,4 кВ и РУ 0,4 кВ Заявителя (количество ЛЭП 0,4 кВ, РУ 0,4 кВ и их параметры уточнить при проектировании).

На III этапе:

1.34.Реконструкцию ПС 110 кВ Западная с заменой:

– ошиновки ШСВ 110 маркой провода М-95 на провод с ДДТН не менее 551 А при ТНВ +20 °С (уточнить при проектировании);

1.35.Реконструкцию ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Шахта-7 с заменой провода марки АСКП-240/32 ориентировочной протяженностью 0,8 км на

---

[1] в местах пересечения проектируемых ЛЭП 110 кВ с автомобильными и железной дорогами предусмотреть строительство ЛЭП 110 кВ методом горизонтально направленного бурения (ГНБ) ориентировочной суммарной протяженностью 1,9 км.

провод с ДДТН не менее 734 А при температуре наружного воздуха +20 °С (уточнить при проектировании).

1.36.Строительство двадцати шести КЛ 0,4 кВ общей ориентировочной протяженностью 8,7 км от РУ 0,4 кВ ТП 6/0,4 кВ, РТП 6/0,4 кВ до РУ 0,4 кВ объектов Заявителя (тип, количество ЛЭП 0,4 кВ и параметры уточнить при проектировании).

1.37.Строительство ЛЭП 0,4 кВ и РУ 0,4 кВ Заявителя (количество ЛЭП 0,4 кВ, РУ 0,4 кВ и их параметры уточнить при проектировании).

На IV этапе:

1.38.Реконструкцию РУ 110 кВ ПС 110 кВ Шахта-7 с заменой в ячейке ВЛ 110 кВ Западная – Шахта-7 разъединителей с номинальным током 600 А и высокочастотного заградителя с номинальным током 600 А на разъединители и высокочастотный заградитель с ДДТН не менее 655 А (уточнить при проектировании).

1.39.Реконструкцию РУ 110 кВ ПС 110 кВ Западная с заменой в ячейке ВЛ 110 кВ Западная – Шахта-7 выключателя с номинальным током 600 А, разъединителей с номинальным током 600 А, трансформаторов тока с номинальным током первичной обмотки 600 А и высокочастотного заградителя с номинальным током 600 А на выключатель, разъединители, трансформаторы тока и высокочастотный заградитель с ДДТН не менее 655 А (уточнить при проектировании).

1.40.Строительство пятидесяти восьми КЛ 0,4 кВ общей ориентировочной протяженностью 9,9 км от РУ 0,4 кВ ТП 6/0,4 кВ, РТП 6/0,4 кВ до РУ 0,4 кВ объектов Заявителя (тип, количество ЛЭП 0,4 кВ и параметры уточнить при проектировании).

1.41.Строительство ЛЭП 0,4 кВ и РУ 0,4 кВ Заявителя (количество ЛЭП 0,4 кВ, РУ 0,4 кВ и их параметры уточнить при проектировании).

На V этапе:

1.42.Реконструкцию РУ 110 кВ ПС 110 кВ Уссурийск/т с заменой ошиновки в ячейке ВЛ 110 кВ Надеждинская/т – Уссурийск/т, выполненной маркой провода АС-120, и шин маркой провода АС-120 на провод с ДДТН не менее 429 А при ТНВ +20 °С.

1.43.Строительство семидесяти четырех КЛ 0,4 кВ общей ориентировочной протяженностью 8 км от РУ 0,4 кВ ТП 6/0,4 кВ, РТП 6/0,4 кВ до РУ 0,4 кВ объектов Заявителя (тип, количество ЛЭП 0,4 кВ и параметры уточнить при проектировании).

1.44.Строительство ЛЭП 0,4 кВ и РУ 0,4 кВ Заявителя (количество ЛЭП 0,4 кВ, РУ 0,4 кВ и их параметры уточнить при проектировании).

2. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОБОРУДОВАНИЮ СИСТЕМ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ

2.1. Оснастить объекты электросетевого хозяйства классом напряжения 110 кВ и выше, указанные в разделе 1 настоящих технических условий, микропроцессорными устройствами и/или комплексами релейной защиты и автоматики (РЗА) в соответствии с требованиями к оснащению линий электропередачи и оборудования объектов электроэнергетики классом

напряжения 110 кВ и выше устройствами и комплексами релейной защиты и автоматики, а также к принципам функционирования устройств и комплексов релейной защиты и автоматики, утвержденными приказом Минэнерго России от 13.02.2019 № 101 (далее – Приказ № 101), и требованиями к релейной защите и автоматике различных видов и ее функционированию в составе энергосистемы, утвержденными приказом Минэнерго России от 10.07.2020 № 546. Каналы связи устройств и/или комплексов РЗА должны соответствовать требованиям к каналам связи для функционирования релейной защиты и автоматики, утвержденным приказом Минэнерго России от 13.02.2019 № 97.

На II этапе:

2.1.1. Выполнить на ПС 500 кВ Чугуевка-2 установку устройств автоматики управления реактором Р-1 (принцип действия и объем управляющих воздействий уточнить при проектировании).

2.1.2. Выполнить на Приморской ГРЭС установку (модернизацию) следующих устройств с организацией каналов ПА (принцип действия и объем управляющих воздействий уточнить при проектировании):

2.1.2.1.ФОТ, ДМ 7АТ и ФОТ, ДМ 8АТ со стороны ОРУ 220 кВ;

2.1.2.2.ФОТ, ДМ 7АТ и ФОТ, ДМ 8АТ со стороны ОРУ 500 кВ;

2.1.2.3.ФОСШ 1 СШ 500 кВ и ФОСШ 2 СШ 500 кВ;

2.1.2.4.УТМ ПА (ОРУ 500 кВ);

2.1.2.5.УТМ ПА (ОРУ 220 кВ);

2.1.2.6.ЛАПНУ;

2.1.2.7.АОПО 7АТ и 8 АТ.

2.1.3. Выполнить установку на Артемовской ТЭЦ устройства АОПО ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ – Западная – Кролевцы – Штыково № 1 и АОПО ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ – Западная – Кролевцы – Штыково № 2 с организацией каналов ПА и реализацией управляющих воздействий на отключение нагрузки Заявителя (принцип действия и объём управляющих воздействий уточнить при проектировании).

2.1.4. Выполнить установку на ПС 220 кВ Уссурийск-2 устройства АОПО АТ-1, АОПО АТ-2, АОПО АТ-3 ПС 220 кВ Уссурийск-2 с организацией каналов ПА и реализацией управляющих воздействий на отключение нагрузки Заявителя (принцип действия и объём управляющих воздействий уточнить при проектировании).

На III этапе:

2.1.5. Выполнить установку на ПС 110 кВ Уссурийск-1 устройства АОПО ВЛ 110 кВ Уссурийск-1 – Тереховка с организацией каналов ПА и реализацией управляющих воздействий на отключение нагрузки Заявителя (принцип действия и объём управляющих воздействий уточнить при проектировании).

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

2.3. Оснастить впервые вводимое основное (первичное) электротехническое оборудование устройствами сбора и передачи телеинформации по двум независимым каналам связи в каждом направлении, исключающим возможность одновременного отказа (вывода из работы) по

общей причине:

– на объектах электросетевого хозяйства, указанных в пунктах 1.10, 1.11, 1.17 настоящих технических условий, в Филиал АО «СО ЕЭС» Приморское РДУ (далее – Приморское РДУ);

– на объектах электросетевого хозяйства, указанных в пунктах 1.1, 1.3, настоящих технических условий, в Приморское РДУ и филиал АО «ДРСК» «ПЭС».

Технические характеристики и схемы каналов связи, точки измерения и объем передаваемой телеинформации согласовать с АО «ДРСК» и Филиалом АО «СО ЕЭС» ОДУ Востока (далее – ОДУ Востока), при этом должна быть обеспечена наблюдаемость фактической нагрузки, подключенной к устройствам ПА (кроме АЧР).

2.4. Оснастить телефонной связью для оперативных переговоров по двум независимым каналам связи в каждом направлении передачи, исключающим возможность одновременного отказа (вывода из работы) по общей причине:

– ПС 500 кВ Варяг с диспетчерским персоналом ОДУ Востока, Приморского РДУ;

– ПС 110 кВ Прохладная с оперативным персоналом филиала АО «ДРСК» «ПЭС».

Технические характеристики каналов и схемы связи согласовать с АО «ДРСК» и ОДУ Востока.

2.5. Выполнить учет электроэнергии в соответствии со следующими требованиями:

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

– точки учета согласовать с АО «ДРСК».

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

3. ТРЕБОВАНИЯ К ЭНЕРГОПРИНИМАЮЩИМ УСТРОЙСТВАМ

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

3.2. В случае выявления при проектировании согласно пункту 4.1 настоящих технических условий возможности нарушения соотношения потребления активной и реактивной мощности: нарушение критерия $\operatorname{tg} \varphi \leq 0{,}35$ в точках присоединения к электрическим сетям АО «ДРСК» энергопринимающих устройств Заявителя, в целях поддержания соотношения потребления активной и реактивной мощности оснастить объекты электросетевого хозяйства Заявителя, указанные в разделе 1 настоящих

технических условий, средствами компенсации реактивной мощности и автоматикой регулирования напряжения и поддержания соотношений потребления активной и реактивной мощности.

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

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

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

4. ПОРЯДОК ВЫПОЛНЕНИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ ПРИСОЕДИНЕНИЮ

4.1. Заявитель выполняет мероприятия, указанные в пунктах 1.9, 1.33, 1.37, 1.41, 1.44, с учетом требований разделов 2 и 3 настоящих технических условий, включая разработку проектной и рабочей документации. Заявитель обязан согласовать задание на проектирование, проектную и рабочую документацию с АО «ДРСК».

4.2. АО «ДРСК» выполняет мероприятия, указанные в пунктах 1.1 – 1.8, 1.10 – 1.32, 1.34 – 1.36, 1.38 – 1.40, 1.42 – 1.43, 2.1.1 – 2.1.5, с учетом требований раздела 2 настоящих технических условий, включая разработку проектной и рабочей документации. АО «ДРСК» обязано согласовать задание на проектирование, проектную и рабочую документацию с ОДУ Востока.

Мероприятия, указанные в пунктах 1.10, 1.11, 1.13, 1.14, 1.15, 1.17, 2.1.1, 2.1.2.2, 2.1.2.3, 2.1.2.4, 2.1.2.6, 2.1.4, 2.3 (в части мероприятий, выполняемых на ПС 500 кВ Варяг и ОРУ 500 кВ Приморской ГРЭС, ПС 220 кВ Уссурийск-2), 2.4 (в части мероприятий, выполняемых на ПС 500 кВ Варяг), выполняются АО «ДРСК» путем урегулирования отношений с ПАО «ФСК ЕЭС».

Мероприятия, указанные в пунктах 1.12, 2.1.2.1, 2.1.2.5, 2.1.2.7, выполняются АО «ДРСК» путем урегулирования отношений с

ООО «Сибирская генерирующая компания».

Мероприятия, указанные в пунктах 1.24, 2.1.3, выполняются АО «ДРСК» путем урегулирования отношений с АО «ДГК».

Мероприятие, указанное в пункте 1.18, 1.21, 1.42, выполняется АО «ДРСК» путем урегулирования отношений с ОАО «РЖД».

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

4.3. В случае если в ходе проектирования возникает необходимость частичного отступления от настоящих технических условий, такие отступления подлежат согласованию с АО «ДРСК» и ОДУ Востока с корректировкой утвержденных технических условий.

4.4. Провести проверку выполнения настоящих технических условий с участием представителей филиала АО «ДРСК» «ПЭС» и Приморского РДУ для каждого этапа, предусмотренного настоящими техническими условиями. После выполнения проверки получить от АО «ДРСК» акт о выполнении настоящих технических условий, согласованный ОДУ Востока, для каждого этапа, предусмотренного настоящими техническими условиями, и по техническим условиям в целом.

4.5. Соблюдение настоящих технических условий носит длящийся характер и является обязательным для Заявителя и АО «ДРСК» после выполнения мероприятий по технологическому присоединению.

Приложение: Пояснительная схема присоединения энергопринимающих устройств Заявителя к электрическим сетям АО «ДРСК» на 1 л. в 1 экз.

Начальник управления перспективного развития и технологического присоединения АО «ДРСК ***П.Г. Чеховский***

Исп. Козлов В.А.
8 (4162) 397-231
Spr4@drsk.ru

Пояснительная схема присоединения энергопринимающих устройств Заявителя к электрическим сетям АО «ДРСК»

