

Утверждаю:

Директор по реализации услуг  
транспорта электроэнергии  
АО «ЛОЭСК»

  
\_\_\_\_\_ Е.В. Гельгорн

«\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

## Техническое задание

### **на выполнение работ по эксплуатации автоматизированной системы коммерческого и технического учета электроэнергии в точках ее поставки и транзита на границах сетей АО «ЛОЭСК», а также в пунктах технического контроля отпуска и качества электроэнергии**

В целях организации работы по эксплуатации автоматизированной системы коммерческого и технического учета электроэнергии в точках ее поставки и транзита на границах сетей АО «ЛОЭСК» (далее — Система), необходимо выполнение следующих мероприятий:

- выполнение всех необходимых работ по эксплуатации Системы для поддержания ее работоспособности;
- проведения текущих восстановительных работ при выявлении неисправностей компонентов Системы;
- выполнение мониторинга функционирования Системы, в том числе сбор и передача данных со счетчиков Системы.

### **1. Общая характеристика систем учета АО «ЛОЭСК»**

1.1. В состав систем коммерческого учета электроэнергии АО «ЛОЭСК» входят следующие типы систем учета:

**Система учета электроэнергии с дистанционным съемом данных (далее - СУЭ ДС)** - СУЭ с каналобразующей аппаратурой связи и контроллером(ми), обеспечивающим интерфейс доступа к электросчетчикам и позволяющих организовать дистанционный съем данных, хранящихся в энергонезависимой памяти электросчетчиков, входящих в состав ИК с передачей их на ИВК АО «ЛОЭСК» для проведения оценки потребления электроэнергии (мощности), расчетов и формирования отчетов.

**Автоматизированная система дистанционного считывания данных (далее АСДС)** - состоит из ИК, УСПД (при необходимости), каналобразующей аппаратуры связи, контроллера(ов), обеспечивающего(их) интерфейс доступа к электросчетчикам, СОЕВ, позволяющих обеспечить автоматизированный сбор данных измерения с удаленных ИК, и передачу их на ИВК АО «ЛОЭСК» для хранения, анализа энергопотребления и формирования требуемых отчетов.

**Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии (мощности) (далее - АИИС КУЭ)** - иерархическая

автоматизированная система, представляющая собой функционально объединенную и метрологически аттестованную совокупность ИК, ИВКЭ, ИВК и СОЕВ, предназначенную для измерения электроэнергии (мощности) в целях коммерческих расчетов.

1.2. Технический учет АО «ЛОЭСК» реализован на базе СУЭ ДС и АСДС. Коммерческий учет АО «ЛОЭСК» реализован на базе СУЭ ДС, АСДС и АИИС КУЭ.

## **2. Объем и состав работ**

2.1. Общий объем точек учета Системы (Приложение №1 и 1.1 к Договору) и составляет 549 шт.

2.2. Состав и периодичность проведения работ представлены в Приложении №2 и №2.1 к Договору.

## **3. Требования к СУЭ ДС, АСДС, АИИС КУЭ**

### **3.1. Требования к СУЭ ДС.**

3.1.1. Все компоненты СУЭ ДС должны иметь действующие сертификаты по безопасности, должны соответствовать требованиям технической политики АО «ЛОЭСК», требованиям регламентов Таможенного союза ТР ТС 004/2011 «О безопасности низковольтного оборудования» и ТР ТС 020/2011 «Электромагнитная совместимость технических средств». Все измерительные элементы СУЭ ДС должны быть внесены в Госреестр средств измерений (далее - СИ) РФ и иметь действующие свидетельства о поверке. Время, прошедшее с момента последней поверки до установки СИ, не должно превышать 12 месяцев.

В СУЭ ДС должны применяться однофазные или трехфазные статические счетчики электроэнергии (далее счетчики), обеспечивающие многотарифный учет электрической энергии.

Класс точности измерительных приборов (счетчик, ТТ, ТТ) должен быть определен в соответствии с назначением прибора учета (технический/коммерческий) и определяется в соответствии с постановлением правительства РФ №442 от 04.05.2012г «О ФУНКЦИОНИРОВАНИИ РОЗНИЧНЫХ РЫНКОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ, ПОЛНОМ И (ИЛИ) ЧАСТИЧНОМ ОГРАНИЧЕНИИ РЕЖИМА ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ

ЭНЕРГИИ» и действующей редакцией ПУЭ.

Дополнительные требования к счетчикам:

- обеспечивать измерение нарастающим итогом активной и реактивной энергии (при необходимости) в многотарифном режиме (не менее четырех тарифов);
- обеспечивать вычисление усредненной мощности за часовые интервалы времени (при необходимости измерять усредненную мощность за более короткие интервалы времени) в многотарифном режиме (не менее четырех тарифов) с возможностью хранения данных на глубину для часовых интервалов не менее 90 суток (для потребителей с максимальной мощностью не менее 670 кВт);

- обеспечивать измерение и хранение значений потребленной активной и реактивной (при необходимости) энергии за предыдущий месяц по каждому тарифу и общим расходом в течение не менее 35 суток;
- для точек учета, где возможны перетоки электроэнергии, счетчики должны обеспечивать учет электроэнергии в обоих направлениях;
- формировать и хранить в «журнале событий» не менее 10 сообщений по фактам включения/выключения каждой фазы напряжения питания, изменения данных и параметров счетчика с указанием даты и времени наступления каждого события;
- иметь точность хода встроенных часов не хуже  $\pm 1$ с/сутки, обеспечивать возможность дистанционной (через цифровой интерфейс) коррекции и установки даты и времени часов и календаря, тарифного расписания, коэффициентов трансформации;
- иметь аппаратную и программную защиту от несанкционированного доступа к хранящимся данным и параметрам;
- иметь автоматическую самодиагностику;
- обеспечивать свою работоспособность и допустимую относительную погрешность измерения электроэнергии для рабочих условий эксплуатации.

Используемые в СУЭ ДС счетчики, каналобразующая аппаратура должны поддерживать протоколы обмена информацией- совместимые с программным обеспечением информационно-вычислительного комплекса (далее — ИВК) Заказчика.

3.1.2. Разработка проектной документации, монтаж и наладка, гарантийное обслуживание СУЭ ДС выполняются специализированными организациями в соответствии с требованиями действующим законодательством и нормативно-технической документацией документов.

### **3.2. Требования к приемке СУЭ ДС в промышленную эксплуатацию.**

3.2.1. Допуск СУЭ ДС (коммерческий учет) в эксплуатацию проводится в соответствии с требованиями «Основных положений по функционированию розничных рынков электрической энергии» (утверждены постановлением правительства РФ от 04.05.2014г, №442).

3.2.2. Допуск СУЭ ДС (технический учет) в эксплуатацию проводится комиссией в составе:

- представителей собственника объекта;
- представителей Исполнителя;
- представителей Заказчика.

3.2.3. По результатам работы комиссии оформляется акт допуска СУЭ ДС в эксплуатацию, который подписывается участниками процедуры допуска, а также производится пломбировка необходимых компонентов СУЭ ДС.

### **3.3. Требования АСДС.**

3.3.1. Создание АСДС проводится на основе отдельного технического задания (далее - ТЗ), в соответствии с требованиями которого разрабатывается проектная документация, ТЗ должно быть согласовано ООО «Энергоконтроль».

3.3.2. Все компоненты АСДС должны иметь действующие сертификаты по безопасности, должны соответствовать требованиям технической политики АО «ЛОЭСК», требованиям регламентов Таможенного союза ТР ТС 004/2011 «О безопасности низковольтного оборудования» и ТР ТС 020/2011 «Электромагнитная совместимость»

технических средств». Все измерительные элементы АСДС должны быть внесены в Госреестр средств измерений (далее - СИ) РФ и иметь действующие свидетельства о поверке. Время, прошедшее с момента последней поверки до установки СИ, не должно превышать 12 месяцев.

В АСДС должны применяться однофазные или трехфазные статические счетчики электроэнергии (далее счетчики), обеспечивающие многотарифный учет электрической энергии.

Класс точности измерительных приборов (счетчик, ТТ, ТТ) должен быть определен в соответствии с назначением прибора учета (технический/коммерческий) и определяется в соответствии с постановлением правительства РФ №442 от 04.05.2012г, «О ФУНКЦИОНИРОВАНИИ РОЗНИЧНЫХ РЫНКОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ, ПОЛНОМ И (ИЛИ) ЧАСТИЧНОМ ОГРАНИЧЕНИИ РЕЖИМА ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ» и действующей редакцией ПУЭ.

Дополнительные требования к счетчикам:

- обеспечивать измерение и хранение в энергонезависимой памяти активной и реактивной (при необходимости) энергии нарастающим итогом в многотарифном режиме (не менее четырех тарифов);
- обеспечивать вычисление усредненной мощности за часовые (получасовые) интервалы времени (при необходимости измерять усредненную мощность за более короткие интервалы времени) в многотарифном режиме (не менее четырех тарифов) с возможностью хранения данных на глубину для часовых интервалов не менее 90 суток (для потребителей с максимальной мощностью не менее 670 кВт);
- для точек учета, где возможны перетоки электроэнергии, счетчики должны обеспечивать учет электроэнергии в обоих направлениях;
- формировать и хранить в «журнале событий» не менее 10 сообщений по фактам включения/выключения каждой фазы напряжения питания, изменения данных и параметров счетчика с указанием даты и времени наступления каждого события;
- иметь точность хода встроенных часов не хуже +1 с/сутки, обеспечивать возможность дистанционной (через цифровой интерфейс) коррекции и установки даты и времени часов и календаря, тарифного расписания, коэффициентов трансформации;
- иметь аппаратную и программную защиту от несанкционированного доступа к хранящимся данным и параметрам;
- иметь автоматическую самодиагностику;
- обеспечивать свою работоспособность и допустимую относительную погрешность измерения электроэнергии для рабочих условий эксплуатации.

Используемые в АСДС счетчики, каналобразующая аппаратура должны поддерживать протоколы обмена информацией, совместимые с программным обеспечением информационно-вычислительного комплекса (далее — ИВК) Заказчика.

Применяемые в АСДС УСПД должны отвечать следующим требованиям:

- обеспечивать автоматический сбор информации от счетчиков с цифровыми интерфейсами или с телеметрическими импульсными выходами;
- обеспечивать обработку принятой информации в соответствии с начальными установками без искажения данных;
- хранить в энергонезависимой памяти для каждого счетчика данные по расходу активной и реактивной энергии за прошедший месяц, суточных графиков нагрузки с получасовым интервалом на глубину не менее 90 суток (для часовых интервалов);

- обеспечивать передачу данных по запросу на информационно-вычислительный комплекс (далее - ИВК) энергосбытовой и/или сетевой организации;
- иметь точность хода встроенных часов не хуже с/сутки, обеспечивать автоматическую корректировку даты и времени встроенных часов счетчиков по собственным часам;
- иметь аппаратную и программную защиту от несанкционированного доступа к хранящимся данным и параметрам.

Для передачи данных на ИВК Заказчика должен быть выделен канал связи, который должен обеспечивать передачу данных со скоростью не менее 9600 бит/с при коэффициенте надежности канала 0,95. При использовании в качестве канала передачи данных СВМ-связи рекомендуется использование модемов с поддержкой режима GPRS.

3.3.3. Разработка проектной документации, монтаж и наладка, гарантийное обслуживание АСДС выполняются специализированными организациями в соответствии с требованиями действующим законодательством и нормативно-технической документацией документов.

#### **3.4. Требования к приемке АСДС в промышленную эксплуатацию**

3.4.1. Допуск АСДС (коммерческий учет) в эксплуатацию проводится в соответствии с требованиями «ОСНОВНЫХ положений по функционированию розничных рынков электрической энергии» (утверждены постановлением правительства РФ от 04.05.2014г. №442).

3.4.2. Допуск АСДС (технический учет) в эксплуатацию проводится комиссией в составе:

- представителей собственника объекта;
- представителей Исполнителя;
- представителей Заказчика.

3.4.3. По результатам работы комиссии оформляется акт допуска АСДС в эксплуатацию, который подписывается участниками процедуры допуска, а также производится пломбировка необходимых компонентов АСДС.

#### **3.5. Требования АИИС КУЭ.**

3.5.1. Создание АИИС КУЭ проводится на основе отдельного технического задания (далее - ТЗ), в соответствии с требованиями которого разрабатывается отдельный технический проект (далее — ТРП).

3.5.2. Разработка ТЗ и ТРП, монтаж и наладка АИИС КУЭ выполняются специализированными организациями в соответствии с требованиями действующих нормативных документов в области коммерческого учета электроэнергии (мощности) и ЕСКД.

В случаях включения в состав АИИС КУЭ измерительных комплексов, установленных в точках измерения оптового рынка электроэнергии и мощности (далее - ОРЭМ) в ТЗ и ТРП должны быть учтены требования действующих регламентов ОРЭМ в области коммерческого учета электроэнергии (мощности).

3.5.3. После выполнения монтажных и наладочных работ АИИС КУЭ предъявляется для приемки в опытную и постоянную эксплуатацию в соответствии с Методикой приемки в эксплуатацию АИИС КУЭ.

### **3.6. Требования к ТЗ на АИИС КУЭ**

3.6.1. ТЗ составляется проектной организацией, по результатам обследования энергообъекта потребителя в соответствии с требованиями ГОСТ 34.201-89, ГОСТ 34.602-89

3.6.2. ТЗ утверждается Заказчиком и подписывается Исполнителем (организацией, производившей обследование и выполнившей его разработку).

3.6.3. ТЗ должно пройти метрологическую экспертизу в организации, уполномоченной федеральным агентством по техническому регулированию и метрологии (далее орган Ростехрегулирования) с составлением по ее результатам официального заключения.

3.6.4. ТЗ должно быть согласовано с ООО «Энергоконтроль», с ГП, со смежной сетевой организацией.

3.6.5. ТЗ предоставляется на рассмотрение в двух экземплярах на бумажном носителе и один экземпляр в электронном виде, записанный на CD-ROM с опцией запрета дополнительной записи (информация должна быть представлена в формате MS Office или PDF файл), причем CD и один экземпляр на бумажном носителе остаются в архиве ЭСК или ЭСО.

### **3.7. Требования к проектной документации на АИИС КУЭ**

3.7.1. Проектная документация должна быть выполнена в соответствии с требованиями ГОСТ 34.201-89, ГОСТ 2.105-95, РД 50-34.698-90, а также утвержденного и согласованного ТЗ.

3.7.2. Проектная документация должна пройти метрологическую экспертизу в организации, уполномоченной органом Ростехрегулирования с составлением по ее результатам официального заключения.

3.7.3. Проектная документация согласовывается в следующем порядке :

- Заказчик;
- Исполнитель (проектная организация);
- ООО «Энергоконтроль»;
- ГП;
- смежная сетевая организация.

### **3.8. Технические требования к компонентам АИИС КУЭ.**

3.8.1. Измерительные комплексы (ИК) должны быть размещены на границе балансовой принадлежности Заказчика. При их размещении не на границе балансовой принадлежности для корректировки измеренных значений электроэнергии должна быть разработана Методика выполнения измерений (МВИ) потерь электроэнергии на участке

от границы балансовой принадлежности до места установки ИК, согласованная с организацией, уполномоченной органом Ростехрегулирования.

3.8.2. Все компоненты АИИС КУЭ должны иметь действующие сертификаты по безопасности.

Все измерительные элементы (измерительные трансформаторы, счетчики электроэнергии), устройства сбора и передачи данных (УСПД) должны быть внесены в Госреестр средств измерений (СИ) РФ и иметь действующие свидетельства о поверке. Время прошедшее с момента последней поверки до установки СИ, не должно превышать 12 месяцев.

3.8.3. Должны применяться статические счетчики электроэнергии, отвечающие требованиям постановлением правительства РФ №442 от 04.05.2012г. «О ФУНКЦИОНИРОВАНИИ РОЗНИЧНЫХ РЫНКОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ, ПОЛНОМ И (ИЛИ) ЧАСТИЧНОМ ОГРАНИЧЕНИИ РЕЖИМА ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ», действующего регламента ОРЭМ, в том числе:

- иметь точность хода встроенных часов не хуже с/сутки, обеспечивать возможность дистанционной (через цифровой интерфейс) коррекции и установки даты и времени часов и календаря, тарифного расписания, коэффициентов трансформации;
- иметь аппаратную и программную защиту от несанкционированного доступа к хранящимся данным и параметрам;
- обеспечивать возможность подключения резервного источника питания и автоматического переключения на источник резервного питания при исчезновении основного (резервного) питания;
- обеспечивать визуализацию на своем индикаторе текущих значений накопленной электроэнергии, потребляемой мощности, даты и времени внутренних часов и календаря, а также основных параметров электрической сети (активной и реактивной мощности, тока, напряжения, частоты сети, коэффициента мощности общего и по каждой фазе);
- иметь функцию измерения и учета потерь электроэнергии;
- иметь автоматическую самодиагностику;
- обеспечивать возможность автономного обмена данными с переносным компьютером через цифровой интерфейс или оптопорт (при нарушениях в дистанционном обмене);
- обеспечивать свою работоспособность и допустимую относительную погрешность измерения электроэнергии для рабочих условий эксплуатации.

3.8.4. Применяемые в АИИС КУЭ УСПД должны отвечать следующим требованиям:

- обеспечивать автоматический сбор информации от счетчиков с цифровыми интерфейсами или с телеметрическими импульсными выходами;
- обеспечивать обработку принятой информации в соответствии с начальными установками без ее искажения или потери данных;
- хранить в энергонезависимой памяти по каждому ИК суточные графики нагрузки с получасовым интервалом, а также накопленные нарастающим итогом значения активной и реактивной энергии по каждому тарифу всего - на глубину не менее 90 суток (для часовых интервалов);
- обеспечивать передачу данных по запросу на верхний уровень АИИС КУЭ (на ИВК энергосбытовой или сетевой организации);
- иметь точность хода встроенных часов не хуже  $\pm 5$ с/сутки, обеспечивать автоматическую корректировку даты и времени встроенных часов счетчиков по

собственным часам, а также корректировку собственных часов от ИВК; - иметь аппаратную и программную защиту от несанкционированного доступа к хранящимся данным и параметрам.

3.8.5. Используемые в АИИС КУЭ счетчики и УСПД должны поддерживать протоколы обмена информацией, принятые для ИВК Заказчика.

3.8.6. Система обеспечения единого времени (СОЕВ) АИИС КУЭ должна обеспечить поддержание времени всех компонентов системы, имеющих встроенные часы, (счетчиков, УСПД) по отношению к астрономическому с точностью не более 4.5 с/сутки.

3.8.7. Измерительные трансформаторы тока (ТТ) и напряжения (ТН), применяемые для подключения счетчиков электроэнергии, а также электрические сети их присоединения должны отвечать следующим требованиям постановлением правительства РФ №442 от 04.05.2012г. «О ФУНКЦИОНИРОВАНИИ РОЗНИЧНЫХ РЫНКОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ, ПОЛНОМ И (ИЛИ) ЧАСТИЧНОМ ОГРАНИЧЕНИИ РЕЖИМА ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ, действующей редакции ПУЭ и ГОСТов

3.8.8. Для передачи данных на ИВК энергосбытовой должен быть выделен канал связи, который должен обеспечивать передачу данных со скоростью не менее 9600 бит/с при коэффициенте надежности канала не хуже 0,95. Необходимость резервирования канала связи определяется проектным расчетом надежности функционирования АИИС КУЭ. При использовании в качестве канала передачи данных GSM-связи должен поддерживаться режим GPRS.

3.8.9. Должно быть предусмотрено техническое решение для ГП по считыванию данных со счетчиков электроэнергии, УСПД и их параметрирование при отсутствии (отказе) ИВК или каналобразующей аппаратуры.

3.8.10. В случаях установки потребителем на объекте автоматизированной системы технического учета электроэнергии, в которую входят ИК коммерческого учета, должны быть предусмотрены меры по аппаратному и программному разграничению доступа к данным со стороны ГП и потребителя.

#### **4. Требования к программному обеспечению, используемому при эксплуатации Системы**

4.1. Используемые в Системе счетчики и каналобразующее оборудование должны быть совместимы с ПО «Пирамида 2000» и ПО «Пирамида 2.0».

#### **5. Требования по эксплуатации, техническому обслуживанию, ремонту и хранению**

5.1. Оборудование системы учета должно обеспечивать непрерывную работу в пределах срока службы при условии проведения ремонтно-восстановительных работ.

5.2. Технические средства системы учета должны быть обслуживаемыми устройствами. Техническое обслуживание должно заключаться в систематическом наблюдении за правильностью работы устройства, в регулярном техническом осмотре и устранении возникающих неисправностей допущенным для этих работ персоналом или обслуживающей организацией.



5.3 Условия хранения технических средств системы учета должны отвечать требованиям ГОСТ 15150-69.

#### **5. Место проведения работ**

5.1. Территория Ленинградской области в зоне действия филиалов АО «ЛЮЭСК».

#### **6. Сроки проведения работ**

6.1. Срок выполнения работ с 01.01.2020 по 31.12.2020г.

#### **7. Особые условия работ**

7.1 Привлечение к производству работ третьих лиц допускается по согласованию с Заказчиком.

Главный специалист сектора  
технического аудита АО «ЛЮЭСК»

В.Н. Нехотин

Главный специалист сектора  
учета и перспективного развития АО «ЛЮЭСК»

И.В. Солдатенков