

Яуаплылығы сикләнгән йәмғиәт
«Башкортостан бүлөп биреү
электр селтәрзәре»



Общество с ограниченной
ответственностью «Башкирские
распределительные электрические сети»

450096, Өфө калаһы, Комсомол ур., 126
Тел. +7 347 279 73 59
secc@bashkirenergo.ru

www.bashkirenergo.ru
ОКПО 77854528;
ОГРН 1050204504558;
ИНН 0277071467.

450096, г. Уфа, ул. Комсомольская, 126
Тел. +7 347 279 73 59
secc@bashkirenergo.ru

13.10.2022 №-10-22176-04-01-Миловк

На № 22-10-22176 09.09.2022 г.

УТВЕРЖДАЮ: Член Правления -
Первый заместитель Генерального
директора, заместитель Генерального
директора по реализации и развитию
электросетевых услуг

С.В. Савченко

СОГЛАСОВАНО:

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

Ишмиев Т.А.

« 23 » 11 2022 г.

Генеральному директору
АО СЗ «УГАИК»
Р.М. Калимуллин
450098, РБ, г. Уфа, Проспект
Октября, д.132, корпус 3, офис 505

Копия: Заместителю директора -
главному инженеру ПО УГЭС
ООО «Башкирэнерго»
А.М. Лагутенкову и
Начальнику Западного РЭС
ПО УГЭС ООО «Башкирэнерго»
Д.И. Батталову

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

на технологическое присоединение к электрическим сетям ООО «Башкирэнерго»
(для энергопринимающих устройств, максимальная мощность которых превышает 5 МВт
или увеличивается на 5 МВт и выше)

ПО УГЭС ООО «Башкирэнерго»

(наименование сетевой организации, выдавшей технические условия)

Акционерное общество Специализированный застройщик «Уфимское городское
агентство ипотечного кредитования» (АО СЗ «УГАИК»)

(полное наименование физического лица, полное наименование заявителя - индивидуального предпринимателя, - юридического лица)

Объекты, расположенные в Республике Башкортостан, Уфимский район, с/с
Миловский, на земельном участке с разрешенным использованием «для
строительства малоэтажного жилья», с кадастровым номером: 02:47:10100:1388.

Наименование и место нахождения объектов, в целях электроснабжения которых осуществляется технологическое присоединение
энергопринимающих устройств заявителя

Настоящие технические условия разработаны на основании Заявки АО СЗ «УГАИК» от 29.09.2022 г № 22-10-22176 и являются неотъемлемой частью Договора об осуществлении технологического присоединения от _____ № _____ энергопринимающих устройств АО СЗ «УГАИК», именуемого в дальнейшем – Заявитель, к электрическим сетям ООО «Башкирэнерго».

Настоящие технические условия вступают в силу с момента их утверждения ООО «Башкирэнерго» при условии согласования Филиалом АО «СО ЕЭС» Башкирское РДУ и действительны до 13.10.2027 г.

Выполнение настоящих технических условий обеспечивает поэтапное (в 9 этапов) технологическое присоединение энергопринимающих устройств Заявителя максимальной мощностью 7,784 МВт и объектов электросетевого хозяйства Заявителя:

с образованием после выполнения настоящих технических условий 3 (трех) 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 1 этапе:

- КЛ 10 кВ ячейка № 25 1 с.ш. КРУ-10 кВ ПС 110 кВ Романовка – 1 с.ш. РП-ТП №1 – 0,55441 МВт;

- КЛ 10 кВ ячейка № 3 1 с.ш. КРУН-10 кВ ПС 110 кВ Миловка – 2 с.ш. РП-ТП №1 – 0,545 МВт;

на 2 этапе:

- КЛ 10 кВ ячейка № 25 1 с.ш. КРУ-10 кВ ПС 110 кВ Романовка – 1 с.ш. РП-ТП №1 – 0,69541 МВт;

- КЛ 10 кВ ячейка № 3 1 с.ш. КРУН-10 кВ ПС 110 кВ Миловка – 2 с.ш. РП-ТП №1 – 0,686 МВт.

на 3 этапе:

- КЛ 10 кВ ячейка № 25 1 с.ш. КРУ-10 кВ ПС 110 кВ Романовка – 1 с.ш. РП-ТП №1 – 0,77891 МВт;

- КЛ 10 кВ ячейка № 3 1 с.ш. КРУН-10 кВ ПС 110 кВ Миловка – 2 с.ш. РП-ТП №1 – 0,7695 МВт.

на 4 этапе:

- КЛ 10 кВ ячейка № 25 1 с.ш. КРУ-10 кВ ПС 110 кВ Романовка – 1 с.ш. РП-ТП №1 – 1,47646 МВт;

- КЛ 10 кВ ячейка № 3 1 с.ш. КРУН-10 кВ ПС 110 кВ Миловка – 2 с.ш. РП-ТП №1 – 1,4545 МВт.

на 5 этапе:

- КЛ 10 кВ ячейка № 25 1 с.ш. КРУ-10 кВ ПС 110 кВ Романовка – 1 с.ш. РП-ТП №1 – 2,10901 МВт;

- КЛ 10 кВ ячейка № 26 2 с.ш. КРУ-10 кВ ПС 110 кВ Романовка – 2 с.ш. РП-ТП №1 – 2,0745 МВт;

- КЛ 10 кВ ячейка № 3 1 с.ш. КРУН-10 кВ ПС 110 кВ Миловка – 2 с.ш. РП-ТП №1 – 0 МВт.

на 6 этапе:

- КЛ 10 кВ ячейка № 25 1 с.ш. КРУ-10 кВ ПС 110 кВ Романовка – 1 с.ш. РП-ТП №1 – 2,68906 МВт;

- КЛ 10 кВ ячейка № 26 2 с.ш. КРУ-10 кВ ПС 110 кВ Романовка – 2 с.ш. РП-ТП №1 – 2,642 МВт;

- КЛ 10 кВ ячейка № 3 1 с.ш. КРУН-10 кВ ПС 110 кВ Миловка – 2 с.ш. РП-ТП №1 – 0 МВт.

на 7 этапе:

- КЛ 10 кВ ячейка № 25 1 с.ш. КРУ-10 кВ ПС 110 кВ Романовка – 1 с.ш. РП-ТП №1 – 3,29347 МВт;

- КЛ 10 кВ ячейка № 26 2 с.ш. КРУ-10 кВ ПС 110 кВ Романовка – 2 с.ш. РП-ТП №1 – 3,237 МВт;

- КЛ 10 кВ ячейка № 3 1 с.ш. КРУН-10 кВ ПС 110 кВ Миловка – 2 с.ш. РП-ТП №1 – 0 МВт.

на 8 этапе:

- КЛ 10 кВ ячейка № 25 1 с.ш. КРУ-10 кВ ПС 110 кВ Романовка – 1 с.ш. РП-ТП №1 – 3,63102 МВт;

- КЛ 10 кВ ячейка № 26 2 с.ш. КРУ-10 кВ ПС 110 кВ Романовка – 2 с.ш. РП-ТП №1 – 3,562 МВт;

- КЛ 10 кВ ячейка № 3 1 с.ш. КРУН-10 кВ ПС 110 кВ Миловка – 2 с.ш. РП-ТП №1 – 0 МВт.

на 9 этапе:

- КЛ 10 кВ ячейка № 25 1 с.ш. КРУ-10 кВ ПС 110 кВ Романовка – 1 с.ш. РП-ТП №1 – 3,932 МВт;

- КЛ 10 кВ ячейка № 26 2 с.ш. КРУ-10 кВ ПС 110 кВ Романовка – 2 с.ш. РП-ТП №1 – 3,852 МВт;

- КЛ 10 кВ ячейка № 3 1 с.ш. КРУН-10 кВ ПС 110 кВ Миловка – 2 с.ш. РП-ТП №1 – 0 МВт.

Схема присоединения к электрическим сетям ООО «Башкирэнерго» обеспечивает электроснабжение энергопринимающих устройств Заявителя в точках присоединения:

на 1 этапе: в объеме 1,09 МВт по 2 категории надежности электроснабжения и 0,00941 МВт по 3 категории надежности электроснабжения – 2023 г.;

на 2 этапе (с учетом максимальной мощности 1 этапа): в объеме 1,372 МВт по 2 категории надежности электроснабжения и 0,00941 МВт по 3 категории надежности электроснабжения – 2023 г.;

на 3 этапе (с учетом максимальной мощности 1, 2 этапов): в объеме 1,539 МВт по 2 категории надежности электроснабжения и 0,00941 МВт по 3 категории надежности электроснабжения – 2023 г.;

на 4 этапе (с учетом максимальной мощности 1, 2, 3 этапов): в объеме 2,909 МВт по 2 категории надежности электроснабжения и 0,002196 МВт по 3 категории надежности электроснабжения – 2024 г.;

на 5 этапе (с учетом максимальной мощности 1, 2, 3, 4 этапов): в объеме 4,149 МВт по 2 категории надежности электроснабжения и 0,03451 МВт по 3 категории надежности электроснабжения – 2025 г.;

на 6 этапе (с учетом максимальной мощности 1, 2, 3, 4, 5 этапов): в объеме 5,284 МВт по 2 категории надежности электроснабжения и 0,04706 МВт по 3 категории надежности электроснабжения – 2027 г.;

на 7 этапе (с учетом максимальной мощности 1, 2, 3, 4, 5, 6 этапов): в объеме 6,474 МВт по 2 категории надежности электроснабжения и 0,05647 МВт по 3 категории надежности электроснабжения – 2030 г.;

на 8 этапе (с учетом максимальной мощности 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7 этапов): в объеме 7,124 МВт по 2 категории надежности электроснабжения и 0,06902 МВт по 3 категории надежности электроснабжения – 2031 г.;

на 9 этапе (с учетом максимальной мощности 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8 этапов): в объеме 7,704 МВт по 2 категории надежности электроснабжения и 0,08 МВт по 3 категории надежности электроснабжения – 2031 г.;

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.

1. ЭТАП:

1.1. Демонтаж части участка КЛ 10 кВ от ячейки 10 кВ № 3 1 с. ш. КРУН-10 кВ ПС 110 кВ Миловка до ячейки 10 кВ 1 с. ш. РП-414, вблизи участка заявителя.

1.2. Строительство КЛ 10 кВ от вводной ячейки 10 кВ 1 с. ш. РП-ТП № 1 до КЛ 10 кВ от ячейки 10 кВ № 3 1 с. ш. КРУН-10 кВ ПС 110 кВ Миловка до ячейки 10 кВ 1 с. ш. РП-414 (место разреза в сторону РП-414, указанное в пункте 1.1 настоящих технических условий). Ориентировочная длина КЛ 10 кВ – 0,845 км. Сечение КЛ 10 кВ – $3 \times (1 \times 500 / 95 \text{ мм}^2)$. Параметры, тип и длину КЛ 10 кВ уточнить при проектировании.

1.3. Строительство КЛ 10 кВ от вводной ячейки 10 кВ 2 с. ш. РП-ТП № 1 до КЛ 10 кВ от ячейки 10 кВ № 3 1 с. ш. КРУН-10 кВ ПС 110 кВ Миловка до ячейки 10 кВ 1 с. ш. РП-414 (место разреза в сторону ПС 110 кВ Миловка, указанное в пункте 1.1 настоящих технических условий). Ориентировочная длина КЛ 10 кВ – 0,845 км. Сечение КЛ 10 кВ – $3 \times (1 \times 500 / 95 \text{ мм}^2)$. Параметры, тип и длину КЛ 10 кВ уточнить при проектировании.

1.4. Демонтаж заходов КЛ 10 кВ от ячейки 10 кВ № 3 1 с. ш. КРУН-10 кВ ПС 110 кВ Миловка до ячейки 10 кВ 1 с. ш. РП-414 в ячейке 10 кВ 1 с. ш. РП-414.

1.5. Строительство КЛ 10 кВ от ячейки 10 кВ №25 1 с. ш. КРУ-10 кВ ПС 110 кВ Романовка до КЛ 10 кВ от ячейки 10 кВ № 3 1 с. ш. КРУН-10 кВ ПС 110 кВ Миловка до ячейки 10 кВ 1 с. ш. РП-414 (заход указанной КЛ 10 кВ на 1 с.ш. РП-414 демонтирован по пункту 1.4 настоящих технических условий). Ориентировочная длина КЛ 10 кВ – 1 км. Сечение КЛ 10 кВ – $3 \times (1 \times 500 / 95 \text{ мм}^2)$. Параметры, тип и длину КЛ 10 кВ уточнить при проектировании.

1.6. Строительство двухсекционного РП-ТП №1 с силовыми трансформаторами мощностью 2×1250 кВА. Тип и параметры применяемого оборудования, схему РП-ТП, количество и мощность силовых трансформаторов уточнить при проектировании.

1.7. Строительство КЛ-0,4 кВ от РП-ТП-10/0,4 кВ №1 до ВРУ-0,4 кВ объектов.

2 ЭТАП:

1.8. Строительство двухсекционной ТП № 9 с силовыми трансформаторами мощностью 2×250 кВА.

1.9. Строительство КЛ 10 кВ от 1 с. ш. РП-ТП №1 до 1 с. ш. ТП № 9 кабелем АПвПу. Ориентировочная длина КЛ 10 кВ - 0,325 км. Сечение КЛ 10 кВ ($3 \times 185 \text{ мм}^2$). Параметры, тип и длину КЛ 10 кВ уточнить при проектировании.

1.10. Строительство КЛ 10 кВ от 2 с. ш. РП-ТП №1 до 2 с. ш. ТП № 9 кабелем АПвПу. Ориентировочная длина КЛ 10 кВ - 0,325 км. Сечение КЛ 10 кВ ($3 \times 185 \text{ мм}^2$). Параметры, тип и длину КЛ 10 кВ уточнить при проектировании.

1.11. Строительство КЛ-0,4 кВ от ТП № 9 до ВРУ-0,4 кВ объектов.

3 ЭТАП:

1.12. Строительство двухсекционной ТП № 8 с силовыми трансформаторами мощностью 2×160 кВА.

1.13. Строительство КЛ 10 кВ от 1 с. ш. ТП № 9 до 1 с. ш. ТП № 8 кабелем АПвПу. Ориентировочная длина КЛ 10 кВ - 0,390 км. Сечение КЛ 10 кВ ($3 \times 185 \text{ мм}^2$). Параметры, тип и длину КЛ 10 кВ уточнить при проектировании.

1.14. Строительство КЛ 10 кВ от 1 с. ш. ТП № 9 до 1 с. ш. ТП № 8 кабелем АПвПу. Ориентировочная длина КЛ 10 кВ - 0,390 км. Сечение КЛ 10 кВ ($3 \times 185 \text{ мм}^2$). Параметры, тип и длину КЛ 10 кВ уточнить при проектировании.

1.15. Строительство КЛ-0,4 кВ от ТП № 8 до ВРУ-0,4 кВ объектов.

4 ЭТАП:

1.16. Строительство двухсекционной ТП № 2 с силовыми трансформаторами мощностью 2×1600 кВА.

1.17. Строительство КЛ 10 кВ от 1 с. ш. РП-ТП № 1 до 1 с. ш. ТП № 2 кабелем АПвПу. Ориентировочная длина КЛ 10 кВ - 0,380 км. Сечение КЛ 10 кВ ($3 \times 240 \text{ мм}^2$). Параметры, тип и длину КЛ 10 кВ уточнить при проектировании.

1.18. Строительство КЛ 10 кВ от 2 с. ш. РП-ТП № 1 до 2 с. ш. ТП № 2 кабелем АПвПу. Ориентировочная длина КЛ 10 кВ - 0,380 км. Сечение КЛ 10 кВ ($3 \times 240 \text{ мм}^2$). Параметры, тип и длину КЛ 10 кВ уточнить при проектировании.

1.19. Строительство КЛ-0,4 кВ от ТП № 2 до ВРУ-0,4 кВ объектов.

5 ЭТАП:

1.20. Демонтаж захода КЛ 10 кВ от ячейки 10 кВ № 3 1 с. ш. КРУН-10 кВ ПС 110 кВ Миловка до вводной ячейки 2 с.ш. РП-ТП № 1 в РП-ТП №1.

1.21. Строительство КЛ 10 кВ от ячейки 10 кВ №26 на 2 с. ш. КРУ-10 кВ ПС 110 кВ Романовка до вводной ячейки 10 кВ 2 с. ш. РП-ТП №1. Ориентировочная длина КЛ 10 кВ – 5,535 км. Сечение КЛ 10 кВ – $3 \times (1 \times 500 / 95 \text{ мм}^2)$. Параметры и длину КЛ 10 кВ уточнить при проектировании.

1.22. Строительство КЛ 10 кВ от линейной ячейки 10 кВ 2 с.ш. РП-ТП № 1 до КЛ 10 кВ от ячейки 10 кВ № 3 1 с. ш. КРУН-10 кВ ПС 110 кВ Миловка до вводной ячейки 2 с.ш. РП-ТП № 1 (заход указанной КЛ 10 кВ на 2 с.ш. РП-ТП №1 демонтирован согласно п.1.20 настоящих технических условий). Ориентировочная длина КЛ 10 кВ – 0,005 км. Сечение КЛ 10 кВ – $3 \times (1 \times 500 / 95 \text{ мм}^2)$. Параметры и длину КЛ 10 кВ уточнить при проектировании.

1.23. Строительство двухсекционной ТП № 3 с силовыми трансформаторами мощностью 2×1250 кВА.

1.24. Строительство КЛ 10 кВ от 1 с. ш. ТП № 2 до 1 с. ш. ТП № 3 кабелем АПвПу. Ориентировочная длина КЛ 10 кВ - 0,410 км. Сечение КЛ 10 кВ ($3 \times 240 \text{ мм}^2$). Параметры, тип и длину КЛ 10 кВ уточнить при проектировании.

1.25. Строительство КЛ 10 кВ от 2 с. ш. ТП № 2 до 2 с. ш. ТП № 3 кабелем АПвПу. Ориентировочная длина КЛ 10 кВ - 0,410 км. Сечение КЛ 10 кВ ($3 \times 240 \text{ мм}^2$). Параметры, тип и длину КЛ 10 кВ уточнить при проектировании.

1.26. Строительство КЛ-0,4 кВ от ТП № 3 до ВРУ-0,4 кВ объектов.

6 ЭТАП:

1.27. На ПС 110 кВ Романовка замену двух существующих силовых трансформаторов мощностью 10 МВА на трансформаторы 25 МВА каждый. Тип и марку оборудования, необходимость реконструкции РЗА 1Т, 2Т уточнить при проектировании.

1.28. Строительство двухсекционной ТП № 4 с силовыми трансформаторами мощностью 2×1250 кВА.

1.29. Строительство КЛ 10 кВ от 1 с. ш. ТП № 3 до 1 с. ш. ТП № 4 кабелем АПвПу. Ориентировочная длина КЛ 10 кВ - 0,330 км. Сечение КЛ 10 кВ ($3 \times 240 \text{ мм}^2$). Параметры, тип и длину КЛ 10 кВ уточнить при проектировании.

1.30. Строительство КЛ 10 кВ от 2 с. ш. ТП № 3 до 2 с. ш. ТП № 4 кабелем АПвПу. Ориентировочная длина КЛ 10 кВ - 0,330 км. Сечение КЛ 10 кВ ($3 \times 240 \text{ мм}^2$). Параметры, тип и длину КЛ 10 кВ уточнить при проектировании.

1.31. Строительство КЛ-0,4 кВ от ТП № 4 до ВРУ-0,4 кВ объектов.

7 ЭТАП:

1.32. Строительство двухсекционной ТП № 5 с силовыми трансформаторами мощностью 2×1250 кВА.

1.33. Строительство КЛ 10 кВ от 1 с. ш. РП-ТП № 1 до 1 с. ш. ТП № 5 кабелем АПвПу. Ориентировочная длина КЛ 10 кВ - 0,390 км. Сечение КЛ 10 кВ ($3 \times 240 \text{ мм}^2$). Параметры, тип и длину КЛ 10 кВ уточнить при проектировании.

1.34. Строительство КЛ 10 кВ от 2 с. ш. РП-ТП № 1 до 2 с. ш. ТП № 5 кабелем АПвПу. Ориентировочная длина КЛ 10 кВ - 0,390 км. Сечение КЛ 10 кВ ($3 \times 240 \text{ мм}^2$). Параметры, тип и длину КЛ 10 кВ уточнить при проектировании.

1.35. Строительство КЛ-0,4 кВ от ТП № 5 до ВРУ-0,4 кВ объектов.

8 ЭТАП:

1.36. Строительство двухсекционной ТП № 6 с силовыми трансформаторами мощностью 2×630 кВА.

- 1.37. Строительство КЛ 10 кВ от 1 с. ш. ТП № 5 до 1 с. ш. ТП № 6 кабелем АПвПу. Ориентировочная длина КЛ 10 кВ - 0,205 км. Сечение КЛ 10 кВ (3х240 мм²). Параметры, тип и длину КЛ 10 кВ уточнить при проектировании.
- 1.38. Строительство КЛ 10 кВ от 2 с. ш. ТП № 5 до 2 с. ш. ТП № 6 кабелем АПвПу. Ориентировочная длина КЛ 10 кВ - 0,205 км. Сечение КЛ 10 кВ (3х240 мм²). Параметры, тип и длину КЛ 10 кВ уточнить при проектировании.
- 1.39. Строительство КЛ-0,4 кВ от ТП № 6 до ВРУ-0,4 кВ объектов.

9 ЭТАП:

- 1.40. Строительство двухсекционной ТП № 7 с силовыми трансформаторами мощностью 2х630 кВА.
- 1.41. Строительство КЛ 10 кВ от 1 с. ш. ТП № 6 до 1 с. ш. ТП № 7 кабелем АПвПу. Ориентировочная длина КЛ 10 кВ - 0,52 км. Сечение КЛ 10 кВ (3х240 мм²). Параметры, тип и длину КЛ 10 кВ уточнить при проектировании.
- 1.42. Строительство КЛ 10 кВ от 2 с. ш. ТП № 6 до 2 с. ш. ТП № 7 кабелем АПвПу. Ориентировочная длина КЛ 10 кВ - 0,52 км. Сечение КЛ 10 кВ (3х240 мм²). Параметры, тип и длину КЛ 10 кВ уточнить при проектировании.
- 1.43. Строительство КЛ-0,4 кВ от ТП № 7 до ВРУ-0,4 кВ объектов.

2. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОБОРУДОВАНИЮ СИСТЕМ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ

- 2.1. Оснастить объекты электросетевого хозяйства 10 кВ, указанные в разделе 1 настоящих технических условий, микропроцессорными устройствами релейной защиты и автоматики (РЗА). Устройства РЗА должны обеспечивать свою работу при частоте 45,0 – 55,0 Гц.
- 2.2. 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;
 - обеспечить интеграцию с АИИС КУЭ ООО «Башкирэнерго» с организацией ежедневной передачи результатов измерения, информации о состоянии средств измерения и объектов измерения в соответствии с требованиями Правил организации учета электрической энергии на розничных рынках, установленных Основными положениями функционирования розничных рынков электрической энергии.
- 2.2.1. Учёт активной и реактивной электрической энергии, и мощности выполнить в точках присоединения, в ячейках РУ-10 кВ РП-ТП №1 в направлении КЛ 10 кВ заданных к строительству согласно п.1.2., 1.3. (1.22) и 1.21. настоящих технических условий.
- 2.2.2. В РП-ТП №1 обеспечить сетевой организации места установки приборов учета электрической энергии и иного оборудования, связанного с ним, а также доступ к таким местам.
- 2.3. 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).

3.2. В случае выявления при проектировании согласно пункту 4.1 настоящих технических условий возможности нарушения соотношения потребления активной и реактивной мощности: нарушение критерия $\operatorname{tg} \varphi \leq 0,4$ в точках присоединения к электрическим сетям 10 кВ ООО «Башкирэнерго» 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 расчётов, определяющих необходимость оснащения объектов 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 напряжения на вводах приёмников электрической энергии принять соответственно $\pm 5\%$ и $\pm 10\%$ от номинального напряжения электрической сети.

4. ПОРЯДОК ВЫПОЛНЕНИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ ПРИСОЕДИНЕНИЮ

4.1. Заявитель выполняет мероприятия, указанные в пунктах 1.6-1.19, 1.23-1.26, 1.28-1.43 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 ООО «Башкирэнерго» и Филиалом АО «СО ЕЭС» Башкирское РДУ. Филиал АО «СО ЕЭС» Башкирское РДУ определяет перечень томов проектной и рабочей документации, подлежащих согласованию с Филиалом АО «СО ЕЭС» Башкирское РДУ.

4.2. ООО «Башкирэнерго» выполняет мероприятия, указанные в пунктах 1.1-1.5, 1.20-1.22, 1.27 с учётом требований раздела 2 настоящих технических условий, включая разработку проектной и рабочей документации. ООО «Башкирэнерго» обязано согласовать задание на проектирование, проектную и рабочую документацию с Филиалом АО «СО ЕЭС» Башкирское РДУ.

4.3. В случае, если в ходе проектирования возникает необходимость частичного отступления от настоящих технических условий, такие отступления подлежат согласованию с ООО «Башкирэнерго» и Филиалом АО «СО ЕЭС» Башкирское РДУ с корректировкой утвержденных технических условий.

4.4. Провести проверку выполнения настоящих технических условий с участием представителей ООО «Башкирэнерго» и Филиала АО «СО ЕЭС» Башкирское РДУ (для каждого этапа, предусмотренного настоящими техническими условиями). После выполнения проверки получить от ООО «Башкирэнерго» акт о выполнении настоящих технических условий, согласованный с Филиалом АО «СО ЕЭС» Башкирское РДУ (для каждого этапа, предусмотренного настоящими техническими условиями и по техническим условиям в целом).

4.5. Получить разрешение федерального органа исполнительной власти, осуществляющего федеральный государственный энергетический надзор, на допуск в эксплуатацию объектов электросетевого хозяйства Заявителя и объектов электросетевого хозяйства ООО «Башкирэнерго», указанных в разделе 1 настоящих технических условий (для каждого этапа, предусмотренного настоящими техническими условиями).

4.6. Соблюдение настоящих технических условий носит длящийся характер и является обязательным для Заявителя и ООО «Башкирэнерго» после выполнения мероприятий по технологическому присоединению.

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

Указанные в ТУ типы оборудования и материалов носят рекомендательный характер.

Настоящие технические условия без договора технологического присоединения от _____ № _____ недействительны.

Член Правления - Первый заместитель
Генерального директора,
заместитель Генерального директора по
реализации и развитию электросетевых услуг



С.В. Савченко