Стратегия/концепция цифровизации энергетической системы Казахстана

Нур-Султан 2022 год

**Отказ от ответственности**

При подготовке проекта Концепции были использованы материалы отчета доктора Стюарта Торнкрафта, выполненного в рамках консультационных услуг для проекта «TA-9946 KAZ: Международный консультант по концепции интеллектуальных сетей (53330-001)». Отчет предоставлен добросовестно и отражает знания и опыт консультанта. При проведении исследования и анализа для этого отчета консультант стремился использовать то, что он считает лучшей информацией, доступной на дату публикации.

Тем не менее, консультант не дает никаких гарантий и не несет ответственности за точность использованного исходного материала и не будет нести никакой ответственности за любые убытки, возникшие в результате распространения или использования этого отчета, независимо от того, были ли они вызваны (в том числе по небрежности), за исключением того, что налагается в соответствии с законом и не может быть исключен.

© Авторское право Стюарт Торнкрафт. Никакая часть этого документа не может быть использована или воспроизведена без письменного разрешения компании Intelligent Energy Systems.

Словарь терминов

ACEAS - Автоматизированная система коммерческого учета энергии

ADB - Азиатский банк развития

AM - расширенный счетчик

AMI - Расширенная инфраструктура измерения

BAN - Сеть застройки

CHP - ТЭЦ

DH - централизованное отопление

DMS - Система управления распределительными электрическими сетями

EE - энергоэффективность

EMS - Система управления энергосистемами

FAN - полевая сеть

FO - Волоконно-оптический кабель

GPRS - Общие услуги пакетной радиосвязи

HAN - домашняя сеть

HOB - Отопительный котел

IEC - Международная электротехническая комиссия

IOT - Интернет вещей

IP - Интернет-протокол

JSC - Акционерное общество

KEGOC - Казахстанская компания по управлению электрическими сетями

КОRЕМ - Оператор рынка электроэнергии Казахстана

LAN - локальная сеть

MDMS - Система управления данными счетчиков

MDSP - поставщик услуг данных счетчиков

MMS - Система управления рынком

NAN - Соседняя сеть

PLS - Программируемый логический контроллер

R-Disco - Региональная электросетевая компания

РДЦ - Региональный диспетчерский центр

RE - Возобновляемая энергия

RTU - удаленный терминал

SCADA - диспетчерский контроль и сбор данных

WAMS - Глобальная система мониторинга

WAN - Глобальная сеть

* Министерство энергетики - МинЭнерго
* Национальный системный оператор - НСО
* Региональные диспетчерские центры – РДЦ
* Региональные распределительные компании - РЭК
* Поставщик услуг данных счетчиков - MDSP
* Система управления данными счетчиков - MDMS
* Расширенная инфраструктура измерения - AMI
* общая информационная модель (CIM)
* Системы автоматизации подстанций – SAS
* Чистая приведённая стоимость – NPV

Оглавление

[1. Введение 7](#_Toc80958755)

[1.1 Цель проекта 7](#_Toc80958756)

[1.2 Объем работ 7](#_Toc80958757)

[2 Целевое видение Smart Grid для Казахстана 9](#_Toc80958758)

[2.1 Определенные приоритетные области для поддержки инфраструктуры интеллектуальных сетей в Казахстане 9](#_Toc80958759)

[2.1.1 Область 1: Инфраструктура SCADA 9](#_Toc80958760)

[2.1.2 Область 2: Инфраструктура интеллектуальных измерений 9](#_Toc80958761)

[2.1.3 Область 3: Управление и обмен данными 10](#_Toc80958762)

[2.2 Концептуальное видение интеллектуальной сети Казахстана 10](#_Toc80958763)

[2.3 Технологические основы для поддержки концепции Smart Grid в Казахстане 11](#_Toc80958764)

[2.3.1 Технологии генерации и передачи 12](#_Toc80958765)

[2.3.2 Распределение и клиентские технологии 14](#_Toc80958766)

[2.3.3 Коммуникационная инфраструктура 15](#_Toc80958767)

[2.3.4 Система управления данными 15](#_Toc80958768)

[3 Технологическая экспертиза интеллектуальной сети Казахстана 16](#_Toc80958769)

[3.1 Предпосылки 16](#_Toc80958770)

[3.2 Технологическая экспертиза 16](#_Toc80958771)

[3.3 Инфраструктура связи 17](#_Toc80958772)

[3.4 Инфраструктура SCADA / Система управления энергосистемами (EMS) / Система управления распределительными электрическими сетями (DMS) 19](#_Toc80958773)

[3.6 Системы управления рынком и инфраструктура 25](#_Toc80958774)

[Таблица 5 Результаты технологической экспертизы: инфраструктура рынка электроэнергии 26](#_Toc80958775)

[3.7 Системы управления данными и порталы 27](#_Toc80958776)

[3.8 Стандарты и нормы 28](#_Toc80958777)

[В Таблице 7 представлен технологический комплексный анализ для оценки стандартов и правил для поддержки технологий интеллектуальных сетей. 28](#_Toc80958778)

[3.9 Замечания по организационной структуре 29](#_Toc80958779)

[3.10 Дальнейшие наблюдения 29](#_Toc80958780)

[3.11 Выводы 30](#_Toc80958781)

[4 Инфраструктура SCADA / EMS 35](#_Toc80958782)

[4.1 Структура отрасли Казахстана 35](#_Toc80958783)

[4.2 Варианты архитектуры SCADA для Казахстана 35](#_Toc80958784)

[4.3 Преимущества и недостатки 38](#_Toc80958785)

[4.4 Организационные последствия 40](#_Toc80958786)

[4.5 Рекомендации 41](#_Toc80958787)

[5 Инфраструктура системы управления рынком (MMS) 45](#_Toc80958788)

[5.1 Ключевые проблемы, выявленные для Казахстана 45](#_Toc80958789)

[5.2 Структура энергетического рынка в отрасли (с КОRЕМ) 45](#_Toc80958790)

[5.3 Эволюция рынка электроэнергии 46](#_Toc80958791)

[5.4 Рекомендация 47](#_Toc80958792)

[6 Инфраструктура учета 49](#_Toc80958793)

[6.1 Ключевые проблемы, выявленные в Казахстане 49](#_Toc80958794)

[6.2 Инфраструктура учета 49](#_Toc80958795)

[6.3 Варианты архитектуры для вариантов инфраструктуры измерения для Казахстана 51](#_Toc80958796)

[6.4 Преимущества и недостатки 56](#_Toc80958797)

[6.5 Организационные последствия 60](#_Toc80958798)

[6.6 Рекомендация 62](#_Toc80958799)

[7 Cистема управления данными 64](#_Toc80958800)

[7.2 Протоколы связи / стандарты обмена данными 65](#_Toc80958801)

[7.3 Предоставление информации 67](#_Toc80958802)

[7.4 Обмен данными и порталы данных 68](#_Toc80958803)

[7.5 Финансовые операции 70](#_Toc80958804)

[7.6 Облачные вычисления и контейнеризация 71](#_Toc80958805)

[7.7 Безопасность и конфиденциальность данных 71](#_Toc80958806)

[7.8 Архитектура управления данными 71](#_Toc80958807)

[7.9 Преимущества и недостатки 75](#_Toc80958808)

[7.10 Рекомендация 76](#_Toc80958809)

[8 Инфраструктура связи 79](#_Toc80958810)

[8.1 Коммуникационные домены и среда 79](#_Toc80958811)

[8.2 Риски безопасности интеллектуальной сети 82](#_Toc80958812)

[8.3 Меры по снижению рисков безопасности интеллектуальной сети (3, 4) 84](#_Toc80958813)

[8.4 Политика и стандарт кибербезопасности 87](#_Toc80958814)

[8.5 Стандарты связи 87](#_Toc80958815)

[8.6 Рекомендации 87](#_Toc80958816)

[9 Экономический анализ затрат и выгод интеллектуальных сетей в Казахстане 89](#_Toc80958817)

[9.1 Введение 89](#_Toc80958818)

[9.2 Поэтапное инвестирование в интеллектуальные сети 90](#_Toc80958819)

[9.3 Оценка выгод 91](#_Toc80958820)

[9.4 Чистая выгода от Smart Grid в Казахстане 93](#_Toc80958821)

[10 Рекомендаций высокого уровня 97](#_Toc80958822)

[10.1 SCADA / Система управления энергосистемами и SCADA / Система управления распределительными электрическими сетями 97](#_Toc80958823)

[10.2 MMS - Система управления рынком 97](#_Toc80958824)

[10.3 Инфраструктура учета 97](#_Toc80958825)

[10.4 Системы управления данными 98](#_Toc80958826)

[10.5 Коммуникационная инфраструктура 98](#_Toc80958827)

[11 Дорожная карта Smart Grid 99](#_Toc80958828)

[11.1 SCADA / Система управления энергопотреблением и SCADA / Система управления распределением 99](#_Toc80958829)

[11.2 Инфраструктура Системы управления рынком (MMS) 100](#_Toc80958830)

[11.3 Инфраструктура учета 102](#_Toc80958831)

[11.4 Система управления данными 103](#_Toc80958832)

[11.5 Системы связи 104](#_Toc80958833)

[11.6 Институциональные роли и обязанности 105](#_Toc80958834)

[11.7 Законодательство и стандарты для поддержки дорожной карты Smart Grid 108](#_Toc80958835)

[12 Перспективные предварительные технико-экономические обоснования для поддержки дорожной карты Smart Grid 110](#_Toc80958836)

## 1. Введение

## 1.1 Цель проекта

Казахстан рассматривает цифровизацию экономики в качестве ключевого приоритетного направления в соответствии с Президентской Программой «Третья модернизация Казахстана: глобальная конкурентоспособность» (2017) и Государственной программой «Цифровой Казахстан», которая включает в себя электроэнергетический сектор. Страна для повышения устойчивости электроэнергетического сектора должна сформулировать и принять в законодательном порядке Цифровую стратегию или Дорожную карту Smart Grid, которые могут улучшить работу энергосистемы. В соответствии с этой государственной программой цель энергосистемы состоит в переходе к "интеллектуальной энергетической системе" (или «умная сеть»). Министерству энергетики (МинЭнерго) поручено управлять деятельностью по цифровизации энергетического сектора для решения этих отраслевых проблем.

Главной целью этой технической помощи Азиатского банка развития (АБР) является содействие продвижению цифровых технологий Устойчивое развитие знаний в Казахстане, а техническая помощь дополнит усилия страны по повышению качества жизни людей и продвижению устойчивого экономического развития за счет более эффективного использования цифровых технологий.

## 1.2 Объем работ

Объем работы для этого отчета состоит в том, чтобы основываться на технологической комплексной проверке предыдущего отчета по следующим пунктам:

- Разработать и обосновать целевое видение и концептуальную модель «Интеллектуальной энергетической системы Казахстана», подкрепленную стратегией / концепцией и дорожной картой, с соответствующим анализом рентабельности (CBA) в контексте экономики страны, сектора, включая владельцев электроэнергии, электрических / сетевых активов и потребителей

- Оценить адекватность существующих экономических стимулов и технических требований для цифровизации предприятий сектора и предложить рекомендации по усовершенствованию законодательства на основе передовой практики

- Выявить инвестиционные потребности высокого уровня, включая общие оценки затрат и выгод в технологии интеллектуальных сетей и телекоммуникационной инфраструктуры для рассмотрения субъектами энергетического сектора

- Провести как минимум один двухдневный семинар по следующим темам: (i) технологии интеллектуальных сетей и их применение в энергосистеме Казахстана; (ii) передовой опыт; (iii) обсуждение и обоснование концепции «умных» сетей; (iv) список открытых данных

- Ожидается, что международный консультант поможет Министерству энергетики передать целевое видение и концептуальную модель «Интеллектуальной энергетической системы Казахстана», поддержанные Стратегией / Концепцией и дорожной картой, через государственные органы Казахстана. Ожидается, что в результате ежедневного взаимодействия с соответствующими государственными органами и основными заинтересованными сторонами человеческий потенциал и знания о современных системах и технологиях Smart Grid будут улучшены и определены конкретные области для наращивания потенциала в области технологий интеллектуальных сетей и ИКТ для государственных учреждений и компаний.

Разработка Стратегии / Концепции «Интеллектуальной энергетической системы Казахстана», включая в себя, но не ограничивается следующими пунктами:

1. Цели и параметры развития, в т.ч. технико-экологические и экономические показатели (KPI).

2. Обоснование подходов к достижению целевого видения и концептуальной модели Smart Grid.

3. Ожидаемые эффекты Smart Grid в ключевых областях (включая количество новых рабочих мест, сокращение C02, сокращение потерь и т. д.).

4. Казахстанская структура взаимодействия, включая эталонную архитектуру Smart Meter и архитектуру платформы тестирования Smart Meter:

5. Задачи политики для выполнения национальной дорожной карты по умным сетям.

6. Дорожная карта с конкретными действиями (институциональными, организационными), проектами и инвестициями, включая:

- План действий по интеллектуальной сети (скользящий план с пятилетним интервалом),

- Стандартизация взаимодействия,

- Кибербезопасность,

- Разработка демонстрационных проектов и определение дальнейших действий, необходимых для эффективной реализации Стратегии / Концепции «Интеллектуальной энергетической системы Казахстана» и Дорожной карты.

## 2 Целевое видение Smart Grid для Казахстана

## 2.1 Определенные приоритетные области для поддержки инфраструктуры интеллектуальных сетей в Казахстане

Был проведен технологический комплексный анализ существующей ситуации в Казахстане, основные результаты которого представлены в разделе 3.

Приоритетными областями для Smart Grid были определены следующие:

• Приоритетная область 1: Улучшение инфраструктуры SCADA / Системы управления энергосистемами (EMS),

• Приоритетная область 2: улучшение инфраструктуры измерений

• Приоритетная область 3: платформа для управления и обмена данными.

Дополнительные комментарии по каждому из них описаны в следующих подразделах. Можно рассмотреть более продвинутые расширения и технологии. Обратите внимание, что в основе этих приоритетов будет соответствующая инфраструктура связи, которая может масштабироваться по мере того, как объемы обмена данными начинают расти.

## 2.1.1 Область 1: Инфраструктура SCADA

На основе проведенного в KEGOC технологического комплексного обследования систем существующая инфраструктура SCADA / Системы управления энергосистемами (EMS) ограничена и не может масштабироваться. Кроме того, существует ограниченное покрытие некоторых частей сетей и ограниченный обмен информацией в режиме реального времени между Министерством Энергетики, KEGOC, KOREM, Региональными диспетчерскими центрами и участниками отрасли. Модернизация систем SCADA рассматривается как важный шаг для улучшения измерений, мониторинга и удаленного управления в реальном времени.

SCADA — это вспомогательная технология для приложений, которые могут оптимизировать использование крупных электростанций и активов передающей сети, обеспечивать функциональность WAMS для более точного расчета запаса устойчивости в реальном времени и, следовательно, обеспечивать более высокий уровень эффективности для отрасли.

## 2.1.2 Область 2: Инфраструктура интеллектуальных измерений

Инфраструктура учета требует улучшения. Это включает в себя передачу данных измерений в централизованную базу данных измерений, развертывание интеллектуальных счетчиков, обновление инфраструктуры учета, интеграцию с функциями биллинга и расчетов Региональных распределительных компаний.

• Расширенная инфраструктура измерения

• Интеграция в биллинг и расчеты

Это позволяет внедрить более эффективные структуры тарифов и позволит лучше управлять техническими и коммерческими потерями с течением времени.

## 2.1.3 Область 3: Управление и обмен данными

Интеллектуальные сети должны обмениваться большими объемами данных, и по мере перехода энергосистем на механизмы ценообразования в реальном времени и все более сложные рыночные механизмы необходимо разработать стратегию управления большими данными и протоколы обмена данными. Они должны быть тщательно спроектированы и часто предполагают объединение данных из различных источников, связанных с различными базовыми технологиями. В настоящее время в Казахстане отсутствует единая платформа обмена данными и соответствующие стандарты, и для развития интеллектуальных сетей важно создать такую платформу.

## 2.2 Концептуальное видение интеллектуальной сети Казахстана

Концептуальное видение заключается в консолидации всех существующих и будущих ИТ и операционных технологий на централизованной платформе, чтобы обеспечить платформу данных, систем и программного обеспечения для нужд все более сложного энергетического ландшафта.

Следующие функции являются желательными для Smart Grid Казахстана в будущем:

• Энергетическая политика, основанная на фактах

• Обеспечение более умной, более эффективной, безопасной и надежной системы электроснабжения для всех типов генераторов и требований.

• Бизнес-модели, ориентированные на клиента (для коммунальных предприятий и правительства)

• Активное участие потребителей энергии (просьюмеров)

• Безопасные финансовые транзакции (блокчейн)

•Кибер-безопасности

• Прозрачность в работе

• Оптимизация активов для увеличения срока службы, снижения затрат на эксплуатацию и техобслуживание, минимизации потерь

• Система питания с функциями самодиагностики и самовосстановления (прогнозирующая, а не реактивная)

Дорожная карта Smart Grid, разработанная на основе концептуального видения, должна решать следующие вопросы:

• Организационные: способность внедрять и отслеживать прогресс - Министерство энергетики, KEGOC, РДЦ, РЭК, электростанции и заказчики.

• Основные технологии: способствуют обмену данными между оборудованием в реальном времени, онлайн-управлению большими данными, интеллектуальным программным обеспечением и приложениями, а также интеллектуальными энергетическими технологиями.

• Стандарты и правила: кибербезопасность, требования к связи, требования к управлению и автоматизации, протоколы обмена данными и интеллектуальные технологии.

В общих чертах это проиллюстрировано на Рисунке 1, где организационная модель должна быть создана таким образом, чтобы установить соответствующие обязанности и, где необходимо, стимулы для перехода отрасли к постоянному повышению эффективности с использованием, например, стандартов эффективности. Затем необходимо установить и разработать стандарты и правила для поддержки новых технологий интеллектуальных сетей, наконец, основных областей, которые тесно связаны с приоритетами, определенными в результате технологической комплексной проверки.

Рисунок 1 Элементы дорожной карты Умной сети электроснабжения



## 2.3 Технологические основы для поддержки концепции Smart Grid в Казахстане

Основываясь на предыдущем обсуждении, следующие основные принципы видения Smart Grid для Казахстана:

• Коммуникационная инфраструктура

• Система SCADA

• Инфраструктура интеллектуального учета

• Системы управления данными

Порядок упорядочен примерно от наиболее фундаментальных до наименее важных, как показано на Рисунке 2.

Рисунок 2 Технологические основы для поддержки концепции Умных энергосетей до 2033



Обратите внимание, что Smart Grid Vision до 2030 года организован таким образом, что генерирующая и передающая стороны отрасли и связанные с ней технологии находятся слева, в то время как технологии потребителей и распределения, как правило, справа. Обе полагаются на инфраструктуру связи для поддержки передачи данных. А уровень управления данными объединяет все технологии в единую платформу.

В следующих подразделах дается дальнейшее объяснение ключевых технологий, которые подходят для каждого компонента.

## 2.3.1 Технологии генерации и передачи

На рисунке 3 показана левая часть концепции Smart Grid Vision до 2030 года, чтобы выделить области, в которых основное внимание уделяется технологиям генерации и передачи электроэнергии. Имеющиеся в виду ресурсы генерации являются крупномасштабными, поскольку ресурсы распределенной генерации обычно связаны с технологиями справа. Точно так же крупные клиенты также могут быть включены справа в платформы SCADA / EMS.

Рисунок 3 Технологические основы для поддержки концепции Умных энергосетей до 2030: технологические компоненты генерации и передачи



The Области технологий, связанные с выделенной областью диаграммы умных энергосетей 2030:

• Эффективная генерация за счет оптимизации генераторов в реальном времени (оптимизирована совместно с использованием сетей передачи),

• Эффективное использование передающих сетей, также достигнутое за счет оптимизации генерации и передачи в реальном времени,

• Контроль загрузки большого количества клиентов,

• Обеспечение безопасности энергосистемы за счет точного расчета запаса прочности в режиме реального времени на основе анализа перетока мощности в реальном времени, что, в свою очередь, обеспечивает надежное снабжение через системы передачи высокого напряжения,

• С помощью Системы управления распределением, автоматизированного мониторинга и управления подстанцией,

• Управление интеллектуальными / интеллектуальными сетевыми технологиями, такими как аккумуляторные системы хранения энергии (BESS), гибкие устройства передачи переменного тока и линии постоянного тока высокого напряжения (в будущем),

• Управление переменными возобновляемыми источниками энергии в режиме реального времени,

• Пиковые нагрузки,

• Управление планами простоев для генерации и передачи,

• Управление резервной генерацией,

• Управление поставщиками дополнительных услуг, включая автоматическое регулирование частоты, и источники резервов на случай непредвиденных обстоятельств,

• Глобальная система мониторинга (WAMS) - более широкое развертывание для обеспечения общесистемного покрытия,

• Системы управления активами

• Системы самовосстановления для определения возможностей разумного управления отключениями сети и другими сбоями в электроснабжении.

## 2.3.2 Распределение и клиентские технологии

На рисунке 4 показана правая сторона концепции Smart Grid Vision до 2030 года, выделены области, в которых больше внимания уделяется технологиям, связанным с инфраструктурой измерения. В целом это включает клиентов, «просьюмеров», распределенные энергоресурсы, а также контроль и управление конечным оборудованием.

Рисунок 4 Основы технологий для поддержки концепции Умных энергосетей до 2030 года: распределение и технологические компоненты для клиентов



**На иллюстрации выделены следующие области технологий:**

• Интеллектуальные счетчики и инфраструктура для сбора данных и отправки им сигналов управления,

• Активные просьюмеры, поддерживающее, например, подачу в сеть от домохозяйств, которые установили солнечные фотоэлектрические системы и малые системы BESS,

• Схемы реагирования на запросы для потребителей с более низким напряжением,

• Интеллектуальное управление приборами и оборудованием конечного пользования с помощью интеллектуальных счетчиков и вспомогательной инфраструктуры,

• Внедрение более эффективных тарифов - со временем использования или другими структурами ценообразования, чтобы вызвать реакцию спроса / сокращение пиков или сигнализировать, в подходящее время, чтобы сигнализировать о значении «подпитки» в сеть,

• Снижение коммерческих потерь за счет более точной и надежной передачи данных измерений,

• Безопасная биллинговая инфраструктура, которая должна использовать данные измерений,

• Автоматизированные домашние системы, интеллектуальная техника и система автоматизации зданий / управления зданием,

• Интернет вещей для управления устройствами и другими устройствами конечного использования через Интернет, а также

• Точные и надежные данные измерений, как наиболее важный способ точного учета затрат на поставку.

## 2.3.3 Коммуникационная инфраструктура

Инфраструктура связи включает сотовую связь, арендуемые линии, выделенные локальные и глобальные сети с точки зрения ключевых аппаратных элементов. Она также включает в себя коммуникационные серверы и маршрутизаторы, а также другую вспомогательную вычислительную инфраструктуру, которая позволяет осуществлять обмен данными и поддерживает необходимую для отрасли полосу пропускания.

Связанные технологии включают межсетевые экраны, протоколы цепочки блоков, серверы данных, протоколы обмена данными и другие вспомогательные технологии. Они используются для обеспечения надежной и безопасной передачи данных между различными участниками электроэнергетического сектора.

## 2.3.4 Система управления данными

Система управления данными, по сути, представляет собой большое хранилище данных и набор согласованных протоколов обмена данными для поддержки обмена информацией между участниками рынка. Ключевым аспектом этого является интеграция данных из различных источников в единую платформу. Создание стандартизированных порталов и стандартов обмена данными будет способствовать передаче данных и информации между различными организациями в электроэнергетической отрасли. Это, в свою очередь, направляет принятие решений как коммерческого характера (например, инвестиционные решения или операционные решения участников рынка), так и политического характера (например, предоставление Министерству энергетики доступа к информации позволит им участвовать в принятии решений, основанных на данных.).

В будущем она может быть расширен за счет включения услуг и приложений облачных вычислений, которые переводятся в облако, чтобы обеспечить возможность распределенных вычислений и общих приложений. Это тенденция, которая проявляется в электроэнергетических секторах многих юрисдикций по всему миру.

## 3 Технологическая экспертиза интеллектуальной сети Казахстана

## 3.1 Предпосылки

В этом приложении излагаются общие результаты технологической комплексной проверки и охватывается следующий объем работ:

• Производственная сторона (управление оборудованием, сторона ИКТ),

• Передача, распределение (управление сетью, диспетчеризация, автоматизация подстанций и управление спросом),

• Со стороны клиентов, включая электромобили, развитие больших центров обработки данных (измерительное оборудование, барьеры и возможности для активного участия),

• Интеграция производства возобновляемой энергии,

• Существующее картографирование информационных потоков в энергетическом секторе, и

• Анализ возможностей применения цифровых технологий и интеллектуальных сетей.

Более подробные результаты представлены в Промежуточном отчете.

## 3.2 Технологическая экспертиза

Объем технологической проверки должен охватывать следующие области:

• Производственная сторона (управление агрегатом, сторона ИКТ);

• Передача, распределение (управление сетью, диспетчеризация, автоматизация подстанций и управление спросом);

• Вопросы со стороны клиентов, включая электромобили, развитие больших центров обработки данных (измерительное оборудование, барьеры и возможности для активного участия);

• Интеграция возобновляемой энергетики;

• Существующее картографирование информационных потоков в энергетическом секторе;

• Анализ потенциала цифровизации и вариантов умных сетей, которые могут быть применены.

Подробный обзор текущей ситуации в Казахстане был представлен в промежуточном отчете. Техническая экспертиза касается проведения оценок на основе результатов опроса для решения вышеуказанных вопросов.

Обратите внимание, что оценка основана на системе, определенной в таблице 1.

Таблица 1 Рейтинг риска

| **Область** | **Наблюдения** |
| --- | --- |
| Безопасно | В настоящее время инфраструктура адекватна и / или соответствует международным стандартам - она не будет препятствием для интеллектуальной сети. |
| Средний риск | Инфраструктура разумна, но потребует модернизации / инвестиций или может представлять некоторые незначительные препятствия или проблемы для внедрения технологий интеллектуальных сетей. |
| Высокий риск | Выявлен серьезный пробел / проблема - либо отсутствует основной компонент интеллектуальной сети, либо существующая инфраструктура не может удовлетворить требования по развертыванию технологий интеллектуальной сети. |

## 3.3 Инфраструктура связи

Оценка коммуникационной инфраструктуры Казахстана представлена в Таблице 2.

Таблица 2 Результаты технологической комплексной проверки: инфраструктура связи

| **Область** | **Наблюдения** | **Оценка** | **Комментарии** |
| --- | --- | --- | --- |
| KEGOC: Магистральная сеть - технология и пропускная способность (KEGOC и РДЦ) | Волоконно-оптическая сеть со связью 100 Мбит / с между РДЦ KEGOC и внутренней системой со скоростью 1 Гбит / с для поддержки системы SCADA KEGOC | Безопасно | Приемлемая пропускная способность в настоящее время - модернизация до более высокой пропускной способности - особенно рекомендуется арендовать линии сверх 100 Мбит / с в долгосрочной перспективе. |
| KEGOC: Магистральная сеть - резервная сеть (KEGOC и РДЦ) | Единый телекоммуникационный провайдер может стать единственной точкой отказа (KEGOC арендует магистральную сеть) | Средний риск | Часто для обеспечения надежности связи создаются 2 независимые магистральные сети с разными поставщиками телекоммуникационных услуг. |
| РЭК: сетевые ссылки на KEGOC / магистраль сети | Оптоволоконные соединения 10-100 Мбит / с с магистралью (одиночные каналы), арендные линии 10 Мбит / с, соединения GPRS для поддержки FTP | Средний риск | Необходимо стандартизировать режим подключения и обеспечить адекватный уровень резервирования для обеспечения надежности. В настоящее время полоса пропускания является разумной, но в долгосрочной перспективе было бы полезно увеличить ее до 100 Мбит / с, чтобы лучше поддерживать обмен данными интеллектуального измерения. |
| РЭК: резервные ссылки на магистральную сеть | Некоторые РЭК имеют несколько путей для связи с оптоволоконной магистралью, но многие этого не делают. | Средний риск |
| РЭК: сети и надежность коммуникаций | Ограниченная связь по радиоканалам, Программируемый логический контроллер и соединения с ограниченной пропускной способностью. Ручная передача данных. | Высокий риск | Ручная передача данных снижает видимость сети |
| Заказчики: сетевые ссылки и надежность | Ограниченная связь по радиоканалам, Программируемый логический контроллер и соединения с ограниченной пропускной способностью. Ручная передача данных. | Высокий риск | Ручная передача данных, снижает видимость сети и ограничивает |
| Электростанции: сетевые ссылки и надежность | Одиночные минимальные линии связи с провайдерами с ограниченной надежностью, фермами возобновляемых источников энергии, использующими режимы связи GPRS и / или WAMS. | Средний риск | Некоторый риск для надежности |
| Инфраструктура сотовой связи в целом (покрытие и пропускная способность) | Как правило, 2G или лучше доступно по всей стране, с более сильным покрытием, связанным с большим количеством центров нагрузки. | Безопасно | Покрытие соответствует нагрузкам клиентов, центрам спроса и вероятным местоположениям распределенных энергоресурсов, следовательно, это подходящая инфраструктура для поддержки более широкого развертывания интеллектуальных счетчиков. |

## 3.4 Инфраструктура SCADA / Система управления энергосистемами (EMS) / Система управления распределительными электрическими сетями (DMS)

Опросы по оценке состояния инфраструктуры SCADA / EMS в KEGOC, РДЦ KEGOC и РЭК представлены в основном в Промежуточном отчете. Как описано, существуют платформы SCADA и платформа WAMS. Обратите внимание, что АСКУЭ связан с измерением и обсуждается в следующем разделе.

Table 1 Technological Due Diligence Findings: SCADA/EMS Infrastructure

| **Область** | **Наблюдения** | **Оценка** | **Комментарии** |
| --- | --- | --- | --- |
| KEGOC и Региональные диспетчерские центры: платформа SCADA в целом | Платформа SCADA находится в эксплуатации и обеспечивает 100% покрытие всех подстанций ВН (1150 кВ, 500 кВ, 220 кВ, 35 кВ) и вспомогательные измерения. Однако она была установлена в 2006 году и не может быть «увеличена» для обеспечения дополнительных функций или возможности легко обеспечить охват дополнительных измерений. | Высокий риск | Требуется модернизация, а платформа SCADA должна поддерживать более широкий спектр приложений Систем управления энергопотреблением. |
| KEGOC и Региональные диспетчерские центры: SCADA связь | Информация также передается по оптоволоконным линиям комбинированным способом, с аналогичным разделением 59% (1 Гбит / с) - 41% (100 Мбит / с) KEGOC - Арендованные каналы связи. | Безопасно | Инфраструктура связи разумна для поддержки связи SCADA |
| Региональные диспетчерские центры: Глобальная система мониторинга | Пилотный транзитный сбор информации о перетоках электроэнергии с севера на юг Глобальной системы мониторинга охватывает 33,3% подстанций 1150 кВ. Информация от источников измерения PMU передается по собственным волоконно-оптическим каналам связи с пропускной способностью до 1 Гбит / с. Пилотный проект Глобальной системы мониторинга имеет неполное покрытие (33%) подстанций 1150 кВ и (65%) подстанций 500 кВ датчиками PMU. Нет покрытия Глобальной системы мониторинга для всех подстанций 220 кВ. | Средний риск | Расширение пилотного проекта и охват Глобальной системы мониторинга в значительной степени поможет в улучшении интеллектуального использования сети передачи и более эффективном использовании активов перед лицом рисков для стабильности энергосистемы. |
| KEGOC и Региональные диспетчерские центры: приложения SCADA и тесно связанное программное обеспечение | Система управления энергосистемами (EMS), тренажер для обучения оператора (OTS) и система управления отключениями (OMS). Другие приложения, связанные с управлением в реальном времени, включают:   * АРЧМ (автоматический контроль частоты и мощности) регулирует потоки на границе с Россией для регулирования частоты системы. * Система аварийного управления | Высокий риск | Существующие функциональные возможности системы SCADA весьма ограничены и нуждаются в расширении для поддержки эффективных операций, надежности сети и поддержки инициатив интеллектуальных сетей. |
| Региональные диспетчерские центры: функциональность SCADA | Не все РЭК имеют установленную систему SCADA, те, которые имеют ограниченный охват измерений в реальном времени для распределительной сети, а сама система SCADA не имеет функциональности. Кроме того, охват РЭК системой SCADA составляет в целом около 16%, что очень мало. | Высокий риск | Все РЭК нуждаются в функциональности SCADA |
| РЭК: Функциональность SCADA Систем управления распределением | Очень ограниченное количество приложений для контроля и управления распределительными сетями, а также для автоматизации подстанций и управления подстанциями. | Высокий риск | Усовершенствования SCADA необходимы для улучшения работы подстанций РЭК. |
| Интерфейсы SCADA между РЭК и KEGOC | В то время как коммуникационная сеть и инфраструктура существуют, только ограниченное количество РЭК в реальном времени передается на РДЦ KEGOC / KEGOC для целей мониторинга. | Высокий риск | Эффективное управление интеллектуальными сетями со стороны спроса требует большей прозрачности сетей с более низким напряжением. |
| SCADA-интерфейс между KEGOC и оператором рынка электроэнергии Казахстана (KOREM) | Передача информации в реальном времени от KEGOC к KOREM не осуществляется, что ограничивает возможность использования каких-либо рыночных механизмов или механизмов ценообразования в реальном времени. | Средний риск | В более долгосрочной перспективе можно будет внедрить более эффективные и действенные механизмы ценообразования, если KOREM будет иметь доступ к измерениям в реальном времени. Ограничивает возможность создания рынка электроэнергии в режиме реального времени и структур ценообразования, которые лучше подходят для Smart Grid. |
| Интерфейс SCADA между электростанциями и KEGOC | Используются самые разные методы - прямые подключения к оптоволоконной магистрали через арендные линии и глобальные сети. Данные SCADA из каналов электростанции, предоставленные KEGOC, передаются через РЭК, а не напрямую от генераторов. | Средний риск | Информация в реальном времени по всем значительным электростанциям (> = 30 МВт) должна передаваться в KEGOC в режиме реального времени. Все важные электростанции должны быть оснащены интерфейсами управления в реальном времени, которые могут получать управляющие сигналы от KEGOC. |
| Интерфейс SCADA между крупными клиентами и KEGOC | KEGOC имеет лишь ограниченную информацию в режиме реального времени о крупных клиентах. | Средний риск | Хотя мониторинг всех клиентов через платформу SCADA не является экономичным, важно, чтобы существовали средства, позволяющие управлять клиентами с выбранными большими нагрузками напрямую через платформу SCADA. |

**3.5 Инфраструктура учета**

Инфраструктура измерений в Казахстане была исследована, и результаты задокументированы в промежуточном отчете, охватывающем различные аспекты текущей ситуации. Вкратце, используются следующие системы и инфраструктура:

• Автоматизированные системы коммерческого учета энергии (АСКУЭ), и

• Внедрение Расширенных счетчиков (AMs) и Расширенной инфраструктуры измерения (AMI).

АСКУЭ - это система, которая позволяет вести учет всех энергоносителей, используемых на предприятии или в жилом секторе, через узлы учета. В широком смысле, АСКУЭ - это беспроводная радиосистема для сбора и обработки интегрированных данных учета электроэнергии (как для здания в целом, так и для отдельных квартир), которая помогает решать вопросы организации учета потребления ресурсов, включая первичные приборы учета со встроенными или внешними радиомодули передачи данных, различные повторители, концентраторы и программное обеспечение для сбора и обработки данных. Информация об измерениях сопоставляется с измерительной станцией, и программная платформа будет выполнять ряд функций, включая:

(1) оценку доли каждого энергоносителя в выделенных измерительных станциях, согласованную с моделями потребления энергоресурсов,

(2) выполнение расчета фактически потребленных энергоресурсов по каждому участку предприятия и предприятия в целом,

(3) оценку эффективности мероприятий, направленных на экономию энергоресурсов, (4) снижение эксплуатационных расходов и, как следствие, повышение эффективности используемые системы первичного учета;

(5) оценку текущего состояния и эффективность приборов учета;

(6) определение основных направления энергосберегающей деятельности.

В то время как KEGOC имеет 100% покрытие АСКУЭ на всех подстанциях 1150 кВ, 500 кВ, 220 кВ, 35 кВ, АСКУЭ не доступен на всех РЭК, и около 46% участников не имеют АСКУЭ. Потребители, энергоснабжающие организации и РЭК имеют менее 50% покрытия АСКУЭ.

Хотя «интеллектуальные счетчики» были развернуты, на самом деле они больше похожи на «расширенные счетчики» в том, что они не поддерживают двунаправленный поток информации, интерфейсы управления и другие функции, важные для работы интеллектуальных счетчиков. Поэтому в этом отчете мы называем их «расширенными счетчиками». Из 13 выбранных РЭК только один РЭК имеет 100% клиентов, оснащенных Расширенными счетчиками. Остальные 12 выбранных РЭК охватывают клиентов от 2,5% до 31,6%.

В Таблице 3 представлена технологическая оценка измерительной инфраструктуры Казахстана.

Таблица 4 Результаты технологической комплексной проверки: измерительная инфраструктура

| **Область** | **Наблюдения** | **Оценка** | **Комментарии** |
| --- | --- | --- | --- |
| KEGOC: покрытие Автоматизированными системами коммерческого учета энергии (АСКУЭ) | 100% покрытие подстанций 1150 кВ, 500 кВ, 220 кВ, 35 кВ | Безопасно | Система была успешно установлена и внедрена в KEGOC, хотя она обеспечивает функциональность АСКУЭ только для подстанций высокого напряжения. |
| KEGOC: функции / использования Автоматизированных системам коммерческого учета энергии (АСКУЭ) | Не все функции могут использоваться, и АСКУЭ не интегрирован с системами АСКУЭ РЭК, и не все РЭК имеют установленные / доступные АСКУЭ. | Средний риск | Расширение АСКУЭ для обеспечения полного покрытия сети является препятствием для внедрения интеллектуальной сети. Это также препятствие для принятия решений на основе данных. |
| KEGOC: полная и точная база данных всех данных измерений | Не на месте - РЭК не передают данные измерений в KEGOC автоматически. | Высокий риск | Центральное агентство должно иметь полный доступ к данным измерений, причем обновления происходят автоматически почти в реальном времени. |
| РЭК: покрытие Автоматизированными системами коммерческого учета энергии (АСКУЭ) | Все РЭК имеют менее 50% покрытия АСКУЭ. | Высокий риск | Наличие последовательных, правильных и точных решений для управления данными измерений имеет решающее значение для развертывания технологий интеллектуальных сетей. Кроме того, центры обработки данных и системы для управления интеллектуальными счетчиками должны работать в масштабе времени, близком к реальному времени, чтобы воспользоваться преимуществами, которые может предложить интеллектуальная сеть. |
| Обмен данными измерений между KEGOC и РЭК | В общем, передача данных измерений зависит от ручных процессов и шагов, подвержена человеческим ошибкам и несоответствиям. | Высокий риск | Автоматическая передача данных измерений в центральное агентство (KEGOC) необходима для того, чтобы платформа Smart Grid была полностью внедрена в Казахстане. |
| РЭК: передача данных счетчиков | Большинство РЭК полагаются, по крайней мере, на ручную ежедневную передачу данных измерений. | Высокий риск | Как указано выше, автоматическая передача данных измерений необходима для эффективной работы систем Smart Grid / Smart Metering. |
| Заказчики: внедрение интеллектуальных счетчиков | Отсутствие стандарта смарт-счетчиков, да и сами смарт-счетчики еще не развернуты (хотя продвинутые счетчики были). | Высокий риск | Внедрение интеллектуальных счетчиков является важным компонентом стратегии интеллектуальных сетей. |
| Расширенные счетчики | Внедрение расширенных счетчиков является высоким (100%) в некоторых РЭК, но низким (~ 10%) в других РЭК. | Средний риск | Расширенные счетчики - разумная платформа для повышения эффективности, и такие счетчики могут использоваться в тандеме с интеллектуальными счетчиками как часть стратегии интеллектуальной сети. Перевод всех счетчиков на интеллектуальные счетчики - разумная долгосрочная цель. |
| Другие счетчики | Многие РЭК в основном используют традиционные счетчики с ручным сбором данных. | Высокий риск | Старые счетчики потребуют обновления, хотя это требует времени и инвестиций, но стратегия обновления всех счетчиков с течением времени является требованием для стратегии полной интеллектуальной сети. |
| КОRЕМ: Доступ к необходимым данным | отсутствует | Высокий риск | Для того, чтобы KOREM могла разработать более совершенные формы ценообразования. Это будет необходимо в долгосрочной перспективе. |
| Министерство энергетики: доступ к данным измерений | отсутствует | Высокий риск | Для того, чтобы Министерство энергетики могло принимать обоснованные решения по политике, данные и информация измерений на итоговом уровне позволят это осуществить. |

## 3.6 Системы управления рынком и инфраструктура

КОRЕМ отвечает за рынок электроэнергии Казахстана, который в настоящее время находится в опытной эксплуатации, но планируется ввести в промышленную эксплуатацию до конца 2021 года. Было исследовано состояние инфраструктуры КОRЕМ, и результаты представлены в промежуточном отчете. Технический анализ инфраструктуры рыночных систем представлен в Таблице 5.

## Таблица 5 Результаты технологической экспертизы: инфраструктура рынка электроэнергии

| **Область** | **Наблюдения** | **Оценка** | **Комментарии** |
| --- | --- | --- | --- |
| КОRЕМ: Адекватные участки / расположение офисов | Для работы рыночных систем создается только один офис, что является разумным для некоммерческих операций. Для коммерческих операций лучше создать несколько сайтов, которые могут работать на рынке, если один сайт выйдет из строя. | Средний риск | Обычно станции резервного копирования и резервные сайты для работы на рынке рассматриваются как критически важная инфраструктура и должны быть созданы в долгосрочной перспективе. Для выполнения этой задачи можно, скажем, использовать офис KEGOC. |
| КОRЕМ: Соответствующее оборудование | Некоторое оборудование доступно и используется в KOREM, но для этого потребуется дублирование на вторичных / резервных сайтах, а некоторые типичные компоненты отсутствуют. | Высокий риск |  |
| KOREM: Система управления рынком (MMS) | Некоторые из типичных программных систем для Систем управления рынком (MMS) существуют в KOREM, но другие нет. В том числе механизм рыночной клиринга / диспетчеризации и инструменты энергосистемы, которые являются критически важными компонентами для рыночных операций в реальном времени (хотя это зависит от типа рынка электроэнергии). | Средний риск | В долгосрочной перспективе для KOREM было бы лучше усовершенствовать свои системы управления рынком (MMS), хотя и только после более фундаментальных инвестиций в измерения и инфраструктуру SCADA / EMS (вот почему она была оценена как «средний риск». |
| KOREM: Данные измерений | KOREM не имеет доступа к данным измерений. | Высокий риск | Чтобы KOREM могла устанавливать более сложные структуры ценообразования для поддержки интеллектуальной сети, им необходимо иметь доступ к данным измерений и / или их копию. |
| KOREM: SCADA / данные в реальном времени | KOREM не имеет доступа к потоку данных почти в реальном времени из системы SCADA KEGOC. | Средний риск | Как указано выше, для того, чтобы KOREM могла устанавливать или внедрять более продвинутые механизмы ценообразования, которые будут поддерживать интеллектуальную сеть, использование информации в реальном времени в сочетании с механизмом диспетчеризации и ценообразования приведет к значительному повышению эффективности. Это оценивается как средний риск, так как это должно стать долгосрочным улучшением после внедрения более базовой инфраструктуры в SCADA / EMS. |

## 3.7 Системы управления данными и порталы

В таблице 6 представлены результаты технологической комплексной проверки на основе систем управления данными и порталов. Ключевое наблюдение заключается в том, что эта область не рассматривалась в Казахстане.

Таблица 6 Технологический анализ выводы: системы управления данными и портал

| **Область** | **Наблюдения** | **Оценка** | **Комментарии** |
| --- | --- | --- | --- |
| Публикация основной информации (тарифы, статистика и т. д.) | Публикуется ограниченная информация о тарифах, результатах аукционов, планах инвестиций в передающие сети. | Средний риск | Предоставляется базовая статистика, но многие данные являются конфиденциальными - не очень открытыми или прозрачными. |
| Публикации более подробной информации о состоянии энергосистемы | Нет | Высокий риск | Дополнительная информация может быть опубликована для повышения прозрачности результатов / операций энергосистемы. |
| Централизованная база данных отраслевой информации + механизм доступа | Нет | Высокий риск | Порталы и механизмы обмена информацией очень важны - их можно развивать со временем. |

## 3.8 Стандарты и нормы

## В Таблице 7 представлен технологический комплексный анализ для оценки стандартов и правил для поддержки технологий интеллектуальных сетей.

Таблица 7 Результаты технологической комплексной проверки: стандарты и правила

| **Область** | **Наблюдения** | **Оценка** | **Комментарии** |
| --- | --- | --- | --- |
| Стандарты деятельности распределительной компании | Неофициальный | Средний риск | Важно определить качество обслуживания, целевые уровни потерь и целевые стандарты надежности, которые должны быть достигнуты для создания стимула. |
| Стандарт автоматизации подстанции | Неофициальный | безопасно | Был адресован на адекватном уровне. |
| Стандарт кибербезопасности | Не существует | Высокий риск |  |
| Стандарт обмена данными и связи | Не существует | Высокий риск | Охватывает стандарты оборудования и протоколов связи для поддержки передачи данных, включая интерфейсы управления |
| Интеллектуальные счетчики и стандарты инфраструктуры учета | Не существует | Высокий риск | Необходимо установить |
| Стандарты систем хранения энергии | Не существует | Высокий риск | Необходимо установить |
| На главную / Стандарты автоматизации зданий | Не существует | Высокий риск | Необходимо установить |
| SCADA / Стандарт системы управления распределением | Неофициальный | Средний риск | Возможны улучшения для более точного определения требований для всех организаций, работающих в электроэнергетическом секторе, в частности, требования к РЭК для внедрения систем SCADA EMS или DMS. |
| Стандарты SCADA / системы энергоменеджмента | Неофициальный | Средний риск | Возможны улучшения для более точного определения требований для всех организаций, работающих в электроэнергетическом секторе, в частности, требования к РЭК для внедрения систем SCADA EMS или DMS. |
| Стандарт системы клиентского контроля | Не существует |  | Стандарт управления оборудованием |

## 3.9 Замечания по организационной структуре

Общие замечания по организационной модели отрасли:

* Нет отдела или рабочей группы, специализирующейся на технологиях и развертывании умных сетей,
* KEGOC / РДЦ не предъявляют к ним обязательных требований в отношении обмена информацией,
* РЭК также не предъявляют к ним обязательных требований в отношении обмена информацией,
* KOREM имеет ограниченную интеграцию с точки зрения данных и информации для управления более развитым рынком электроэнергии,
* Ограниченные стимулы для частных компаний к установке / инвестированию в технологии интеллектуальных сетей,
* Ограниченные стимулы для клиентов устанавливать / инвестировать в технологии интеллектуальных сетей, а также
* Тарифы в настоящее время не способствуют динамичному реагированию / эффективности.

## 3.10 Дальнейшие наблюдения

Дополнительные наблюдения общего характера:

* Отсутствие стимула для участников инвестировать в технологии умных сетей,
* Показатели РЭК с точки зрения потерь и надежности ниже международных стандартов,
* У РЭК нет сильных стимулов для управления качеством обслуживания или передачи точных данных измерений в KEGOC, что является основным источником неэффективности; рассмотрение ключевых показателей эффективности или нормативных требований, основанных на производительности, с учетом потерь и надежности может способствовать повышению производительности,
* Точность данных и фрагментированные системы - еще один важный источник неэффективности - стандартизация и наличие общеотраслевой стратегии помогут в этом отношении, это является вкладом в видение Smart Grid, и
* Если в интеллектуальную сеть должны быть сделаны значительные инвестиции, то корректировка тарифов для обеспечения возмещения затрат является подходящим подходом, хотя этим нужно будет тщательно управлять.
* Что касается систем SCADA EMS и / или DMS для РЭК, покрытие составляет 10% электрических сетей, и основным препятствием является отсутствие нормативной базы, которая устанавливает стандарты для систем SCADA, которым должны соответствовать РЭК. Также не хватает финансирования и способов возмещения затрат на развертывание инвестиций в такие системы.
* Охват оборудования в РЭК для адекватной измерительной инфраструктуры в настоящее время составляет 28%. Существуют законы, требующие от РЭК создавать инфраструктуру АСКУЭ, однако в тарифах на электроэнергию нет положений для возмещения затрат.

## 3.11 Выводы

В этом разделе оцениваются следующие области инфраструктуры Казахстана для поддержки внедрения Smart Grid:

• Коммуникационная (телекоммуникационная) инфраструктура (раздел 3.3) для поддержки производства, передачи, распределения и потребителя,

* Системы диспетчерского управления и сбора данных (SCADA), включая приложения Система управления распределительными электрическими сетями (DMS) и Систему управления энергосистемами (EMS) (раздел 3.4), в отношении потока информации и возможностей для дальнейшей оцифровки и внедрения интеллектуальных сетей,

• Инфраструктура учета, включая автоматизированную систему коммерческого учета энергии (АСКУЭ), состояние существующих счетчиков и программное обеспечение для измерения (раздел 3.5) и его роль в поддержке работы интеллектуальной сети,

• Инфраструктура рынка электроэнергии (раздел 3.6),

• Управление данными и обмен данными (раздел 3.7), и

• Стандарты и правила для поддержки технологий интеллектуальных сетей (раздел 3.8).

Общие выводы заключаются в том, что наиболее важные возможности для улучшения находятся в областях SCADA и измерительной инфраструктуры. Фундамент для инфраструктуры связи достаточен для поддержки развития этих областей, хотя в долгосрочной перспективе также потребуется модернизация. Наконец, область единого подхода к управлению данными и обмену данными в значительной степени отсутствует в энергосистеме Казахстана, и ее необходимо будет создать, хотя это основывается на инвестициях в SCADA и измерительную инфраструктуру в качестве первого приоритета.

Мы представляем более подробные возможности для улучшения, основанные на технологической комплексной проверке, в следующих подразделах.

### 3.11.1 Возможности улучшения инфраструктуры связи

К первоочередным вопросам, которые необходимо решить в контексте инфраструктуры связи на основе комплексной технологической экспертизы, относятся:

• Инфраструктура связи РЭК требует инвестиций для повышения надежности,

• Потребности в передаче и передаче данных счетчиков потребителя нуждаются в улучшении для повышения надежности, и

• Надежность каналов связи в целом нуждается в повышении.

Пропускная способность магистральной оптоволоконной сети и покрытие сотовой связи кажутся разумными для поддержки более широкого развертывания интеллектуальной сети, но повышенная надежность передачи данных от всех участников позволит лучше инвестировать в интеллектуальную сеть. Обратите внимание, что адекватная сетевая инфраструктура связи закладывает основу технологии интеллектуальных сетей.

### 3.11.2 Возможности улучшения инфраструктуры SCADA / EMS / DMS

На основе технологической экспертизы следующие области были определены как высокоприоритетные проблемы, которые необходимо решить для развития интеллектуальной сети:

* Системы SCADA для KEGOC и его РДЦ необходимо обновить и модернизировать для улучшения функциональности, включая расширение WAMS для охвата большей части энергосистемы и развертывания дополнительных важных функций в самой системе SCADA,
* Системы SCADA или связанные с ними функциональные возможности также должны быть улучшены в РЭК, а в РЭК без платформы SCADA необходимо ввести ее, или аналогичная система для управления информацией в реальном времени, это должно быть сосредоточено на увеличении видимости сети. - как уже отмечалось, есть много неконтролируемых элементов энергосистемы, и
* Передача данных и информации в реальном времени должна быть автоматизирована за счет увеличения взаимосвязанности систем SCADA между:
* KEGOC и Министерство энергетики,
* KEGOC и РЭК,
* KEGOC и КОRЕМ,
* KEGOC и крупные клиенты, а также
* KEGOC и Электростанции.
* Покрытие WAMS следует расширить, чтобы охватить, по крайней мере, все уровни напряжения 500 кВ или выше, а затем и элементы сети 220 кВ.
* Существует множество причин, по которым рекомендуется вышеуказанное:
* Системы SCADA, оснащенные подходящими приложениями, могут обеспечить оптимизацию энергосистемы в «реальном времени» и могут существенно снизить эксплуатационные расходы, что, в свою очередь, может снизить потери, повысить эффективность использования активов и сделать работу РЭК более прозрачной,
* Расширение контроля за операциями в реальном времени способствует большему использованию распределенных энергоресурсов и контролю подстанций и оборудования со стороны потребителей,
* Обмен информацией в режиме реального времени между KOREM и KEGOC даст возможность устанавливать схемы ценообразования, которые ближе к реальному времени, что способствует большей эффективности в работе участников, поскольку они могут создавать более прямые стимулы с точки зрения предложения и / или потребление,
* Необходимо собрать всю ключевую информацию на общем уровне доступа для использования при принятии «умных решений» с помощью систем управления; наиболее подходящей организацией для управления этим является KEGOC, для чего потребуется модернизация системы SCADA в Казахстане.

### 3.11.3 Возможности улучшения измерительной инфраструктуры

* В то время как программное обеспечение АСКУЭ было развернуто, обмен данными измерений, а также сбор и управление данными измерений являются областями, которые нуждаются в улучшении, чтобы заложить основу для развертывания интеллектуальных измерений и технологий интеллектуальных сетей со стороны спроса в целом.
* Следующие вопросы определены как первоочередные вопросы, требующие решения:
* Программное обеспечение и инфраструктура измерений должны быть улучшены, чтобы облегчить точную и автоматическую передачу данных измерений между потребителями и централизованной базой данных, управляемой KEGOC или другим подходящим субъектом.
* Программное обеспечение, используемое МинЭнерго в области АСКУЭ, необходимо обновить, чтобы обеспечить его пригодность для управления двунаправленными потоками данных, связанными с интеллектуальными счетчиками. Требуется более подробный аудит и проверка возможностей и функций программного обеспечения.
* Осуществлено ограниченное развертывание усовершенствованных счетчиков / интеллектуальных счетчиков для клиентов, которое необходимо выполнить, чтобы обеспечить возможность использования преимуществ интеллектуального учета со стороны спроса, в частности, гибких клиентов со стороны спроса.
* Необходимо ввести стандарт для интеллектуальных счетчиков / инфраструктуры учета.
* Усовершенствованные счетчики имеют ограниченную функциональность, но обладают большей функциональностью, чем обычные счетчики - они могут быть подходящими для некоторых областей и построены как часть стратегии развертывания интеллектуальных счетчиков, хотя в долгосрочной перспективе будет выгодна замена интеллектуальными счетчиками.
* Обоснование внедрения перечисленных выше улучшений:
* Повышение эффективности работы клиентов за счет более гибкого реагирования на спрос.
* Может ввести более эффективные и лучшие тарифные структуры
* Сэкономить на затратах и отсрочить инвестиции.

### 3.11.4 Возможности для улучшения рыночных систем

Ниже указаны области, требующие улучшения:

* • Создание дополнительных резервных / резервных сайтов для рыночных операций
* • Установка необходимого оборудования для поддержки более продвинутых и коммерческих операций на рынке.
* • Создание необходимого программного обеспечения для поддержки более продвинутых и коммерческих рыночных операций.

### 3.11.5 Возможности улучшения управления данными и порталами

* Вопросы первоочередной важности для решения:
* Предоставление информации МЧС для мониторинга и оценки отрасли
* Централизованная база данных и механизм доступа к данным

Обоснование:

* Прозрачность в работе отрасли
* Информационные порталы могут использоваться для лучшего облегчения работы клиентов (для реагирования на спрос) или, возможно, производителей.
* Может также (в долгосрочной перспективе) облегчить работу распределенных накопителей энергии.

### 3.11.6 Возможности для улучшения стандартов и правил

Ниже перечислены первоочередные вопросы, которые необходимо решить с точки зрения стандартов и правил для умных сетей:

• Наиболее важные стандарты, которые необходимо установить:

- интеллектуальные счетчики и инфраструктура учета,

- стандарт обмена данными, и

- стандарт кибербезопасности,

• Другие стандарты, которые были определены, могут постепенно развиваться с течением времени и по мере внедрения технологий в энергосистеме Казахстана.

Обоснование:

• Определяет минимальные требования и, следовательно, тип инвестиций, необходимых для успешного взаимодействия

• Определяет ожидания и технологические потребности

Отметим, что дальнейшее обсуждение международного опыта в этой области было дано в промежуточном отчете.

### 3.11.7 Другие возможности для улучшения

* Дополнительные возможности для улучшения, которые были определены, включают:
* • Обеспечение того, чтобы Министерство Энергетики располагало адекватной информацией для оценки результатов в электроэнергетическом секторе, чтобы они могли принимать обоснованные / основанные на данных политические решения,
* • Создание технической рабочей группы, которая будет сосредоточена на технологиях и развертывании умных сетей в рамках стратегии, включая наращивание потенциала и обучение технологиям умных сетей,
* • Внедрить показатели производительности или другие стимулы для KEGOC, KOREM, РЭК и других субъектов в электроэнергетическом секторе, чтобы стимулировать повышение эффективности, более жесткие / более интегрированные операции через обмен данными, а в случае KOREM и РЭК для обеспечения высокого качества энергосистемы, снизить потери и обеспечить приемлемый уровень надежности,
* • Продвижение рынка электроэнергии к коммерческим операциям важно с точки зрения создания дополнительных стимулов для поведения, чувствительного к ценам, и инвестиций в технологии, которые могут оптимизировать ресурсы на стороне спроса или предложения в режиме реального времени,
* • В настоящее время тарифы не стимулируют динамическое реагирование / эффективность.
* • Стандарты обмена данными, точности данных и надежности передачи данных также помогут повысить эффективность обмена данными в отрасли.
* • Если в интеллектуальную сеть должны быть сделаны значительные инвестиции, то корректировка тарифов для обеспечения возмещения затрат является подходящим подходом, хотя им нужно будет тщательно управлять.

# 4 Инфраструктура SCADA / EMS

## 4.1 Структура отрасли Казахстана

На Рисунке 5 показана основная организационная структура электроэнергетической отрасли Казахстана:

* Министерство энергетики (МинЭнерго) - отвечает за энергетическую политику и регулирующий надзор за национальной энергосистемой,
* Национальный системный оператор (НСО) - по сути, подразделение KEGOC, отвечающее за мониторинг и контроль национальной энергосистемы.
* Региональные диспетчерские центры (РДЦ) - которые существуют в рамках НСО KEGOC и несут ответственность за управление мониторингом и контролем в региональных областях, существует 3 таких подразделения,
* Региональные распределительные компании (РЭК) - региональные распределительные компании, управляющие распределительными сетями. Таких организаций 21
* Генераторы - которые подключены к основной сети и должны быть скоординированы для обеспечения надежной работы и контроля энергосистемы,
* Клиенты, которые связаны с РЭК, РДЦ и непосредственно с НСО.

Рисунок 5 Схема структуры промышленности Казахстана



## 4.2 Варианты архитектуры SCADA для Казахстана

Ключевым вопросом, который необходимо решить для внедрения SCADA в Казахстане, является общая архитектура системы SCADA и этапы ее внедрения. В этом разделе оцениваются преимущества и недостатки вариантов.

* Вариант 1: полностью централизованный, когда все измерения отправляются в систему и базу данных SCADA НСО,
* Вариант 2: гибрид централизованного и децентрализованного, когда РДЦ являются частью иерархии управления (в рамках НСО), и
* Вариант 3: Децентрализованный, когда РЭК принимает решения о локальном контроле, но РДЦ / НСО продолжает управлять контролем сети передачи.

### 4.2.1 Вариант 1: полностью централизованная архитектура SCADA

На рисунке 6 показана базовая архитектура для варианта 1, который характеризуется тем, что НСО устанавливает первичный мониторинг, контроль и наблюдение за всеми уровнями контроля, включая Региональные диспетчерские центры и Региональные распределительные компании. Базовая структура определяется следующим образом: SCADA

* Программное обеспечение SCADA для мониторинга и управления под управлением Национального системного оператора,
* Региональные диспетчерские центры и Министерство энергетики имеют только средства программного обеспечения для мониторинга и анализа, и
* Региональные распределительные компании предназначены только для централизованного предоставления измерений в Национальном системном операторе (и могут контролировать / просматривать, но все действия по управлению выполняются централизованно Национальным системным оператором).

Рис. 6 Вариант 1: Архитектура полностью централизованной SCADA



### 4.2.2 Вариант 2: гибрид централизованного и децентрализованного

На рисунке 7 показана модель гибрида централизованной и децентрализованной архитектуры SCADA. Это распределяет функции управления SCADA между Национальным системным оператором и Региональными диспетчерскими центрами , в то время как Региональные распределительные компании в первую очередь занимается мониторингом и сбором измерений, и их предоставлением в Региональные диспетчерские центры, а Министерство энергетики отвечает за мониторинг и анализ данных для поддержки принятия политических решений.

Рис.7 Вариант 2: Гибрид централизованной и децентрализованной архитектуры SCADA



### 4.2.3 Вариант 3: Децентрализованный

На рисунке 8 показана децентрализованная архитектура SCADA, которая занимается распределением функций мониторинга, управления и надзора между объектами Национального системного оператора, Региональных диспетчерских центров и Региональных распределительных компаний (как показано). Министерство энергетики продолжает поддерживать систему мониторинга и анализа.

Рисунок 8 Вариант 3: Децентрализованная архитектура SCADA



## 4.3 Преимущества и недостатки

Вариант 2 (Гибридный) представляет собой наиболее выполнимый целевой этап в среднесрочной перспективе. Преимущества и недостатки ранее варианта 2 представлены в Таблице 8 по целому ряду областей, представляющих интерес.

Таблица 8 Оценка преимуществ и недостатков вариантов архитектуры SCADA

| **Аспект** | **Вариант 2: Гибрид** |
| --- | --- |
| Общие преимущества | Более высокий уровень резервирования, чем вариант 1, поскольку контроль и управление системой распределены по более широкому кругу объектов |
| Общие недостатки | Требуется согласование стратегии иерархического контроля между Национальным системным оператором и Региональными диспетчерскими центрами.  Больше инвестиций, чем вариант 1 |
| Операционные преимущества | Более эффективное использование сети генерации и передачи |
| Для Smart Grid | Региональные диспетчерские центры должны будут играть активную роль в плане координации контрольных действий с Региональные распределительные компании и клиентами с интеллектуальными счетчиками. То есть управление клиентами с умным счетчиком более децентрализовано. |
| Стоимость платформы SCADA | Второй самый низкий из трех вариантов |
| Стоимость оборудования для мониторинга и управления (удаленный терминал (RTU) и т. Д.) | Значение для удаленного терминала и систем связи одинаково для всех вариантов. Все ключевое оборудование, включая электростанции, подстанции и, возможно, крупных заказчиков, должно быть оснащено удаленными терминалами для мониторинга со всеми данными и информацией, совместно используемыми всеми ключевыми организациями. | |
| Последствия для инфраструктуры сети связи | Одинаковые требования для всех трех вариантов. Связь между Национальным системным оператором и Региональными диспетчерскими центрами в основном осуществляется через оптоволоконную магистральную сеть и арендуемые линии от Региональных диспетчерских центров к Национальному системному оператору. Эта сеть со 100 Мбит / с достаточна для поддержки связи SCADA в краткосрочной перспективе, но ее лучше было бы модернизировать до 300-500 Мбит / с в рамках более широкого расширения систем SCADA. | |
| Последствия Системы управления энергопотреблением | Приложения Системы управления энергопотреблением (включая Глобальную систему мониторинга) должны быть реализованы для оптимизации генерации и передачи в режиме реального времени, а также для предоставления оценок безопасности энергосистемы в режиме онлайн / в реальном времени, позволяя принимать меры по снижению угроз безопасности энергосистемы и быть реализованным. | |
| Последствия Системы управления распределением | Будет управляться на уровне Региональных диспетчерских центров, что усложнит операции, но не редкость в промышленности. |
| Последствия для стандартов / правил | Подотчетность между Национальным системным оператором и Региональными диспетчерскими центрами должна быть четко определена - особенно с точки зрения границ между обязанностями. |

## 4.4 Организационные последствия

В Таблице 9 представлены последствия для организационной модели электроэнергетического сектора Казахстана.

Таблица 9 Значение вариантов архитектуры SCADA для организационной модели отрасли

| Организация | Вариант 2: частично централизованный |
| --- | --- |
| Министерство энергетики (МинЭнерго) | Мониторинг и анализ данных в реальном времени |
| Национальный системный оператор (НСО) | Отвечает за SCADA / данные в реальном времени и планирование / операции сети передачи |
| Региональные диспетчерские центры (РДЦs) | Отвечает за SCADA / данные в реальном времени для сети передачи в пределах региона |
| Региональные распределительные компании (РЭК) | Требуется для настройки измерительного оборудования и обеспечения его надежной передачи в Региональные диспетчерские центры. |
| KOREM- Оператор рынка электроэнергии Казахстана | Интерфейс с Национальным системным оператором для получения информации SCADA в реальном времени - одинаков во всех вариантах |
| Клиенты (customers) | Контроль нагрузки для крупных клиентов через Национальных системных операторов или Региональные диспетчерские центры |
| Электрические станции | Инвестируйте в системы для предоставления Национального системного оператора информации в режиме реального времени |

## 4.5 Рекомендации

* Рекомендуется реализовать вариант 2 в краткосрочной перспективе - к 2025 году, а затем расширить реализацию для достижения архитектуры варианта 1. В соответствии с вариантом 1 имеет смысл со временем установить передовые приложения Системы управления энергопотреблением для оптимизации работы системы, сокращения потерь, повышения надежности и управления большими нагрузками.
* Связь между Национальным системным оператором и Региональными диспетчерскими центрами в настоящее время осуществляется посредством комбинации оптоволоконных магистральных сетевых соединений и арендованных линий между Региональными диспетчерскими центрами и «магистралью Национального системного оператора»:
* • Этого достаточно, но, вероятно, потребуется увеличить пропускную способность со 100 Мбит / с до 500 Мбит / с или выше в рамках более широкого развертывания систем SCADA в реальном времени, и
* • Было бы полезно добавить дополнительную избыточность магистрали связи для обеспечения более высокого уровня надежности.
* • Также требуется увеличенная полоса пропускания между линиями аренды между Региональными диспетчерскими центрами и оптоволоконной магистральной сетью.
* На основе анализа преимуществ и недостатков предлагается следующая стратегия для компонентов SCADA, Системой управления энергопотреблением и Системой управления распределением:

• Цель: иметь единую систему SCADA для Казахстана в качестве одного из столпов интеллектуальной сети, включая поддержку расширенных функций Системы управления распределением и Системы управления энергопотреблением.

**Краткосрочная цель - до 2025 года:**

* Внедрение унифицированной системы SCADA в Национальный системный оператор и Региональные диспетчерские центры с системой мониторинга и анализа данных для Министерства энергетики, чтобы получить доступ к информации в реальном времени для поддержки принятия решений
* Представьте расширенные функции Системы управления энергопотреблением, в том числе следующие:
* Графические пользовательские интерфейсы (GUI),
* Глобальная система мониторинга (WAMS),
* Модули автоматической генерации и диспетчеризации (для электростанций),
* Краткосрочное прогнозирование нагрузки,
* Экономическая диспетчеризация с ограничениями безопасности (SCED) и система прогнозирования нагрузки
* Оценка состояния для повышения точности информации для всех ключевых онлайн-систем и инструментов моделирования
* Система сброса нагрузки и восстановления,
* Системы ситуационной осведомленности,
* Продвинутые системы управления аварийной сигнализацией,
* Инструменты для анализа тенденций в реальном времени и истории,
* Интерфейсы для процессов оптового рынка электроэнергии,
* Интеллектуальные системы релейной защиты и автоматики,
* Инструменты для анализа безопасности энергосистемы,
* Инструменты для динамической оценки безопасности энергосистемы,
* Инструменты анализа стабильности напряжения и переходной устойчивости,
* Режим имитации обучения оператора, и
* Информационные порталы (например, Интернет- или FTP-порталы) для поддержки и предоставления доступа отраслевым организациям.
* Обеспечение надежной связи между РДЦ и оптоволоконной магистральной сетью - арендные линии и соединения 2G / GPRS — это требует расследования

Обеспечение надежной связи между РЭК и Региональными диспетчерскими центрами для поддержки передачи информации в реальном времени — это также требует расследования

**Долгосрочная цель (до 2033 г.):**

*  Расширение инфраструктуры единой платформы SCADA на Региональные распределительные компании, поэтапно, как было изначально информировано при запуске пилотных проектов на нескольких Региональных распределительных компаний,
* Функциональность Системы управления распределением развернута на Региональные распределительные компании в рамках работы по расширению SCADA,
* Расширение оптоволоконной магистрали со 100 Мбит / с до 500 Мбит / с для поддержки увеличения требуемой полосы пропускания для поддержки потока информации в реальном времени
* Дополнительное законодательство и институциональные механизмы:
* Определены обязанности по управлению и эксплуатации энергосистемы между Национальным системным оператором, Региональными диспетчерскими центрами и Региональными распределительными компаниями,
* Стандартизация протоколов связи SCADA и протоколов обмена данными портала данных,
* Вспомогательные расследования:
* Провести анализ инфраструктуры сети связи для поддержки единой системы SCADA и ее требуемой полосы пропускания.
* Пилотный проект по развертыванию SCADA / Системы управления распределением на Региональные распределительные компании в качестве предварительного технико-экономического обоснования, как часть этого определения наиболее осуществимых Региональные распределительные компании для единой роли SCADA.
* Пилотные проекты:
* Пилотный проект WAMS расширен, чтобы охватить всю национальную систему

На выбранных Региональных распределительных компаниях внедрена SCADA / Система управления распределением.

# 5 Инфраструктура системы управления рынком (MMS)

## 5.1 Ключевые проблемы, выявленные для Казахстана

В Казахстане с 2008 года в пилотном режиме функционирует балансирующий рынок электроэнергии в «имитационном режиме». К концу 2021 года ожидается, что рынок станет коммерчески обязательным. KOREM является оператором рынка, ответственным за управление рыночными механизмами, в том числе балансирующим рынком для энергетических транзакций и администрированием механизма ценообразования мощности и платежей по контрактам.

Несмотря на наличие базовых систем для поддержки моделируемой работы казахстанского рынка электроэнергии, часто в рамках расширения работы рынков электроэнергии, особенно тех, которые стали коммерчески обязательными, необходимо сделать дополнительные инвестиции в инфраструктуру ИКТ и оборудование для обеспечения надежной и непрерывной работы. Кроме того, публикация результатов и данных по рынку важна для участников рынка. Наконец, использование рынков — это способ дать производителям и потребителям возможность воспользоваться преимуществами инфраструктуры интеллектуальной сети и действительно создать стимулы для участников инвестировать в оборудование, которое может реагировать на сигналы рынка и сокращать эксплуатационные расходы.

Основной проблемой для Казахстана является роль KOREM в обеспечении расширения и расширении рыночных систем и объема рынка (например, розничного рынка) для обеспечения надежности систем и обеспечения более широкого участия на рынке, например, конечных пользователей. Это открывает возможность создания рынка, который позволяет участникам рынка получать преимущества технологий интеллектуальных сетей.

## 5.2 Структура энергетического рынка в отрасли (с КОRЕМ)

* Схема отраслевой структуры, показанная ранее (см. Раздел 4.1), включая KOREM, показана на рисунке 9. Диаграмма показывает, как KOREM в принципе имеет важные взаимодействия с широким кругом отраслевых организаций:
* Министерство энергетики - у которого будет портал данных для получения информации о рыночных операциях и результатах, с целью принятия политических решений и обеспечения регулирующего надзора,
* Производители, потребители, Региональные распределительные компании - все, что связано с покупкой и продажей электроэнергии, и
* Национальный системный оператор и Региональные диспетчерские центры - в отношении передачи или текущего состояния энергосистемы, включая состояние ресурсов, сетей генерации и передачи и другую информацию, которая поддерживает процессы рыночного клиринга и процессы расчетов.

Рисунок 9 Схема структуры взаимодействия промышленности Казахстана с KOREM



## 5.3 Эволюция рынка электроэнергии

Как отмечалось ранее, рынок электроэнергии Казахстана находится в экспериментальном режиме, и сам рынок в значительной степени является уравновешивающим рынком с договоренностями об оплате мощности между производителями и потребителями. В концепции «умных» сетей важно учитывать роль, которую мог бы сыграть рынок электроэнергии, чтобы, в первую очередь, вознаградить отзывчивость и гибкость потребителей и создать стимул для участников рынка к внедрению технологий «умных» сетей.

Таким образом, рынок электроэнергии Казахстана может развиваться таким образом, чтобы благоприятствовать технологиям интеллектуальных сетей, и поэтому он является важной частью дорожной карты Smart Grid. Однако развитие рынка электроэнергии за пределами перехода от моделируемого режима или режима работы к коммерческому режиму работы к концу 2021 года остается неопределенным.

Тем не менее, некоторые из предлагаемых общих целей долгосрочного видения электроэнергетического рынка Казахстана:

• Динамическое оптовое ценообразование на электроэнергию в режиме реального времени,

• Улучшенные и более гибкие структуры розничных тарифов (которые используют интеллектуальные измерения),

• Участвовать для более широкого круга участников рынка:

Обычные генераторы

Обычные потребители и розничные продавцы электроэнергии (РЭК)

Оптовые покупатели,

Агрегаторы спроса,

Распределенные энергоресурсы (включая встроенные генераторы, аккумуляторные системы хранения энергии и малые системы возобновляемых источников энергии),

Виртуальные электростанции,

Просьюмеры и

Бытовая техника.

Такой тип рыночной эволюции будет работать в пользу умных сетей и поддержит план развития умных сетей.

## 5.4 Рекомендация

В то время как рынок электроэнергии Казахстана в настоящее время находится на экспериментальной стадии, важно, чтобы в дорожной карте «умных» сетей было признано, что рынок электроэнергии является важной частью создания «умных» сетей в стране. Нынешняя структура рынка больше подходит для облегчения торговли электроэнергией для традиционных форм производителей и потребителей, однако после успешных коммерческих операций на рынке существует возможность «улучшить» структуру рынка в рамках Дорожной карты Smart Grid:

Цель: развитие казахстанского рынка электроэнергии для поддержки и использования преимуществ технологии интеллектуальных сетей, а также для обеспечения участия традиционных ресурсов и операций с распределенными энергоресурсами, просьюмеров, агрегаторов стороны спроса, виртуальных электростанций, бытовых приборов и прочего.

**Краткосрочная цель - до 2025 года:**

* + - Энергетический баланс и рынок мощности для начала коммерческой эксплуатации:
    - Балансирующий рынок и механизм мощности, коммерчески обязательный
    - Рыночные контракты, имеющие коммерческую юридическую силу
    - Министерство энергетики и участники рынка должны иметь рыночный портал рыночных результатов
    - KOREM оснащен интерфейсом ICCP / серверами SCADA для получения информации обо всей информации в реальном времени, к которой имеет доступ НСО (для поддержки рыночных операций)
    - Провести обзор / исследование структуры рынка электроэнергии в Казахстане для поддержки интеллектуальной сети, называемой «Расширенный рынок электроэнергии», для достижения долгосрочной цели поддержки покупки и продажи электроэнергии между более широким кругом участников рынка, включая:
    - Установлены механизмы динамического ценообразования / ценообразования в реальном времени на оптовом рынке
    - Розничный рынок с динамическими механизмами ценообразования
    - Определите требования к MMS для расширенного рынка, включая:
    - Инфраструктура ИКТ
    - Программное обеспечение и инфраструктура управления данными для поддержки рыночных процессов и рыночных операций (расчетов)
    - Интерфейсы к системам реального времени, чтобы иметь доступ к данным и информации в реальном времени о энергосистеме и ее работе
    - Интерфейсы к системам измерения, чтобы иметь доступ к измерениям, связанным со всеми участниками рынка, которые участвуют на рынке электроэнергии

**Долгосрочная цель (до 2033 г.):**

* Инвестируйте в инфраструктуру MMS для реализации «Расширенного рынка электроэнергии»
* Начало пилотной эксплуатации «Расширенного рынка электроэнергии» к 2025 г.
* После 2025 года начать коммерческую деятельность «Расширенного рынка электроэнергии».
* Обратите внимание, что ожидается, что расширенный рынок электроэнергии необходимо будет координировать с инвестициями в интеллектуальные сети в инфраструктуру измерений.
* Дополнительное законодательство и институциональные механизмы:
* Роль Министерства энергетики должна быть усилена, чтобы охватить регулирующий надзор и мониторинг соответствия на рынке электроэнергии,
* KOREM продолжает играть роль оператора рынка, но будет продолжать инвестиции в рыночную инфраструктуру (MMS) для поддержки достижений в проектировании рынка электроэнергии,
* Необходимо разработать и опубликовать правила рынка электроэнергии и процедуры поддержки рыночных операций.

**Вспомогательные расследования:**

* Исследование дизайна «Расширенного рынка электроэнергии», чтобы лучше соответствовать будущему, в котором технологии интеллектуальных сетей будут широко распространены.
* После расследования «Расширенного рынка электроэнергии» - требуется расследование требований ИКТ и инвестиционных потребностей.

**Пилотные проекты:**

* Пилотирование механизма динамического ценообразования с клиентами с умным счетчиком

Пилотирование механизма динамического ценообразования / ценообразования в реальном времени между обычным производителем и клиентом

# 6 Инфраструктура учета

## 6.1 Ключевые проблемы, выявленные в Казахстане

* В то время как программное обеспечение Автоматизированной системы коммерческого учета энергии (АСКУЭ) широко используется на многих Региональных распределительных компаниях, обмен данными измерений, а также сбор и управление данными измерений являются областями, которые нуждаются в улучшении, чтобы заложить основу для развертывания интеллектуальных измерений и интеллектуальной сети со стороны спроса. технологии в целом.
* Следующие вопросы определены как первоочередные проблемы, которые необходимо решить:
* Программное обеспечение и инфраструктура измерений должны быть улучшены, чтобы облегчить точную и автоматическую передачу данных измерений между потребителями и централизованной базой данных, управляемой KEGOC или другим подходящим субъектом.
* Программное обеспечение, используемое МинЭнерго в области АСКУЭ, необходимо обновить, чтобы обеспечить его пригодность для управления двунаправленными потоками данных, связанными с интеллектуальными счетчиками. Требуется более подробный аудит и проверка возможностей и функций программного обеспечения.
* Существует много ручных передач данных между Региональными диспетчерскими центрами и Региональными распределительными компаниями данных измерений, что ограничивает возможности для эффективных (основанных на времени) тарифов.
* Осуществлено ограниченное развертывание усовершенствованных счетчиков / интеллектуальных счетчиков для клиентов, которое необходимо выполнить, чтобы обеспечить возможность использования преимуществ интеллектуального учета со стороны спроса, в частности, гибких клиентов со стороны спроса.
* Необходимо ввести стандарт для интеллектуальных счетчиков / инфраструктуры учета.
* Усовершенствованные счетчики имеют ограниченную функциональность, но обладают большей функциональностью, чем обычные счетчики - они могут подходить для некоторых областей и использоваться как часть стратегии развертывания интеллектуальных счетчиков, хотя в долгосрочной перспективе будет выгодна замена интеллектуальными счетчиками.

## 6.2 Инфраструктура учета

### 6.2.1 Требования

Ключевые требования к измерительной инфраструктуре в Казахстане:

• Точный учет

• Надежная передача и анализ данных измерений.

• Способность обрабатывать двунаправленный поток информации, связанный с интеллектуальными счетчиками.

• Повышение эффективности работы с клиентами за счет более быстрого реагирования на спрос,

• Может ввести более эффективные и лучшие структуры тарифов, и

• Сэкономить на затратах и отсрочить инвестиции.

Основные элементы для поддержки инфраструктуры интеллектуального учета:

• Интеллектуальные счетчики, включая программное обеспечение для управления данными счетчиков (MDM)

• Передача данных счетчика в программное обеспечение учета

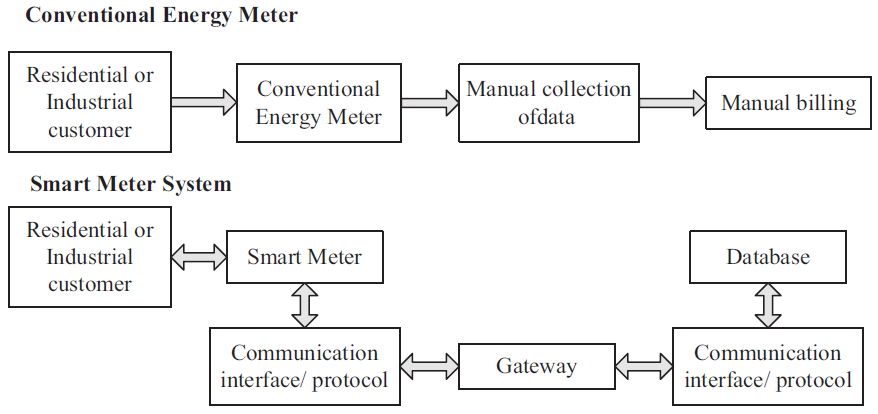
• Связь и передача контрольной информации в / от интеллектуальных счетчиков

Ключевым преимуществом интеллектуальных счетчиков является точный контроль над потреблением электроэнергии, который позволяет вводить более эффективные структуры ценообразования и более эффективное потребление электроэнергии. Интеллектуальные счетчики также могут использоваться с источниками распределенной генерации, чтобы позволить потребителям - включать солнечные системы на крыше и небольшие аккумуляторные системы хранения энергии.

### 6.2.2 Интеллектуальные счетчики

* Интеллектуальные счетчики — это современные цифровые счетчики, которые регистрируют потребление электроэнергии с высоким разрешением практически в режиме реального времени и могут часто передавать информацию через короткие промежутки времени розничному продавцу или распределительной компании. Помимо потребления (или производства) электроэнергии, интеллектуальные счетчики предоставляют информацию о качестве электроэнергии, что позволяет распределительным компаниям лучше понимать риски, связанные с качеством и надежностью электроснабжения, и принимать меры по снижению таких рисков.
* На рисунке 10 концептуально показано основное различие между интеллектуальными счетчиками и обычными счетчиками. Конкретные функции, которые предоставляют интеллектуальные счетчики, включают:
* Автоматическая обработка, передача, хранение, управление и использование данных измерений, включая предоставление данных о надежности (SAIDI, SAIFI), практически в реальном времени,
* Автоматическое и / или удаленное управление счетчиками,
* Двусторонняя передача данных со счетчиками - концепция, называемая расширенной инфраструктурой измерения (AMI), в отличие от автоматического считывания показаний счетчика (AMR) традиционной инфраструктуры измерения, которая представляет собой одностороннюю передачу данных,
* Предоставляет значимую и своевременную информацию о потреблении соответствующим организациям и их системам, включая потребителей энергии,
* Поддерживает услуги, которые повышают энергоэффективность энергопотребления и энергосистемы (производство, передача, распределение и особенно конечное использование),
* Уменьшает различие между ИТ и традиционной передачей и распределением - потребление энергии можно регулировать, например, с помощью интернет-приложений, и
* Оптоволоконные и беспроводные опции для телеметрии данных, связанных со смарт-счетчиком.

Рисунок 10 Сравнение обычного и интеллектуального измерения



## 6.3 Варианты архитектуры для вариантов инфраструктуры измерения для Казахстана

Ниже приведены основные варианты с точки зрения вариантов инфраструктуры учета для Казахстана:

• Вариант 1: Региональные распределительные компании несут ответственность за сбор / управление данными счетчиков для своих клиентов (расширение статус-кво / BAU)

• Вариант 2: Национальный системный оператор / Региональные диспетчерские центры несут ответственность за сбор / управление данными счетчиков для своих клиентов - Региональных распределительных компаний.

• Вариант 3: Независимая третья сторона, ответственная за сбор / управление данными счетчиков, где третьей стороной может быть государственное, частное или государственно-частное партнерство при условии, что они обладают необходимыми технологическими ноу-хау, навыками и возможностями. Третья сторона должна будет выполнять определенные конкретные обязанности и может иметь для этого контракт (с подходящим государственным учреждением).

Для Варианта 3, вероятно, было бы желательно, чтобы Третья сторона располагала телекоммуникационными активами и возможностями ИКТ для сбора, обработки и управления «большими данными». Обратите внимание, что варианты 1 и 2 не запрещают Региональные распределительные компании или НСО / РДЦ использовать поставщиков телекоммуникационных услуг и провайдеров интернет-услуг, однако в конечном итоге они будут нести полную ответственность за данную услугу.

Чтобы объяснить, как обязанности будут варьироваться в зависимости от ключевых субъектов для трех вариантов, в таблице 10 показаны основные роли и субъект, которому предлагается нести ответственность по каждому варианту.

Таблица 10 Назначение ролей для различных опций

| **Роль** | **Вариант 2:**  Национальный системный оператор (НСО) и  Региональные диспетчерские центры (РДЦs)  **это** поставщики услуг данных счетчиков |
| --- | --- |
| Потребители энергии | Установите интеллектуальное оборудование и, в принципе, оно будет способно реагировать на динамические тарифные структуры, предлагаемые Региональными распределительными компаниями или в соответствии с законодательством в соответствии с тарифной политикой. |
| Инфраструктура связи счетчика (WAN или сотовые сети) | Национальный системный оператор и Региональные диспетчерские центры |
| Управление данными измерений | Национальный системный оператор и Региональные диспетчерские центры |
| Контроль / управление настройками счетчика | Региональные распределительные компании |
| Установка счетчика / Управление физическим счетчиком | Региональные распределительные компании |
| Поставщик энергии | Региональные распределительные компании продают клиентам |
| Управление / эксплуатация энергетической сети | Региональные распределительные компании предоставляют услуги торговой сети. |
| Доступ к данным учета | Министерство энергетики  Национальный системный оператор и Региональные диспетчерские центры  KOREM  Региональные распределительные компании  Клиенты |

Каждый из вариантов обсуждается далее в следующих подразделах, при этом используются следующие понятия:

• MDM = Управление данными счетчика (имеет базу данных измерений)

• MR = Показание счетчика

• MP = Поставщик счетчиков

• MR = Показание счетчика (только)

• SMC = Smart Meter Control (двунаправленная передача информации)

### 6.3.1 Вариант 2: Национальный системный оператор и РДЦ выполняют роль MDSP

Вариант 2 проиллюстрирован на рисунке 12, где Национальный системный оператор и Региональные диспетчерские центры несут ответственность за роль поставщика услуг данных счетчиков, где они берут на себя SMC и управление данными счетчиков. Это более тесно координируется с измерительной инфраструктурой Национального системного оператора. Региональные распределительные компании в этой модели продолжат заботиться о физических счетчиках - установке, техническом обслуживании и снятии с эксплуатации, когда это необходимо.

Рисунок 12 Вариант 2: Национальный системный оператор и Региональные диспетчерские центры выполняют роль поставщика услуг данных счетчиков



## 6.4 Преимущества и недостатки

В таблице 11 приводится оценка вариантов архитектуры инфраструктуры измерения, которые были описаны ранее, по ряду представляющих интерес показателей производительности.

Таблица 11 Оценка преимуществ и недостатков вариантов архитектуры измерения

| **Аспект** | **Вариант 2:** Национальный системный оператор **и** Региональные диспетчерские центры **— это** Поставщики услуг данных счетчиков |
| --- | --- |
| Общие преимущества | Меньше инвестиций в некоторую инфраструктуру Системы управления данными счетчиков, хотя они будут компенсированы дополнительными накладными расходами Национальных системных операторов и Региональных диспетчерских центров на управление счетчиками для всех клиентов  Экономия за счет масштаба достигается за счет уменьшения количества организаций, осуществляющих деятельность по Поставке услуг данных счетчиков |
| Общие недостатки | Региональные диспетчерские центры традиционно не связаны с клиентами и системами / программным обеспечением учета, поэтому это было бы рискованно. |
| Для Smart Grid | Менее локализованный подход к взаимодействию клиентов и Региональных распределительных компаний. |
| Стоимость коммуникационной инфраструктуры для поддержки умных счетчиков | Требования к коммуникации будут одинаковыми для всех трех вариантов, хотя Третья сторона может лучше достичь экономии за счет масштаба в Варианте 1 по сравнению с Вариантами 1 и 2. |
| Стоимость умных счетчиков | Во всех вариантах будет установлено одинаковое количество интеллектуальных счетчиков, поэтому начальные инвестиции будут одинаковыми. Тем не менее, накладные расходы на предоставление услуг с течением времени будут самыми высокими в варианте 1, затем в варианте 2, а в варианте 3 будут самыми низкими, потому что у третьей стороны будет больше возможностей сократить накладные расходы и добиться экономии на масштабе с точки зрения постоянного управления данные и информация смарт-счетчиков |
| Стоимость программного обеспечения Расширенной инфраструктуры измерения / Системы управления данными счетчиков и сопутствующих инструментов | Система управления данными счетчиков / Расширение инфраструктуры измерения, установленное в Национальном системном операторе и Региональные диспетчерские центры (ниже варианта 1)  Порталы / интерфейсы данных для Региональные распределительные компании, КОRЕМ, Заказчики, Министерство энергетики |
| Последствия для стандартов / правил | Требуются правила для интеллектуального счетчика и протокола связи  Соглашение о совместном использовании данных и межфирменной передаче данных измерений между Министерством энергетики, Национальным системным оператором, Региональными диспетчерскими центрами, Региональными распределительными компаниями, КОRЕМ  (То же саМинЭнерго для вариантов 1 и 2) |

## 6.5 Организационные последствия

В таблице 12 представлены организационные последствия.

Таблица 12 Значение организационной модели отрасли для вариантов архитектуры инфраструктуры измерения

| Организация | **Вариант 2:** Национальный системный оператор **и** Региональные диспетчерские центры **— это** Поставщик услуг данных счетчиков |
| --- | --- |
| Министерство энергетики | Пассивная роль - доступ к необходимым им данным измерений (если данные доступны) |
| Национальный системный оператор (НСО) | Управлять базой данных измерений для всей системы (если данные доступны)  Контроль загрузки клиентов через Региональные диспетчерские центры |
| Региональные диспетчерские центры (РДЦ) | Управление базами данных измерений для всех клиентов в регионе (если данные доступны)  Отвечает за сбор данных со счетчиков от клиентов всех связанных Региональные распределительные компании.  Передает данные измерений в KEGOC и Региональные распределительные компании. |
| Региональные распределительные компании (РЭКs) | Иметь доступ к данным измерений для выставления счетов своим клиентам (если данные доступны) |
| Клиенты | Счетчики передают данные учета в Региональные диспетчерские центры. |
| Генераторы | Без изменений |
| Третья сторона | Без изменений |

## 6.6 Рекомендация

В этом разделе изложена основа стратегии измерительной инфраструктуры в Казахстане для поддержки перехода к внедрению Smart Grid. Были предложены и проанализированы три варианта. Общий вывод из анализа таков:

• Вариант 1 - возможная отправная точка, поскольку он основан на существующих бизнес-моделях и инфраструктуре Региональных распределительных компаний, а также использует опыт измерения, который есть у Региональных распределительных компаний в настоящее время,

• Вариант 2 неосуществим, потому что он потребует перехода человеческих ресурсов и персонала и будет менее эффективным способом управления данными измерений в Казахстане, и

• Вариант 3 возможен; тем не менее, имеет смысл провести более подробное исследование осуществимости - в частности, возможностей таких компаний выполнить задачу и будут ли их затраты более эффективными, чем затраты на Региональные распределительные компании - ожидается, что что третья сторона сможет объединить деятельность Поставщика услуг данных счетчиков в единый набор технологий и добиться экономии на масштабе.

Следовательно, высокоуровневая стратегия для инфраструктуры измерения состоит в том, чтобы установить Расширенную инфраструктуру измерения, Систему управления данными счетчиков и интеллектуальные счетчики поэтапно через тестирование и пилотирование Региональных распределительных компаний по одному для получения необходимого опыта. Как только это будет достигнуто, следует изучить вопрос о консолидации и привлечении третьей стороны - следуя подходу, аналогичному подходу, применяемому в других отраслях электроэнергетики (см. Раздел Ошибка! Справочный источник не найден.).

Поэтому рекомендуется, чтобы элементы дорожной карты Smart Grid для измерительной инфраструктуры были:

• Задача: создать инфраструктуру интеллектуальных измерений для обеспечения точных измерений, надежной передачи информации, анализа информации измерений и двунаправленного потока информации, связанной с интеллектуальными счетчиками, тем самым поощряя активных потребителей и позволяя просьюмерам в национальной энергосистеме Казахстана.

**• Краткосрочная цель - до 2023 года:**

 Развертывание Smart Meter для клиентов 4 наиболее эффективных Региональных распределительных компаний и Региональных распределительных компаний для установки программного обеспечения Расширенной инфраструктуры измерения и Системы управления данными счетчиков для управления Smart Meter и их интерфейсами управления,

 Пилотный проект по привлечению клиентов Smart Meter в ответ на динамическую структуру ценообразования в преддверии полной коммерческой эксплуатации к 2023 году

 Расследование возможности использования третьей стороной роли Поставщика услуг данных счетчиков от имени отрасли

**• Среднесрочная цель (до 2025 года):**

 Если будет сочтено целесообразным и продемонстрировано, что он может принести положительную чистую прибыль отрасли, внедрить опцию стороннего поставщика услуг данных счетчиков.

 Внедрение Smart Meter для клиентов следующих 13 наиболее перспективных Региональных распределительных компаний и Региональных распределительных компаний для установки программного обеспечения Расширенной инфраструктуры измерения и Системы управления данными счетчиков, основанного на уроках, извлеченных из пилотного проекта.

**• Долгосрочная цель (до 2030 года):**

- Расширение систем и платформ интеллектуального учета по всем Региональным распределительным компаниям, поэтапно, как сообщалось ранее в результате внедрения интеллектуальных счетчиков,

**• Дополнительное законодательство и институциональные механизмы:**

- Необходимо определить роли Национального системного оператора, Региональные диспетчерские центры, Региональные распределительные компании применительно к инфраструктуре интеллектуального измерения.

- Необходимо определить стандарты Smart Meter и протоколы связи,

- Стандартизация порталов данных для передачи и обмена данными счетчиков,

- Стандартизация порталов для двунаправленного обмена данными измерений,

**• Вспомогательные исследования:**

- Оценка возможности использования стороннего поставщика услуг данных счетчиков в Казахстане и анализ его эксплуатационных расходов,

- Объем пилотного проекта Smart Meter и Smart Meter Infrastructure (Система управления данными счетчиков и расширенная инфраструктура измерения) развернут в Региональных распределительных компаниях в качестве предварительного технико-экономического обоснования, в рамках которого будут определены наиболее осуществимые Региональные распределительные компании для Smart Metering отыграть

**• Пилотные проекты:**

- Развертывание инфраструктуры интеллектуальных счетчиков и программных систем интеллектуальных счетчиков (Система управления данными счетчиков) для четырех наиболее перспективных регионов.

- Проверка чувствительных к цене клиентов для демонстрации и анализа воздействия более эффективных механизмов ценообразования.

## 7 Cистема управления данными

**7.1 Концепция системы управления данными**

Концепция управления данными проиллюстрирована в ниже следующих описаниях.

Рисунок 14 Концепция системы управления данными



На схеме показано, как система управления данными объединяет ключевую информацию и данные об электроэнергетике в одном месте. Различные субъекты в электроэнергетическом секторе будут подключаться к интеграционной шине, и информация будет передаваться в автоматическом режиме и консолидироваться в системе управления данными, включающей хранилища данных, файловые серверы и другую инфраструктуру ИКТ, чтобы обеспечить эффективное управление «большими данными».

Для «Дорожной карты» Smart Grid ключевой задачей является наличие стратегии управления данными для облегчения обмена информацией, которая способствует эффективной деятельности в отрасли. Примеры включают информацию о тарифах, информацию для поддержки агрегаторов на стороне спроса и информацию для облегчения принятия политических / регуляторных решений. То есть для поощрения принятия решений на основе данных в отрасли.

## 7.2 Протоколы связи / стандарты обмена данными

Стандарты коммуникационных протоколов закладывают основу для обмена данными и для технологий Smart Grid. Существует два основных подхода, которые обычно используются в отрасли: один - принять один или несколько подходящих стандартов обмена данными, другой - сформулировать специальный стандарт, соответствующий конкретной цели.

Примеры стандартов, которые были развернуты для интеллектуальных сетей, перечислены в таблице 13. Стандарт IEC 61850 был принят в качестве одного из стандартов для интеллектуальных сетей в качестве решения для связи в автоматизации электрических подстанций. IEC 61850 стандартизирует все коммуникации, шлюзы больше не нужны, и соединение может быть выполнено через сеть Ethernet. Стандарт предлагает унифицированное коммуникационное решение и приложения для обеспечения взаимодействия между различными производителями, которые позволяют, среди прочего, осуществлять мониторинг и управление распределением системы в реальном времени.

Хотя предоставление рекомендаций по стандартам, которые должны быть приняты для Казахстана, выходит за рамки настоящего отчета, наиважнейшим вопросом является обеспечение принятия соответствующих стандартов обмена данными на ранней стадии реализации Дорожной карты Smart Grid и обеспечение постоянного соблюдения их использование.

Таблица 13 Примеры общих протоколов связи для приложений Smart Grid

| Стандарт | Подробности | Приложения |
| --- | --- | --- |
| IEC 61968 - Передача  IEC 61970 - Распространение | Предоставляет общую информационную модель (CIM), связанную с обменом информацией между центрами управления. | Приложения SCADA / Система управления энергопотреблением |
| IEC 61850 | Гибкая, ориентированная на будущее, открытая стандартная связь между устройствами систем автоматизации передачи, распределения и подстанции | SAS (Системы автоматизации подстанций) |
| IEC 60870-6 / TASE2 | Обмен данными между диспетчерским центром и региональным диспетчерским центром | Коммуникационный центр Inter-control |
| IEC 62351 | Определение безопасности для протоколов связи | Информация о системах безопасности |
| IEEE P2030 | Рекомендации по совместимости, терминология, характеристики, критически важные функции и оценка производительности | Приложения на «стороне клиента» |
| IEEE P1901 | Скоростная связь по электрическим сетям | Умные сети и жилые приложения |
| ITU-T G.9955  ITU-T G.9956 | Электронные спецификации физического уровня и канального уровня соответственно | Автоматизация распределения и Расширенная инфраструктура измерения |
| ANSI C12.22 | Опишите взаимодействие таблиц C12.19 в любых сетях. | Расширенная инфраструктура измерения |
| ANSI C12.18 | Структура данных для двусторонней связи со счетчиком | Расширенная инфраструктура измерения |
| ANSI C12.19 | Настроить таблицы структур данных для передачи от счетчика к коммуникационному модулю | Расширенная инфраструктура измерения |

## 7.3 Предоставление информации

* Можно централизованно управлять широким спектром информации, и ее можно сделать доступной через порталы обмена данными. Однако уровень детализации и глубины информации зависит от факторов, начиная от состояния развития отрасли (например, рынка электроэнергии и / или тарифных реформ), состояния систем ИКТ, собирающих данные (в частности, SCADA и измерительные системы), а также от желаемая политика для обмена информацией.
* Что касается содержания данных, то ниже приведены примеры информации, которая часто используется в электроэнергетике:
* данные SCADA в реальном времени,
* Данные измерений,
* Результаты рынка электроэнергии,
* Модели и базы данных энергосистем,
* Имитационные модели и базы данных энергосистем,
* Результаты моделирования энергосистемы типа «публикует»,
* Информация о ценах в реальном времени,
* Предоставление информации о счетчиках и историческом потреблении по запросу (для информирования клиентов и обеспечения более инновационных структур ценообразования),
* Управление активами,
* Данные информационной системы клиентов,
* Тарифы и приложения для ценообразования: ценообразование по времени использования (TOU), ценообразование в реальном времени (RTP) и критическое пиковое ценообразование (CPP),
* Автоматизация распределения,
* Обнаружение сбоев и восстановление,
* Состояние измерительного и контрольного оборудования,
* Информация о клиентах и ​​приложения для обмена сообщениями,
* Приложения для транспортировки электроэнергии,
* Поддержка и информация для глобальных систем мониторинга (WAMS, глобальных систем управления (WACS) и глобальных систем защиты,

карты ГИС и

* Другая информация, которой может быть полезно поделиться в отрасли.
* Объем передаваемых данных должен быть адаптирован к тому, что необходимо для поддержки эффективных промышленных операций. Всегда будет внутренняя информация, которая останется внутри отдельных предприятий.
* Какая организация имеет доступ к каким данным можно управлять порталами данных - не все участники будут иметь доступ ко всей информации. Информация имеет два основных аспекта: одно — это домен (см. Раздел Ошибка! Ссылочный источник не найден.) Приложения, который определяется географическим охватом (WAN, FAN / NAN, HAN / BAN / IAN), а другой — это форма. управления данными: хранение данных для мониторинга по сравнению с двунаправленными / вычислительными услугами.

## 7.4 Обмен данными и порталы данных

На рисунке 15 показаны различные системы, обменивающиеся данными, а также различные типы объектов, которые получают доступ к централизованно управляемым данным через порталы данных.

Рисунок 15 Концепция системы управления данными: доступ к данным через порталы данных



### 7.4.1 Обмен данными

Ключом к передаче информации в энергосистемах (и в целом) является процесс обмена данными, который включает в себя источник, имеющий данные, структурированные в соответствии с определенной схемой, и для их передачи в пункт назначения или, возможно, для того, чтобы он прошел процесс преобразование его в конкретную целевую схему, где целевые данные должны быть точным представлением исходных данных.

Обмен данными позволяет передавать информацию и данные между различными системами, различными компьютерными приложениями и различными технологическими платформами.

Наиболее широко используемым общим стандартом обмена данными, используемым в энергетическом секторе, является XML, хотя также часто используются другие форматы, такие как простые файлы CSV, электронные таблицы или форматы файлов, используемые конкретными приложениями. Большинство стандартов обмена данными, описанных в разделе 7.2, имеют представления XML.

### 7.4.2 Порталы данных / веб-порталы

Порталы данных — это обычно веб-сайты в Интернете, которые предназначены для обеспечения систематического и структурированного доступа к информации. В некоторых случаях будут созданы специально разработанные интерфейсы, обеспечивающие доступ через интерфейс прикладного программирования (API), который можно настроить по мере необходимости на стороне клиента для интеграции с другими приложениями и программным обеспечением.

Основные технологии для таких порталов, включая базовые веб-порталы, FTP / файловые серверы или средства репликации баз данных. Все более важным аспектом является двунаправленная синхронизация источников данных автоматически в режиме реального времени.

### 7.4.3 Доступ к данным и привилегии

Часто бывает необходимо контролировать типы информации, к которой имеют доступ различные категории пользователей, особенно в тех случаях, когда данные связаны с частной коммерческой деятельностью (например, счета и финансовые платежи). Это еще одно требование, которым необходимо управлять через порталы данных - разные классы пользователей, имеющие доступ к определенным наборам информации. Возможная стратегия для Казахстана изложена в Таблице 14. Часто необходимо принять законодательство в секторе электроэнергетики, чтобы определить, кто имеет доступ к каким данным / информации.

Таблица 14 Права доступа к данным в Казахстане (только пример)

* Министерство энергетики - МинЭнерго
* Национальный системный оператор - НСО
* Региональные диспетчерские центры – РДЦs
* Региональные распределительные компании - РЭК
* Поставщик услуг данных счетчиков - MDSP
* Система управления данными счетчиков - MDMS
* Расширенная инфраструктура измерения - AMI
* Общая информационная модель (CIM)
* Система управления энергосистемами - EMS
* Системы автоматизации подстанций - SAS

| **Категория данных** | Министерство энергетики (**MOE)** | **НСО / РДЦs** | Региональные распределительные компании (**РЭК)** | **KOREM** | **Клиенты** | **Генераторы** |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Данные измерений | Все | Все | Просто клиенты Региональных распределительных компаний | Все - рыночный расчет | Только данные клиента | Только данные генератора |
| SCADA / данные в реальном времени | Все | Все | Только для подстанций / Программируемый логический контроллер / удаленный терминал Региональные распределительные компании | Все - по мере необходимости для клиринга рынка | Только для своих нагрузок | Только для своих электростанций |
| Данные рынка электроэнергии | Все | Все | Все | Все | Все | Все |
| Расчеты на рынке электроэнергии | Все | Все | Не все | Все | Только для клиента | Только для генератора |
| Тарифы | Все | Все | Все | Все | Все | Все |
| Тарифные сборы / суммы счетов | Все | Все | Только для клиентов Региональных распределительных компаний | Никакие | Только для своих грузов | Только для своих электростанций |
| Результаты моделирования энергосистемы | Все | Все | Не все | Не все | Не все | Не все |

## 7.5 Финансовые операции

Технологии Smart Grid открывают возможность для проведения безопасных финансовых транзакций, однако предполагалось, что KOREM будет нести за это ответственность как оператор рынка электроэнергии. Однако данные и информация, которыми обмениваются через платформу системы управления данными, могут облегчить способность KOREM выполнять такие транзакции.

## 7.6 Облачные вычисления и контейнеризация

Коммунальные предприятия все больше переходят на использование облачных вычислений. Облачные вычисления — это практика использования сети удаленных серверов, размещенных в Интернете, для хранения, управления и обработки данных, в отличие от использования локального сервера или персонального компьютера. Он обеспечивает доступ к общей вычислительной мощности компьютера через Интернет и обычно отличается высокой производительностью. Примеры технологий, которые используют коммунальные предприятия, включают:

• Хранилище BLOB-объектов Azure,

• Docker (решение на основе контейнера с открытым исходным кодом),

• Kubemetes / АКС,

• Key Vault (Azure),

• SQL Server,

• Cosmos DB,

• Apache Kafka и

• Cucumber / Specflow (BDD / Автоматическое тестирование).

Таким образом, приложения, относящиеся к моделированию и эксплуатации энергосистем, рыночных систем и других объектов, и инструментов, могут быть доступны через Интернет.

## 7.7 Безопасность и конфиденциальность данных

Обеспечение рисков для безопасности данных в системе управления данными чрезвычайно важно, и необходимо соблюдать стандарты кибербезопасности. Обратите внимание, что эта тема рассматривается при обсуждении инфраструктуры связи - см. Раздел 8.

## 7.8 Архитектура управления данными

### 7.8.1 Основные варианты архитектуры для систем управления данными

Есть разные способы применить подход ко всей области «Системы управления данными», включая следующие:

• Вариант 1: Министерство энергетики берет на себя роль управления данными от имени отрасли.

• Вариант 2: KOREM берет на себя роль управления данными от имени отрасли,

• Вариант 3: KEGOC - Национальный системный оператор берет на себя роль управления данными от имени отрасли, или

• Вариант 4: роль назначается третьей стороне - национальной телекоммуникационной компании или интернет-провайдеру / компании ИКТ.

Обратите внимание, что Министерство энергетики, Национальный системный оператор или KOREM в соответствии с вариантами 1-3 взяв на себя роли не мешает им передать часть или всю роль сторонним фирмам, предоставляющим телекоммуникационные / интернет-услуги, однако они будут официально нести ответственность за управление информационными данными. Вариант 4 предполагает формальное назначение новой третьей стороны (не MOE, KOREM или KEGOC), которая будет отвечать за эту роль от имени отрасли.

Базовая модель отраслевой структуры для сравнения вариантов показана на Рисунке 16.

Рис.16 Коммуникационный компонент Smart Grid Target Vision



### 7.8.2 Вариант 2: КОRЕМ, ответственный за системы управления данными

На рисунке 18 показан вариант 2, где KOREM является ключевым субъектом, ответственным за управление системой управления данными.

Рисунок 18 Вариант 2: KOREM, ответственный за системы управления данными



## 7.9 Преимущества и недостатки

Самым важным критерием здесь является степень, в которой вариант «лучше всего подходит» для долгосрочного развития инфраструктуры Smart Grid. В ближайшем будущем это говорит о том, что KOREM или KEGOC лучше всего подходят для того, чтобы нести ответственность за эту деятельность.

Поскольку большая часть инфраструктуры ИКТ может быть скоординирована с инфраструктурой для поддержки работы рынка электроэнергии, и поскольку оператор рынка электроэнергии, KOREM, может быть переведен на предоставление коммерческих услуг и рыночных механизмов, поддерживающих работу интеллектуальной сети. Например, поддержка розничных рынков, обеспечение более динамичных / инновационных структур ценообразования и ответственность за финансовые транзакции, связанные с рыночными операциями. По этим причинам КОРЭМ (Вариант 3) является предпочтительным вариантом, однако это необходимо тщательно согласовывать с учетом инвестиций в ИКТ и инфраструктуру для рынка электроэнергии и развития рынка электроэнергии. Если это маловероятно, то предпочтительным вариантом будет KEGOC (вариант 2).

Обратите внимание, чтолибо KOREM, либо KEGOC потребуется использовать услуги фирмы, занимающейся инфраструктурой ИКТ, и / или телекоммуникационной компании.

Таблица 15 Преимущества и недостатки вариантов систем управления данными

| **Вариант** | **Общие преимущества** | **Общие недостатки** | **Тренировка с инициативой Smart Grid** |
| --- | --- | --- | --- |
| Вариант 1: Министерство энергетики | Независимая организация в отрасли | Неосновной бизнес и возможности персонала необходимо будет расширить  ЕСЛИ Министерство энергетики должно было взять на себя регулирующую роль, то выполнение роли по управлению системами управления данными было бы воспринимаемым конфликтом интересов. | Обычно это не основная деятельность политики или потенциального регулирующего органа. |
| Вариант 2: KEGOC | Стандартная модель  В целом, навыки / способность управлять хорошо соответствуют деятельности KEGOC.  Используйте существующую инфраструктуру | Необходимо развивать существующие организационные возможности, но тесно связанные с ключевыми компетенциями. | Хорошо подобранные, так как KEGOC осуществляет мониторинг / контроль в реальном времени. |
| Вариант 3: КОRЕМ | Независимость и участие в рыночном ценообразовании и, возможно, в будущих рыночных механизмах, которые будут стимулировать отклик конечных пользователей на технологии Smart Grid  Навыки / способность управлять  Используйте существующую инфраструктуру | Необходимо развивать существующие организационные возможности, но тесно связанные с ключевыми компетенциями. | Хорошо сочетается, потому что рынок электроэнергии стимулирует финансовые стимулы для технологий Smart Grid. |
| Вариант 4: Третья сторона | Технологии и возможности внедрения  Поставщик услуг - равнодушен к результатам электроэнергетики  Имеет существующую инфраструктуру и навыки / возможности  Может быть синергетическим с Вариантом 3 роли MDMP (раздел 6.3.3), если та же третья сторона. | Электроэнергетика не является основной компетенцией  Необходимость введения нового «игрока» в электроэнергетике | Менее хорошо сочетается, поскольку электроэнергетика не является основной сферой деятельности третьей стороны |

## 7.10 Рекомендация

* Основываясь на оценке, проведенной в предыдущем разделе, наиболее подходящей организацией для управления системами управления данными является KOREM, при условии, что существует долгосрочная амбиция в отношении рынка электроэнергии, развиваемая и координируемая с инициативой Smart Grid (см. Раздел 5). Обратите внимание, что системы управления данными могут развиваться постепенно. Элементы дорожной карты Smart Grid для системы управления данными были организованы на основе принципа постепенного развития необходимой инфраструктуры.
* Подход к инфраструктуре системы управления данными в дорожной карте Smart Grid рекомендуется:
* • Задача: создать системы и инфраструктуру ИКТ для поддержки публикации и распространения информации, необходимой для обеспечения эффективной работы Казахстанской интеллектуальной сети, совместно именуемой «Системы управления данными».

**Краткосрочная цель (до 2023 г.):**

* + - *  Сделать КОRЭМ ответственным за управление системами управления данными в Казахстане, что бы он первоначально отвечал за разработку систем для:
      *  Хранилище данных для хранения данных рынка электроэнергии, снимков данных SCADA и данных измерений высокого напряжения,
      *  Порталы данных для обеспечения контролируемого доступа к данным для широкой публики, KEGOC, РЭК, клиентов и производителей,
      *  Создание следующих данных порталов:
      *  Общественные порталы для распространения основной информации по электроэнергетике Казахстана:
      *  Возможности запросить информацию профиля,
      *  Тарифы на электроэнергию,
      *  Список участников рынка, и
      *  Ключевые результаты рынка электроэнергии (балансирующая цена, цена мощности и т. Д.),
      *  Порталы для следующего (с контролируемым доступом):
      *  Доступ к общей информации - тарифам, профилям спроса и т. Д.,
      *  Доступ к результатам и расчетам на рынке электроэнергии,
      *  Доступ к данным измерений высокого напряжения (существующих / обычных), а также
      *  Доступ к снимкам SCADA / данным в реальном времени

**Среднесрочная цель (до 2025 г.):**

* +  Модернизация систем измерения для включения данных и информации интеллектуального измерения (при необходимости создание необходимых программных платформ и инструментов AMI / MDMS).
  +  Порталы для мониторинга / передачи данных Smart Meter в реальном времени.
  +  Расширение сбора данных / управления данными для включения других важных данных: модели энергосистем, файлы моментальных снимков энергосистемы, данные о спросе и предложении, списки участников рынка, результаты рынка и т. Д.
  +  Расширение возможностей управления данными счетчиков от потребителей с высоким напряжением до потребителей со средним напряжением, а также всех клиентов с интеллектуальными счетчиками.
  +  Обеспечить основу для интеллектуальных приложений энергетического сектора для взаимодействия с рынком электроэнергии и интеллектуальными технологиями.

**Долгосрочная цель (до 2030 г.):**

* +  Расширение управления данными счетчиков для включения всех клиентов, подключенных к системе
  +  Там, где это было целесообразным (после исследования), развернуть технологии облачных вычислений для облегчения операций в реальном времени / интеллектуального взаимодействия энергии с использованием интеллектуальных счетчиков - например: Интернет вещей, системы умного дома и / или интеллектуальные приложения для использования с клиентами, которые есть умные счетчики

**Дополнительное законодательство и институциональные механизмы:**

* +  Определить роль KOREM, определенную в отношении управления системой управления данными, и их требования по созданию порталов данных для их распространения.
  +  Стандартизация протоколов обмена данными для порталов данных и обмен информацией через систему управления данными

**Вспомогательные исследования:**

* +  Исследование требований к совместному использованию данных и прав доступа к данным / информации - для определения списка необходимых интерфейсов / порталов данных,
  +  Исследование наиболее приемлемых стандартов обмена данными
  +  Изучить роль облачных вычислений / периферийных вычислений в энергосистеме Казахстана.

**Пилотные проекты:**

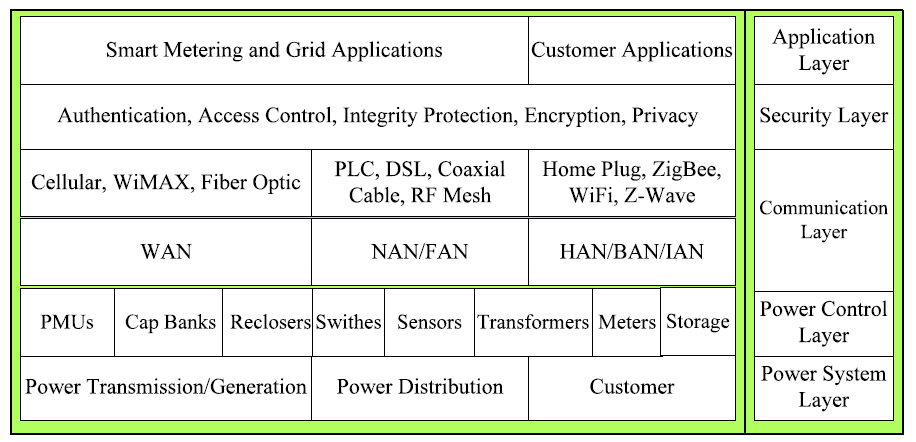
* +  Маломасштабный пилотный проект системы управления данными - управление данными о тарифах и спросе при принятии стандартов обмена данными и создании порталов для распространения информации
  +  Разработка рыночных механизмов, которые могут использовать интеллектуальные счетчики, и демонстрация с использованием облачных вычислений того, как это может работать.

# 8 Инфраструктура связи

## 8.1 Коммуникационные домены и среда

* Подход к организации инфраструктуры коммуникационной сети для Smart Grid заключается в рассмотрении «доменов». Домен определяется его географической протяженностью, и в нем задействованы различные технологии связи / энергосистемы, которые по-разному влияют на безопасность. Рисунок 21 иллюстрирует концепцию, которая показывает разницу между 5 уровнями: оборудование энергосистемы, управление энергосистемой, инфраструктура связи, безопасность и уровень приложений. В частности, диаграмма иллюстрирует:
* • Компьютерные сети в помещениях Заказчика:
*  Домашняя сеть (HAN)
*  Строительная сеть (BAN)
*  Промышленная сеть (IAN).
* • Районные сети (NAN) и полевые вычислительные сети (FAN). а также
* • Глобальная сеть (WAN).

Рис. 21 Многоуровневая архитектура системы Smart Grid[[1]](#footnote-2)



На рисунке 22 в упрощенном виде показаны требования к полосе пропускания и дальности связи для различных доменов. Это различные требования, которым должна удовлетворять коммуникационная инфраструктура Smart Grid. На рис. 23 и в таблице 16 подробно описаны требования технологии по доменам и определены домены Smart Grid, внутри- и междоменные взаимодействия через сети связи и приложения Smart Grid в доменах генерации, передачи, распределения и клиента.

Рис. 22 Пропускная способность и дальность связи для коммуникационных технологий Smart Grid

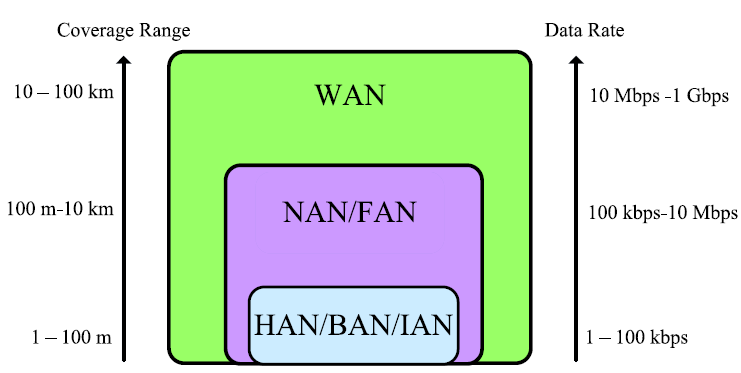


Рис. 23 Коммуникационные сетевые домены Smart Grid [[2]](#footnote-3)

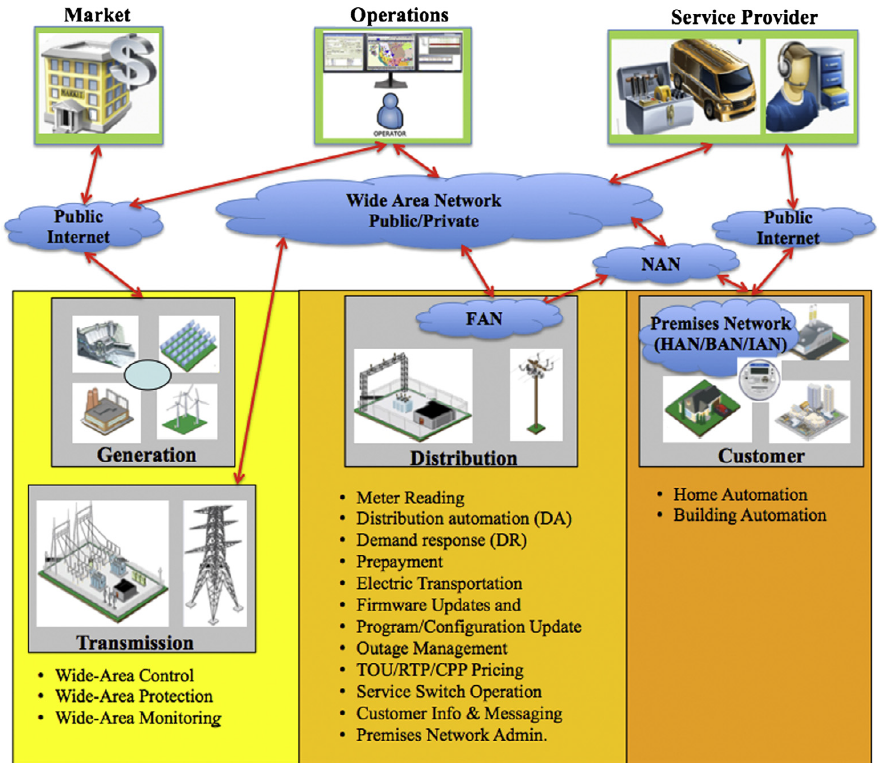


Таблица 16 Сравнение коммуникационных технологий для интеллектуальной сети (3,4)

| **Технология** | **Стандарт / протокол** | **Максимум. теоретическая скорость передачи данных** | **Диапазон покрытия** | **Сеть** | | |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **HAN/BAN/IAN** | **NAN/FAN** | **WAN** |
| **Технологии проводной связи** | | | | | | |
| Оптоволокно | PON | 155 Mbps-2.5 Gbps | Up to 60 km |  |  | X |
| WDM | 4- Gbps | Up to 100 km |
| SONET/SDH | 10 Gbps | Up to 100 km |
| DSL | ADSL | 1-8 Mbps | Up to 5 km |  | X |  |
| HDSL | 2 Mbps | Up to 3.6 km |
| VDSL | 15-100 Mbps | Up to 1.5 km |
| Коаксиальный кабель | DOCSIS | 172 Mbps | Up to 28 km |  | X |  |
| PLC | HomePlug | 14-200 Mbps | Up to 200m | X |  |  |
| Narrowband | 10-500 kps | Up to 3 km |  | X |  |
| Ethernet | 802.3x | 10 Mbps-10GBps | Up to 100 m | X | X |  |
| **Технологии беспроводной связи** | | | | | | |
| Z-Wave | Z-Wave | 40 kbps | Up to 30 m | X |  |  |
| Bluetooth | 802.15.1 | 721 kbps | Up to 100 m | X |  |  |
| ZigBee | ZigBee | 250 kbps | Up to 100 m | X | X |  |
| ZigBee Pro | 250 kbps | Up to 1,600 m |
| NB-IoT (узкополосный Интернет вещей) | Cellular | 50 kbps | Up to 4,000 m | X | X |  |
| LoRa | LPWAN | 50 kpbs | Up to 5,000 m | X | X |  |
| WiFi | 802.11x | 2-600 Mbps | Up to 100 m | X | X |  |
| WiMAX | 802.16 | 75 Mbps | Up to 50 km |  | X | X |
| Беспроводная сеть | Various (e.g. RF mesh, 802.11, 802.15, 802.16) | Depending on selected protocols | Depending on Deployment | X | X |  |
| Сотовый | 2G | 14.4 kbps | Up to 50 km |  | X | X |
| 2.5G | 144 kbps |
| 3G | 2 Mbps |
| 3.5G | 14 Mbps |
| 4G | 100 Mbps |
| спутниковое | Спутниковый Интернет | 1 Mbps | 100-600 km |  |  | X |

## 8.2 Риски безопасности интеллектуальной сети

Интеллектуальные сети включают объединение ряда технологий ИКТ вместе для формирования общей системы, которая направлена на улучшение связи между сторонами спроса и предложения в отрасли с целью создания стимулов для более эффективных операций. Объединение множества технологий и множества объектов вместе создает новые уязвимости и, следовательно, риски для безопасности.

Риски безопасности часто характеризуются с точки зрения уязвимостей и атак.

### 8.2.1 Уязвимости (3)

Ниже приведены примеры наиболее серьезных уязвимых точек, которые возникают при внедрении технологий Smart Grid:

* Безопасность клиентов: интеллектуальные счетчики собирают большие объемы данных, которые передаются коммунальным предприятиям, потребителям и поставщикам услуг. Эти данные включают личную информацию клиентов, которая может быть использована злонамеренно.
* Большее количество интеллектуальных устройств. Интеллектуальная сеть включает в себя множество взаимосвязанных интеллектуальных устройств, которые могут предоставить злоумышленнику точки входа для получения контроля над сетью. Наличие такого количества распределенных устройств также очень затрудняет задачу мониторинга сетевых вторжений.
* Большее количество заинтересованных сторон: чем больше людей и организаций становятся взаимосвязанными и работают в среде Smart Grid, тем больше у злоумышленников в организациях возможностей для компрометации систем Smart Grid.
* Физическая безопасность: в отличие от традиционных энергосистем, интеллектуальные сети имеют компоненты, которые находятся за пределами помещений системного оператора, оператора рынка и / или коммунального предприятия. Это также увеличивает количество потенциально небезопасных физических местоположений и обеспечивает более высокий уровень уязвимости для вторжений с физическим доступом.
* **Устаревшее оборудование:** энергосистемы эксплуатируются намного дольше, чем ИТ-отрасль, поэтому старое оборудование неизбежно остается в эксплуатации, что является слабым местом для безопасности.
* **Связь между устройствами в системах управления, доверяющих друг другу:** наличие связи между устройствами в системах управления уязвимо для проблемы, когда одно устройство отправляет ложное состояние другому устройству, чтобы заставить его вести себя нежелательным или опасным образом. манера. Когда домашнее или строительное оборудование подключено к коммунальной сети, существует риск того, что злоумышленник может подать на устройство ложные сигналы.
* **Использование Интернет-протокола (IP) и готовых коммерческих аппаратных и программных решений:** использование стандартов на основе IP для связи в интеллектуальной сети дает много преимуществ с точки зрения совместимости между устройствами и компонентами. Однако это также означает, что все уязвимости IP-сети относятся к энергетическому сектору.

### 8.2.2 Атаки

Прежде чем описывать типы атак, которые могут произойти, важно классифицировать типы субъектов, которые заинтересованы в выполнении атак на инфраструктуру ИКТ:

* Незлонамеренные злоумышленники, которые рассматривают безопасность и работу системы как интеллектуальную проблему и не имеют намерения причинить ущерб или причинить вред,
* Потребители, движимые местью и мстительностью по отношению к другим потребителям, заставляют их находить способы отключить электричество в своем доме,
* Террористы, которые рассматривают интеллектуальную сеть как привлекательную мишень, поскольку она затрагивает миллионы людей, из-за чего дело и воздействие террористов ощущаются в широких слоях общества,
* Сотрудники (бывшие или настоящие) недовольные или плохо обученные сотрудники, вызывающие непреднамеренные ошибки, и
* Конкуренты атакуют друг друга ради финансовой выгоды.

Типы атак можно разделить на три основные категории (3):

* Компонентный - когда полевые компоненты, такие как RTU или Smart Meter, подвергаются атаке через удаленный доступ, например, и достигается злонамеренный контроль над устройством,
* По протоколу - когда протоколы связи реконструируются и данные в них изменяются, и
* По топологии - относится к атакам, при которых злоумышленник получает доступ к обзору всей системы и ее статуса.
* Другие типы атак:
* **Распространение вредоносного ПО** - когда вредоносное ПО заменяет или добавляет функции устройства или некоторого программного обеспечения в системе,
* **Доступ через связи с базами данных** - где базы данных систем управления зеркально отражены в бизнес-сети, и если системы баз данных не настроены должным образом, злоумышленник может получить доступ к бизнес-сети и использовать сеть системы управления,
* **Состоит из коммуникационного оборудования** - там, где могут быть использованы слабые места в коммуникационном оборудовании, например, может быть взлом некоторых мультиплексоров или их использование в качестве лазейки для будущих атак,
* **Внедрение ложной информации:** ложные пакеты данных, отправляемые в сеть, такие как ложные цены, ложные аварийные события и т. Д., Которые могут иметь негативные последствия для работы рынка электроэнергии,
* **Доступность сети:** по сути, атаки типа «отказ в обслуживании» через IP-протоколы, которые могут задерживать, блокировать или искажать передачу информации, делая ресурсы интеллектуальной сети недоступными,
* **Перехват и анализ трафика:** мониторинг сетевого трафика, его перехват и злонамеренные действия,
* **Проблема безопасности Modbus:** Modbus — это основная технология в системах SCADA, отвечающая за обмен информацией. Modbus не был разработан с учетом требований безопасности, но в рамках интеллектуальных сетевых систем системы SCADA интегрируются с системами, которые раскрывают системы SCADA и делают их более уязвимыми для атак, связанных с Modbus.

## 8.3 Меры по снижению рисков безопасности интеллектуальной сети (3, 4)

Меры по снижению рисков безопасности для Smart Grid явно важны, и их необходимо учитывать в рамках дорожной карты Smart Grid. Ниже излагаются некоторые общие подходы и решения для снижения рисков безопасности, однако тема довольно обширна, и Казахстану необходимо периодически проводить оценки для выявления уязвимостей и принимать меры по их снижению.

### 8.3.1 Сетевая безопасность

Отказ в обслуживании (DoS) - наиболее распространенная форма нарушения безопасности сети. Поэтому меры по смягчению этих атак имеют решающее значение. Меры включают:

• Технология сетевой системы предотвращения вторжений (IPS) и

• Технология сетевой системы обнаружения вторжений (IDS).

Они усиливают защиту хоста для защиты системы от внешних и внутренних атак.

Также обычно рекомендуется наличие устройств, поддерживающих архитектуру виртуальной частной сети (VPN) для безопасного обмена данными.

### 8.3.2 Безопасность данных / аутентификация

Идентичность передачи данных, как правило, следует проверять с помощью механизмов аутентификации. Протокол должен работать в режиме реального времени, соблюдая некоторые ограничения, такие как минимальные вычислительные затраты, низкие накладные расходы на связь и устойчивость к атакам, особенно атакам типа «отказ в обслуживании».

Методы и алгоритмы криптографии используются для шифрования данных для обеспечения безопасности связи, защиты информации о пользователях и для аутентификации пользователей с целью предотвращения атак на целостность данных.

При шифровании в сетях Smart Grid используются как шифрование с симметричным ключом, так и шифрование с открытым ключом. Симметричный ключ требует меньших вычислительных возможностей, открытый ключ оказался более безопасным и его проще реализовать, когда дело доходит до управления ключами.

Однако из-за различий в вычислительных возможностях устройств в сетях интеллектуальных сетей, от простых датчиков до смартфонов и компьютеров, используются оба типа шифрования. Выбор типа шифрования для использования в определенной части сети зависит от таких факторов, как вычислительные возможности, время хранения и критичность данных.

Другой подход, который позволяет устройствам знать источники и назначения, с которыми они обмениваются данными, может быть реализован с помощью методов взаимной аутентификации с использованием безопасности транспортного уровня (TLS) или безопасности интернет-протокола (IPSec).

### 8.3.3 Защита от вредоносного ПО

Защита от вредоносных программ как встроенных, так и универсальных систем важна.

Для встроенных систем система должна запускать только программное обеспечение. Производитель должен встроить в свои продукты безопасное хранилище, содержащее ключевые данные для проверки программного обеспечения. Используя ключ, система может проверить любое недавно загруженное программное обеспечение перед запуском.

Для систем общего назначения часто используется стороннее программное обеспечение. Для таких систем актуальное и частое обновление антивирусного программного обеспечение вместе с предотвращением вторжений на хосте являются необходимыми мерами для снижения вероятности вредоносного ПО.

### 8.3.4 Безопасность ключей

Управление ключами играет важную роль в аутентификации и шифровании для обеспечения безопасности системы. Две области ключевой безопасности:

• Инфраструктура открытых ключей (PKI) и

• Симметричное управление ключами.

Технология PKI обеспечивает безопасность путем проверки личности стороны путем получения сертификата от центра сертификации (ЦС) до установления связи. Устройства должны быть настроены для использования инфраструктуры открытых ключей (PKI) для защиты связи. Однако существуют некоторые ограничения с точки зрения криптографии и управления ключами - одна из проблем заключается в том, что нынешним устройствам часто не хватает вычислительной мощности и хранилища для выполнения расширенных методов шифрования и аутентификации, связь в системе интеллектуальной сети будет осуществляться по разным каналам с разной пропускной способностью, и подключение, при котором все устройства, центры сертификации и серверы должны быть всегда подключены.

Симметричное управление ключами используется в симметричной криптографии, которая состоит из генерации ключей, распределения ключей, хранения ключей и обновления ключей. Это решает некоторые проблемы для PKI - в частности, управление симметричным ключом работает быстрее и эффективнее, чем PKI.

### 8.3.5 Протоколы сетевой безопасности

* Как отмечалось ранее, многие системы Smart Grid используют интернет-протоколы для безопасной связи, включая IPSec и TLS.
* Однако требования к интеллектуальным сетям отличаются от требований к сетям передачи данных через Интернет, и существуют протоколы и стандарты, которые более подходят для использования.
* Это включает:
* • Обеспечить DNP3 и
* • МЭК 61850 и МЭК 62351.

Эти изменения представляют собой протоколы связи Smart Grid, в архитектуру которых добавлены дополнительные уровни безопасности. Они используются для сквозной связи в интеллектуальной сети, например, для связи между различными датчиками.

### 8.3.6 Проверки соответствия

Проверка соответствия выполняется с помощью автоматических инструментов, которые запускают проверки всех компонентов в системе, чтобы гарантировать, что конфигурации каждого компонента соответствуют стандартам безопасного смягчения и защиты. Это может указывать на слабые места, которые требуют внимания или устранения.

### 8.3.7 Общие методы устранения рисков для безопасности

Существует множество общих приемов, которые могут помочь снизить риски для безопасности, в том числе:

* Запуск программ повышения осведомленности о безопасности для пользователей с целью ознакомления пользователей с рисками безопасности и передовыми методами использования сетевых инструментов и приложений,
* Проведение оценок уязвимости не реже одного раза в год, чтобы убедиться, что элементы, которые взаимодействуют с периметром, безопасны,
* Стремиться в качестве общего принципа собирать, передавать и управлять минимальным объемом данных, который необходим для достижения данной задачи или цели - чем меньше информации предоставляется, тем меньше возможностей для ее взлома,
* Важно использовать как опыт проектирования систем управления, так и опыт проектирования ИТ-безопасности для защиты сети Smart Grid,
* При разработке интеллектуальных сетей необходимо учитывать безопасность. В противном случае безопасность устройств зависит от производителя; тот факт, что может привести к множеству уязвимостей из-за проблем несовместимости.
* Следует регулярно привлекать специализированные сторонние коммуникационные компании для снижения рисков безопасности.

## 8.4 Политика и стандарт кибербезопасности

Очевидно, что необходимость разработки политики и процедур кибербезопасности является важным и важным видом деятельности. Следует отметить, что существует необходимость в постоянном пересмотре и обновлении таких процедур / политик по мере развития отрасли и внедрения новых технологий в Smart Grid.

## 8.5 Стандарты связи

Существует множество стандартов, которые могут быть приняты в коммуникационных сетях, лежащих в основе Smart Grid. В задачи данного проекта не входит предоставление конкретных рекомендаций для одного набора стандартов по сравнению с другим, однако очень важно обеспечить определение стандартов для коммуникаций. Примеры некоторых используемых стандартов представлены в таблице 16.

## 8.6 Рекомендации

* + Инфраструктура связи для поддержки операций Smart Grid имеет два основных аспекта: инфраструктура связи и соответствующие стандарты, и обеспечение безопасности инфраструктуры связи. Рекомендуемая общая стратегия состоит в том, чтобы сначала сосредоточиться на аспектах WAN / LAN (с ключевыми «лидерами» KOREM и KEGOC), затем на NAN / FAN (где «лидерами» являются региональные распределительные компании) и, наконец, на HAN / BAN / IAN. (где клиенты - «лидеры»). Так сформулирована стратегия.
  + Рекомендуется использовать следующий подход к инфраструктуре связи для поддержки дорожной карты Smart Grid:
  + **Задача:** цель коммуникационной инфраструктуры для поддержки Smart Grid - обеспечить прочную, надежную и безопасную коммуникационную платформу для поддержки Smart Grid. Это включает обмен данными в трех основных доменах: WAN / LAN, NAN / FAN и HAN / BAN / IAN.
  + **Краткосрочная цель (до 2023 г.):**
  +  Ключевая краткосрочная цель должна заключаться в обеспечении надежности и безопасности инфраструктуры связи WAN / LAN с ключевыми координаторами KOREM и KEGOC,
  +  После исследований модернизируйте все соединения арендованных линий до оптоволоконной магистрали (FO) между РЭК и KEGOC.
  +  Убедитесь, что KOREM имеет надежные подключения арендной линии к магистральной сети FO.
  +  Модернизируйте магистральную сеть FO до 500 Мбит / с, чтобы лучше поддерживать трафик
  +  Вложите средства в сетевую безопасность, чтобы обеспечить хорошее управление безопасностью WAN / LAN.
  +  Следует использовать фирмы или фирмы, специализирующиеся на коммуникациях, для обеспечения надежности и безопасности коммуникационной инфраструктуры.

**Среднесрочная цель (до 2025 г.):**

* +  Ключевые среднесрочные цели - обеспечить надежность и безопасность следующей инфраструктуры связи для следующих доменов:
  +  NAN / FAN и
  +  HAN / BAN / IAN
  +  РЭК должны быть координационным центром для обеспечения адекватных стандартов и достижения соответствующих характеристик.

**Долгосрочная цель (до 2030 г.):**

* +  Текущая оценка уязвимости и инвестиции в коммуникационную инфраструктуру для поддержки развивающихся
  +  Обеспечение надлежащей координации и интеграции инфраструктуры передачи данных и связи с системами управления данными.

**Дополнительное законодательство и институциональные механизмы:**

* +  Необходимо установить стандарты и процедуры кибербезопасности,
  +  Коммуникационные протоколы и стандарты, определенные / согласованные для развертываемых технологий Smart Grid,

**Вспомогательные исследования:**

- Провести исследование существующей инфраструктуры WAN, оптоволоконной магистрали и выделенной линии связи, чтобы определить варианты и возможности для повышения надежности связи, особенно между электростанциями и KEGOC, РЭК и KEGOC, а также KEGOC и KOREM,

- Оценки уязвимости должны проводиться ежегодно и могут быть включены как часть стандарта / процедур кибербезопасности.

# 9 Экономический анализ затрат и выгод интеллектуальных сетей в Казахстане

## 9.1 Введение

Цель этого раздела - представить результаты экономического анализа рентабельности для последовательности инвестиций в технологию Smart Grid для Казахстана. Обратите внимание, что последовательность инвестиций соответствует дорожной карте Smart Grid.

**Стоимость оценивалась по следующим направлениям:**

* Внедрение Smart Meter - переход существующих клиентов на использование смарт-счетчиков и использование смарт-счетчиков для всех подключений клиентов в будущем,
* Инфраструктура измерений - состоящая в основном из программного обеспечения и баз данных измерений для жилья, управления и анализа данных измерений,
* Инфраструктура SCADA / EMS для работы энергосистем в KEGOC, включая РДЦ, для эффективного управления и мониторинга сетевых операций, включая PMU и инструменты анализатора стабильности энергосистемы, позволяющие эксплуатировать передающую сеть ближе к ее пределам,
* Инфраструктура SCADA / DMS для РЭК для более эффективного управления и мониторинга распределительных сетей,
* Инфраструктура рыночных систем для KOREM, позволяющая работать в режиме реального времени и управлять более продвинутыми структурами тарифов,
* Системы мониторинга для организаций, которым требуется прозрачность информации и данных энергосистемы, а также
* Коммуникационная инфраструктура для поддержки потоков данных и передачи по мере необходимости.

В целом, к размеру инвестиций был применен консервативный подход, и в некоторых случаях консультанты выносят суждения, чтобы получить общий порядок величины верным. Для всех инвестиций потребуется проведение более подробных предварительных технико-экономических обоснований с использованием более подробной информации о точных требованиях.

**А выгода определяется следующим образом:**

* • Повышение эффективности с точки зрения снижения потерь при передаче и распределении,
* • Более высокий уровень надежности за счет улучшенной работы энергосистемы,
* • Снижение затрат на производство электроэнергии за счет переключения и выравнивания нагрузки,
* • Устранение необходимости в инвестициях и связанных операционных расходах на передачу и распределение в долгосрочной перспективе, а также

• Избежание инвестиций в пиковую генерацию в долгосрочной перспективе.

## 9.2 Поэтапное инвестирование в интеллектуальные сети

Инвестиции в инфраструктуру Smart Grid осуществляются поэтапно в течение периода, как показано в Таблице 17. В частности, предполагается следующее:

* Внедрение Smart Meter для клиентов - 5 лет - что является разумным с учетом международной практики, при условии, что через 5 лет будет обеспечено 100% покрытие - как показано на Рисунке 24, который также показывает, что в период 2023-27 годов около 4 миллионов будут установлены умные счетчики,
* Системы учета для KEGOC, KOREM, РЭКs - 3 года,
* Системы рынка электроэнергии для КОРЭМ - 3 года, начиная с 2026 года, так как это наилучшая последовательность после инвестиций в системы измерения,
* SCADA / EMS - срок действия 3 года для оператора системы KEGOC и РДЦ сроком на 3 года,
* SCADA / DMS - инвестиции, осуществленные в течение 5 лет для РЭК,
* Системы управления данными - инвестиции, осуществленные для организаций, нуждающихся в них, сроком на 3 года,
* Система мониторинга - инвестиции для организаций, которым требуется возможность осуществлять мониторинг в течение 2 лет, анализировать и анализировать данные и информацию - например, Министерство энергетики, использующее информацию для облегчения принятия политических решений, и
* Коммуникационная инфраструктура - инвестиции в WAN и арендуемые линии для поддержки модернизации коммуникационной инфраструктуры в электроэнергетическом секторе Казахстана для поддержки операций Smart Grid.

Таблица 17 Поэтапное внедрение интеллектуальных сетевых технологий в Казахстане

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **No.** | **Площадь** | **2022** | **2023** | **2024** | **2025** | **2026** | **2027** | **2028** |
| 1 | Развертывание интеллектуального учета |  |  |  |  |  |  |  |
| 2 | Системы учета и инфраструктура |  |  |  |  |  |  |  |
| 3 | Системы рынка электроэнергии |  |  |  |  |  |  |  |
| 4 | Замена / обновление SCADA / EMS |  |  |  |  |  |  |  |
| 5 | Замена / обновление SCADA / DMS |  |  |  |  |  |  |  |
| 6 | Системы управления данными |  |  |  |  |  |  |  |
| 7 | Системы мониторинга |  |  |  |  |  |  |  |
| 8 | Инфраструктура связи |  |  |  |  |  |  |  |

*Источник: Консультант*

Рисунок 24 Развертывание интеллектуального счетчика

*Источник: Консультант*

## 9.3 Оценка выгод

Ниже приведены конкретные преимущества, которые были оценены в этом анализе затрат и выгод и просуммированы в Таблице 18. Выгоды рассчитываются в соответствии с развертыванием интеллектуального счетчика, который предполагает линейно профилированные выгоды с 2023 года до 100% выгод с 2028 года. вперед.

Таблица 18 Оценка выгод и методология расчета

| **Категория** | **Выгода** | **Описание** | **Расчет** |
| --- | --- | --- | --- |
| ГЕНЕРИРОВАНИЕ | Топливо (повышение эффективности диспетчеризации) | Снижение затрат за счет эффективности диспетчеризации, то есть снижение затрат на генерацию за счет переключения нагрузки в течение дня. Стоимость необслуживаемой энергии учитывается в этой строке. | Рассчитывается как генерация по типу [тепловая мощность (ГДж / МВтч) \* цена топлива ($ / ГДж) + переменные затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание ($ / МВтч)], где генерация получается из оптимизированного сочетания генерации из модели диспетчеризации. |
| Стоимость углерода (повышение эффективности диспетчеризации) | Изменения в выбросах и связанных с ними затрат в результате изменения структуры генерации в результате внедрения интеллектуальных счетчиков | Стоимость углерода рассчитывается как цена углерода ($ / т-CO2) \* углеродоемкость типа генератора (т-CO2 / МВтч) \* генерация типа генератора (из диспетчерской модели). |
| Стоимость мощности (без вложений) | Снижение потребности в генерирующих мощностях, поскольку диспетчерская пиковая нагрузка теперь ниже, т. Е. Переходит в периоды более низкой нагрузки из-за переключения нагрузки | Изменение стоимости мощности, где стоимость мощности рассчитывается как максимальная обслуживаемая пиковая потребность (МВт) \* стоимость мощности OCGT ($ / МВт / год). |
| ПЕРЕДАЧА | Убытки (Убыток Улучшения) | Снижение потерь за счет более эффективных диспетчерских операций. Экономия на снижении потерь основана на генерации LCOE. | Рассчитывается как потери (МВтч) \* стоимость физических потерь ($ / МВтч). Стоимость потерь основана на LCOE генерации (включая затраты на углерод). |
| Капитальные затраты / операционные затраты (предотвращенные инвестиции) | Снижение инвестиций в производственные мощности и текущих эксплуатационных расходов в результате более низких пиковых нагрузок | Расчетная стоимость передачи (исходя из платы за передачу, $ / МВтч) \* потери при передаче (МВтч) |
| РАСПРЕДЕЛЕНИЕ | Убытки (Убыток Улучшения) | Снижение технических потерь за счет более эффективной работы сети и сокращение нетехнических потерь за счет уменьшения количества хищений энергии. Экономия на снижении потерь зависит от типа потерь. | Рассчитывается как сумма стоимости технических и нетехнических потерь.  Технические потери: стоимость технических потерь (на основе LCOE генерации, $ / МВтч) \* технические потери (МВтч)  Нетехнические потери: стоимость нетехнических потерь (исходя из стоимостного тарифа, $ / МВтч) \* нетехнические потери (МВтч) |
| Неудовлетворенная нагрузка (повышение надежности) | Экономия от снижения количества необслуживаемой энергии в распределительной сети, от более низкого предполагаемого SAIDI. Это оценивается на входе «Ценность надежности клиента». | Стоимость неудовлетворенной нагрузки, рассчитанная как необслуживаемая энергия на уровне распределения (рассчитанная на основе SAIDI и общего импорта энергии на уровне РЭК, МВтч) \* Стоимость надежности клиента ($ / МВтч) |
| Капитальные затраты / операционные затраты (предотвращенные инвестиции) | Снижение инвестиций в производственные мощности и текущих эксплуатационных расходов в результате внедрения интеллектуальных счетчиков (более низкие потери) | Рассчитывается как общая сумма потерь (технических и нетехнических, МВтч) \* капитальные затраты распределительной сети и операционные расходы ($ / МВтч) |

# 10 Рекомендации высокого уровня

## 10.1 SCADA / Система управления энергосистемами и SCADA / Система управления распределительными электрическими сетями

Первостепенной задачей является создание единой инфраструктуры / платформы SCADA для Казахстана, начиная с SCADА / Системы управления энергопотреблением в краткосрочной перспективе для KEGOC и KOREM, а затем расширяя ее до SCADA / Системы управления распределением для Региональных распределительных компаний.

И Министерство энергетики, и KOREM должны быть оснащены системами, позволяющими им просматривать и просматривать данные и информацию SCADA в реальном времени.

## 10.2 MMS - Система управления рынком

Перевести рынок электроэнергии от пилотной стадии к коммерчески обязательному рынку и впоследствии развить рынок электроэнергии, чтобы дополнить Smart Grid за счет инвестиций в технологию Системы управления рынком и развития рыночных механизмов для поддержки рынка.

Министерство энергетики и KEGOC должны быть оснащены системами, позволяющими им анализировать и видеть результаты операций на рынке электроэнергии.

## 10.3 Инфраструктура учета

Инфраструктуру Smart Metering рекомендуется начинать с Региональных распределительных компаний до развертывания необходимой Расширенной инфраструктуры, Системы управления данными счетчиков и Smart Meters, обеспечивающих надежную передачу данных измерений и информации в системы учета KEGOC и KOREM - по согласованию с Инфраструктура связи и система управления данными.

Следует изучить вопрос о передаче роли Поставщика услуг данных счетчиков на аутсорсинг дееспособной третьей стороне и, если это возможно, рассмотреть на более позднем этапе разработки Smart Grid - после 2025 года.

Предположим, что KEGOC (Национальный системный оператор) является субъектом, который в первую очередь отвечает за контроль нагрузки клиентов с помощью интеллектуальных счетчиков, но это может быть делегировано Региональным диспетчерским центрам компании, Региональным распределительным организациям, а в будущем - объектам агрегирования на стороне спроса.

Министерство энергетики, KEGOC и KOREM должны быть оснащены системами, позволяющими им просматривать и видеть данные измерений.

## 10.4 Системы управления данными

KOREM рекомендуется взять на себя роль управления системами управления данными и обеспечить их координацию с инициативами Smart Grid. Системы управления данными могут развиваться постепенно с течением времени, и это можно сделать, используя опыт и возможности подходящих сторонних компаний в области ИКТ.

Первоначально управление данными и доступ к данным должны быть приоритетом, однако со временем это может быть расширено, чтобы рассмотреть услуги облачных вычислений, которые могут поддерживать интеллектуальные приложения, работающие в интеллектуальной сети.

Министерство энергетики, KECGO, производители и клиенты должны иметь порталы доступа к данным для получения информации, необходимой им для работы.

## 10.5 Коммуникационная инфраструктура

Коммуникационная инфраструктура для поддержки операций Smart Grid имеет два основных аспекта: сама коммуникационная инфраструктура и соответствующие стандарты, а также обеспечение безопасности коммуникационной инфраструктуры.

Общая стратегия, которая была рекомендована, состоит в том, чтобы сначала сосредоточиться на аспектах WAN / LAN (с KOREM и KEGOC в качестве ключевых «лидеров»), затем NAN / FAN (где Региональные распределительные компании являются «лидерами») и, наконец, HAN / BAN / IAN (где клиенты - «лидеры»).

Необходимо тщательно продумать меры безопасности связи, и рекомендуется ежегодный обзор уязвимостей и проверки.

МинЭнерго - Министерство энергетики

НСО - Национальный системный оператор

РДЦ -Региональные диспетчерские центры

РЭК - Региональные распределительные компании

MDSP - Поставщик услуг данных счетчиков

MDMS - Система управления данными счетчиков

AMI - Расширенная инфраструктура измерения

CIM - общая информационная модель

EMS - Система управления энергосистемами

SAS - Системы автоматизации подстанций

NPV - Чистая приведённая стоимость

DMS - управления распределительными электрическими сетями

EE - энергоэффективность

EMS - Система управления энергопотреблением

MMS - Система управления рынком

# 11 Дорожная карта Smart Grid

Цель Дорожной карты Smart Grid - предоставить способ систематического перехода электроэнергетического сектора Казахстана к тому, который поддерживает технологии Smart Grid, и в целом стать более модернизированным.

## 11.1 SCADA / Система управления энергопотреблением и SCADA / Система управления распределением

Компоненты SCADA / Система управления энергопотреблением и SCADA / Система управления распределением Дорожной карты Smart Grid представлены в следующей таблице, включая цели, краткосрочные цели, среднесрочные цели и долгосрочные цели. Вспомогательные исследования и пилотные проекты включены в таблицу.

Таблица 21 Дорожная карта Smart Grid: SCADA / Система управления энергосистемами и SCADA / Система управления распределительными электрическими сетями

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Цели: | | |
| Иметь единую систему SCADA для Казахстана в качестве одного из столпов интеллектуальной сети, включая поддержку расширенных функций Система управления энергопотреблением и Система управления распределением. | | |
| **Краткосрочная (до 2025 г.)** | **Среднесрочная (до 2028 г.)** | **Долгосрочный (2033 г.)** |
| * Внедрение единой системы SCADA в Национальном системном операторе и Региональных диспетчерских центрах с системой мониторинга и анализа данных для получения доступа к информации в реальном времени для поддержки принятия решений с функциями, указанными ниже. * Обеспечение надежной связи между Региональными диспетчерскими центрами и оптоволоконной магистралью - арендные линии и соединения 2G / GPRS — это требует расследования. * Обеспечение надежной связи между Региональными распределительными компаниями и Региональными диспетчерскими центрами для поддержки передачи информации в реальном времени — это также требует исследований. | * Расширение инфраструктуры единой платформы SCADA до Региональных распределительных компаний, поэтапно, как сообщалось при запуске пилотных проектов в ряде Региональных распределительных компаний на начальном этапе, * • Функциональность «Система управления распределением» внедрена в Региональных распределительных компаниях в рамках работы по расширению SCADA., * • Расширение оптоволоконной магистрали со 100 Мбит / с до 500 Мбит / с для поддержки увеличения требуемой полосы пропускания для поддержки потока информации в реальном времени. | * Продолжается расширение региональных распределительных компаний SCADA / Система управления распределением систем. |
| Вспомогательные исследования : | | |
| * Провести анализ инфраструктуры сети связи для поддержки единой системы SCADA и ее требуемой полосы пропускания. * Объем пилотного проекта SCADA / Система управления распределением развернут на Региональных распределительных компаниях в качестве предварительного технико-экономического обоснования, в рамках которого будут определены наиболее осуществимые Региональные распределительные компании для единой роли SCADA. | | |
| Поддержка пилотных проектов: | | |
| * Пилотный проект WAMS расширен, чтобы охватить всю национальную систему. * Выбранные «Региональные распределительные компании» имеют развернутую систему SCADA / Система управления распределением. | | |
| **Дополнительная деталь** | | |
| Функциональность системы управления энергопотреблением должна включать следующее:   * Графические пользовательские интерфейсы (GUI), * Глобальная система мониторинга (WAMS), * Модули автоматической генерации и диспетчеризации (для электростанций), * Краткосрочное прогнозирование нагрузки, * Экономическая диспетчеризация с ограничениями безопасности (SCED) и система прогнозирования нагрузки * Оценка состояния для повышения точности информации для всех ключевых онлайн-систем и инструментов моделирования. * Система сброса нагрузки и восстановления, * Системы ситуационной осведомленности, * Продвинутые системы управления аварийной сигнализацией, * Инструменты для анализа тенденций в реальном времени и истории, * Интерфейсы для процессов оптового рынка электроэнергии, * Интеллектуальные системы релейной защиты и автоматики, * Инструменты для анализа безопасности энергосистемы, * Инструменты для динамической оценки безопасности энергосистемы, * Инструменты анализа стабильности напряжения и переходной устойчивости, * Режим имитации обучения оператора, и * Информационные порталы (например, Интернет- или FTP-порталы) для поддержки и предоставления доступа отраслевым организациям. | | |

## 11.2 Инфраструктура Системы управления рынком (MMS)

Развитие инфраструктуры системы управления рынком для поддержки Дорожной карты Smart Grid представлено в следующей таблице:

Таблица 22 Дорожная карта Smart Grid: система управления рынком (MMS)

|  |  |
| --- | --- |
| Цели: | |
| Развитие рынка электроэнергии в Казахстане для поддержки и использования преимуществ технологии интеллектуальных сетей, а также для обеспечения участия традиционных энергоисточников и операций с распределенными энергоисточниками, просьюмеров, агрегаторов стороны спроса, виртуальных электростанций, бытовой техники и других. | |
| **Краткосрочные (до 2025 г.)** | **Долгосрочные (2033 г.)** |
| • Энергетический баланс и рынок мощности для начала коммерческой эксплуатации:  o Балансирующий рынок и механизм мощности, имеющий коммерческую обязательную силу  o рыночные контракты, имеющие коммерческую юридическую силу  • Министерство энергетики и участники рынка получат портал рыночных результатов.  • KOREM оснаcтить интерфейсом ICCP / SCADA-серверами для получения информации обо всей информации в реальном времени, к которой Национальный системный оператор имеет доступ (для поддержки рыночных операций).  • Провести обзор / исследование структуры рынка электроэнергии в Казахстане для поддержки интеллектуальной сети, называемой «Расширенный рынок электроэнергии», для достижения долгосрочной цели поддержки покупки и продажи электроэнергии между более широким кругом участников рынка, включая:  o Установить механизмы динамического ценообразования / ценообразования в реальном времени на оптовом рынке  o Розничный рынок с динамическими механизмами ценообразования  • Определить требования системы управления рынком для расширенного рынка, включая:  o ИКТ-инфраструктура  o Программное обеспечение и инфраструктура управления данными для поддержки рыночных процессов и рыночных транзакций (расчетов)  o Интерфейсы к системам реального времени, чтобы иметь доступ к данным и информации в реальном времени об энергосистеме и ее операциях.  o Интерфейсы к системам измерения, чтобы иметь доступ к измерениям, связанным со всеми участниками рынка, которые участвуют на рынке электроэнергии | • Инвестируйте в инфраструктуру системы управления рынком для реализации «Расширенного рынка электроэнергии».  • Начать пилотную эксплуатацию «Расширенного рынка электроэнергии» к 2025 году.  • После 2025 года начать коммерческую деятельность «Расширенного рынка электроэнергии».  • Обратите внимание, что расширенный рынок электроэнергии необходимо будет координировать с инвестициями в интеллектуальные сети в инфраструктуру измерения. |
| Вспомогательные исследования: | |
| • Исследование дизайна «Расширенного рынка электроэнергии», чтобы лучше соответствовать будущему, в котором технологии интеллектуальных сетей будут широко распространены.  После исследований «Расширенного рынка электроэнергии» - требуется исследование требований ИКТ и инвестиционных потребностей. | |
| Поддержка пилотных проектов: | |
| • Пилотный механизм динамического ценообразования с клиентами, измеряющие интеллектуальные данные.  Пилотирование механизма динамического ценообразования / ценообразования в реальном времени между обычным производителем и клиентом | |

## 11.3 Инфраструктура учета

Развитие инфраструктуры измерения для поддержки Дорожной карты Smart Grid изложено в следующей таблице:

Таблица 23 Дорожная карта Smart Grid: инфраструктура измерения

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Цели: | | |
| Создание инфраструктуры интеллектуального учета для обеспечения точных измерений, надежной передачи информации, анализа информации измерений и двунаправленного потока информации, связанной с интеллектуальными счетчиками, тем самым поощряя активных потребителей и просьюмеров в национальной энергосистемы Казахстана. | | |
| **Краткосрочные (до 2025 г.)** | **Среднесрочные (до 2028 г.)** | **Долгосрочные (2033 г.)** |
| • Развертывание Smart Meter для клиентов 4 наиболее эффективных Региональных распределительных компаний и Региональных распределительных компаний для установки программного обеспечения Расширенной инфраструктуры измерения и Системы управления данными счетчиков для управления Smart Meter и их интерфейсами управления,  • Пилотный проект по привлечению клиентов Smart Meter в ответ на динамическую структуру ценообразования в преддверии полной коммерческой эксплуатации к 2023 году.  • Расследование возможности использования третьей стороной роли Поставщика услуг данных счетчиков от имени отрасли. | • Если будет сочтено целесообразным и продемонстрировано, что может принести чистую положительную выгоду отрасли, внедрить опцию стороннего поставщика услуг данных счетчиков.  • Внедрение Smart Meter для клиентов следующих 13 наиболее эффективных Региональных распределительных компаний и Региональных распределительных компаний для установки программного обеспечения Расширенной инфраструктуры измерения и Системы управления данными счетчиков на основе уроков, полученных в ходе пилотного проекта. | Расширение систем и платформ интеллектуального учета по всем Региональным распределительным компаниям, поэтапным образом, о чем свидетельствует более раннее развертывание интеллектуальных счетчиков. |
| Вспомогательные исследования: | | |
| • Оценка возможности использования стороннего поставщика услуг данных счетчиков в Казахстане и анализ его эксплуатационных расходов,  Масштаб Пилотный проект интеллектуальных счетчиков и инфраструктуры интеллектуальных счетчиков (Система управления данными счетчиков и расширенная инфраструктура измерения) развернут в Региональных распределительных компаниях в качестве предварительного технико-экономического обоснования, в рамках которого будут определены наиболее осуществимые распределительные компании для роли интеллектуального учета. | | |
| Поддержка пилотных проектов: | | |
| • Развертывание инфраструктуры интеллектуальных счетчиков и программных систем интеллектуальных счетчиков до 4-х наиболее целесообразных Региональных распределительных компании.  Испытание чувствительных к цене клиентов для демонстрации и анализа воздействия более эффективных механизмов ценообразования | | |

## 11.4 Система управления данными

Инфраструктура системы управления данными для поддержки дорожной карты Smart Grid представлена в следующей таблице:

Таблица 24 Дорожная карта Smart Grid: система управления данными

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Цели: | | |
| Создание систем и инфраструктуры ИКТ для поддержки публикации и распространения информации, необходимой для обеспечения эффективной работы Казахстанской интеллектуальной сети, которая вместе именуется системами управления данными. | | |
| **Краткосрочные (до 2025 г.)** | **Среднесрочные (до 2028 г.)** | **Долгосрочные (2033 г.)** |
| • Сделать КОРЕМ ответственным за управление системами управления данными в Казахстане и первоначально отвечать за разработку систем для:  o Хранилище данных для хранения данных рынка электроэнергии, снимков данных SCADA и данных измерений высокого напряжения,  o Порталы данных для обеспечения контролируемого доступа к данным для широкой общественности, KEGOC, Региональные распределительные компании, клиентов и производителей,  • Создайте следующие порталы данных:  o Публичные порталы для распространения основной информации об электроэнергетическом секторе Казахстана: информация о профиле спроса, тарифы на электроэнергию, список участников рынка и ключевые результаты рынка электроэнергии (балансирующая цена, цена мощности и т. д.),  Порталы для следующего (с контролируемым доступом): доступ к общей информации - тарифы, профили спроса и т. Д., Доступ к результатам и расчетам на рынке электроэнергии, доступ к данным измерений высокого напряжения (существующих / обычных) и доступ к снимкам состояния SCADA. / данные в реальном времени | • Модернизация систем измерения для включения данных и информации интеллектуального измерения (при необходимости, установление необходимых программных платформ и инструментов Расширенной инфраструктуры / Системы управления данными счетчиков)  • Порталы для мониторинга / передачи данных Smart Meter в реальном времени  • Расширение сбора данных / управления данными для включения других важных данных: модели энергосистем, файлы моментальных снимков энергосистемы, данные о спросе и предложении, списки участников рынка, результаты рынка и т. Д.  • Расширение управления данными счетчиков от потребителей с высоким напряжением до потребителей со средним напряжением, а также всех клиентов с интеллектуальными счетчиками.  • Обеспечить основу для интеллектуальных приложений энергетического сектора для взаимодействия с рынком электроэнергии и интеллектуальными технологиями.  • | • Расширение управления данными счетчиков для включения всех клиентов, подключенных к системе.  • Там, где это было сочтено целесообразным (после расследования), развернуть технологии облачных вычислений для облегчения операций в реальном времени / интеллектуального взаимодействия энергии с использованием интеллектуальных счетчиков - например: Интернет вещей, системы умного дома и / или интеллектуальные приложения для использования с клиентами, которые есть умные счетчики |
| Вспомогательные исследования: | | |
| • Исследование требований к совместному использованию данных и прав доступа к данным / информации - для определения списка необходимых интерфейсов / порталов данных,  • Изучение наиболее приемлемых стандартов обмена данными  Изучить роль облачных вычислений / периферийных вычислений в энергосистеме Казахстана. | | |
| Поддержка пилотных проектов: | | |
| • Маломасштабный пилотный проект системы управления данными - управление данными о тарифах и спросе при принятии стандартов обмена данными и создании порталов для распространения информации.  Разработка рыночных механизмов, которые могут использовать интеллектуальные счетчики, и демонстрация с использованием облачных вычислений того, как это может работать на практике | | |

## 11.5 Системы связи

Инфраструктура сети связи для поддержки дорожной карты Smart Grid изложена в следующей таблице.

Таблица 25 Дорожная карта Smart Grid: инфраструктура связи

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Цели: | | |
| Целью инфраструктуры связи для поддержки Smart Grid является обеспечение устойчивой, надежной и безопасной коммуникационной платформы для поддержки Smart Grid. Это включает обмен данными в трех основных доменах: WAN / LAN, NAN / FAN и HAN / BAN / IAN. | | |
| **Краткосрочные (до 2025 г.)** | **Среднесрочные (до 2028 г.)** | **Долгосрочные (2033 г.)** |
| • Ключевая краткосрочная цель должна заключаться в обеспечении надежности и безопасности коммуникационной инфраструктуры WAN / LAN с ключевыми координаторами KOREM и KEGOC,  • После исследований модернизировать все подключения по арендованным линиям до оптоволоконной магистрали (FO) между Региональными распределительными компаниями и KEGOC.  • Убедитесь, что KOREM имеет надежные подключения арендной линии к магистральной сети FO.  • Модернизируйте магистральную сеть FO до 500 Мбит / с для лучшей поддержки трафика.  • Сделайте инвестиции в сетевую безопасность, чтобы обеспечить хорошее управление безопасностью WAN / LAN.  • Следует привлекать фирмы или фирмы, специализирующиеся на коммуникациях, для обеспечения надежности и безопасности коммуникационной инфраструктуры. | • Ключевые среднесрочные цели - обеспечить надежность и безопасность следующей инфраструктуры связи для следующих доменов:  o NAN / FAN и  o HAN / BAN / IAN  • Региональные распределительные компании должны быть координационным центром для обеспечения соответствия стандартам и достижению соответствующих показателей. | • Постоянная оценка уязвимости и инвестиции в коммуникационную инфраструктуру для поддержки развивающихся направлений  • Обеспечение надлежащей координации и интеграции инфраструктуры передачи данных и связи с системами управления данными. |
| Вспомогательные исследования: | | |
| • Провести исследование существующей инфраструктуры глобальной сети, оптоволоконной магистрали и выделенной линии связи, чтобы определить варианты и возможности для повышения надежности связи, особенно между электростанциями и KEGOC, Региональными распределительными компаниями и KEGOC, а также KEGOC и KOREM,  • Оценка уязвимости должна проводиться ежегодно и может быть включена как часть стандарта / процедур кибербезопасности. | | |

## 11.6 Институциональные роли и обязанности

Роли и обязанности организаций, работающих в электроэнергетическом секторе Казахстана, со временем должны быть усилены, чтобы обеспечить работу «умных» сетей. На рисунке 27 представлена предлагаемая организационная модель отрасли.

Рисунок 27 Предлагаемая модель отраслевой организации



* МинЭнерго - Министерство энергетики
* НСО - Национальный системный оператор
* РДЦ -Региональные диспетчерские центры
* РЭК - Региональные распределительные компании
* MDSP - Поставщик услуг данных счетчиков
* MDMS - Система управления данными счетчиков
* AMI - Расширенная инфраструктура измерения
* CIM - общая информационная модель
* EMS - Система управления энергосистемами
* SAS - Системы автоматизации подстанций
* NPV - Чистая приведённая стоимость
* DMS - управления распределительными электрическими сетями
* EE - энергоэффективность
* EMS - Система управления энергопотреблением
* MMS - Система управления рынком

В следующей таблице приводится сводка ролей и обязанностей основных организаций по поддержке Smart Grid.

Таблица 26 Институциональные роли и обязанности по поддержке умных сетей

| **Организация** | **Роли и обязанности Smart Grid** |
| --- | --- |
| Министерство энергетики (MOE) | • Обнародование дорожной карты Smart Grid и отслеживание хода ее выполнения.  • Работа с соответствующими заинтересованными сторонами для распространения необходимого законодательства и стандартов - см. Раздел 11.7, путем создания рабочих групп с участием соответствующих заинтересованных сторон: KEGOC, KOREM, поставщиков телекоммуникационных услуг, Региональные распределительные компании и специалисты по технологиям интеллектуальных сетей.  • Обеспечение надежного канала связи с WAN / магистральной сетью и создание инфраструктуры для мониторинга информации SCADA / Системы управления энергопотреблением в реальном времени и доступа к другой информации через порталы данных KOREM.  • Регулирование и соответствие рынков электроэнергии и финансовые стимулы для поощрения работы умных сетей.  Провести наращивание потенциала в области технологий и решений умных сетей, чтобы продолжить углублять понимание умных сетей. |
| KEGOC (Национальный системный оператор и Региональные диспетчерские центры) | • Возглавить расширение SCADA / Системы управления энергопотреблением и поддержку телекоммуникационной инфраструктуры (через соответствующих сторонних поставщиков услуг / специалистов) в части инфраструктуры WAN / LAN.  • Настроить / расширить функциональность Системы управления энергопотреблением между Национальным системным оператором и Региональными диспетчерскими центрами для завершения механизма WAMS / WAC и улучшения работы энергосистемы в реальном времени.  • Пошаговый интерфейс SCADA / Система управления энергосистемами SCADA / Система управления распределительными электрическими сетями  • Интерфейс SCADA / Система управления энергопотреблением к KOREM Система управления рынком при необходимости.  • Создание расширенной инфраструктуры измерения / Системы управления данными счетчиков инфраструктуры и пошаговое сопряжение данных измерений с системами данных измерений Региональных распределительных компаний. |
| KOREM | • Руководить развитием рынка электроэнергии и вспомогательными системами для поддержки развертывания технологий Smart Grid.  • Ведущее подразделение для системы управления данными, которое могло бы использовать опыт, навыки и возможности телекоммуникационных / ИТ-компаний для организации системы управления данными.  • Сделать доступными порталы данных, которые могут поддерживать рынок электроэнергии и работу Smart Grid.  • Установить программное обеспечение и инфраструктуру для поддержки управления Системой управления данными счетчиков и SCADA / Системой управления энергопотреблением.  • Установить программное обеспечение для поддержки операций на рынке электроэнергии через MMS.  • Обеспечение надежных каналов связи с магистральной сетью WAN.  Необходимо убедиться, что системы (Системы управления данными и Система управления рынком) настроены с высокой степенью избыточности и доступности для |
| Региональные распределительные компании | • Возглавьте развертывание и расширения SCADA / Системы управления распределением.  • Возьмите на себя инициативу в области расширенной инфраструктуры измерения / Системы управления данными счетчиков для своей франшизы.  • Создать внутреннюю организацию для выполнения ролей и функций Поставщика услуг данных счетчиков.  • Установите системы / инструменты, необходимые для передачи данных измерений в KEGOC и KOREM через инфраструктуру WAN.  • Обеспечение надежных каналов связи с магистральной сетью WAN.  Наблюдать за внедрением умных счетчиков и их подключением |
| Поставщики услуг связи | Предоставлять услуги электросвязи, коммуникационной инфраструктуры и управления данными предприятиям электроэнергетики: KOREM, KEGOC, Региональные распределительные компании, Заказчикам, Генераторам, для поддержки их деятельности. |

## 11.7 Законодательство и стандарты для поддержки дорожной карты Smart Grid

В следующей таблице изложено законодательство, которое необходимо будет разработать для поддержки Дорожной карты Smart Grid, с указанием периода с течением времени, к которому должно быть принято законодательство.

Таблица 27 Законодательство в поддержку дорожной карты Smart Grid

| **Область** | **Законодательство** | **Сроки** |
| --- | --- | --- |
| SCADA | Определены обязанности по управлению и эксплуатации энергосистемы между Национальным системным оператором, Региональными диспетчерскими центрами и Региональными распределительными компаниями, | Краткосрочный - до 2025 г. |
| SCADA | Стандартизация протоколов связи SCADA и протоколов обмена данными портала данных | Краткосрочный - до 2025 г. |
| Система управления рынком | Роль министерства энергетики должна быть усилена, чтобы охватить регулирующий надзор и мониторинг рынка электроэнергии, | Среднесрочная перспектива - до 2028 г. |
| Система управления рынком | KOREM продолжает играть роль оператора рынка, но будет продолжать инвестиции в рыночную инфраструктуру (Система управления рынком) для поддержки достижений в проектировании рынка электроэнергии, | Среднесрочная перспектива - до 2028 г. |
| Система управления рынком | Необходимо разработать и опубликовать правила рынка электроэнергии и вспомогательные процедуры рыночных операций. | Среднесрочная перспектива - до 2028 г. |
| Инфраструктура учета | Роли Национального системного оператора,  Региональные диспетчерские центры, Региональные распределительные компании необходимо определить применительно к инфраструктуре интеллектуального учета. | Краткосрочная - до 2025 г. |
| Инфраструктура учета | Необходимо определить стандарты Smart Meter и протоколы связи. | Краткосрочная - до 2025 г. |
| Инфраструктура учета | Стандартизация порталов данных для передачи и совместного использования данных счетчиков. | Краткосрочная - до 2025 г. |
| Инфраструктура учета | Стандартизация порталов для двунаправленного обмена данными измерений. | Краткосрочная - до 2025 г. |
| Система управления данными | Определите роль KOREM, определенную в отношении управления системой управления данными, и их требования к созданию порталов данных для их распространения. | Среднесрочный - до 2028 г. |
| Система управления данными | Стандартизация протоколов обмена данными для порталов данных и обмен информацией через систему управления данными | Краткосрочная - до 2025 г. |
| Инфраструктура связи | Необходимо установить стандарты и процедуры кибербезопасности | Постоянно развивается с течением времени |
| Инфраструктура связи | Протоколы и стандарты связи, определенные / согласованные для развертываемых технологий Smart Grid. | Постоянно развивается с течением времени с помощью технологий |

* Министерство энергетики - МинЭнерго
* Национальный системный оператор - НСО
* Региональные диспетчерские центры – РДЦs
* Региональные распределительные компании - РЭК
* Поставщик услуг данных счетчиков - MDSP
* Система управления данными счетчиков - MDMS
* Расширенная инфраструктура измерения - AMI
* общую информационную модель (CIM)
* Система управления энергопотреблением - EMS
* Системы автоматизации подстанций – SAS
* Чистая приведённая стоимость – NPV
* DMS - Система управления распределением
* EE - энергоэффективность
* EMS - Система управления энергопотреблением
* MMS - Система управления рынком

# 12 Перспективные предварительные технико-экономические обоснования для поддержки дорожной карты Smart Grid

В рамках Дорожной карты Smart Grid был определен ряд пилотных проектов. Целью пилотных проектов является достижение значимых шагов на пути к реализации Дорожной карты Smart Grid и извлечение пользы из полученных знаний / уроков. В следующей таблице представлен ряд экспериментальных проектов, которые были определены.

Каждый из них требует более подробного анализа в качестве технико-экономического обоснования.

Таблица 28. Перспективные проекты предварительного технико-экономического обоснования

| **No.** | **Проект** | **Область** | **Дополнение** | **Описание** |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| 1 | Пилотное расширение WAMS | SCADA/ Система управления энергопотреблением | KEGOC | Пилотный проект WAMS расширен, чтобы охватить всю национальную систему |
| 2 | SCADA / Система управления распределительными электрическими сетями Pilot. | SCADA/ Система управления распределением | выбранные Региональные распределительные компании | В наиболее подходящем месте. Региональные распределительные компании выполняют SCADA. Система управления распределением / развертывание и взаимодействие с SCADA / Системой управления энергопотреблением. |
| 3 | Механизм динамического ценообразования | Рынок электроэнергии (Система управления рынком) | KOREM и Региональные распределительные компании | Пробный тариф динамического ценообразования для клиентов, у которых есть умные счетчики |
| 4 | Прямая покупка электроэнергии между клиентом и встроенным генератором | Рынок электроэнергии (Система управления рынком) | KOREM, электростанции и региональные распределительные компании | Пилотирование механизма динамического ценообразования / ценообразования в реальном времени между обычным производителем и клиентом |
| 5 | Аккумуляторная система накопления энергии (BESS) | SCADA/ Система управления энергосистемами | KEGOC | Пилотная эксплуатация BESS в качестве яркого примера технологии интеллектуальной сети |
| 6 | Развертывание интеллектуальных счетчиков и расширенной инфраструктуры измерения / Система управления данными счетчиков | Инфраструктура учета /Smart Meter | KEGOC и Региональные распределительные компании | Развертывание инфраструктуры систем интеллектуального счетчика и программного обеспечения интеллектуального счетчика (Система управления данными счетчиков) для четырех наиболее перспективных регионов. |
| 7 | Клиент, чувствительный к цене Smart Meter | Инфраструктура учета / интеллектуальный счетчик | KOREM и / или поставщик услуг сети связи | Испытание чувствительных к цене клиентов для демонстрации и анализа воздействия более эффективных механизмов ценообразования |
| 8 | Тестовое приложение для поддержки интеллектуального счетчика и механизма динамического ценообразования | Система управления данными | KOREM и / или поставщик услуг сети связи | Маломасштабный пилотный проект системы управления данными - управление данными о тарифах и спросе при принятии стандартов обмена данными и создании порталов для распространения информации |
| 9 | Приложение Smart Meter через систему управления данными | Система управления данными | KOREM и / или поставщик услуг сети связи | Разработка рыночных механизмов, которые могут использовать интеллектуальные счетчики, и демонстрация с использованием облачных вычислений того, как это может работать на практике |
| 10 | Умный дом пилот | Инфраструктура связи и система управления данными | КОРЕМ, Региональные распределительные компании и клиенты-участники | Пробные системы умного дома с умными счетчиками и интеллектуальными механизмами ценообразования |

1. Murat Kuzlu, Manisa Pipattanasomporn, Saifur Rahman, “Communication network requirements for major smart grid applications in HAN, NAN and WAN”, Computer Networks 67 (2014) 74–88. [↑](#footnote-ref-2)
2. Murat Kuzlu, Manisa Pipattanasomporn, Saifur Rahman, “Communication network requirements for major smart grid applications in HAN, NAN and WAN”, Computer Networks 67 (2014) 74–88. [↑](#footnote-ref-3)