

**Технические требования к организации расчетного учета электрической энергии  
(мощности) с использованием АСКУЭ**

Наименование объекта: \_\_\_\_\_

Адрес объекта: \_\_\_\_\_

Установленная мощность объекта – согласно ТУ ЭС: \_\_\_\_\_

**1. Общие требования к АСКУЭ**

1.1. Согласно Правилам электроснабжения, утвержденным постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 17.10.2011г. № 1394 (в действующей редакции) (далее – Правила электроснабжения), электроустановки потребителей с присоединенной мощностью 250 кВА и более должны оснащаться статическими счетчиками электрической энергии (мощности) с фиксацией 30-минутной мощности, объединенными в АСКУЭ, фиксирующую наибольшую совмещенную получасовую мощность, потребляемую в утренние и вечерние часы максимальных нагрузок энергосистемы, а также соответствующей аппаратурой связи для передачи измерительной информации о потреблении электрической энергии (мощности) в энергоснабжающую организацию. Счетчики расчетного учета всех субабонентов, транзитных линий абонента энергоснабжающей организации должны быть включены в состав его АСКУЭ.

1.2. Общественные здания с количеством средств расчетного учета три и более, а также жилые дома с числом квартир 20 и более должны оснащаться АСКУЭ и соответствующей аппаратурой связи для передачи измерительной информации о потреблении электрической энергии (мощности) в энергоснабжающую организацию.

1.3. В случае необходимости организации АСКУЭ потребителя в ТП энергоснабжающей организации, необходимо по согласованию с электросетевым филиалом РУП «Минскэнерго» предусмотреть выделение затрат на приобретение и монтаж шкафа АСКУЭ в отдельную смету, а также согласовать место установки шкафа АСКУЭ в ТП.

1.4. Зарядная электрическая сеть (зарядное устройство) юридических лиц для зарядки автомобилей с гибридной или электрической силовой установкой должна оснащаться статическими счетчиками электрической энергии (мощности) с фиксацией 30-минутной мощности, объединенными в АСКУЭ.

1.5. Типы средств измерений, используемые для расчетного учета электрической энергии (мощности) в составе АСКУЭ, должны быть внесены в Государственный реестр средств измерений Республики Беларусь и отвечать техническим требованиям, приведенным в ТКП 339-2022 «Электроустановки на напряжение до 750 кВ. Линии электропередачи воздушные и токопроводы, устройства распределительные и трансформаторные подстанции, установки электросиловые и аккумуляторные. Правила устройства и защитные меры электробезопасности. Учет электроэнергии. Нормы приемо-сдаточных испытаний» (далее - ТКП 339-2022), СТБ 2096-2023 «Автоматизированные системы контроля и учета электрической энергии. Общие технические требования» (далее – СТБ 2096-2023), СП 4.04.02-2023 «Электроснабжение промышленных предприятий», ТКП 385-2022 «Сети электрические распределительные сельские напряжением 0,38-10 кВ. Правила технологического проектирования», СН 4.04.01-2019 «Системы электрооборудования жилых и общественных зданий», СП 4.04.04-2023 «Системы электрооборудования жилых и общественных зданий», ГОСТ 31819.21 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 21. Статические счетчики активной энергии классов точности 1 и 2», ГОСТ 31819.22 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S», ГОСТ 31819.23 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики

реактивной энергии», ГОСТ 1983-2015 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия», ГОСТ 7746-2015 «Трансформаторы тока. Общие технические условия».

Средства расчетного учета электрической энергии (мощности) с использованием АСКУЭ, технические средства и программно-информационное обеспечение АСКУЭ должны отвечать техническим требованиям СТП 33240.09.121-25 «Единые технические условия на организацию расчетного учета электрической энергии с использованием АСКУЭ».

1.6. АСКУЭ промышленного субъекта учета должна:

- создаваться на основе трехфазных многотарифных статических счетчиков трансформаторного или непосредственного включения, а также однофазных многотарифных статических счетчиков, подключаемых по цифровым интерфейсам через канал связи нижнего уровня к УСПД, которое в автоматическом режиме и с заданной периодичностью (в соответствии с требованиями п. 6.5.2.1 СТБ 2096-2023) или по запросу должно собирать данные учета со счетчиков, накапливать и передавать эти данные на верхний уровень АСКУЭ и в энергоснабжающую организацию;

- включать в себя точки расчетного учета всех питающих и транзитных линий абонента, учеты всех генераторов и генерирующих источников, собственных нужд, расчетные счетчики субабонентов (арендаторов) и абонентов других тарифных групп, запитанных от электрической сети абонента. На стадии проектирования данные точки расчетного учета вносятся в таблицу А.1 (см. Приложение).

Для промышленного субъекта учета необходимость УСПД определяют в соответствии с СТБ 2096-2023.

1.7. АСКУЭ общественных зданий, комплексов и сооружений должна:

- строиться на основе однофазных и трехфазных многотарифных статических счетчиков непосредственного или трансформаторного включения, подключаемых по цифровым интерфейсам через канал связи нижнего уровня к УСПД, которое в автоматическом режиме с заданной периодичностью или по запросу должно собирать данные учета со счетчиков, накапливать и передавать эти данные на верхний уровень АСКУЭ и в энергоснабжающую организацию;

- включать в себя точки расчетного учета всех питающих и транзитных линий абонента, расчетные счетчики субабонентов и абонентов других тарифных групп, запитанных от электрической сети абонента. На стадии проектирования данные точки расчетного учета вносятся в таблицу А.1 (см. Приложение).

Необходимость применения УСПД определяют в соответствии с СТБ 2096-2023.

1.8. АСКУЭ-быт должна:

- строиться на основе однофазных и трехфазных многотарифных статических счетчиков непосредственного или трансформаторного включения, подключаемых по цифровым интерфейсам через канал связи нижнего уровня к УСПД, которое в автоматическом режиме и с заданной периодичностью (в соответствии с требованиями п. 6.5.2.1 СТБ 2096-2023) или по запросу должно собирать по цифровому интерфейсу данные учета с квартирных и общедомовых счетчиков, накапливать и передавать эти данные на верхний уровень АСКУЭ-быт и в энергоснабжающую организацию;

- включать в себя точки расчетного учета всех бытовых абонентов, балансные счетчики, общедомовые точки учета, расчетные счетчики субабонентов и абонентов других тарифных групп, запитанных от электрической сети многоквартирного жилого дома или квартала индивидуальной жилой застройки. На стадии проектирования данные точки расчетного учета вносятся в таблицу А.2 (см. Приложение).

1.9. При изменении схемы электроснабжения абонента, увеличении (уменьшении) количества субабонентов и абонентов других тарифных групп, все расчетные точки должны включаться в АСКУЭ как на стадии проектирования, строительного-монтажных и пусконаладочных работ, так и в процессе ее эксплуатации.

1.10. При необходимости АСКУЭ должна производить расчет величины технологического расхода электрической энергии на ее передачу по электрическим сетям, учитываемой при финансовых расчетах за электроэнергию между энергоснабжающей организацией и потребителем (абонентом) в соответствии с требованием ТКП 460 - 2017 «Порядок расчета величины

технологического расхода электрической энергии на её передачу по электрическим сетям, учитываемой при финансовых расчетах за электроэнергию между энергоснабжающей организацией и потребителем (абонентом).

1.11 При формировании групп учета необходимо руководствоваться утвержденным образцом энергоснабжающей организации, приведенном в таблице Б.1 (см. Приложение). Состав групп учета может изменяться по согласованию с энергоснабжающей организацией.

## **2. Требования к техническим средствам и программно-информационному обеспечению АСКУЭ**

2.1. Технические средства и программно-информационное обеспечение АСКУЭ должны соответствовать требованиям СТБ 2096-2023.

2.2. Для промышленных и приравненных к ним потребителей:

2.2.1. сбор данных измерения и учета показаний электроэнергии в АСКУЭ должен производиться по цифровому интерфейсу с помощью УСПД. Система расчетного учета должна считывать, передавать по каналам связи и помещать в базу данных энергоснабжающей организации следующую информацию:

- трехминутные значения активной и реактивной мощности в двух направлениях для решения задач ограничения и регулирования потребляемой электрической энергии (при необходимости);

- получасовые значения активной и реактивной мощности в двух направлениях;

- показания счетчика (значения активной и реактивной энергии в двух направлениях) по тарифным зонам (зона 1 – ночь, зона 2 – полупик, зона 3 – пик);

- суммарные за сутки (месяц) значения активной и реактивной энергии в двух направлениях по тарифным зонам (зона 1 – ночь, зона 2 – полупик, зона 3 – пик);

- показания счетчика (значения активной и реактивной энергии в двух направлениях) по тарифным зонам на начало суток (месяца);

- значения активной, реактивной энергии и мощности по сформированным группам учета;

- максимальные значения активной, реактивной энергии и мощности по тарифным зонам за месяц по сформированным группам и точкам учета.

2.2.2. АСКУЭ должна иметь различные уровни доступа (чтение, изменение) к настройкам системы, собираемой информации, позволять производить беспарольное чтение любой информации с УСПД либо счетчика. Доступ к изменению настроек УСПД или счетчика после допуска АСКУЭ в опытную эксплуатацию должен осуществляться только по паролю, установленному энергоснабжающей организацией.

В режиме реального времени АСКУЭ должна позволять обратиться к любому счетчику для считывания данных либо для параметризации счетчика персоналом, имеющим полномочия.

2.2.3. АСКУЭ должна иметь возможность использования отдельных тарифных зон для принимаемой, генерируемой активной и реактивной электроэнергии и мощности по отдельным точкам учета или по группе точек учета в целом.

2.2.4. в целях оперативного контроля работы АСКУЭ потребителя система должна включать в себя автоматизированное рабочее место (далее – АРМ) энергетика, либо УСПД должно иметь устройство и необходимый интерфейс для отображения, считывания и программирования технологических параметров системы.

2.3. Для общественных зданий, комплексов и сооружений:

2.3.1. Сбор данных измерения и учета электроэнергии в АСКУЭ должен производиться по цифровому интерфейсу. Система расчетного учета должна считывать, передавать по каналам связи и помещать в базу данных энергоснабжающей организации следующую информацию:

- получасовые значения активной и реактивной мощности (при необходимости);

- показания счетчика (значения активной и реактивной энергии в двух направлениях), суммарные и по задействованным тарифным зонам;

- суммарные за сутки (месяц) значения активной и реактивной энергии в двух направлениях по задействованным тарифным зонам;

- показания счетчика (значения активной и реактивной энергии в двух направлениях) по тарифным зонам на начало суток (месяца);

– значения активной, реактивной энергии по сформированным группам учета.

2.3.2. АСКУЭ должна позволять производить беспарольное чтение любой информации с УСПД либо счетчика. Доступ к изменению настроек УСПД или счетчика после допуска АСКУЭ в опытную эксплуатацию должен осуществляться только по паролю, установленному энергоснабжающей организацией.

2.3.3. Система общественных зданий, комплексов и сооружений должна включать АРМ энергетика, либо УСПД должно иметь устройство или необходимый интерфейс для отображения, считывания и программирования технологических параметров системы.

2.4. Для АСКУЭ-быт:

2.4.1. Сбор данных измерения и учета электроэнергии в АСКУЭ-быт должен производиться только по цифровому интерфейсу с помощью УСПД (при необходимости).

Система должна обеспечивать передачу по каналам связи в ЦСОД АСКУЭ энергоснабжающей организации суммарное потребление в каждой точке учета с разбивкой его по тарифным зонам за сутки и месяц, а также максимальные значения мощности за сутки и месяц. Все остальные данные система должна передавать только по запросу.

Расчет небаланса электроэнергии по объекту учета должен выполняться ПО верхнего уровня АСКУЭ.

2.4.2. АСКУЭ-быт должна позволять производить беспарольное чтение любой информации с УСПД либо счетчика. Доступ к изменению настроек УСПД или счетчика после принятия АСКУЭ в опытную эксплуатацию должен осуществляться только по паролю, установленному энергоснабжающей организацией.

Персоналу, имеющему необходимые полномочия, должна быть обеспечена возможность в режиме реального времени обратиться к любому счетчику в системе для считывания данных либо для параметризации счетчика.

2.4.3. В АСКУЭ-быт должна быть обеспечена синхронизация времени с системой единого астрономического времени. Синхронизацию времени должен выполнять ЦСОД АСКУЭ энергоснабжающей организации.

2.5. В АСКУЭ промышленных и приравненных к ним потребителей, общественных зданий, комплексов и сооружений должна быть обеспечена синхронизация времени с системой единого астрономического времени. Синхронизация времени должна выполняться ЦСОД АСКУЭ энергоснабжающей организации.

2.6. Для опроса статических счетчиков устройствами, не входящими в состав АСКУЭ, следует использовать дополнительные независимые цифровые интерфейсы. Приборы учета допускается опрашивать устройствами, не входящими в состав АСКУЭ, в режиме «только чтение». Сторонним системам запрещается выдача на прибор учета команд, влияющих на их показания: синхронизация времени, изменение тарифного расписания, даты и т.п. в соответствии с требованиями п. 4.2.3.9 ТКП 339-2022.

2.7. АСКУЭ абонента должна предусматривать расчет потребляемой электрической энергии (мощности) в соответствии с его тарифной группой и передачу измерительной информации в программное обеспечение АСКУЭ РУП «Минскэнерго» (далее – ПО АСКУЭ РУП «Минскэнерго»).

2.8. АСКУЭ потребителей (применяющих одноставочный тариф) с присоединенной мощностью 250 кВА и выше (за исключением организаций, указанных в абзаце 4 пункта 89 Правил электроснабжения) должны обеспечивать контроль предельно допустимой величины потребляемой активной мощности в утренние и вечерние часы максимальных нагрузок энергосистемы за расчетный период, с учетом нагрузок субабонентов.

2.9. Для организации бесперебойной передачи измерительной информации от АСКУЭ всех потребителей в ПО АСКУЭ РУП «Минскэнерго» необходимо применять основной и резервный цифровые (модемные) каналы связи (типа GPRS, 3G+, LTE, оптическое волокно/Ethernet/VPN). Типы каналов связи необходимо согласовать с филиалом «Энергосбыт» РУП «Минскэнерго».

2.10. Для организации беспроводной передачи измерительной информации от статических счетчиков в АСКУЭ (УСПД) рекомендуется применять каналы связи (GPRS, 3G+, LTE, радиоканалы, и др.) со скоростью передачи данных не менее 9600 бит/с. Протокол LoRaWAN допускается применять для АСКУЭ-быт. Применение канала передачи данных от приборов учета

на средний уровень АСКУЭ (УСПД) с использованием PLC-технологий допускается только для многоквартирных жилых домов и непромышленных объектов с присоединенной мощностью до 250 кВА.

2.11. Для АСКУЭ электроустановок районов индивидуальной жилой застройки предусматривать применение УСПД с цифровым основным и резервным каналами связи (GPRS, 3G+, LTE; оптическое волокно/Ethernet/VPN) для передачи данных на верхний уровень АСКУЭ. В качестве канала передачи данных АСКУЭ нижнего уровня (счетчик – УСПД) необходимо использовать технологии PLC, радио-, либо протокол LoRaWAN. При использовании PLC-технологии необходимо предусмотреть установку каналовобразующих PLC-устройств для каждой гальванической развязки цепей напряжения (силовой трансформатор).

2.12. Для многоквартирных жилых домов необходимо предусматривать применение УСПД с цифровым интерфейсом Ethernet либо дополнительное оборудование, подключенное к УСПД с цифровым интерфейсом Ethernet для организации передачи данных по оптическому волокну/Ethernet в ПО АСКУЭ РУП «Минскэнерго». В качестве каналов передачи данных в АСКУЭ нижнего уровня (счетчик - УСПД) преимущественно применять технологии PLC, радио либо протокол LoRaWAN. Необходимое количество и места установки радио-, PLC-модемов, шлюзов LoRaWAN уточнять на стадии проектирования у производителя оборудования АСКУЭ.

2.13. Устройства, применяемые для передачи данных (модемы, коммутаторы) от АСКУЭ потребителя в ПО АСКУЭ РУП «Минскэнерго», должны иметь функцию программной перезагрузки по заданному расписанию. В случае отсутствия данной функции шкаф АСКУЭ должен быть оснащен устройствами принудительной перезагрузки с настраиваемым расписанием.

2.14. Для АСКУЭ промышленных и приравненных к ним потребителей с присоединенной мощностью 250 кВА и выше проектом необходимо предусматривать использование УСПД, поддерживающих унифицированный протокол связи CRC-RB, либо выбирать УСПД из перечня совместимых с ПО АСКУЭ РУП «Минскэнерго» (при необходимости предоставлять драйвер обмена для получения данных с контроллера).

2.15. АСКУЭ должна обеспечить периодичность оперативного сбора данных УСПД о количестве электроэнергии для промышленных потребителей с установленной мощностью 250 кВА и более, а также потребители, у которых устанавливаются лимиты потребляемой электрической мощности и энергии, объекты энергосистемы напряжением 35 кВ и выше, электростанции и блок-станции потребителя – не реже 1 раз в 3 минуты, другие потребители – не реже 1 раз в сутки.

2.16. Электропитание АСКУЭ (УСПД) потребителя должно осуществляться через устройство АВР от двух независимых источников напряжением ~230 В.

2.17. УСПД и другие элементы АСКУЭ потребителя допускается устанавливать в отдельных запираемых шкафах, имеющих приспособление для опломбирования. В шкафу АСКУЭ или в непосредственной близости от него должна быть установлена розетка на напряжение ~230В (с заземляющим контактом) для обеспечения технического обслуживания элементов АСКУЭ.

2.18. При проектировании, модернизации или реконструкции АСКУЭ (УСПД) потребителя необходимо предусматривать не менее, чем 30%-ный резерв количества каналов учета электрической энергии.

2.19. При расширении и модернизации АСКУЭ необходимо использовать самые современные и эффективные средства измерений и средства расчетного учета (измерительные трансформаторы, электросчетчики, УСПД), каналы связи и компьютеры с соответствующими операционными системами и сетевыми программными платформами.

### **3. Требования к измерительным трансформаторам тока, напряжения, счетчикам электроэнергии, используемым в АСКУЭ**

3.1. Для расчетного учета электрической энергии (мощности) допускаются к применению средства измерений (статические счетчики электрической энергии, измерительные трансформаторы тока и напряжения), включая устройства сбора и передачи данных (УСПД), прошедшие государственную поверку, и автоматизированные системы контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ), прошедшие метрологическую оценку (государственную поверку) в соответствии с законодательством в области обеспечения единства измерений.

3.2. Расчетный учет электрической энергии (мощности) осуществляется статическими счетчиками электроэнергии, оснащенными цифровыми интерфейсами, и организуется, как правило, на границе балансовой принадлежности электрических сетей между энергоснабжающей организацией и потребителем электроэнергии.

3.3. В электроустановках потребителей с присоединенной мощностью 100 кВА и выше статические счетчики расчетного учета электроэнергии должны обеспечивать измерение в прямом и обратном направлении активной и реактивной электрической энергии, а также активной и реактивной электрической мощности, усредненной на определенном интервале времени.

3.4. При организации коммерческого учета по стороне 10кВ и выше на подстанции энергосистемы предусмотреть установку приборов учета электрической энергии с поддержкой не менее двух цифровых интерфейсов с организацией передачи данных в АСКУЭ энергообъекта энергоснабжающей организации и потребителя.

3.5. Промышленные потребители с установленной мощностью 250кВА и более, а также потребители, у которых устанавливаются лимиты потребляемой электрической мощности и энергии, объекты энергосистемы напряжением 35 кВ и выше, электростанции и блок-станции потребителя на питающих фидерах должны оснащаться расчетными трехфазными электросчетчиками с наличием внешнего резервного питания.

3.6. Расчетные счетчики электроэнергии на подстанциях энергосистемы должны устанавливаться для каждой отходящей линии, принадлежащей потребителям. Допускается устанавливать расчетные счетчики на приемном конце линии у потребителя в случаях, когда трансформаторы тока на электростанциях и подстанциях, выбранные по условиям короткого замыкания или по характеристикам дифференциальной защиты шин, не обеспечивают требуемой точности учета

3.7. Трансформаторы тока на напряжение до 1000 В, предназначенные для подключения к счетчикам расчетного учета электроэнергии, должны так устанавливаться на токоведущих шинах, чтобы расстояние от их клеммных крышек, подлежащих опломбированию, до боковых конструктивных элементов шкафов и щитков было не менее 150 мм.

3.8. Высота от пола до клеммной крышки счетчика расчетного учета электроэнергии должна быть в пределах 1,3–1,7 м.

3.9. Для обеспечения безопасной установки, замены и проверки расчетного счетчика прямого включения должна предусматриваться возможность отключения счетчика установленным до него в том же помещении на расстоянии не более 10 м коммутационным аппаратом, оснащенным приспособлением для опломбирования, для одновременного снятия напряжения со всех фаз, подключенных к счетчику.

3.10. После расчетного счетчика, включенного непосредственно в сеть, должен быть установлен коммутационный аппарат на отходящей линии. Если после счетчика отходит несколько линий, снабженных коммутационными аппаратами, установка общего коммутационного аппарата не требуется.

Если после счетчика (за исключением сплит-счетчика) отходят несколько линий, снабженных коммутационными аппаратами, которые размещены за пределами помещения, где установлен счетчик, то после счетчика должен быть установлен общий коммутационный аппарат.

3.11. Для обеспечения безопасной установки, замены и проверки счетчика расчетного учета трансформаторного (косвенного и полукосвенного) включения должна предусматриваться возможность отключения счетчика при помощи установленной под ним горизонтально на расстоянии не более 0,5 м испытательной колодки, которая обеспечивает закорачивание вторичных обмоток трансформаторов тока, размыкание вторичных токовых цепей и размыкание цепей напряжения во всех фазах, подключенных к счетчику.

3.12. В четырехпроводных электрических сетях напряжением 0,4 кВ в точке подключения нулевого проводника трехэлементного статического счетчика к нулевой рабочей шине распределительного устройства должно предусматриваться приспособление для опломбировки.

3.13. Согласно ГОСТ 32397-2020 «Щитки распределительные для производственных и общественных зданий. Общие технические условия» дверцы распределительных щитков и шкафов в электроустановках напряжением 0,4(0,69) кВ, не должны использоваться для крепления на них

(внутри, снаружи или снаружи) средств расчетного учета электроэнергии и испытательных колодок.

#### 4. Порядок сдачи системы АСКУЭ в опытную и постоянную эксплуатацию

4.1. Допуск и сдачу АСКУЭ потребителя в опытную и постоянную эксплуатацию необходимо выполнить в соответствии с требованиями ТКП 308-2022 «Автоматизированные системы контроля и учета электрической энергии (мощности). Приемка в эксплуатации» (далее – ТКП-308-2022).

4.2. Для АСКУЭ потребителя, находящейся в постоянной эксплуатации, в случае ее модернизации или реконструкции, необходимо повторно выполнить допуск и сдачу в опытную и постоянную эксплуатацию в соответствии с требованиями ТКП 308-2022.

#### 5. Срок действия технических требований

5.1. Настоящие технические требования действуют:

- в течение двух лет – с даты их выдачи до начала строительно-монтажных работ;
- после начала строительно-монтажных работ - до приемки объекта в эксплуатацию.

Согласовано:

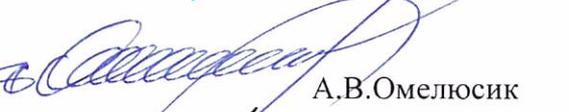
Первый заместитель директора –  
главный инженер



А.А.Ладутько

«10» 02 2026г.

Заместитель главного инженера  
по эксплуатации и ремонтам



А.В.Омелюсик

«09» 02 2026г.

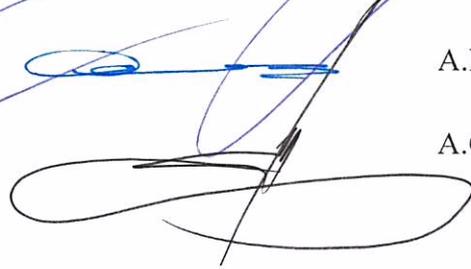
Начальник САСКУЭ



А.Б.Силка

«09» 02 2026г.

Начальник ПТО



А.С.Таркайло

«09» 02 2026г.

## Приложение

Таблица А.1 – Точки расчетного учета

| № п/п | Наименование присоединения | Номер ячейки, питающей линии (или место размещения) | Класс напряжения, кВ | Принадлежность точки расчетного учета абоненту (субабоненту) |
|-------|----------------------------|---|----------------------|--|
| 1     |                            |   |                      |  |
| ...   |                            |   |                      |  |
| n     |                            |   |                      |  |

Таблица А.2 – Точки расчетного учета (АСКУЭ-быт)

| № п/п | Тип точки учета (однофазный, трехфазный) | Количество | Тип(ы) учета  |
|-------|--|------------|---|
| 1     |  |            | Квартирный  |
| 2     |  |            | Общедомовой счетчик, лифты, вводной балансный счетчик по дому |
| 3     |  |            | Точки учета других тарифных групп                             |

Таблица Б.1 – Перечень сформированных групп расчетного учета

| Номер группы | Входящие величины  | Тип энергии                  |
|--------------|--|------------------------------|
| 1            | $\sum$ вводных счетчиков абонентов –<br>$\sum$ на нагрев абонентов –<br>$\sum$ генераторов абонентов –<br>$\sum$ других тарифных групп абонентов –<br>$\sum$ всех субабонентов | Активная принимаемая (A+)    |
| 2            | $\sum$ вводных счетчиков абонентов   | Активная принимаемая (A+)    |
| 3            |  | Активная генерируемая (A–)   |
| 4            |  | Реактивная принимаемая (R+)  |
| 5            |  | Реактивная генерируемая (R–) |
| 6            | $\sum$ на нагрев абонентов   | Активная принимаемая (A+)    |
| 7            | $\sum$ генераторов абонентов   | Активная генерируемая (A–)   |
| 8            | $\sum$ других тарифных групп абонентов   | Активная принимаемая (A+)    |
| 9            | $\sum$ всех субабонентов   | Активная принимаемая (A+)    |
| 10           |  | Активная генерируемая (A–)   |
| 11           |  | Реактивная принимаемая (R+)  |
| 12           |  | Реактивная генерируемая (R–) |