

Республика Казахстан

Товарищество с ограниченной ответственностью
«Алматыпроектэнергострой»

«Согласовано»
Генеральный директор
ТОО «Алматыпроектэнергострой»

«Утверждаю»
Генеральный директор
ТОО «KegenHydro»

Ковехов В.В.

Жармухамбет А. К.

« ____ » _____ 2026 г.

« ____ » _____ 2026 г.

М.П.

М.П.

«Согласовано»
АО «KEGOC» Управляющий директор
по эксплуатации и капитальному
строительству

Атакулов Е.Т.

« ____ » _____ 2026 г.

Том 2
ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

№ 133.05.04-2026.26-1-АСКУЭ.ТЗ

на проектирование
«Автоматизированной системы коммерческого учета электроэнергии
малой гидроэлектростанции на реке Шелек в районе Кеген с. Алгабас»

г.Астана,
2026 г.

Содержание

1	ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ	3
1.1	Полное наименование и условное обозначение системы	3
1.2	Шифр контракта (договора)	3
1.3	Наименование предприятий Заказчика и Исполнителя системы и их реквизиты.	3
1.4	Перечень документов, на основании которых создается система	4
1.5	Плановые сроки начала и окончания работы по созданию системы	5
1.6	Сведения об источниках и порядке финансирования работ	5
1.7	Порядок оформления и предъявления Заказчику результатов работ	5
2	НАЗНАЧЕНИЕ И ЦЕЛИ СОЗДАНИЯ СИСТЕМЫ	6
2.1	Назначение системы	6
2.2	Цели создания системы	6
3	ХАРАКТЕРИСТИКИ ОБЪЕКТА АВТОМАТИЗАЦИИ	7
3.1	Краткие сведения об объекте автоматизации	7
3.2	Сведения об условиях эксплуатации объекта автоматизации	7
4	ТРЕБОВАНИЯ К СИСТЕМЕ	9
4.1	Требования к системе в целом	9
4.1.1	Требования к структуре и функционированию системы	9
4.1.2	Требования к счетчикам	9
4.1.3	Требования к трансформаторам тока и трансформаторам напряжения	10
4.1.4	Требования к системе обеспечения единого времени (СОЕВ)	10
4.1.5	Требования к способам и средствам связи для информационного обмена между компонентами системы	10
4.1.6	Требования к характеристикам взаимосвязей создаваемой системы со смежными системами	10
4.1.7	Требования к режимам функционирования системы	11
4.1.8	Требования по диагностированию системы	11
4.1.9	Требования к численности и квалификации персонала и режиму его работы	11
4.1.10	Показатели назначения	12
4.1.11	Требования к надежности	12
4.1.12	Требования безопасности	13
4.1.13	Требования к эргономике и технической эстетике	13
4.1.14	Требования к эксплуатации, техническому обслуживанию, ремонту и хранению компонентов системы	13
4.1.15	Требования к защите информации от несанкционированного доступа	14
4.1.16	Требования по сохранности информации при авариях	14
4.1.17	Требования по защите от влияния внешних воздействий	15
4.1.18	Требования к патентной чистоте	15
4.1.19	Требования к стандартизации и унификации	15
4.2	Дополнительные требования	15
4.3	Требования к функциям (задачам), выполняемым системой	15
4.3.1	Требования к функциям на локальном уровне	15
4.3.2	Требования к функциям на региональном уровне	15
4.4	Требования к видам обеспечения	19
4.4.1	Требования к программному обеспечению	19
4.4.2	Требования к техническому обеспечению	20
4.4.3	Требования к метрологическому обеспечению	20
4.4.4	Требования к методическому обеспечению	22
5	ПОРЯДОК КОНТРОЛЯ И ПРИЕМКИ СИСТЕМЫ	23
5.1	Требования к приемке в эксплуатацию	23
6	ТРЕБОВАНИЯ К ДОКУМЕНТИРОВАНИЮ	24
6.1	Перечень отчетных документов, передаваемых Исполнителем Заказчику	24
7	ИСТОЧНИКИ РАЗРАБОТКИ	25
8	СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ	26
9	ЛИСТ СОГЛАСОВАНИЯ	27
10	ВЕДОМОСТЬ ПРИЛОЖЕНИЙ	28

1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

1.1 Полное наименование и условное обозначение системы

- Полное наименование системы:

Автоматизированная система коммерческого учета электроэнергии малой гидроэлектростанции на реке Шелек в районе Кеген с. Алгабас

- Краткое наименование системы:

«АСКУЭ ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас)»

1.2 Шифр контракта (договора)

- Договор № ____ от ____ г. между ТОО «KegenHydro» и ТОО «Алматыпроектэнергострой».
- Шифр работы: 133.05.04-2026.26-1-АСКУЭ.ТЗ

1.3 Наименование предприятий Заказчика и Исполнителя системы и их реквизиты.

- Заказчик:**

ТОО «KegenHydro»

Республика Казахстан, город Алматы, Медеуский район, Проспект Достык, дом 134

- Разработчик:**

ТОО «Алматыпроектэнергострой»

Республика Казахстан, г. Астана, Есильский район, ул. Достык, зд. 20, эт. 12, БЦ «Санкт-Петербург»

1.4 Перечень документов, на основании которых создается система

1. Закон Республики Казахстан «**Об электроэнергетике**» от 9 июля 2004 года N 588.
2. Закон Республики Казахстан «**Об обеспечении единства измерений**» №53-ІІ ЗРК от 07.06.2000 г;
3. Закон Республики Казахстан об **энергосбережении и повышении энергоэффективности** от 13 января 2012 года № 541-ІV ЗРК;
4. Закон Республики Казахстан «О поддержке использования возобновляемых источников энергии» от 4 июля 2009 года №165-ІV;
5. Постановление Правительства Республики Казахстан от 3 апреля 2009 г. №465 **О концепции дальнейшего совершенствования рыночных отношений в Республике Казахстан**;
6. Правила функционирования автоматизированной системы коммерческого учета электрической энергии для субъектов оптового рынка электрической энергии (утверждены приказом МЭ РК от 30.03.2015г. №248, зарегистрированного МЮ РК от 06.05.2015 г. №10957)
7. СТ РК 34.015–2002 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Техническое задание на создание автоматизированной системы»;
8. СТ РК 34.014–2002 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Термины и определения»;
9. ГОСТ 34.601–90 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Стадии создания»;
10. ГОСТ 34.201–89 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Виды, комплектность и обозначение документов при создании автоматизированных систем»;
11. РД 50–34.698–90 «Автоматизированные системы. Требования к содержанию документов»;
12. ГОСТ 27300–87 «Информационно-измерительные системы. Общие требования, комплектность и правила составления эксплуатационной документации»;
13. СТ РК 1087–2002 «Единая система программной документации. Руководство пользователя. Требования к составу, содержанию и оформлению»;
14. Закон «Об обеспечении единства измерений»;
15. Правила освидетельствования измерительного комплекса учета электрической энергии;
16. СТ РК 2.4–2000 ГСИ РК. Поверка средств измерений. Организация и порядок проведения;
17. СТ РК 2.18–2003 ГСИ РК. Методики выполнения измерений. Порядок разработки, аттестации и применения;
18. СТ РК 2.121–2006 «ГСИ РК. Требования к методикам выполнения измерений электрической энергии»;

19. СТ РК 2.120–2006 «ГСИ РК. Требования к методикам выполнения измерений электрической мощности»;
20. СТ РК 2.122–2006 «ГСИ РК. Требования к методикам выполнения измерений электроэнергии и мощности с использованием автоматизированной системы коммерческого учета энергии и мощности на энергообъектах»;
21. РД 34.09.101- 94 Типовая инструкция по учету электроэнергии при её производстве, передаче и распределении;
22. ГОСТ 8.010–99 ГСИ. Методики выполнения измерений. Основные положения.

1.5 Плановые сроки начала и окончания работы по созданию системы

Срок начала работ - после получения всех исходных данных.

Срок окончания работ - до выполнения всех обязательств.

1.6 Сведения об источниках и порядке финансирования работ

Источники финансирования и порядок финансирования работ определяются договором № 01/01/5-677 от 24.10.2025 г.

1.7 Порядок оформления и предъявления Заказчику результатов работ

Техническое задание и проектная документация предъявляются Заказчику на утверждение. Условия и сроки предъявления Заказчику результатов работ определены условиями договора № ____ от ____ г.

2 НАЗНАЧЕНИЕ И ЦЕЛИ СОЗДАНИЯ СИСТЕМЫ

2.1 Назначение системы

АСКУЭ ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас) предназначена для организации автоматизированного учета и контроля выработки и потребления электроэнергии в точках учета, указанных на однолинейной электрической схеме, приведенной в Приложении 2 данного технического задания.

2.2 Цели создания системы

Основными целями создания системы являются:

- автоматический сбор с заданным интервалом, обработка и выдача информации коммерческого учета персоналу АСКУЭ ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас) и Системному Оператору АО «KEGOC»;
- взаимообмен данными между АСКУЭ ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас) и АСКУЭ Системного Оператора;
- обеспечение учета фактического потребления электроэнергии;
- обеспечение оперативного контроля над потреблением электроэнергии;
- формирование отчетов о потреблении электроэнергии;
- формирование информации о количестве электроэнергии для коммерческих расчетов с поставщиками и другими субъектами энергорынка;
- хранение коммерческой информации по учету электроэнергии с необходимой ретроспективой;
- формирование информации о балансе электрической энергии и мощности для обеспечения деятельности АСКУЭ ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас).

3 ХАРАКТЕРИСТИКИ ОБЪЕКТА АВТОМАТИЗАЦИИ

3.1 Краткие сведения об объекте автоматизации

3.1.1 АСКУЭ ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас), предназначена для учета выработки электроэнергии с использованием возобновляемых источников энергии (ВИЭ). В соответствии с распределением основного оборудования по способу оперативно-диспетчерского управления, оборудование АСКУЭ ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас), находится в оперативном управлении персонала.

3.1.2 Приборы коммерческого/технического учета ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас) установлены на присоединениях 10 и 6,3 кВ для возможности производить учет электроэнергии, вырабатываемой малой ГЭС. Перечень точек коммерческого учета, входящих в состав АСКУЭ, с указанием типа, класса точности компонентов КУЭ приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень точек коммерческого учета, входящих в состав АСКУЭ

№ п/п	Точки учета	Данные	КУЭ		
			Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик
1	ВЛ 10 кВ ПС №76"И"– ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас)	Тип	LZZBJ9-12	JDZ11-10B	Меркурий 234
		Ктт(тн)	800/5	10:√3/0.1:√3/0.1:3	
		Кл.точн.	0,5	0,5	0,2S
2	Генератор 1	Тип	LZZBJ9-6,3	JDZX10-6.3	Меркурий 234
		Ктт(тн)	600/5	6.3:√3/0.1:√3/0.1:3	
		Кл.точн.	0,5	0,5	0,2S
3	Генератор 2	Тип	LZZBJ9-6,3	JDZX10-6.3	Меркурий 234
		Ктт(тн)	600/5	6.3:√3/0.1:√3/0.1:3	
		Кл.точн.	0,5	0,5	0,2S

3.1.3 Передача данных 15-минутных приращений электрической энергии АСКУЭ ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас) должна осуществляться путем подключения счетчиков к УСПД ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас).

3.1.4 Передача данных 15-минутных приращений электрической энергии АСКУЭ ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас) Системному Оператору АО «KEGOC» должна осуществляться с сервера АО «АЖК» по проектируемым каналам связи.

3.2 Сведения об условиях эксплуатации объекта автоматизации

3.2.1 Все основное оборудование АСКУЭ ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас) должно работать в непрерывном круглосуточном режиме. Учет электроэнергии должен производиться так же в непрерывном режиме.

3.2.2 Трансформаторы тока и напряжения присоединений 10 кВ, 6,3 кВ должны быть расположены в закрытых распределительных устройствах, температура в которых изменяется в пределах от +5°C до + 42°C. Климатические условия на местности: температурный диапазон – от минус 40,2°C до плюс 41,5 °C, высота над уровнем моря 670 метров.

3.2.3 Счетчики электроэнергии учета 10 кВ, 6,3 кВ должны размещаться в помещениях, температурный диапазон которых – от +5°C до +42°C. Там, где нет возможности установить счетчики в помещениях, допускается установка на улице. Рабочий диапазон температуры окружающего воздуха для счетчиков МЕРКУРИЙ 234 от -45°C до +75°C;

3.2.4 Преобразователь интерфейсов RS-485, а также GSM – роутер должны устанавливаться в проектируемых шкафах в помещениях, температурный диапазон которых – от +5°C до +42°C. При размещении шкафов на улице, в шкафу должен быть предусмотрен обогрев.

4 ТРЕБОВАНИЯ К СИСТЕМЕ

4.1 Требования к системе в целом

4.1.1 Требования к структуре и функционированию системы

4.1.1.1. Перечень подсистем, их назначение и основные характеристики, требования к числу уровней иерархии и степени централизации системы.

Система должна состоять из следующих подсистем:

- подсистемы измерения, включающая в себя Комплекс Учета Электроэнергии (КУЭ) в составе: трансформаторы тока (ТТ) и напряжения (ТН), кабели от ТТ и ТН до электрического счетчика, электрический счетчик;
- подсистемы сбора информации, включающей в себя устройство сбора и передачи информации (УСПД), расположенные на ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас), и осуществляющий автоматический сбор информации учета со счетчиков, ее хранение и передачу на верхний уровень управления (СО ОРЭ НДЦ АО «KEGOC»);
- подсистемы телекоммуникаций, включающей в себя каналы связи для обмена информацией между центром сбора (сервером АСКУЭ АО «АЖК») и АСКУЭ Системного Оператора АО «KEGOC»;
- подсистемы отображения, хранения и управления данными, представляющей собой аппаратно-программный комплекс центра сбора информации АСКУЭ, выполняющий основные функции системы.

4.1.1.2. Требования к числу уровней иерархии.

- система АСКУЭ должна иметь трехуровневую иерархическую структуру: на уровне КУЭ осуществляется коммерческий учет и сбор информации со счетчиков электрической энергии, на уровне УСПД ее обработка, хранение и предоставление пользователям, на центральном уровне - обмен информацией с сервером АСКУЭ, установленном на ДП АО «АЖК»;
- информация АСКУЭ ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас) должна передаваться в АСКУЭ Системного Оператора АО «KEGOC».

4.1.2 Требования к счетчикам

Требования, предъявляемые к счетчикам электроэнергии:

- На всех электрических присоединениях 10 кВ, 6,3 кВ должны устанавливаться электронные счетчики с дисплеем;
- Класс точности счетчиков, устанавливаемые на присоединениях 10 кВ, 6,3 кВ – не хуже 0,5.
- Счетчик должен регистрировать приращение потребления активной энергии и реактивной энергии за каждый 15- минутный интервал согласно «Правилам функционирования автоматизированной системы коммерческого учета электрической энергии» (далее «Правилам...»);
- Счетчик коммерческого учета должен обеспечивать возможность дистанционного и местного запроса данных, а также объем памяти данных 15-минутных приращений - со сроком хранения информации в течение 45 суток.

4.1.3 Требования к трансформаторам тока и трансформаторам напряжения

Перечень требований, предъявляемых к трансформаторам тока и трансформаторам напряжения:

- Трансформаторы тока (ТТ) и трансформаторы напряжения (ТН) должны отвечать требованиям, указанным в ПУЭ РК.
- Класс точности трансформаторов тока (ТТ) и трансформаторов напряжения (ТН) должен быть выбран в соответствии с ПУЭ.

4.1.4 Требования к системе обеспечения единого времени (СОЕВ)

СОЕВ должна выполнять функцию измерения времени согласно «Правилам...» и обеспечивать синхронизацию времени во всех элементах АСКУЭ с абсолютной погрешностью ± 1 с. Выполнение функции измерения времени обеспечивается решением следующих задач:

- автоматическое измерение интервалов времени с использованием УССВ;
- синхронизация времени БД от УССВ; синхронизация времени КУЭ от УСПД;
- в КТС системы должно быть установлено среднеевропейское время – время Гринвича + 5 часов.

4.1.5 Требования к способам и средствам связи для информационного обмена между компонентами системы

4.1.5.1. Для организации передачи информации на всех уровнях необходимо использовать существующие каналы связи или предусмотреть новые каналы в случае невозможности использования существующих или при их отсутствии. Предпочтительными являются GSM каналы связи. В качестве резервных допускается использовать коммутируемые соединения.

4.1.5.2. На локальном уровне: для сбора информации от КУЭ на устройство сбора и передачи данных (преобразователь интерфейсов) использовать медные линии с интерфейсом RS-485 и со скоростью передачи не менее 9600 бит\сек.

4.1.5.3. Для передачи информации Системному Оператору предусмотреть оборудование и каналы связи в соответствии с Техническими Условиями Системного.

4.1.5.4. В качестве каналов связи могут быть использованы каналы по:

- кабельным линиям связи;
- волоконно-оптическим линиям связи;
- цифровым ВЧ каналам связи;
- радиорелейным линиям связи;
- системам спутниковой связи;
- радио- и GSM/3G/4G-модемам.

4.1.6 Требования к характеристикам взаимосвязей создаваемой системы со смежными системами

- смежной системой для создаваемой АСКУЭ ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас) - является АСКУЭ Системного Оператора;
- обмен информацией со смежными системами должен производиться в автоматическом режиме и с настраиваемым регламентом;
- взаимосвязь с АСКУЭ Системного Оператора должна осуществляться в соответствии с Техническими Условиями Системного Оператора АО «KEGOC».

4.1.7 Требования к режимам функционирования системы

4.1.7.1. Создаваемая система должна функционировать в непрерывном автоматическом круглосуточном режиме.

4.1.7.2. Сбор информации со счетчиков должен осуществляться в двух режимах:
автоматически - по заданному временному регламенту;
спорадически - по ручному запросу оператора.

4.1.7.3. При аппаратных сбоях или сбоях электропитания система должна обеспечить сохранность всей собранной ранее информации.

4.1.7.4. При восстановлении электропитания, после его пропадания или после аппаратных сбоев система должна автоматически восстановить свою работоспособность, а также собрать со счетчиков недостающую информацию.

4.1.8 Требования по диагностированию системы

4.1.8.1. Система должна иметь встроенные механизмы диагностирования состояния и функционирования.

4.1.8.2. Диагностированию должны подвергаться: счетчики, средства вычислительной техники и телекоммуникаций.

4.1.8.3. Должно быть обеспечено:

— автоматическое диагностирование системы с автоматическим ведением необходимых журналов аварийных ситуаций, сбоев, событий в системе, а также с выдачей системных сообщений оператору;

— ручное диагностирование по запросу оператора.

4.1.9 Требования к численности и квалификации персонала и режиму его работы

4.1.9.1. Требования к численности персонала:

— численность персонала пользователей системы определяется бизнес-процессами ТОО «KegenHydro». Численность персонала пользователей определить при проектировании;

— численность персонала, производящего техническое обслуживание КУЭ определяется штатным расписанием ТОО «KegenHydro». Для обслуживания системы АСКУЭ необходимо создать отдел метрологии и сертификации.

— численность персонала, производящего техническое обслуживание аппаратуры, средств вычислительной техники, оборудования телекоммуникаций и программно-аппаратного комплекса центра сбора информации АСКУЭ ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас) определяется в соответствии с утвержденной нормативной численностью и определяется руководством компании.

4.1.9.2. Требования к квалификации персонала, порядку его подготовки и контроля знаний и навыков:

— квалификация пользователей системы должна быть на уровне «квалифицированный пользователь», то есть персонал должен свободно владеть навыками работы с компьютером и офисными программами (текстовые редакторы и электронные таблицы). Первичное обучение пользователей должно производиться персоналом, обслуживающим АСКУЭ. Контроль знаний должен подтверждаться сертификатами;

— квалификация персонала, производящего техническое обслуживание КУЭ должна соответствовать требованиям, предъявляемым ТОО «KegenHydro» к персоналу метрологических лабораторий, подразделений РЗА и подстанций. Обучение и контроль знаний такого персонала должны производиться в соответствии с «Правилами работы с персоналом в энергетических организациях»;

— квалификация персонала, производящего техническое обслуживание аппаратных средств системы должна соответствовать уровню «инженер - электронщик», программных

средств – уровню «инженер – программист». Обучение такого персонала должно быть проведено поставщиком оборудования и ПО в специализированном центре или на местах в процессе инсталляции системы. Контроль знаний – в соответствии с «Правилами работы с персоналом в энергетических организациях»;

— осуществлять метрологическое обеспечение системы будет собственный персонал с соответствующей квалификацией.

4.1.9.3. Требуемый режим работы персонала системы:

— для персонала пользователей – режим работы в соответствии с бизнес-процессами ТОО «KegenHydro», однако круглосуточной работы не требуется;

— для персонала, осуществляющего техническое обслуживание аппаратно-программных средств системы – в соответствии с регламентами, принятыми в ТОО «KegenHydro».

4.1.10 Показатели назначения

Ниже приведены следующие показатели назначения:

— изменения структуры компании и структуры ее бизнес-процессов не приводят к изменениям функций АСКУЭ;

— система должна обеспечить увеличение количества точек учета до величины не менее 30% от первоначально запроектированного;

— система должна обеспечить увеличение количества энергообъектов до величины не менее 10% от первоначально запроектированного.

4.1.11 Требования к надежности

4.1.11.1. Состав и количественные значения показателей надежности:

— готовность к работе измерительных трансформаторов и комплекса коммерческого учета должна составлять не менее 99% в год;

— готовность к работе линии связи должна составлять не менее 95% в год;

— измерительные трансформаторы должны соответствовать ПУЭ по классу напряжения, по электродинамической и термической стойкости, климатическому исполнению;

— среднее время наработки на отказ электрических счетчиков должно быть не менее 35 000 часов;

— среднее время наработки на отказ технических средств АСКУЭ должно быть не менее 100000 часов;

— среднее время наработки на отказ вычислительной техники АСКУЭ (компьютеров рабочих станций, коммутаторов и маршрутизаторов, серверов, принтеров) должно быть не менее 35000 часов;

4.1.11.2. Перечень аварийных ситуаций, по которым должны быть регламентированы требования к надежности:

— при выходе из строя трансформаторов тока или напряжения должна быть обеспечена их замена на аналогичные типы или типы, поддерживаемые системой. Срок замены – в соответствии с регламентами ТОО «KegenHydro».

— при выходе из строя электрических счетчиков должна быть обеспечена их замена аналогичными счетчиками из обменного фонда, формируемого на этапе внедрения системы. Перечень счетчиков и их количество определить при проектировании. Срок замены – не более одних суток;

— при выходе из строя каналов передачи информации должно быть обеспечено их восстановление в соответствии с регламентами ТОО «KegenHydro», при выходе из строя модулей сервера – должна быть обеспечена их замена из ЗИП, формируемого на этапе внедрения системы. Срок восстановления – не более одних суток;

— при выходе из строя средств вычислительной техники – должно быть обеспечено их восстановление путем замены неисправных типовых элементов замены. Срок восстановления – не более одних суток;

— после любых аппаратных сбоев, в том числе сбоев по питанию, должно быть обеспечено восстановление ранее собранной информации и сбор недостающей информации. Срок восстановления – не более одного часа;

— после любых сбоев программного обеспечения должно быть обеспечено восстановление работы ПО в полном объеме, с использованием процедур и средств архивации и восстановления данных, а также процедур реинсталляции ПО. Срок восстановления – не более четырех часов;

4.1.11.3. При выходе из строя трансформаторов тока или напряжения, а также электрических счетчиков возможна потеря информации на срок не более одних суток.

4.1.12 Требования безопасности:

— при монтаже, наладке, эксплуатации и обслуживании технических средств системы должно быть обеспечено исполнение требований ГОСТ 12.2.003-91;

— технические средства системы, способы их монтажа и обслуживания должны соответствовать требованиям «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ);

4.1.13 Требования к эргономике и технической эстетике:

— внедрение системы и предоставление доступа к ней пользователей ТОО «KegenHydro» не должны ухудшать санитарных условий на существующих рабочих местах, а в случае создания новых рабочих мест – они должны соответствовать СанПиН 2.3.2/2.4.1340-03;

— система должна иметь дружелюбный и удобный человеко-машинный интерфейс и предоставлять возможности по отображению информации и управлению задачами с помощью системы меню на русском языке с использованием манипулятора типа «мышь» и без использования пользователями ввода команд через командную строку.

4.1.14 Требования к эксплуатации, техническому обслуживанию, ремонту и хранению компонентов системы

4.1.14.1. Условия и регламент эксплуатации:

— технические средства системы должны быть рассчитаны на стандартные режимы эксплуатации и обслуживания;

— виды, регламент и периодичность технического обслуживания составных частей системы должны определяться инструкциями по эксплуатации технических средств.

4.1.14.2. Требования к допустимым площадям для размещения персонала и технических средств:

— технические средства системы разместить в помещениях зданий АСКУЭ ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас). Размещение обслуживающего персонала определяется внутренними процедурами и правилами ТОО «KegenHydro».

— эксплуатация, техническое обслуживание и ремонт технических средств системы должен производиться в соответствии с инструкциями по эксплуатации на составные части системы.

4.1.14.3. Требования к составу, размещению и условиям хранения ЗИП:

— при проектировании определить состав и необходимое количество ЗИП, а также определить условия его хранения.

4.1.14.4. Требования к регламенту обслуживания:

- регламенты обслуживания должны определяться инструкциями по эксплуатации системы;
- необходимо прописать требования по первичной поверке ТТ, ТН, СЭ и последующей регламентной поверке.

4.1.15 Требования к защите информации от несанкционированного доступа

4.1.15.1. Вся информация АСКУЭ должна быть защищена от несанкционированного доступа согласно «Правилам...».

4.1.15.2. На уровне объекта АСКУЭ ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас) должна быть обеспечена защита от несанкционированного доступа путем:

- пломбирования клеммников подключения кабелей к измерительным обмоткам трансформаторов тока и напряжения;
- пломбирования клеммников подключения кабелей к электрическим счетчикам;
- применения системы паролей при изменении настроек счетчиков, а также при местном считывании информации с них;

4.1.15.3. На уровне центра сбора информации АСКУЭ ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас) должна быть обеспечена защита от несанкционированного доступа путем:

- применения системы паролей для доступа к информации;
- разграничения прав доступа пользователей и обслуживающего персонала.

4.1.15.4. Обмен информацией с АСКУЭ системного оператора и других участников ОРЭ должен быть защищен от несанкционированного доступа.

4.1.15.5. На всех уровнях должны автоматически вестись журналы событий, попыток несанкционированного доступа, изменений настроек компонентов системы и отказов оборудования и программного обеспечения.

4.1.16 Требования по сохранности информации при авариях

4.1.16.1. При авариях – аппаратных и программных сбоях, потере электропитания, необходимо обеспечить сохранность информации:

- на уровне подстанций - путем применения счетчиков с энергонезависимой памятью и источников бесперебойного электропитания для оборудования сбора и оборудования телекоммуникаций (на время 1 час), а также путем применения процедур диагностирования и выдачи аварийных сообщений;
- на уровне центра сбора данных – путем применения источников бесперебойного электропитания для оборудования средств вычислительной техники и телекоммуникаций (на время 1 час), применения процедур диагностирования и выдачи аварийных сообщений, применения механизмов и процедур резервирования восстановления баз данных.

4.1.17 Требования по защите от влияния внешних воздействий:

— в составе системы должно применяться стандартное оборудование (технические средства), отвечающее требованиям к радиоизлучениям и устойчивости к ним.

4.1.18 Требования к патентной чистоте:

— рассмотрение на патентную чистоту не требуется.

4.1.19 Требования к стандартизации и унификации

— на всех объектах применить однотипное оборудование и программное обеспечение АСКУЭ;

— оборудование вычислительной техники должно использовать программное обеспечение (системное и прикладное), обеспечивающее совместимость и унификацию протоколов обмена информацией.

4.2 Дополнительные требования

— при проектировании рассмотреть возможность использования существующих средств телекоммуникаций для передачи информации АСКУЭ;

— при проектировании предусмотреть программное обеспечение ручного конфигурирования и обслуживания счетчиков.

4.3 Требования к функциям (задачам), выполняемым системой

4.3.1 Требования к функциям на локальном уровне

4.3.1.1. На локальном уровне система должна обеспечить:

— непрерывные измерения электрическими счетчиками активной и реактивной электроэнергии;

— сбор и хранение измеренной информации о потреблении активной и реактивной электроэнергии с учетом направлений с настраиваемым периодом 15, 30, 60 минут;

— возможность измерения активных и реактивных средних мощностей с учетом направлений на настраиваемых интервалах 5, 10, 15 минут;

— хранение всех измеренных с интервалом 15 минут величин в течение не менее 45 дней;

— возможность применения многотарифных схем расчетов;

— перепрограммирование счетчиков с соблюдением процедур, обеспечивающих безопасность и сохранность информации;

— передача информации на верхний уровень.

4.3.2 Требования к функциям на региональном уровне

4.3.2.1. На региональном и корпоративном уровнях система должна обеспечить:

— сбор с заданным периодом и обработку информации от АСКУЭ ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас);

— обмен информацией с АСКУЭ Системного Оператора;

— хранение информации АСКУЭ и параметров устройств учета;

— поддержание единого системного времени;

— защиту информации от потери и от несанкционированного доступа, восстановление информации после сбоев;

— формирование балансов электроэнергии по подстанции, группам присоединений;

- предоставление пользователям информации для расчета потерь электроэнергии ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас) и решения других электротехнических задач;
- формирование архивов информации АСКУЭ с длительным сроком хранения;
- отображение и оперативный контроль информации;
- формирование отчетов и предоставление информации АСКУЭ пользователям;
- управление доступом пользователей;
- основные функции и задачи, период выполнения, степень централизации и критерии отказа приведены в таблице №2.

Таблица 2 (начало)

Наименование функции	Наименование задачи	Период выполнения функции	Степень централизации	Критерий отказа
Получение физических величин коммерческого учета электроэнергии	Автоматическое измерение физических величин	15, 30, 60 мин	Децентрализованная функция	Отсутствие записи в профиле нагрузки счетчика за один период
	Автоматический сбор информации об измеренных физических величинах	15, 30 мин или по запросу	Децентрализованная функция	Коммерческая информация не получена в центре сбора за один период
	Формирование часовых, суточных и месячных значений профиля нагрузки	Одни сутки	Децентрализованная функция	Не сформирован профиль за один период
Обработка данных коммерческого учета электроэнергии	Автоматизированное соотнесение результатов измерений со схемой измерений	60 мин	Централизованная функция	Невозможность привязки, проведенных измерений, по присоединениям за один период
	Решение аналитической задачи по замещению отсутствующей (недостовверной) измерительной информации в соответствии с договорными условиями	Одни сутки	Централизованная функция	Коммерческая информация не предоставлена Системному оператору за один период

Таблица 2 (продолжение)

Наименование функции	Наименование задачи	Период выполнения функции	Степень централизации	Критерий отказа
	Автоматизированное формирование сальдо по электропотреблению участника оптового рынка	60 мин	Централизованная функция	Невозможность формирования сальдо за один период
Предоставление пользователям и эксплуатационному персоналу регламентированной информации в форме отображения, печатной форме, форме электронного документа (файла)	Формирование документов. Ручной запуск программ. Предоставление доступа к отчетным и иным документам в визуальной, печатной и электронной форме	По мере необходимости и (за любой временной интервал)	Централизованная функция	Невозможность выполнения данной функции
Ведение журналов событий	Ведение журнала событий на локальном уровне	По факту события	Децентрализованная функция	Отсутствие записей в журнале событий при наличии событий
Ведение журналов событий	Ведение журнала событий на региональном уровне	По факту события	Централизованная функция	Отсутствие записей в журнале событий при наличии событий
Контроль достоверности измерений	Методы контроля: анализ пропуска данных; анализ журнала событий; сравнение с предельно-допустимыми величинами энергии, тока, напряжения, мощности;	В соответствии с регламентами компании	Централизованная функция	Невозможность выполнения данной функции

Таблица 2 (продолжение)

Наименование функции	Наименование задачи	Период выполнения функции	Степень централизации	Критерий отказа
Формирование архивов информации	Формирование архива измеренных величин, с указанием времени проведения измерения и времени поступления данных в электронный архив	Одни сутки	Централизованная и децентрализованная функции	Нет записи в архиве за один период
	Формирование архива технической и служебной информации.	Одни сутки	Децентрализованная функция	Нет записей в архиве при формировании архив
Формирование архивов информации	Формирование архива изменений нормативно справочной информации (НСИ) по счетчикам.	В момент окончания действия	Централизованная функция	Отсутствие возможности исполнения функции привело к передаче системному оператору искаженной информации
Организация доступа к информации	Организация доступа к коммерческой информации и/или отправка данных потребителям коммерческой информации	Одни сутки	Централизованная функция	Коммерческая информация не предоставлена системному оператору за один период
Организация доступа к информации	Организация доступа к технической и служебной информации	30 мин	Централизованная функция	Отсутствие доступа в течение одной недели
Синхронизация времени в АСКУЭ	Синхронизация времени по каждому КУЭ	Синхронизация – одни сутки, контроль – при каждом обращении	Децентрализованная функция	Абсолютная разность показаний времени сервера и центром сбора превышает пять секунд

Таблица 2 (окончание)

Наименование функции	Наименование задачи	Период выполнения функции	Степень централизации	Критерий отказа
Синхронизация времени в АСКУЭ	Синхронизация времени в центре сбора, осуществляющаяся в автоматическом режиме, включающая в себя измерение времени, поддержание времени и синхронизацию времени всех компонент АСКУЭ	Контроль синхронизации - 30 секунд;	Централизованная функция	Превышение разности показаний времени сервера и центром сбора абсолютной величины в пять секунд

4.4 Требования к видам обеспечения

4.4.1 Требования к программному обеспечению

4.4.1.1. Программные средства АСКУЭ должны обеспечивать:

- 1) безотказную работу в течение всего срока службы устройства, а при обновлении версий – полную совместимость и сохранение всех ранее установленных и хранимых параметров;
- 2) автозагрузку операционной системы или программы управления устройством, автосохранение всех установленных параметров и подлежащих хранению данных при любых сбоях в работе устройства;
- 3) автоматическое самотестирование по всем параметрам;
- 4) вычисление всех необходимых показателей энергопотребления, возможность изменения в процессе работы состав и количества учитываемых параметров, а также механизмов их вычислений;
- 5) ведение «Журнала событий», фиксирующего все входы в программное обеспечение, его изменения, а также все нарушения нормального функционирования устройства (сбои питания, потеря информации от электросчетчика, пропадания канала связи и т.п.).

4.4.1.2. Программные средства АСКУЭ должны иметь механизмы как аппаратной (пломбирование каналов ввода программных средств, установка электронных ключей блокировки доступа), так и программной защиты (система паролей) от несанкционированного доступа;

4.4.1.3. Форматы и протоколы передачи данных должны быть построены на основе «открытых» промышленных стандартах, то есть позволять использовать их в составе АСКУЭ различных разработчиков, иметь возможность транспортировать данные в различные СУБД, электронные таблицы и другие типы программных приложений для дальнейшей обработки и хранения информации;

4.4.1.4. В нормальном режиме работы обмен информацией с системой верхнего уровня АСКУЭ производится по сигналам запроса этой системы, при этом должны передаваться любые запрашиваемые и хранимые параметры. При нарушениях работы или фиксации несанкционированного вмешательства, программное обеспечение должно обеспечить

автоматический перевод оборудования в режим передачи информации на верхний уровень сбора информации;

4.4.1.5. после запуска системы в работу, процессы передачи информации на верхний уровень, взаимодействия с внешними устройствами, отображения информации не должны влиять на процесс сбора, накопления и хранения информации.

4.4.2 Требования к техническому обеспечению

4.4.2.1. Измерительные трансформаторы тока должны соответствовать ГОСТ 7746-2015 «Трансформаторы тока. Общие технические условия»;

4.4.2.2. Измерительные трансформаторы напряжения должны соответствовать ГОСТ 1983-2015 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия»;

— Счетчики электроэнергии должны соответствовать ГОСТ 30206-94 (МЭК 687-92) «Статические счетчики ватт-часов активной энергии переменного тока (классы точности 0,2S и 0,5S согласно ПУЭ)», в части учета реактивной энергии ГОСТ 26035-83 «Счетчики электрической энергии переменного тока электронные. И должны обладать следующими функциями:

— обеспечение измерения активной электроэнергии с нарастающим итогом и вычисление усреднённой мощности за 15-ти минутные интервалы времени;

— обеспечение, при производстве расчетов за реактивную мощность, измерений интегрированной реактивной мощности в двух направлениях;

— хранения профиля нагрузки с 15-ти минутным интервалом на глубину не менее 45 суток;

— обеспечение наличия одного или нескольких цифровых интерфейсов (RS-485, RS-232),

— обеспечение ведения встроенного календаря и часов (точность хода встроенных энергонезависимых часов не хуже $\pm 1,0$ секунды в сутки) с внешней автоматической синхронизацией;

— обеспечение наличия энергонезависимой памяти для хранения запрограммированных параметров счетчика и сохранения данных по активной и реактивной энергии при пропадании питания на срок не менее 45 дней;

— обеспечение точности хода встроенных часов, в соответствии с п. 417 Электросетевых Правил Республики Казахстан в течение периода прекращения подачи электропитания;

— ведение «журнала событий» (фиксация количества перерывов питания, попыток несанкционированного доступа, количества и дат связей со счетчиком, приведших к каким-либо изменениям данных, отклонение напряжения сверх заданных пределов и т.п.);

— обеспечение защиты от несанкционированного изменения параметров, а также от записи, при этом защита должна быть обеспечена на программном (логическом) уровне и физическом уровне, с помощью пломбирования согласно «Правилам...»;

— обеспечение автоматической самодиагностики не реже 1-го раза в сутки;

4.4.2.3. Оборудование вычислительной техники АСКУЭ должно:

— быть оборудованием известных производителей;

— обеспечивать функционирование современного программного обеспечения;

4.4.2.4. В проекте рассмотреть вопрос обеспечения аппаратных средств АСКУЭ бесперебойным электропитанием.

4.4.3 Требования к метрологическому обеспечению

Согласно требованиям закона РК «Об обеспечении единства измерений» (статья 23, пункт 11), средства измерений (ТТ, ТН и СЭ), входящих в состав КУЭ АСКУЭ ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас) являются объектами сферы государственного метрологического надзора.

Все средства измерения, применяемые в АСКУЭ ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас), должны быть внесены в Государственный Реестр средств измерений и иметь действующие сертификаты о поверке.

Методика выполнения измерений (МВИ) активной и реактивной электроэнергии и мощности должна быть разработана согласно СТ РК 2.120-2006, СТ РК 2.121-2006 и СТ РК 2.122-2006 для проведения экспериментальных работ по определению фактической погрешности измерений электрической энергии и мощности в реальных условиях эксплуатации.

Поверка средств измерений должна осуществляться организацией, аккредитованной на данный вид деятельности.

Требования к точности коммерческого учета:

- Трансформаторы напряжения должны иметь класс точности не хуже 0,5;
- Трансформаторы тока должны иметь класс точности не хуже 0,5;
- Счетчики электрической энергии должны иметь класс точности 0,2;
- Общая точность коммерческого учета активной энергии каждого КУЭ должна быть не хуже (при коэффициенте мощности, равном 1):

- в диапазоне от 1% до 5% $I_{ном}$: $\pm 1,5\%$ при $U_{ном} = 10$ кВ,
 $\pm 2,1\%$ при $U_{ном} = 6,3$ кВ.
- в диапазоне от 20% до 120% $I_{ном}$: $\pm 1,1\%$ при $U_{ном} = 10$ кВ,
 $\pm 1,6\%$ при $U_{ном} = 6,3$ кВ.

При коэффициенте мощности от 0,5 инд. до 0,5 емк. общая точность коммерческого учета активной энергии в диапазоне от 20 до 120% $I_{ном}$ должна быть не хуже: $\pm 1,1\%$ при $U_{ном} = 10$ кВ, и $\pm 1,6\%$ при $U_{ном} = 6,3$ кВ.

— Общая точность коммерческого учета реактивной энергии каждого КУЭ должна быть не хуже:

- в диапазоне от 10% до 120% $I_{ном}$ ($U_{ном} = 10, 6,3$ кВ) $\pm 4,0\%$

Освидетельствование КУЭ производится в соответствии с «Правилами освидетельствования измерительного комплекса учета электрической энергии», утвержденными Приказом Министра энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан от 06 июня 2007 года №142.

Паспорта-протоколы предоставить для каждого КУЭ: трансформатора тока, трансформатора напряжения, счетчика электрической энергии, и определить падение напряжения в цепи от трансформатора напряжения до счетчика электрической энергии.

Требования к организационному обеспечению:

- система должна функционировать автоматически, без вмешательства персонала;
- персонал, обеспечивающий функционирование системы должен быть обучен и иметь соответствующие профессиональные навыки;
- система должна игнорировать ошибочные действия персонала с выдачей информации об ошибках.

4.4.4 Требования к методическому обеспечению.

— процедуры использования системы (компонентов системы) должны быть отражены в инструкциях по эксплуатации системы и инструкциях пользователю.

5 ПОРЯДОК КОНТРОЛЯ И ПРИЕМКИ СИСТЕМЫ

5.1 Требования к приемке в эксплуатацию.

Для приемки в эксплуатацию АСКУЭ ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас) должны быть выполнены ниже перечисленные мероприятия, которые должны осуществляться согласно «Правилам...»:

5.1.1.1 поставщиком оборудования и программного обеспечения АСКУЭ производятся все необходимые работы по пуско-наладке системы;

5.1.1.2 заказчиком на договорной основе с организацией, аккредитованной на право поверки средств измерений, входящих в состав КУЭ, производится освидетельствование КУЭ на соответствие требованиям ПУЭ;

5.1.1.3 пуско-наладка АСКУЭ ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас) завершается опытно-промышленными испытаниями, согласованными с СО ОРЭ по Программе;

5.1.1.4 для проведения опытно-промышленных испытаний, заказчиком и поставщиком создается приемочная комиссия. Программа и методика проведения испытаний согласовывается с СО ОРЭ и утверждается Заказчиком;

5.1.1.4 срок проведения опытно-промышленных испытаний определяется полнотой выполнения Программы испытаний и устранения замечаний. Опытно-промышленные испытания завершаются составлением соответствующего акта;

5.1.1.5 в случае неуспешного проведения опытных испытаний система возвращается поставщику на доработку в соответствии с замечаниями в акте испытаний и назначается срок следующих испытаний;

5.1.1.6 на основании Акта об успешном завершении опытно-промышленных испытаний Заказчик обращается к СО ОРЭ, смежным субъектам и другим заинтересованным организациям с письмом о готовности АСКУЭ ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас) к сдаче в эксплуатацию и формирования комиссии по анализу результатов опытно-промышленных испытаний и принятия решения о дальнейшей эксплуатации системы. Комиссия и сроки ее работы утверждаются приказом по предприятию;

5.1.1.7 комиссия, рассмотрев представленные документы и акты, протоколы испытаний, принимает решение о дальнейшей эксплуатации системы. При наличии замечаний, комиссия принимает решение об опытной эксплуатации системы;

5.1.2. заказчиком принимаются меры к устранению в период опытной эксплуатации выявленных сбоев и отказов системы, после чего сообщается СО ОРЭ о готовности к приемке в промышленную эксплуатацию.

5.1.3. приемка АСКУЭ ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас) в промышленную эксплуатацию производится в соответствии с Правилами функционирования автоматизированной системы коммерческого учета электрической энергии для субъектов оптового рынка электрической энергии (утверждены приказом МЭ РК от 30.03.2015г. №248, зарегистрированного МЮ РК от 06.05.2015 г. №10957).

— Все работы касательно ввода в промышленную эксплуатацию АСКУЭ ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас) должны быть выполнены производителем подрядных работ с непосредственным участием Заказчика.

6 ТРЕБОВАНИЯ К ДОКУМЕНТИРОВАНИЮ

6.1 Перечень отчетных документов, передаваемых Исполнителем Заказчику

В соответствии с СТ РК 34.015-2002 и договором на разработку проекта системы, должна передаваться документация в составе, достаточном для эффективной и безопасной реализации проекта.

Количество экземпляров отчетных документов, передаваемых Заказчику, определены условиями договора № ____ от ____ г.

7 ИСТОЧНИКИ РАЗРАБОТКИ

СТ РК 34.015-2002 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Техническое задание на создание автоматизированной системы».

СТ РК 34.014-2002 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Термины и определения».

ТУ на подключение АСКУЭ ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас) к АСКУЭ СО ОРЭ АО «KEGOC»

8 СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ.

АО	Акционерное общество.
ПС	Подстанция.
АСКУЭ	Автоматизированная система коммерческого учета электроэнергии.
КУЭ	Комплекс учета электроэнергии
ЛВС	Локальная вычислительная сеть.
ПО	Программное обеспечение.
ОС	Операционная система.
СО	Системный оператор – АО «KEGOC»
ОРЭ	Оптовый рынок электроэнергии.
ОРУ	Открытое распределительное устройство.
ТТ	Трансформаторы тока.
ТН	Трансформаторы напряжения.
ПУЭ	Правила устройства электроустановок.
ЛЭП	Линия электропередач.
ВЧ	Канал высокочастотной связи по ЛЭП.
КЛС	Кабельная линия связи.
ССС	Сеть спутниковой связи.
НСИ	Нормативно справочная информация.
НСД	Несанкционированный доступ
УСПД	Устройство сбора и передачи данных

9 ЛИСТ СОГЛАСОВАНИЯ**СОСТАВИЛИ:**

Наименование организации	Должность исполнителя	Фамилия, имя, отчество	Подпись	Дата
ТОО «Алматыпроектэнергострой»	Главный специалист	Щукина И.С.		
ТОО «Алматыпроектэнергострой»	Директор	Ковехов В.В.		

СОГЛАСОВАНО:

Наименование организации	Должность исполнителя	Фамилия, имя, отчество	Подпись	Дата
ТОО «KegenHydro»	Директор	Жармухамбет А.К.		
АО «KEGOC»	Директор ДРЗАП			
АО «KEGOC»	Главный менеджер ОМ и ИС			

10 ВЕДОМОСТЬ ПРИЛОЖЕНИЙ

Наименование	Обозначение
Однолинейная схема электроснабжения АСКУЭ ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас) с приборами учета электроэнергии.	Приложение А
Технические условия № 01-15-03-05/3880 от 22.05.2026 г. АО «KEGOC» на подключение АСКУЭ ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас) к АСКУЭ Системного оператора АО «KEGOC».	Приложение Б

Наименование присоединения

Обозначение проектной функциональной группы

Назначение шкафа

Порядковый номер шкафа

Сборные шины 10 кВ, 630 А

Комплектное распределительное устройство 10 кВ типа КYN28А-12

Вакуумный выключатель 10 кВ, 25 кА типа VL-12P25C13, 630А

Трансформатор тока типа LZZBJ9-12 0.5/10P10 – отх.лин.; 0.5/10P10/10P10 – ввод

Ограничитель перенапряжения типа 3*YN5WZ-17/45

Заземлитель типа JN15-12

Трансформатор напряжения типа JDZ11-10В 10:√3/0.1:√3/0.1:3 кВ

Предохранитель 3*XRNP1-12/1А

Трансформатор собственных нужд 10/0,4 кВ, 63 кВА

Трансформатор силовой двухобмоточный 10/6,3 кВ ТМ-5000/10-6,3

S = 5000 кВА

У/Д-11

Ограничитель перенапряжения типа Y5W-6/20

Порядковый номер шкафа

Сборные шины 6,3 кВ, 80x8

Комплектное распределительное устройство 6 кВ типа КYN28А-12

Вакуумный выключатель 6,3 кВ типа VS1-6.3, 630А

Трансформатор тока типа LZZBJ9-6,3, 600/5А, 0.5/10P10/10P10

Ограничитель перенапряжения типа 3*YN5WZ-10/27

Трансформатор напряжения типа JDZX10-6.3 6.3:√3/0.1:√3/0.1:3 кВ

Предохранитель XRNP1-12/0,5А

Предохранитель XRNT-10/10А

Коэффициент трансформации трансформаторов тока

Обозначение проектной функциональной группы

Назначение шкафа

ВЛ 10 кВ на ПС №76"И" Алгабас

С В А

TN1K	W102K	QT1K	TV1K+3CШ
TCH 10 кВ	Отх. лин.	Ввод Т1	ТН №1

101

102

103

104

к ЩСН

Т1

FV1P

1

2

3

4

5

	300/5	1000/5		300/5
TV1P	G1	QT1P	TV2P	G2
ТН №1	Генератор 1	Ввод Т1	ТН ввода	Генератор 2

Условные обозначения

PIK

- Счетчик электрической энергии, коммерческий учет

PIK

- Счетчик электрической энергии, технический учет

133.05.04-2026.26-1-АСКУЭ

Строительство малой гидроэлектростанции (ГЭС), на реке Шелек в районе Кеген с. Алгабас

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
ГИП	Матвиенко				02.26
Проверил	Матвиенко				02.26
Разраб	Обголец				02.26
Н.контр.	Верховцов				02.26

ТП-6,3/10кВ. Автоматизированная система коммерческого учета электроэнергии

Схема однолинейная с точками учета

Стадия	Лист	Листов
РП	1	

ТОО "Алматпроектэнергострой"

«ЭЛЕКТР ЖЕЛІЛЕРІН БАСҚАРУ
ЖӨНІНДЕГІ ҚАЗАҚСТАН
КОМПАНИЯСЫ» «KEGOC»
(KAZAKHSTAN ELECTRICITY
GRID OPERATING COMPANY) АҚ



АО «КАЗАХСТАНСКАЯ КОМПАНИЯ
ПО УПРАВЛЕНИЮ
ЭЛЕКТРИЧЕСКИМИ СЕТЯМИ»
(KAZAKHSTAN ELECTRICITY GRID
OPERATING COMPANY) «KEGOC»

Z00T2DO Қазақстан Республикасы
Астана қ. Тәуелсіздік даңғылы, 59 ғимарат
Тел. (7172) 693-824, 690-203 Факс.: (7172) 211-108
E-mail: KEGOC@kegoc.kz

Z00T2DO Республика Казахстан
г. Астана, проспект Тәуелсіздік, здание 59
Тел. (7172) 693-824, 690-203 Факс.: (7172) 211-108
E-mail: KEGOC@kegoc.kz

**«Алматы Проект Энерго Строй» ЖШС
Бас директоры
Ковехов В.В. м-ға**

**ЭКЕАЖ ТШ беру туралы
15.05.2026ж. № 26-240 хатқа**

СЭС 3МВт (Шелек өз. Алғабас аулы) ЭКЕАЖ- сын ҚР Жүйелік операторы-
«KEGOC» АҚ ЭКЕАЖ-сына қосуға арналған техникалық шарттарды жіберіп
отырмыз.

ҚР Энергетика министрлігінің 30.03.2015ж. №248 бұйрығымен бекітілген
Электр энергиясын коммерциялық есепке алудың автоматтандырылған жүйесінің
жұмыс істеу қағидаларына (бұдан әрі – Қағидалар) сәйкес, Сіз жобалауға арналған
техникалық тапсырмасын СЭС 3МВт (Шелек өз. Алғабас аулы) ЭКЕАЖ техникалық
жобасын, тәжірибелік-өнеркәсіптік сынақтар бағдарламасын электрондық түрде (.pdf
форматында) әзірлеп және келісуге жіберу қажет. Жүйенің тәжірибелік-өнеркәсіптік
сынақтарын жүргізуіңіз және қажетті есептік құжаттарды қалыптастыруыңыз қажет.
Сонымен қатар, электр энергиясын есепке алу кешендерінің құрамына кіретін өлшеу
құралдарын тексеру қажет.

Электр энергиясын есепке алудың барлық кешендері ҚР ЭҚОҚ қағидалары мен
талаптарына сәйкес куәландырылуы тиіс екенін естеріңізге саламыз.

ЭКЕАЖ құру кезеңдерінің сипаттамаларымен, сонымен қатар қажетті
нормативтік техникалық құжаттамамен www.kegoc.kz сайтында танысуға болады.

Қосымша:

1. СЭС 3МВт (Шелек өз. Алғабас аулы) ЭКЕАЖ- сын ҚР Жүйелік операторы-
«KEGOC» АҚ ЭКЕАЖ-сына қосуға арналған техникалық шарттары.

**Пайдалану және күрделі құрылыс
жөніндегі басқарушы директор**

Е. Атақұлов

Орынд. Абушахманов Е.Ж.
+7 (7172) 690-221
abushakhmanov@kegoc.kz



Подписан в MetaDoc
Проверка по ссылке:
[\[Проверочная ссылка\]](#)

«ЭЛЕКТР ЖЕЛІЛЕРІН БАСҚАРУ
ЖӨНІНДЕГІ ҚАЗАҚСТАН
КОМПАНИЯСЫ» «KEGOC»
(KAZAKHSTAN ELECTRICITY
GRID OPERATING COMPANY) АҚ



АО «КАЗАХСТАНСКАЯ КОМПАНИЯ
ПО УПРАВЛЕНИЮ
ЭЛЕКТРИЧЕСКИМИ СЕТЯМИ»
(KAZAKHSTAN ELECTRICITY GRID
OPERATING COMPANY) «KEGOC»

Z00T2DO Қазақстан Республикасы
Астана қ. Тәуелсіздік даңғылы, 59 ғимарат
Тел. (7172) 693-824, 690-203 Факс.: (7172) 211-108
E-mail: KEGOC@kegoc.kz

Z00T2DO Республика Казахстан
г. Астана, проспект Тәуелсіздік, здание 59
Тел. (7172) 693-824, 690-203 Факс.: (7172) 211-108
E-mail: KEGOC@kegoc.kz

**Генеральному директору
ТОО «Алматы Проект Энерго Строй»
г-ну В.В. Ковехову**

**О выдаче ТУ АСКУЭ
на № 26-240 от 15.05.2026г.**

Направляем Вам Технические условия на подключение АСКУЭ ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас) к АСКУЭ Системного оператора РК – АО «KEGOC».

В соответствии с Правилами функционирования автоматизированной системы коммерческого учета электрической энергии, утвержденными приказом МЭ РК от 30.03.2015г. №248 (далее - Правила), Вам необходимо разработать и направить на согласование техническое задание на проектирование, технический проект АСКУЭ ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас), программу опытно-промышленных испытаний в электронном виде в формате (.pdf). Провести опытно-промышленные испытания системы и сформировать необходимые отчетные документы. Кроме этого необходимо выполнить поверку средств измерений, входящих в состав комплексов учета электроэнергии.

Напоминаем Вам, что все комплексы учета электроэнергии должны быть освидетельствованы в соответствии с Правилами и требованиями ПУЭ РК.

С описанием этапов создания АСКУЭ, а также с необходимой нормативной технической документацией можно ознакомиться на сайте www.kegoc.kz.

Приложение:

1. Технические условия на подключение АСКУЭ ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас) к АСКУЭ Системного оператора ОРЭ на 2 стр.

**Управляющий директор по эксплуатации и
капитальному строительству**

Е. Атакулов

Исп. Абушахманов Е.Ж.
+7 (7172) 690-221
abushakhmanov@kegoc.kz



Подписан в MetaDoc
Проверка по ссылке:
[\[Проверочная ссылка\]](#)

	АСКУЭ	Технические условия на подключение АСКУЭ субъекта ОРЭ к АСКУЭ Системного оператора	Дата	22.05.2026
			Стр.	1 / 2

ПРИЛОЖЕНИЕ

Технические условия на подключение АСКУЭ ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас) к АСКУЭ Системного оператора РК – АО «KEGOC».

1. Техническое задание на проектирование и технический (технорабочий) проект АСКУЭ согласовать с Системным оператором РК – АО «KEGOC».
2. В Техническом задании на проектирование предусмотреть и оформить приложениями:
 - Однолинейную схему электрической сети с указанием точек коммерческого учета электроэнергии;
 - Перечень комплексов учета электроэнергии (КУЭ), данные с которых будут передаваться в АСКУЭ Системного оператора РК;
 - Характеристики КУЭ в соответствии с ПУЭ РК;
 - Перечень точек учета, необходимых субъекту для передачи из АСКУЭ Системного оператора РК (все данные коммерческого учета электроэнергии с подстанций АО «KEGOC», при их необходимости, передаются субъекту энергорынка при помощи межмашинного обмена информацией через сеть Интернет).
3. Идентификационный код каждого комплекса коммерческого учета электроэнергии, входящего в состав ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас) должен соответствовать следующей структуре восемнадцатиразрядного десятичного кода.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
---	---	---	---	---	---	---	---	---	----	----	----	----	----	----	----	----	----

1-й разряд – код страны, значение кода Республики Казахстан «1».

2-й разряд – код энергетической зоны, южной зоны (Алматинская область) - «2».

3-й, 4-й разряды – код области, города или энергоузла, значение кода Алматинской области - «02».

5-й разряд – код основной деятельности субъекта, значение кода генерации электроэнергии «5».

6 – 9 разряды – персональный код субъекта, значение кода энергообъектов ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас): «3052» (Алматинская область).

10 – 11 разряды – персональный код структурного подразделения субъекта. Значение кода может быть от «01» до «99», присваивается организацией, выполняющей проект.

12 – 14 разряды - персональный код подстанции (энергообъекта) субъекта. Значение кода может быть от «001» до «999», присваивается организацией, выполняющей проект.

	АСКУЭ	Технические условия на подключение АСКУЭ субъекта ОРЭ к АСКУЭ Системного оператора	Дата	22.05.2026
			Стр.	2 / 2

15 – 18 разряды – персональный код комплекса коммерческого учета субъекта. Значение кода может быть от «0001» до «9999», присваивается организацией, выполняющей проект.

АСКУЭ ГЭС 3 МВт (р. Шелек с. Алгабас) в реестре субъектов энергорынка, подключаемых к АСКУЭ Системного оператора РК, будет присутствовать под следующим кодом:

1	2	0	2	5	3	0	5	2	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---

4. Для взаимообмена информацией с АСКУЭ Системного оператора РК должна быть применена сеть Интернет, для чего субъект рынка должен организовать связь своего сервера АСКУЭ с сетью Интернет по выделенной линии и коммутируемому доступу. Выделенный канал – основной тракт передачи, коммутируемый – резервный.
5. Требования к обмену информацией между АСКУЭ СО РК и АСКУЭ субъекта ОРЭ приведены на сайте www.kegoc.kz.
6. Адрес FTP сервера Системного Оператора РК: <ftpmetr.kegoc.kz>. Другие параметры, необходимые для функционирования FTP обмена (имя пользователя и пароль), будут предоставлены участнику рынка, по запросу, перед проведением опытно-промышленных испытаний АСКУЭ и после согласования СО РК программы испытаний.