

ДОГОВОР № 18.2400.725.20 ОКАЗАНИЯ УСЛУГ ПО ПЕРЕДАЧЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

г. Красноярск

«24» января 2020г.

Публичное акционерное общество «Межрегиональная распределительная сетевая компания Сибири» (ПАО «МРСК Сибири»), именуемое в дальнейшем «Сетевая организация 1», в лице начальника департамента реализации услуг и учета электроэнергии филиала ПАО «МРСК Сибири» - «Красноярскэнерго» Козловой Юлии Сергеевны, действующего на основании доверенности от 31.10.2019 № 24/225, с одной стороны, и

Акционерное ответственностью «Финарт» (АО «Финарт»), именуемое в дальнейшем «Сетевая организация 2», в лице директора Маденина Константина Петровича, действующего на основании Устава, с другой стороны, в дальнейшем совместно именуемые «Стороны», заключили настоящий договор о нижеследующем:

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1. Стороны договорились понимать используемые в настоящем Договоре термины в следующем значении:

Система учета - совокупность измерительных комплексов, связующих и вычислительных компонентов, устройств сбора и передачи данных, программных средств, предназначенная для измерения, хранения, удаленного сбора и передачи показаний приборов учета по одной и более точек поставки.

Заявленная мощность - договорная величина мощности, соответствующая величине, включенной в индивидуальный тариф по передаче электроэнергии на текущий год и согласованной в Приложении № 3 к настоящему Договору.

Акт разграничения балансовой принадлежности электросетей - документ, составленный в процессе технологического присоединения энергопринимающих устройств (энергетических установок) одной Стороны по Договору к электрическим сетям (далее - энергопринимающие устройства) другой Стороны, определяющий границы балансовой принадлежности Сторон.

Акт разграничения эксплуатационной ответственности сторон - документ, составленный Сторонами в процессе технологического присоединения энергопринимающих устройств, определяющий границы ответственности Сторон за эксплуатацию соответствующих энергопринимающих устройств и объектов электросетевого хозяйства.

Точка поставки - место исполнения обязательств по настоящему Договору, используемое для определения объема взаимных обязательств, определенное в акте разграничения балансовой принадлежности, а до его составления, - в точке присоединения электрических сетей (энергетических установок) Сетевой организации 1 и Сетевой организации 2.

Пропускная способность электрической сети - технологически максимально допустимая величина мощности, которая может быть передана с учетом условий эксплуатации и параметров надежности функционирования электроэнергетических систем.

Максимальная мощность - наибольшая величина мощности, определенная к одномоментному использованию энергопринимающими устройствами (объектами электросетевого хозяйства) в соответствии с документами о технологическом присоединении обусловленная составом энергопринимающего оборудования (объектов электросетевого хозяйства) и технологическим процессом потребителя, исчисляемая в мегаваттах.

2. ПРЕДМЕТ ДОГОВОРА

2.1. Стороны обязуются осуществлять взаимное предоставление услуг по передаче электрической энергии путем осуществления комплекса организационно и технологически связанных действий, обеспечивающих передачу электрической энергии через технические

устройства электрических сетей, принадлежащих Сторонам на праве собственности и (или) ином законном основании, и оплачивать друг другу услуги по передаче электрической энергии в порядке и сроки, установленные настоящим Договором (далее по тексту - Договор).

2.2. Стороны определили следующие существенные условия настоящего Договора:

2.2.1. Величина максимальной мощности энергопринимающих устройств, технологически присоединенных в установленном законодательством Российской Федерации порядке к электрической сети, с распределением указанной величины по каждой точке присоединения (Приложение № 2 к настоящему Договору).

2.2.2. Порядок осуществления расчетов за оказанные услуги в соответствии с Разделом 4 настоящего Договора.

2.2.3. Величина заявленной мощности, определяемая по соглашению Сторон (Приложение № 3 к настоящему Договору).

2.2.4. Ответственность Сетевой организации 1 и Сетевой организации 2 за состояние и обслуживание объектов электросетевого хозяйства, которая определяется балансовой принадлежностью Сетевой организации 1 и Сетевой организации 2 и фиксируется в Акте разграничения балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности или в акте об осуществлении технологического присоединения (при наличии в нем информации о границах балансовой принадлежности объектов электроэнергетики сторон и эксплуатационной ответственности сторон) (Приложение № 7 к настоящему Договору).

2.2.5. Технические характеристики точек присоединения объектов электросетевого хозяйства, включая их пропускную способность (Приложение № 2 к настоящему Договору).

2.2.6. Обязательства Сторон по оборудованию точек поставки средствами измерения электрической энергии, в том числе измерительными приборами, соответствующими установленным законодательством Российской Федерации требованиям, а также по обеспечению их работоспособности и соблюдению в течение всего срока действия договора эксплуатационных требований к ним, установленных уполномоченным органом по техническому регулированию и метрологии и изготовителем. До исполнения обязательств по оборудованию точек поставки приборами учета стороны применяют согласованный ими расчетный способ учета электрической энергии (мощности), применяемый при определении объемов переданной электрической энергии (мощности). Перечень приборов учета электрической энергии, в том числе расчетных и контрольных, указан в Приложении № 1 к настоящему Договору.

2.2.7. Перечень объектов межсетевой координации с указанием в нем стороны, выполняющей изменения (согласующей выполнение изменений) эксплуатационного состояния линий электропередачи, оборудования, устройств объектов электросетевого хозяйства, включенных в указанный перечень, с распределением между сетевыми организациями функций по технологическому управлению и ведению ими, а также порядка обеспечения координации действий сторон при выполнении таких изменений и ремонтных работ с учетом требований действующего законодательства (Приложение № 8 к настоящему Договору).

2.2.8. Согласование с субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике организационно-технические мероприятия по установке устройств компенсации и регулирования реактивной мощности в электрических сетях, являющихся объектами диспетчеризации соответствующего субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, в пределах территории субъекта Российской Федерации или иных определенных указанным субъектом территорий, которые направлены на обеспечение баланса потребления активной и реактивной мощности в границах балансовой принадлежности энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии (при условии соблюдения производителями и потребителями электрической энергии (мощности) требований к качеству электрической энергии по реактивной мощности) (п. 3.1.9.).

2.2.9. Обязанность Сторон по соблюдению требуемых параметров надежности энергоснабжения и качества электрической энергии, режимов потребления электрической энергии, включая поддержание заданных субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике значений соотношения потребления активной и реактивной мощности на

шинах напряжением 110 кВ и выше объектов электросетевого хозяйства, а также по соблюдению установленных субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике требований по регулированию напряжения и компенсации реактивной мощности.

2.2.10. Порядок взаимодействия Сторон при организации и осуществлении оперативно-технологического управления, определенный Положением об оперативно-технологическом взаимодействии (Приложение № 9 к настоящему Договору).

2.3. В случае, если после заключения настоящего Договора произойдет изменение состава точек поставки и существенных условий, указанных в пункте 2.2, то указанные изменения производятся в соответствующих приложениях к настоящему Договору путем оформления дополнительных соглашений к настоящему Договору в срок 30 (тридцать) рабочих дней.

3. ПРАВА И ОБЯЗАННОСТИ СТОРОН

3.1. Стороны обязуются:

3.1.1. При исполнении обязательств по настоящему Договору руководствоваться действующим Законодательством РФ и нормативно-техническими актами.

3.1.2. Производить взаимную ежеквартальную сверку финансовых расчетов, путем составления «Акта сверки взаимных расчетов».

3.1.3. Соблюдать требования Системного оператора, субъектов оперативно-диспетчерского управления, касающиеся оперативно-диспетчерского управления процессами производства, передачи, преобразования, распределения и потребления электроэнергии.

3.1.4. Обеспечивать сохранность, работоспособное состояние и соблюдение обязательных требований к эксплуатации принадлежащих им на праве собственности или на ином законном основании устройств релейной защиты, противоаварийной и режимной автоматики, приборов учета электрической энергии и мощности, а также иных устройств, необходимых для поддержания требуемых параметров надежности и качества электрической энергии.

3.1.5. Оборудовать точки присоединения электрических сетей Сторон средствами учета электрической энергии, в том числе измерительными приборами, соответствующими установленным законодательством Российской Федерации требованиям и удовлетворяющими требованиям правовых документов, регламентирующих правила учета электроэнергии для соответствующего сектора рынка электроэнергии в границах балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности каждой из Сторон. При проведении реконструкции своих электроустановок Стороны обязуются произвести замену средств учета электрической энергии. Требования к вновь устанавливаемым средствам учета в таком случае должны соответствовать требованиям как для вновь вводимых в эксплуатацию электроустановок и (или) для заменяемых выбывших из эксплуатации приборов учета.

3.1.6. Своевременно информировать другую Сторону Договора о возникновении (угрозе возникновения) аварийных ситуаций в работе принадлежащих им объектов электросетевого хозяйства, а также о ремонтных и профилактических работах, проводимых на указанных объектах, влияющих на исполнение обязательств по настоящему Договору и иных обстоятельствах, влекущих полное и (или) частичное ограничение режима потребления электрической энергии другой Стороны.

3.1.7. Соблюдать требуемые параметры надежности энергоснабжения и качества электрической энергии, режимов потребления электрической энергии, включая поддержание соотношения потребления активной и реактивной мощности на уровне, установленном законодательством РФ и требованиями субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, а также по соблюдению установленных субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике уровней компенсации и диапазонов регулирования реактивной мощности.

3.1.8. Поддерживать на границе балансовой принадлежности значения показателей качества электрической энергии, обусловленные работой его энергопринимающих устройств, соответствующие техническим регламентам и иным обязательным требованиям.

3.1.9. Согласовывать с субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике организационно-технические мероприятия по установке устройств компенсации и регулирования реактивной мощности в электрических сетях, являющихся объектами диспетчеризации соответствующего субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, в пределах территории субъекта РФ или иных определенных указанным субъектом территорий, которые направлены на обеспечение баланса потребления активной и реактивной мощности в границах балансовой принадлежности энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии (при условии соблюдения производителями и потребителями электрической энергии (мощности) требований к качеству электрической энергии по реактивной мощности).

3.1.10. Урегулировать вопросы оперативно-технологического взаимодействия в соответствии с «Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей» (утверждены Приказом Минэнерго № 6 от 13.01.2003) путем заключения Соглашения о взаимоотношениях оперативно-технологического персонала Сторон.

3.1.11. Информировать другую Сторону об объеме участия в автоматическом либо оперативном противоаварийном управлении мощностью.

3.1.12. Представлять другой Стороне в соответствии со сроками, установленными федеральным органом власти в области государственного регулирования тарифов на электрическую энергию, не позднее 15 апреля текущего года плановые годовые объемы (с разбивкой по месяцам) потребления электрической энергии и заявленную мощность на следующий календарный год.

3.1.13. Обеспечивать сохранность на своей территории электрооборудования, воздушных и кабельных линий электропередачи, средств измерения электроэнергии, технических и программных средств и автоматизированных систем, принадлежащих другой Стороне по Договору.

3.1.14. Осуществлять в соответствии с порядком, установленным законодательством РФ, контроль качества электроэнергии, показатели которой определяются техническими регламентами и иными обязательными требованиями.

3.1.15. В случае изменения наименования, места нахождения, почтового адреса, банковских реквизитов, других реквизитов, влияющих на надлежащее исполнение настоящего договора, сообщать об изменениях в письменной форме в пятидневный срок, со дня, когда данные изменения произошли.

3.1.16. Разрабатывать и утверждать в установленном законодательством РФ порядке ежегодные графики аварийного ограничения и графики аварийного отключения в соответствии с Положением, утвержденным в Приложении № 9 к настоящему Договору.

3.1.17. Стороны обязуются в течение 30 (тридцати) рабочих дней с момента заключения настоящего Договора заполнить и подписать Приложение № 3 к настоящему Договору.

3.1.18. Стороны обязуются в течение 30 (тридцати) рабочих дней с момента заключения настоящего Договора актуализировать Приложение №12 «Акт разграничения балансовой принадлежности сетей и эксплуатационной ответственности Сторон».

3.2. Стороны имеют право:

3.2.1. Направлять уполномоченных представителей для совместного снятия показаний приборов коммерческого учета и проверки исправности работы приборов учета и автоматизированных измерительных комплексов, участвующих в расчете объема переданной электроэнергии и установленных в электроустановках противоположной Стороны по настоящему Договору, в соответствии с Приложением № 4 «Регламент о порядке расчета и согласования объемов переданной электрической энергии» к настоящему Договору.

3.2.2. Совместно составлять акты о нарушении учета электроэнергии и выполнять расчет количества переданной энергии.

3.2.3. Требовать от Сетевой организации - плательщика производить расчет за оказанные

услуги по передаче электрической энергии с Сетевой организацией-получателем оплаты в соответствии с условиями настоящего Договора.

3.2.4. Требовать от противоположной Стороны по настоящему Договору предоставления документов, предусмотренных настоящим Договором.

3.2.5. Требовать от противоположной Стороны по настоящему Договору выполнения иных принятых ей на себя обязательств по настоящему договору.

3.2.6. Осуществлять иные права, предусмотренные настоящим Договором и действующим законодательством.

3.3. Сетевая организация 1 обязуется:

3.3.1. Обеспечить передачу электроэнергии в точках поставки, указанных в Приложении № 1 к настоящему Договору в пределах величины максимальной мощности (Приложение №2) путем осуществления комплекса организационно и технологически связанных действий, обеспечивающих передачу электроэнергии через технические устройства электрических сетей, принадлежащих Сетевой организации 1 на праве собственности и (или) ином законном основании, в соответствии с согласованными параметрами надежности и с учетом технологических характеристик энергопринимающих устройств. Качество и параметры передаваемой электрической энергии должны соответствовать техническим регламентам и иным обязательным требованиям, установленным нормативными правовыми актами Российской Федерации, регулирующими отношения в сфере электроэнергетики, с соблюдением величин аварийной и технологической брони.

3.3.2. Своевременно и в полном размере производить оплату оказанных Сетевой организацией 2 услуг по передаче электрической энергии в соответствии с условиями настоящего Договора.

3.3.3. Согласовывать с Сетевой организацией 2 сроки проведения ремонтных работ на принадлежащих Сетевой организации 1 объектах электросетевого хозяйства, которые влекут необходимость введения ограничения режима потребления Сетевой организации 2, в срок не позднее 15 дней до начала ремонтных работ. Согласовывать предложенные Сетевой организацией 2 сроки проведения ремонтных работ на принадлежащих ей объектах электросетевого хозяйства, которые влекут необходимость введения ограничения режима потребления Сетевой организации 1.

3.3.4. По окончании каждого расчетного периода в соответствии с Приложением № 4 «Регламент о порядке расчета и согласования объемов переданной электрической энергии» к настоящему Договору рассчитывать объемы переданной электроэнергии и направлять Сетевой организации 2 соответствующие сведения.

3.3.5. Обеспечить беспрепятственный допуск уполномоченных представителей Сетевой организации 2 к приборам учета электроэнергии (мощности), установленным в электроустановках Сетевой организации 1, в целях осуществления Сетевой организацией 2 контроля за соблюдением установленных режимов передачи электроэнергии и мощности (в том числе при вводе в действие графиков ограничения потребления электрической энергии и мощности), проведения замеров по определению качества электроэнергии, проведения контрольных проверок расчетных счетчиков и элементов измерительных комплексов, снятия показаний приборов учета электрической энергии.

3.3.6. Незамедлительно сообщать Сетевой организации 2 обо всех неисправностях оборудования, принадлежащего Сетевой организации 2, находящегося в помещении или на территории Сетевой организации 1.

3.3.7. Ежеквартально направлять Сетевой организации 2 оформленный со своей стороны «Акт сверки взаимных расчетов за услуги по передаче электроэнергии» до 25 числа месяца, следующего за расчетным кварталом.

3.3.8. Рассматривать представленный «Акт сверки взаимных расчетов», указать причины разногласий (при их наличии), подписать и направить второй экземпляр Акта Сетевой организации 2.

3.3.9. Выполнять иные обязательства, предусмотренные настоящим Договором.

3.4. Сетевая организация 2 обязуется:

3.4.1. Обеспечить передачу электроэнергии в точках поставки, указанных в Приложении №1, пределах величины максимальной мощности, указанной в Приложении № 2, путем осуществления комплекса организационно и технологически связанных действий, обеспечивающих передачу электроэнергии через технические устройства электрических сетей, принадлежащих Сетевой организации 2 на праве собственности и (или) ином законном основании, в соответствии с согласованными параметрами надежности и с учетом технологических характеристик энергопринимающих устройств. Качество и параметры передаваемой электрической энергии должны соответствовать техническим регламентам и иным обязательным требованиям

3.4.2. Своевременно и в полном размере производить оплату оказанных Сетевой организацией 1 услуг по передаче электрической энергии в соответствии с условиями настоящего Договора.

3.4.3. Согласовывать с Сетевой организацией 1 сроки проведения ремонтных работ на принадлежащих Сетевой организации 2 объектах электросетевого хозяйства, которые влекут необходимость введения ограничения режима потребления Сетевой организации 1, в срок не позднее 15 дней до начала ремонтных работ. Согласовывать предложенные Сетевой организацией 1 сроки проведения ремонтных работ на принадлежащих ей объектах электросетевого хозяйства, которые влекут необходимость введения ограничения режима потребления Сетевой организации 2.

3.4.4. По окончании каждого расчетного периода в соответствии с Приложением № 4 «Регламент о порядке расчета и согласования объемов переданной электрической энергии» к настоящему Договору рассчитывать объемы переданной электроэнергии и направлять Сетевой организации 1 соответствующие сведения.

3.4.5. Обеспечить беспрепятственный допуск в соответствии с режимом работы предприятия уполномоченных представителей Сетевой организации 1 к приборам учета электроэнергии (мощности), установленным в электроустановках Сетевой организации 2, в целях осуществления Сетевой организацией 1 контроля за соблюдением установленных режимов передачи электроэнергии и мощности (в том числе при вводе в действие графиков ограничения потребления электрической энергии и мощности), проведения замеров по определению качества электроэнергии, проведения контрольных проверок расчетных счетчиков и элементов измерительных комплексов, снятия показаний приборов учета электрической энергии.

3.4.6. Незамедлительно сообщать Сетевой организации 1 обо всех неисправностях оборудования, принадлежащего Сетевой организации 1, находящегося в помещении или на территории Сетевой организации 2.

3.4.7. Ежеквартально направлять Сетевой организации 1 оформленный со своей стороны «Акт сверки взаимных расчетов за услуги по передаче электроэнергии» до 25 числа месяца, следующего за расчетным кварталом.

3.4.8. Рассматривать представленный «Акт сверки взаимных расчетов», указать причины разногласий (при их наличии), подписать и направить второй экземпляр Акта Сетевой организации 1.

3.4.9. Выполнять иные обязательства, предусмотренные настоящим Договором.

4. ПОРЯДОК ОПЛАТЫ СТОИМОСТИ ОКАЗЫВАЕМЫХ ПО ДОГОВОРУ УСЛУГ

4.1. Расчетным периодом для оплаты услуг по передаче электроэнергии по настоящему Договору является один календарный месяц.

4.2. Сетевые организации 1 и 2 в срок не позднее 10 числа месяца, следующего за расчетным, представляют друг другу Акт об оказании услуг по передаче электроэнергии (по форме Приложения № 6-1 к настоящему Договору) и счет-фактуру за расчетный месяц.

Акты об оказании услуг по передаче электроэнергии и счета-фактуры высылаются заказным письмом с уведомлением о вручении. Копии направляются посредством факсимильной связи или

электронной почтой. Получение акта об оказании услуг по передаче электроэнергии и счета-фактуры посредством факсимильной связи или по электронной почте считается достаточным основанием для осуществления окончательного расчета в соответствии с условиями настоящего договора.

4.3. Объем переданной электроэнергии в сеть Сетевой организации 1 из сетей Сетевой организации 2 и в сеть Сетевой организации 2 из сетей Сетевой организации 1 формируется согласно Приложению № 4 «Регламент о порядке расчета и согласования объемов переданной электрической энергии».

4.4. Сетевая организация, получившая в соответствии с условиями настоящего договора Акт об оказании услуг по передаче электроэнергии, обязана в течение 2 рабочих дней с момента получения рассмотреть, подписать представленный акт и направить подписанный экземпляр акта в адрес другой Стороны.

4.5. При возникновении у Сторон обоснованных претензий к объему и (или) качеству оказанных услуг, Сторона, имеющая претензии, обязана: оформить претензию по объему и (или) качеству оказанных услуг, сделать соответствующую отметку «с протоколом разногласий» в акте, подписать акт и направить его вместе с претензией другой Стороне в течение 5 календарных дней. Претензия по объему оказанных услуг оформляется в виде протокола разногласий по форме Приложения № 6-3).

Внесение исправлений в ранее подписанные без разногласий с двух сторон акты выполненных работ допускается в следующих случаях:

- при изменении тарифов на услуги по передаче электроэнергии регулирующими органами;
- при выявлении арифметических ошибок, опечаток;
- при выявлении ошибок при формировании объемов передачи э/э, по согласованию внесения исправлений обеими сторонами.

Внесение исправлений в акты выполненных работ об оказании услуг по передаче э/э, осуществляется на основании акта внесения исправлений в акт оказания услуг и оформляется по форме Приложения № 6-2 к настоящему договору.

По мере урегулирования разногласий, согласованные оспариваемые объемы передачи электроэнергии оформляются протоколом урегулирования разногласий по форме, указанной в Приложении № 6-4. Корректировочный счет-фактура оформляется Стороной, оказывающей услуги по настоящему Договору, в момент урегулирования разногласий в порядке п. 3 ст. 168, п.5.2 ст.169 НК РФ и в течение 5 календарных дней направляется в адрес Стороны, осуществляющей оплату услуг по передаче электроэнергии.

4.6. Непредставление или несвоевременное представление Сетевой организацией 1 или Сетевой организацией 2, в соответствии с п. 4.4, п.4.5. настоящего Договора, претензии и (или) Акта об оказании услуг по передаче электрической энергии, подписанного с двух Сторон, свидетельствует о согласии с надлежащим оказанием соответствующей Сетевой организацией услуг по передаче электрической энергии в данный расчетный период по настоящему Договору.

4.7. Выбор тарифа определяется Стороной, осуществляющей оплату услуг по передаче электроэнергии, путем направления письменного уведомления в адрес другой Стороны по настоящему Договору, в течение одного месяца со дня официального опубликования уполномоченным регулирующим органом постановления об установлении соответствующих цен (тарифов).

Стоимость услуг по передаче электроэнергии при двухставочном тарифе, подлежащих оплате Сетевой организацией 1 по настоящему Договору, определяется как:

$$S = (T^{cod.} \times V^{зм} + T^{т.р.} \times V_{по}^3),$$

где:

- $T^{т.р.}$ - ставка на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии в составе индивидуального тарифа, утвержденного для Сторон органом исполнительной власти в области регулирования тарифов на соответствующий период регулирования, руб./МВт.ч.;

- $V_{\text{по}}^{\text{э}}$ - объем электрической энергии, фактически переданной в данном расчетном периоде в сети Сетевой организации 1, определяется в соответствии с п.4.3. настоящего Договора;

- $T^{\text{сод.}}$ - ставка на содержание электрических сетей в составе индивидуального тарифа, утвержденного для Сторон органом исполнительной власти в области регулирования тарифов на соответствующий период регулирования, руб./МВт/мес;

- $V^{\text{зм}}$ - величина заявленной мощности, подлежащая оплате Сетевой организацией 1 по настоящему Договору, согласно Приложению № 3.

Стоимость услуг по передаче электрической энергии по настоящему Договору по одноставочному тарифу определяется по следующей формуле:

$$S = T^{\text{т.р.}} \cdot V^{\text{э,факт}}, \text{ где:}$$

- $T^{\text{т.р.}}$ - одноставочный* тариф на услуги по передаче электрической энергии, установленный органом исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов для Сторон, руб./кВт·час.

- $V^{\text{э,факт}}$ - объем электрической энергии, фактически переданной в данном расчетном периоде в сети Сетевой организации 1, определяется в соответствии с п.4.3. настоящего Договора;

Сверх того уплачивается НДС, рассчитываемый в соответствии с законодательством Российской Федерации.

4.8. Стоимость услуг по передаче электроэнергии при двухставочном тарифе, подлежащих оплате Сетевой организацией 2 по настоящему Договору, определяется как:

$$S = (T^{\text{сод.}} \times V^{\text{зм}} + T^{\text{т.р.}} \times V_{\text{по}}^{\text{э}}), \text{ где:}$$

- $T^{\text{т.р.}}$ - ставка на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии в составе индивидуального тарифа, утвержденного для Сторон органом исполнительной власти в области регулирования тарифов на соответствующий период регулирования, руб./МВт.ч.;

- $V_{\text{по}}^{\text{э}}$ - объем электрической энергии, фактически переданной в данном расчетном периоде в сети Сетевой организации 2, определяется в соответствии с п.4.3. настоящего Договора;

- $T^{\text{сод.}}$ - ставка на содержание электрических сетей в составе индивидуального тарифа, утвержденного для Сторон органом исполнительной власти в области регулирования тарифов на соответствующий период регулирования, руб./МВт/мес;

- $V^{\text{зм}}$ - величина заявленной мощности, подлежащая оплате Сетевой организацией 2, в соответствии с Приложением № 3 к настоящему Договору.

Стоимость услуг по передаче электрической энергии по настоящему Договору по одноставочному тарифу определяется по следующей формуле:

$$S = T^{\text{т.р.}} \cdot V^{\text{э,факт}}, \text{ где:}$$

- $T^{\text{т.р.}}$ - одноставочный* тариф на услуги по передаче электрической энергии, установленный органом исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов для Сторон, руб./кВт·час.

- $V^{\text{э,факт}}$ - объем электрической энергии, фактически переданной в данном расчетном периоде в сети Сетевой организации 2, определяется в соответствии с п.4.3. настоящего Договора.

Сверх того уплачивается НДС, рассчитываемый в соответствии с законодательством Российской Федерации.

4.9. Расчеты производятся соответственно Сетевой организацией 1 или Сетевой

организацией 2 в следующем порядке:

4.9.1. До 15 числа расчетного месяца Сетевая организация 1 и Сетевая организация 2 оплачивает 50% стоимости услуг, исходя из объема и стоимости услуг по передаче электрической энергии, определенных в акте об оказании услуги по передаче электрической энергии за предшествующий расчетный период.

4.9.2. Окончательный расчет производится Сторонами на основании выставленной счет – фактуры и акта об оказании услуг по передаче электрической энергии до 20 числа месяца, следующего за расчетным периодом, с учётом уменьшения на величину средств, внесенных в качестве оплаты оказанных услуг в месяце, за который осуществляется оплата, либо на условиях предоплаты.

4.10. Расчеты производятся путем перечисления денежных средств на расчетный счет соответственно Сетевой организации 1 или Сетевой организации 2, указанный в настоящем Договоре, либо путем перечисления денежных средств по другим банковским реквизитам Сторон, на основании письменного уведомления, которое направляется в адрес Сетевой организации -плательщика не позднее 2 (двух) рабочих дней до даты осуществления платежа.

При отсутствии в платежном документе в назначении платежа ссылки на период (год, месяц) за который осуществляется оплата, либо в случае некорректного указания назначения платежа полученные денежные средства (за исключением задолженности по которой достигнуто соглашение о порядке погашения) распределяются следующим образом:

- в первую очередь погашается дебиторская задолженность, начиная от более ранних периодов образования;

- при превышении суммы платежа величины образовавшейся на начало расчетного месяца дебиторской задолженности, сумма превышения относится в счет погашения текущих обязательств;

- при превышении суммы платежа величины образовавшейся дебиторской задолженности и величины обязательств по текущему месяцу, сумма превышения относится в счет погашения обязательств будущих периодов.

Датой осуществления оплаты является дата зачисления средств на расчетный счет Сетевой организации – получателя оплаты.

4.11. Изменение тарифов органом исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов в период действия настоящего Договора не требует внесения изменений в Договор (за исключением случаев, когда такое изменение повлекло изменение величины заявленной мощности, используемой для определения данного тарифа), а измененный тариф вводится в действие со дня его установления.

В случае, если орган исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов произведет изменение тарифов Стороны на услуги по передаче энергии, когда тарифы будут введены не с первого числа календарного месяца, то объем услуги с соответствующей даты месяца подлежит оплате по данному тарифу, но при условии, что Сторона обеспечила снятие показаний приборов учета на эту дату. В случае, если на соответствующую дату снятие показаний приборов учета не было произведено, либо произведено в нарушение порядка, предусмотренного настоящим договором, то расчеты за услуги по передаче электрической энергии, исходя из ставок, установленных более поздним тарифом, производятся за объем, пропорциональный количеству дней с момента введения в действие новых тарифов и до конца месяца к общему количеству дней в соответствующем календарном месяце.

4.12. Стороны договорились при определении стоимости услуг по передаче электрической энергии (мощности) применять одноставочный тариф.

5. ОТВЕТСТВЕННОСТЬ СТОРОН

5.1. В случае неисполнения или ненадлежащего исполнения своих обязательств по настоящему Договору Стороны несут ответственность в соответствии с нормативными правовыми актами Российской Федерации.

5.2. Стороны не несут ответственности за снижение показателей качества электроэнергии, наступившее вследствие неправомерных действий (бездействий) другой Стороны.

5.3. За технологические нарушения (аварии и инциденты) на оборудовании, принадлежащем Сетевой организации 1 на праве собственности или ином предусмотренном федеральными законными основаниями, а также за повреждения объектов электросетевого хозяйства Сетевой организации 2, вызванные неправомерными действиями персонала Сетевой организации 1, ответственность несет Сетевая организация 1 в соответствии с гражданским законодательством. Дополнить: Сетевая организация 1 и Сетевая организация 2 самостоятельно рассматривают и принимают решения по поступающим претензиям владельцев энергопринимающих устройств и иных лиц в связи с нарушением электроснабжения по причинам, находящимся в пределах зоны ответственности соответственно Сетевой организации 1 и Сетевой организации 2.

5.4. За технологические нарушения (аварии и инциденты) на оборудовании, принадлежащем Сетевой организации 2 на праве собственности или ином предусмотренном федеральными законными основаниями, а также за повреждения объектов электросетевого хозяйства Сетевой организации 1, вызванные неправомерными действиями персонала Сетевой организации 2, ответственность несет Сетевая организация 2 в соответствии с гражданским законодательством.

5.5. Ответственность за содержание и эксплуатацию энергетических установок определяется границами балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности Сторон, указанной в Приложении № 7 к настоящему договору.

5.6. Стороны обязуются в течение 30 (тридцати) рабочих дней с даты подписания настоящего Договора подписать Акты об осуществлении технологического присоединения по объектам электросетевого хозяйства, принятым во временное владение и пользование по договору аренды от 01.10.2018 № 10/18 (ООО «Флагман»).

5.7. Стороны освобождаются от ответственности за полное или частичное невыполнение обязательствами непреодолимой силы, т.е. чрезвычайными и непредотвратимыми при данных условиях обязательствами, возникшими после вступления в силу настоящего Договора. В этих случаях сроки выполнения Сторонами обязательств по настоящему договору отодвигаются соразмерно времени, в течение которого действуют обстоятельства непреодолимой силы.

5.8. Сторона, несвоевременно и (или) не полностью оплатившая другой Стороне услуги по передаче электрической энергии в сроки, установленные п. 4.9.1. и 4.9.2. настоящего Договора, несет ответственность в соответствии с действующим Законодательством РФ.

6. СРОК ДЕЙСТВИЯ ДОГОВОРА

6.1. Договор вступает в силу с момента подписания, распространяет свое действие на правоотношения сторон возникшие с 01.01.2020г., но не ранее вступления в силу нормативного акта Министерства тарифной политики Красноярского края, учитывающего изменение необходимой валовой выручки Сторон на период тарифного регулирования. Договор действует до 31.12.2020 года.

6.2. В случае, если ни одна из Сторон не направила другой стороне, в срок не менее чем за месяц до окончания срока действия Договора, уведомление о расторжении Договора, либо о внесении в него изменений, либо о заключении нового Договора, то настоящий Договор считается продленным на следующий календарный год на тех же условиях.

6.3. В случае, если одной из Сторон до окончания срока действия Договора внесено предложение о заключении нового Договора, отношения Сторон до заключения нового Договора регулируются в соответствии с условиями ранее заключенного Договора. Расторжение Договора не влечет за собой отсоединение энергопринимающего устройства потребителя услуг от электрической сети.

7. ЗАКЛЮЧИТЕЛЬНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ

7.1. Сведения о деятельности Сторон, полученные ими при заключении, изменении (дополнении), исполнении и расторжении Договора, а также сведения, вытекающие из содержания Договора, являются коммерческой тайной и не подлежат разглашению третьим лицам (кроме как в случаях, предусмотренных действующим законодательством или по соглашению Сторон) в течение срока действия Договора и в течение трех лет после его окончания.

7.2. Каждая из сторон в срок не более 5 дней с момента свершения соответствующего факта обязана уведомить другую сторону о следующем:

- о принятии решения о реорганизации и (или) ликвидации предприятия;
- о внесении изменений в учредительные документы относительно наименования и места нахождения предприятия, а также при смене почтового адреса и местонахождения;
- при изменении банковских реквизитов и иных данных, влияющих на надлежащее исполнение предусмотренных Договором обязательств;
- об изменении своих правомочий в отношении электросетевого оборудования, задействованного в передаче электроэнергии по настоящему договору.

7.3. При разрешении вопросов, не урегулированных Договором, Стороны учитывают взаимные интересы и руководствуются действующим законодательством.

7.4. Стороны предпринимают все от них зависящее для разрешения любых разногласий и споров, которые могут возникнуть в процессе толкования и исполнения настоящего Договора, путем переговоров и направления претензий. Споры о взыскании денежных средств по требованиям, возникшим из настоящего Договора, могут быть переданы на разрешение в порядке арбитража после принятия Сторонами мер по досудебному урегулированию по истечении десяти календарных дней со дня получения претензии другой стороной.

В случае невозможности урегулирования споров и разногласий путем переговоров, все споры, разногласия, претензии и требования, возникающие из настоящего Договора или прямо или косвенно связанные с ним, в том числе касающиеся его заключения, существования, изменения, исполнения, нарушения, расторжения, прекращения и действительности, подлежат разрешению в Арбитражном суде по месту нахождения филиала ПАО «МРСК Сибири».

7.5. Любые изменения и дополнения к Договору действительны только при условии оформления их в письменном виде и подписания обеими Сторонами, за исключением случая, предусмотренного п.2.3 настоящего договора (изменение состава точек поставки).

7.6. Договор составлен в двух экземплярах, имеющих равную юридическую силу, – по одному экземпляру для каждой из Сторон.

8. ПРИЛОЖЕНИЯ К ДОГОВОРУ

Все приложения, указанные в настоящем пункте, являются неотъемлемыми частями настоящего Договора.

8.1. Приложение № 1 – «Перечень точек поставки электрической энергии в сети Сторон».

8.2. Приложение № 2 – «Технические характеристики точек присоединения».

8.3. Приложение № 3 – «Плановое количество электрической энергии и величина заявленной мощности».

8.4. Приложением № 4 – «Регламент о порядке расчета и согласования объемов переданной электрической энергии».

8.5. Приложение № 5 – «Форма Сводного акта учета перетоков электрической энергии между Сетевой организацией 1 и Сетевой организацией 2».

8.6. Приложение № 6–1 – «Форма Акта об оказании услуг по передаче электроэнергии».

8.7. Приложение № 6–2 – «Форма Акта о внесении исправлений в акт об оказании услуг по передаче электроэнергии».

8.8. Приложение № 6–3 – «Форма протокола разногласий к Акту об оказании услуг по передаче электроэнергии».

8.9. Приложение № 6–4 – «Форма протокола урегулирования разногласий».

8.11. Приложение № 8 – «Перечень объектов межсетевой координации».

8.12. «Приложение № 9 – «Положение об оперативно-технологическом взаимодействии персонала Строн»».

9. АДРЕСА И ПЛАТЯЖИ

8.12. «Приложение № 9 – «Положение об операторе».

8.12. «Приложение № 9 – «Положение об оперативно-технологическом взаимодействии персонала Сторон».

9. АДРЕСА И ПЛАТЕЖНЫЕ РЕКВИЗИТЫ СТОРОН

Сетевая организация 1:

ПАО «МРСК Сибири»

Юридический адрес: 660021

г. Красноярск, ул. Богграда, 144 а.

Почтовый адрес: 660041,

г. Красноярск, проспект Свободный, 66 «а».
Тел/факс: 8(391) 2 56 69 50

Тел/факс: 8(391) 2-56-68-59

ИНН 2460069527

КПП 997650001

ОГРН 1052460054327

p/c 40702810800340000948

К/с 30101810100000000877

Ф-л ГПБ (АО) г. Красноярск

БИК 040407877

Сетевая организация 2:

АО «Финарт»

Юридический адрес: 660064,

Красноярский край, г. Красноярск,

ул. Капитанская, д. 14, пом. 348, офис 1-07
Почтовый ящик 6100

Почтовый адрес: 660064,

Красноярский край, г. Красноярск,

ул. Капитанская, д. 14, пом. 348, офис 1-07
Тел./факс 8 (391) 51-11-11

Тел/факс: 8 (391) 2-74-95-99

ИНН 2464218307

КПП 246401001

ОГРН 1092468029697

p/c 40702810831000030077

К/с 30101810800000000627

ПАО Сбербанк г. Красноярск

БИК 040407627

«Сетевая организация 1»:

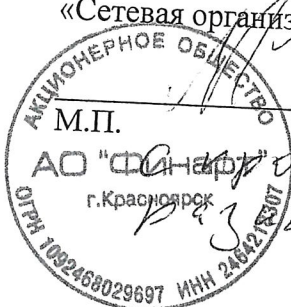
— / Ю.С. Козлова /



ПОДПИСИ:

«Сетевая организация 2»:

— / К.П. Маценин /



Приложение № 1
к Договору оказания услуг по передаче электроэнергии
от «24» января 2020г. № 18.2400.725.20.
Перечень точек поставки электрической энергии в сети Сторон

Перечень точек поставки электрической энергии в сеть Сетевой организации 2 из сетей Сетевой организации 1

Сведения об учете электрической энергии																
№ п/п	Наименование присоединения / электроустановки	Место установки эл.счетчика	Тип эл. счетчика	Номер счетчика	Дата гос.поверки счетчика, межповерочный интервал	трансформаторы тока			трансформаторы напряжения			коэффициент учета	величина тех. потерь электроэнергии в сетях Исполнителя в случае установки прибора учета не на границе балансовой принадлежности сторон, (+, - %)	уровень напряжения, кВ	Примечание	
						тип, заводской номер	Кт	Дата гос.поверки счетчика, межповерочный интервал	тип, заводской номер	Ктн	Дата гос.поверки счетчика, межповерочный интервал					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	
1	ПС-97 яч.16	ПС-97 яч.16	СЭТ-4ТМ	0810102248	1 кв. 2010 12 лет	ТОЛ-10 №53994 №53272	600 /5	4 кв. 2013 8 лет	ЗНОЛ №9573 №9733 №8068	6000 /100	4 кв. 2016 8 лет	7200	Не корректируется	6	Свердловский РЭС	
2	ПС-97 яч.17	ПС-97 яч.17	СЭТ-4ТМ	0810101316	1 кв. 2010 12 лет	ТОЛ-10 №53773 №53771	600 /5	4 кв. 2013 8 лет	ЗНОЛ №9283 №8069 №7963	6000 /100	4 кв. 2016 8 лет	7200	Не корректируется	6	Свердловский РЭС	
3	ПС-97 яч.25	ПС-97 яч.25	ПСЧ-4ТМ	0611120281	1 кв. 2012 12 лет	ТОЛ-10 №18508 №18511	800 /5	4 кв. 2014 8 лет	ЗНОЛ №20138 №19986 №19992	6000 /100	3 кв. 2012 8 лет	9600	Не корректируется	6	Свердловский РЭС	
4	ПС-97 яч.34	ПС-97 яч.34	ПСЧ-4ТМ	0611120246	1 кв. 2012 12 лет	ТОЛ-10 №18509 №18510	800 /5	4 кв. 2014 8 лет	НТМИ-6 №12101	6000 /100	3 кв. 2017 4 года	9600	Не корректируется	6	Свердловский РЭС	
5	ПС 110/10 №181 «Весна-2» РУ-10кВ	ПС 110/10 №181 «Весна-2»	ПСЧ-4ТМ 05М09	0611127105	3 кв. 2013 10 лет	ТОЛ-10 №59632 №58595	300 /5	4 кв. 2014 8 лет	НАМИТ-10-2 №1638	1000 0 /100	2 кв. 2014 8 лет	6000	Не корректируется	10	Советский РЭС	

[illegible]

Перечень точек поставки электрической энергии в сеть Сетевой организации 1 из сетей Сетевой организации 2

№ п/п	Наименование присоединения / электроустановки	Сведения об учете электрической энергии													16	15	14	13	12	11	10	9	8	7	6	5	4	3	2	1	Примечание		
		Место установки эл.счетчика	Тип эл. счетчика	Номер счетчика	Дата гос.поверки счетчика, межповерочный интервал	трансформаторы тока				трансформаторы напряжения				коэффициент учета																		величина тех. потеря электроэнергии в сетях исполнителя в случае установки прибора учета не на границе балансовой принадлежности сторон, (+, - %)	уровень напряжения, кВ
						тип, заводской номер	Кт	Дата гос.поверки счетчика, межповерочный интервал	тип, заводской номер	Ктн	Дата гос.поверки счетчика, межповерочный интервал																						
1	РП-13 РУ-6кВ яч.41	РУ-6кВ РП-13 яч.41	Альфа А- 1700	03026439	3 кв 2017	ТПЛ-10-2 №16-9524 №16-9503	300 /5	1 кв 2016	ЗНОЛ-ЭК-10 15-49793 15-49791 15-49798	6000 /100	IV кв 2015 8 лет	3600	Не коррект ируется	6																Свер длос кий РЭС			
2	РП-13 РУ-6кВ яч.56	РУ-6кВ РП-13 яч.56	Альфа А- 1700	03026432	3 кв 2017	ТПЛ-10-2 №16-9508 №16-9512	300 /5	1 кв 2016	ЗНОЛ-ЭК- 10 №15-49810 №15-49814 №15-49795	6000 /100	IV кв 2015 8 лет	3600	Не коррект ируется	6																Свер длос кий РЭС			

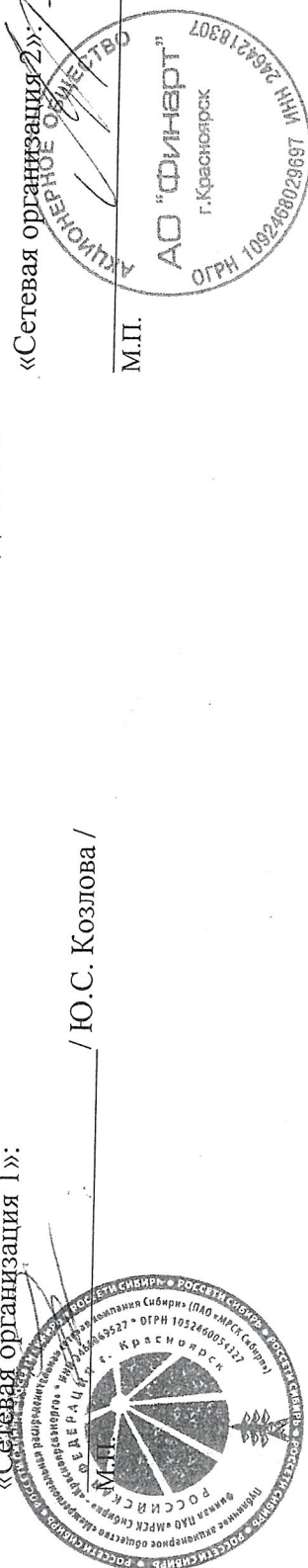
ПОДПИСИ:

«Сетевая организация 1»:

«Сетевая организация 2»:

/ Ю.С. Козлова /

М.П. / К.П. Маценкин /



Приложение №
к Договору оказания услуг по передаче электрической энергии
от «24» января 2020г. 18.2400.725

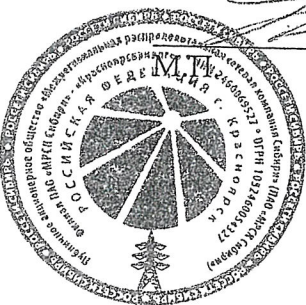
Технические характеристики точек присоединения

№	Наименование присоединения	Напряжение, кВ	Максимальная мощность, МВт	Пропускная способность, МВ
1	РП-13 РУ-6кВ яч.41	6	5,8	4,864
2	РП-13 РУ-6кВ яч.56	6		4,864
3	ПС-97 110/6 кВ ЗРУ-6кВ «Судостроительная» яч.16	6	13,665	5,36
4	ПС-97 110/6 кВ ЗРУ-6кВ «Судостроительная» яч.17	6		5,36
5	ПС-97 110/6 кВ ЗРУ-6кВ «Судостроительная» яч.25	6		5,36
6	ПС-97 110/6 кВ ЗРУ-6кВ «Судостроительная» яч.34	6		5,36
7	ПС 110/10 №181 «Весна-2» РУ-10кВ яч.45	10	4,0	4,359
8	ПС 110/10 №181 «Весна-2» РУ-10кВ яч.50	10		4,359
9	ПС-97 110/6 кВ ЗРУ-6кВ «Судостроительная» яч.21	6	0,25	5,36
10	ПС-97 110/6 кВ ЗРУ-6кВ «Судостроительная» яч.42	6		5,36

ПОДПИСИ:

«Сетевая организация 1»:

«Сетевая организация 2»:



/ Ю.С. Козлова /



/ К.П. Маценин /

с протоколами
Разногласий

Плановое количество электрической энергии и величина заявленной мощности на 2020 год

Период	Плановые объемы передачи электрической энергии из сети Сетевой организации 1 в сети Сетевой организации 2.				Величина заявленной мощности Сетевой организации 2.				Плановые объемы передачи электрической энергии из сети Сетевой организации 2 в сети Сетевой организации 1.		Величина заявленной мощности Сетевой организации 1.		ччи годовое Сетевой организации и 2		ччи годовое Сетевой организации и 1	
	1				2				3		4		5		6	
	Всего	ВН	СН1	СН2	Всего	ВН	СН1	СН2	Всего	СН2	Всего	СН2	Часов	Часов	Часов	Часов
Январь	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Февраль	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Март	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Апрель	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Май	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Июнь	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Июль	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Август	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Сентябрь	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Октябрь	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ноябрь	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Декабрь	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0	0	0	0

ПОДПИСИ:

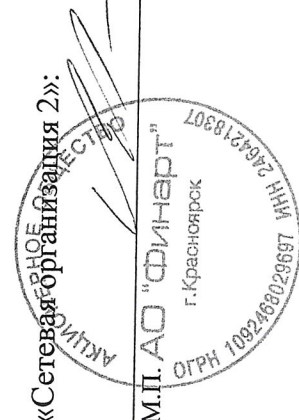
«Сетевая организация 1»:

«Сетевая организация 2»:

С. Козлова /

М.П.

/ К.П. Маценнин /



Регламент о порядке расчета и согласования объемов переданной электрической энергии

1. В целях осуществления коммерческого учета электроэнергии по точкам поставки, Стороны используют приборы учета электрической энергии, приведенные в Приложении № 1 к настоящему Договору.

Объем фактически переданной за расчетный период электрической энергии из сети Сетевой организации 1 в сеть Сетевой организации 2 определяется по приборам учета, указанным в Приложении № 1 к настоящему Договору.

2. Стороны обязуются незамедлительно вносить изменения в указанные перечни в следующих случаях:

- при замене приборов учета либо изменении технических характеристик элементов измерительных комплексов;
- при принятии на баланс одной из Сторон электрооборудования, присоединенного к сетям другой Стороны, либо при изменении схемы присоединения электроустановок Сторон;
- при установке (переносе) средств измерения на границе балансовой принадлежности;
- при вводе в эксплуатацию контрольных средств измерения.

3. В случае, если прибор учета установлен не в точках присоединения (т.е. не на границе балансовой принадлежности), объем переданной электроэнергии корректируется на величину потерь на участке сети от точек поставки до места установки прибора учета. Величина потерь определяется в соответствии с Методическими указаниями по расчету нормативов потерь электроэнергии и согласована сторонами в Приложении № 1 к настоящему Договору.

4. Стороны обязуются принять участие в приемке вновь устанавливаемых систем учета электроэнергии или замене систем учета. Сторона, отказавшая от участия в принятии или замене расчетной (контрольной) системы учета обязана направить в разумные сроки (до планируемой даты приемки вновь устанавливаемых систем учета или замены) другой стороне мотивированный отказ. Замена расчетной (контрольной) системы учета в этом случае производится в отсутствие представителя другой Стороны.

5. В случае, если средства измерения имеются у обеих Сторон и их технические характеристики совпадают, в качестве расчетного средства измерения выбирается:

- средство измерения, установленное на границе балансовой принадлежности электрических сетей;
- средство измерения, включенное в систему АИИС КУЭ, сданную в постоянную эксплуатацию в установленном для коммерческого учета порядке.

6. Порядок проведения совместного снятия показаний приборов учета и проверки исправности работы приборов учета и автоматизированных измерительных комплексов:

6.1. Стороны имеют право направлять уполномоченных представителей для совместного снятия показаний приборов коммерческого учета и проверки исправности работы приборов учета и автоматизированных измерительных комплексов, участвующих в расчете объема переданной электроэнергии и установленных в электроустановках противоположной Стороны по настоящему Договору.

6.2. Проверка правильности снятия показания расчетных приборов учета (далее контрольное снятие показаний) осуществляется не чаще 1 раза в месяц сетевой организацией, и объектам электросетевого хозяйства которой непосредственно или опосредованно присоединены энергопринимающие устройства потребителей (объекты по производству электрической энергии (мощности) производителей электрической энергии (мощности) на розничных рынках), в отношении которых установлены указанные расчетные приборы учета.

6.3. Проверки расчетных приборов учета включают визуальный осмотр схем подключения энергопринимающих устройств (объектов по производству электрической энергии (мощности)) и схем соединения приборов учета, проверку соответствия приборов учет

требованиям настоящего документа, проверку состояния прибора учета, наличия и сохранности контрольных пломб и знаков визуального контроля, а также снятие показаний приборов учета. Указанная проверка должна проводиться не реже 1 раза в год и может проводиться в виде инструментальной проверки.

7. Порядок определения количества электроэнергии при выходе из строя средства измерения.

7.1. При обнаружении неисправности расчетного средства измерения Стороной, на объекте которой он установлен, Сторона, обслуживающая данное средство измерения, должна произвести запись показаний расчетного и контрольного средств измерений (при наличии) и незамедлительно сообщить об этом другой Стороне, в целях организации проведения внеочередной совместной проверки и последующего составления акта проверки.

7.2. Неисправность средств измерений определяется:

- по внешним признакам прибора учета электроэнергии (в т.ч. нарушение или отсутствие пломб другой Стороны);
- по результатам инструментальной проверки систем учета;
- по расхождению величины расхода, определенного по показаниям расчетного и контрольного средства измерения.

Нарушение пломбы на расчетном счетчике, если это не вызвано действием непреодолимой силы, а также нарушение сроков поверки расчетных средств учета лишает законной силы учет электроэнергии, осуществляемый данным расчетным счетчиком.

7.3. Факт проверки, обнаружения неисправности или замены прибора учета оформляется Актом проверки приборов учета электроэнергии согласно приложению № 4, в котором фиксируются:

- дата обнаружения неисправности прибора учета;
- причина нарушения работы прибора учета;
- срок устранения неисправности (замены) прибора учета;
- тип и № снятого и установленного прибора учета;
- показания снятого и установленного прибора учета;
- фактическая нагрузка на момент снятия прибора учета время его замены;
- параметры ТТ;
- параметры ТН;
- дата поверки устанавливаемого прибора учета;
- фактическая мощность в точке поставки объемов электроэнергии.

7.4. В случае если сетевая организация имеет намерение демонтировать прибор учета, установленный на границе балансовой принадлежности со смежной сетевой организацией, то она обращается в смежную сетевую организацию с письменной заявкой о необходимости снятия показаний прибора учета и его совместного осмотра перед демонтажем, а копию заявки направляет гарантирующему поставщику (энергосбытовой, энергоснабжающей организации), у которого такая сетевая организация приобретает электрическую энергию (мощность) в целях компенсации потерь электрической энергии, при этом смежная сетевая организация, получившая заявку, обязана организовать и провести снятие показаний прибора учета и его осмотр перед демонтажем, с составлением акта проверки с указанием даты и времени демонтажа прибора учета, в установленные законодательством Российской Федерации сроки.

Установка прибора учета вместо демонтированного сопровождается составлением в присутствии 2-х сторон акта проверки и допуска прибора учета электроэнергии, с указанием его даты и времени.

7.5. При непредставлении показаний расчетного прибора учета, установленного в границах объектов электросетевого хозяйства сетевой организации, а также в случае 2-кратного недопуска к такому расчетному прибору учета лиц, которые имеют право проводить его проверки, объем электрической энергии, принятой в объекты электросетевого хозяйства (отпущенной из объектов электросетевого хозяйства в объекты электросетевого хозяйства смежных сетевых организаций), определяется начиная с даты, когда наступили указанные события, исходя из показаний

контрольного прибора учета, а при его отсутствии в соответствии с п. 183 Постановления Правительства РФ от 04.05.2012 № 442, а именно:

- объем электрической энергии, принятой в объекты электросетевого хозяйства данной сетевой организации, определяется исходя из максимальных среднесуточных значений за месяц, в котором было зафиксировано наибольшее поступление в сеть по данной точке поставки за прошедший год;

- объем электрической энергии, отпущенной из объектов электросетевого хозяйства сетевой организации в объекты электросетевого хозяйства смежных сетевых организаций, определяется по минимальным среднесуточным значениям за месяц, в котором был зафиксирован наименьший отпуск из сети по данной точке поставки за прошедший год.

7.6. В случае выявления неисправности, утраты, истечения срока межповерочного интервала расчетного прибора учета, который установлен в границах объектов электросетевого хозяйства сетевой организации и исходя из показаний которого определяются объемы электрической энергии, принятой в объекты электросетевого хозяйства (отпущенной из объектов электросетевого хозяйства в объекты электросетевого хозяйства смежных сетевых организаций), либо его демонтажа в связи с проверкой, ремонтом или заменой определение объемов электрической энергии, принятой в объекты электросетевого хозяйства (отпущенной из объектов электросетевого хозяйства в объекты электросетевого хозяйства смежных сетевых организаций), начиная с даты, когда наступили указанные события, осуществляется исходя из показаний контрольного прибора учета, а при его отсутствии в соответствии с п. 179 и п. 166 Постановления Правительства РФ от 04.05.2012 № 442, а именно:

- в течение первых 2 расчетных периодов исходя из показаний расчетного прибора учета за аналогичный расчетный период предыдущего года, а если период работы расчетного прибора учета составил менее одного года - исходя из показаний расчетного прибора учета за предыдущий расчетный период;

- начиная с 3-го расчетного периода вплоть до даты установки и допуска в эксплуатацию расчетного прибора учета – расчетным способом, предусмотренным п. 7.5 настоящего Регламента (как для случая непредставления показаний расчетного прибора учета при отсутствии контрольного прибора учета).

Расчет объемов указывается в акте учета перетоков электрической энергии (приложение № 5 к настоящему договору).

В случае неустановки прибора учета в границах объектов электросетевого хозяйства сетевой организации, если иное не установлено настоящим пунктом, объем принятой в объекты электросетевого хозяйства (отпущенной из объектов электросетевого хозяйства в объекты электросетевого хозяйства смежных сетевых организаций) электрической энергии определяется вплоть до даты допуска прибора учета в эксплуатацию в порядке, предусмотренном настоящим пунктом для случая непредоставления показаний расчетного прибора учета в установленные сроки при отсутствии контрольного прибора учета.

8. Для определения объемов электроэнергии, переданной Сторонами по настоящему Договору, оформляется Акт учета перетоков электрической энергии по форме Приложения № 5 к настоящему Договору.

9. Определение объемов переданной по настоящему Договору электрической энергии и согласование акта учета перетоков электрической энергии происходит в следующем порядке:

9.1. 1-го числа месяца, следующего за расчетным, Стороны осуществляют снятие показаний по расчетным (в т.ч. интервальным (почасовым) значениям принятой электрической энергии, по всем точкам поставки, оснащённым интервальными приборами без автоматизированной системы сбора и передачи данных) и контрольным приборам учета (при их наличии) за расчетный период. Стороны имеют равное право на получение данных коммерческого учета, включая доступ к расчетным и контрольным приборам учета любой из сторон для снятия показаний. Сторона, на оборудовании которой установлены расчетные средства измерений показания которых принимаются для формирования данных коммерческого учета, обеспечивает контроль достоверности собранных оперативных данных по каждому из этих средств измерений.

9.2. До 2-го числа месяца, следующего за расчетным, Стороны в соответствии с п. 9.1 настоящего Регламента к обмениваются данными, полученными при снятии показаний приборов учета электрической энергии, установленных на элементах электрической сети, принадлежащих Сторонам на праве собственности или ином законном основании. Стороны вправе привлекать третьих лиц для исполнения обязательств по снятию показаний приборов учета электроэнергии (мощности) и формированию данных об объемах переданной (принятой) за расчетный период электроэнергии и пр. При этом Сторона, привлекающая третьих лиц, несет ответственность перед другой Стороной за действия третьих лиц при выполнении указанных обязательств.

9.3. Если Сетевая организация 2 не сообщила данные, полученные при снятии показаний приборов учета, установленных в ее электроустановках, либо не обеспечил допуск представителей Сетевой организации 1 в свои электроустановки для снятия показаний приборов учета, в этом случае объем переданной электрической энергии Сетевой организации 2 определяется в соответствии с пунктом 7.6. настоящего Регламента (как для случая неисправности расчетного прибора учета при отсутствии контрольного прибора учета).

9.4. До 3-го числа месяца, следующего за расчетным Сетевая организация 1 на основании данных, полученных в результате снятия показаний приборов учета формирует Акт учета перетоков электрической энергии согласно форме, указанной в Приложении № 5 к настоящему Договору и в четырех экземплярах, направляет его на согласование Сетевой организации 2.

9.5. До 6-го числа месяца, следующего за расчетным Сетевая организация 2 согласовывает сводный акт учета перетоков электрической энергии и возвращает Сетевой организации 1 два экземпляра подписанного сводного акта учета перетоков электрической энергии. При возникновении у Сетевой организации 2 обоснованных претензий к объему переданной электрической энергии, она обязана сделать соответствующую отметку в акте, указать отдельно в акте неоспариваемую и оспариваемую часть переданной электрической энергии, подписать акт в неоспариваемой части, и предоставить в срок до 4-го числа месяца, следующего за расчетным, Сетевой организации 1 претензию с приложением протокола разногласий к акту и доказательной базы по каждой позиции указанных разногласий. Если Сетевая организация 2 не успевает не позднее 6 числа подписать и скрепить печатью акты учета перетоков электрической энергии, а затем передать их Сетевой организации 1, то Стороны обмениваются подписанными сканированными копиями актов в электронном виде либо посредством факсимильной связи. Оригиналы актов высылаются по почте в течение 3 календарных дней.

9.6. Непредставление или несвоевременное представление Сетевой организацией 2, в соответствии с п. 9.5 настоящего Регламента, подписанного со своей стороны акта учета перетоков электрической энергии, свидетельствует о согласии с данными Сетевой организации 1 об объеме переданной электрической энергии, указанном в акте учета перетоков электрической энергии.

9.7. Не позднее 10 числа месяца, следующего за расчетным, Сетевая организация 1 формирует акт учета перетоков электрической энергии по форме Приложения № 5 к настоящему Договору в 3-х экземплярах (один экземпляр для Сетевой организации 2, два экземпляра – для Сетевой организации 1), подписывает их со своей стороны, скрепляет печатью и направляет в адрес Сетевой организации 2 заказным письмом с уведомлением либо иным способом.

10. В случае возникновения разногласий в отношении объемов переданной /принятой электроэнергии за расчетный период Стороны принимают необходимые меры по их урегулированию между собой.

11. Обмен данными автоматизированных информационно-измерительных систем коммерческого учета электроэнергии (далее АИИС КУЭ).

11.1. Стороны осуществляют взаимный обмен данными АИИС КУЭ средствами электронной почты на адреса Сетевой организации 1 и Сетевой организации 2.

11.2. Данные АИИС КУЭ по точкам поставки, указанным в Приложении 1 к данному Регламенту, от Сетевой организации 2 передаются по электронной почте в Сетевую организацию 1 до 06.00 часов московского времени суток, следующих за расчетными, в виде файлов XML формата 80020 (Приложение 2 «Описание формата передачи результатов измерений по точкам поставки»).

11.3. Получасовые измерения приращений мощности формата 80020 должны быть сформированы в разрезе суток московского времени.

11.4. При выходе из строя системы электронной почты Сетевой организации 2, передача данных должна осуществляться через FTP сервер, IP-адрес которого согласовывается в рабочем порядке.

11.5. При выходе из строя системы электронной почты Сетевой организации 1, передача данных должна осуществляться через FTP сервер, IP-адрес которого согласовывается в рабочем порядке.

11.6. Коды и наименования объектам, коды и наименования измерительным каналам в файлах XML формата 80020 присваивает сторона – отправитель файла и гарантирует их уникальность и неизменность. Сторона, принимающая файлы XML, обеспечивает обработку данных АИИС КУЭ из файлов XML согласно присвоенным стороной-отправителем кодам и наименованиям.

11.7. Ответственные лица за передачу данных АИИС КУЭ:

Со стороны Сетевой организации 1			
ФИО	Занимаемая должность	Телефон	E-mail

Со стороны Сетевой организации 2			
ФИО	Занимаемая должность	Телефон	E-mail

11.8. Информация, полученная Сторонами согласно настоящему регламенту, не подлежит разглашению третьим лицам за исключением случаев, предусмотренных действующим законодательством Российской Федерации.

11.9. Передача данных АИИС КУЭ в соответствии с настоящим регламентом является безвозмездной. Ни одна из Сторон не имеет права требовать от другой Стороны какой-либо оплаты за исполнение обязанностей, непосредственно предусмотренных настоящим регламентом.

Перечень приложений к настоящему Регламенту.

Приложение № 1 – Перечень точек поставки, передача данных АИИС КУЭ по которым осуществляется Сетевой организацией 2 в Сетевую организацию 1;

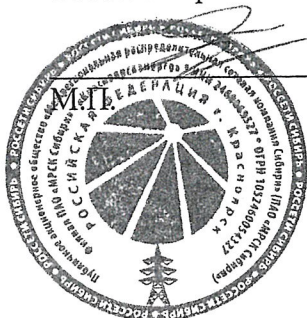
Приложение № 2 – Перечень точек поставки, передача данных АИИС КУЭ по которым осуществляется Сетевой организацией 1 в Сетевую организацию 2;

Приложение № 3 – Описание формата передачи результатов измерений по точкам поставки (Документ 80020);

Приложение № 4 – Акт технической проверки прибора учета электроэнергии.

ПОДПИСИ:

«Сетевая организация 1»:



/ Ю.С. Козлова /

«Сетевая организация 2»:



/ К.П. Маденин /

Б
а
м
а
м
В
Х
у
и

«ФОРМА»

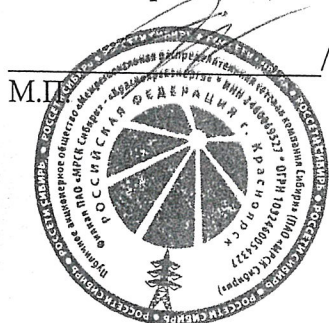
Приложение 1 к Приложению № 4
к Договору оказания услуг по передаче электрической энергии
от «24» января 2020г. № 18.2400.725.20

Перечень точек поставки, передача данных АИИС КУЭ по которым осуществляется
Сетевой организацией 2 в Сетевую организацию 1

№ п/п	Код точки измерения	Наименование объекта измерения	Наименование точки измерения	Марка устройства

ПОДПИСИ:

«Сетевая организация 1»:



/ Ю.С. Козлова /

«Сетевая организация 2»:



/ К.П. Маценин /

«ФОРМА»

Приложение 2 к Приложению № 4
к Договору оказания услуг по передаче электрической энергии
от «24» января 2020г. № 18.2400.725.20

Перечень точек поставки, передача данных АИИС КУЭ по которым осуществляется
Сетевой организацией 1 в Сетевую организацию 2

№ п/п	Код точки измерения	Наименование объекта измерения	Наименование точки измерения	Марка устройства

ПОДПИСИ:

«Сетевая организация 1»:



/ Ю.С. Козлова /

«Сетевая организация 2»:



/ К.П. Маценин /

Описание формата передачи результатов измерений по точкам поставки (Документ 80020).**1.1. Описание формата входного сообщения.**

1.1.1 В поле «Тема письма» (Subject) почтового сообщения должна содержаться информация в следующем формате - <ИНН_Номер сообщения>, где

- ИНН - ИНН организации предоставляющей информацию, длина inn – 10 символов;
- номер сообщения — порядковый номер (идентификатор) сообщения, используется для идентификации сообщений при ответах ИАСУ КУ, локализации и устранения проблем передачи информации и т.п. Номера сообщений присваиваются отправителем, начинаются с 1 и увеличиваются на 1 с каждым новым сообщением для данных суток.

1.1.2 В почтовое сообщение должен быть вложен файл, содержащий электронный документ.

1.1.3 Имя файла содержащего электронный документ должно составляться в формате «<тип документа>_<ИНН>_<дата>_<номер документа>_<номер АИИС>», где:

- 1) Тип документа – номер, присвоенный АТС данному типу документа;
- 2) ИНН - ИНН организации предоставляющей информацию, длина inn – 10 символов;
- 3) дата – операционный период, за который предоставляется информация, в формате «ГГГГММДД», где ГГГГ – год, ММ – порядковый номер месяца, ДД – день. Длина поля <дата> - 8 знаков.

4) номер документа – порядковый номер (идентификатор) документа. Номер должен содержать не более 7 цифр. Номера документов присваиваются отправителем, начинаются с 1 и увеличиваются на 1 с каждым новым документом для данного типа документов сформированных для одних и тех же суток;

5) <номер АИИС> - обязательный параметр, код, присваиваемый АТС АИИС организации. Используется для организации независимой передачи электронных документов от разных АИИС одной организации. Каждая область передаваемой информации (параметр <area>) должна соответствовать номеру своей АИИС, указанному в имени файла.

Расширение файла — xml.

1.2. Описание структуры входного документа (тип 80020).

1.2.1 Элемент <message> является корневым элементом. Потомками элемента <message> являются элементы <comment>, <datetime>, <sender>, <area>. В документе допускается наличие только одного корневого элемента <message>.

1.2.2 Атрибут class элемента <message> является обязательным и содержит данные о типе электронного документа. Значение атрибута class должно быть равно 80020.

1.2.3 Атрибут version корневого элемента <message> является обязательным и содержит данные о версии формата. Данный документ определяет версию документа 2.

1.2.4 Атрибут number элемента <message> является обязательным и содержит порядковый номер сообщения. (Номера сообщений присваиваются отправителем, начинаются с 1 и увеличиваются на 1 с каждым новым сообщением). Совпадает с номером документа в пункте 1.1.3.

1.2.5 Элемент <datetime> является потомком корневого элемента <message>. В документе допускается наличие только одного элемента <datetime>. Элемент <datetime> содержит информацию о времени создания документа. Потомками элемента <datetime> являются элементы <timestamp>, <day>, <daylightsavingtime>.

1.2.6 Элемент <timestamp> является потомком элемента <datetime>. Содержимым элемента <timestamp> является дата и время формирования данного документа в формате «ГГГГММДДччммсс», где: ГГГГ – год, ММ – порядковый номер месяца, ДД – день, чч – час, мм – минуты, сс – секунды.

1.2.7 Элемент <daylightsavingtime> является обязательным и содержит значение 0. Значение элемента <daylightsavingtime> применяется ко всем значениям времени в данном документе.

1.2.8 Элемент <day> является обязательным и содержит дату, определяющую операционный период, за который предоставляется информация, в формате ГГГГММДД. ГГГГ – год, ММ – порядковый номер месяца, ДД – день.

1.2.9 Элемент <sender> является потомком корневого элемента <message>. В документе допускается наличие только одного элемента <sender>. Элемент <sender> описывает организацию, предоставляющую информацию. Потомками элемента <sender> являются элементы <inn> и <name>.

1.2.10 Элемент <inn> является обязательным и содержит ИНН организации, предоставляющей информацию.

1.2.11 Элемент <name> элемента <sender> содержит название организации, предоставляющей информацию. Длина названия до 250 символов.

1.2.12 Элемент <area> содержит информацию о результатах измерений субъекта. Атрибутом элемента <area> является timezone, указывающий, к какой временной зоне относится данная <area>. Потомками элемента <area> могут являться элементы <inn>, <name>, <measuringpoint>, <deliverypoint>, <deliverygroup>, <period>. Список точек измерения, поставок, групп точек поставки, перетоков и измерительных каналов, входящих в состав данной <area> определяет АТС. Значением элемента inn является 10-ти значный идентификатор предоставляемый АТС.

1.2.13 Атрибут timezone определяет в какой временной зоне ведется передача данных данной <area>. Атрибут timezone может принимать следующие значения:

- 1 – для первой и второй ценовых зон, для первой и третьей неценовых зон;
- 3 – для второй неценовой зоны.

Отсутствие атрибута timezone эквивалентно записи timezone=1. Использование значения timezone отличных от 1 согласуется с АТС.

1.2.14 Элемент <inn> является обязательным и содержит идентификатор, присваиваемый АТС.

1.2.15 Элемент <name> является обязательным и содержит название организации-Участника оптового рынка электроэнергии. Длина названия до 250 символов.

1.2.16 Элемент <measuringpoint> содержит сведения о точке измерения и результаты измерения по ней. Атрибутами элемента <measuringpoint> являются code, name. Потомками элемента <measuringpoint> являются элементы <measuringchannel>.

- содержимым атрибута name элемента <measuringpoint> является наименование данной точки измерения. Длина наименования до 250 символов.

- атрибут code элемента <measuringpoint> содержит уникальный присвоенный АТС данной точке измерения.

1.2.17 Элемент <deliverypoint> содержит сведения о точке поставки и результаты измерения в ней. Атрибутами элемента <deliverypoint> являются code и name. Потомками элемента <deliverypoint> являются элементы <measuringchannel>.

- содержимым атрибута name является наименование данной точки поставки. Длина наименования до 250 символов.

- атрибут code содержит уникальный код, присвоенный АТС точке поставки;

1.2.18 Элемент <deliverygroup> содержит сведения о группе точек поставки и результаты измерения в ней. Атрибутами элемента <deliverygroup> являются code, algorithmversion и name. Потомками элемента <deliverygroup> являются элементы <period>.

- содержимым атрибута name является наименование данной группы поставки. Длина наименования до 250 символов;

- атрибут code содержит уникальный код, присвоенный АТС группе поставки;

1.2.19 Элемент <measuringchannel> содержит информацию о результатах измерений по точкам измерений, точкам поставки и группам точек поставки. Потомками элемента <measuringchannel> являются элементы <period>.

- атрибут code элемента <measuringchannel> содержит код измерительного канала, присвоенный АТС данному измерительному каналу. В коде измерительного канала содержится информация о направлении передачи электроэнергии и типе измерительного канала;

- атрибут desc содержит описание измерительного канала;

1.2.20 Элемент <period> содержит временной диапазон измерения и результаты измерений измерительных каналов точки поставки и точки измерения. Потомками элемента

являются элемент `<value>`. В зависимости от интервала измерений в элементах `<measuringchannel>` должно присутствовать определенное количество элементов `<period>`. То есть для точки измерения с интервалом измерения 30 минут должно быть 48 элементов `<period>`. Несовпадение числа элементов `<period>` считается ошибкой формата и является основанием в отказе приема группы `<area>` целиком.

1.2.20.1. Атрибуты `<start>` и `<end>` элемента `<period>` являются обязательными и содержат дату и время начала и конца измерения соответственно, в формате "ччмм", где: чч – часы, мм – минуты. Последний интервал в операционных сутках записывается в виде `start=время начала периода, end=0000`.

1.2.20.2. Содержимым элемента `<value>` является значение результата измерения. Атрибутами элемента `<value>` являются `status`, `errofmeasuring`, `exstendedstatus`, `param1`, `param2`, `param3`.

– содержимое атрибута `status` элемента `<value>` показывает статус передаваемой информации. Статус 0 означает, что передаваемая информация имеет статус коммерческой. В этом случае атрибут статус может отсутствовать. Значение поля `status 1` означает, что данную информацию нельзя использовать в коммерческих расчетах.

– Атрибуты `param1`, `param2`, `param3` содержат дополнительную информацию, содержание которой определяется значением атрибута `extendedstatus`.

– Атрибут `extendedstatus` содержит расширенный статус передаваемой информации. В частности, в случае замещения результатов измерений в точке измерения на значение результатов измерений в точке измерений на обходном выключателе(в случае включения присоединения через обходной выключатель), значение атрибута `exstendedstatus` равно "1114", а значение атрибута `param1` принимает значение равное коду, присвоенному АТС замещаемой точке измерений. Если обходной выключатель работает на некоммерческое присоединение, то `param1` должен быть равен "0000000000000000".

1.2.21. Элемент `<peretok>` содержит сведения о сальдо перетоков между двумя группами точек поставки и результатов измерений по нему. Атрибутами элемента `<peretok>` являются `code-from`, `code-to`, `algorithmversion` и `name`. Потомками элемента `<peretok>` являются элементы `<period>`.

1) содержимым атрибута `name` является наименование данной группе точек поставки. Длина наименования до 250 символов;

2) атрибут `code-from` содержит код ГТП, присвоенный АТС группе точек поставки;

3) атрибут `code-to` содержит код ГТП, присвоенный АТС группе точек поставки.

1.3. Описание формата ответного сообщения (тип 80021).

1.3.1 Корневым элементом электронного документа является `<message>`. В документе допускается наличие только одного элемента `<message>`. Потомками элемента `<message>` являются элементы `<file>`, `<reply>`, `<fileareas>`, `<currentstate>`.

1.3.2 Атрибут `class` элемента `<message>` является обязательным и содержит данные о типе документа. Значение атрибута `class` должно быть равно 80021.

1.3.3 Атрибут `version` элемента `<message>` является обязательным и содержит данные о версии документа. Текущее значение версии равно 2.

1.3.4 Атрибут `id` элемента `<message>` является необязательным и содержит уникальный цифровой код сообщения.

1.3.5 Атрибут `datetime` элемента `<message>` является необязательным и содержит дату создания ответного сообщения в виде ГГГГММДДччммсс, где ГГГГ - год, ММ - месяц, ДД - день, чч - часы в 24-часовом формате, мм - минуты, сс - секунды.

1.3.6 Элемент `<file>` является потомком корневого элемента `<message>` и содержит информацию о вложенном в электронное сообщение файле XML. В документе допускается наличие только одного элемента `<file>`. Потомками элемента `<file>` являются элементы `<fromaddr>`, `<name>`, `<sender>`, `<day>`, `<id>`, `<received>`.

1.3.7 Элемент `<fromaddr>` является необязательным потомком элемента `<file>` и содержит адрес электронной почты с которой пришло письмо содержащее входящий файл формата 80020 на который было сформировано данное ответное сообщение.

1.3.8 Элемент `<name>` является обязательным потомком элемента `<file>` и содержит название файла XML формата 80020 на который было сформировано данное ответное сообщение.

1.3.9 Элемент `<sender>` является необязательным потомком элемента `<file>` и содержит ИНН организации - поставщика информации которая сформировала входящий файл.

1.3.10 Элемент <day> является необязательным потомком элемента <file> и содержит сутки на которые был сформирован входящий файл в формате ГГГГММДД, где ГГГГ - год, ММ - месяц, ДД - день.

1.3.11 Элемент <id> является обязательным потомком элемента <file> и содержит код входящего XML-файла в базе данных ИАСУ КУ.

1.3.12 Элемент <received> является обязательным потомком элемента <file> и содержит дату получения входящего файла системой ИАСУ КУ в виде ГГГГММДДччммсс, где ГГГГ - год, ММ - месяц, ДД - день, чч - часы в 24-часовом формате, мм - минуты, сс - секунды.

1.3.13 Элемент <reply> является обязательным потомком корневого элемента <message> и содержит информацию по ошибкам файла и статусу его обработки. В документе допускается наличие только одного элемента <reply>. Потомками элемента <reply> являются элементы <error>.

1.3.14 Атрибут filestatus элемента <reply> является обязательным и содержит цифровой код статуса обработки файла. Может принимать следующие значения: 0 — ошибок при обработке не обнаружено, данные приняты; 1 — Ошибок при обработке не обнаружено, некоторые данные имели статус некоммерческой информации; 2 и другие значения кроме 0 и 1 — файл содержал ошибки, весь файл либо некоторые данные не были приняты.

1.3.15 Атрибут desc элемента <reply> является необязательным и содержит короткое текстовое описание кода статуса обработки из атрибута filestatus.

1.3.16 Элемент <error> является необязательным потомком элемента <reply> и содержит текст ошибки, найденной во входящем файле. В документе допускается наличие нескольких элементов <error>.

1.3.17 Атрибут areacode элемента <error> является необязательным и содержит цифровой код соответствующего элемента <area> во входящем XML-файле для которого была обнаружена данная ошибка.

1.3.18 Атрибут type элемента <error> является необязательным и содержит цифровой код типа ошибки.

1.3.19 Атрибут subtype элемента <error> является необязательным и содержит цифровой код подтипа ошибки.

1.3.20 Элемент <fileareas> является необязательным потомком корневого элемента <message> и содержит информацию по статусам обработки элементов <area> во входящем XML-файле. В документе допускается наличие не более одного элемента <fileareas>. Потомками элемента <fileareas> являются элементы <area>.

1.3.21 Элемент <area> является необязательным потомком элемента <fileareas> и содержит информацию по статусу обработки определенного элемента <area> в соответствующем входящем файле.

1.3.22 Атрибут code элемента <area> является обязательным и содержит код группы <area> в исходном файле.

1.3.23 Атрибут status элемента <area> является обязательным и содержит статус обработки соответствующего элемента <area> во входящем файле. Может принимать следующие значения: 0 - ошибок при обработке не обнаружено, данные приняты; 1 - Ошибок при обработке не обнаружено, некоторые данные имели статус некоммерческой информации; 2 и другие значения кроме 0 и 1 - группа <area> содержала ошибки и данные из нее приняты не были.

1.3.24 Атрибут desc элемента <area> является необязательным и содержит короткое текстовое описание статуса ошибки в атрибуте status.

1.3.25 Элемент <currentstate> является потомком корневого элемента <message> и содержит информацию по текущему состоянию статусов групп <area> для данного поставщика информации. В документе допускается наличие не более одного элемента <currentstate>. Потомками элемента <currentstate> являются элементы <area>.

1.3.26 Атрибут forsender элемента <currentstate> является обязательным и содержит ИД организации - поставщика информации для которой приводятся данные.

1.3.27 Атрибут fordate элемента <currentstate> является обязательным и содержит дату, которую приводятся данные в формате ГГГГММДД, где ГГГГ - год, ММ - месяц, ДД - день.

1.3.28 Атрибут desc элемента <currentstate> является необязательным и содержит короткое текстовое описание элемента <currentstate>.

1.3.29 Элемент <area> является необязательным потомком элемента <currentstate> и содержит информацию по статусу обработки наилучшего элемента <area> для поставщика информации указанного в атрибуте forsender для суток указанных в атрибуте fordate.

1.3.30 Атрибут code элемента <area> является обязательным и содержит код группы <area> в исходном файле.

1.3.31 Атрибут status элемента <area> является необязательным и содержит статус обработки соответствующего элемента <area> во входящем файле. Может принимать следующие значения: 0 - ошибок при обработке не обнаружено, данные приняты; 1 - Ошибок при обработке не обнаружено, некоторые данные имели статус некоммерческой информации; 2 и другие значения кроме 0 и 1 - группа <area> содержала ошибки и данные из нее приняты не были.

1.3.32 Атрибут desc элемента <area> является необязательным и содержит короткое текстовое описание статуса ошибки в атрибуте status

1.3.33 Атрибут fromfile элемента <area> является необязательным и содержит название файла данные из которого получили наилучший статус по этой группе <area> и были занесены в базу данных ИАСУ КУ.

Декларация разметки входного документа 80020

```
<!ELEMENT message (comment?,datetime,sender,area*)>
```

```
<!ATTLIST message
```

```
  class CDATA #REQUIRED
```

```
  version CDATA #REQUIRED
```

```
  number CDATA #REQUIRED
```

```
>
```

```
<!ELEMENT datetime (timestamp, daylightsavingtime, day)>
```

```
<!ELEMENT timestamp (#PCDATA)>
```

```
<!ELEMENT daylightsavingtime (#PCDATA)>
```

```
<!ELEMENT day (#PCDATA)>
```

```
<!ELEMENT sender (inn,name)>
```

```
<!ELEMENT inn (#PCDATA)>
```

```
<!ELEMENT name (#PCDATA)>
```

```
<!ELEMENT comment (#PCDATA)>
```

```
<!ELEMENT area (inn,name, measuringpoint+, deliverypoint+, deliverygroup+,peretok+ ) >
```

```
<!ATTLIST area
```

```
  timezone CDATA #IMPLIED
```

```
>
```

```
<!ELEMENT peretok (period+)>
```

```
<!ATTLIST peretok
```

```
  code-from CDATA #REQUIRED
```

```
  code-to CDATA #REQUIRED
```

```
  name CDATA #REQUIRED
```

```
>
```

```
<!ELEMENT measuringpoint (measuringchannel+) >
```

```
<!ATTLIST measuringpoint
```

```
  code CDATA #REQUIRED
```

```
  name CDATA #REQUIRED
```

```
>
```

```
<!ELEMENT deliverypoint (measuringchannel+) >
```

```
<!ATTLIST deliverypoint
```

```
  code CDATA #REQUIRED
```

```
  name CDATA #REQUIRED
```

```
  algorithmversion CDATA # IMPLIED
```

```
>
```

```
<!ELEMENT deliverygroup (period+) >
```

```
<!ATTLIST deliverygroup
```

code CDATA #REQUIRED
name CDATA #REQUIRED
algorithmversion CDATA #IMPLIED

>

<!ELEMENT measuringchannel (period+) >
<!ATTLIST measuringchannel
code CDATA #REQUIRED
desc CDATA #REQUIRED
algorithmversion CDATA #IMPLIED

>

<!ELEMENT period (value) >
<!ATTLIST period
start CDATA #REQUIRED
end CDATA #REQUIRED
summer CDATA #IMPLIED

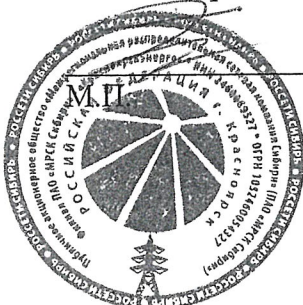
>

<!ELEMENT value (#PCDATA) >
<!ATTLIST value
status CDATA #IMPLIED
errofmeasuring CDATA #IMPLIED
param1 CDATA #IMPLIED
param2 CDATA #IMPLIED
param3 CDATA #IMPLIED
extendedstatus CDATA #IMPLIED

>

ПОДПИСИ:

«Сетевая организация 1»:



/ Ю.С. Козлова /

«Сетевая организация 2»:



/ К.П. Маценин /
М.П.

Приложение 4 к Приложению № 4
к Договору оказания услуг по передаче
электрической энергии
от «24» января 2020г. № 18.2400.725.20

«ФОРМА»

Акт № _____

проверки приборов учета электроэнергии

Дата и время проведения проверки: «_____» «_____» 20__ г. «_____» час. «_____» мин.

Потребитель: _____

Наименование объекта: _____

Адрес объекта: _____

№ договора: _____

Форма проверки: **инструментальная проверка / визуальный осмотр**

(нужное подчеркнуть)

Основание для проведения проверки: **плановая проверка / внеплановая проверка**

(нужное подчеркнуть)

Лица, принявшие участие в проверке:

представитель филиала ПАО «МРСК Сибири» – «_____»:

(должность, Ф.И.О., номер и дата выдачи удостоверения)

от потребителя: _____

_____, № тел.: _____

(Ф.И.О., должность)

от гарантирующего поставщика: _____

(должность, Ф.И.О. номер и дата выдачи удостоверения)

иные лица: _____

Лица, приглашенные для участия в проверке, но не принявшие в ней участие:

(должность, Ф.И.О.)

Место установки прибора учета: _____

Характеристика расчетного прибора учета:

№	Тип	Номер	Показания	Ином, А	Уном, В	Дата истечения МПИ	Класс точности

Характеристика и место установки пломб на момент начала проверки прибора учета: _____

Характеристика и место установки пломб после проверки прибора учета: _____

Характеристики измерительных трансформаторов:

№ п/п	Вид (тт, тн)	Тип	Номинальные значения тока А/А	Номер	Дата истечения МПИ	Класс точности
А	ТТ					
В						
С						
	ТН					

Характеристика и место установки пломб на момент начала проверки измерительных трансформаторов (иного оборудования): _____

Характеристика и место установки пломб после проверки измерительных трансформаторов (иного оборудования): _____

Характеристика используемого оборудования при проверке _____

(тип, №, дата гос. проверки)

Результат измерений:

	Фаза «А»	Фаза «В»	Фаза «С»
Сила тока в первичной цепи, I_1 , А			
Сила тока во вторичной цепи, I_2 , А			
Напряжение в цепи, U, кВ			
Направление и угол между векторами тока и напряжения вторичной цепи, град., С/Л.			
Погрешность, %			

Проведена фото/видео фиксация прибором: _____
(наименование, тип, номер)

РЕЗУЛЬТАТ ПРОВЕРКИ:

Прибор учета _____ для осуществления расчетов за
(пригоден/не пригоден)
потребленную электроэнергию и оказанные услуги по передаче электроэнергии.

Прибор учета _____ требованиям нормативно-технической
(соответствует/не соответствует)
документации.

Безучетное потребление электроэнергии _____
(имеется/отсутствует)

Прибор учета признан утраченным: _____
(да/нет)

Описания выявленных нарушений: _____

Лица, отказавшиеся от подписания акта, либо несогласные с указанными в акте результатами проверки (причина отказа от подписи/несогласия): _____

Представители филиала
ПАО «МРСК Сибири» - « _____ »:

(подпись, Ф.И.О.)

Лица, принявшие участие в проверке:

(подпись, Ф.И.О.)

(подпись, Ф.И.О.)

(подпись, Ф.И.О.)

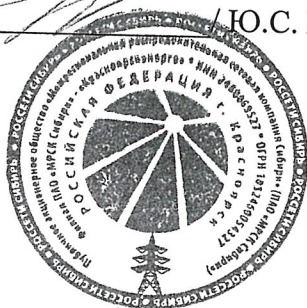
ПОДПИСИ:

«Сетевая организация 1»:

«Сетевая организация 2»:

М.П.

/ Ю.С. Козлова /



М.П.

/ К.П. Маденин /



«ФОРМА»

Приложение № 5
к Договору оказания услуг по передаче электрической энергии
от «24» января 2020г. № 18.2400.725.20

Сводный акт учета перетоков электрической энергии между Сетевой организацией 1 и Сетевой организацией 2

№ п/п	Наименование объектов учета (ЛЭП, трансформатор)	Напряжение в точке присоединения к балансовой принадлежности, кВ	Номер счетчика	Направление потока (по отношению к сетям Сетевой организации 1)	Показания счетчиков		Разность показаний счетчиков	Коэффициент счетчиков	Количество электроэнергии, кВт·ч	Вычисляемая нагрузка, кВт·ч	Количество электроэнергии, приведенное к границам балансовой принадлежности, кВт·ч	Полное потребление за расчетный период, кВт·ч
					конечные	начальные						
1												
2												
	Итого											
	Итого прием в сети Сетевой организации 1 по уровням напряжения согласно п. 45 МУ, кВт		ВН СН - 1 СН - 2 НН Всего									
	Итого отдача из сетей Сетевой организации 1 по уровням напряжения согласно п. 45 МУ, кВт		ВН СН - 1 СН - 2 НН Всего									
	Суммарный сальдо – переток по сечению Сетевой организации 1 – Сетевой организации 2 по уровням напряжения согласно п. 45 МУ, кВт		ВН СН - 1 СН - 2 НН Всего									

ПОДПИСИ:

«Сетевая организация 1»

«Сетевая организация 2»:

С. Козлова /

К.П. Маценин /

М.П.

**Приложение № 6 - 1 к Договору оказания услуг по
передаче электрической энергии
от «24» января 2020г. № 18.2400.725.20**

«Форма Акта об оказании услуг по передаче электрической энергии
при одноставочном тарифе»

Акт № ____ от « ____ » _____ 20 ____ г.
ОБ ОКАЗАНИИ УСЛУГ ПО ПЕРЕДАЧЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ
за _____ 20 ____ г.

ПАО "МРСК Сибири", именуемое в дальнейшем «Сетевая организация 1», в лице _____, действующего на основании _____, с одной стороны, и _____, именуемое в дальнейшем «Сетевая организация 2» в лице _____, действующего на основании _____, с другой стороны, составили настоящий Акт о том, что в соответствии с договором оказания услуг по передаче электрической энергии от « ____ » _____ 201 ____ года № _____ в _____ 201 ____ г. «Сетевая организация ____» оказала «Сетевой организации ____» в полном объеме услуги по передаче электрической энергии:

№	Наименование	Единицы измерения	Тариф, руб./МВт.ч	Объем	Сумма, руб.
1.	Услуги по передаче электрической энергии (при одноставочном тарифе)	МВт.ч			
в том числе:					
1.1.	Услуги по передаче электрической энергии (ВН)	МВт.ч			0,000
1.2.	Услуги по передаче электрической энергии (СН1)	МВт.ч			0,000
1.3.	Услуги по передаче электрической энергии (СН2)	МВт.ч			0,000
1.4.	Услуги по передаче электрической энергии (НН)	МВт.ч			0,000
Стоимость услуги по передаче электрической энергии					0,000
НДС					0,000
Всего с НДС					0,000

Всего оказано услуг на сумму: _____ рублей (сумма прописью), в том числе НДС _____ рублей.

«Сетевая организация ____» претензий по оказанию услуг к «Сетевой организации ____» не имеет:

«Сетевая организация 1»:

«Сетевая организация 2»:

_____/_____/____/

_____/_____/____/

М.П.

М.П.

**«Форма Акта об оказании услуг по передаче электрической энергии
при двухставочном тарифе»**

Акт № _____ от «___» _____ 20__ г.
ОБ ОКАЗАНИИ УСЛУГ ПО ПЕРЕДАЧЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ
за _____ 20__ г.

ПАО "МРСК Сибири", именуемое в дальнейшем «Сетевая организация 1», в лице _____ действующего на основании _____, с одной стороны, и _____, именуемое в дальнейшем «Сетевая организация 2» в лице _____, действующего на основании _____, с другой стороны, настоящим Актом о том, что в соответствии с договором оказания услуг по передаче электрической энергии от «___» _____ года № _____ в _____ 201__ г. «Сетевая организация 1» оказала «Сетевой организации 2» в полном объеме передачу электрической энергии:

№	Наименование	Единицы измерения	Тариф, руб./МВт / руб./МВт.ч	Объем	Су
1.	Услуги по передаче электрической энергии (в части содержания электрических сетей (при двухставочном тарифе))	МВт			
в том числе:					
1.1	Содержание электрических сетей (ВН)	МВт			
1.2	Содержание электрических сетей (СН1)	МВт			
1.3	Содержание электрических сетей (СН2)	МВт			
1.4	Содержание электрических сетей (НН)	МВт			
2	Услуги по передаче электрической энергии (в части технологического расхода (потери) электрической энергии (при двухставочном тарифе))	МВт.ч			
в том числе:					
2.1	Технологический расход (потери) электрической энергии (ВН)	МВт.ч			
2.2	Технологический расход (потери) электрической энергии (СН1)	МВт.ч			
2.3	Технологический расход (потери) электрической энергии (СН2)	МВт.ч			
2.4	Технологический расход (потери) электрической энергии (НН)	МВт.ч			

Стоимость услуги по передаче электрической энергии
НДС
Всего с НДС

Всего оказано услуг на сумму: _____ рублей (сумма прописью), в том числе НДС _____ Р.
(сумма прописью)

«Сетевая организация 2» претензий по оказанию услуг к «Сетевой организации 1» не имеет:

«Сетевая организация 1»:

_____ / _____ /

М.П.

«Сетевая организация 2»:

_____ / _____ /

М.П.

ПОДПИСИ СТОРОН:

«Сетевая организация 1»:



/ Ю.С. Козлова /

«Сетевая организация 2»:



/ К.П. Маце

**Приложение № 6 – 2 к Договору оказания услуг по
передаче электрической энергии
от «24» января 2020г. № 18.2400.725.20**

**«Форма Акта о внесении исправлений в Акт об оказании услуг по передаче электрической энергии
при одноставочном тарифе»**

АКТ № ____ от « ____ » _____ 20 ____ г.
О ВНЕСЕНИИ ИСПРАВЛЕНИЙ В АКТ
ОБ ОКАЗАНИИ УСЛУГ ПО ПЕРЕДАЧЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ
за _____ 20 ____ г.

ПАО "МРСК Сибири", именуемое в дальнейшем "Сетевая организация 1", в лице _____,
действующего на основании _____, с одной стороны, и _____,
именуемое в дальнейшем «Сетевая организация 2», в лице _____,
действующего на основании _____, с другой стороны, вместе именуемые "Стороны", оформили и подписали
настоящий Акт об оказании услуги по передаче электрической энергии.

Данные Акта от _____ об оказании услуги по передаче электрической энергии за _____ считать следующими:

№	Наименование	Единицы измерения	Тариф, руб./ МВт.ч	Объем	Сумма, руб.
1.	Услуги по передаче электрической энергии (при одноставочном тарифе)	МВт.ч			
в том числе:					
1.1.	Услуги по передаче электрической энергии (ВН)	МВт.ч			0,000
1.2.	Услуги по передаче электрической энергии (СН1)	МВт.ч			0,000
1.3.	Услуги по передаче электрической энергии (СН2)	МВт.ч			0,000
1.4.	Услуги по передаче электрической энергии (НН)	МВт.ч			0,000
Стоимость услуги по передаче электрической энергии					0,00
НДС					0,00
Всего с НДС					0,00

Всего оказано услуг на сумму: _____ рублей (сумма прописью), в том числе НДС _____ рублей.

(сумма прописью)

«Сетевая организация _» претензий по оказанию услуг к «Сетевой организации _» не имеет:

«Сетевая организация 1»:

«Сетевая организация 2»:

М.П.

М.П.

«Форма Акта о внесении исправлений в Акт об оказании услуг по передаче электрической энергии при двухставочном тарифе»

АКТ № ____ от « ____ » _____ 20 ____ г.
О ВНЕСЕНИИ ИСПРАВЛЕНИЙ В АКТ
ОБ ОКАЗАНИИ УСЛУГ ПО ПЕРЕДАЧЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ
за _____ 20 ____ г.

ПАО "МРСК Сибири", именуемое в дальнейшем "Сетевая организация 1", в лице _____ действующего на основании _____, с одной стороны, и _____ именуемое в дальнейшем «Сетевая организация 2», в лице _____ действующего на основании _____, с другой стороны, вместе именуемые "Стороны", оформили настоящий Акт об оказании услуги по передаче электрической энергии.
Данные Акта от _____ об оказании услуги по передаче электрической энергии за _____ считать следующими:

№	Наименование	Единицы измерения	Тариф, руб./МВт / руб./МВт.ч	Объем	С
1	Услуги по передаче электрической энергии (в части содержания электрических сетей (при двухставочном тарифе))	МВт			
В том числе:					
1.1	Содержание электрических сетей (ВН)	МВт			
1.2	Содержание электрических сетей (СН1)	МВт			
1.3	Содержание электрических сетей (СН2)	МВт			
1.4	Содержание электрических сетей (НН)	МВт			
2	Услуги по передаче электрической энергии (в части технологического расхода (потери) электрической энергии (при двухставочном тарифе))	МВт.ч			
В том числе:					
2.1	Технологический расход (потери) электрической энергии (ВН)	МВт.ч			
2.2	Технологический расход (потери) электрической энергии (СН1)	МВт.ч			
2.3	Технологический расход (потери) электрической энергии (СН2)	МВт.ч			
2.4	Технологический расход (потери) электрической энергии (НН)	МВт.ч			

Стоимость услуги по передаче электрической энергии
НДС
Всего с НДС

Всего оказано услуг на сумму: _____ рублей (сумма прописью), в том числе НДС _____ (сумма прописью)

«Сетевая организация _» претензий по оказанию услуг к «Сетевой организации _» не имеет:

«Сетевая организация 1»:
_____/_____/

М.П.

«Сетевая организация 2»:
_____/_____/

М.П.

«Сетевая организация 1»:

_____/_____/ Ю.С. Козлова

М.П.



ПОДПИСИ СТОРОН:

«Сетевая организация 2»:

_____/_____/ К.П. Мац

М.П.



«Форма Протокола разногласий к Акту об оказании услуг по передаче электрической энергии при одноставочном тарифе»

Протокол разногласий № _____ от « ____ » _____ 201__ г. к Акту № _____ от « ____ » _____ 201__ г.
об оказании услуг по передаче электрической энергии
по договору № _____ от « ____ » _____ 201__ г.
за _____ 201__ года
расчетный период

Вид услуги	Тариф	«Сетевая организация 1»		Тариф	«Сетевая организация 2»		Разногласия	
		Объем оказанной услуги			Объем оказанной услуги		Объем оказанной услуги	
Услуги по передаче электрической энергии (при одноставочном тарифе)	руб./МВт.ч	МВт.ч	руб.(без НДС)	руб./МВт.ч	МВт.ч	руб.(без НДС)	МВт.ч	руб.(без НДС)
в том числе:								
Услуги по передаче электрической энергии (ВН)			0,000			0,000		0,000
Услуги по передаче электрической энергии (СН1)			0,000			0,000		0,000
Услуги по передаче электрической энергии (СН2)			0,000			0,000		0,000
Услуги по передаче электрической энергии (НН)			0,000			0,000		0,000
Всего стоимость услуг без НДС, руб.			0,000			0,000		0,000
НДС, руб.			0,000			0,000		0,000
Всего стоимость услуг с НДС, руб.			0,000			0,000		0,000

«Сетевая организация 1»:

_____/_____
м.п.

«Сетевая организация 2»:

_____/_____
м.п.

«Форма Протокола разногласий к Акту об оказании услуг по передаче электрической энергии
при двухставочном тарифе»

Протокол разногласий № _____ от « ____ » _____ 201__ г. к Акту № _____ от « ____ » _____ 201__ г.
об оказании услуг по передаче электрической энергии
по договору № _____ от « ____ » _____ 201__ г.
за _____ 201__ года

Вид услуги	Тариф	расчетный период		Тариф	«Сетевая организация 2»		Разногласия	
		«Сетевая организация 1»			Объем оказанной услуги		Объем оказанной услуги	
		Объем оказанной услуги						
Услуги по передаче электрической энергии (в части содержания электрических сетей (при двухставочном тарифе))	руб./МВт.мес	МВт.мес.	руб.(без НДС)	руб./МВт.мес	МВт.мес.	руб.(без НДС)	МВт.мес.	руб.(без НДС)
в том числе:								
Содержание электрических сетей (ВН)			0,000			0,000		0,000
Содержание электрических сетей (СН1)			0,000			0,000		0,000
Содержание электрических сетей (СН2)			0,000			0,000		0,000
Содержание электрических сетей (НН)			0,000			0,000		0,000
Итого:			0,000			0,000		0,000
Услуги по передаче электрической энергии (в части технологического расхода (потерь) электрической энергии (при двухставочном тарифе))	руб./МВт.ч	МВт.ч	руб.(без НДС)	руб./МВт.ч	МВт.ч	руб. (без НДС)	МВт.ч	руб.(без НДС)
в том числе:								
Технологический расход (потери) электрической энергии (ВН)			0,000			0,000		0,000
Технологический расход (потери) электрической энергии (СН1)			0,000			0,000		0,000
Технологический расход (потери) электрической энергии (СН2)			0,000			0,000		0,000
Технологический расход (потери) электрической энергии (НН)			0,000			0,000		0,000
Итого:			0,000			0,000		0,000
Всего стоимость услуг (без НДС), руб.			0,000			0,000		0,000
НДС, руб.			0,000			0,000		0,000
Всего стоимость услуг (с НДС), руб.			0,000			0,000		0,000

«Сетевая организация 1»:
_____/_____
М.П.

«Сетевая организация 2»:
_____/_____
М.П.

ПОДПИСИ СТОРОН:

«Сетевая организация 1»:

«Сетевая организация 2»:

М.П.

К.С. Козлова

М.П.

К.П. Маценни

Приложение № 6 – 4 к Договору оказания услуг по передаче электрической энергии
от «24» января 2020г. № 18.2400.725.20

«Форма Протокола урегулирования разногласий к Акту об оказании услуг по передаче электрической энергии при одноставочном тарифе»

Протокол урегулирования разногласий № _____ от «___» _____ 201__ г. к Протоколу разногласий № _____ от «___» _____ 201__ г.
к Акту № _____ от «___» _____ 201__ г.
об оказании услуг по передаче электрической энергии
по договору № _____ от «___» _____ 201__ г.
за _____ 201__ года

Вид услуги	«Сетевая организация 1»									расчетный период «Сетевая организация 2»									Разногласия		
	Начальная редакция			Корректировка			Новая редакция			Начальная редакция			Корректировка			Новая редакция					
	Объем оказанной услуги			Объем оказанной услуги			Объем оказанной услуги			Объем оказанной услуги			Объем оказанной услуги			Объем оказанной услуги					
Услуги по передаче электрической энергии (при одноставочном тарифе)	Тариф, руб./ МВт.ч	МВт.ч	руб. (без НДС)	Тариф, руб./ МВт.ч	МВт.ч	руб. (без НДС)	Тариф, руб./ МВт.ч	МВт.ч	руб. (без НДС)	Тариф, руб./ МВт.ч	МВт.ч	руб. (без НДС)	Тариф, руб./ МВт.ч	МВт.ч	руб. (без НДС)	Тариф, руб./ МВт.ч	МВт.ч	руб. (без НДС)	Тариф, руб./ МВт.ч	МВт.ч	руб. (без НДС)
в том числе:																					
Услуги по передаче электрической энергии (ВН)			0,000			0,000			0,000			0,000			0,000			0,000			0,000
Услуги по передаче электрической энергии (СН1)			0,000			0,000			0,000			0,000			0,000			0,000			0,000
Услуги по передаче электрической энергии (СН2)			0,000			0,000			0,000			0,000			0,000			0,000			0,000
Услуги по передаче электрической энергии (НН)			0,000			0,000			0,000			0,000			0,000			0,000			0,000
Всего стоимость услуг без НДС, руб.			0,000			0,000			0,000			0,000			0,000			0,000			0,000
НДС, руб.			0,000			0,000			0,000			0,000			0,000			0,000			0,000
Всего стоимость услуг с НДС, руб.			0,000			0,000			0,000			0,000			0,000			0,000			0,000

«Сетевая организация 1»:

М.П.

«Сетевая организация 2»:

М.П.

«Форма Протокола урегулирования разногласий к Акту об оказании услуг по передаче электрической энергии при двухставочном тарифе»

Протокол урегулирования разногласий № _____ от « ____ » _____ 201__ г. к Протоколу разногласий № _____ от « ____ » _____ 201__ г.
к Акту № _____ от « ____ » _____ 201__ г.
об оказании услуг по передаче электрической энергии
по договору № _____ от « ____ » _____ 201__ г.
за _____ 201__ года

расчетный период

Вид услуги	«Сетевая организация 1»									«Сетевая организация 2»									Разногласия		
	Начальная редакция			Корректировка			Новая редакция			Начальная редакция			Корректировка			Новая редакция			Разногласия		
	Объем оказанной услуги			Объем оказанной услуги			Объем оказанной услуги			Объем оказанной услуги			Объем оказанной услуги								
Услуги по передаче электрической энергии (в части содержания электрических сетей (при двухставочном тарифе))	Тариф, руб./ МВт	МВт.мес	руб. (без НДС)	Тариф, руб./ МВт	МВт.мес	руб. (без НДС)	Тариф, руб./ МВт	МВт.мес	руб (без НДС)	Тариф, руб./ МВт	МВт.мес	руб. (без НДС)	Тариф, руб./ МВт	МВт.мес	руб. (без НДС)	Тариф, руб./ МВт	МВт.мес	руб. (без НДС)	Тариф, руб./ МВт	МВт. мес	руб. (без НДС)
в том числе:																					
Содержание электрических сетей (ВН)			0,000			0,000			0,000			0,000			0,000			0,000			0,000
Содержание электрических сетей (СН1)			0,000			0,000			0,000			0,000			0,000			0,000			0,000
Содержание электрических сетей (СН2)			0,000			0,000			0,000			0,000			0,000			0,000			0,000
Содержание электрических сетей (НН)			0,000			0,000			0,000			0,000			0,000			0,000			0,000
Итого:			0,000			0,000			0,000			0,000			0,000			0,000			0,000
Услуги по передаче электрической энергии (в части технологического расхода (потери) электрической энергии (при двухставочном тарифе))	Тариф, руб./ МВт.ч	МВт.ч	руб. (без НДС)	Тариф, руб./ МВт.ч	МВт.ч	руб. (без НДС)	Тариф, руб./ МВт.ч	МВт.ч	руб. (без НДС)	Тариф, руб./ МВт.ч	МВт.ч	руб. (без НДС)	Тариф, руб./ МВт.ч	МВт.ч	руб (без НДС)	Тариф, руб./ МВт.ч	МВт.ч	руб. (без НДС)	Тариф, руб./ МВт.ч	МВт.ч	руб. (без НДС)
в том числе:																					
Технологический расход (потери) электрической энергии (ВН)			0,000			0,000			0,000			0,000			0,000			0,000			0,000
Технологический расход (потери) электрической энергии (СН1)			0,000			0,000			0,000			0,000			0,000			0,000			0,000
Технологический расход (потери) электрической энергии (СН2)			0,000			0,000			0,000			0,000			0,000			0,000			0,000
Технологический расход (потери) электрической энергии (НН)			0,000			0,000			0,000			0,000			0,000			0,000			0,000
Итого:			0,000			0,000			0,000			0,000			0,000			0,000			0,000
Всего стоимость услуг (без НДС), руб.			0,000			0,000			0,000			0,000			0,000			0,000			0,000
НДС, руб.			0,000			0,000			0,000			0,000			0,000			0,000			0,000
Всего стоимость услуг (с НДС), руб.			0,000			0,000			0,000			0,000			0,000			0,000			0,000

«Сетевая организация 1»:

М.П.

«Сетевая организация 2»:

М.П.

ПОДПИСИ СТОРОН:

«Сетевая организация 1»:



Ю.С. Козлова

«Сетевая организация 2»:



К.П. Маценнин

Приложение № 7 к Договору оказания услуг по
передаче электрической энергии
от «24» января 2020г. № 18.2400.725.20

**АКТЫ РАЗГРАНИЧЕНИЯ БАЛАНСОВОЙ ПРИНАДЛЕЖНОСТИ СЕТЕЙ И
ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТИ СТОРОН**

ПОДПИСИ СТОРОН:

«Сетевая организация 1»:

М.П.

Ю.С. Козлова

/



«Сетевая организация 2»:

М.П.

К.П. Маценин

/



А К Т
об осуществлении технологического присоединения
№ АТП-47-18-10528.13 от 05.12.2018г.

Публичное акционерное общество "Межрегиональная распределительная сетевая компания Сибири", именуемое в дальнейшем "Сетевая организация", в лице заместителя директора по реализации и развитию услуг филиала ПАО "МРСК Сибири" - "Красноярскэнерго" Козловой Юлии Сергеевны, действующего на основании доверенности 24/565 от 08.11.2018 года, с одной стороны и ООО "Северный город", именуемое в дальнейшем «Заявитель», в лице генерального директора Власова Владимира Михайловича, действующего на основании Устава, с другой стороны, в дальнейшем именуемыми сторонами. Стороны оформили и подписали настоящий акт о нижеследующем.

1. Сетевая организация оказала Заявителю услугу по технологическому присоединению объектов электроэнергетики (энергопринимающих устройств) заявителя в соответствии с мероприятиями по договору об осуществлении технологического присоединения от 27.11.2013г. №20.2400.10528.13, с учетом дополнительных соглашений №1 от 05.04.2016г., и №2 05.04.2018г., в полном объеме на сумму

1 792 368,08 (Один миллион семьсот девяносто две тысячи триста шестьдесят восемь рублей восемь копеек) руб., в том числе НДС 18% в сумме 273 412,08 (Двести семьдесят три тысячи четыреста двенадцать рублей восемь копеек) руб.

Мероприятия по технологическому присоединению выполнены согласно техническим условиям (Приложение №1 к договору об осуществлении технологического присоединения № 20.2400.10528.13 от 27.11.2013г., с учетом дополнительных соглашений №1 от 05.04.2016г., и №2 05.04.2018г.)

Объекты электроэнергетики (энергопринимающие устройства) сторон находятся по адресу:
г. Красноярск, пр-т. им. газеты «Красноярский рабочий», 160 Ж.
Акт о выполнении технических условий № АТУ-47-18-10528.13 от 05.12.18 года.

Характеристики присоединения:

максимальная мощность: 13665 кВт
максимальная мощность (без учета ранее присоединенной (существующей) максимальной мощности) 4990 кВт

ранее присоединенная максимальная мощность 8675 кВт

совокупная величина номинальной мощности присоединенных к электрической сети трансформаторов: 24000кВА: (КТП-2025-2Тх1000кВА, КТП-2026-2Тх1000кВА, КТП-2027-2Тх1000кВА, КТП-2028-2Тх1000кВА, КТП-2029-2Тх1000кВА, КТП-2050-2Тх2500кВА, КТП-2053-2Тх2000кВА, РП-256-2Тх2500кВА).

1 точка присоединения: линейная ячейка № 16 (2 с.ш.) РУ 6 кВ ПС 110/6 кВ Судостроительная, максимальная мощность 5700 кВт;

2 точка присоединения: линейная ячейка № 17 (1 с.ш.) РУ 6 кВ ПС 110/6 кВ Судостроительная, максимальная мощность 5700 кВт;

3 точка присоединения: линейная ячейка № 25 (3 с.ш.) РУ 6 кВ ПС 110/6 кВ Судостроительная, максимальная мощность 3800 кВт;

4 точка присоединения: линейная ячейка № 34 (4 с.ш.) РУ 6 кВ ПС 110/6 кВ Судостроительная, максимальная мощность 5700 кВт;

1.1 Одновременное использование мощности по всем точкам присоединения не должно превышать максимальной мощности в размере 13665 кВт

Категория надежности электроснабжения: 13665,00кВт – 2 категория

Перечень точек присоединения:

№ п/п	Источник питания	Описание точки присоединения	Уровень напряжения (кВ)	Максимальная мощность (кВт)	Величина комплексной мощности присоединенных трансформаторов (кВА)	Предельное значение коэффициента реактивной мощности ($\lg \Phi$)
1	2	3	4	5	6	7
1	ПС 110/6кВ №97 «Судостроительный завод»	яч. №17 ЗРУ-6кВ ПС 110/6кВ №97	6	5700	КТП-2025-2Тх1000кВА, КТП-2026-2Тх1000кВА, КТП-2027-2Тх1000кВА, КТП-2028-2Тх1000кВА, КТП-2029-2Тх1000кВА, КТП-2030-2Тх2500кВА, КТП-2033-2Тх2000кВА, РП-256-2Тх2500кВА.	0,4
2	ПС 110/6кВ №97 «Судостроительный завод»	яч. №16 ЗРУ-6кВ ПС 110/6кВ №97	6	5700		0,4
3	ПС 110/6кВ №97 «Судостроительный завод»	яч. №25 ЗРУ-6кВ ПС 110/6кВ №97	6	3800		0,4
4	ПС 110/6кВ №97 «Судостроительный завод»	яч. №34 ЗРУ-6кВ ПС 110/6кВ №97	6	5700		0,4

Границы балансовой принадлежности объектов электроэнергетики (энергопринимающих устройств) и эксплуатационной ответственности сторон:

Описание границ балансовой принадлежности объектов электроэнергетики (энергопринимающих устройств)	Граничащие организации	Описание границ эксплуатационной ответственности сторон	Граничащие организации
1	2	3	4
Проходит по контактным соединениям на сборных шинах 6кВ в ЗРУ-6кВ ПС 110/6кВ №97 яч. №17	Сетевая организация и Заявитель	Проходит по контактным соединениям на сборных шинах 6кВ в ЗРУ-6кВ ПС 110/6кВ №97 яч. №17	Сетевая организация и Заявитель
Проходит по контактным соединениям на сборных шинах 6кВ в ЗРУ-6кВ ПС 110/6кВ №97 яч. №16	Сетевая организация и Заявитель	Проходит по контактным соединениям на сборных шинах 6кВ в ЗРУ-6кВ ПС 110/6кВ №97 яч. №16	Сетевая организация и Заявитель
Проходит в яч. №25 ЗРУ-6кВ ПС 110/6кВ №97 по контактному присоединению КЛ-6кВ от яч. №25 ЗРУ-6кВ ПС 110/6кВ №97 в сторону РП-256	Сетевая организация и Заявитель	Проходит в яч. №25 ЗРУ-6кВ ПС 110/6кВ №97 по контактному присоединению КЛ-6кВ от яч. №25 ЗРУ-6кВ ПС 110/6кВ №97 в сторону РП-256	Сетевая организация и Заявитель
Проходит в яч. №34 ЗРУ-6кВ ПС 110/6кВ №97 по контактному присоединению КЛ-6кВ от яч. №34 ЗРУ-6кВ ПС 110/6кВ №97 в сторону РП-256	Сетевая организация и Заявитель	Проходит в яч. №34 ЗРУ-6кВ ПС 110/6кВ №97 по контактному присоединению КЛ-6кВ от яч. №34 ЗРУ-6кВ ПС 110/6кВ №97 в сторону РП-256	Сетевая организация и Заявитель

2. У сторон на границе балансовой принадлежности объектов электроэнергетики (энергопринимающих устройств) находятся следующие технологически соединенные элементы электрической сети:

1. на балансе Сетевой организации находятся:

ПС 110/6кВ №97 «Судостроительный завод», ЗРУ-6кВ, 1с.ш., 2с.ш., 3с.ш., 4с.ш., яч.№25, яч.№34;

2. на балансе Заявителя находятся:

яч.№17, яч.№16 в ЗРУ-6кВ ПС 110/6кВ №97 «Судостроительный завод»

ТТ с системой учета 6кВ установленные в ЗРУ-6 ПС 110/6кВ №97 «Судостроительный завод» яч. №17;
КЛ-6кВ (ЗАПвПУ-6(1х500)мм², L=170м от яч. №17 ЗРУ-6 ПС 110/6кВ №97 «Судостроительный завод», в
сторону РУ-6кВ РП-256;

ТТ с системой учета 6кВ установленные в ЗРУ-6 ПС 110/6кВ №97 «Судостроительный завод» яч. №16;
КЛ-6кВ (ЗАПвПУ-6(1х500)мм², L=170м от яч. №16 ЗРУ-6 ПС 110/6кВ №97 «Судостроительный завод», в
сторону РУ-6кВ РП-256;

ТТ с системой учета 6кВ установленные в ЗРУ-6 ПС 110/6кВ №97 «Судостроительный завод» яч. №25;
КЛ-6кВ (ЗАПвПУ-6(1х500)мм², L=170м от яч. №25 ЗРУ-6 ПС 110/6кВ №97 «Судостроительный завод», в
сторону РУ-6кВ РП-256;

ТТ с системой учета 6кВ установленные в ЗРУ-6 ПС 110/6кВ №97 «Судостроительный завод» яч. №34;
КЛ-6кВ (ЗАПвПУ-6(1х500)мм², L=170м от яч. №34 ЗРУ-6 ПС 110/6кВ №97 «Судостроительный завод», в
сторону РУ-6кВ РП-256;

РП-256, РУ-6кВ, 1с.ш., 2с.ш., 3с.ш., 4с.ш. (с силовыми трансформаторами 2Тх2500кВА);

Отходящие КЛ-6кВ от РУ-6 РП-256 для электроснабжения (КТП-2025-2Тх1000кВА, КТП-2026-
Тх1000кВА, КТП-2027-2Тх1000кВА, КТП-2028-2Тх1000кВА, КТП-2029-2Тх1000кВА, КТП-2050-
Тх2500кВА, КТП-2053-2Тх2000кВА).

3. У сторон в эксплуатационной ответственности находятся следующие технологически соединенные элементы электрической сети:

1. на эксплуатационной ответственности Сетевой организации находятся:

ПС 110/6кВ №97 «Судостроительный завод», ЗРУ-6кВ, 1с.ш., 2с.ш., 3с.ш., 4с.ш., яч.№25, яч.№34;

2. на эксплуатационной ответственности Заявителя находятся:

яч.№17, яч.№16 в ЗРУ-6кВ ПС 110/6кВ №97 «Судостроительный завод»

ТТ с системой учета 6кВ установленные в ЗРУ-6 ПС 110/6кВ №97 «Судостроительный завод» яч. №17;
КЛ-6кВ (ЗАПвПУ-6(1х500)мм², L=170м от яч. №17 ЗРУ-6 ПС 110/6кВ №97 «Судостроительный завод», в
сторону РУ-6кВ РП-256;

ТТ с системой учета 6кВ установленные в ЗРУ-6 ПС 110/6кВ №97 «Судостроительный завод» яч. №16;
КЛ-6кВ (ЗАПвПУ-6(1х500)мм², L=170м от яч. №16 ЗРУ-6 ПС 110/6кВ №97 «Судостроительный завод», в
сторону РУ-6кВ РП-256;

ТТ с системой учета 6кВ установленные в ЗРУ-6 ПС 110/6кВ №97 «Судостроительный завод» яч. №25;
КЛ-6кВ (ЗАПвПУ-6(1х500)мм², L=170м от яч. №25 ЗРУ-6 ПС 110/6кВ №97 «Судостроительный завод», в
сторону РУ-6кВ РП-256;

ТТ с системой учета 6кВ установленные в ЗРУ-6 ПС 110/6кВ №97 «Судостроительный завод» яч. №34;
КЛ-6кВ (ЗАПвПУ-6(1х500)мм², L=170м от яч. №34 ЗРУ-6 ПС 110/6кВ №97 «Судостроительный завод», в
сторону РУ-6кВ РП-256;

РП-256, РУ-6кВ, 1с.ш., 2с.ш., 3с.ш., 4с.ш. (с силовыми трансформаторами 2Тх2500кВА);

Отходящие КЛ-6кВ от РУ-6 РП-256 для электроснабжения (КТП-2025-2Тх1000кВА, КТП-2026-
Тх1000кВА, КТП-2027-2Тх1000кВА, КТП-2028-2Тх1000кВА, КТП-2029-2Тх1000кВА, КТП-2050-
Тх2500кВА, КТП-2053-2Тх2000кВА).

. Характеристики установленных измерительных комплексов содержатся в акте допуска прибора учета электрической энергии в эксплуатацию.

5. Устройства защиты, релейной защиты, противоаварийной и режимной автоматики: ---

5. За отказы и аварии на оборудовании, находящемся на балансе "Заявителя", а также за повреждение оборудования "Сетевой организации", вызванного неправильными действиями персонала "Заявителя" или повреждения оборудования "Заявителя", ответственность несет "Заявитель" и учитываются эти случаи.

6. В случае внезапного исчезновения напряжения на оборудовании "Заявителя", последний обязан считать свое оборудование под напряжением, так как напряжение может быть подано без предупреждения.

7. При неудовлетворительном состоянии электроустановок "Заявителя", подтвержденном инспектором государственного энергетического надзора, электроустановки Заявителя могут быть отключены до приведения их в соответствии с требованиями нормативных документов.

8. При массовом обесточивании потребителей очередность восстановления электроснабжения определяется "Сетевой организацией".

9. "Сетевая организация" не несет материальной ответственности за вредные последствия (гибель людей, животных, пожары, выход из строя оборудования), наступившие в результате несоответствия электроустановок, производственных помещений "Заявителя" требованиям ПУЭ, СНиП, ПТЭ, или из-за нарушения правил охраны линий электропередачи.

10. Для ведения оперативных переговоров "Заявитель" ежегодно составляет списки оперативных лиц имеющих право осуществлять переговоры с указанием фамилии, имени, отчества, должности, квалификационной группы по ТБ, места нахождения и номеров телефонов. Списки подписываются руководителем предприятия и передаются "Сетевой организации".

11. Для проведения плановых работ по ремонту оборудования "Сетевой организации" и по подключению новых потребителей, "Сетевая организация" за 10 суток предупреждает "Заявителя" о предстоящем отключении для согласования с ним точной даты (дня и часа) перерыва в электроснабжении. Если в 5-ти дневный срок, после предупреждения, "Заявитель" не согласует время перерыва в электроснабжении, "Сетевая организация" вправе самостоятельно устанавливать время без дополнительного уведомления "Заявителя". Для производства плановых работ по ремонту оборудования "Сетевой организации", "Заявитель" предоставляет возможность отключить свое оборудование 2 раза в год, в дневное время рабочего дня, продолжительностью 12 часов каждое отключение.

12. Для производства плановых работ и испытаний на оборудовании "Заявителя", "Сетевая организация" выполняет отключения по предварительно поданной за 10 суток заявке "Заявителя".

13. Телефон оперативной службы "Сетевой организации": 8-800-1000-380, 247-88-01

14. Телефон оперативной службы "Заявителя": 8-902-990-7145, 8-902-920-7479

15. Настоящий акт составлен в трех экземплярах, один из которых находится у "Заявителя", второй у "Сетевой организации", третий в ПАО «Красноярскэнергосбыт».

16. Стороны подтверждают, что технологическое присоединение энергопринимающих устройств (энергетических установок) к электрической сети сетевой организации выполнено в соответствии с правилами и нормами.

Заявитель претензий к оказанию услуг сетевой организацией не имеет.

Сетевая организация
Заместитель директора по реализации и развитию
услуг филиала ПАО "МРСК Сибири"-
"Красноярскэнерго"

Заявитель
Генеральный директор
ООО «Северный город»



/ Козлова Ю.С. /



/ Виасов В.М. /

А К Т
об осуществлении технологического присоединения

№ АТП 47-19-420335 от 11.05. 2019г.

Публичное акционерное общество "Межрегиональная распределительная сетевая компания Сибири", именуемое в дальнейшем "Сетевая организация", в лице директора ПО Красноярские электрические сети филиала ПАО "МРСК Сибири"-"Красноярскэнерго" Гончаренко Константина Петровича, действующего на основании доверенности №24/75 от 15.04.2019 года, с одной стороны и ООО "Северный Город", именуемое в дальнейшем "Заявитель", в лице генерального директора Власова В.М., действующего на основании устава, с другой стороны, в дальнейшем именуемыми сторонами. Стороны оформили и подписали настоящий акт о нижеследующем.

Возможность присоединения или передачи мощности "Заявителю" определена в соответствии с техническими условиями №Св-257 от 07.11.2007 г. (ООО "БФК-Енисей"), заявкой САП №11000420335 Объекты электроэнергетики (энергопринимающие устройства) сторон находятся по адресу: Красноярский край, г. Красноярск, пр-т им. газеты Красноярский рабочий, 160, стр. 19, пом. 4, 5, 6, 7, 8, 9, 21, 22, 23, 24.

Характеристики присоединения:

максимальная мощность: 250 кВт

максимальная мощность (без учета ранее присоединенной (существующей) максимальной мощности) — кВт

ранее присоединенная максимальная мощность: 250 кВт

совокупная величина номинальной мощности присоединенных к электрической сети трансформаторов ТП-2012 (1Тх400 кВА, 2Тх400 кВА)

Категория надежности электроснабжения: 2 категория

2.Перечень точек присоединения:

№ п/п	Источник питания	Описание точки присоединения	Уровень напряжения (кВ)	Максимальная мощность (кВт)	Величина номинальной мощности присоединенных трансформаторов (кВА)	Предельное значение коэффициента реактивной мощности (tg φ)
1	2	3	4	5	6	7
1	ПС 110/6 кВ №97 «Судостроительная»	яч. №21 ЗРУ-6 кВ, ПС 110/6 кВ №97 «Судостроительная» яч. №42 ЗРУ-6 кВ, ПС 110/6 кВ №97 «Судостроительная»	6	250	ТП-2012 (1Тх400 кВА, 2Тх400 кВА)	0,4

Границы балансовой принадлежности объектов электроэнергетики (энергопринимающих устройств) и эксплуатационной ответственности сторон:

Описание границ балансовой принадлежности объектов электроэнергетики (энергопринимающих устройств)	Граничащие организации	Описание границ эксплуатационной ответственности сторон	Граничащие организации
1	2	3	4
Проходит в ЗРУ-6 кВ ПС 110/6 кВ №97 «Судостроительная» по контактному присоединению яч. 21 и трансформаторов тока	Сетевая организация и Заявитель	Проходит в ЗРУ-6 кВ ПС 110/6 кВ №97 «Судостроительная» по контактному присоединению яч. 21 и трансформаторов тока	Сетевая организация и Заявитель
Проходит в ЗРУ-6 кВ ПС 110/6 кВ №97 «Судостроительная» по контактному присоединению яч. 42 и трансформаторов тока		Проходит в ЗРУ-6 кВ ПС 110/6 кВ №97 «Судостроительная» по контактному присоединению яч. 42 и трансформаторов тока	

У сторон на границе балансовой принадлежности объектов электроэнергетики (энергопринимающих устройств) находятся следующие технологически соединенные элементы электрической сети:

1. на балансе Сетевой организации находятся:

ПС 110/6 кВ №97 «Судостроительная», ЗРУ 6 кВ, яч. №21, яч. №42,

2. на балансе Заявителя находятся:

Трансформаторы тока с системой учета 6 кВ установленные в ЗРУ-6 кВ ПС 110/6 кВ №97 «Судостроительная» яч. №21, яч. №42.

КЛ-6 кВ ААБл-6 (3х120) мм² L=345 м от трансформаторов тока в яч. №21 ЗРУ-6 кВ ПС 110/6 кВ №97 «Судостроительная» до РУ-6 кВ ТП-2012.

КЛ-6 кВ ААБл-6 (3х120) мм² L=345 м от трансформаторов тока в яч. №42 ЗРУ-6 кВ ПС 110/6 кВ №97 «Судостроительная» до РУ-6 кВ ТП-2012.

РУ-6 кВ ТП-2012, два силовых трансформатора 1Т 400 кВА, 2Т 400 кВА, РУ-0.4 кВ и все отходящие электрические сети для электроснабжения объектов ООО "Северный Город".

У сторон в эксплуатационной ответственности находятся следующие технологически соединенные элементы электрической сети:

1. на эксплуатационной ответственности Сетевой организации находятся:

ПС 110/6 кВ №97 «Судостроительная», ЗРУ 6 кВ, яч. №21, яч. №42.

2. на эксплуатационной ответственности Заявителя находятся:

Трансформаторы тока с системой учета 6 кВ установленные в ЗРУ-6 кВ ПС 110/6 кВ №97

«Судостроительная» яч. №21, яч. №42.

КЛ-6 кВ ААБл-6 (3х120) мм² L=345 м от трансформаторов тока в яч. №21 ЗРУ-6 кВ ПС 110/6 кВ №97 «Судостроительная» до РУ-6 кВ ТП-2012.

КЛ-6 кВ ААБл-6 (3х120) мм² L=345 м от трансформаторов тока в яч. №42 ЗРУ-6 кВ ПС 110/6 кВ №97 «Судостроительная» до РУ-6 кВ ТП-2012.

РУ-6 кВ ТП-2012, два силовых трансформатора 1Т 400 кВА, 2Т 400 кВА, РУ-0.4 кВ и все отходящие электрические сети для электроснабжения объектов ООО "Северный Город".

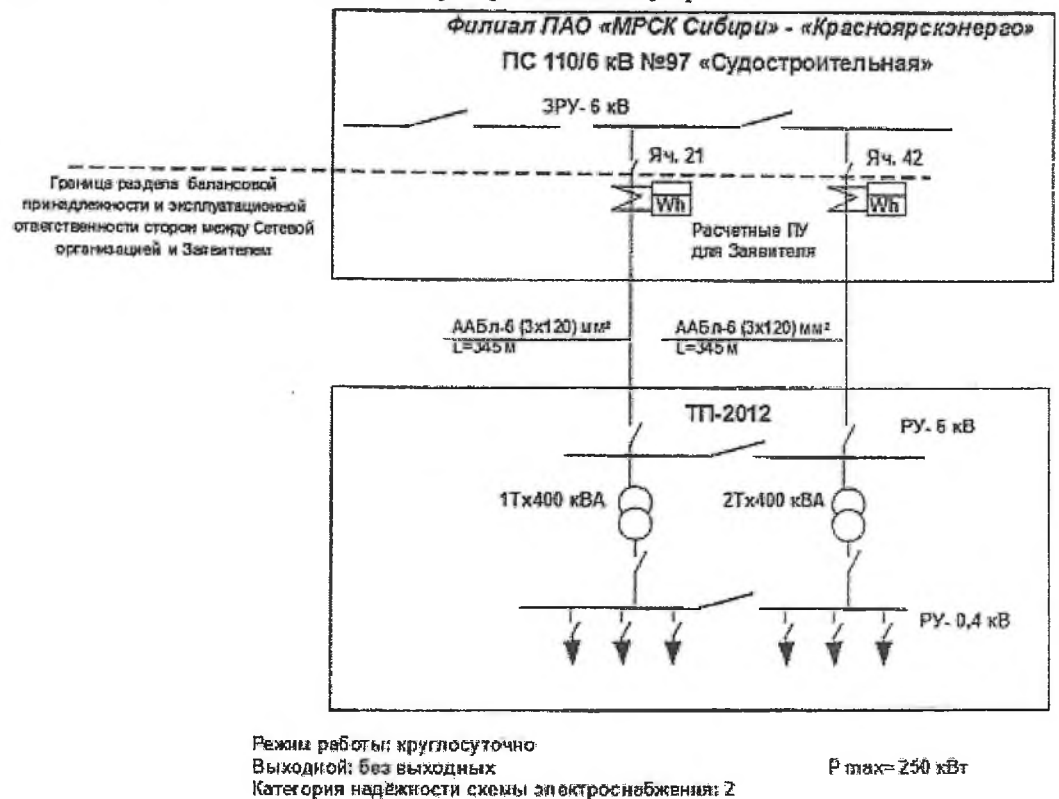
Характеристики установленных измерительных комплексов содержатся в акте допуска прибора учета электрической энергии в эксплуатацию.

Устройства защиты, релейной защиты, противоаварийной и режимной автоматики:

Автономный резервный источник питания: ---

Прочие сведения: ---

Схематично границы балансовой принадлежности объектов электроэнергетики (энергопринимающих устройств) и эксплуатационной ответственности сторон указаны в приведенной ниже однолинейной схеме присоединения энергопринимающих устройств.



"Сетевая организация" обязуется поддерживать напряжение на границе эксплуатационной ответственности 6 кВ в пределах $\pm 10\%$. Контроль над уровнем напряжения производит Персоналом Сетевой организации.

"Сетевая организация" не несет ответственности перед "Заявителем" за перерывы электроснабжении при несоответствии схемы электроснабжения категории энергопринимающих устройств "Заявителя".

ОСОБЫЕ УСЛОВИЯ

1. "Сетевая организация" и "Заявитель" обязуются эксплуатировать находящиеся в зоне их эксплуатационной ответственности оборудование в соответствии с Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ, Межотраслевыми правилами по охране труда при эксплуатации электроустановок, Правилами охраны электрических сетей.

2. "Заявитель" обязан в любое время суток обеспечить доступ персонала "Сетевой организации" для оперативных переключений в транзитной части подстанции и для производства работ по сооружению и ремонту электросетей "Сетевой организации", расположенного на его территории.

3. Ответственность за состояние контактных соединений на границе эксплуатационной ответственности несет "Заявитель".

4. "Сетевая организация" имеет право немедленно отключить электроустановку "Заявителя" и последующим сообщением "Заявителю" о причинах отключения в случае:

4.1. Повреждения электросетевого оборудования вследствие стихийных явлений (грозы, пурги, бури, пожара, снежных заносов, дождя, разлива рек, гололеда, налипания мокрого снега на провода и т.д.) или из-за повреждения посторонними лицами, а также неправильных действий "Заявителя".

4.2. Необходимости принятия неотложных мер по предупреждению и ликвидации технологических нарушений и аварий.

4.3. Наличия опасности для жизни людей.

4.4. Необходимости при тушении пожаров, ликвидации последствий стихийных явлений.

4.5. Получения команды системного оператора (по графикам ограничения потребления электрической энергии (мощности)).

5. За отказы и аварии на оборудовании, находящемся на балансе "Заявителя", а также за повреждение оборудования "Сетевой организации", вызванного неправильными действиями персонала "Заявителя" или повреждения оборудования "Заявителя", ответственность несет "Заявитель" и учитывает эти случаи.

6. В случае внезапного исчезновения напряжения на оборудовании "Заявителя", последний обязан считать свое оборудование под напряжением, так как напряжение может быть подано без предупреждения.

7. При неудовлетворительном состоянии электроустановок "Заявителя", подтвержденном инспектором государственного энергетического надзора, электроустановки Заявителя могут быть отключены до приведения их в соответствии с требованиями нормативных документов.

8. При массовом обесточивании потребителей очередность восстановления электроснабжения определяется "Сетевой организацией".

9. "Сетевая организация" не несет материальной ответственности за вредные последствия (гибель людей, животных, пожары, выход из строя оборудования), наступившие в результате несоответствия электроустановок, производственных помещений "Заявителя" требованиям ПУЭ, СНиП, ПТЭ, или из-за нарушения правил охраны линий электропередачи.

10. Для ведения оперативных переговоров "Заявитель" ежегодно составляет списки оперативных лиц имеющих право осуществлять переговоры с указанием фамилии, имени, отчества, должности, квалификационной группы по ТБ, места нахождения и номеров телефонов. Списки подписываются руководителем предприятия и передаются "Сетевой организации".

11. Для проведения плановых работ по ремонту оборудования "Сетевой организации" и по подключению новых потребителей, "Сетевая организация" за 10 суток предупреждает "Заявителя" о предстоящем отключении для согласования с ним точной даты (дня и часа) перерыва в электроснабжении. Если в 5-ти дневный срок, после предупреждения, "Заявитель" не согласует время перерыва в электроснабжении, "Сетевая организация" вправе самостоятельно устанавливать время без дополнительного уведомления "Заявителя". Для производства плановых работ по ремонту оборудования "Сетевой организации", "Заявитель" предоставляет возможность отключить свое оборудование 2 раза в год, в дневное время рабочего дня, продолжительностью 12 часов каждое отключение.

12. Для производства плановых работ и испытаний на оборудовании "Заявителя", "Сетевая организация" выполняет отключения по предварительно поданной за 10 суток заявке "Заявителя".

13. Телефон оперативной службы "Сетевой организации": 8-800-1000-380; 221-06-96;

14. Телефон оперативной службы "Заявителя": 269-50-14

15. Настоящий акт составлен в трех экземплярах, один из которых находится у "Заявителя", второй у "Сетевой организации", третий в ПАО «Красноярскэнергосбыт».

Сетевая организация

Директор ПАО КЭС
филиала ПАО "МРСК Сибири"-
"Красноярскэнерго"

Гончаренко К.П. /

МП

Заявитель

Генеральный директор
ООО "Северный Город"

Власов В.М. /



АКТ АРБП 48-15-258283
РАЗГРАНИЧЕНИЯ БАЛАНСОВОЙ ПРИНАДЛЕЖНОСТИ СТОРОН

03.07.2015 г.

Открытое акционерное общество "Межрегиональная распределительная сетевая компания Сибири", именуемое в дальнейшем "Сетевая организация-1", в лице директора по развитию и технологическому присоединению - начальника департамента перспективного развития и технологического присоединения филиала ОАО «МРСК Сибири» – «Красноярскэнерго» Масюкова О.А., действующего на основании доверенности № 24/88 от 01.04.2015 года, с одной стороны, и ООО «Сибэлектросталь», именуемое в дальнейшем "Сетевая организация-2", в лице генерального директора Нероды М.А., действующего на основании Устава, с другой стороны, оформили и подписали настоящий акт, определяющий границы балансовой принадлежности электроустановок сторон.

Электроустановки сторон, в отношении которых настоящим актом устанавливаются границы балансовой принадлежности, находятся по адресу: г. Красноярск, Ленинский район

Возможность присоединения или передачи мощности "Сетевой организации-2" определена согласно акта разграничения балансовой принадлежности сетей и эксплуатационной ответственности сторон №19.3-31-3-293 от 12 декабря 2011г. (в соответствии с заявкой №11000258283)

Акт о технологическом присоединении № _____ от _____

Характеристики присоединения:

максимальная мощность: 12,5 МВт в том числе транзит мощности для нужд филиала ОАО «МРСК Сибири» - «Красноярскэнерго» - 5,8 МВт от яч. 6кВ №41, №56.

совокупная величина номинальной мощности присоединенных к электрической сети трансформаторов 31,5 МВА

Перечень точек присоединения:

Точка присоединения	Источник питания (наименование питающих линий)	Описание точки присоединения	Уровень напряжения (кВ)	Максимальная мощность (МВт)	Категория надежности электро-снабжения	Величина номинальной мощности присоединенных трансформаторов (МВА)
1	2	3	4	5	6	7
Опора №47 ВЛ-110 кВ С-7	Красноярская ТЭЦ-1 Красноярская ТЭЦ-2	натяжные изолирующие подвески на оп. №47	110,0	12,5	2	31,5
Опора №47 ВЛ-110 кВ С-8	Красноярская ТЭЦ-1 Красноярская ТЭЦ-2	натяжные изолирующие подвески на оп. №47	110,0	12,5	2	

Электрические сети находящиеся на балансе у сторон:

1. на балансе Сетевой организации-1 находятся:

- ВЛ-110 кВ С-7, С-8 «ТЭЦ-1 – ТЭЦ-2»;

- Опора №47 ВЛ-110 кВ С-7/С-8, натяжные изолирующие подвески на оп. №47 ВЛ-110кВ С-7/С-8 со стороны оп.46 и оп.48. Петли основной ВЛ-110 кВ С-7, С-8 на оп.47;

- КЛ-6 кВ от яч. №41 ЗРУ 6 кВ ГПП 110/6 №13 в сторону ТП 6/0,4 кВ №42;

- КЛ-6 кВ от яч. №56 ЗРУ 6 кВ ГПП 110/6 №13 в сторону ТП 6/0,4 кВ №5052.

2. на балансе Сетевой организации-2 находятся:

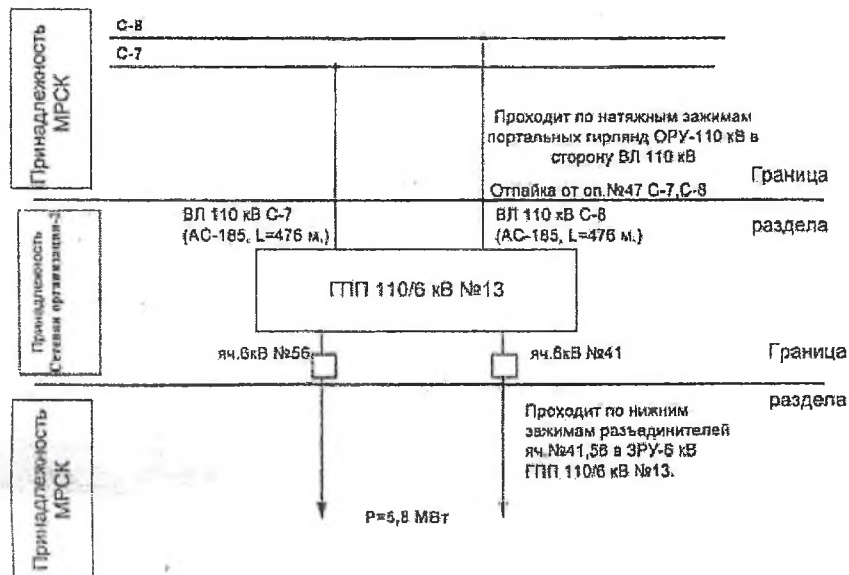
- Натяжные изолирующие подвески на оп.47 со стороны ГПП 110/6 кВ №13, спуски к петлям и контактные зажимы на петлях ВЛ-110 кВ С-7, С-8. Отпайка от оп.47 ВЛ-110 кВ С-7, С-8 до ГПП 110/6 кВ №13.

- ГПП 110/6 кВ №13 с трансформатором марки ТДН-31500/110/6 кВ и ЗРУ-6 кВ с отходящими КЛ-6кВ:яч.43;яч.44;яч.45;яч.46;яч.49;яч.51;яч.57;яч.58;яч.59.

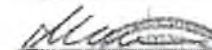
Границы балансовой принадлежности сторон установлены:

Граница балансовой принадлежности	Граничащие организации
1	2
Проходит перед натяжными изолирующими подвесками линии ВЛ С-7/С-8 110 кВ на опоре 47 в сторону ГПП №13 ООО «Сибэлектросталь»	МРСК и Сетевая организация-2
Проходит по нижним зажимам разъединителей яч. №41,56 в ЗРУ-6 кВ ГПП 110/6 кВ №13	МРСК и Сетевая организация-2

Схематично границы балансовой принадлежности сторон указаны в приведенной ниже схеме соединения электроустановок.



Сетевая организация-1
Директор по развитию и технологическому
присоединению - начальник департамента
перспективного развития и технологического
присоединения филиала ОАО «МРСК Сибири» –
«Красноярскэнерго»

 О.А. Масюков/



Сетевая организация-2
Генеральный директор
ООО «Сибэлектросталь»



 Перола М.А./

АКТ №19.3-31-11 Дм 01.03.2014

РАЗГРАНИЧЕНИЯ БАЛАНСОВОЙ ПРИНАДЛЕЖНОСТИ СЕТЕЙ И ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТИ СТОРОН

Открытое акционерное общество «Межрегиональная распределительная сетевая компания Сибири», именуемое в дальнейшем «Сетевая организация 1», в лице Заместителя директора по развитию реализации услуг филиала ОАО «МРСК Сибири» - «Красноярскэнерг» Конопелько Дмитрия Викторовича действующего на основании доверенности №122Н/85 от 26.12.2013 года, с одной стороны, и ООО «Северный Город», именуемое в дальнейшем «Сетевая организация 2», в лице Заместителя генерального директора по развитию Матенина Константина Петровича, действующего на основании доверенности №6 от 01 января 2014 г., с другой стороны, составили настоящий Акт, определяющий границы ответственности за состояние и обслуживание электроустановок «Сетевая организация 1» и «Сетевая организация 2» соответствии с их балансовой принадлежностью:

Акт разграничения балансовой принадлежности сетей и эксплуатационной ответственности сторон действителен на период действия договора аренды оборудования между ООО «Новый город» и ООО «Северный город» от 30.07.2012 №НГ-45/21СТ-5.

1. Возможность присоединения или передачи мощности "Заказчику" определена техническими условиями от 18.12.2013 №КЭС-С-11000194351.

1.1 Присоединяемая мощность: ПП-217 2х1000 кВА; ТП-9137 2х1000 кВА; ТП-9138 2х1000 кВА; ТП-9139 2х1600 кВА; ТП-9140 2х1000 кВ А;

1.2 Максимальная мощность: 4 000 кВт.

1.3 Категория по надежности электроснабжения II (вторая).

2. На день составления акта электроснабжение производится/планируется производить от сети "Сетевая организация 1" от ниже перечисленных трансформаторных подстанций, ЛЭП 10 кВ, 35 кВ, 6-10 кВ, 0,4кВ.

2.1. на балансе «Сетевой организации 1» находятся:

ПС 110/10 №181 «Весна-2» РУ-10 кВ яч. №45 и яч. №50

2.2. на балансе «Сетевой организации 2» находятся:

КЛ-10кВ марки 2АВБП-10(3х120)мм² L=2х420м от ПС №181 «Весна-2» РУ-10кВ яч. №45 до РУ-10кВ яч. РТП-217

КЛ-10кВ марки 2АВБП-10(3х120) мм² L=2х420м от ПС №181 «Весна-2» РУ-10кВ яч. №50 до РУ-10кВ яч. РТП-217

РТП-217 РУ-10/0,4 кВ (2х1000кВА)

КЛ-10кВ марки АПвБП-10(3х70)мм² L=390м от РУ-10кВ яч. 5 РТП-217 до РУ-10кВ яч. 1 ТП-9137

КЛ-10кВ марки АПвБП-10(3х70)мм² L=390м от РУ-10кВ яч. 6 РТП-217 до РУ-10кВ яч. 2 ТП-9137

ТП-9137 РУ-10/0,4 кВ (2х1000 кВА)

КЛ-10кВ марки АПвБП-10 (3х95) мм² L=215м от РУ-10кВ яч. 7 РТП-217 до РУ-10кВ яч. 1 ТП-9138

КЛ-10кВ марки АПвБП-10 (3х95)мм² L=215м от РУ-10кВ яч. 8 РТП-217 до РУ-10кВ яч. 2 ТП-9138

ТП-9138 РУ-10/0,4 кВ (2х1000 кВА)

КЛ-10кВ марки АПвБП-10 (3х120)мм² L=180м от РУ-10кВ яч. 5 ТП-9138 до РУ-10кВ яч. 1 ТП-9139

КЛ-10кВ марки АПвБП-10 (3х120)мм² L=180м от РУ-10кВ яч. 6 ТП-9138 до РУ-10кВ яч. 2 ТП-9139

ТП-9139 РУ-10/0,4 кВ (2х1600 кВА)

КЛ-10кВ марки АПвБП-10 (3х70)мм² L=270м от РУ-10кВ яч. 5 ТП-9139 до РУ-10кВ яч. 1 ТП-9140

КЛ-10кВ марки АПвБП-10 (3х70)мм² L=270м от РУ-10кВ яч. 6 ТП-9139 до РУ-10кВ яч. 2 ТП-9140

ТП-9140 РУ-10/0,4 кВ (2х1000 кВА)

Границы на однолинейной схеме:

Источник питания	Напряжение, кВ	Наименование питающей линии	Граница балансовой принадлежности	Граничащие организации
1	2	3	4	5
ПС ПО/10 №181 «Весна-2» РУ-10 кВ яч. №45	10	КЛ-10кВ ПС 110/10 №181 «Весна-2» РУ-10 кВ от яч. №45	По нижним контактам яч. №15, РУ-10 кВ ПС-110/10 №181 «Весна-2»	По нижним контактам яч. №45, РУ-10 кВ ПС 110/10 №181 «Весна-2»
ПС 110/10 №181 «Весна-2» РУ-10 кВ яч. №50	10	КЛ-10кВ ПС 110/10 №181 «Весна-2» РУ-10 кВ от яч. №50	По нижним контактам яч. №10, РУ-10 кВ ПС-110/10 №181 «Весна-2»	По нижним контактам яч. №50, РУ-10 кВ ПС 110/10 №181 «Весна-2»

2. Установлен счетчик для общего учета активной и реактивной энергии:

Место установки учета: в/ст, отходящая линия	Напряжение, кВ	Тип счетчиков	Класс точности	Дата последней проверки	№ счетчика	Расчетные/контрольные ПУ	Эксплуатационная ответственность	Балансовая принадлежность
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ПС-110/10 «Весна-2» РУ-10 кВ яч. №50	57,7-115 / 100-200	ПСЧ-4ТМ 05М.09	0,5S	2011 г.	0602110191	Расчетные	ОАО «МРСК Сибири» - «Красноярскэнерго»	ОАО «МРСК Сибири» - «Красноярскэнерго»
ПС-110/10 «Весна-2» РУ-10 кВ яч. №45	57,7-115 / 100-200	ПСЧ-4ТМ 05М.09	0,5S	2013 г.	0611127105	Расчетные	ОАО «МРСК Сибири» - «Красноярскэнерго»	ОАО «МРСК Сибири» - «Красноярскэнерго»
РУ-0,4 кВ ТП-217 ввод №1	220/38 0	ЦЭ6803В М	1,0	IV кВ. 2013г.	009072061 002238	Контрольные	ООО «Северный Город»	ООО «Северный Город»
РУ-0,4 кВ ТП-217 ввод №2	220/38 0	ЦЭ6803В М	1,0	IV кВ. 2013г.	009072061 002103	Контрольные	ООО «Северный Город»	ООО «Северный Город»
РУ-0,4 кВ ТП-9137 ввод №1	220/38 0	ЦЭ6803В М	1,0	IV кВ. 2013г.	009072049 000969	Контрольные	ООО «Северный Город»	ООО «Северный Город»
РУ-0,4 кВ ТП-9137 ввод №2	220/380	ЦЭ6803В М	1,0	IV кВ. 2013г.	009072047 009478	Контрольные	ООО «Северный Город»	ООО «Северный Город»
РУ-0,4 кВ ТП-9140 ввод №2	220/380	ЦЭ6803В М	1,0	IV кВ. 2013г.	009072047 009244	Контрольные	ООО «Северный Город»	ООО «Северный Город»
РУ-0,4 кВ ТП-91401 ввод №1	220/380	ЦЭ6803В М	1,0	IV кВ. 2013г.	009072047 009468	Контрольные	ООО «Северный Город»	ООО «Северный Город»
РУ-0,4 кВ ТП-9139 ввод №1	220/380	ЦЭ6803В М	1,0	IV кВ. 2013г.	009072062 000782	Контрольные	ООО «Северный Город»	ООО «Северный Город»
РУ-0,4 кВ ТП-9139 ввод №2	-220/380	ЦЭ6803В М	1,0	IV кВ. 2013г.	009072062 000777	Контрольные	ООО «Северный Город»	ООО «Северный Город»
РУ-0,4 кВ ТП-9138 ввод №1	220/380	ЦЭ6803В М	1,0	IV кВ. 2013г.	009072047 009492	Контрольные	ООО «Северный Город»	ООО «Северный Город»
РУ-0,4 кВ ТП-9138 ввод №2	220/380	ЦЭ6803В М	1,0	IV кВ. 2013г.	009072047 009057	Контрольные	ООО «Северный Город»	ООО «Северный Город»

4. Измерительные трансформаторы:

Трансформаторы тока					
Место установки	Тип	Класс точности	Коэффициент трансформации	Балансовая принадлежность	Эксплуатационная ответственность
1	2	3	4	5	6
ПС-110/10 «Весна-2» РУ-10 кВ яч. №45	ТОЛ-10-1-2У2 59632	0,5S	300/5	ОАО «МРСК Сибири» - «Красноярскэнерго»	ОАО «МРСК Сибири» - «Красноярскэнерго»
	ТОЛ-10-1-2У2 59632				
ПС-110/10 «Весна-2» РУ-10 кВ яч. №50	ТОЛ-10-1-2У2 59578	0,5S	300/5	ОАО «МРСК Сибири» - «Красноярскэнерго»	ОАО «МРСК Сибири» - «Красноярскэнерго»
	ТОЛ-10-1-2У2 59634				
РУ-0,4 кВ РТП-217 ввод №1	T-0,66	0,5S	2000/5	ООО «Северный город»	ООО «Северный город»
	T-0,66	0,5S	2000/5		
	T-0,66	0,5S	2000/5		
РУ-0,4 кВ РТП-217 ввод №2	T-0,66	0,5S	2000/5	ООО «Северный город»	ООО «Северный город»
	T-0,66	0,5S	2000/5		
	T-0,66	0,5S	2000/5		
РУ-0,4 кВ ТП-9137 ввод №1	T-0,66	0,5S	2000/5	ООО «Северный город»	ООО «Северный город»
	T-0,66	0,5S	2000/5		
	T-0,66	0,5S	2000/5		
РУ-0,4 кВ ТП-9137 ввод №2	T-0,66	0,5S	2000/5	ООО «Северный город»	ООО «Северный город»
	T-0,66	0,5S	2000/5		
	T-0,66	0,5S	2000/5		
РУ-0,4 кВ ТП-9140 ввод №1	T-0,66	0,5S	2000/5	ООО «Северный город»	ООО «Северный город»
	T-0,66	0,5S	2000/5		
	T-0,66	0,5S	2000/5		
РУ-0,4 кВ ТП-9140 ввод №2	T-0,66	0,5S	2000/5	ООО «Северный город»	ООО «Северный город»
	T-0,66	0,5S	2000/5		
	T-0,66	0,5S	2000/5		
РУ-0,4 кВ ТП-9139 ввод №1	ТШЛ-0,66	0,5S	3000/5	ООО «Северный город»	ООО «Северный город»
	ТШЛ-0,66	0,5S	3000/5		
	ТШЛ-0,66	0,5S	3000/5		
РУ-0,4 кВ ТП-9139 ввод №2	ТШЛ-0,66	0,5S	3000/5	ООО «Северный город»	ООО «Северный город»
	ТШЛ-0,66	0,5S	3000/5		
	ТШЛ-0,66	0,5S	3000/5		
РУ-0,4 кВ ТП-9138 ввод №1	T-0,66	0,5S	2000/5	ООО «Северный город»	ООО «Северный город»
	T-0,66	0,5S	2000/5		
	T-0,66	0,5S	2000/5		
РУ-0,4 кВ ТП-9138 ввод №2	T-0,66	0,5S	2000/5	ООО «Северный город»	ООО «Северный город»
	T-0,66	0,5S	2000/5		
	T-0,66	0,5S	2000/5		

Трансформаторы напряжения					
Место установки	Тип	Класс точности	Коэффициент трансформации	Балансовая принадлежность	Эксплуатационная ответственность
1	2	3	4	5	6
С-110/10 №181 Весна-2» РУ-10 кВ	НАМИ 1633	0,5	10000/100	ОАО «МРСК Сибири» - «Красноярскэнерго»	ОАО «МРСК Сибири» - «Красноярскэнерго»
С-110/10 №181 «Весна-2» /-10 кВ	НАМИ 1631	0,5	10000/100	ОАО «МРСК Сибири» - «Красноярскэнерго»	ОАО «МРСК Сибири» - «Красноярскэнерго»

....., при этом под фактическим совместением нагрузок осуществляется прибором учета:

№ Счетчика	Т ном (А)	Кл. точности	Место установки ПУ
1	2	3	4
0602110191	5(7,5)	0,5S	ПС-110/10 «Весна-2» РУ-10 кВ яч. №45
0611127105	5(7,5)	0,5S	ПС-110/10 «Весна-2» РУ-10 кВ яч. №50
009072061002238	5(1-7,5)	1,0	РУ-0,4 кВ РТП-217 ввод №1
009072061002103	5(1-7,5)	1,0	РУ-0,4 кВ РТП-217 ввод №2
009072049000969	5(1-7,5)	1,0	РУ-0,4 кВ ТП-9137 ввод №1
0090720490009478	5(1-7,5)	1,0	РУ-0,4 кВ ТП-9137 ввод №2
009072047000244	5(1-7,5)	1,0	РУ-0,4 кВ ТП-9140 ввод №1
0090720470009468	5(1-7,5)	1,0	РУ-0,4 кВ ТП-9140 ввод №2
009072062000782	5(1-7,5)	1,0	РУ-0,4 кВ ТП-9139 ввод №1
009072062000777	5(1-7,5)	1,0	РУ-0,4 кВ ТП-9139 ввод №2
0090720470009492	5(1-7,5)	1,0	РУ-0,4 кВ ТП-9138 ввод №1
0090720470009057	5(1-7,5)	1,0	РУ-0,4 кВ ТП-9138 ввод №2

6. Категория электроустановок (токоприемников) Заявителя:

Наименование электроустановок (токоприемников)	Категория (группа)	Мощность, кВт
		Общая
1	2	3
РУ-0,4 кВ РТП-217 (2х1000 кВА)	II	4000 кВт
РУ-0,4 кВ ТП-9137 (2х1000 кВА)	II	
РУ-0,4 кВ ТП-9138 (2х1000 кВА)	II	
РУ-0,4 кВ ТП-9139 (2х1600 кВА)	II	
РУ-0,4 кВ ТП-9140 (2х1000 кВА)	II	

7. При несоответствии границ балансовой принадлежности и места расположения точек учета (измерительных трансформаторов тока) оформляется таблица:

№ п/п	Наименование исследованного пункта	Источник пита- ния (под- станция, фи- дер)	Электроустановки, находящиеся на балансе Заявителя				Примечание
			ТП 0,4 кВ		ВЛ 10-6, 0,4 кВ (марка, сечение, протяженность)	ВЛ 10-6, 0,4 кВ (мар- ка, сечение, протя- женность)	
			К-во, шт	Тип, мощность, кВА			
1	2	3	4	5	6	7	8
-	-	-	-	-	-	-	-

"Сетевая организация-1" обязуется поддерживать напряжение на границе эксплуатационной ответственности 0,4 кВ в пределах $\pm 10\%$. Контроль над уровнем напряжения производится Персоналом ответственного РЭС.

"Сетевая организация-1" не несет ответственности перед "Сетевой организацией-2" за перемены в электроснабжении при несоответствии схемы электроснабжения категории энергопринимающих устройств "Сетевой организации-2".

ОСОБЫЕ УСЛОВИЯ

Сетевая организация № 1 и Сетевая организация № 2 обязуются эксплуатировать находящиеся в зоне их эксплуатационной ответственности оборудование в соответствии с Правилами технической эксплуатации элек-

трических станций и сетей РФ, Межотраслевыми правилами по охране труда при эксплуатации электроустановок, Правилами охраны электрических сетей.

2. Сетевая организация № 2 обязан в любое время суток обеспечить доступ персонала Сетевой организации № 1 для оперативных переключений в транзитной части подстанции и для производства работ по сооружению и ремонту электросетей Сетевой организации № 2, расположенного на его территории.

3. Ответственность за состояние контактных соединений на границе эксплуатационной ответственности несет Сетевая организация № 2.

4. Сетевая организация № 1 имеет право немедленно отключить электроустановку Сетевой организации № 2 с последующим сообщением Сетевой организации № 2 о причинах отключения в случае:

4.1. Повреждения электросетевого оборудования вследствие стихийных явлений (грозы, пурги, бури, пожара, снежных заносов, дождя, разлива рек, гололеда, натопания мокрого снега на провода и т.д.) или из-за повреждения посторонними лицами, а также неправильных действий Сетевой организации № 2.

4.2. Необходимости принятия неотложных мер по предупреждению и ликвидации технологических нарушений и аварий.

4.3. Наличия опасности для жизни людей.

4.4. Необходимости при тушении пожаров, ликвидации последствий стихийных явлений.

4.5. Получения команды системного оператора (по графикам ограничения потребления электрической энергии (мощности)).

5. За отказы и аварии на оборудовании, находящемся на балансе Сетевой организации № 2, а также за повреждение оборудования Сетевой организации № 1, вызванного неправильными действиями персонала Сетевой организации № 2 или повреждением оборудования Сетевой организации № 2, ответственность несет Сетевая организация № 2 и учитывает эти случаи:

6. В случае внезапного исчезновения напряжения на оборудовании Сетевой организации № 2, последний обязан считать свое оборудование под напряжением, так как напряжение может быть подано без предупреждения.

7. При неудовлетворительном состоянии электроустановок Сетевой организации № 2, подтвержденном инспектором государственного энергетического надзора, электроустановки Сетевой организации № 2 могут быть отключены до приведения их в соответствие с требованиями нормативных документов.

8. При массовом обесточивании потребителей очередность восстановления электроснабжения определяется Сетевой организацией № 1.

9. Сетевая организация № 1 не несет материальной ответственности за вредные последствия (гибель людей, животных, пожары, выход из строя оборудования), наступившие в результате несоответствия электроустановок, производственных помещений Сетевой организации № 2 требованиям ПУЭ, СНиП, ПТЭ, или из-за нарушения правил охраны линий электропередачи.

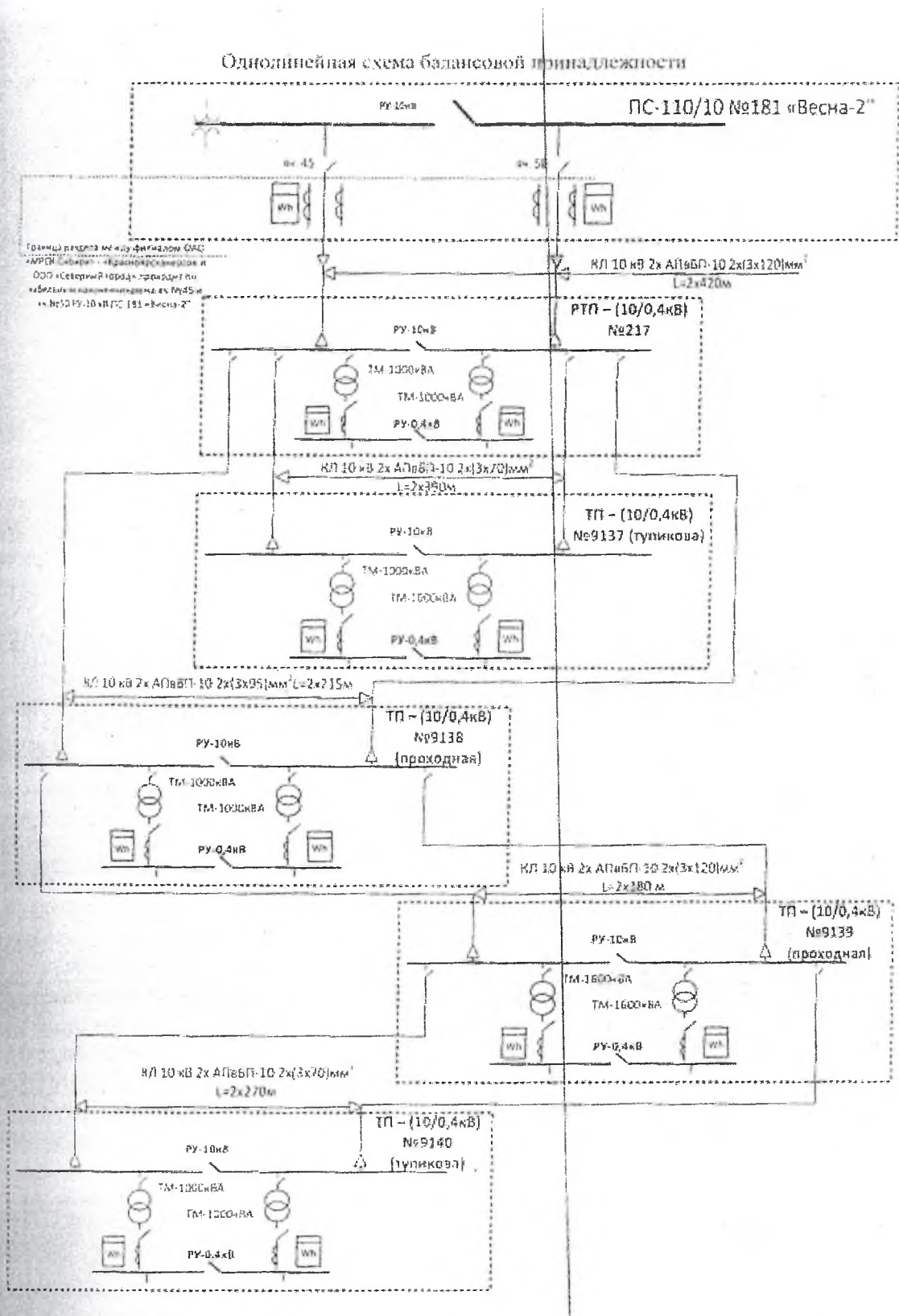
10. Для ведения оперативных переговоров Сетевой организации № 2 каждое предприятие и передается в Сетевую организацию № 1. Служба оперативных лиц имеющих право осуществлять переговоры с указанием фамилии, имени, отчества, должности, квалификационной группы по ТБ, места нахождения и номеров телефонов. Списки подписываются руководителем предприятия и передаются в Сетевую организацию № 1.

1. Для проведения плановых работ по ремонту оборудования Сетевой организации № 1 и по подолжению новых потребителей, Сетевая организация № 1 за 10 суток предупреждает Сетевую организацию № 2 о предстоящем отключении для согласования с ним точной даты (дня и часа) перерыва в электроснабжении. Если в 5-ти дневный срок, после предупреждения, Сетевая организация № 2 не согласует время перерыва в электроснабжении, Сетевая организация № 1 вправе самостоятельно устанавливать время без дополнительного уведомления Сетевой организации № 2. Для производства плановых работ по ремонту оборудования Сетевой организации № 2, Сетевая организация № 2 предоставляет возможность отключить свое оборудование _____ раз в год, в удобное время рабочего дня, продолжительностью _____ часов каждое отключение.

2. Для производства плановых работ и испытаний на оборудовании Сетевой организации № 2, Сетевая организация № 1 выполняет отключения по предварительно поданной за 10 суток заявке Сетевой организации № 2.

1. Телефон оперативной службы Сетевой организации № 1 _____

1. Настоящий акт составлен в четырех экземплярах. первый находится у Сетевой организации № 1, второй у Сетевой организации № 2, третий в ОАО «Красноярскэнергосбыт».



ПОДПИСИ СТОРОН:

«Сетевая организация 1»:

О.С. Козлова

«Сетевая организация 2»:

К.П. Маденин



Перечень объектов межсетевой координации

1. Линии электропередачи

№	наименование ЛЭП	Сторона договора	
		выполняющая изменение эксплуатационного состояния	согласующая изменение эксплуатационного состояния
1	КЛ-6кВ от яч. №41 РУ-6кВ РП-13 в сторону ТП 6/0,4кВ №42	Филиал ПАО «МРСК Сибири» - «Красноярскэнерго»	АО «Финарт»
2	КЛ-6кВ от яч. №56 РУ-6кВ РП-13 в сторону ТП 6/0,4кВ №5052	Филиал ПАО «МРСК Сибири» - «Красноярскэнерго»	АО «Финарт»
3	2КЛ-6кВ от яч. 25 и яч. 34 ЗРУ-6кВПС 110/6кВ №97 «Судостроительная» до РУ-6кВ РП-256	АО «Финарт»	Филиал ПАО «МРСК Сибири» - «Красноярскэнерго»
4	2КЛ-6кВ от РУ-6кВ РП-256 до РУ-6кВ ТП-2041	АО «Финарт»	Филиал ПАО «МРСК Сибири» - «Красноярскэнерго»
5	2КЛ-6кВ от РУ-6кВ РП-2041 до РУ-6кВ ТП-2047	АО «Финарт»	Филиал ПАО «МРСК Сибири» - «Красноярскэнерго»
6	2КЛ-6кВ от яч. 21, 42 ПС 110/6кВ «Судостроительная» до ТП-2012	АО «Финарт»	Филиал ПАО «МРСК Сибири» - «Красноярскэнерго»

2. Оборудование подстанций

№	Оборудование подстанции	Сторона договора	
		Выполняющая изменение эксплуатационного состояния	Согласующая изменение эксплуатационного состояния
1	РУ-6кВ РП-13	АО «Финарт»	Филиал ПАО «МРСК Сибири» - «Красноярскэнерго»
2	ТП 6/0,4кВ №42	Филиал ПАО «МРСК Сибири» - «Красноярскэнерго»	АО «Финарт»
3	ТП 6/0,4кВ №5052	Филиал ПАО «МРСК Сибири» - «Красноярскэнерго»	АО «Финарт»
4	РУ-6кВ ТП-2041	АО «Финарт»	Филиал ПАО «МРСК Сибири» - «Красноярскэнерго»
5	РУ-6кВ ТП-2047	АО «Финарт»	Филиал ПАО «МРСК Сибири» - «Красноярскэнерго»
6	ПС 110/6кВ №97 «Судостроительная», яч. 16, яч. 17, яч. 21, яч. 25, яч. 34, яч. 42	Филиал ПАО «МРСК Сибири» - «Красноярскэнерго»	АО «Финарт»
7	РУ-6кВ ТП-2012	АО «Финарт»	Филиал ПАО «МРСК Сибири» - «Красноярскэнерго»

ПОДПИСИ СТОРОН:

«Сетевая организация 1»:

М.П.



Козлова

«Сетевая организация 2»:

К.П.1



**Приложение № 9 к Договору оказания услуг по
передаче электрической энергии
от «24» января 2020г. № 18.2400.725.20**

Положение об оперативно-технологическом взаимодействии персонала Сторон

1. ТЕРМИНЫ И ПРИМЕНЯЕМЫЕ СОКРАЩЕНИЯ

График временного отключения – график временного отключения потребления электрической мощности (МВт), включая графики отключений со временем реализации не более 5 мин. по операционной зоне _____ РДУ, в соответствии с которыми без предварительного уведомления потребителей сетевой организацией по команде (распоряжению) диспетчерского центра или самостоятельно сетевой организацией (потребителем) производятся отключения линий электропередачи и трансформаторов. При этом также может предусматриваться отключение электроустановок по команде (распоряжению) системного оператора непосредственно персоналом потребителей.

Графики ограничения – график аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (тыс.кВт.ч) и график аварийного ограничения режима потребления электрической мощности (МВт) по операционной зоне _____ РДУ, в соответствии с которыми потребители заранее уведомляются о необходимости ограничить потребление электрической энергии (мощности) и самостоятельно выполняют технические (технологические) мероприятия, обеспечивающие снижение потребления в указанных в уведомлении объемах и периодах суток. Реализация таких графиков может производиться без отключения энергопринимающих устройств и (или) линий электропередачи.

Диспетчерский центр – структурное подразделение организации – субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, осуществляющее в пределах закрепленной за ним операционной зоны управление электроэнергетическим режимом энергосистемы (РДУ).

Объекты электроэнергетики – имущественные объекты, непосредственно используемые в процессе производства, передачи электрической энергии, оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике и сбыта электрической энергии, в том числе объекты электросетевого хозяйства.

Оперативная заявка (далее заявка) – документ, в котором оформляется ответственное намерение эксплуатирующей оборудование организации изменить эксплуатационное состояние ЛЭП, электротехнического или энергетического оборудования, устройств РЗА, ПА, АРЧМ, АСДУ, СДТУ или/и технологический режим его работы. Заявка оформляется и передается для рассмотрения и принятия решения соответствующему субъекту электроэнергетики.

Оперативное ведение – организация управления технологическим режимом работы и эксплуатационным состоянием объектов электрических сетей, при котором технологический режим или эксплуатационное состояние изменяются с разрешения оперативного персонала (ЦУС или энергообъекта), уполномоченного соответствующим субъектом электроэнергетики.

Оперативное управление – организация управления технологическим режимом и эксплуатационным состоянием объектов электрических сетей, при котором технологический режим работы или эксплуатационное состояние изменяются только по оперативным командам оперативного персонала (ЦУС или энергообъекта), уполномоченного соответствующим субъектом электроэнергетики.

Оперативные персонал ЦУС – работники (диспетчеры), уполномоченные от имени сетевой организации отдавать команды оперативно подчиненному персоналу подстанций на осуществление, в отношении подведомственных объектов электрических сетей, мероприятий, обеспечивающих их эксплуатацию.

Оперативный персонал энергообъекта – работники, уполномоченные субъектами электроэнергетики на осуществление, в отношении принадлежащего ему оборудования электроэнергетики, мероприятий, обеспечивающих его эксплуатацию.

Технологический режим работы – процесс, протекающий в технических устройствах объекта электроэнергетики или в энергопринимающей установке потребителя электрической энергии, и состояние этого объекта или установки (включая параметры настройки противоаварийной автоматики).

Технологическое ведение – подтверждение возможности изменения технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии, осуществляемое оперативным персоналом субъектов электроэнергетики или потребителей электрической энергии.

Технологическое управление – выполняемые оперативным персоналом субъектов электроэнергетики (потребителей электрической энергии) координация действий по изменению технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов электроэнергетики (энергопринимающих установок) и (или) сами такие действия, осуществляемые с использованием средств телеуправления либо непосредственно на объекты электроэнергетики (энергопринимающих установках), исключая случаи, когда указанные действия выполняются по диспетчерской команде.

Электроэнергетический режим энергосистемы – единый процесс производства, преобразования, передачи и потребления электрической энергии в энергосистеме и состоянии объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии (включая схемы электрических соединений объектов электроэнергетики).

АСДУ – автоматизированная система диспетчерского управления.

ВЛ – воздушная линия электропередачи – устройство для передачи электроэнергии по проводам, расположенным на открытом воздухе и прикрепленным с помощью изоляторов и арматуры к опорам или кронштейнам и стойкам на инженерных сооружениях (мосты, путепроводах и т.п.). За начало и конец ВЛ принимаются линейные порталы или линейные вводы РУ, а для ответвлений – ответвительная опора и линейный портал или линейный ввод РУ.

ВОЛС – волоконно-оптическая линия связи.

ГАО – графики аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности).

ДП – диспетчерский пункт.

ДС – диспетчерская служба ПО ЦУС.

КЛ – кабельная линия – линия для передачи электроэнергии или отдельных импульсов, состоящая из одного или нескольких параллельных кабелей с соединительными стопорными и концевыми муфтами (заделками) и крепежными деталями, а также маслонаполненных кабельных линий, кроме того, с подпитывающими аппаратами и системами сигнализации давления масла.

ЛЭП – линия электропередачи – электрическая линия, выходящая за пределы электростанции или подстанции и предназначенная для передачи электрической энергии.

ОДС – оперативно-диспетчерская служба.

ОИК – оперативно-информационный комплекс.

ПА – противоаварийная автоматика.

ПО – производственное отделение.

ПТБ – правила по охране труда при эксплуатации электроустановок.

ПТЭ – правила технической эксплуатации.

РДУ – филиал ОАО «СО ЕЭС» – РДУ.

РЗА – релейная защита и автоматика электроэнергетической системы, автоматические осциллографы, регистраторы аварийных событий, регистраторы переходных режимов, устройства передачи аварийных команд для релейной защиты и противоаварийной автоматики.

СДТУ – средства диспетчерского и технологического управления.

ТИ – телеизмерения.

ТМ – телемеханика.

ТС – телесигнализация.

ТСО – территориальная сетевая организация.

ЦУС (Центр управления сетями) - структурное подразделение сетевой организации, уполномоченное на осуществление функций технологического управления и технологического ведения подведомственными объектами электрических сетей, в том числе объектами диспетчеризации, входящих в эксплуатационную зону ответственности сетевой организации.

ЧС – чрезвычайная ситуация.

2. Общие положения и требования по организации и осуществлению взаимоотношений

2.1. Настоящее Положение определяет обязанности, права и границы ответственности между Сетевой организацией 1 и Сетевой организацией 2 в части оперативно-технологического управления.

2.2. Объекты межсетевой координации, включая оборудование подстанций 110 кВ, устройства РЗА и ВЛ-110 кВ, относящиеся к объектам диспетчеризации указываются в «Перечне распределения оборудования РЗА, СДТУ, систем противоаварийной автоматики Сетевой организации 1 по способу технологического управления» (далее Перечень), разрабатываемым Сетевой организацией 1.

2.3. Определение оперативной принадлежности оборудования не указанного в Перечне определяется сторонами самостоятельно.

2.4. Документация, которой руководствуется оперативный персонал Сетевой организации 1 и Сетевой организации 2 указана в Приложении 2, являющегося неотъемлемой частью данного Положения.

2.5. Персонал Сетевой организации 2 осуществляет техническое обслуживание, обеспечивает сохранность и функционирование установленных, в принадлежащих ей электроустановках, устройств релейной защиты системной и противоаварийной автоматики и ее компонентов.

3. Основные задачи Сетевой организации 1 и Сетевой организации 2, решаемые при взаимодействии

3.1. Обеспечение надежного электроснабжения потребителей при передаче электрической энергии и мощности по сетям Сетевой организации 1 и Сетевой организации 2.

3.2. Проведение режимных мероприятий для обеспечения нормативных показателей качества электроэнергии.

3.3. Совместные действия по предупреждению и ликвидации технологических нарушений при передаче и распределении электрической энергии.

4. Порядок взаимодействия сторон

4.1. Порядок и сроки предоставления оперативной информации определяются на основании «Регламента информационного обмена между Сетевой организацией 1 и Сетевой организацией 2.» (Приложение 1), который является неотъемлемой частью данного Положения.

4.2. Предоставление прочей информации осуществляется по запросу, в письменном виде, с визой ответственного исполнителя (с указанием Ф.И.О., контактного телефона, факса и электронного адреса исполнителя) за подписью технического руководителя (заместителей технического руководителя) Сетевой организации 1 и Сетевой организации 2.

5. Порядок проведения контрольных замеров

5.1. Контрольные измерения (замеры) потокораспределения, нагрузок и уровней напряжения проводятся 2 раза в год на основании задания и в сроки определенные Сетевой организацией 1.

5.2. Обработанные данные по результатам контрольных замеров предоставляются организацией 2 в установленные заданием сроки.

5.3. Форма и объем предоставляемой информации определяется заданием.

5.4. В случае необходимости уточнения данных в отдельных узлах энергосистемы по решению РДУ или Сетевой организации 1, могут проводиться внеочередные и дополнительные контрольные замеры. Задание на внеочередные замеры передается через Сетевую организацию 2.

6. Порядок разработки и ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)

6.1. Сетевая организация 1 и Сетевая организация 2 при разработке и вводе графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) (далее - графики) руководствуются утвержденными Министерством энергетики РФ «Правилами разработки и применения графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) и использования противоаварийной автоматики» (далее - Правила).

6.2. ГАО разрабатываются Сетевой организацией 2 на основании задания РДУ организации 1, в сроки заданные Сетевой организацией 1.

6.3. Разработанные Сетевой организацией 2 графики направляются в Сетевую организацию 2 для составления сводных графиков по энергосистеме.

6.4. Сетевая организация 1 направляет разработанные и утвержденные ГАО на подстанции до 30 октября текущего года по 30 сентября следующего года в Сетевую организацию 2.

6.5. Команду на ввод графика временного отключения оперативному персоналу Сетевой организации 2 отдаёт персонал ДС ПО ЦУС (ОДС ПО ЦУС), за исключением случаев, когда между Сетевой организацией 2 и РДУ есть прямой канал связи, и, в целях сокращения времени реализации графика временного отключения, команду оперативному персоналу Сетевой организации 2 отдаёт персонал РДУ.

6.6. При получении команды на ввод графика временного отключения, оперативный персонал Сетевой организации 2 обязан незамедлительно отключить все присоединения, входящие в график.

6.7. После ввода графика временного отключения персоналу Сетевой организации 2 запрещено запитывать отключенную нагрузку от центров питания, оставшихся под напряжением.

6.8. После осуществления фактических действий по вводу графика временного отключения оперативный персонал Сетевой организации 2 обязан сообщить диспетчеру ДС ПО ЦУС (ОДС ПО ЦУС) время отключения фидеров и их диспетчерские наименования по каждой очереди фактически отключенную нагрузку по каждому фидеру и суммарно отключенную нагрузку по введенным очередям.

6.9. Включение присоединений, отключенных по графику временных отключений, оперативный персонал Сетевой организации 2 производит по команде диспетчера ДС ПО ЦУС (ОДС ПО ЦУС).

6.10. Графики аварийного режима потребления вводятся с 0 часов 00 минут с суток. Диспетчер ДС ПО ЦУС (ОДС ПО ЦУС) до 14:00 текущих суток уведомляет оперативный персонал Сетевой организации 2 о вводе графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности).

7. Порядок расстановки ПА по подстанциям Сетевой организации 2

7.1. Сетевая организация 1 составляет карту расстановки АЧР в энергосистеме и направляет ее в Сетевую организацию 2 для исполнения.

7.2. О подключении нагрузки к устройствам АЧР на подстанциях Сетевой организации 2 согласно карте расстановки АЧР, Сетевая организация 2 письменно сообщает Сетевой организации 1, в установленные заданием сроки.

8. Порядок обмена данными телеизмерений

8.1. Имеющиеся данные телеизмерений, телесигнализации и АСКУЭ с электроустановок Сетевой организации 2 передаются с сервера Сетевой организации 2 в Сетевую организацию 1. Перечень транслируемых сигналов и технические условия передачи ТИ указан в Приложении 3.

9. Порядок вывода оборудования в ремонт

9.1. Согласование годовых и месячных графиков ремонтов, а также подача и проработка оперативных заявок на производство работ в электрических сетях производятся в соответствии Регламентами Сетевой организации 1.

9.2. При отказе в согласовании заявки на вывод оборудования в ремонт, отказавшая организация должна четко обосновать причину отказа, принять все меры к устранению этой причины и указать срок, когда это оборудование может быть выведено в ремонт. Повторный срок вывода оборудования в ремонт не должен отстоять от первоначального более чем на три месяца. В отдельных случаях, по согласованию сторон срок вывода оборудования в ремонт может превышать три месяца.

9.3. Непосредственно перед выводом оборудования в ремонт оперативный персонал Сетевой организации 1 (Сетевой организации 1) обязан получить на это разрешение оперативного персонала в оперативном ведении, которого находится данное оборудование, вне зависимости от разрешенной заявки.

9.4. Оперативный персонал, в управлении которого находится ЛЭП, согласуют заявку со всеми потребителями, с которыми согласно договорам на оказание услуг по передаче электрической энергии осуществляется согласование вывода оборудования в ремонт.

9.5. Оперативный персонал Сетевой организации 1 (Сетевой организации 2) имеет право, в случае необходимости потребовать ввод в работу ремонтируемого оборудования за время аварийной готовности, указанной в заявке.

10. Производство переключений

10.1. Диспетчер ДС ПО ЦУС (ОДС ПО ЦУС) является старшим оперативным руководителем операционной зоны Сетевой организации 1. Его команды, отдаваемые оперативному персоналу Сетевой организации 2 по вопросам, входящим в его компетенцию, подлежат незамедлительному исполнению.

10.2. Ни один элемент оборудования, находящегося в технологическом управлении или ведении диспетчера ДС ПО ЦУС Сетевой организации 1 не может быть без его команды или разрешения включен в работу или же выведен из работы, или резерва, за исключением случаев явной опасности для жизни людей и сохранности оборудования.

10.3. Все переключения в электрических сетях должны производиться при строгом соблюдении действующих ПТБ, ПТЭ, Инструкции по переключениям в электроустановках (СО 153-34.20.505-2003).

10.4. Оперативный персонал Сетевой организации 1 и Сетевой организации 2 производит оперативные переключения на оборудовании, находящемся в его оперативном управлении, только с разрешения персонала, в оперативном ведении которого находится указанное оборудование.

10.5. Разрешение на подготовку рабочего места и допуск ремонтного персонала для производства работ ВЛ, находящихся на балансе Сетевой организации 1, осуществляет оперативный персонал, в оперативном управлении которого находится выводимая в ремонт ВЛ.

10.6. Разрешение на подготовку рабочего места и допуск на линейные разъединители 35, 110 кВ, находящиеся на балансе Сетевой организации 2 дает оперативный персонал Сетевой организации 2, после получения разрешения от оперативно-диспетчерского персонала, в оперативном управлении которого находится выводимое в ремонт оборудование.

10.7. Оперативный персонал Сетевой организации 1 и Сетевой организации 2 должны предпринимать скоординированные действия по поддержанию уровня напряжения у

потребителей, запитанных по фидерам 6, 10 кВ в пределах, установленных техническими регламентами и ГОСТ.

11. Общие обязанности сторон

11.1. Сетевая организация 1 обязана:

11.1.1. Рассматривать оперативные заявки Сетевой организации 2 на изменение состояния оборудования, находящегося в оперативном управлении или оперативном ведении Сетевой организации 1.

11.1.2. Координировать совместные действия по локализации и ликвидации технологических нарушений.

11.1.3. Обеспечивать нормативной, технической документацией, разрабатываемой Сетевой организацией 1 в рамках взаимоотношений Сетевой организации 1 и Сетевой организации 2.

11.1.4. Предоставлять Сетевой организации 2 информацию, необходимую для осуществления функций оперативно-технологического управления определенной Регламентом информационного обмена (Приложение 1).

11.1.5. Принимать меры, направленные на повышение надежности работы оборудования, снижение рисков технологических нарушений. При возникновении технологического нарушения принимать необходимые меры оперативного характера, направленные на восстановление технических характеристик энергетического оборудования, находящегося на балансе Сетевой организации 1.

11.1.6. Обеспечивать оперативную (диспетчерскую) дисциплину и исполнение инструктивных материалов по оперативно-технологическому управлению.

11.2. Сетевая организация 2 обязана:

11.2.1. Принимать меры, направленные на повышение надежности работы оборудования, снижение рисков технологических нарушений. При возникновении технологического нарушения принимать необходимые меры оперативного характера, направленные на восстановление технических характеристик энергетического оборудования подстанций Сетевой организации 2.

11.2.2. Обеспечивать оперативно (диспетчерскую) дисциплину оперативного персонала Сетевой организации 2.

11.2.3. Организовывать эксплуатацию энергетического оборудования и устройств РЗА, ПС, соответствия с их разграничением по оперативному управлению и оперативному ведению, основе указаний Сетевой организации 1.

11.2.4. Организовывать информационное и техническое взаимодействие систем СД АСДУ с аналогичными системами Сетевой организации 1.

11.2.5. Предоставлять Сетевой организации 1 информацию, необходимую для осуществления функций оперативно-технологического управления определенной Регламентом информационного обмена (Приложение 1).

11.2.6. Координировать с диспетчерскими службами Сетевой организации 1 совместные действия по локализации и ликвидации технологических нарушений.

11.2.7. При расследовании технологических нарушений, несчастных случаев, нарушении оперативной дисциплины привлекать, по согласованию с Сетевой организацией 1, специалистов для участия в работе комиссии.

12. Обязанности сторон в области организации и осуществления круглосуточного оперативного управления

12.1. Сетевая организация 1 обязана:

12.1.1. Осуществлять непрерывное круглосуточное оперативно-технологическое управление оборудованием.

12.1.2. Руководить ликвидацией технологических нарушений на оборудовании, находящемся в оперативном управлении диспетчерских служб Сетевой организации 1 по принадлежности.

12.1.3. Согласовывать и предоставлять необходимую документацию, определенную Регламентом взаимоотношений (Приложение 1).

12.2. Сетевая организация 2 обязана:

12.2.1. Организовывать и осуществлять круглосуточное оперативно-технологическое управление оборудованием, находящимся в оперативном управлении персонала Сетевой организации 2.

12.2.2. Осуществлять по команде диспетчерских служб Сетевой организации 1 мероприятия по изменению состава, схемы и режима работы оборудования при необходимости предупреждения и ликвидации технологических нарушений, а также в условиях ЧС.

12.2.3. Осуществлять по команде диспетчерских служб Сетевой организации 1 мероприятия по изменению состава, схемы и режима работы оборудования согласно заявкам (нарядам) энергосбытовой организации, в соответствии с «Правилами полного и (или) частичного ограничения режима потребления электрической энергии», утвержденными Постановлением Правительства РФ от 04.05.2012г. № 442.

12.2.4. Своевременно предоставлять Сетевой организации 1 информацию о технологических нарушениях или отклонениях в работе оборудования подстанций «ТСО», находящегося в оперативном управлении, оперативном ведении Сетевой организации 1 определенную Приложением 1 (диспетчерское наименование оборудования, данные о работе защит, показания приборов и т.д.).

13. Обязанности Сетевой организации 1 и Сетевой организации 2 в области электрических режимов и ПА

13.1. Сетевая организация 1 обязана:

13.1.1. Составлять карту расстановки АЧР в энергосистеме, выдавать задания по расстановки АЧР на подстанциях Сетевой организации 2.

13.1.2. Составлять годовые и месячные графики ремонта линий электропередачи, оборудования подстанций, находящегося в оперативном управлении и ведении организации.

13.1.3. Согласовывать технические условия и задания на проектирование энергообъектов, подготавливаемые Сетевой организацией 2, и выполненные по ним проекты: линий электропередачи и электрооборудования, находящихся или передаваемых в оперативное управление или ведение диспетчера ДС ПО ЦУС (ОДС ПО ЦУС).

13.1.4. Согласовывать нормальные и ремонтные схемы электрических соединений сетей Сетевой организации 2, находящихся в оперативном управлении или ведении Сетевой организации 1.

13.1.5. Осуществлять физическую проверку расстановки АЧР на подстанциях Сетевой организации 2.

13.2. Сетевая организация 2 обязана:

13.2.1. Осуществлять настройку систем и устройств ПА в соответствии с заданиями филиала ПАО «МРСК Сибири»

13.2.2. Обеспечивать заданный Сетевой организации 1 объем оперативного и автоматического противоаварийного управления.

13.2.3. Обеспечить возможность физической проверки выполнения заданного Сетевой организацией 1 объема противоаварийного управления на подстанциях Сетевой организации 2.

13.2.4. Вести режим потребления реактивной мощности в соответствии с заданным коэффициентом мощности.

13.2.5. Представлять, согласно регламенту, годовые и месячные графики по ремонту оборудования.

13.2.6. Представлять на согласование программы включения в работу нового и вводимого после ремонта электрооборудования, находящегося в оперативном ведении или управлении Сетевой организации 1.

13.2.7. Обеспечивать организацию проведения контрольных замеров потокораспределения, нагрузок и уровней напряжения в характерные дни и часы контрольных замеров по ЕЭС России, а также внеочередных замеров.

13.2.8. Исполнять разработанные Сетевой организацией 1 инструкции и оперативные указания по ведению электрических режимов сетей Сетевой организации 2 в составе энергосистемы.

13.2.9. Представлять на согласование нормальные и ремонтные схемы электрических соединений сетей, подстанций Сетевой организации 2, оборудование которых находящихся в оперативном управлении или ведении Сетевой организации 1 (п.6.6.4 Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ, утвержденных 19.06.2003).

13.2.10. Представлять на согласование технические условия и задания на проектирование энергообъектов, подготавливаемые Сетевой организацией 2 и выполненные по ним проекты: линий электропередачи и электрооборудования, находящихся или передаваемых в оперативное управление или ведение диспетчерских служб Сетевой организации 1.

14. Обязанности Сетевой организации 1 и Сетевой организации 2 в области оперативного и технического обслуживания средств диспетчерского и технологического управления

14.1. Сетевая организация 1 обязана:

14.1.1. Фиксировать не устраненные в течение смены, нарушения в работе СДТУ.

14.1.2. Осуществлять оперативное руководство устранением повреждений каналов связи и ТМ между Сетевой организацией 1 и Сетевой организацией 2.

14.1.3. Согласовывать годовой график проверок СДТУ, АСДУ Сетевой организации 2 передающих информацию в ОИК Сетевой организации 1.

14.1.4. Выдавать оперативные указания по устранению отказов СДТУ, АСДУ, каналов связи и ТМ, находящихся в оперативном управлении или ведении диспетчера Сетевой организации 1.

14.1.5. Согласовывать технические задания на проектирование новых и реконструкцию действующих СДТУ, АСДУ.

14.1.6. Рассматривать и согласовывать заявки на вывод из работы СДТУ, АСДУ находящихся в ведении или управлении Сетевой организации 1.

14.1.7. Обеспечить надежную работу СДТУ в условиях ЧС.

14.2. Сетевая организация 2 обязана:

14.2.1. Осуществлять оперативное и техническое обслуживание СДТУ, АСДУ, находящихся в управлении персонала Сетевой организации 2.

14.2.2. Подавать заявки в Сетевую организацию 1 на проведение всех видов работ на СДТУ, АСДУ находящихся в оперативном ведении или управлении оперативного персонала Сетевой организации 1.

14.2.3. Согласовывать с Сетевой организацией 1 изменение состояния СДТУ, АСДУ находящихся в оперативном ведении или управлении оперативного персонала Сетевой организации 1 (ввод вывод из ремонта, консервацию, подготовку к испытаниям и т.п.).

14.2.4. Представлять на согласование в Сетевую организацию 1 сводный годовой план капитальных, текущих ремонтов и реконструкции, годовые планы профилактического обслуживания СДТУ, АСДУ, находящихся в оперативном ведении или управлении оперативно персонала Сетевой организации 1.

14.2.5. Представлять на согласование в Сетевую организацию 1 технические задания проектирование новых и реконструкцию действующих СДТУ, АСДУ, передаваемых и находящихся в оперативном управлении и ведении оперативного персонала Сетевой организации 1.

14.2.6. Обеспечить надежную работу СДТУ в условиях ЧС.

14.2.7. Своевременно принимать меры по устранению неисправностей датчик телеизмерений и обеспечивать достоверность телеинформации, поступающей в ОИК Сетевой организации 1.

14.2.8. Обеспечить техническую возможность телефонной связи подразделений Сетевой организации 1 с подразделениями Сетевой организации 2.

14.2.9. Организовать прямые не коммутируемые (основные и резервные) каналы диспетчерской связи и ТМ между ДП ЦУС Сетевой организации 1 и подстанциями Сетевой организации 2.

14.2.10. Предоставлять Сетевой организации 1 выход на телефонную сеть Сетевой организации 2.

14.2.11. Сообщать обо всех выявленных случаях отказов, сбоях и нарушениях в работе СДТУ, АСДУ, находящихся в управлении и ведении диспетчера Сетевой организации 1, произошедших на объектах Сетевой организации 2.

15. Обязанности Сетевой организации 1 и Сетевой организации 2 в области АСДУ и организации информационного обмена

15.1. Сетевая организация 1:

15.1.1. Анализировать прием и обработку данных АСДУ и ОИК объектов «ТСО», необходимых для выполнения требований к полноте и достоверности данных ОИК и АСДУ Сетевой организации 1.

15.1.2. Выдавать необходимую для Сетевой организации 2 информацию из имеющейся БД ОИК Сетевой организации 1.

15.2. Сетевая организация 2 обязана:

15.2.1. Обеспечивать оперативное и техническое обслуживание средств АСДУ, находящихся в оперативном ведении диспетчера Сетевой организации 1.

15.2.2. Сообщать о выявленных случаях неисправности или сбоев систем и устройств ТМ объектов Сетевой организации 2.

16. Перечень Приложений к настоящему Положению:

16.1. Приложение 1 «Регламент информационного обмена между Сетевой организацией 1 и Сетевой организацией 2».

16.2. Приложение 2 «Перечень основных документов, определяющих порядок оперативно-технологического управления, в операционной зоне Сетевой организации 1.

16.3. Приложение 3 «Технические условия по организации передачи в Сетевой организации 1 информации, необходимой для управления режимами энергосистемой».

ПОДПИСИ СТОРОН:

«Сетевая организация 1»:

М.П.  Ю.О. Козлова



«Сетевая организация 2»:

М.П.  К.П. Маценин



**Приложение № 1 к Приложению № 9
к Договору оказания услуг по передаче электрической
энергии от «24» января 2020г. № 18.2400.725.20**

**Регламент информационного обмена между Сетевой организацией 1
Сетевой организацией 2**

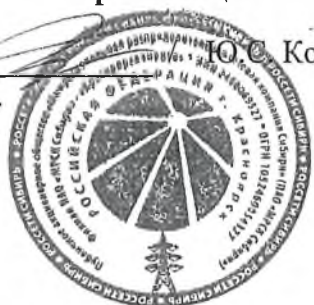
	Наименование информации	Срок, периодичность
Сетевая организация 1 передает в Сетевую организацию 2		
1.	Оперативную информацию о неполадках в работе или аварийных отключениях электротехнического оборудования, находящегося в оперативном управлении или ведении диспетчерских служб Сетевой организации 1, имеющего непосредственную электрическую связь с оборудованием подстанций Сетевой организации 2.	При возникновении. В течение 20 мин.
2.	Заявки на вывод из работы оборудования Сетевой организации 2, находящегося в оперативном управлении или ведении диспетчерских служб Сетевой организации 1.	При возникновении. Согласно Регламенту подачи прохождения и проработки оперативных заявок на производство работ электрических сетях Сетевой организации 1.
3.	Ответы на заявки на вывод из работы оборудования Сетевой организации 2, находящегося в оперативном управлении или ведении диспетчерских Сетевой организации 1.	При наличии заявки от Сетевой организации 2. Согласно Регламента подачи прохождения и проработки оперативных заявок производство работ в электрических сетях Сетевой организации 1.
4.	Список лиц имеющих право ведения оперативных переговоров и подписи оперативных заявок.	Ежегодно, до 10 декабря
5.	Изменения в составе лиц оперативного и руководящего персонала, имеющих право ведения оперативных переговоров и подписи оперативных заявок.	В течение 10 дней после подписания соответствующих распорядительных документов.
6.	Задание на разработку ГАО.	Ежегодно, до 15 июля.
7.	Утвержденные ГАО.	Ежегодно, до 20 сентября.
8.	Утвержденный годовой график ремонта электротехнического оборудования.	До 30 октября года, предшествующего планируемому.
9.	Утвержденный месячный график ремонта электротехнического оборудования.	До 1 числа планируемого месяца.
10.	Задания по подключению нагрузок под действие АЧР.	Согласно сроков установленных Сетевой организацией 1
11.	Задание на организацию и проведение контрольных замеров.	В объеме и сроки установленные Сетевой организацией 1
12.	Инструкции, регламенты и положения согласно приложению 2.	При пересмотре и изменениях
13.	Другие нормативно-технические документы (НТД), материалы и сведения необходимые для работы Сетевой организации 2.	По запросу.
Сетевая организация 2 передает в Сетевую организацию 1.		
1.	Сообщения обо всех технологических нарушениях, аварийных режимах и выявленных дефектах на оборудовании подстанций Сетевой организации 2, находящегося в оперативном управлении или ведении диспетчерских служб Сетевой организации 1.	Немедленно.

	Наименование информации	Срок, периодичность
2.	Информацию о возникновении аварий и технологических нарушений в работе электросетевого оборудования, а также оборудования тепловых сетей, находящегося на балансе Сетевой организации 2, с целью исполнения ДС ПО ЦУС Сетевой организацией 1 функций взаимодействия с РО САЦ.	Первоначальную информацию в соответствии с действующим «Порядком передачи оперативной информации о технологических нарушениях на объектах электроэнергетики и в установках потребителей электрической и тепловой энергии». Далее через 4 часа или по запросу.
3.	Заявки на вывод из работы оборудования, находящегося в оперативном управлении или ведении диспетчерских служб Сетевой организации 1.	При возникновении. Согласно Регламента разработки и согласования графиков ремонтов, подачи и проработки оперативных заявок на производство работ на ВЛ, оборудовании и устройствах, находящегося в оперативном управлении и ведении Сетевой организации 1 для Сетевой организации 2 и потребителей.
4.	Ответы на заявки на вывод из работы оборудования подстанций Сетевой организации 2, находящегося в оперативном управлении диспетчерских служб Сетевой организации 1.	При наличии заявки от Сетевой организации 1. Согласно Регламента разработки и согласования графиков ремонтов, подачи и проработки оперативных заявок на производство работ на ВЛ, оборудовании и устройствах, находящегося в оперативном управлении и ведении Сетевой организации 1 для Сетевой организации 2 и потребителей.
5.	Для рассмотрения и согласования программы переключений и производства испытаний при вводе в работу нового или реконструированного оборудования подстанций, находящихся в оперативном управлении и ведении Сетевой организации 1.	Не позднее, чем за 14 дней до планируемой даты включения в работу.
6.	Данные о работе электрооборудования 6 кВ и выше (ток нагрузки, напряжение и т.п.).	По запросу.
7.	Карты уставок РЗА.	Ежегодно до 20 ноября. При изменении уставок, в течение 10 дней.
8.	Списки лиц Сетевой организации 2, имеющих право ведения оперативных переговоров и подписи оперативных заявок.	Ежегодно, до 10 декабря.
9.	Изменения в составе лиц, имеющих право ведения оперативных переговоров и подписи оперативных заявок.	В течение 10 дней после подписания соответствующих распорядительных документов.
10.	Однолинейные схемы электрических соединений подстанции находящейся на балансе Сетевой организации 2.	По запросу. При изменении схемы, в течение 15 дней после утверждения новой схемы.
11.	Нормальные и ремонтные схемы электрических соединений сетей и подстанции, находящихся на балансе Сетевой организации 2.	Ежегодно, до 15 ноября для согласования. При изменении схемы, в течение 15 дней после утверждения новой схемы.
12.	Разработанные ГАО.	До 15 августа текущего года.
13.	Технические характеристики силовых трансформаторов подстанций (U к.з., Iном.); трансформаторы тока, типы реле и уставки защит на вводных выключателях.	По запросу. При изменении, в течение 10 дней после изменения.
14.	Обработанные данные по дням контрольных замеров.	Согласно заданию, в установленные Сетевой организацией 1 сроки.
15.	Отчеты о подключении нагрузок под действие АЧР.	Согласно заданию, в установленные Сетевой организацией 1 сроки.

	Наименование информации	Срок, периодичность
16.	План ремонта для включения месячный график ремонта электротехнического оборудования, находящегося в оперативном управлении Сетевой организации 1.	До 27 числа месяца, предшествующего планируемому месяцу.
17.	Другие нормативно-технические документы (НТД), материалы и сведения необходимые для работы диспетчерских служб.	По запросу.

ПОДПИСИ СТОРОН:

«Сетевая организация 1»:


 Ю.С. Козлова
 М.П.
 

«Сетевая организация 2»:


 К.П. Маденин
 М.П.
 

Приложение № 2 к Приложению № 9
к Договору оказания услуг по передаче электрической
энергии от «24» января 2020г. № 18.2400.725.20

**Перечень основных документов, определяющих порядок оперативно-технологического
управления**

**1. Документы, разрабатываемые и утверждаемые Сетевой организацией 1 и
Сетевой организацией 2 совместно:**

1.1. Положение об оперативно-техническом взаимодействии Сетевой организации 1 и
Сетевой организации 2.

**2. Документы, разрабатываемые и утверждаемые Сетевой организацией 1 и обязательные
для исполнения Сетевой организацией 2:**

2.1. Перечень распределения оборудования РЗА, СДТУ, систем противоаварийной
автоматики Сетевой организации 1 по способу технологического управления.

2.2. Регламент разработки и согласования графиков ремонтов, подачи прохождения и
проработки оперативных заявок на производство работ в электрических сетях Сетевой
организации 1.

2.3. Ведение оперативных переговоров, оперативного журнала, приемка-сдача смены.
Положение.

2.4. Производство оперативных переключений в электроустановках. Инструкция.

2.5. Предотвращение и ликвидация нарушений нормального режима в электрических сетях
и на подстанциях. Инструкция.

**3. Документы, разрабатываемые и утверждаемые Сетевой организацией 2, требующие
согласования с Сетевой организацией 1:**

3.1. Схемы нормального и ремонтного режима энергообъектов принадлежащих Сетевой
организации 2, в состав которых входят объекты, находящиеся в оперативном управлении или
ведении Сетевой организации 1.

3.2. Схемы каналов диспетчерской связи и телемеханики.

ПОДПИСИ СТОРОН:

«Сетевая организация 1»:

М.П.



О.С. Козлова

«Сетевая организация 2»:

М.П.



К.П. Маценин

Приложение № 3 к Приложению № 9 к Договору
оказания услуг по передаче электрической энергии
от «24» января 2020г. № 18.2400.725.20

«ФОРМА»

Технические условия по организации передачи в Сетевую организацию 1 информации,
необходимой для управления режимами в операционной зоне Сетевой организации 1

ПОДПИСИ СТОРОН:

«Сетевая организация 1»:

М.П.



Ю.С. Козлова

/

«Сетевая организация 2»:

М.П.



К.П. Маценин

/



(тридцать восемь) листах.

юрисконсульт 1 категории СД
по филиалу «Красноярскэнерго» ОД ДПО

А.Е. Глушко/



Протокол разногласий к Договору оказания услуг по передаче электрической энергии от 24.01.2020г. №18.2400.725.20

г. Красноярск

«14» февраля 2020 г.

Публичное акционерное общество "Межрегиональная распределительная сетевая компания Сибири" (ПАО "МРСК Сибири"), именуемое в дальнейшем "Сетевая организация 1" в лице начальника департамента реализации услуг и учета электроэнергии филиала ПАО "МРСК Сибири" - "Красноярскэнерго" Козловой Юлии Сергеевны, действующей на основании доверенности от 31.10.2019 №24/225, с одной стороны, и

Акционерное общество "Финарт" (АО "Финарт"), именуемое в дальнейшем "Сетевая организация 2" в лице директора Мацинина Константина Петровича, действующего на основании устава, с другой стороны, при совместном упоминании именуемые "Стороны", составили Протокол разногласий к Договору оказания услуг по передаче электрической энергии от 24.01.2020г. №18.2400.725.20:

Пункт	Редакция "Сетевой организации 1"	Редакция "Сетевой организации 2"
Преамбула договора	Акционерное общество "Финарт" (АО "Финарт"), именуемое в дальнейшем "Сетевая организация 2" в лице директора Мацинина Константина Петровича, действующего на основании устава, с другой стороны, в дальнейшем совместно именуемые "Стороны", заключили настоящий договор о нижеследующем:	Акционерное общество "Финарт" (АО "Финарт"), именуемое в дальнейшем "Сетевая организация 2" в лице директора Мацинина Константина Петровича, действующего на основании устава, с другой стороны, в дальнейшем совместно именуемые "Стороны", заключили настоящий договор о нижеследующем:
П.5.6	Стороны обязуются в течение 30 (тридцати) рабочих дней с даты подписания настоящего договора подписать Акты об осуществлении технологического присоединения по объектам электросетевого хозяйства, принятым во временное владение и пользование по договору аренды от 01.10.2018 №10/18 (ООО "Флагман")	Стороны обязуются в течение 30 (тридцати) рабочих дней с даты подписания настоящего договора подписать Акты об осуществлении технологического присоединения по объектам электросетевого хозяйства, принятым во временное владение и пользование по договору аренды от 01.12.2019 г. №НГ-256, от 01.12.2019 г. №СГ-17 (АО "Финарт")
Приложение №2 "Технические характеристики точек присоединения"	Приложение №2 к Договору оказания услуг по передаче электрической энергии от 24.01.2020г. №18.2400.725.20	Приложение №2 к настоящему протоколу разногласий
Приложение №7 "Акты разграничения балансовой принадлежности сетей и эксплуатационной ответственности сторон"	Приложение №7 к Договору оказания услуг по передаче электрической энергии от 24.01.2020г. №18.2400.725.20	Приложение №7 к настоящему протоколу разногласий "Акты разграничения балансовой принадлежности сетей и эксплуатационной ответственности сторон" - 4 шт.

Приложение №8 "Перечень объектов межсетевой координации"	Приложение №8 к Договору оказания услуг по передаче электрической энергии от 24.01.2020г. №18.2400.725.20	Приложение №8 к настоящему протоколу разногласий
---	---	--

Начальник департамента реализации
услуг и учета электроэнергии
ПАО «МРСК Сибири»

Ю.С.Козлова

Директор
АО «Финарт»



К.П.Маценин

Технические характеристики точек присоединения

№	Наименование точки присоединения	Напряжение, кВ	Максимальная мощность, МВт	Пропускная способность, МВт
1	ПС-97 110/6кВЗРУ-6 кВ «Судостроительная» яч. № 16	6	21,665	9,35
2	ПС-97 110/6кВЗРУ-6 кВ «Судостроительная» яч. № 17			9,35
3	ПС-97 110/6 кВ ЗРУ-6кВ «Судостроительная» яч. №25			9,35
4	ПС-97 110/6 кВЗРУ-6 кВ «Судостроительная» яч. №34			9,35
5	ПС 110/10 №181 "Весна-2" РУ-10 кВ яч.45	10	4,2234	4.359
6	ПС 110/10 №181 "Весна-2" РУ-10 кВ яч.50			4.359
7	ПС-97 110/6 кВ ЗРУ-6кВ «Судостроительная» яч. №21	6	0.250	5,36
8	ПС-97 110/6 кВ ЗРУ-6кВ «Судостроительная» яч. №42			5,36
9	Контактный вывод ЛР-6 кВ яч.41 РУ-6 кВ РП-13	6	5,80	4.864
10	Контактный вывод ЛР-6 кВ яч.56 РУ-6 кВ РП-13			4.864

"Сетевая организация 1"

_____. Ю.С.Козлова

"Сетевая организация 2"

_____. К.П.Маценин



Перечень объектов межсетевой координации

1. Линии электропередачи

№	Наименование ЛЭП	Сторона договора	
		выполняющая изменение эксплуатационного состояния	согласующая изменение эксплуатационного состояния
1	КЛ-6кВ от яч.№41 РУ-6кВ РП-13 в сторону ТП 6/0,4кВ №42	Филиал ПАО «МРСК Сибири»-«Красноярскэнерго»	ОА «Финарт»
2	КЛ-6кВ от яч.№56 РУ-6кВ РП-13 в сторону ТП 6/0,4кВ №5052	Филиал ПАО «МРСК Сибири»-«Красноярскэнерго»	ОА «Финарт»
3	4КЛ-6кВ от яч.№16, яч.№17, яч.№25, яч.№34 ЗРУ-6кВ ПС 110/6кВ №97 «Судостроительная» до РУ-6кВ РТП-256	ОА «Финарт»	Филиал ПАО «МРСК Сибири»-«Красноярскэнерго»
4	2КЛ-6кВ от яч.№21, яч.№42 ЗРУ-6кВ ПС 110/6кВ №97 «Судостроительная» до ТП-2012	ОА «Финарт»	Филиал ПАО «МРСК Сибири»-«Красноярскэнерго»
5	2КЛ-10кВ от яч.№45, яч.№50 ПС 110/10кВ №181 «Весна-2» до РТП-217	ОА «Финарт»	Филиал ПАО «МРСК Сибири»-«Красноярскэнерго»

2. Оборудование подстанций

№	Оборудование подстанции	Сторона договора	
		выполняющая изменение эксплуатационного состояния	согласующая изменение эксплуатационного состояния
1	ТП 6/0,4кВ №42	Филиал ПАО «МРСК Сибири»-«Красноярскэнерго»	ОА «Финарт»
2	ТП 6/0,4кВ №5052	Филиал ПАО «МРСК Сибири»-«Красноярскэнерго»	ОА «Финарт»
3	ПС 110/6кВ №97 «Судостроительная» яч.№21, яч.№25, яч.№34, яч.№42	Филиал ПАО «МРСК Сибири»-«Красноярскэнерго»	ОА «Финарт»
4	ПС 110/6кВ №97 «Судостроительная» яч.№16, яч.№17	ОА «Финарт»	Филиал ПАО «МРСК Сибири»-«Красноярскэнерго»
5	ПС 110/10кВ №181 «Весна-2» яч.№45, яч.№50	Филиал ПАО «МРСК Сибири»-«Красноярскэнерго»	ОА «Финарт»
6	РУ-6кВ ТП-2012	ОА «Финарт»	Филиал ПАО «МРСК Сибири»-«Красноярскэнерго»
7	РП-136кВ яч.№41, яч.№56	ОА «Финарт»	Филиал ПАО «МРСК Сибири»-«Красноярскэнерго»

Подписи сторон

"Сетевая организация 1"

Ю.С.Козлова

"Сетевая организация 2"

К.П.Маценин



Приложение №7 к протоколу разногласий «Акты разграничения балансовой принадлежности сетей и эксплуатационной ответственности сторон»

АКТЫ РАЗГРАНИЧЕНИЯ БАЛАНСОВОЙ ПРИНАДЛЕЖНОСТИ СЕТЕЙ И ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТИ СТОРОН

ПОДПИСИ СТОРОН

"Сетевая организация 1"

_____/ Ю.С.Козлова

"Сетевая организация 2"

_____/ К.П.Маценин



А К Т
об осуществлении технологического присоединения

№ АТП-47-19-511-вх от 14.03.2019 г.

Публичное акционерное общество "Межрегиональная распределительная сетевая компания Сибири", именуемое в дальнейшем "Сетевая организация", в лице заместителя директора по реализации и развитию услуг филиала ПАО "МРСК Сибири"-"Красноярскэнерго" Козловой Юлии Сергеевны, действующего на основании доверенности 24/565 от 08.11.2018 года, с одной стороны и ООО "Северный город", именуемое в дальнейшем «Заявитель», в лице генерального директора Власова Владимира Михайловича, действующего на основании Устава, с другой стороны, в дальнейшем именуемыми сторонами. Стороны оформили и подписали настоящий акт о нижеследующем.

Возможность присоединения или передачи заявленной мощности Заявителю определена актом об осуществлении технологического присоединения №АТП-18-10528.13 от 05.12.2018 г., актом об осуществлении технологического присоединения АТП-47-14-269 и техническими условиями КЭС-Св-11000225201 от 16.09.2014 года.

Объекты электроэнергетики (энергопринимающие устройства) сторон находятся по адресу:
г. Красноярск, пр-т. им. газеты «Красноярский рабочий», 160 Ж.

Характеристики присоединения:

максимальная мощность: 21665 кВт

совокупная величина номинальной мощности присоединенных к электрической сети трансформаторов: 42200кВА; (КТП-2025-2Тх1000кВА, КТП-2026-2Тх1000кВА, КТП-2027-2Тх1000кВА, КТП-2028-2Тх1000кВА, КТП-2029-2Тх1000кВА, КТП-2050-2Тх2500кВА, КТП-2053-2Тх2000кВА, РП-256-2Тх2500кВА, ТП-2041 – 2х1600 кВА, ТП-2047-2х2500 кВА ТП-2048-2х2500 кВА ТП-2049-2х2500 кВА)

Категория надежности электроснабжения: 2 категория

Одновременное использование мощности по всем точкам присоединения не должно превышать максимальной мощности в размере 21665 кВт

Перечень точек присоединения:

№ п/п	Источник питания	Описание точки присоединения	Уровень напряжения (кВ)	Максимальная мощность (кВт)	Величина номинальной мощности присоединенных трансформаторов (кВА)	Предельное значение коэффициента реактивной мощности (tg φ)
1	2	3	4	5	6	7
1	ПС 110/6кВ №97 «Судостроительный завод»	яч.№17 ЗРУ-6кВ ПС 110/6кВ №97	6	21665	ТП-2025-2Тх1000кВА, ТП-2026-2Тх1000кВА, ТП-2027-2Тх1000кВА, ТП-2028-2Тх1000кВА, ТП-2029-2Тх1000кВА, ТП-2050-2Тх2500кВА, ТП-2053-2Тх2000кВА, ТП-2041-2х1600кВА, ТП-2047-2х2500кВА, ТП-2048-2х2500 кВА ТП-2049-2х2500 кВА РТП-256-2Тх2500кВА.	0,4
2	ПС 110/6кВ №97 «Судостроительный завод»	яч.№16 ЗРУ-6кВ ПС 110/6кВ №97	6			0,4
3	ПС 110/6кВ №97 «Судостроительный завод»	яч.№25 ЗРУ-6кВ ПС 110/6кВ №97	6			0,4
4	ПС 110/6кВ №97 «Судостроительный завод»	яч.№34 ЗРУ-6кВ ПС 110/6кВ №97	6			0,4

Границы балансовой принадлежности объектов электроэнергетики (энергопринимающих устройств) и эксплуатационной ответственности сторон:

Описание границ балансовой принадлежности объектов электроэнергетики (энергопринимающих устройств)	Граничащие организации	Описание границ эксплуатационной ответственности сторон	Граничащие организации
1	2	3	4
Проходит по контактным соединениям на сборных шинах 6кВ в ЗРУ-6кВ ПС 110/6кВ №97 яч.№17	Сетевая организация и Заявитель	Проходит по контактным соединениям на сборных шинах 6кВ в ЗРУ-6кВ ПС 110/6кВ №97 яч.№17	Сетевая организация и Заявитель
Проходит по контактным соединениям на сборных шинах 6кВ в ЗРУ-6кВ ПС 110/6кВ №97 яч.№16	Сетевая организация и Заявитель	Проходит по контактным соединениям на сборных шинах 6кВ в ЗРУ-6кВ ПС 110/6кВ №97 яч.№16	Сетевая организация и Заявитель
Проходит в яч.№25 ЗРУ-6кВ ПС 110/6кВ №97 по контактному присоединению КЛ-6кВ от яч.№25 ЗРУ-6кВ ПС 110/6кВ №97 в сторону РП-256	Сетевая организация и Заявитель	Проходит в яч.№25 ЗРУ-6кВ ПС 110/6кВ №97 по контактному присоединению КЛ-6кВ от яч.№25 ЗРУ-6кВ ПС 110/6кВ №97 в сторону РП-256	Сетевая организация и Заявитель
Проходит в яч.№34 ЗРУ-6кВ ПС 110/6кВ №97 по контактному присоединению КЛ-6кВ от яч.№34 ЗРУ-6кВ ПС 110/6кВ №97 в сторону РП-256	Сетевая организация и Заявитель	Проходит в яч.№34 ЗРУ-6кВ ПС 110/6кВ №97 по контактному присоединению КЛ-6кВ от яч.№34 ЗРУ-6кВ ПС 110/6кВ №97 в сторону РП-256	Сетевая организация и Заявитель

2. У сторон на границе балансовой принадлежности объектов электроэнергетики (энергопринимающих устройств) находятся следующие технологически соединенные элементы электрической сети:

1. на балансе **Сетевой организации** находятся:

ПС 110/6кВ №97 «Судостроительный завод», ЗРУ-6кВ, 1с.ш., 2с.ш., 3с.ш., 4с.ш., яч.№25, яч.№34;

2. на балансе **Заявителя** находятся:

яч.№17, яч.№16 в ЗРУ-6кВ ПС 110/6кВ №97 «Судостроительный завод»

ТТ с системой учета 6кВ установленные в ЗРУ-6 ПС 110/6кВ №97 «Судостроительный завод» яч. №17; КЛ-6кВ (ЗАПВПУ-6(1х500)мм², L=170м от яч. №17 ЗРУ-6 ПС 110/6кВ №97 «Судостроительный завод», в сторону РУ-6кВ РП-256;

ТТ с системой учета 6кВ установленные в ЗРУ-6 ПС 110/6кВ №97 «Судостроительный завод» яч. №16; КЛ-6кВ (ЗАПВПУ-6(1х500)мм², L=170м от яч. №16 ЗРУ-6 ПС 110/6кВ №97 «Судостроительный завод», в сторону РУ-6кВ РП-256;

ТТ с системой учета 6кВ установленные в ЗРУ-6 ПС 110/6кВ №97 «Судостроительный завод» яч. №25; КЛ-6кВ (ЗАПВПУ-6(1х500)мм², L=170м от яч. №25 ЗРУ-6 ПС 110/6кВ №97 «Судостроительный завод», в сторону РУ-6кВ РП-256;

ТТ с системой учета 6кВ установленные в ЗРУ-6 ПС 110/6кВ №97 «Судостроительный завод» яч. №34; КЛ-6кВ (ЗАПВПУ-6(1х500)мм², L=170м от яч. №34 ЗРУ-6 ПС 110/6кВ №97 «Судостроительный завод», в сторону РУ-6кВ РП-256;

РП-256, РУ-6кВ, 1с.ш., 2с.ш., 3с.ш., 4с.ш.(с силовыми трансформаторами 2Тх2500кВА);

Отходящие КЛ-6кВ от РУ-6 РП-256 для электроснабжения (КТП-2025-2Тх1000кВА, КТП-2026-2Тх1000кВА, КТП-2027-2Тх1000кВА, КТП-2028-2Тх1000кВА, КТП-2029-2Тх1000кВА, КТП-2050-2Тх2500кВА, КТП-2053-2Тх2000кВА, ТП-2041 – 2х1600 кВА, ТП-2047-2х2500 кВА, ТП-2048-2х2500 кВА+ ТП-2049-2х2500 кВА).

3. У сторон в эксплуатационной ответственности находятся следующие технологически соединенные элементы электрической сети:

1. на эксплуатационной ответственности **Сетевой организации** находятся:

ПС 110/6кВ №97 «Судостроительный завод», ЗРУ-6кВ, 1с.ш., 2с.ш., 3с.ш., 4с.ш., , яч.№25, яч.№34;

2. на эксплуатационной ответственности **Заявителя** находятся:

яч.№17, яч.№16 в ЗРУ-6кВ ПС 110/6кВ №97 «Судостроительный завод»

ТТ с системой учета 6кВ установленные в ЗРУ-6 ПС 110/6кВ №97 «Судостроительный завод» яч. №17:
КЛ-6кВ (ЗАПвПУ-6(1х500)мм², L=170м от яч. №17 ЗРУ-6 ПС 110/6кВ №97 «Судостроительный завод», в сторону РУ-6кВ РП-256;

ТТ с системой учета 6кВ установленные в ЗРУ-6 ПС 110/6кВ №97 «Судостроительный завод» яч. №16:
КЛ-6кВ (ЗАПвПУ-6(1х500)мм², L=170м от яч. №16 ЗРУ-6 ПС 110/6кВ №97 «Судостроительный завод», в сторону РУ-6кВ РП-256;

ТТ с системой учета 6кВ установленные в ЗРУ-6 ПС 110/6кВ №97 «Судостроительный завод» яч. №25:
КЛ-6кВ (ЗАПвПУ-6(1х500)мм², L=170м от яч. №25 ЗРУ-6 ПС 110/6кВ №97 «Судостроительный завод», в сторону РУ-6кВ РП-256;

ТТ с системой учета 6кВ установленные в ЗРУ-6 ПС 110/6кВ №97 «Судостроительный завод» яч. №34:
КЛ-6кВ (ЗАПвПУ-6(1х500)мм², L=170м от яч. №34 ЗРУ-6 ПС 110/6кВ №97 «Судостроительный завод», в сторону РУ-6кВ РП-256;

РП-256, РУ-6кВ, 1с.ш., 2с.ш., 3с.ш., 4с.ш.(с силовыми трансформаторами 2Тх2500кВА);

Отходящие КЛ-6кВ от РУ-6 РП-256 для электроснабжения (КТП-2025-2Тх1000кВА, КТП-2026-2Тх1000кВА, КТП-2027-2Тх1000кВА, КТП-2028-2Тх1000кВА, КТП-2029-2Тх1000кВА, КТП-2050-2Тх2500кВА, КТП-2053-2Тх2000кВА, ТП-2041 – 2х1600 кВА, ТП-2047-2х2500 кВА, ТП-2048-2х2500 кВА+ ТП-2049-2х2500 кВА).

4. Характеристики установленных измерительных комплексов содержатся в акте допуска прибора учета электрической энергии в эксплуатацию.

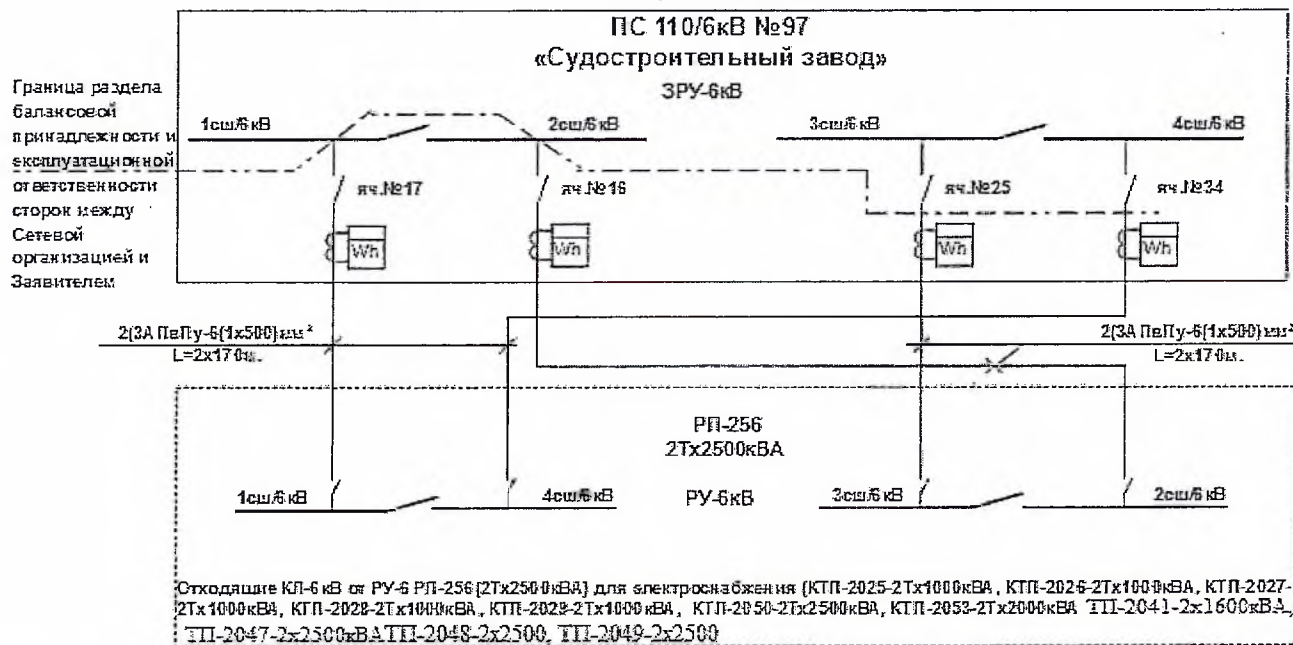
5. Устройства защиты, релейной защиты, противоаварийной и режимной автоматики: ---

6. Автономный резервный источник питания: ---

7. Прочие сведения: ---

8. Схематично границы балансовой принадлежности объектов электроэнергетики (энергопринимающих устройств) и эксплуатационной ответственности сторон указаны в приведенной ниже однолинейной схеме присоединения энергопринимающих устройств.

Филиал ПАО «МРСК Сибири» - «Красноярскэнерго»
Свердловский РЭС



Режим работы: круглосуточно.

Р_{макс.}=21665кВт

Выходные: Без выходных.

Категория надёжности схемы электроснабжения: 2

9. "Сетевая организация" обязуется поддерживать напряжение на границе эксплуатационной ответственности 6кВ в пределах +/- 10 %. Контроль над уровнем напряжения производится Персоналом Сетевой организации

10. "Сетевая организация" не несет ответственности перед "Заявителем" за перерывы в электроснабжении при несоответствии схемы электроснабжения категории энергопринимающих устройств "Заявителя".

ОСОБЫЕ УСЛОВИЯ

1. "Сетевая организация" и "Заявитель" обязуются эксплуатировать находящиеся в зоне их эксплуатационной ответственности оборудование в соответствии с Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ, Межотраслевыми правилами по охране труда при эксплуатации электроустановок, Правилами охраны электрических сетей.

2. "Заявитель" обязан в любое время суток обеспечить доступ персонала "Сетевой организации" для оперативных переключений в транзитной части подстанции и для производства работ по сооружению и ремонту электросетей "Сетевой организации", расположенного на его территории.

3. Ответственность за состояние контактных соединений на границе эксплуатационной ответственности несет "Заявитель".

4. "Сетевая организация" имеет право немедленно отключить электроустановку "Заявителя" с последующим сообщением "Заявителю" о причинах отключения в случае:

4.1. Повреждения электросетевого оборудования вследствие стихийных явлений (грозы, пурги, бури, пожара, снежных заносов, дождя, разлива рек, гололеда, налипания мокрого снега на провода и т.д.) или из-за повреждения посторонними лицами, а также неправильных действий "Заявителя".

4.2. Необходимости принятия неотложных мер по предупреждению и ликвидации технологических нарушений и аварий.

4.3. Наличия опасности для жизни людей.

4.4. Необходимости при тушении пожаров, ликвидации последствий стихийных явлений.

4.5. Получения команды системного оператора (по графикам ограничения потребления электрической энергии (мощности)).

5. За отказы и аварии на оборудовании, находящемся на балансе "Заявителя", а также за повреждение оборудования "Сетевой организации", вызванного неправильными действиями персонала "Заявителя" или повреждения оборудования "Заявителя", ответственность несет "Заявитель" и учитывает эти случаи.

6. В случае внезапного исчезновения напряжения на оборудовании "Заявителя", последний обязан считать свое оборудование под напряжением, так как напряжение может быть подано без предупреждения.

7. При неудовлетворительном состоянии электроустановок "Заявителя", подтвержденном инспектором государственного энергетического надзора, электроустановки Заявителя могут быть отключены до приведения их в соответствии с требованиями нормативных документов.

8. При массовом обесточивании потребителей очередность восстановления электроснабжения определяется "Сетевой организацией".

9. "Сетевая организация" не несет материальной ответственности за вредные последствия (гибель людей, животных, пожары, выход из строя оборудования), наступившие в результате несоответствия электроустановок, производственных помещений "Заявителя" требованиям ПУЭ, СНиП, ПТЭ, или из-за нарушения правил охраны линий электропередачи.

10. Для ведения оперативных переговоров "Заявитель" ежегодно составляет списки оперативных лиц имеющих право осуществлять переговоры с указанием фамилии, имени, отчества, должности, квалификационной группы по ТБ, места нахождения и номеров телефонов. Списки подписываются руководителем предприятия и передаются "Сетевой организации".

11. Для проведения плановых работ по ремонту оборудования "Сетевой организации" и по подключению новых потребителей, "Сетевая организация" за 10 суток предупреждает "Заявителя" о предстоящем отключении для согласования с ним точной даты (дня и часа) перерыва в электроснабжении. Если в 5-ти дневный срок, после предупреждения, "Заявитель" не согласует время перерыва в электроснабжении, "Сетевая организация" вправе самостоятельно устанавливать время без дополнительного уведомления "Заявителя". Для производства плановых работ по ремонту оборудования "Сетевой организации", "Заявитель" предоставляет возможность отключить свое оборудование 2 раза в год, в дневное время рабочего дня, продолжительностью 12 часов каждое отключение.

12. Для производства плановых работ и испытаний на оборудовании "Заявителя", "Сетевая организация" выполняет отключения по предварительно поданной за 10 суток заявке "Заявителя".

13. Телефон оперативной службы "Сетевой организации": 8-800-1000-380. 247-88-01

14. Телефон оперативной службы "Заявителя": 8-902-990-7145, 8-902-920-7479

15. Настоящий акт составлен в трех экземплярах, один из которых находится у "Заявителя", второй у "Сетевой организации", третий в ПАО «Красноярскэнерго».

16. Стороны подтверждают, что технологическое присоединение энергопринимающих устройств (энергетических установок) к электрической сети сетевой организации выполнено в соответствии с правилами и нормами.

Заявитель претензий к оказанию услуг сетевой организацией не имеет.

Сетевая организация

Заместитель директора по реализации и развитию
услуг филиала ПАО "МРСК Сибири"-
"Красноярскэнерго"

Заявитель

Генеральный директор
ООО «Северный город»



А К Т
об осуществлении технологического присоединения

№ АТП 47-19-420335 от 11.09. 2019 г.

Публичное акционерное общество "Межрегиональная распределительная сетевая компания Сибири", именуемое в дальнейшем "**Сетевая организация**", в лице директора ПО Красноярские электрические сети филиала ПАО "МРСК Сибири"-"Красноярскэнерго" Гончаренко Константина Петровича, действующего на основании доверенности №24/75 от 15.04.2019 года, с одной стороны и ООО "Северный Город", именуемое в дальнейшем "**Заявитель**", в лице генерального директора Власова В.М., действующего на основании устава, с другой стороны, в дальнейшем именуемыми сторонами. Стороны оформили и подписали настоящий акт о нижеследующем.

Возможность присоединения или передачи мощности "**Заявителю**" определена в соответствии с техническими условиями №Св-257 от 07.11.2007 г. (ООО "БФК-Енисей"), заявкой САП №11000420335 Объекты электроэнергетики (энергопринимающие устройства) сторон находятся по адресу: Красноярский край, г. Красноярск, пр-т им. газеты Красноярский рабочий, 160, стр. 19, пом. 4, 5, 6, 7, 8, 9, 21, 22, 23, 24.

Характеристики присоединения:

максимальная мощность: 250 кВт

максимальная мощность (без учета ранее присоединенной (существующей) максимальной мощности) --- кВт

ранее присоединенная максимальная мощность: 250 кВт

совокупная величина номинальной мощности присоединенных к электрической сети трансформаторов ТП-2012 (1Тх400 кВА, 2Тх400 кВА)

Категория надежности электроснабжения: 2 категория

2.Перечень точек присоединения:

№ п/п	Источник питания	Описание точки присоединения	Уровень напряжения (кВ)	Максимальная мощность (кВт)	Величина номинальной мощности присоединенных трансформаторов (кВА)	Предельное значение коэффициента реактивной мощности (tg φ)
1	2	3	4	5	6	7
1	ПС 110/6 кВ №97 «Судостроительная»	яч. №21 ЗРУ-6 кВ, ПС 110/6 кВ №97 «Судостроительная» яч. №42 ЗРУ-6 кВ, ПС 110/6 кВ №97 «Судостроительная»	6	250	ТП-2012 (1Тх400 кВА, 2Тх400 кВА)	0,4

Границы балансовой принадлежности объектов электроэнергетики (энергопринимающих устройств) и эксплуатационной ответственности сторон:

Описание границ балансовой принадлежности объектов электроэнергетики (энергопринимающих устройств)	Граничащие организации	Описание границ эксплуатационной ответственности сторон	Граничащие организации
1	2	3	4
Проходит в ЗРУ-6 кВ ПС 110/6 кВ №97 «Судостроительная» по контактному присоединению яч. 21 и трансформаторов тока	Сетевая организация и Заявитель	Проходит в ЗРУ-6 кВ ПС 110/6 кВ №97 «Судостроительная» по контактному присоединению яч. 21 и трансформаторов тока	Сетевая организация и Заявитель
Проходит в ЗРУ-6 кВ ПС 110/6 кВ №97 «Судостроительная» по контактному присоединению яч. 42 и трансформаторов тока		Проходит в ЗРУ-6 кВ ПС 110/6 кВ №97 «Судостроительная» по контактному присоединению яч. 42 и трансформаторов тока	

У сторон на границе балансовой принадлежности объектов электроэнергетики (энергопринимающих устройств) находятся следующие технологически соединенные элементы электрической сети:

1. на балансе **Сетевой организации** находятся:

ПС 110/6 кВ №97 «Судостроительная», ЗРУ 6 кВ, яч. №21, яч. №42.

2. на балансе Заявителя находятся:

Трансформаторы тока с системой учета 6 кВ установленные в ЗРУ-6 кВ ПС 110/6 кВ №97

«Судостроительная» яч. №21, яч. №42.

КЛ-6 кВ ААБЛ-6 (3х120) мм² L=345 м от трансформаторов тока в яч. №21 ЗРУ-6 кВ ПС 110/6 кВ №97

«Судостроительная» до РУ-6 кВ ТП-2012.

КЛ-6 кВ ААБЛ-6 (3х120) мм² L=345 м от трансформаторов тока в яч. №42 ЗРУ-6 кВ ПС 110/6 кВ №97

«Судостроительная» до РУ-6 кВ ТП-2012.

РУ-6 кВ ТП-2012, два силовых трансформатора 1Т 400 кВА, 2Т 400 кВА, РУ-0,4 кВ и все отходящие электрические сети для электроснабжения объектов ООО "Северный Город".

У сторон в эксплуатационной ответственности находятся следующие технологически соединенные элементы электрической сети:

1. на эксплуатационной ответственности **Сетевой организации** находятся:

ПС 110/6 кВ №97 «Судостроительная», ЗРУ 6 кВ, яч. №21, яч. №42.

2. на эксплуатационной ответственности **Заявителя** находятся:

Трансформаторы тока с системой учета 6 кВ установленные в ЗРУ-6 кВ ПС 110/6 кВ №97

«Судостроительная» яч. №21, яч. №42.

КЛ-6 кВ ААБЛ-6 (3х120) мм² L=345 м от трансформаторов тока в яч. №21 ЗРУ-6 кВ ПС 110/6 кВ №97

«Судостроительная» до РУ-6 кВ ТП-2012.

КЛ-6 кВ ААБЛ-6 (3х120) мм² L=345 м от трансформаторов тока в яч. №42 ЗРУ-6 кВ ПС 110/6 кВ №97

«Судостроительная» до РУ-6 кВ ТП-2012.

РУ-6 кВ ТП-2012, два силовых трансформатора 1Т 400 кВА, 2Т 400 кВА, РУ-0,4 кВ и все отходящие электрические сети для электроснабжения объектов ООО "Северный Город".

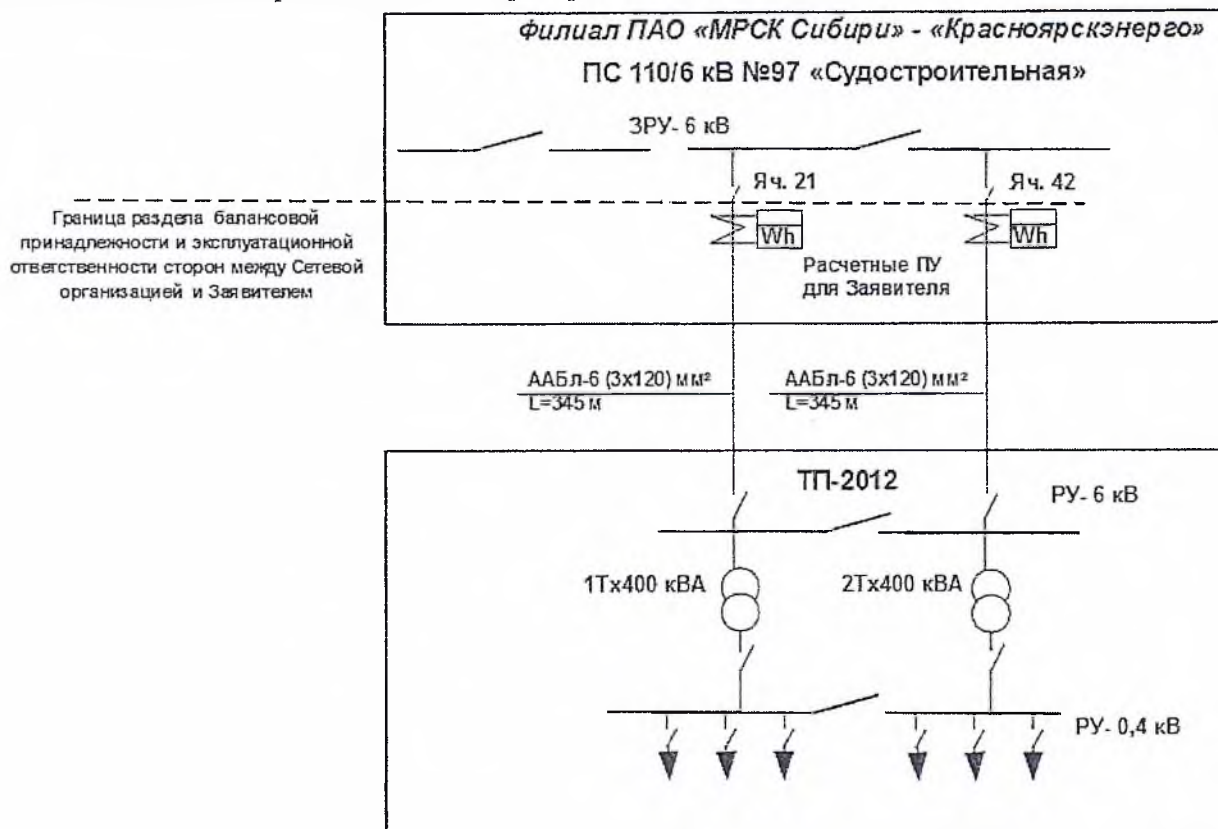
Характеристики установленных измерительных комплексов содержатся в акте допуска прибора учета электрической энергии в эксплуатацию.

Устройства защиты, релейной защиты, противоаварийной и режимной автоматики:

Автономный резервный источник питания: ---

Прочие сведения: ---

Схематично границы балансовой принадлежности объектов электроэнергетики (энергопринимающих устройств) и эксплуатационной ответственности сторон указаны в приведенной ниже однолинейной схеме присоединения энергопринимающих устройств.



Режим работы: круглосуточно

Выходной: без выходных

Категория надёжности схемы электроснабжения: 2

$P_{\max} = 250 \text{ кВт}$

"Сетевая организация" обязуется поддерживать напряжение на границе эксплуатационной ответственности 6 кВ в пределах $\pm 10 \%$. Контроль над уровнем напряжения производится Персоналом Сетевой организации

"Сетевая организация" не несет ответственности перед "Заявителем" за перерывы в электроснабжении при несоответствии схемы электроснабжения категории энергопринимающих устройств "Заявителя".

ОСОБЫЕ УСЛОВИЯ

1. "Сетевая организация" и "Заявитель" обязуются эксплуатировать находящиеся в зоне их эксплуатационной ответственности оборудование в соответствии с Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ, Межотраслевыми правилами по охране труда при эксплуатации электроустановок, Правилами охраны электрических сетей.

2. "Заявитель" обязан в любое время суток обеспечить доступ персонала "Сетевой организации" для оперативных переключений в транзитной части подстанции и для производства работ по сооружению и ремонту электросетей "Сетевой организации", расположенного на его территории.

3. Ответственность за состояние контактных соединений на границе эксплуатационной ответственности несет "Заявитель".

4. "Сетевая организация" имеет право немедленно отключить электроустановку "Заявителя" с последующим сообщением "Заявителю" о причинах отключения в случае:

4.1. Повреждения электросетевого оборудования вследствие стихийных явлений (грозы, пурги, бури, пожара, снежных заносов, дождя, разлива рек, гололеда, налипания мокрого снега на провода и т.д.) или из-за повреждения посторонними лицами, а также неправильных действий "Заявителя".

4.2. Необходимости принятия неотложных мер по предупреждению и ликвидации технологических нарушений и аварий.

4.3. Наличия опасности для жизни людей.

4.4. Необходимости при тушении пожаров, ликвидации последствий стихийных явлений.

4.5. Получения команды системного оператора (по графикам ограничения потребления электрической энергии (мощности)).

5. За отказы и аварии на оборудовании, находящемся на балансе "Заявителя", а также за повреждение оборудования "Сетевой организации", вызванного неправильными действиями персонала "Заявителя" или повреждения оборудования "Заявителя", ответственность несет "Заявитель" и учитывает эти случаи.

6. В случае внезапного исчезновения напряжения на оборудовании "Заявителя", последний обязан считать свое оборудование под напряжением, так как напряжение может быть подано без предупреждения.

7. При неудовлетворительном состоянии электроустановок "Заявителя", подтвержденном инспектором государственного энергетического надзора, электроустановки Заявителя могут быть отключены до приведения их в соответствии с требованиями нормативных документов.

8. При массовом обесточивании потребителей очередность восстановления электроснабжения определяется "Сетевой организацией".

9. "Сетевая организация" не несет материальной ответственности за вредные последствия (гибель людей, животных, пожары, выход из строя оборудования), наступившие в результате несоответствия электроустановок, производственных помещений "Заявителя" требованиям ПУЭ, СНиП, ПТЭ, или из-за нарушения правил охраны линий электропередачи.

10. Для ведения оперативных переговоров "Заявитель" ежегодно составляет списки оперативных лиц имеющих право осуществлять переговоры с указанием фамилии, имени, отчества, должности, квалификационной группы по ТБ, места нахождения и номеров телефонов. Списки подписываются руководителем предприятия и передаются "Сетевой организации".

11. Для проведения плановых работ по ремонту оборудования "Сетевой организации" и по подключению новых потребителей, "Сетевая организация" за 10 суток предупреждает "Заявителя" о предстоящем отключении для согласования с ним точной даты (дня и часа) перерыва в электроснабжении. Если в 5-ти дневный срок, после предупреждения, "Заявитель" не согласует время перерыва в электроснабжении, "Сетевая организация" вправе самостоятельно устанавливать время без дополнительного уведомления "Заявителя". Для производства плановых работ по ремонту оборудования "Сетевой организации", "Заявитель" предоставляет возможность отключить свое оборудование 2 раза в год, в дневное время рабочего дня, продолжительностью 12 часов каждое отключение.

12. Для производства плановых работ и испытаний на оборудовании "Заявителя", "Сетевая организация" выполняет отключения по предварительно поданной за 10 суток заявке "Заявителя".

13. Телефон оперативной службы "Сетевой организации": 8-800-1000-380; 221-06-96;

14. Телефон оперативной службы "Заявителя": 269-50-14

15. Настоящий акт составлен в трех экземплярах, один из которых находится у "Заявителя", второй у "Сетевой организации", третий в ПАО «Красноярскэнергосбыт».

Сетевая организация

Директор ПО КЭС
филиала ПАО "МРСК Сибири" -
"Красноярскэнерго"

/Гончаренко К.П. /

МП

Заявитель

Генеральный директор
ООО "Северный Город"

/Власов В.М./



А К Т
об осуществлении технологического присоединения
№ АТП-45-18-7121.17 от 15.10 2018 г.

Публичное акционерное общество "Межрегиональная распределительная сетевая компания Сибири", именуемое в дальнейшем "Сетевая организация", в лице заместителя директора по реализации и развитию услуг филиала ПАО "МРСК Сибири"-"Красноярскэнерго" Стрельникова Антона Константиновича, действующего на основании доверенности №24/262 от 08.05.2018 года, с одной стороны и Общество с ограниченной ответственностью «Северный Город», именуемое в дальнейшем "Заявитель", в лице генерального директора Власова В.М., действующего на основании устава, со второй стороны, в дальнейшем именуемыми сторонами. Стороны оформили и подписали настоящий акт о нижеследующем.

Сетевая организация-1 оказала Заявителю услугу по технологическому присоединению объектов электроэнергетики (энергопринимающих устройств) заявителя в соответствии с мероприятиями по договору об осуществлении технологического присоединения от 16.10.2017г. №20.2400.7121.17, с учетом дополнительного соглашения №1 от 05.04.2018г., в полном объеме на сумму

85064,96 руб. (Восемьдесят пять тысяч шестьдесят четыре рубля 96 копеек), в том числе НДС 18% в сумме 12976,01 руб. (Двенадцать тысяч девятьсот семьдесят шесть рублей 01 копейка) руб.

Мероприятия по технологическому присоединению выполнены согласно техническим условиям (Приложение №1 к договору об осуществлении технологического присоединения № 20.2400.7121.17 от 16.10.2017г., с учетом дополнительного соглашения №1 от 05.04.2018г.)

Объекты электроэнергетики (энергопринимающие устройства) сторон находятся по адресу:

г. Красноярск, от ПС №181 "Весна-2" до РТП-217 по адресу ул. Алексеева, 4 "г".

Акт о выполнении технических условий № АТУ-45-18-7121.17 от 15.10/18 года.

Характеристики присоединения:

максимальная мощность: 4223,4кВт

максимальная мощность (без учета ранее присоединенной (существующей) максимальной мощности) 223,4 кВт

ранее присоединенная максимальная мощность 4000 кВт

совокупная величина номинальной мощности присоединенных к электрической сети трансформаторов : 11200кВА

РП-217 - 2х1000кВА, ТП-9137 - 2х1000кВА, ТП-9138 - 2х1000кВА, ТП-9139 - 2х1600кВА,

ТП-9140 - 2х1000кВА

Категория надежности электроснабжения: 4223,4кВт – 2 категория

2. Перечень точек присоединения:

№ п/п	Источник питания	Описание точки присоединения	Уровень напряжения (кВ)	Максимальная мощность (кВт)	Величина номинальной мощности присоединенных трансформаторов (кВА)	Предельное значение коэффициента реактивной мощности (tg φ)
1	2	3	4	5	6	7
1	ПС 110/10кВ №181 «Весна-2»	яч.№45 РУ-10кВ ПС 110/10кВ №181 «Весна-2»	10	4223,4	РП-217 - 2х1000кВА, ТП-9137 - 2х1000кВА, ТП-9138 - 2х1000кВА, ТП-9139 - 2х1600кВА, ТП-9140 - 2х1000кВА	0,4
2	ПС 110/10кВ №181 «Весна-2»	яч.№50 РУ-10кВ ПС 110/10кВ №181 «Весна-2»	10			0,4

Границы балансовой принадлежности объектов электроэнергетики (энергопринимающих устройств) и эксплуатационной ответственности сторон:

Описание границ балансовой принадлежности объектов электроэнергетики (энергопринимающих устройств)	Граничащие организации	Описание границ эксплуатационной ответственности сторон	Граничащие организации
1	2	3	4
Проходит РУ-10кВ ПС 110/10кВ №181 «Весна-2» по нижним контактам яч.№45 и КЛ-10кВ в сторону РУ-10кВ РТП-217	Сетевая организация и Заявитель	Проходит РУ-10кВ ПС 110/10кВ №181 «Весна-2» по нижним контактам яч.№45 и КЛ-10кВ в сторону РУ-10кВ РТП-217	Сетевая организация и Заявитель
Проходит РУ-10кВ ПС 110/10кВ №181 «Весна-2» по нижним контактам яч.№50 и КЛ-10кВ в сторону РУ-10кВ РТП-217	Сетевая организация и Заявитель	Проходит РУ-10кВ ПС 110/10кВ №181 «Весна-2» по нижним контактам яч.№50 и КЛ-10кВ в сторону РУ-10кВ РТП-217	Сетевая организация и Заявитель

3. У сторон на границе балансовой принадлежности объектов электроэнергетики (энергопринимающих устройств) находятся следующие технологически соединенные элементы электрической сети:

1. на балансе **Сетевой организации** находятся:

ПС 110/10кВ №181 «Весна-2»;

РУ-10кВ, яч.№45, яч.№50;

2. на балансе **Заявителя** находится:

2КЛ-10кВ 2АПвБП-10(3х120) мм² L=2х420м от яч.№45 РУ-10кВ ПС 110/10кВ №181 «Весна-2» до РУ-10кВ РТП-217;

2КЛ-10кВ 2АПвБП-10(3х120) мм² L=2х420м от яч.№50 РУ-10кВ ПС 110/10кВ №181 «Весна-2» до РУ-10кВ РТП-217;

РТП-217 (с силовыми трансформаторами ТМ-2х1000кВА), РУ-10/0.4кВ;

2КЛ-10кВ 2АПвБП-10(3х70) мм² L=2х390м от РУ-10кВ РТП-217 до РУ-10кВ ТП-9137;

ТП-9137 (с силовыми трансформаторами ТМ-2х1000кВА), РУ-10/0.4кВ;

4КЛ-10кВ 2АПвБП-10(3х95) мм² L=4х215м от РУ-10кВ РТП-217 до РУ-10кВ ТП-9138;

ТП-9138 (с силовыми трансформаторами ТМ-2х1000кВА), РУ-10/0.4кВ;

2КЛ-10кВ 2АПвБП-10(3х120) мм² L=2х180м от РУ-10кВ ТП-9138 до РУ-10кВ ТП-9139;

ТП-9139 (с силовыми трансформаторами ТМ-2х1600кВА), РУ-10/0.4кВ;

2КЛ-10кВ 2АПвБП-10(3х70) мм² L=2х270м от РУ-10кВ ТП-9139 до РУ-10кВ ТП-9140;

ТП-9140 (с силовыми трансформаторами ТМ-2х1600кВА), РУ-10/0.4кВ;

4. У сторон в эксплуатационной ответственности находятся следующие технологически соединенные элементы электрической сети:

1. на эксплуатационной ответственности Сетевой организации находятся:

ПС 110/10кВ №181 «Весна-2»;

РУ-10кВ, яч.№45, яч.№50;

2. на эксплуатационной ответственности Заявителя находится:

2КЛ-10кВ 2АПвБП-10(3х120) мм² L=2х420м от яч.№45 РУ-10кВ ПС 110/10кВ №181 «Весна-2» до РУ-10кВ РТП-217;

2КЛ-10кВ 2АПвБП-10(3х120) мм² L=2х420м от яч.№50 РУ-10кВ ПС 110/10кВ №181 «Весна-2» до РУ-10кВ РТП-217;

РТП-217 (с силовыми трансформаторами ТМ-2х1000кВА), РУ-10/0,4кВ;

2КЛ-10кВ 2АПвБП-10(3х70) мм² L=2х390м от РУ-10кВ РТП-217 до РУ-10кВ ТП-9137;

ТП-9137 (с силовыми трансформаторами ТМ-2х1000кВА), РУ-10/0,4кВ;

4КЛ-10кВ 2АПвБП-10(3х95) мм² L=4х215м от РУ-10кВ РТП-217 до РУ-10кВ ТП-9138;

ТП-9138 (с силовыми трансформаторами ТМ-2х1000кВА), РУ-10/0,4кВ;

2КЛ-10кВ 2АПвБП-10(3х120) мм² L=2х180м от РУ-10кВ ТП-9138 до РУ-10кВ ТП-9139;

ТП-9139 (с силовыми трансформаторами ТМ-2х1600кВА), РУ-10/0,4кВ;

2КЛ-10кВ 2АПвБП-10(3х70) мм² L=2х270м от РУ-10кВ ТП-9139 до РУ-10кВ ТП-9140;

ТП-9140 (с силовыми трансформаторами ТМ-2х1600кВА), РУ-10/0,4кВ;

5. Характеристики установленных измерительных комплексов содержатся в акте допуска прибора учета электрической энергии в эксплуатацию.

6. Устройства защиты, релейной защиты, противоаварийной и режимной автоматики: ---

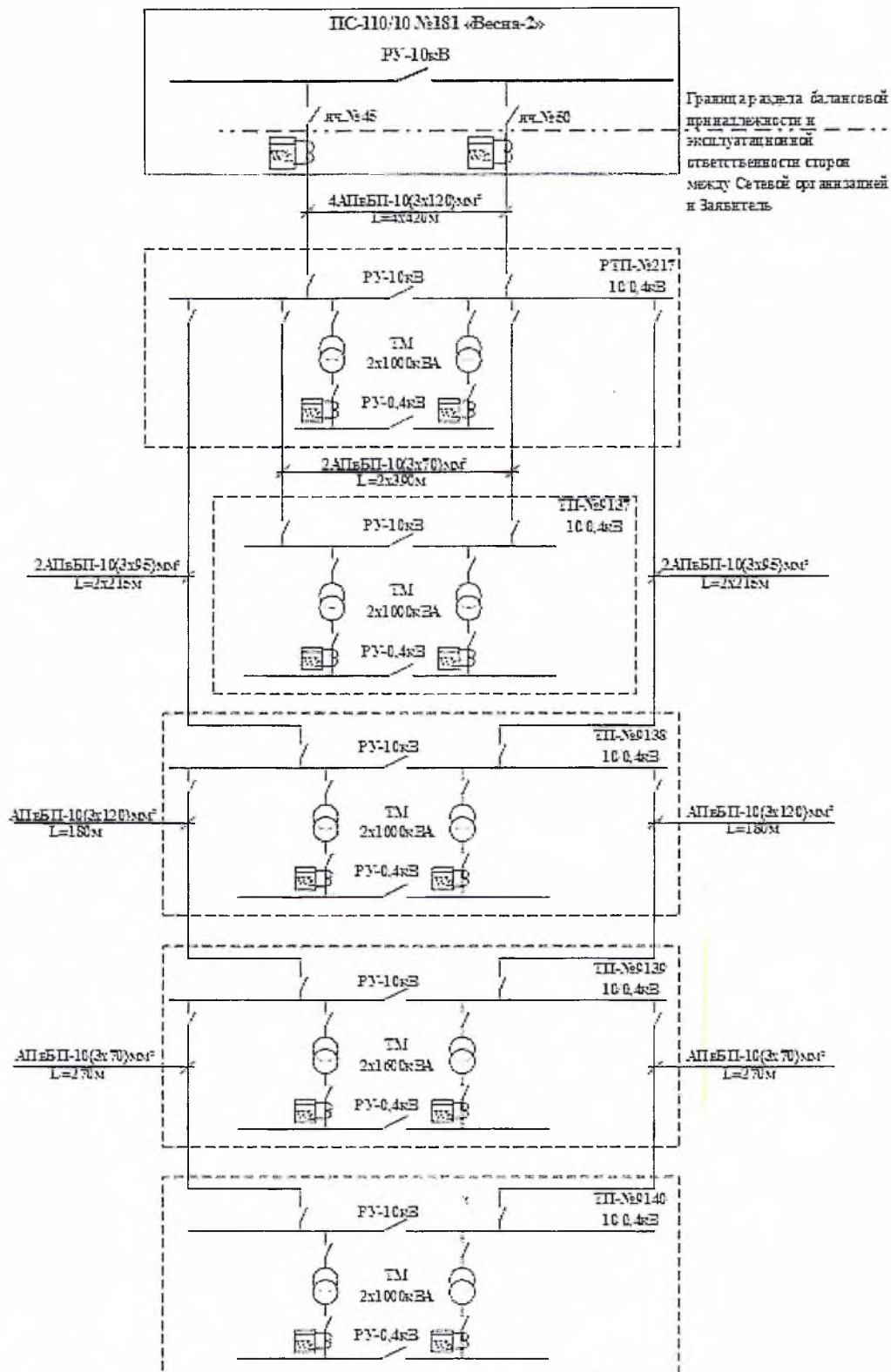
7. Автономный резервный источник питания: ---

8. Прочие сведения: ---

(в том числе сведения об опосредованно присоединенных потребителях, наименование, адрес, максимальная мощность, категория надежности, уровень напряжения, сведения о расчетах потерь электрической энергии в электрической сети потребителя электрической энергии и др.)

9. Схематично границы балансовой принадлежности объектов электроэнергетики (энергопринимающих устройств) и эксплуатационной ответственности сторон указаны в приведенной ниже однолинейной схеме присоединения энергопринимающих устройств.

Филиал ПАО «МРСК Сибири» - «Красноярскэнерго»
Советский РЭС



Режим работы: круглосуточно.

Выполнены: Без выполнения

Категория надёжности схемы электроснабжения: 2

$P_{\max} = 4223,4 \text{ кВт}$

10. "Сетевая организация" обязуется поддерживать напряжение на границе эксплуатационной ответственности 10кВ в пределах +/- 10 %. Контроль над уровнем напряжения производится Персоналом "Сетевой организации"

11. "Сетевая организация" не несет ответственности перед "Заявителем" за перерывы в электроснабжении при несоответствии схемы электроснабжения категории энергопринимающих устройств "Заявителя".

ОСОБЫЕ УСЛОВИЯ

1. "Сетевая организация" и "Заявитель" обязуются эксплуатировать находящиеся в зоне их эксплуатационной ответственности оборудование в соответствии с Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ, Межотраслевыми правилами по охране труда при эксплуатации электроустановок, Правилами охраны электрических сетей.

2. "Заявитель" обязан в любое время суток обеспечить доступ персонала "Сетевой организации" для оперативных переключений в транзитной части подстанции и для производства работ по сооружению и ремонту электросетей "Сетевой организации", расположенного на его территории.

3. Ответственность за состояние контактных соединений на границе эксплуатационной ответственности несет "Заявитель" совместно с «Сетевой организацией» каждый в зоне своей ответственности.

3.1. Ответственность за надежность обеспечения электрической энергией и ее качество перед потребителями электрической энергии, энергопринимающие установки которых присоединены к объектам электросетевого хозяйства, которые не имеют собственника, собственник которых не определен или от права собственности на которые собственник отказался, несет сетевая организация согласно пункт 1 статьи 38 Федерального закона от 26.03.2003 N 35-ФЗ "Об электроэнергетике"

4. "Сетевая организация" имеет право немедленно отключить электроустановку "Заявителя" с последующим сообщением "Заявителю" о причинах отключения в случае:

4.1. Повреждения электросетевого оборудования вследствие стихийных явлений (грозы, пурги, бури, пожара, снежных заносов, дождя, разлива рек, гололеда, налипания мокрого снега на провода и т.д.) или из-за повреждения посторонними лицами, а также неправильных действий "Заявителя".

4.2. Необходимости принятия неотложных мер по предупреждению и ликвидации технологических нарушений и аварий.

4.3. Наличия опасности для жизни людей.

4.4. Необходимости при тушении пожаров, ликвидации последствий стихийных явлений.

4.5. Получения команды системного оператора (по графикам ограничения потребления электрической энергии (мощности)).

5. За отказы и аварии на оборудовании, находящемся на балансе "Заявителя", а также за повреждение оборудования "Сетевой организации", вызванного неправильными действиями персонала "Заявителя" или повреждение оборудования "Заявителя", ответственность несет "Заявитель" и учитывает эти случаи.

6. В случае внезапного исчезновения напряжения на оборудовании "Заявителя", последний обязан считать свое оборудование под напряжением, так как напряжение может быть подано без предупреждения.

7. При неудовлетворительном состоянии электроустановок "Заявителя", подтвержденном инспектором государственного энергетического надзора, электроустановки Заявителя могут быть отключены до приведения их в соответствии с требованиями нормативных документов.

8. При массовом обесточивании потребителей' очередность восстановления электроснабжения определяется "Сетевой организацией".

9. "Сетевая организация" не несет материальной ответственности за вредные последствия (гибель людей, животных, пожары, выход из строя оборудования), наступившие в результате несоответствия электроустановок, производственных помещений "Заявителя" требованиям ПУЭ, СНиП, ПТЭ, или из-за нарушения правил охраны линий электропередачи.

10. Для ведения оперативных переговоров "Заявитель" ежегодно составляет списки оперативных лиц имеющих право осуществлять переговоры с указанием фамилии, имени, отчества, должности, квалификационной группы по ТБ, места нахождения и номеров телефонов. Списки подписываются руководителем предприятия и передаются "Сетевой организации".

11. Для проведения плановых работ по ремонту оборудования "Сетевой организации" и по подключению новых потребителей, "Сетевая организация" за 10 суток предупреждает "Заявителя" о предстоящем отключении для согласования с ним точной даты (дня и часа) перерыва в электроснабжении. Если в 5-ти дневный срок, после предупреждения, "Заявитель" не согласует время перерыва в электроснабжении, "Сетевая организация" вправе самостоятельно устанавливать время без дополнительного уведомления "Заявителя". Для производства плановых работ по ремонту оборудования "Сетевой организации", "Заявитель" предоставляет возможность отключить свое оборудование 2 раза в год, в дневное время рабочего дня, продолжительностью 12 часов каждое отключение.

12. Для производства плановых работ и испытаний на оборудовании "Заявителя", "Сетевая организация" выполняет отключения по предварительно поданной за 10 суток заявке "Заявителя".

13. Телефон оперативной службы "Сетевой организации": 8-800-1000-380, 258-07-52

14. Телефон оперативной службы "Заявителя": 8-904-894-1788, 8-902-990-7145, 274-59-47

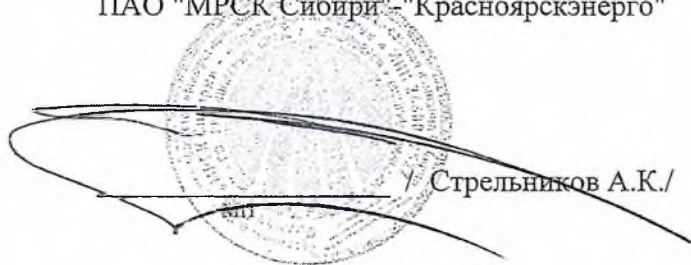
15. Настоящий акт составлен в трех экземплярах, один из которых находится у "Заявителя", второй у "Сетевой организации", третий в ПАО «Красноярскэнерго».

Сетевая организация

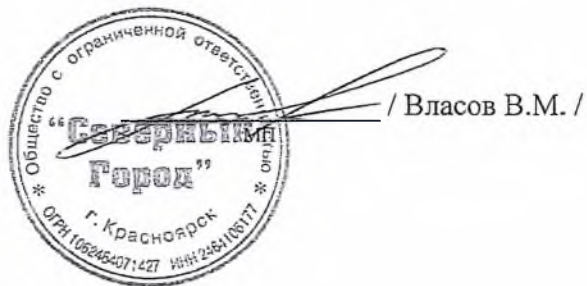
Заявитель

Заместитель директора по реализации
и развитию услуг филиала
ПАО "МРСК Сибири" - "Красноярскэнерго"

Генеральный директор
ООО «Северный Город»



/ Стрельников А.К./



/ Власов В.М. /

АКТ № ОБ ОСУЩЕСТВЛЕНИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРИСОЕДИНЕНИЯ

г. Красноярск

«__» _____ 20__ года

Общество с ограниченной ответственностью «Северный Город» (ООО «Северный Город»), именуемое в дальнейшем «Сетевая организация-1», в лице генерального директора Власова Владимира Михайловича, действующего на основании Устава, с одной стороны и

Публичное акционерное общество «Межрегиональная распределительная сетевая компания Сибири», именуемое в дальнейшем «Сетевая организация-2», в лице заместителя директора по реализации и развитию услуг филиала ПАО «МРСК Сибири» – «Красноярскэнерго» Козловой Юлии Сергеевны, действующей на основании доверенности № 24/565 от 08.11.2018 года с другой стороны, в дальнейшем именуемые «Сторонами», оформили и подписали настоящий акт о нижеследующем:

1. Сетевая организация-1 оказала Сетевой организации-2 услугу по технологическому присоединению объектов электроэнергетики (энергопринимающих устройств) Сетевой организации-2.

Объекты электроэнергетики (энергопринимающие устройства) сторон находятся по адресу: г. Красноярск, Ленинский район, Свердловский район.

Акт о выполнении технических условий от _____ № _____.

Дата фактического присоединения _____, акт об осуществлении технологического присоединения от _____ № _____.

Характеристики присоединения:

- максимальная мощность присоединенной (существующей) максимальной мощности (всего) 5800 кВт, в том числе:
 - максимальная мощность без учета ранее присоединенной (существующей) максимальной мощности (всего) 5800 кВт.
 - ранее присоединенная максимальная мощность _____ кВт.
 - Категория надежности электроснабжения: III (третья).
 - Уровень напряжения электрических сетей, к которым осуществлено технологическое присоединение: 6кВ.

2. Перечень точек присоединения:

Точка присоединения	Источник питания	Описание точки присоединения	Уровень напряжения (кВ)	Максимальная мощность (кВт)	Категория надежности электроснабжения	Пропускная способность, (кВА)
1	2	3	4	5	6	7
яч. №41, РУ-6кВ РП-13	ГПП-2, ПС-13А, 110/6/6кВ	Контактный вывод ЛР-6кВ яч. №41 РУ-6кВ РП-13 в сторону РУ-6кВ ТП42 6/0,4кВ.	6	2 900	III (третья)	4864
яч. №56, РУ-6кВ РП-13	ГПП-2, ПС-13А, 110/6/6кВ	Контактный вывод ЛР-6кВ яч. №56 РУ-6кВ РП-13 в сторону РУ-6кВ ТП5052 6/0,4кВ.	6	2 900	III (третья)	4864

3. Границы балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности Сторон установлены:

Граница балансовой принадлежности	Граница эксплуатационной ответственности
1	2
Граница раздела балансовой принадлежности между Сетевой организацией-1 и Сетевой организацией-2 проходит по кабельным наконечникам КЛ-6кВ в яч. 41, яч.56 РУ-6кВ РП-13 6кВ	Граница раздела балансовой принадлежности между Сетевой организацией-1 и Сетевой организацией-2 проходит по кабельным наконечникам КЛ-6кВ в яч. 41, яч.56 РУ-6кВ РП-13 6кВ

У сторон на границе балансовой принадлежности объектов электроэнергетики (энергопринимающих устройств) находятся следующие технологически соединенные элементы электрической сети:

Наименование электроустановки (оборудования) сетевой организации-1	Наименование электроустановки (оборудования) сетевой организации-2
1	2
- ГПП-2 (ПС-13А) 110/6/6кВ; - яч.6кВ №108, №131 РУ-6кВ ГПП-2 (ПС-13А) 110/6кВ; - КЛ-6кВ АПВВнг(А) 6х(1х500/35-10) L=679,5+639,7м от ЗРУ-6кВ ГПП-2 (ПС-13А) 110/6кВ до РП-13 6кВ; - РП-13 6кВ; - ячейки №41, №56 РУ-6кВ РП-13.	- КЛ-6кВ от яч.№41 РУ-6кВ РП-13 до РУ-6кВ ТП-42; - КЛ-6кВ от яч.№56 РУ-6кВ РП-13 до РУ-6кВ ТП-5052; - ТП-42 (1х400кВа) 6/0,4кВ; - ТП-5052 (1х630кВа) 6/0,4кВ.

У сторон в эксплуатационной ответственности находятся следующие технологически соединенные элементы электрической сети:

Наименование электроустановки (оборудования), находящейся в эксплуатационной ответственности сетевой организации-1	Наименование электроустановки (оборудования), находящейся в эксплуатационной ответственности сетевой организации-2
1	2
- ГПП-2 (ПС-13А) 110/6/6кВ; - яч.6кВ №108, №131 РУ-6кВ ГПП-2 (ПС-13А) 110/6кВ; - КЛ-6кВ АПВВнг(А) 6х(1х500/35-10) L=679,5+639,7м от ЗРУ-6кВ ГПП-2 (ПС-13А) 110/6кВ до РП-13 6кВ; - РП-13 6кВ; - ячейки №41, №56 РУ-6кВ РП-13.	- КЛ-6кВ от яч.№41 РУ-6кВ РП-13 до РУ-6кВ ТП-42; - КЛ-6кВ от яч.№56 РУ-6кВ РП-13 до РУ-6кВ ТП-5052; - ТП-42 (1х400кВа) 6/0,4кВ; - ТП-5052 (1х630кВа) 6/0,4кВ.

4. Характеристики установленных измерительных комплексов содержатся в акте допуска в эксплуатацию приборов учета электрической энергии Акт №СВ-6-307, яч.№41 ПУ-№А172206745, ТТ-№2582217, №2582286, клеммные коробки-№43242179, №43242180 от 05.09.2018; Акт №255-642, яч.№56 ПУ-№24040174020, ТТ-№24040174008, №24040174007 от 04.10.2017.

5. Устройства защиты, релейной защиты, противоаварийной и режимной автоматики:
Коммутационный модуль ISM15 Shell2(200Н), Модуль управления TER CM 16-1, Микропроцессорный блок РЗиА БЗП-02-ОТ.

(Виды защиты и автоматики, действия и др.)

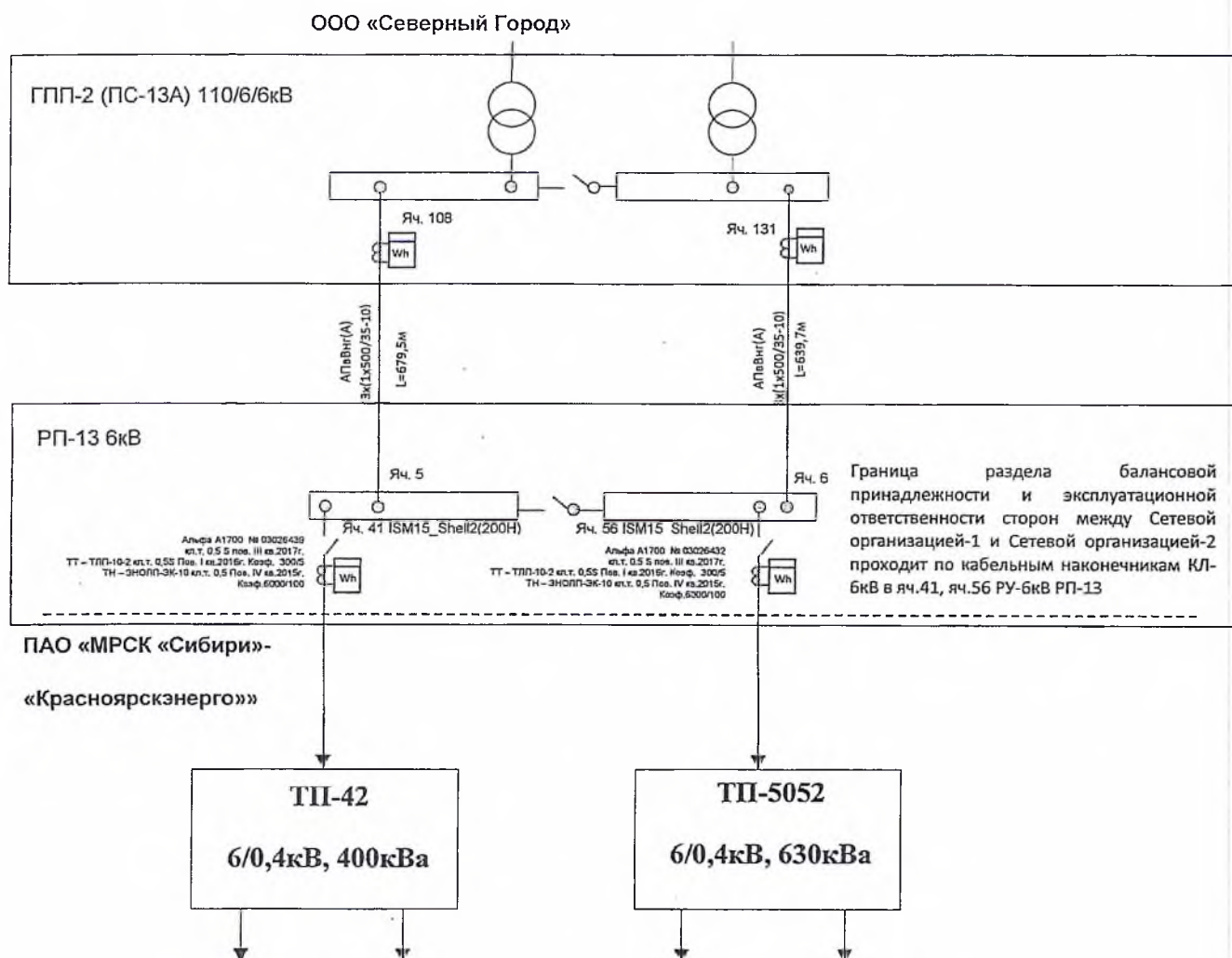
6. Автономный резервный источник питания:

Отсутствует

(Вид, мощность, место установки и др.)

7. Прочие сведения:

Схематично границы балансовой принадлежности объектов электроэнергетики (энергопринимающих устройств) и эксплуатационной ответственности сторон указаны в приведенной ниже однолинейной схеме присоединения энергопринимающих устройств:



8. Стороны подтверждают, что технологическое присоединение энергопринимающих устройств (энергетических установок) сетевой организации-2 к электрической сети сетевой организации-1 выполнено в соответствии с правилами и нормами.

Сетевая организация-2 претензий к оказанию услуг сетевой организацией-1 не имеет.

Сетевая организация-1:

Генеральный директор
ООО «Северный Город»

(Подпись) Власов/

Сетевая организация-2:

Заместитель директора по реализации и
развитию услуг филиала ПАО «МРСК
Сибири» – «Красноярскэнерго»

(Подпись) С. Козлова/