

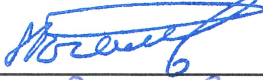


**Некоммерческое партнерство
«НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ СОВЕТ
Единой энергетической системы»**

109044 г. Москва, Воронцовский пер., дом 2
Тел. (495) 912-1078, 912-5799, факс (495) 632-7285
E-mail: dtv@nts-ees.ru, <http://www.nts-ees.ru/>
ИНН 7717150757

«УТВЕРЖДАЮ»

Председатель научно-технической
коллегии НП «НТС ЕЭС»,
д.т.н. профессор


Н.Д. Роголев
« 28 » Января 2022 г.

ПРОТОКОЛ

**заседания секции «Автоматизированный учет электроэнергии и управление
электропотреблением» НТС ЕЭС**

по теме

Метрологическое обеспечение цифровых измерительных средств и опыт
практической реализации проекта цифровой подстанции ПАО «Транснефть»

01.12.2021 г.

№ 17

г. Москва

Заседание проводилось дистанционно.

Присутствовали: 22 человек (список прилагается)

На заседании выступили:

С вступительным словом о работе секции председатель секции «Автоматизированный учет электроэнергии и управление электропотреблением» Александр Васильевич Покатилов.

С докладом «Метрологическое обеспечение цифровых средств измерений» (Приложение 1) выступил Гришин Максим Викторович, ФГБУ «ВНИИМС».

Актуальность темы обусловлена переходом электроэнергетики на цифровые средства измерения (цифровые трансформаторы тока и напряжения, цифровые счетчики электроэнергии, устройства сопряжения шин). На базе этих компонентов строятся цифровые каналы АИИС КУЭ, АСУ ТП и т.д. Первые цифровые подстанции в мире: цифровая подстанция 110 кВ Qujing, Yunnan (Китай, действует с 2006 года); цифровая подстанция 225/90 кВ «Блоко» (Блосаух, Франция, действует с 2016 года). В России уже введены в действие цифровые подстанции на таких объектах как ПАО «Транснефть», ПАО «Россети», ПАО «РусГидро» и др.

Основным препятствием на пути к широкому применению цифровых средств измерений цифровых подстанций является несовершенство существующего на данный момент метрологического обеспечения – отсутствие эталонной базы и нормативной документации. Отсутствует система отслеживаемости цифровых средств измерений государственным первичным эталоном физических величин.

Во исполнение Протокола заседания Росстандарта от 18.07.2019 № 04-13-пр в целях развития цифровой экономики во ФГБУ «ВНИИМС» создана постоянно действующая рабочая группа «Метрологическое обеспечение цифровых подстанций». Рабочая группа создана для разработки концепции и нормативной документации для метрологического обеспечения цифровой подстанции, установления МПИ и проведения сличительных экспериментов для цифровых средств измерений.

02.07.2019 Росстандарт ввел приказ Приказ №1502 "Об утверждении рекомендуемых предельных значений интервалов между поверками средств измерений", в котором устанавливается наибольший межповерочный интервал для категорий средств измерений. В этот приказ вошли не все средства измерения и по решению электротехнической комиссии ФГУП «ВНИИМ», ФГБУ «ВНИИМС» предлагается дополнить перечень средств измерений. Обоснования для уменьшения и увеличения межповерочных интервалов цифровых средств измерений у членов комиссии различались, позиция ФГБУ «ВНИИМС» принимать МПИ в соответствии с РМГ 74-2004.

Ряд компаний изготовителей цифровых средств измерений готов предоставить свои приборы с целью проведения сличительных испытаний. Цель сличительных испытаний – выявить основные технические проблемы, определить пробелы нормативной документации, проверить SV поток на соответствие МЭК 61850-9-2LE и МЭК 61850-8-1, проверить взаимодействие средств измерений разных производителей, провести комплексную проверку существующих на рынке цифровых средств измерений.

Была разработана концепция метрологического обеспечения цифровых подстанций. Получен ряд замечаний и предложений. В концепции описан перечень нормативных документов, который необходимо создать в области МО ЦПС. В октябре 2021 года завершилось обсуждение первой редакции ряда проектов ГОСТ Р.

На текущий момент ФГБУ «ВНИИМС» были испытаны и внесены в гос реестр три цифровые системы: АИИС КУЭ НПС «Уват» и АИИС КУЭ НПС «Десна» ПАО «Транснефть» - выведены на оптовый рынок электроэнергетики, ПС 500 кВ «Тобол» «Россети ФСК ЕЭС». При испытаниях цифровых АИИС КУЭ были отработаны методы проверки влияния превышения трафиков, потерь пакетов, методы штормовых испытаний, методы

испытаний синхронизации времени в шине процесса. В настоящее время нет единого эталонного комплекса для метрологического обеспечения цифровых АИИС КУЭ.

Были проведены работы по испытаниям цифровых трансформаторов тока и напряжения. Результаты испытаний цифрового трансформатора напряжения на эффекте Поккельса опубликованы в журналах «Законодательная и прикладная метрология» и «Цифровая подстанция».

По поручению Росстандарта ФГБУ «ВНИИМС» с начала 2021 года выполняет опытно-конструкторскую работу (далее – ОКР) по созданию эталонного комплекса по метрологическому обеспечению цифровых АИИС КУЭ. Данная работа включает четыре этапа, два из которых уже завершены – разработан технический проект и технические решения, проведено патентное исследование; была разработана рабочая конструкторская документация и часть программного обеспечения. Предстоит еще два этапа, третий это - изготовление опытных образцов, закупка оборудования, разработка методик измерений, четвертый этап - проведение предварительных и приёмочных испытаний опытных образцов.

Эталонный комплекс был назван Энерготест 61850, будет состоять из основного оборудования и вспомогательного. Основное оборудование включает в себя четыре основных блока – планируется изготовление цифровой генератор штормового потока по МЭК 61850, будет создано устройство проверки синхронизации времени комплектующих цифровой АИИС КУЭ, создан и исследован цифровой калибратор МЭК 61850 и анализатор сигналов для цифровых АИИС КУЭ. Данное оборудование и рабочее место метролога для удобства перемещения планируется располагать в мобильном прицепе.

В обсуждении доклада приняли участие:

Представители АО «ИнфоТеКС», АО «НТЦ ФСК ЕЭС», ПАО «ТГК-1», ООО НПП «ЭКРА», ФГБУ «ВНИИМС».

В связи с тем, что СИ в РФ находятся под контролем государства, необходимо иметь возможность контроля корректности работы СИ в течении всего межповерочного интервала. В случае с обычными СИ, достаточно физического опломбирования измерительных компонент, пломбами аккредитованной организации, в случае ЦСИ в качестве измерительного компонента используется программный алгоритм, соответственно и «пломбы» для его защиты необходимо устанавливать «цифровые», с соответствующими уровнями защиты от подделки.

Должна предусматриваться возможность трассировки результатов измерений, которая бы всегда приводила к одним и тем же результатам. Еще в 2007 году, подобный механизм, правда, в системах верхнего уровня АСКУЭ был предусмотрен в решениях

зарубежных производителей, так как при финансовом аудите проверяются все параметры, влияющие на финансовые показатели корпораций, включая данные учета, поэтому все расчетные значения были обязаны давать однозначные результаты на весь период хранения финансовой отчетности.

Предложенные механизмы поверки ЦСИ уже используют каналы передачи данных, возможно стоит сразу предусматривать в АСКУЭ с использованием ЦСИ, независимый контур метрологического обеспечения, который будет обеспечивать постоянный мониторинг метрологических параметров ЦСИ на всем межповерочном интервале. Актуально и для насущной темы «влияние параметров качества электроэнергии» на погрешность измерений, как ЦСИ, так и обычных СИ.

С докладом «Цифровая АИИС КУЭ производства НПП «ЭКРА» на ПС Уват и Десна» (Приложение 2) выступил Кустиков Алексей Валерьевич, ООО НПП «ЭКРА».

Было рассказано об опыте реализации цифровых АИИС КУЭ на подстанциях ПАО «Транснефть». Цели создания цифровой АИИС КУЭ:

- Реализация всех возможностей современных цифровых технологий, повышение точности, надежности и безопасности при измерении;
- Унификация информационных протоколов обмена данными на ЦПС;
- Обеспечение интероперабельности устройств;
- Сокращение кабельного хозяйства (за счет прокладки оптических кабелей и сокращения медных);
- Обеспечение наблюдаемости каналов сбора, передачи информации и управления (использовался программный комплекс производства Tecwill, которое полностью отслеживает все потоки по МЭК 61850, которые присутствуют на шине процесса);
- Снижение метрологических потерь во вторичных цепях (за счет сокращения потерь в кабельных линиях);
- Упрощение способов тиражирования первичной информации;
- Упрощение механизмов поверки устройств (нет аналоговых токов и напряжения в счётчике);
- Унификация механизмов конфигурирования подстанции;
- Формирование единой системы диагностики устройств вторичной коммутации. Переход к выполнению удаленной функциональной диагностики;

- Переход к необслуживаемым подстанциям (в перспективе);
- Сокращение эксплуатационных расходов электросетевых предприятий (при переходе к необслуживаемым подстанциям).

В целях реализации указанных преимуществ цифровой АИИС КУЭ между ООО НПП «ЭКРА» и ООО «НИИ Транснефть» был заключен договор на выполнение опытно-конструкторской работы. В рамках исполнения указанного договора ООО НПП «ЭКРА» на объектах ПАО «Транснефть» реализованы две цифровые системы АИИС КУЭ различающиеся по схеме реализации:

- Децентрализованная цифровая АИИС КУЭ;
- Централизованная цифровая АИИС КУЭ.

Реализованные на объектах ПАО «Транснефть» системы являются первыми в России цифровыми АИИС КУЭ, утвержденными в качестве средств измерений и полностью соответствуют требованиям к системам учета электроэнергии, используемым на оптовом рынке электрической энергии. Системы обладают мировой новизной и защищены охраняемыми документами на изобретение и промышленный образец, исключительные права на которые принадлежат ПАО «Транснефть» и его дочерним организациям.

Цифровая АИИС КУЭ состоит из трех уровней: на нижнем уровне базируется электронно-оптический блок цифровых трансформаторов и УСЦ, к которым подключаются электромагнитные трансформаторы. Эти устройства передают данные по МЭК 61850-9-2 в шину процесса. С шины процесса данные переходят в счетчики. Счетчики производят обработку данных, накопление получасовок и передачу профиля электроэнергии либо на уровень УСПД, либо на уровень ИВК. На объектах ПАО «Транснефть» уровень ИВКЭ (УСПД) был исключен, данные передавались сразу на уровень ИВК. В шине станции используется протокол передачи данных от счётчиков в систему верхнего уровня компании Энергосервис ESM-SV (не использовали МЭК 61850 так как он не предназначен для передачи профиля электрической энергии). Можно использовать и другие стандартные протоколы (СПОДУС, СПОДЭС и другие, для АСУ ТП можно использовать 61850-8-1 (MMS)). Для передачи на верхний уровень используются стандарты IEC 61968-9, ПИРС и др.

Было приведено сравнение структурных схем традиционной и цифровой АИИС КУЭ. В традиционных АИИС электромагнитные трансформаторы тока подключаются по медным каналам и передают аналоговые сигналы в счетчики с функцией ПКЭ. Далее счетчики с функцией ПКЭ уже по цифровому каналу передают данные в УСПД, откуда по цифровому каналу данные передаются в ИВК. Так выгладит структура классической ПС. Структура цифровой АИИС может быть в двух вариантах. Первый вариант, цифровая ПС -

использование непосредственно цифровых трансформаторов, которые стоят на первичном оборудовании и через оптический канал передают данные по протоколу МЭК 61850-9-2 в счетчик с функцией ПКЭ. Далее счетчик, как и в классическом варианте может передавать данные по цифровому каналу в УСПД и в ИВК. Второй, альтернативный вариант для цифровых АИИС КУЭ, это использование УСШ. К УСШ по медным каналам подключаются электромагнитные трансформаторы тока и напряжения и далее с УСШ по протоколу МЭК 61850-9-2 передаются данные по цифровому каналу с счетчика электроэнергии и далее, как и в классических АИИС. Такой вариант исполнения называют гибридной ЦПС.

Исходя из схем гибридной и полностью цифровой подстанции, в реальности могут быть спроектированы и комбинированные системы учета электроэнергии, где счетчик принимает два набора данных и один из них считает основным, а другой резервным. Т.е. при пропадании основного потока, счетчик автоматически переходит на резервный и обратно. На рассматриваемых объектах ПАО «Транснефть» реализовано резервирование, основным является поток от цифровых трансформаторов тока и напряжения, идет два потока, оба потока заходят в счетчик соединяются и фиксируются как один поток от цифровых трансформаторов. Второй поток через УСШ от электромагнитных трансформаторов. Счетчик обрабатывает оба потока и, в случае пропажи связи с цифровыми трансформаторами происходит бесшовное переключение на поток, который приходит от УСШ, при этом в журнале событий счетчика данное событие фиксируется и передается в систему верхнего уровня (оператор видит проблему с цифровыми трансформаторами).

Сравнение суммарных погрешностей измерительного канала традиционной и цифровой АИИС КУЭ дало следующие результаты. Согласно ГОСТ Р МЭК 60044-8-2010 итоговая суммарная погрешность для цифровых систем 0,4% против 0,7% для традиционных. Проводя аналогию с гибридной системой с использованием УСШ, получили суммарную погрешность измерительных каналов гибридной измерительной системы 0,6%.

В рамках реализованных проектов использовалось следующее оборудование – цифровые трансформаторы тока и напряжения, цифровые счетчики с функциями ПКЭ, УСШ (преобразователь аналоговых значений), оборудования ЛВС АИИС КУЭ (коммутаторы с поддержкой PRP и RTP), система обеспечения единого времени с поддержкой RTP, существующая система верхнего уровня ПО Энергосфера компании Прософт. В рамках утверждения типа цифровой АИИС был проведен целый комплекс работ, аналогичный работам для классическим АИИС с разницей лишь в необходимости разработки технических условий на цифровую АИИС КУЭ. Межповерочный интервал

(МПИ) был установлен 4 года, в соответствии с МПИ системы обеспечения единого времени. Следующим этапом энергосбытовыми компаниями были проведены работы по выводу АИИС КУЭ на оптовый рынок и получению Актов соответствия АИИС КУЭ техническим требованиям оптового рынка электрической энергии и мощности.

Для децентрализованной АИИС КУЭ (ПС Десна) информация принимается от цифровых трансформаторов тока и напряжения, в качестве резервного канала принимается информация от УСШ. Данные поступают в локальную вычислительную сеть, через которую происходит синхронизация времени компонентов АИИС КУЭ от двух резервируемых источников синхронизации времени по РТР и, далее, в счетчики электроэнергии с функций ПКЭ. Отличием централизованная АИИС КУЭ (ПС Уват) является передача данных не непосредственно в счетчики, а в централизованное интеллектуальное устройство (ЦИЭУ) ЭКРА ТН1000. В это устройство встроены функционал релейной защиты и автоматики, АСУ ТП и функционал счетчиков электрической энергии. На ПС Уват в отличие от ПС Десна дополнительно реализовано резервирование счетчиков, используется два ЦИЭУ по четыре счетчика на каждом устройстве.

По истечении года был проведен сравнительный анализ учета потребленной активной электроэнергии по двум вводам 110 кВ на ПС Уват. В процентном соотношении разница между цифровой и классической АИИС КУЭ составила 0,24%. Сравнительный анализ учета потребленной активной электроэнергии по трем вводам 110 кВ на ПС Десна показал абсолютно противоположный результат, разница между классической и цифровой АИИС КУЭ в процентном соотношении составила 0,18%. Следовательно, утверждать, что цифровая АИИС КУЭ дает экономию средств при подсчете потребленной электроэнергии - нельзя.

Для реализации цифровых АИИС КУЭ рекомендуется следующее оборудование: цифровые трансформаторы тока и напряжения – АО «Профотек», УСШ и счетчики – ИЦ «Энергосервис», синхронизация времени – устройство разработки НПП «ЭКРА», коммутаторы Ruggedcom и Hirshmann с поддержкой РТР и РРР.

Для защиты цифровой АИИС КУЭ используется два метода. Программная защищенность – использование паролей и аппаратная защищенность, реализованная за счет специальных средств (пломбировка). Любые изменения в счетчике отслеживаются в журнале событий и передаются на верхний уровень. В случае обновления прошивки информация сразу поступает на верхний уровень.

В реализации пилотного проекта цифровых подстанций принимали участие представители следующих организаций: - ПАО «Транснефть» (заказчик),

ООО «НИИ Транснефть», ООО «Транснефтьэнерго», АО «Транснефть-Дружба», АО «Транснефть-Сибирь», ООО НПП «ЭКРА», ООО ПЦ «ЭКРА», ФГУП «ВНИИМС», ФГУП «ВНИИФТРИ», ООО «ИЦРМ», ИЦ Энергосервис, ООО «Прософт-Системы» (производитель верхнего уровня – ПО ИВК), НП «Совет Рынка», ООО «РУСЭНЕРГОРЕСУРС» (энергосбытовая компания).

Подводя итоги работы было отмечено:

1. Впервые в Российской Федерации реализован проект цифровых систем коммерческого учета электроэнергии двух объектов электросетевого хозяйства в рамках федеральной программы «Цифровая экономика РФ» и требований документа ПАО «Россети» «Концепция Цифровая трансформация 2030».
2. Был проведен полный комплекс работ от разработки основных технических решений (ранее в РФ такие системы не вводились в работу) до реализации с выводом объектов на оптовый рынок электроэнергии и мощности (ОРЭМ) в соответствии с требованиями серии стандартов МЭК61850 (описывающих объекты электросетевого хозяйства нового поколения – ЦПС).
3. Цифровая АИИС КУЭ является одним из компонентов комплекса вторичных систем ЦПС. В итоге НПП «ЭКРА» сейчас предлагает и реализует проекты ЦПС «под ключ» с полностью цифровым комплексом вторичных системы (до этого речь о ЦПС была в объеме РЗА), отвечающим требованиям стандартов серии МЭК 61850. Технология цифровой АИИС КУЭ для оптового и розничного рынка электроэнергии является отлаженной и в достаточной степени зрелой (не требующей доработок) для тиражирования на объектах электросетевого хозяйства в составе комплексных решений для ЦПС.
4. Опыт построения цифровых АИИС КУЭ/ТУЭ с различными архитектурами (централизованная/децентрализованная, ЭМТ с УСШ/цифровые ТТ/ТН и т.д.).
5. Результаты работ перед вводом в эксплуатацию цифровой АИИС КУЭ прошли экспертизу в головном федеральном центре сертификации средств измерения – ФГУП «ВНИИМС», а также у ключевого федерального регулятора рынка электроэнергии – АО «АТС». До момента проведения данных работ у указанных организаций отсутствовал опыт работы с системами учета электроэнергии основанных только на использовании цифровой информации в соответствии с серией стандартов МЭК 61850, на которых строится цифровизация электросетевого хозяйства в РФ и за рубежом. На основе опыта, полученного в ходе вышеописанных работ и представленной в проектах информации, в настоящее время разрабатываются ГОСТ Р на цифровые системы АИИС КУЭ.
6. Организованы курсы по АИИС КУЭ для ЦПС в рамках стандартного курса по ЦПС. Готовы проводить обучение по специализированной программе «АИИС УЭ.

Построение, эксплуатация и обслуживание системы учета электроэнергии ПТК «ЭКРА-Энергоучет» производства НПП «ЭКРА».

7. За данное достижение НПП «ЭКРА» компания была удостоена дипломом ежегодного конкурса инновационных проектов и разработок в сфере электроэнергетики «Энергопрорыв-2020», организованным ПАО «Россети», кластером энергоэффективных технологий Фонда «Сколково», НТИ Энерджинет, Агенством Стратегических Инициатив, Министерством Энергетики РФ.

8. Также НПП «ЭКРА» была отмечена дипломами на выставке Международного форума «Электрические сети России 2019»: дипломом 1 степени в номинации «Лучшая профессиональная команда» конкурса «Цифровой прорыв» ПАО «Россети»; дипломом 2 степени «Отработка одной из ключевых технологий цифровизации электросетевого комплекса – создание и внедрение технологий цифровых подстанций (ЦПС) различной архитектуры».

9. По результатам работ подана заявка на соискание Государственных премий ЧР в области науки и техники.

В обсуждении доклада приняли участие:

Представители АО «ИнфоТекС», АО «НТЦ ФСК ЕЭС», ПАО «ТГК-1», ООО НПП «ЭКРА», ФГБУ «ВНИИМС», ООО «Транснефтьэнерго».

Утверждение типа цифровой АИИС КУЭ ПС «Десна» и ПС «Уват» проводилось на основе существующей нормативной документации, в связи с этими вопросы по методам замещения информации при пропадании потока и так далее в рамках данных проектов не прорабатывались.

ПАО «Транснефть» по НИОКРУ защитила два патента: полезную модель многофункционального устройства ПС «Уват», второй патент связан с внешним видом/дизайном этого устройства.

В связи с тем, что СИ в РФ находятся под контролем государства, необходимо иметь возможность контроля корректности работы СИ в течении всего межповерочного интервала. В случае с обычными СИ, достаточно физического опломбирования измерительных компонент, пломбами аккредитованной организации, в случае ЦСИ в качестве измерительного компонента используется программный алгоритм, соответственно и «пломбы» для его защиты необходимо устанавливать «цифровые», с соответствующими уровнями защиты от подделки.

Должна предусматриваться возможность трассировки результатов измерений, которая бы всегда приводила к одним и тем же результатам. Еще в 2007 году, подобный

механизм, правда, в системах верхнего уровня АСКУЭ был предусмотрен в решениях зарубежных производителей, так как при финансовом аудите проверяются все параметры, влияющие на финансовые показатели корпораций, включая данные учета, поэтому все расчетные значения были обязаны давать однозначные результаты на весь период хранения финансовой отчетности.

Предложенные механизмы поверки ЦСИ уже используют каналы передачи данных, возможно стоит сразу предусматривать в АСКУЭ с использованием ЦСИ, независимый контур метрологического обеспечения, который будет обеспечивать постоянный мониторинг метрологических параметров ЦСИ на всем межповерочном интервале. Актуально и для насущной темы «влияние параметров качества электроэнергии» на погрешность измерений, как ЦСИ, так и обычных СИ.


Заслушав выступление и обсуждение секция «Автоматизированный учёт электроэнергии и управление электропотреблением» НТС ЕЭС отметила:

- ✓ Переход на цифровые средства измерений требует изменения концептуальных подходов к процессам их метрологического обеспечения и организации эксплуатации;
- ✓ Необходимость доработки по замечаниям концепции МО ЦПС и согласования в рамках РГ МО ЦПС.
- ✓ Целесообразность совместить метрологические задачи с сетевыми, уделяя внимание качеству электроэнергии.
- ✓ Разницу в стоимости аналоговых и цифровых устройств оценивать сейчас не совсем корректно, т.к. в настоящее время цифровые решения единичные, их стоимость выше аналоговых, но в случае тиражирования/ серийного выпуска стоимость цифровых устройств может выровняться с аналоговыми и даже стать ниже (в частности для уровня напряжения 110 кВ и выше).
- ✓ При оценке стоимости цифровых систем измерения стоит так же учитывать затраты на киберзащиту. Чтобы снизить затраты на информационную безопасность в настоящее время рассматривается вариант установки крипточипа в счетчик еще на уровне разработки прибора учета, так счетчик становится частью некой системы безопасности. Таким образом, удорожание прибора учета удастся ограничить незначительной суммой. Соответственно, затраты на киберзащиту формируются исходя из проектных решений и архитектуры системы.
- ✓ Данных по надежности цифровых систем в настоящее время недостаточно, ввиду малого срока эксплуатации.

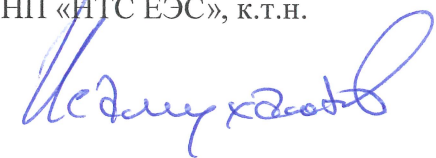
Секция «Автоматизированный учет электроэнергии и управление электропотреблением» НТС ЕЭС решила:

1. Одобрить работу РГ МО ЦПС;
2. Рекомендовать ФГУП «ВНИИМ», ФГБУ «ВНИИМС» и ФГУП «УНИИМ» доработать существующие поверочные схемы до возможности передачи единиц ЦСИ;
3. Рекомендовать ФГБУ «ВНИИМС» опубликовать статью о ходе реализации МО ЦСИ.

Первый заместитель председателя
Научно - технической коллегии
НП «НТС ЕЭС», д.т.н., профессор


В. В. Молодюк

Ученый секретарь научно-
технической коллегии
НП «НТС ЕЭС», к.т.н.


Я.Ш. Исамухамедов

Председатель секции
«Автоматизированный учет
электроэнергии и управление
электропотреблением»,
НП «НТС ЕЭС», к.т.н.
А.В. Покатилов

Ученый секретарь секции
«Автоматизированный учет
электроэнергии и управление
электропотреблением»,
НП «НТС ЕЭС»


Е.Ю. Евенок

Список участников заседания секции «Автоматизированный учет электроэнергии и управление электропотреблением» НТС ЕЭС, состоявшегося 1 декабря 2021 года

1. Бойченко Светлана Игоревна, Ассоциация «НП Совет рынка», член секции.
2. Воротницкий Валерий Эдуардович, АО «НТЦ ФСК ЕЭС», член секции.
3. Генгринович Евгений Леонидович, АО «ИнфоТеКС», член секции.
4. Гришин Максим, ФГБУ «ВНИИМС», член секции.
5. Громочкова Елена Витальевна, ФГБУ «ВНИИМС», приглашенный.
6. Евенок Екатерина Юрьевна, ПАО «Мосэнерго», ученый секретарь секции.
7. Иванов Иван Петрович, ООО «Транснефтьэнерго», член секции.
8. Киселев Виктор Вячеславович, ФГБУ «ВНИИМС», член секции.
9. Кишкурно Эдуард Антонович, Ассоциация «НП Совет рынка», член секции.
10. Кустиков Алексей Валерьевич, ООО НПП «ЭКРА»
11. Матисон Владимир Арнольдович, ООО НПП «ЭКРА»
12. Перепелицын Артем Владимирович, АО «НИЦ ЕЭС»
13. Покатилов Александр Васильевич, ПАО «Мосэнерго», руководитель секции.
14. Попов Сергей Григорьевич, АО «НТЦ ФСК ЕЭС», приглашенный.
15. Разумов Роман Вадимович, ООО НПП «ЭКРА»
16. Савенко Владимир Васильевич, ООО «РУСЭНЕРГОРЕСУРС», приглашенный.
17. Тимошенко Ольга Андреевна, ПАО «Мосэнерго», член секции.
18. Хавроничев Олег Валерьевич, ПАО "ТГК-1", член секции.
19. Храменков Василий Владимирович, ПАО "ТГК-1", приглашенный.
20. Хрулева Юлия Рудольфовна, ООО «РУСЭНЕРГОРЕСУРС», член секции.
21. Чернецов Виктор Федорович, ФГБУ «ВНИИМС», член секции.
22. Щитников Александр Яковлевич, член секции.