

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ
для технологического присоединения
к электрическим сетям АО «ДРСК»

№ 15-02/22-84

«12» 11 2025 г.

Настоящие технические условия разработаны на основании Заявки от 12.08.2021 № б/н (вх. филиала АО «ДРСК» «Приморские электрические сети» (далее – филиал АО «ДРСК» «ПЭС»)) от 12.08.2021 № ТПр №4850/21) с учетом писем от 27.01.2025 № 27-01/2025-2 (вх. филиала АО «ДРСК» «ПЭС» от _____ № _____), от 03.02.2025 № 03-02/2025-1 (вх. филиала АО «ДРСК» «ПЭС» от 03.02.2025 № ТПр № 4850/21-1) и от 15.09.2025 № 15-09/2025 (вх. филиала АО «ДРСК» «ПЭС» от 15.09.2025 № ТПр № 4850/21-3) и являются неотъемлемой частью Договора об осуществлении технологического присоединения от _____ № _____ энергопринимающих устройств Общества с ограниченной ответственностью «Трансформация», именуемого в дальнейшем – Заявитель, к электрическим сетям АО «ДРСК».

Настоящие технические условия вступают в силу с момента заключения Договора об осуществлении технологического присоединения объектов Заявителя при условии согласования АО «СО ЕЭС». Срок действия настоящих технических условий составляет 6 (шесть) лет со дня заключения Договора об осуществлении технологического присоединения объектов Заявителя.

Выполнение настоящих технических условий обеспечивает технологическое присоединение впервые вводимых в эксплуатацию в процессе технологического присоединения энергопринимающих устройств Заявителя максимальной мощностью 38 МВт в четыре этапа (на I этапе – 11,1 МВт, на II этапе – 21,2 МВт (с учетом максимальной мощности I этапа), на III этапе – 31,2 МВт (с учетом максимальной мощности II этапа), на IV этапе – 38 МВт (с учетом максимальной мощности III этапа)) и объектов электросетевого хозяйства Заявителя,

к существующим электрическим сетям АО «ДРСК»:

- КВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ – Промузел;
- КВЛ 110 кВ Океан – Муравейка,

посредством сооружения новых объектов электросетевого хозяйства:

- ответвительной ЛЭП 110 кВ от КВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ –

Промузел до РУ 110 кВ ПС 110 кВ Трансформация;

- ответвительной ЛЭП 110 кВ от КВЛ 110 кВ Океан – Муравейка до РУ 110 кВ ПС 110 кВ Трансформация;
- ПС 110 кВ Трансформация;
- двадцати двух ЛЭП 6 кВ от РУ 6 кВ ПС 110 кВ Трансформация до границ земельного участка Заявителя,

с образованием после выполнения настоящих технических условий 22 (двадцати двух) 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 – 6 (шести) точек присоединения:

- элементы электрической сети четырех ЛЭП 6 кВ, строящихся от РУ 6 кВ ПС 110 кВ Трансформация в направлении ТП 6/0,4 кВ Заявителя, расположенные на границе земельного участка Заявителя, с максимальной мощностью 2,025 МВт в каждой точке;

- элементы электрической сети двух ЛЭП 6 кВ, строящихся от РУ 6 кВ ПС 110 кВ Трансформация в направлении ТП 6/0,4 кВ Заявителя, расположенные на границе земельного участка Заявителя, с максимальной мощностью 1,5 МВт в каждой точке;

на II этапе – 12 (двенадцати) точек присоединения:

- элементы электрической сети четырех ЛЭП 6 кВ, строящихся от РУ 6 кВ ПС 110 кВ Трансформация в направлении ТП 6/0,4 кВ Заявителя, расположенные на границе земельного участка Заявителя, с максимальной мощностью 2,025 МВт в каждой точке (с учетом максимальной мощности I этапа);

- элементы электрической сети двух ЛЭП 6 кВ, строящихся от РУ 6 кВ ПС 110 кВ Трансформация в направлении ТП 6/0,4 кВ Заявителя, расположенные на границе земельного участка Заявителя, с максимальной мощностью 1,5 МВт в каждой точке (с учетом максимальной мощности I этапа);

- элементы электрической сети двух ЛЭП 6 кВ, строящихся от РУ 6 кВ ПС 110 кВ Трансформация в направлении ТП 6/0,4 кВ Заявителя, расположенные на границе земельного участка Заявителя, с максимальной мощностью 2,55 МВт в каждой точке;

- элементы электрической сети двух ЛЭП 6 кВ, строящихся от РУ 6 кВ ПС 110 кВ Трансформация в направлении ТП 6/0,4 кВ Заявителя, расположенные на границе земельного участка Заявителя, с максимальной мощностью 1,55 МВт в каждой точке;

- элементы электрической сети двух ЛЭП 6 кВ, строящихся от РУ 6 кВ ПС 110 кВ Трансформация в направлении ТП 6/0,4 кВ Заявителя, расположенные на границе земельного участка Заявителя, с максимальной мощностью 0,95 МВт в каждой точке;

на III этапе – 16 (шестнадцати) точек присоединения:

- элементы электрической сети четырех ЛЭП 6 кВ, строящихся от РУ 6

кВ ПС 110 кВ Трансформация в направлении ТП 6/0,4 кВ Заявителя, расположенные на границе земельного участка Заявителя, с максимальной мощностью 2,025 МВт в каждой точке (с учетом максимальной мощности II этапа);

- элементы электрической сети двух ЛЭП 6 кВ, строящихся от РУ 6 кВ ПС 110 кВ Трансформация в направлении ТП 6/0,4 кВ Заявителя, расположенные на границе земельного участка Заявителя, с максимальной мощностью 1,5 МВт в каждой точке (с учетом максимальной мощности II этапа);

- элементы электрической сети двух ЛЭП 6 кВ, строящихся от РУ 6 кВ ПС 110 кВ Трансформация в направлении ТП 6/0,4 кВ Заявителя, расположенные на границе земельного участка Заявителя, с максимальной мощностью 2,55 МВт в каждой точке (с учетом максимальной мощности II этапа);

- элементы электрической сети двух ЛЭП 6 кВ, строящихся от РУ 6 кВ ПС 110 кВ Трансформация в направлении ТП 6/0,4 кВ Заявителя, расположенные на границе земельного участка Заявителя, с максимальной мощностью 1,55 МВт в каждой точке (с учетом максимальной мощности II этапа);

- элементы электрической сети двух ЛЭП 6 кВ, строящейся от РУ 6 кВ ПС 110 кВ Трансформация в направлении ТП 6/0,4 кВ Заявителя, расположенные на границе земельного участка Заявителя, с максимальной мощностью 0,95 МВт в каждой точке (с учетом максимальной мощности II этапа);

- элементы электрической сети четырех ЛЭП 6 кВ, строящихся от РУ 6 кВ ПС 110 кВ Трансформация в направлении ТП 6/0,4 кВ Заявителя, расположенные на границе земельного участка Заявителя, с максимальной мощностью 2,5 МВт в каждой точке;

на IV этапе – 22 (двадцати двух) точек присоединения:

- элементы электрической сети четырех ЛЭП 6 кВ, строящихся от РУ 6 кВ ПС 110 кВ Трансформация в направлении ТП 6/0,4 кВ Заявителя, расположенные на границе земельного участка Заявителя, с максимальной мощностью 2,025 МВт в каждой точке (с учетом максимальной мощности III этапа);

- элементы электрической сети двух ЛЭП 6 кВ, строящихся от РУ 6 кВ ПС 110 кВ Трансформация в направлении ТП 6/0,4 кВ Заявителя, расположенные на границе земельного участка Заявителя, с максимальной мощностью 1,5 МВт в каждой точке (с учетом максимальной мощности III этапа);

- элементы электрической сети двух ЛЭП 6 кВ, строящихся от РУ 6 кВ ПС 110 кВ Трансформация в направлении ТП 6/0,4 кВ Заявителя, расположенные на границе земельного участка Заявителя, с максимальной мощностью 2,55 МВт в каждой точке (с учетом максимальной мощности III этапа);

- элементы электрической сети двух ЛЭП 6 кВ, строящихся от РУ 6 кВ ПС 110 кВ Трансформация в направлении ТП 6/0,4 кВ Заявителя,

расположенные на границе земельного участка Заявителя, с максимальной мощностью 1,55 МВт в каждой точке (с учетом максимальной мощности III этапа);

- элементы электрической сети двух ЛЭП 6 кВ, строящейся от РУ 6 кВ ПС 110 кВ Трансформация в направлении ТП 6/0,4 кВ Заявителя, расположенные на границе земельного участка Заявителя, с максимальной мощностью 0,95 МВт в каждой точке (с учетом максимальной мощности III этапа);

- элементы электрической сети четырех ЛЭП 6 кВ, строящейся от РУ 6 кВ ПС 110 кВ Трансформация в направлении ТП 6/0,4 кВ Заявителя, расположенные на границе земельного участка Заявителя, с максимальной мощностью 2,5 МВт в каждой точке (с учетом максимальной мощности III этапа);

- элементы электрической сети двух ЛЭП 6 кВ, строящихся от РУ 6 кВ ПС 110 кВ Трансформация в направлении ТП 6/0,4 кВ Заявителя, расположенные на границе земельного участка Заявителя, с максимальной мощностью 1,3 МВт в каждой точке;

- элементы электрической сети двух ЛЭП 6 кВ, строящихся от РУ 6 кВ ПС 110 кВ Трансформация в направлении ТП 6/0,4 кВ Заявителя, расположенные на границе земельного участка Заявителя, с максимальной мощностью 1 МВт в каждой точке;

- элементы электрической сети двух ЛЭП 6 кВ, строящихся от РУ 6 кВ ПС 110 кВ Трансформация в направлении ТП 6/0,4 кВ Заявителя, расположенные на границе земельного участка Заявителя, с максимальной мощностью 1,1 МВт в каждой точке.

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

- на I этапе в объеме 11,1 МВт по второй категории надежности электроснабжения;

- на II этапе в объеме 21,2 МВт по второй категории надежности электроснабжения;

- на III этапе в объеме 31,2 МВт по второй категории надежности электроснабжения;

- на IV этапе в объеме 38 МВт по второй категории надежности электроснабжения.

1. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОСНОВНОМУ (ПЕРВИЧНОМУ) ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОМУ ОБОРУДОВАНИЮ

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

На I этапе:

1.1. Строительство Хабаровской ТЭЦ-4 (Южной ТЭЦ) максимальной мощностью 410 МВт (уточнить при проектировании).

1.2. Реконструкцию Партизанской ГРЭС с увеличением максимальной мощности на 280 МВт до величины 480 МВт (уточнить при проектировании).

1.3. Реконструкцию Владивостокской ТЭЦ-2 с увеличением максимальной мощности на 77 МВт до величины 574 МВт (уточнить при проектировании).

1.4. Строительство Артемовской ТЭЦ-2 (Шкотовской ТЭЦ) максимальной мощностью 440 МВт (уточнить при проектировании).

1.5. 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).

1.6. 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 и схему РУ, параметры оборудования уточнить при проектировании).

1.7. Реконструкцию Приморской ГРЭС (уточнить при проектировании):

–с заменой в ячейке 7АТ РУ 220 кВ трансформаторов тока на трансформаторы тока с длительно и аварийно допустимой токовой нагрузкой не менее 1480 А и 1726 А соответственно, при температуре наружного воздуха -21°C;

–с мероприятиями по увеличению пропускной способности 8АТ, связанными с изменением коэффициента трансформации трансформаторов тока с 1000/5 на 2000/5 в ячейке 220 кВ 8АТ.

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

1.9. 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).

1.10. 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).

1.11. Реконструкция КВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ – Промузел со строительством ответвительной ЛЭП 110 кВ от КВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ – Промузел до РУ 110 кВ ПС 110 кВ Трансформация ориентировочной протяженностью 4 км с образованием КВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ – Промузел с отпайкой на ПС Трансформация (уточнить при проектировании)¹.

1.12. Реконструкция КВЛ 110 кВ Океан – Муравейка со строительством ответвительной ЛЭП 110 кВ от КВЛ 110 кВ Океан – Муравейка до РУ 110 кВ ПС 110 кВ Трансформация ориентировочной протяженностью 9 км с

¹ При строительстве ответвительной ЛЭП 110 кВ предусмотреть (протяженность, сечение и марку проводника уточнить при проектировании):

- воздушный участок ответвительной ЛЭП ориентировочной протяженностью 3 км;
- кабельный участок ответвительной ЛЭП ориентировочной протяженностью 1 км

образованием КВЛ 110 кВ Океан – Муравейка с отпайкой на ПС Трансформация (уточнить при проектировании)².

1.13. Строительство ПС 110 кВ Трансформация (схему РУ 110 кВ, РУ 6 кВ и параметры оборудования уточнить при проектировании):

- с установкой двух трансформаторов 110/6 кВ мощностью не менее 40 МВА, оснащенных устройством РПН;
- РУ 110 кВ выполнить по типовой схеме № 110-4Н «два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий»;
- РУ 6 кВ выполнить по типовой схеме № 6-2 «две секционированные выключателями системы шин».

1.14. Строительство шести ЛЭП 6 кВ от РУ 6 кВ ПС 110 кВ Трансформация до границ земельного участка Заявителя суммарной ориентировочной протяженностью 6 км (количество ЛЭП 6 кВ и их параметры уточнить при проектировании)³.

1.15. Строительство ЛЭП 6 кВ от границ земельного участка Заявителя до ТП 6/0,4 кВ Заявителя (количество ЛЭП 6 кВ и их параметры уточнить при проектировании).

1.16. Строительство ЛЭП 6 кВ, ЛЭП 0,4 кВ, ТП 6/0,4 кВ, РУ 0,4 кВ Заявителя (количество ЛЭП 6 кВ, ЛЭП 0,4 кВ, ТП 6/0,4 кВ, РУ 0,4 кВ, а также их параметры уточнить при проектировании).

На II этапе:

1.17. Строительство шести ЛЭП 6 кВ от РУ 6 кВ ПС 110 кВ Трансформация до границ земельного участка Заявителя суммарной ориентировочной протяженностью 6 км (количество ЛЭП 6 кВ и их параметры уточнить при проектировании)³.

1.18. Строительство ЛЭП 6 кВ от границ земельного участка Заявителя до ТП 6/0,4 кВ Заявителя (количество ЛЭП 6 кВ и их параметры уточнить при проектировании).

1.19. Строительство ЛЭП 6 кВ, ЛЭП 0,4 кВ, ТП 6/0,4 кВ, РУ 0,4 кВ Заявителя (количество ЛЭП 6 кВ, ЛЭП 0,4 кВ, ТП 6/0,4 кВ, РУ 0,4 кВ, а также их параметры уточнить при проектировании).

На III этапе:

1.20. Строительство четырех ЛЭП 6 кВ от РУ 6 кВ ПС 110 кВ Трансформация до границ земельного участка Заявителя суммарной ориентировочной протяженностью 4 км (количество ЛЭП 6 кВ и их параметры уточнить при проектировании)³.

1.21. Строительство ЛЭП 6 кВ от границ земельного участка Заявителя до ТП 6/0,4 кВ Заявителя (количество ЛЭП 6 кВ и их параметры уточнить при проектировании).

² При строительстве ответвительной ЛЭП 110 кВ предусмотреть (протяженность, сечение и марку проводника уточнить при проектировании):

- воздушный участок ответвительной ЛЭП ориентировочной протяженностью 8 км;
- кабельный участок ответвительной ЛЭП ориентировочной протяженностью 1 км.

³ ЛЭП 6 кВ выполнить в кабельном исполнении с сечением проводника 240 мм² (уточнить при проектировании)

1.22. Строительство ЛЭП 6 кВ, ЛЭП 0,4 кВ, ТП 6/0,4 кВ, РУ 0,4 кВ Заявителя (количество ЛЭП 6 кВ, ЛЭП 0,4 кВ, ТП 6/0,4 кВ, РУ 0,4 кВ, а также их параметры уточнить при проектировании).

На IV этапе:

1.23. Строительство шести ЛЭП 6 кВ от РУ 6 кВ ПС 110 кВ Трансформация до границ земельного участка Заявителя суммарной ориентировочной протяженностью 6 км (количество ЛЭП 6 кВ и их параметры уточнить при проектировании)³.

1.24. Строительство ЛЭП 6 кВ от границ земельного участка Заявителя до ТП 6/0,4 кВ Заявителя (количество ЛЭП 6 кВ и их параметры уточнить при проектировании).

1.25. Строительство ЛЭП 6 кВ, ЛЭП 0,4 кВ, ТП 6/0,4 кВ, РУ 0,4 кВ Заявителя (количество ЛЭП 6 кВ, ЛЭП 0,4 кВ, ТП 6/0,4 кВ, РУ 0,4 кВ, а также 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 I 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 7АТ и ФОТ 8АТ со стороны ОРУ 500 кВ.

2.1.2.3. УТМ ПА (ОРУ 500 кВ).

2.1.2.4. УТМ ПА (ОРУ 220 кВ).

2.1.2.5. ЛАПНУ.

2.1.2.6. АОПО 7АТ и 8 АТ.

2.2. Оснастить объекты электросетевого хозяйства 6 кВ, указанные в разделе 1 настоящих технических условий, устройствами РЗА (уточнить при

проектировании). 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 1.5, 1.6 настоящих технических условий, в Филиал АО «СО ЕЭС» Приморское РДУ (далее – Приморское РДУ);
- на объекте электросетевого хозяйства, указанном в пункте 1.13 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).

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 и Приморского РДУ;
- ПС 110 кВ Трансформация 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 (АЧР). Устройства противоаварийной автоматики должны соответствовать требованиям Приказа № 101.

3.2. В случае выявления при проектировании согласно пункту 4.1 настоящих технических условий, возможности нарушения соотношения

потребления активной и реактивной мощности: нарушение критерия $\text{tg } \varphi \leq 0,4$ в точках присоединения к электрическим сетям 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 $\pm 5\%$ и $\pm 10\%$ от номинального напряжения электрической сети.

3.3. В случае наличия нагрузок, искажающих форму кривой электрического тока и вызывающих несимметрию напряжения и тока в точках присоединения, установить в электрических сетях Заявителя фильтрокомпенсирующие и симметрирующие (в пофазном исполнении) устройства, исключающие нарушение качества электроэнергии в соответствии с ГОСТ 32144-2013 в точках присоединения к электрическим сетям АО «ДРСК».

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

4. ПОРЯДОК ВЫПОЛНЕНИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ ПРИСОЕДИНЕНИЮ

4.1. Заявитель выполняет мероприятия, указанные в пунктах 1.15, 1.16, 1.18, 1.19, 1.21, 1.22, 1.24, 1.25, 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 – 1.14, 1.17, 1.20, 1.23, 2.1.1, 2.1.2, 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 АО «СО ЕЭС» (в части мероприятий, указанных в пунктах 1.1 – 1.10, 2.1.1, 2.1.2 настоящих технических условий, с ОДУ Востока, в части мероприятий, указанных в пунктах 1.11 – 1.13 настоящих технических условий, с Приморским РДУ).

Мероприятия, указанные в пунктах 1.1 – 1.4, выполняются АО «ДРСК» путем урегулирования отношений с ПАО «РусГидро».

Мероприятия, указанные в пунктах 1.5, 1.6, 1.8 – 1.10, 2.1.1, 2.1.2.2, 2.1.2.3, 2.1.2.5, 2.3 (в части мероприятий, выполняемых на ПС 500 кВ Варяг, ОРУ 500 кВ Приморская ГРЭС), 2.4 (в части мероприятий, выполняемых на ПС 500 кВ Варяг), выполняются АО «ДРСК» путем урегулирования отношений с ПАО «Россети».

Мероприятия, указанные в пунктах 1.7, 2.1.2.1, 2.1.2.4, 2.1.2.6, выполняются АО «ДРСК» путем урегулирования отношений с ООО «Сибирская генерирующая компания».

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 АО «ДРСК» и ОДУ Востока 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.

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

ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ – Промузел

