



## Об утверждении Концепции развития электроэнергетической отрасли Республики Казахстан на 2023 – 2029 годы

Постановление Правительства Республики Казахстан от 28 марта 2023 года № 263.

Правительство Республики Казахстан **ПОСТАНОВЛЯЕТ:**

1. Утвердить прилагаемую Концепцию развития электроэнергетической отрасли Республики Казахстан на 2023 – 2029 годы (далее – Концепция).

2. Центральным, местным исполнительным органам, государственным органам, непосредственно подчиненным и подотчетным Президенту Республики Казахстан (по согласованию), и иным организациям (по согласованию), ответственным за реализацию Концепции:

1) принять необходимые меры по реализации Концепции;

2) представлять информацию о ходе реализации Концепции в порядке и сроки, установленные постановлением Правительства Республики Казахстан от 29 ноября 2017 года № 790 "Об утверждении Системы государственного планирования в Республике Казахстан".

3. Контроль за исполнением настоящего постановления возложить на Министерство энергетики Республики Казахстан.

4. Настоящее постановление вводится в действие со дня его подписания.

*Премьер-Министр  
Республики Казахстан*

*А. Смаилов*

Утверждена  
постановлением Правительства  
Республики Казахстан  
от 28 марта 2023 года № 263

## **КОНЦЕПЦИЯ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ОТРАСЛИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН НА 2023 – 2029 ГОДЫ**

### **Содержание**

Раздел 1. Паспорт

Раздел 2. Анализ текущей ситуации

2.1 Оценка текущего состояния отрасли

2.2 Производство и потребление электрической энергии

2.3 Передача электрической энергии

2.4 Снабжение электрической энергией

2.5 Теплоэнергетика

- 2.6 Цифровизация отрасли
- 2.7 Рынки электроэнергетической отрасли
- 2.8 Международный рынок электроэнергии
- 2.9 Вопросы профессиональных кадров
- 2.10 Основные проблемы электроэнергетической отрасли

## Раздел 3. Обзор международного опыта

### 3.1 Модели рынка электроэнергии

3.2 Опыт организации и функционирования саморегулируемых организаций в электроэнергетике

### 3.3 Цифровизация

### 3.4 Развитие генерации по видам используемых энергетических ресурсов

## Раздел 4. Видение развития электроэнергетической отрасли

## Раздел 5. Основные принципы и подходы развития

## Раздел 6. Целевые индикаторы и ожидаемые результаты

# Концепция развития электроэнергетической отрасли Республики Казахстан на 2023 – 2029 годы

## Раздел 1. Паспорт

**Наименование:** Концепция развития электроэнергетической отрасли Республики Казахстан на 2023 – 2029 годы.

**Основание для разработки:** поручение Президента Республики Казахстан №ЗТ-К-17709,1 от 26 января 2022 года.

**Государственный орган разработчик:** Министерство энергетики Республики Казахстан.

**Государственные органы, ответственные за реализацию:** Министерство энергетики Республики Казахстан, Агентство по защите и развитию конкуренции Республики Казахстан, Министерство национальной экономики Республики Казахстан, Министерство экологии и природных ресурсов Республики Казахстан, Министерство финансов Республики Казахстан, Министерство юстиции Республики Казахстан.

**Сроки реализации:** 2023 – 2029 годы.

## Раздел 2. Анализ текущей ситуации

### 2.1 Оценка текущего состояния отрасли

Электроэнергетическая отрасль Республики Казахстан – важнейшая отрасль, являющаяся оскодексной жизнеобеспечения страны, функционирования и развития экономики, обеспечивающая национальную безопасность. Надежность энергоснабжения потребителей зависит от эффективности регуляторной среды,

состояния электроэнергетической отрасли, включая техническое состояние энергетического оборудования, уровень инвестиций и качество управления.

За последние двадцать лет в электроэнергетике проведены ряд институциональных, рыночных и регуляторных реформ, которые дали как положительные эффекты, так и отрицательные последствия.

С 2009 по 2015 годы в рамках программы "Тариф в обмен на инвестиции" с внедрением регуляторного инструмента предельных тарифов на электрическую энергию был создан среднесрочный резерв мощности за счет ремонтных кампаний, реконструкции, восстановления и строительства 3 ГВт мощностей на общую сумму чуть больше 1 триллиона тенге.

Однако завершение программы с заморозкой тарифов, и как следствие хроническое недофинансирование и низкий уровень инвестиционной привлекательности до настоящего времени, привели к резкому старению фондов и низким темпам модернизации энергетического оборудования.

С 1 января 2019 года наряду с рынком электрической энергии, начал функционировать рынок электрической мощности, направленный на обеспечение привлечения необходимого объема инвестиций в сектор генерации на строительство новых электростанций и поддержание существующих мощностей. Рынок мощности направлен на окупаемость инвестиционных затрат энергопроизводящих организаций (далее – ЭПО). Объем привлеченных инвестиций в сектор генерации в рамках рынка электрической мощности за четыре года функционирования составил всего порядка 300 миллиардов тенге.

В рамках проекта "Модернизация Национальной электрической сети" модернизированы высоковольтные оборудования на 43 подстанциях в I этапе и на 55 подстанциях во II этапе, установлена система диспетчерского контроля и управления SCADA/EMS (Supervisory Control and Data Acquisition/Energy Management Systems), внедрена автоматизированная система коммерческого учета электроэнергии (далее – АСКУЭ), что повысило надежность работы национальной электрической сети (далее – НЭС).

Реализация проектов "Строительство второй линии 500 кВ транзита Север-Юг Казахстана" (1097 км), "Строительство линии 500 кВ транзита Север-Юг через Восток" (1700 км) позволила увеличить пропускную способность между Северной и Южной зонами до 2100 МВт, что увеличило надежность электроснабжения южных областей, которые являются энергодефицитными.

Программами "Развитие тепло-электроэнергетики" и "Кредитование областных бюджетов, бюджетов городов республиканского значения, столицы на реконструкцию и строительство систем теплоснабжения" с 2020 по 2022 годы реализовано 53 проекта

на сумму 96,2 млрд тенге, которые нацелены на реконструкцию, модернизацию и строительство систем теплоснабжения, подстанций и линий электропередач напряжением выше 35 кВ.

С 2009 года в законодательстве Республики Казахстан закреплена система государственной поддержки развития возобновляемых источников энергии (далее – ВИЭ). Принятие на государственном уровне решения по улучшению инвестиционного климата в секторе ВИЭ с учетом мировых практик стало фундаментом для развития данного сектора энергетики в нашей стране.

Основой электроэнергетики Казахстана является угольная электроэнергетика, при этом угольные месторождения главным образом сосредоточены в Северном и Центральном Казахстане, здесь же размещены и основные источники электрической энергии. Кроме того, в целях энергетической безопасности угольные станции в среднесрочной перспективе сохранят свое присутствие в секторе генерации.

## **2.2 Производство и потребление электрической энергии**

На 1 января 2023 года производство электрической энергии осуществляется 204 электрическими станциями (74 – традиционные, 130 – ВИЭ). Общая установленная мощность электростанций Казахстана составила 24523,7 МВт, располагаемая мощность – 19024,3 МВт.

При этом общая установленная мощность ВИЭ составляет 2388 МВт, в том числе ветровые электростанции – 957 МВт, солнечные электростанции – 1149 МВт, гидроэлектростанция (далее – ГЭС) – 280 МВт, биогазовые электростанции – 2 МВт.

В 2022 году по Казахстану производство электроэнергии составило 112865,9 млн кВтч (в 2020 году – 108085,8 млн кВтч, в 2021 году – 114447,9 млн кВтч), при этом уголь является основным топливом (доля угольных станций – 66,7 %, газовых – 21,5 %, ГЭС – 7,3 %, ВИЭ – 4,5 %).

Потребление электрической энергии составило 112944,6 млн кВтч (в 2020 году – 107344,8 млн кВтч, в 2021 году – 113890,3 млн кВтч), из которых 78,7 млн кВтч было покрыто за счет импорта электрической энергии из сопредельных государств.

В 2022 году был исторический максимум потребления за все годы и составил 16459 МВт при генерации 15203 МВт, в результате чего 1256 МВт импортировано с Российской Федерации, что отмечается резким скачком по сравнению с предыдущими годами (в 2018 году – 268 МВт, в 2019 – 301 МВт, в 2020 – 300 МВт, в 2021 – 388 МВт) (диаграмма 1).

### **Диаграмма 1 – Пиковая нагрузка и генерация за 2018-2022 годы**

Причинами дефицита электрической энергии и мощности является высокая аварийность, технические ограничения генерирующего оборудования и ограниченное количество маневренных генерирующих установок для компенсации дисбалансов в

энергосистеме (ввиду исторически сложившейся структуры генерирующих мощностей)

На конец 2022 года 55,5 % генерирующего оборудования теплоэлектростанций (далее – ТЭС) имеет возраст более 30 лет (диаграмма 2).

Диаграмма 2 – Возраст генерирующего оборудования ТЭС

### 2.3 Передача электрической энергии

Электрические сети Республики Казахстан представляют собой совокупность подстанций, распределительных устройств и соединяющих их линий электропередач напряжением 0,4-1150 кВ, предназначенных для трансформации, передачи и (или) распределения электрической энергии.

Роль системообразующей сети в Единой электроэнергетической системе Республики Казахстан (далее – ЕЭС РК) выполняет НЭС, к которой относятся межрегиональные и (или) межгосударственные линии электропередачи напряжением 220 кВ и выше. На 1 января 2023 года функционируют 83 подстанций напряжением 500-220 кВ, общая протяженность линий электропередач составляет 26970,8 км.

Управление НЭС осуществляет акционерное общество "Казахстанская компания по управлению электрическими сетями" (далее – АО "KEGOC"), совмещающая функции энергопередающей организации и системного оператора. При этом в рамках развития рыночных отношений деятельность системного оператора АО "KEGOC" требует усиления прозрачности, исключения рисков создания дискриминационных условий на рынке и недопущения конфликтов интересов с участниками рынка.

При этом потери электрической энергии за 2022 год при транспортировке в 5 %, тогда как, нормативные технические потери в национальной электрической сети составляют порядка 6-7 %.

Передачу электроэнергии на региональном уровне (внутри страны) осуществляют 19 региональных электросетевых компаний (далее – РЭК) и 126 небольших энергопередающих компаний, на балансе которых находятся электрические сети напряжением 0,4-220 кВ.

Средний уровень износа электрических сетей Казахстана составляет 66 %. Наибольший уровень износа в Костанайской области – 85,3 %, наименьший – 29,5 % в городе Астане.

Средний уровень потерь РЭК составляет порядка 14 % и колеблется от 6 % до 18 % ввиду различий топологии, классов напряжения, протяженности электрических сетей и количества подстанций. В свою очередь, значительные потери в распределительных сетях связаны с эксплуатацией большинства линий электропередач более 40 лет и значительной протяженностью.

Электрические сети западного Казахстана остаются изолированными от ЕЭС РК и системообразующая сеть Западной зоны полностью загружена, в связи с чем наблюдается недостаточная пропускная способность транзитных потоков.

Кроме того, присутствие на региональном уровне большого количества частных мелких игроков оказывает значительное влияние на рост конечной цены для потребителей.

#### **2.4 Снабжение электрической энергией**

Снабжение электрической энергией осуществляют энергоснабжающие организации (далее – ЭСО), которые покупают электрическую энергию на оптовом рынке и реализуют ее на розничном. На начало 2023 года более 500 компаний имеют лицензию на осуществление деятельности по покупке электрической энергии в целях энергоснабжения. При этом фактическую деятельность осуществляют порядка 140 организаций, в том числе на 35 ЭСО распространяется государственное регулирование.

Тарифы на электрическую энергию ЭСО формируются исходя из отпускных цен энергопроизводящих организаций, расходов на услугу по обеспечению готовности электрической мощности к несению нагрузки, тарифов на передачу электрической энергии и снабженческой надбавки самой энергоснабжающей организации.

При этом для регулируемых ЭСО уполномоченным органом утверждаются среднеотпускные тарифы, которые дифференцируются по группам потребителей: физические лица (население), юридические лица и индивидуальные предприниматели, бюджетные организации. Как правило, с целью недопущения социальной напряженности, тарифы для физических лиц устанавливаются ниже среднеотпускных за счет субсидирования тарифами для юридических лиц и бюджетных организаций.

У гарантирующих поставщиков тарифы юридических лиц выше чем у нерегулируемых ЭСО, которые могут предложить более привлекательные тарифы, что в корне исключило равную конкуренцию. Отток юридических лиц приводит к повышению тарифов для юридических лиц и бюджетных организаций из-за невозможности увеличения тарифов для населения. В свою очередь, нерегулируемые ЭСО не заинтересованы в заключении договоров с физическими лицами из-за низких тарифов.

В настоящее время во исполнение поручения Главы государства Агентством по защите и развитию конкуренции Республики Казахстан проводится работа по поэтапному сокращению и устранению дифференцированных тарифов между группами потребителей на услуги электроснабжения с целью создания равных условий конкуренции между ЭСО.

#### **2.5 Теплоэнергетика**

## **Производство тепловой энергии**

Производство тепловой энергии в Казахстане осуществляют свыше 2500 теплоисточников, из них 118 мощностью свыше 100 Гкал/ч и источники индивидуальных потребителей.

Тепловые источники в централизованных и локальных системах теплоснабжения разделяются на теплоэлектроцентрали (далее – ТЭЦ) и котельные.

На момент 1 января 2023 года в Казахстане функционируют 37 ТЭЦ, 15 из которых находятся в государственной собственности (города Семей, Костанай, Кентау, Уральск, Аркалык, Шахтинск, Астана, Кызылорда, Тараз, Актау, Алматы).

Общая установленная мощность тепловых источников составляет 43231 Гкал/ч. Располагаемая мощность теплоисточников составила 37566,7 Гкал/ч.

Производство тепловой энергии в 2022 году по Казахстану составило 94 млн Гкал/ч (2020 год – 91 млн Гкал/ч, 2021 год – 93 млн Гкал/ч).

Видами топлива выработки тепловой энергии являются уголь казахстанских месторождений (~80 %), природный газ (~15 %) и мазут (~ 5 %).

## **Передача тепловой энергии**

Общая протяженность тепловых сетей в двухтрубном исчислении по республике составляет порядка 12680 км. При этом около 49,2 % или 6246 тыс. км сетей требуют замены. Средний износ тепловых сетей составляет 57 %.

Сектор теплоснабжения характеризуется от производства до потребления тепловой энергией низким коэффициентом полезного действия (в среднем 75 % для котлов, 58 % – для всей системы), высокими выбросами и потерями тепла (18-42 % на этапе транспортировки и распределения тепла).

## **Снабжение тепловой энергией**

Сектор снабжения тепловой энергией представлен ЭСО, которые осуществляют покупку тепловой энергии у теплопроизводящих организаций и последующую еѲ продажу потребителям. В большинстве регионов энергопередающие организации осуществляют деятельность по энергоснабжению. Энергоснабжение тепловой энергией осуществляется только в системах централизованного и локального теплоснабжения.

Системы централизованного теплоснабжения на базе ТЭЦ получили наибольшее развитие в Северной зоне Казахстана – 64 % от суммарной располагаемой тепловой мощности ТЭЦ РК, в Южной зоне – 19 %, в Западной зоне – 17 %.

Основное количество теплоэнергетических организаций находится на балансе местных исполнительных органов и вследствие недостаточности тарифных средств предусмотрена возможность выделения субсидий из бюджета в целях обеспечения безопасного прохождения отопительного сезона.

## **2.6 Цифровизация отрасли**

Цифровизация отрасли затрагивает все уровни электроэнергетической отрасли: генерацию, передачу, распределение, снабжение, потребление и системное оперирование.

На начало 2023 года внедренными элементами Smart Grid (Умные сети) в Казахстане являются системы автоматического регулирования частоты и мощности (АРЧМ), автоматизированная система коммерческого учета электроэнергии (АСКУЭ), системы мониторинга и управления подстанцией (СМиУ), автоматизированная система управления технологическим процессом (АСУТП), централизованная система противоаварийной автоматики (ЦСПА), система диспетчерского управления и сбора данных (SCADA/EMS), система мониторинга и управления на основе синхροфазорных технологий (WAMS/WACS, Wide Area Monitoring System/Control), геоинформационная система (ГИС), биллинговая информационная система (БИС), система балансирующего рынка электроэнергии (СБРЭ), системы мониторинга и диагностики оборудования подстанции (СМ ПС), волоконно-оптическая линия связи (ВОЛС), система гибкой передачи переменного тока (FACTS, Flexible Alternating Current Transmission System), частично интеллектуальные счетчики электроэнергии (Smart Meter).

Однако вышеперечисленные технологии внедрены не на всех уровнях производства, передачи и потребления электрической энергии и/или с ограниченным их охватом.

## **2.7 Рынки электроэнергетической отрасли**

В Казахстане действуют оптовый и розничный рынки.

Оптовый рынок электрической энергии и мощности состоит из оптового рынка электрической энергии, балансирующего рынка электрической энергии, рынка электрической мощности, рынка системных и вспомогательных услуг (рисунок 1).

Оптовый рынок электрической энергии включает в себя децентрализованный и централизованный рынки купли-продажи электрической энергии, функционирующие на основе заключаемых между участниками рынка договоров по ценам и условиям поставки, устанавливаемым соглашением сторон и по итогам централизованной торговли электрической энергией на спотовых торгах электрической энергией на среднесрочный и долгосрочный периоды.

Балансирующий рынок электрической энергии более 15 лет функционирует в имитационном режиме, то есть без осуществления финансовых взаиморасчетов (реальных денежных взаиморасчетов за дисбалансы).

Рынок электрической мощности представляет собой модель рынка с Единым закупщиком, осуществляющим централизованную покупку и продажу услуги по поддержанию и обеспечению готовности электрической мощности соответственно. Рынок мощности функционирует в условиях долгосрочных договоров в рамках инвестиционных соглашений с уполномоченным органом, а также краткосрочных договоров с энергопроизводящими организациями, в составе которых ТЭЦ, и по



итогах конкурентного отбора (на централизованных торгах) среди существующих энергопроизводящих

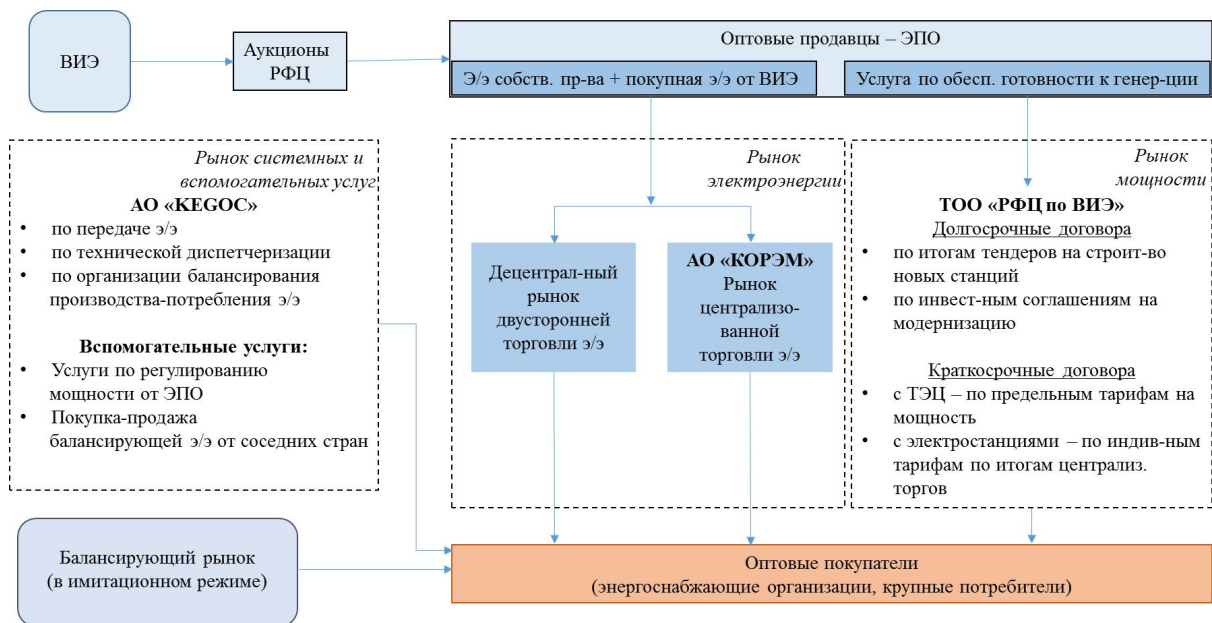


Рис. 1 – Оптовый рынок

организаций за право продать свою услугу по мощности на предстоящий календарный год.

Рынок системных и вспомогательных услуг функционирует как рынок услуг, оказываемых системным оператором субъектам оптового рынка электрической энергии по передаче, технической диспетчеризации, организации балансирования производства-потребления электрической энергии, резервированию мощности, а также услуг, приобретаемых системным оператором у субъектов оптового рынка электрической энергии для обеспечения необходимых объемов и структуры регулировочных резервов электрической мощности, регулирования активной и реактивной мощностей, по запуску энергосистемы из обесточенного состояния.

### Оптовый рынок электрической энергии

В настоящее время энергопроизводящая организация реализует электрическую энергию не выше отпускной цены, определяемой как сумма предельного тарифа на электрическую энергию энергопроизводящей организации и надбавки на поддержку использования возобновляемых источников энергии. При этом величины предельных тарифов не индексируются на уровень инфляции. Вместе с этим установление с 2019 года индивидуального ценового регулирования для энергопроизводящих организаций минимизировало и практически полностью исключило условия конкуренции между ними.



Объем предложения	1042	480	221	962	165	26006	17334	1425	2338	2066
Продавцы, кол.	6	8	4	5	5	19	8	8	5	5
Объем спроса	539	1163	631	1400	398	126614	293118	36995	31005	9561
Покупатели, кол.	26	39	24	20	12	84	82	69	39	50
Объем сделок	98	345	190	794	109	21049	17598	749	2460	1254
V спрос к V предложению	52%	243%	285%	145%	241%	5 раз	17 раз	26 раз	13 раз	4,6 раз
Сделки / спрос	18%	30%	30%	57%	27%	17%	6%	2%	8%	13%
Западная зона ЕЭС РК										
Объем предложения	0	0	0	107	762	0	0	0	0	0
Продавцы	0	0	0	1	1	0	0	0		0

кол									0	
Объем спроса	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Покупатели, кол	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Объем сделок	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Успешность предложения	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %
Сделки / спрос	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %

В 2022 году на централизованных спот-торгах в Северной-Южной зоне ЕЭС РК спрос составил – 398 млн кВтч, предложение – 165 млн кВтч, объем сделок – 109 млн кВтч, в Западной зоне спрос отсутствует, предложение – 762 млн кВтч, сделок не состоялось.

Анализ функционирования рынка централизованной торговли показывает, что энергопроизводящие организации в целом не заинтересованы в участии на рынке в связи с высокой концентрацией вертикально интегрированных энергетических компаний в Казахстане, они не стремятся к прямой и открытой конкуренции между собой, поделив рынок (потребителей).

### **Розничный рынок электроэнергии**

Розничный рынок электрической энергии – система отношений, функционирующая на основе публичных договоров энергоснабжения между субъектами розничного рынка электрической энергии вне оптового рынка.

Розничный рынок электроэнергии в современном виде возник в 2004 году, когда, в дополнение к оптовому рынку, была проведена либерализация данного сегмента рынка электроэнергии. В этих целях, в частности, было осуществлено разделение

деятельности региональных электросетевых компаний по передаче электроэнергии от деятельности по энергоснабжению и создание ЭСО в виде юридически обособленных предприятий.

Внедрение конкурентной модели рынка предполагала, что в частном порядке будут созданы ЭСО, которые будут конкурировать с гарантирующими поставщиками и между собой за поставку электроэнергии розничным потребителям, и таким образом на рынке будет обеспечена конкуренция.

Как видно, на рынке создано множество частных ЭСО, однако еще не удалось до конца организовать оптимальную структуру товарного рынка для развития конкуренции между ЭСО.

При этом развитие конкуренции на розничном рынке между ЭСО концептуально ограничивает:

- текущая структура монопольной аффилированности на рынке;
- механизмы ценового регулирования в виде перекрестного субсидирования;
- несформированная активность розничных потребителей, в особенности в вопросе смены поставщиков.

## **2.8 Международный рынок электроэнергии**

В рамках трансграничной торговли электроэнергией Республика Казахстан в настоящее время участвует в создании двух рынков.

1. Общий электроэнергетический рынок Евразийского экономического союза (далее – ОЭР ЕАЭС).

Данный рынок формируется как региональный рынок, основанный на интеграции оптовых рынков электроэнергии 5 государств – членов ЕАЭС, имеющих самый разный дизайн и правила оптовой торговли электроэнергией.

Учитывая особенности национальных рынков, сторонами достигнута договоренность при формировании ОЭР ЕАЭС сохранить существующие национальные электроэнергетические рынки.

Способами осуществления взаимной торговли электрической энергией между участниками общего электроэнергетического рынка Союза будут:

- свободные двусторонние договоры;
- централизованные торги срочными контрактами (неделя, месяц, квартал, год);
- централизованные торги на сутки вперед;

урегулирование почасовых отклонений фактических сальдо-перетоков электрической энергии от плановых значений.

Возможности каждого субъекта внутренних оптовых рынков государств – членов при участии в ОЭР ЕАЭС в первую очередь будут зависеть от энергетической

стабильности в странах-участницах и экономической ситуации в мире, развития генерирующих мощностей, и конечно же проводимой политики в области электроэнергетики.

2. Региональный рынок электроэнергии стран Центральной Азии (CAREM – Central Asia Regional Electricity Market).

В рамках проекта предоставляется техническое содействие пяти государствам Центральной Азии (далее – ЦА) и поддерживается наращивание их потенциала по формированию регионального рынка. Ожидается, что такой рынок усилит энергетическую безопасность региона, привлечет частные инвестиции в энергетический сектор каждой из стран и внесет вклад в экономический рост, а также позволит наладить торговлю электроэнергией между Центральной Азией, Афганистаном и Пакистаном.

Основная цель и выгоды Регионального рынка электроэнергии Центральной Азии заключаются в повышении эффективности рынков электроэнергии за счет:

оптимизации использования первичных энергетических ресурсов;

повышения надежности и эффективности соответствующих энергосистем за счет совместного использования резервов и поддержки в экстренных ситуациях;

улучшения условий для интеграции в энергосистемы постоянно растущих объемов нестабильной генерации на основе ВИЭ за счет объединения балансирующих ресурсов.

Важным обстоятельством для интеграции рынков электроэнергии стран ЦА является то, что энергетические системы Казахстана, Кыргызстана, Таджикистана и Узбекистана уже объединены, а Туркменистан намерен присоединиться к Объединенной энергосистеме ЦА после отсоединения в 2003 году.

## **2.9 Вопросы профессиональных кадров**

В электроэнергетической отрасли сохраняется низкий уровень оплаты труда производственного персонала, в связи с чем наблюдается отток квалифицированных кадров в смежные отрасли, где в большинстве регионах уровень заработной платы выше в 1,5 – 3 раза.

### **Диаграмма 4 – Средняя заработная плата**

Диаграмма 4 отображает сводную информацию по средней заработной плате производственного персонала ТЭЦ в сравнении со средними заработными платами по региону и в промышленном секторе по региону.

В сравнении со средней заработной платой по региону удовлетворительные уровни заработной платы производственного персонала ТЭЦ только в г. Алматы, Алматинской, Восточно-Казахстанской, Костанайской, Павлодарской и Северо-Казахстанской областях.

В остальных 2 городах республиканского значения и 12 регионах средняя заработная плата на ТЭЦ не достигает уровня средней заработной платы по региону. При этом критичная ситуация в Кызылординской (44 % от уровня по региону) области и области Абай (49 % от уровня по региону).

В сравнении со средней заработной платой в промышленном секторе по региону удовлетворительные уровни заработной платы производственного персонала ТЭЦ только в г. Алматы, Алматинской, Костанайской, Павлодарской и Северо-Казахстанской областях.

В остальных 2 городах республиканского значения и 13 регионах средняя заработная плата на ТЭЦ не конкурирует с уровнем средней заработной платой в промышленном секторе по региону. При этом критичная ситуация в Атырауской (30 % от уровня промышленного сектора по региону), Западно-Казахстанской (34 % от уровня промышленного сектора по региону) и Мангистауской (37 % от уровня промышленного сектора по региону) областях.

#### Диаграмма 5 – Дефицит кадров ЭПО

Согласно опросу ЭПО, существует недостаток кадров, что также негативно влияет на надежное функционирование организации. На диаграмме 5 отражена информация по дефициту производственного персонала на станциях по стране на конец 2022 года. При этом у АО "Актобе ТЭЦ", АО "Риддер ТЭЦ", ТОО "Степногорская ТЭЦ", АО "Павлодарэнерго" (ТЭЦ-3), ГКП "Теплокоммунэнерго", ТОО "Экибастузэнерго" наибольший дефицит рабочего персонала.

### 2.10 Основные проблемы электроэнергетической отрасли

Высокие показатели аварийности. В 2022 году на электростанциях произошло 1789 технологических нарушений, что на 23 % больше по сравнению с 2021 годом (1456). Стоит учесть крупные аварии, случившиеся на Петропавловской ТЭЦ-2, Экибастузской, Риддерской ТЭЦ.

На электрических сетях произошло 20017 технологических нарушений, что на 48 % больше по сравнению с 2021 годом (13525).

Главным фактором роста показателей аварийности и уровня износа основного оборудования являются:

- отсутствие ответственности акционеров (учредителей) и первых руководителей энергопредприятий за качество проводимых ремонтных кампаний;

- снижение квалификации уполномоченных органов и сотрудников энергетических компаний и в целом производственной дисциплины;

- снижение инвестиционной привлекательности отрасли, и как следствие ограничение возможности проведения реконструкций, модернизаций и капитальных ремонтов энергетических активов, что привело к их физическому и моральному износу.

Дефицит электрической энергии и мощности. В связи с недостаточностью генерирующих мощностей, согласно Прогнозным балансам электрической энергии и мощности на 2023 – 2029 годы (утвержден приказом № 20 от 20.01.2023), прогнозируется дефицит:

электрической энергии: в 2023 году – 0,8 млрд кВтч, 2024 году – 1,6 млрд кВтч, 2025 году – 1,6 млрд кВтч, 2028 году – 1,3 млрд кВтч, 2029 году – 5,5 млрд кВтч;

электрической мощности: в 2023 году – 1414 МВт, 2024 году – 1239 МВт, 2025 году – 1354 МВт, 2026 году – 454 МВт, 2027 году – 1184 МВт, 2028 году – 2158 МВт, 2029 году – 3076 МВт.

При этом ряд запланированных проектов по вводу новых мощностей реализуются с отставанием более 5 лет, либо вовсе приостановлены.

Необходимость создания целостности энергосистемы. С вводом новых генерирующих мощностей необходимо усиление и развитие национальной электрической сети и задействование потенциала регулировочной мощности запада страны.

Слабое развитие теплоэнергетики. Несмотря на социальную важность не осуществляется должное развитие теплоэнергетики страны. На начало 2023 года техническое состояние тепловой инфраструктуры многих регионов находится в неудовлетворительном состоянии, не решены правовые пробелы отраслевого законодательства, регулирующего отношения в сфере теплоэнергетики и вопросы контроля. Отсутствуют схемы (планы) развития теплоснабжения в регионах. Кроме того, рынок характеризуется низкими тарифами на тепловую энергию, низкой инвестиционной привлекательностью, отсутствием квалифицированных кадров. Вместе с этим на местах существует проблема с отсутствием полной и достоверной информации о техническом состоянии и производительности централизованных систем теплоснабжения, что не позволяет оценить состояние отрасли для качественного планирования и развития.

Недостаточный уровень цифровизации отрасли. На начало 2023 года низкий уровень (ограниченный охват) цифровизации и автоматизации в процессах производства, передачи и потребления энергии приводят к:

отсутствию единой системы сбора и верификации надежности данных, преобладанию ручного сбора данных;

низкой наблюдаемости электрических режимов в реальном времени и ограничиванию эффективности управления энергосистемой;

ограничению потребителей в управлении режимами собственного энергопотребления.

Ограничения на пути достижения экологических обязательств. В стране в целях достижения углеродной нейтральности взят курс на декарбонизацию отрасли. В связи с чем, положено начало исполнения экологических обязательств путем развития



возобновляемых источников энергии (ВИЭ) и альтернативной энергетики. Однако в целях энергетической безопасности, учитывая снижение разведанных запасов природного газа и ограниченность газотранспортной инфраструктуры (темпы ввода газовых станций будут снижены), в среднесрочной перспективе угольные станции сохраняют свое присутствие в секторе генерации. Внедрение наилучших доступных техник (далее – НДТ), автоматизированной системы мониторинга эмиссий в окружающую среду (далее – АСМ), улавливания и хранения углерода, прямого захвата из атмосферы (DAS, Direct Air Capture) являются капиталоемкими, а затраты на данные мероприятия не предусмотрены в существующей методике тарифообразования. Таким образом, в настоящий момент отсутствуют механизм и источник финансирования экологических мероприятий (внедрение АСМ и НДТ, финансовое обеспечение ликвидации последствий эксплуатации объектов I категории). Кроме того, отсутствуют согласованные планы ввода и вывода генерирующих мощностей в долгосрочных перспективах перехода к углеродной нейтральности.

Неэффективная система тарифообразования. Ввиду сдерживания тарифов на протяжении долгого времени, сложился низкий уровень инвестиций в отрасль, что привело к вышеперечисленным проблемам. Решение этих проблем не осуществимо без достаточного объема средств, вливаемых в отрасль, что в свою очередь, требует пересмотра тарифной политики. В современных условиях проведение индексации тарифов на уровень инфляции недостаточно, так как долгие годы происходило искусственное сдерживание тарифов, которое привело к изношенности сетей, а также оттоку квалифицированных кадров из-за низкого уровня оплаты труда. Кроме того, отсутствуют меры поддержки со стороны государства по льготному кредитованию капиталоемких вложений в электроэнергетической отрасли.

Неэффективная система энергетического контроля. В отрасли необходимы мероприятия по повышению эффективности действующей системы энергетического контроля, такие как встречные обязательства, повышение ответственности субъектов энергокомплекса и их первых руководителей, принудительное исполнение предписаний, прозрачность процедур проводимых закупок энергопредприятий и субъектов естественных монополий (далее – СЕМ).

Необходимость развития модели оптового рынка. Существующая модель оптового рынка имеет следующие пробелы: спекулятивные операции при покупке и продаже электроэнергии, непродуктивные посредники, отсутствие равного и недискриминационного доступа к электрической энергии, функционирование балансирующего рынка в имитационном режиме, отсутствие на рынке мощности обязательства энергопроизводящих организаций по целевому использованию средств, рынок системных и вспомогательных услуг не развит и практически полностью завязан на импортных поставках, сохраняется высокая концентрация вертикально-интегрированных компаний.

Отсутствие институциональной базы. На начало 2023 года сложилась слабая институциональная основа отрасли энергетики, в части отсутствия Института развития энергетики для проведения аналитической работы, выработки стратегии и предложений по совершенствованию законодательства. Кроме того, отсутствуют инвестиционные поддержки для проведения исследований и новых разработок.

Низкий уровень заработной платы и недостаток квалифицированных кадров в отрасли. Одним из критических проблем электроэнергетической отрасли является низкий уровень оплаты труда производственного персонала. В связи с этим наблюдается резкий отток квалифицированных кадров в смежные отрасли. Следует отметить, что фонд оплаты труда энергопредприятий ограничен тарифной сметой, и соответственно тарифами.

### **Выводы анализа проблем и тенденций**

Большинство проблем являются общими для отдельных областей электроэнергетики и носят межотраслевой характер, к ним относятся:

#### **1) Техническое состояние и ограничения:**

прогнозируемый дефицит электрической энергии и мощности;

высокий уровень износа, и как следствие, высокая аварийность энергетических активов ЕЭС РК (генерирующих и энергопередающих);

ограничение пропускной способности между отдельными энергоузлами НЭС и изолированность западной зоны ЕЭС РК;

низкий уровень цифровизации и автоматизации отрасли.

#### **2) Инвестиционные издержки:**

снижение инвестиций в энергоактивы из-за действующей системы тарифного регулирования, что также не дает стимулов для снижения собственных издержек и повышения эффективности;

отсутствие долгосрочной государственной политики тарифообразования, учитывающей индексацию тарифов на уровень инфляции;

отсутствие мер поддержки со стороны государства по льготному кредитованию капиталоемких вложений в электроэнергетической отрасли.

#### **3) Рыночные недостатки:**

противоречия между рыночной основой правил и дизайна рынка электроэнергии и политикой ценового регулирования рыночных сегментов (производства и снабжения электроэнергией).

#### **4) Регуляторные проблемы:**

большое количество энергопередающих организаций;

отсутствие независимого Совета рынка.

#### **5) Ограничения на пути достижения экологических обязательств:**

несогласованность экологической политики и политики тарифного регулирования отрасли;

отсутствие механизмов и источников финансирования экологических мероприятий (внедрение АСМ и НДТ, финансовое обеспечение ликвидации последствий эксплуатации объектов I категории);

отсутствие согласованных планов ввода и вывода генерирующих мощностей в перспективе перехода к углеродной нейтральности.

6) Институциональные вопросы:

отсутствие института и (или) научно-технического совета по развитию электроэнергетической отрасли (проведение аналитической работы, экономического моделирования и расчетов влияния электроэнергетической отрасли на экономику, выработка предложений по совершенствованию законодательства и стратегического видения отрасли).

7) Социально-экономические вопросы:

ухудшение в целом производственной дисциплины энергокомпаний;

низкая оплата труда в отрасли и соответственно нехватка кадров;

снижение квалификации государственных органов и сотрудников энергетических компаний.

### **Раздел 3. Обзор международного опыта**

#### **3.1 Модели рынка электроэнергии**

Обобщая мировой опыт реформирования электроэнергетики, можно выделить четыре базовых модели функционирования электроэнергетической отрасли:

1) вертикально-интегрированная модель – цикл от производства до сбыта электроэнергии осуществляется в рамках интегрированной компании, при этом сбыт осуществляется по регулируемым тарифам;

2) модель независимых производителей – по сути вертикально-интегрированная модель при условии существования конкуренции производителей;

3) модель единого закупщика – конкуренция производителей за получение контракта на поставку электроэнергии единому закупщику, который по регулируемым тарифам реализует электроэнергию сбытовым компаниям;

4) конкурентная модель – конкуренция производителей электроэнергии в рамках оптового рынка электроэнергии, основными покупателями на котором являются сбытовые компании, непосредственно осуществляющие взаимодействие с потребителем.

Каждая из перечисленных моделей обладает как преимуществами, так и недостатками, сочетание которых в сочетании с внутренними факторами, характерными для той или иной страны влияет на выбор целевой модели функционирования отрасли электроэнергетики. Преимущества и недостатки каждой из четырех моделей представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Преимущества и недостатки моделей электроэнергетики

Модели	Преимущества	Недостатки
Вертикально-интегрированная модель	сохранение сложившейся структуры; возможность контроля за ценами – предсказуемость для потребителей и государства	отсутствие экономических стимулов для повышения эффективности; необходимость государственного участия в финансировании отрасли либо перекладывания расходов на потребителей
Модель независимых производителей	привлечение частных инвесторов при минимальных структурных изменениях; возможность контроля за ценами – предсказуемость для потребителей и государства	необходимость для привлечения в отрасль частного капитала государственных гарантий в части уровня цен и политики в части других составляющих рынка
Модель Единого закупщика	привлечение частных инвесторов при ограниченных структурных изменениях; возможность контроля за ценами; предсказуемость для потребителей и государства	необходимость обеспечения прозрачности работы "единого закупщика"; возникновение кассового разрыва у энергопроизводящих организаций ввиду несвоевременного получения платы за электроэнергию от "единого закупщика"
Конкурентная модель	привлекательность для частных инвесторов; наличие стимулов для повышения эффективности; стимулирование саморазвития отрасли	отсутствие возможности контроля за ценами; необходимость значительных структурных преобразований; коррекция уровня цен до экономически обоснованного уровня

Модели организации экономических отношений в электроэнергетике разных стран строились в соответствии с основной целью и исходя из наличия начальных экономических условий (достаточность генерирующих мощностей, относительный объем производства электроэнергии, уровень интеграции передачи внутри страны с соседними странами, соотношение цен на оптовом рынке с экономической стоимостью, доступ к фондовому рынку и др.), а в зависимости от причин реструктуризации выбирались его конкретные пути и направления.

Конкретные пути рыночных преобразований электроэнергетики в разных странах различны. Вместе с тем каждая из стран решала общие принципиальные задачи, без которых реструктуризацию невозможно было бы осуществить. К таким задачам относятся: технология передачи электроэнергии в частные руки, определение видов независимых рыночных субъектов, выбор формы организации рынка электроэнергии, разработка механизма торговли и расчетов на рынке электроэнергии, определение степени, формы и методов регулирования рынка электроэнергии.

Переход к рыночной, в той или иной степени конкурентной модели функционирования и развития национальной энергетики сопряжен с определенными проблемами, с необходимостью решения которых, так или иначе, сталкивается каждая из стран, вставших на путь реструктуризации предприятий отрасли электроэнергетики:

- разделение отрасли по функциям, т.е. отделение выработки электроэнергии от ее транспортировки и распределения;

- создание конкурентного рынка генерации;

- формирование инфраструктуры электроэнергетического хозяйства;

- применение более сдержанной политики государственного регулирования;

- регулирование цены только через ограничение ее сверху, отход от регулирования посредством ограничения нормы прибыли;

- отделение функции передачи электроэнергии от ее распределения и сбыта;

- постепенное создание условий для конкуренции в области торговли электроэнергией;

- привлечение иностранных инвестиций в национальную электроэнергетику;

- создание независимых системных операторов.

Решение проблем и выбор пути реструктуризации предприятий в электроэнергетике отдельной страны преимущественно связан не только с национальной спецификой, но также с инвестиционными возможностями каждого конкретного отдельно взятого государства.

В результате проведенного анализа сущности и содержания процессов реструктуризации национальных энергетических компаний на основе функционального разделения и внедрения конкурентного механизма его существования и развития, можно сделать вывод о том, что в современный период в той или иной степени сложился оптовый рынок электроэнергии, и в большинстве стран достигнуты позитивные результаты, такие как повышение надежности электроснабжения потребителей, рост эффективности функционирования электроэнергетики и снижение цен на продукцию отрасли.

Таким образом, исходя из мирового опыта, в Казахстане будет реформирована модель оптового рынка электрической энергии.

### **3.2 Опыт организации и функционирования саморегулируемых организаций в электроэнергетике**

Международный опыт четырех саморегулируемых организаций в области электроэнергетики – Российской Федерации, Европейского Союза, штата Техас в Соединенных Штатах Америки (ERCOT – Electric Reliability Council of Texas), а также Североамериканского агентства по надежности электроснабжения Совета (NERC – North American Electric Reliability Corporation) был взят из отчета по совету рынка Казахстана – новой модели, подготовленной компанией TETRA TECH ES, INC для

проекта USAID (United States Agency for International Development) "Энергетика Центральной Азии".

Совет Рынка (Российская Федерация). Совет Рынка создан в целях обеспечения функционирования коммерческой инфраструктуры рынка электроэнергии, эффективной взаимосвязи оптового и розничного рынков, создания благоприятных условий для привлечения инвестиций в электроэнергетическую отрасль и выработки общей позиции участников оптового и розничного рынков по вопросам электроэнергетики и продвижения саморегулирования на рынке электроэнергии.

Совет Рынка ведет реестр субъектов оптового рынка; разрабатывает формы регламентов оптового рынка, типовых договоров; организует процессы досудебного урегулирования споров (посредничества) между субъектами оптового рынка и другими субъектами электроэнергетики; устанавливает систему и порядок применения имущественных и существующих штрафных санкций к субъектам оптового рынка, включая исключение из Оптового рынка электроэнергии; участвует в подготовке проектов правил оптового и розничного рынков и предложений по их изменению; осуществляет контроль за соблюдением норм и правил оптового рынка субъектами оптового рынка; подтверждает объём производства на основе ВИЭ квалифицированными генерирующими объектами; проводит мониторинг ценовой ситуации на оптовом и розничном рынках; проводит оценки экономических последствий для потребителей на оптовом и розничном рынках электрической энергии (мощности), вызванных возможным выводом из эксплуатации электростанции, в отношении которого собственником подано заявление на вывод из эксплуатации.

ERCOT (Техас, США). В Техасе функционирует энергосистема с десятками присоединённых оптовых и розничных поставщиков электроэнергии, работающих на открытом рынке. ERCOT является независимой некоммерческой организацией, которая управляет работой энергосистемы штата, а также работой оптового и розничного рынков, при этом обеспечивая недискриминационный открытый доступ к системе передачи. ERCOT регулируется комиссией штата по регулированию коммунальных услуг.

Основная ответственность ERCOT заключается в обеспечении балансирования спроса и предложения для обеспечения надежной работы энергосистемы и управления потоком электроэнергии для примерно 26 миллионов населения штата.

ERCOT также обеспечивает сохранение конкурентоспособности на рынке электроэнергии путем мониторинга и управления биржевыми сделками между поставщиками электроэнергии и энергопроизводящими организациями, контролируя соответствие выполняемых операций с установленными ERCOT правилами и положениями. Кроме того, как и на других организованных рынках, у ERCOT есть назначенный наблюдатель за рынком, роль которого заключается в оценке конкурентоспособности рынка, потенциальных или фактических злоупотреблениях со

стороны участников рынка и выработке рекомендаций по улучшению функционирования рынка. Кроме того, регулирующие органы также следят за рынком, чтобы гарантировать справедливость и разумность результатов, включая цены, полученные на рынке.

По состоянию на апрель 2021 года ERCOT заявляет, что финансируется за счет тарифа за системное администрирование в размере 55,5 центов за МВтч, что составляет 0,0555 центов за кВтч. Для большинства техасцев это означает, что около 50-60 центов от счета за электроэнергию ежемесячно идут на финансирование ERCOT.

NERC (Североамериканская корпорация по надежности электроснабжения). NERC – это международная организация, созданная для обеспечения надежности работы энергосистем Северной Америки на высоковольтном уровне (Bulk Power System или BPS). Ее миссия заключается в обеспечении эффективности и действенного снижения рисков для обеспечения надежности и безопасности работы энергосистемы, для чего она "разрабатывает и применяет стандарты надежности; ежегодно оценивает сезонную и долгосрочную надежность; осуществляет мониторинг энергосистем на высоковольтном уровне, а также проводит обучение, подготовку и сертификацию отраслевого персонала". Зона ответственности NERC охватывает континентальную часть США, Канаду и северную часть штата Баха Калифорния в Мексике. NERC является организацией по обеспечению надежности электроснабжения (ERO – Electric Reliability Organisation) в Северной Америке, надзор за деятельностью которой осуществляют Федеральная комиссия по регулированию энергетики США (далее – FERC) (Federal Energy Regulatory Commission) и государственные органы Канады. В юрисдикцию NERC входят потребители, владельцы и операторы систем высоковольтного электроснабжения, которые обслуживают почти 400 миллионов человек.

Ежегодный бизнес-план и бюджет NERC подлежит утверждению FERC, и после утверждения ежегодное финансирование NERC обеспечивается в основном за счет взносов организаций, обслуживающих потребителей. Эти взносы распределяются по принципу "спроса на электроэнергию". Аналогичные механизмы финансирования предусмотрены в Канаде в соответствии с конкретными законами и правилами каждой провинции. Требования к финансированию региональных организаций рассматриваются отдельно в соответствующих бизнес-планах и бюджетах, которые должны быть рассмотрены и утверждены NERC и FERC. Начисления на региональные организации в США включены в общие начисления NERC для обслуживающих потребителей организаций. NERC также финансируется за счет финансирования третьими сторонами, оплат за обучения, тестирования, семинары, услуг программного обеспечения и вычета процентов от штрафов за нарушение надежности электрических сетей.

Nord Pool (Северная Европа). Группа Nord Pool обеспечивает работу ведущего европейского рынка электроэнергии в части торговли электроэнергией, клиринга, заключения договоров и предоставления сопутствующих услуг на рынках на сутки вперед и внутрисуточных рынках в 16 европейских странах. Межсистемные связи между Северными странами, Европейским континентом и Балтикой позволили создать крупный рынок, что повысило надежность энергоснабжения, а также открыло доступ к различным источникам выработки энергии. Около 360 предприятий из 20 стран торгуют на рынках Nord Pool в Северном и Балтийском регионах, Соединенном Королевстве (Великобритании), Центральной Западной Европе (охватывающей Австрию, Бельгию, Францию, Германию, Люксембург и Нидерланды) и Польше.

Nord Pool относится к рынкам, где торгуется только электроэнергия (рынки без торговли мощностью), в отличие от рынков, в которых существует оплата и торговля мощностью, как, например, в России. На рынках электроэнергии Nord Pool потребители не платят за наличие генерирующих мощностей, а поставщики электроэнергии не получают платежей за мощность.

Рыночная система Nord Pool состоит из четырех независимых рынков – спотового, фьючерсного, опционного и базового. Скандинавский рынок электроэнергии имеет следующие особенности: единые правила торговли, отсутствие трансграничных пошлин на покупку и продажу электроэнергии, торговля электроэнергией на централизованном рынке в двух формах (физические поставки электроэнергии, то есть прямые поставки электроэнергии от производителя к потребителю, и финансовые инструменты).

В Казахстане с учетом мирового опыта будет реформирован и усовершенствован Совет рынка.

### **3.3 Цифровизация**

#### **Интернет вещей**

По оценкам PricewaterhouseCoopers (PwC), при внедрении интернета вещей в сетевом комплексе электроэнергетики России следует фокусироваться на улучшении контролируемости подстанций, линий электропередачи и других элементов сети за счет дистанционного мониторинга. Такие проекты помогут снизить затраты на эксплуатацию и ремонт, параллельно предотвращая технологические и коммерческие потери.

Что касается сферы производства электроэнергии, то там применение Internet of Things (далее – IoT) (интернет вещей) позволит уменьшить расход топлива, на закупки которого в настоящее время приходится более половины операционных затрат станций. Общий же экономический эффект от внедрения IoT в электроэнергетике до 2025 года, по прогнозам экспертов, достигнет 532 млрд руб., из которых 180 млрд составят предотвращенные потери энергии.



Решения на основе IoT в сфере энергетики все чаще сочетаются с функционалом искусственного интеллекта (далее – ИИ) и машинного обучения для обработки и анализа массивов больших данных, генерируемых в процессе работы оборудования. Технологии помогают выявить неочевидные закономерности в работе объектов, буквально "услышать" предприятие и выстроить на основе этой информации диалог на новом уровне. В мировой практике уже появляются электростанции, способные эффективно контролировать и управлять основными рабочими процессами в полностью автономном режиме с помощью инструментов сбора и анализа данных. К примеру, возможностей ИИ и машинного обучения вполне достаточно, чтобы справиться с мониторингом и настройкой газовых турбин – уже на тысячах предприятий по всему миру эти задачи так или иначе автоматизированы.

Из примеров успешных IoT-проектов в российской электроэнергетике можно привести проект в "Интер РАО Электрогенерация". Внедренная в компании система сбора, передачи и расчета технологической информации помогает сокращать пережоги топлива и повышает надежность работы. Срок окупаемости проекта оценивается в 5–7 лет с учетом того, что система позволяет экономить на топливе 130 млрд руб ежегодно.

Там, где отсутствует техническая возможность установки датчиков, задача решается за счет снабжения персонала системами eSOMS (electronic Shift Operations Management System, электронная система управления сменой по эксплуатации). Корпорация "Росэнергоатом" внедрила такие решения на Смоленской и Воронежской атомной электростанции (далее – АЭС), где с их помощью удалось оптимизировать задачи обхода объектов, составления отчетов и сверки исторических данных с возможностью создания прогнозных моделей.

### **Роботизация**

В электроэнергетике растут инвестиции в создание нового уровня безопасной рабочей среды для персонала электростанций, и одно из передовых направлений здесь – ввод в коммерческую эксплуатацию роботов, устойчивых к экстремальным условиям труда и управляемых дистанционно. Подобные решения также завязаны на технологиях ИИ/IoT, а в последнее время к их возможностям добавляется функционал дополненной реальности, с помощью которого изображение с камер на работе получает интерактивную составляющую.

На Западе разрабатываются и внедряются роботы, выполняющие функции диагностики и обслуживания высоковольтных линий электропередач. Такие механизмы подвешиваются к проводам линии, а их действиями с земли с помощью контроллера управляет оператор. Роботы снабжены датчиками и видеокамерами, позволяющими выявлять проблемные участки на проводах.

В районах с длительным зимним периодом используются роботы-очистители, убирающие с линий электропередач снег и наледь, причем некоторые модели способны раскручивать и закручивать болты и гайки, снимать с проводов инородные предметы.

Роботизируются и АЭС: например, роботам отдают задачи проверки первичных контуров реакторов с помощью ультразвука.

### **Умные сети (Smart Grid)**

Проблема непрерывной работы электросетей остается нерешенной во всем мире: даже в относительно благополучных в этом смысле странах 100 %-ной отказоустойчивости сетей достичь не удастся. В США этот показатель составляет 99,97 %, всего несколько сбоев за год могут привести к убыткам в \$100-150 млрд.

Для решения этой проблемы используются технологии семейства Smart Grid – "умная электросеть". По сути, это менее централизованная, более управляемая автоматизированная инфраструктура, построенная на основе нескольких активно развиваемых сегодня концептов. В их числе – продвинутая инфраструктура для учета потребления и различные решения для визуализации распределения нагрузок и доступного ресурса сети в реальном времени.

В Евросоюзе принятая концепция Smart Grid предполагает полную интеграцию распределенной малой генерации в энергосистемы с использованием современных телекоммуникационных и информационных технологий. Также имеются трактовки концепции Smart Grid с акцентом на распределительных электрических сетях, включающих распределенную генерацию с формированием активных и адаптивных свойств сетей за счет развития распределенной системы адаптивной автоматики, широкого использования компьютерных технологий и современных систем управления

Одними из основных свойств энергосистем в концепции Smart Grid являются самовосстановление при аварийных возмущениях и сопротивление негативным влияниям.

Два наглядных и результативных примера освоения концепции Smart Grid – Jeju Smart Grid Demonstration Project в Южной Корее и Smart Grid Smart City (SGSC) в Австралии.

Jeju Smart Grid Demonstration Project. Южная Корея импортировала до 97 % энергии, а климатические особенности страны усиливали потребность в автономии: осенью у прибрежных районов проходят тихоокеанские тайфуны, чаще всего – у побережья острова Чеджу. Jeju Smart Grid Demonstration Project запущен в 2009 году и тестировался до 2013 года на острове Чеджу, солнечный и ветреный климат которого делает остров идеальным местом для воплощения концепции Micro Grid. За проектом, охватывающим 6 тыс. домов, наблюдает корейское министерство торговли, промышленности и энергетики (MOTIE). К 2030 году остров планируют сделать нейтральным в отношении выбросов CO<sub>2</sub> и энергонезависимым. В реализации проекта принимают участие 169 компаний.

Ожидается, что при выполнении намеченных планов к 2030 году Южная Корея будет производить 11 % всей своей энергии из ВИЭ (по сравнению с 2,1 % в 2012 году), устранив 230 млн тонн CO<sub>2</sub>, создаст 50 тыс. рабочих мест, получит 74 трлн вон (\$64 млрд) на внутреннем спросе на новые технологии, сэкономит от 47 трлн вон (\$40 млрд), которые тратятся на импорт энергии, перестанет нуждаться в строительстве новых заводов стоимостью 3,2 трлн вон (\$2,8 млрд) и заработает 49 трлн (\$42 млрд) на экспорте своих разработок.

Smart Grid Smart City (SGSC). Проект Smart Grid Smart City (SGSC) в Австралии разработан и профинансирован правительством Австралии в сотрудничестве с Ausgrid, Energy Australia и их партнерами: IBM Australia, GE Energy Australia, Sydney Water и городским советом Ньюкасла. Финансирование проекта состояло из правительственного гранта в \$100 млн и \$400 млн консорциума проекта. Проект начат в 2010 году и в 2014 году официально завершен.

Анализ результатов действия системы предполагает экономическую выгоду от \$9,5 до 28 млрд за 20 лет, частные потребители будут экономить от \$156 до 2 тыс. в год.

В России технологию Smart Grid внедряют "Россети" в рамках 10 пилотных проектов: это собственное решение компании, которое, как ожидается, позволит сократить потери электроэнергии на 225,3 млн кВтч и достичь уровня оптимизации ремонтов на сумму 35,8 млрд руб.

Одна из первых "цифровых" подстанций (далее – ПС) 110 кВ открылась в Красноярске в 2018 году. ПС выполнена на базе программно-технического комплекса iSAS – интегрированной системы защиты и управления подстанцией для обеспечения релейной защиты, противоаварийной автоматики и АСУ. За счет цифровизации удалось уменьшить количество кабеля различного назначения в 10 раз: со 150-160 км до примерно 15 км. В целом подстанция стоила на 5 % дешевле аналогов предыдущего поколения, а в перспективе, учитывая повышение надежности ее работы за счет высокой степени автоматизации, нового качества мониторинга и управляемости, а также благодаря отсутствию оперативного персонала, за 30 лет эксплуатации ПС должна дать экономический эффект около 75 млн руб.

#### Управление спросом на электроэнергию

Развитие телекоммуникаций, широкое распространение систем автоматизации и автоматики, а также эволюция развитых рынков электроэнергии привели к появлению концепции управления спросом, предполагающей повышение эластичности спроса путем целенаправленного воздействия на оборудование потребителей при возникновении соответствующих экономических или технологических условий.

Самая дешёвая мощность на энергорынке находится у потребителей в виде возможности управления своим спросом, она ничего не стоит рынку с точки зрения инвестиций, но решает текущие задачи, например, по регулированию лучше, чем

любая генерация, не говоря уже о серьезной экономии на строительстве пиковой энергоинфраструктуры, которую может дать управление спросом при достижении определенных масштабов.

Основные цели управления спросом на электроэнергию – уменьшение пиковой нагрузки в энергосистеме, необходимое как для снижения цен на рынке электроэнергии, так и для предотвращения избыточного капиталоемкого строительства электростанций и электрических сетей, оптимизация управления энергосистемой, и интеграция возобновляемых источников энергии.

В управлении спросом могут принимать участие различные виды оборудования промышленных, сельскохозяйственных, коммерческих и бытовых потребителей.

Основные возможности участия в управлении спросом для потребителей связаны со смещением графика потребления на периоды более низких цен, остановам или снижением интенсивности производственного процесса, полным или частичным отключением систем освещения, вентиляции и кондиционирования, а также с использованием собственных источников, включая запуск резервных источников питания или отключение от сети на изолированную работу с покрытием собственного потребления от резервного источника питания.

Потенциал снижения пиковой нагрузки в энергосистеме за счет использования программ управления спросом составляет, по различным оценкам, 10-15 % от величины пиковой нагрузки.

Создание агрегаторов, как новой функции на рынке электроэнергии – это ключевой импульс, обеспечивающий рост объема управляемого спроса, привлечение частных инвестиций и рост конкуренции.

Практика показывает, что важным элементом нормативной конструкции является допуск к работе на рынке независимых агрегаторов: например, на некоторых рынках в США свыше 80 % объема управления спросом предоставляется именно независимыми агрегаторами (82 % в PJM по данным за 2015 год), несмотря на то что поставщики также могут выполнять роль агрегаторов.

### **Автоматизация технического обслуживания и ремонта**

Ремонтные работы и техническое обслуживание объектов (ТОиР) – одна из базовых составляющих бизнес-процессов крупнейших системообразующих компаний в сегменте энергетики. Направление FSA (системы автоматизации сервисного обслуживания в полевых условиях) сегодня можно назвать одним из наиболее динамично развивающихся в электроэнергетике – ИТ-решения в этой сфере позволяют оперативно получать данные о статусе задачи после выезда бригады на объект, избегать дублирования задач при фиксации дефектов сети, усиливать контроль за выполнением работ и удалять типичные недочеты из рабочих процессов сервисных инженеров и ремонтных бригад.

Современные решения в этой области имеют широкие возможности масштабирования и интеграции с другими промышленными информационными системами: ERP, EAM и CMMS, поддерживают совместимость с мобильными платформами (Android, Windows 8.1/10), NFC-совместимы и обеспечивают оперативный обмен данными по любым каналам беспроводной связи в режиме реального времени.

Такую систему в конце 2018 года начало использовать в своей практике ПАО "Кубаньэнерго", подключив к ней около 800 сотрудников.

### **Централизованный мониторинг**

В сегменте теплоэлектростанций и гидроэлектростанций высока востребованность и актуальность решений для централизованного мониторинга технического состояния энергетических блоков, соблюдения правил промышленной безопасности и контроля работы персонала.

Понятно, что диспетчерские залы на таких объектах существовали всегда, но настоящее воплощение концепции централизованного мониторинга стало возможным сравнительно недавно, благодаря развитию протоколов обмена данными (FC, iSCSI и др.), в совокупности позволивших надежно связать территориально удаленные системы мониторинга с центральным пунктом. Важную роль в развитии централизованного мониторинга сыграли и технологии виртуализации, которые позволяют снижать нагрузку на локальные ИТ-ресурсы объекта, а критически важные задачи работы с данными решать в удаленном центре обработки данных.

На основе мирового опыта в Казахстане необходима дальнейшая цифровизация отрасли, в связи с чем будет внедрена "Интеллектуальная энергосистема".

### **3.4 Развитие генерации по видам используемых энергетических ресурсов**

Франция. В ноябре 2021 года было принято стратегическое решение по возобновлению строительства ядерных реакторов в целях обеспечения энергетической безопасности страны и основной акцент на период до 2050 года будет сделан на атомных электрических станциях.

По действующим 56 ядерным реакторам планируется продлить срок эксплуатации до 50 лет, до этого безопасным считался срок в 40 лет. Будут также построены новые шесть реакторов нового поколения EPR-2. Их строительство начнут в 2028 году, а ввод в строй намечен на 2035 год. В проект будет вложено не менее 50,5 млрд евро. Более того, предусмотрено еще восемь таких агрегатов, они появятся позднее.

В части ВИЭ, место которых в энергобалансе Франции пока невелико, акцент будет сделан на солнечной энергетике по сравнению с ветрогенераторами.

Объем получаемой от солнца энергии планируется увеличить в 10 раз, а от ветра – в два раза, для чего будут созданы 50 морских парков ветряных электростанций. Сейчас на АЭС вырабатывается более 70 % всего электричества, потребляемого в стране (

планируется, что будет 80 %). На долю солнца приходится до 2 %, ветра – 8 %, газа и угля – до 9 % от всей генерации. При этом благодаря большим мощностям АЭС, Франция вырабатывает электроэнергии больше, чем потребляет, экспортируя ее в Германию и Италию.

Германия. По оценкам немецкого правительства, в 2022 году страна импортирует около 35 % своего природного газа из России (в 2021 году – 55 %), использует большую его часть для отопления и промышленности.

В 2021 году производство электроэнергии с использованием природного газа составляло около 15 % от общего производства электроэнергии в Германии. В 2022 году отмечается снижение доли газа в производстве электроэнергии. Германия обозначила ряд шагов, которые должны ускорить уменьшение доли газа в энергетическом комплексе и создать запасы на следующую зиму.

Правительство предоставит компаниям возможность расширить использование угольных электростанций, как альтернативного источника энергии, с учетом задержки достижения экологических целей по сокращению выбросов парниковых газов. Закон об использовании угля будет действовать до 31 марта 2024 года, к этому времени правительство надеется создать устойчивую альтернативу российскому газу.

Правительство планирует ввести систему аукционов, которая будет побуждать промышленность к снижению потребления газа. Угольные теплоэлектростанции имеют в Германии общую мощность 45 ГВт и производили примерно треть всей электроэнергии страны. Уже к 2022 году планировалось от энергосети отключить ТЭС мощностью 12,5 ГВт.

Ранее Германия уже приняла решение отказаться к 2022 году от атомной энергетики. Но для того, чтобы страна могла выполнить национальные и международные цели по защите климата, ФРГ должна ускорить переход на экологически чистую электроэнергию. К 2050 году выбросы двуокиси углерода в стране должны составлять 80-95 процентов от показателей 1990 года.

Япония. Япония намерена сокращать энергетическую зависимость, возобновляя работу АЭС, которые были остановлены после аварии на АЭС Фукусима-1 в 2011 году. Были ужесточены требования к атомным объектам, из 30 энергоблоков АЭС работают лишь несколько. До аварии на АЭС в префектуре Фукусима на атомную энергетику в энергобалансе Японии приходилось около 30 %, тогда как сейчас этот показатель составляет около 4 %, а основная нагрузка легла на тепловые электростанции. Правительство страны рассчитывает на частичный перезапуск АЭС в ближайшем будущем.

Япония будет наращивать собственную энергетическую независимость не только за счет АЭС, но и развивая зеленую энергетику, а также диверсифицируя источники поставок энергоносителей.

До 2030 года планируется привлечь 150 трлн иен (1,16 трлн долл. США) новых инвестиций для реализации дорожной карты, включающей следующие инициативы: максимальное использование ориентированного на рост ценообразования на углерод, что повышает предсказуемость для компаний при одновременном содействии росту и инновациям; использование мер поощрения инвестиций, которые интегрируют регулирование, такое как стандарты энергоэффективности, и финансовую поддержку, такую как помощь в продвижении долгосрочных крупномасштабных инвестиций, в качестве пакета; сокращение к 2030 году объемов выбросов парниковых газов на 46 %; достижение углеродной нейтральности к 2050 году.

США. Атомные электростанции США производят более половины безуглеродной электроэнергии, поэтому оказывается поддержка работы этих станций для достижения целей в области экологически чистой энергии. Соединенные Штаты выделяют \$6 млрд на поддержку коммерческих атомных электростанций, находящихся под угрозой закрытия из-за финансовых трудностей.

Британские и американские компании разрабатывают электронную платформу и конструкторские решения по проектам перепрофилирования угольных электростанций в атомные. На ТЭС и ТЭЦ предлагают разместить вместо угольных котлов модульные реакторы и начать переоборудование уже к 2030 году. Планируется, что установка малых модульных реакторов (далее – ММР) на ТЭС и ТЭЦ снизит затраты по сравнению со строительством новых АЭС на 35 %, и первые реакторы появятся к 2027 году, процесс переоборудования можно будет начать с 2030 года. Пока участники проекта планируют работать в США, где угольная генерация уступает только газовой.

По данным Международного агентства по атомной энергии, строительство ММР является наиболее перспективным вариантом развития атомной энергетики. Основными преимуществами ММР, мощность которых составляет до 300 МВт на энергоблок, являются оперативность строительства (в зависимости от технологии 3-5 лет), компактность (необходимая площадь около 6 га), экономичность (перегрузка топлива каждые 3-7 лет, в некоторых случаях до 30 лет), утилизация (меньше затрат на утилизацию).

Китай. Китай, который занимает первое место в мире по выбросам в атмосферу углекислого газа, одновременно является и ведущим инвестором в альтернативные источники энергии. В 2016 году примерно две трети от всего объема электроэнергии в Китае было произведено из угля, а четверть получено из экологически чистых источников, доля АЭС в общем объеме производства электроэнергии составила 3,4 процента. Только за последний год Китай увеличил суммарную мощность атомных электростанций с 27 до 34 ГВт – это самый значительный рост за всю историю страны.

Цель китайского руководства: 110 АЭС в 2030 году мощностью 130 ГВт, что позволит реализовать планы по сокращению выбросов в атмосферу парниковых газов. Для этого Пекин ежегодно будет вводить в эксплуатацию от четырех до шести новых

реакторов. Произведенные в Китае реакторы будут размещены не только на территории самой КНР, но и в сопредельных государствах – вдоль так называемого нового "Шелкового пути", проходящего через страны Центральной Азии и Пакистан.

Индия, Пакистан и Южная Корея. Другие страны региона также не спешат отказываться от мирного атома. Индийская экономика растет на 6-7 процентов в год, однако перебои в подаче электроэнергии и устаревшая инфраструктура мешают развитию страны. Как и Пекин, Дели также делает упор на развитие альтернативной энергетики. В то же время политическая элита страны убеждена в том, что Индия должна использовать все возможности для производства электроэнергии, в том числе и атомные электростанции. В мае индийское правительство приняло решение о строительстве десяти новых реакторов. На данный момент на территории страны работает 21 АЭС.

С перебоями электроснабжения и устаревшей инфраструктурой борется и соседний Пакистан. Сейчас в стране эксплуатируются четыре небольших реактора; до 2030 года правительство планирует построить еще семь. В возведении новых АЭС будет участвовать и Китай.

В то же время на небольшой территории Южной Кореи сейчас действуют целых 25 АЭС. Еще три находятся в стадии строительства, две должны быть введены в эксплуатацию до 2029 года. Согласно планам властей, доля атомной энергетики в энергобалансе страны должна увеличиться с 30 до 40 процентов.

В других странах юго-восточной Азии также ведутся активные дискуссии на эту тему. Вьетнам намерен построить восемь, Таиланд – пять новых реакторов. По одному реактору планируют запустить и Малайзия, и Филиппины.

Учитывая мировой опыт структуры генерации, помимо дальнейшего развития ВИЭ, в Казахстане целесообразно развитие альтернативной энергетики, в частности, атомной

#### **Раздел 4. Видение развития электроэнергетической отрасли**

С учетом глобальных вызовов и постоянных изменений в мировой экономике, а также учитывая международный опыт, Республике Казахстан необходим ускоренный и полный переход к устойчивой, эффективной и гибкой электроэнергетической отрасли, способной в любой момент быть готовой принять вызовы и угрозы.

Развитие электроэнергетической отрасли сосредоточено на следующем:

техническое перевооружение обеспечит покрытие прогнозной потребности электрической и тепловой энергии, надежность энерго- и теплоснабжения, усиление транзитного потенциала электрических сетей, снижение потерь в электрических сетях за счет модернизации действующих и строительства новой генерации, объединения энергосистемы Западного Казахстана с ЕЭС Казахстана;



цифровая трансформация обеспечит организацию сбора первичных данных без участия человека, создание инфраструктуры передачи / хранения / защиты / обработки данных, создание системы управления и мониторинга надежности энергоснабжения, развитие клиентских сервисов для потребителей;

усовершенствование системы тарифообразования позволит покрывать издержки энергетических предприятий, что в последствии усилит техническое состояние активов, повысит безопасность энергоснабжения (снижение аварийности), позволит внедрять наилучшие доступные техники, улучшит социально-экономическое положение работников отрасли;

реформирование оптового рынка электрической энергии в части внедрения модели централизованной купли-продажи электрической энергии и ввода балансирующего рынка электрической энергии в режиме реального времени обеспечит принцип полной конкуренции между участниками рынка, усреднение тарифа на электрическую энергию для потребителей, равные условия для субъектов оптового рынка, снижение отклонений производства-потребления электрической энергии субъектов, усовершенствование рынка системных и вспомогательных услуг, развитие экспортного потенциала. При этом по итогам успешного решения задач в рамках концепции единого закупщика будет рассмотрен вопрос дальнейшей либерализации рынка электрической энергии с исключением механизма единого закупщика электрической энергии;

совершенствование Совета рынка обеспечит усиление институциональной основы электроэнергетики и консолидацию интересов энергетических предприятий, потребителей электрической энергии и потенциальных инвесторов;

с учетом глобальных вызовов и постоянных изменений в мировой экономике, экологические обязательства, а также учитывая международный опыт, Республике Казахстан необходим ускоренный и полный переход к устойчивой, эффективной и гибкой электроэнергетической отрасли, способной в любой момент быть готовой принять вызовы и угрозы;

исполнение экологических обязательств в электроэнергетической отрасли осуществляется путем дальнейшего развития возобновляемой энергетики (с параллельным развитием маневренных мощностей) и распределенной генерации, применения мер по энергосбережению, применения АСМ и технологий по улавливанию и хранению углерода на угольных станциях;

расширение функций и полномочий Отраслевого центра технологических компетенций позволит проводить комплексное исследование проблем развития электроэнергетической отрасли и разрабатывать системные меры по их решению. Кроме того, будет обеспечено централизованное проведение аналитической работы,

экономического моделирования и расчетов влияния электроэнергетической отрасли на экономику, выработка предложений по совершенствованию законодательства и формированию стратегического видения развития отрасли.

## **Раздел 5. Основные принципы и подходы развития**

Развитие отрасли электроэнергетики будет основываться на соблюдении следующих принципов:

единство управления электроэнергетическим комплексом Республики Казахстан, как особо важной системой жизнеобеспечения хозяйственно-экономического и социального комплексов страны;

повышение технико-экономических показателей эффективности функционирования и управления ЕЭС Казахстана при заданных параметрах надежности, экологичности и доступности электроснабжения для потребителя

клиентоориентированность – полное удовлетворение спроса потребителей энергии при заданных параметрах надежности, и защита прав участников рынка электрической и тепловой энергии путем создания конкурентных условий на рынке, гарантирующих потребителям право выбора поставщиков электрической и тепловой энергии;

развитие институциональной основы электроэнергетики в части выработки взвешенной и долгосрочной стратегии развития отрасли и политики, основанной на данных;

диверсификация и цифровая трансформация отрасли, в результате чего будет обеспечена полная прозрачность, открытость и качество всех процессов в электроэнергетическом комплексе, повышена эффективность работы всех секторов, создана интеллектуальная система учета и оперативно-технологического управления, будет повышена роль потребителя, масштабное развитие получит низкоуглеродная и распределенная энергетика, повышение роли электроэнергетики в экономике страны;

экологичность работы энергоисточников в свете перехода Республики Казахстан к зеленой экономике, создание условий и внедрение эколого-экономических механизмов для выполнения экологических обязательств в электроэнергетической отрасли для стимулирования применения наилучших доступных техник и привлечения инвестиций.

Заложенные в Концепции видение, принципы и подходы направлены на обеспечение спроса потребителей электрической энергии и защиты прав участников рынка электрической и тепловой энергии, обеспечение опережающего развития, безопасного и стабильного функционирования электроэнергетического комплекса Республики Казахстан.

Таким образом, с учетом анализа текущей ситуации, международного опыта и глобальных трендов, заложенных в Концепции, видения развития электроэнергетической отрасли и основных принципов для достижения поставленной цели предполагается реализация задач по следующим направлениям:

## **Направление 1. Технологическое перевооружение**

1. Разработка перспективной схемы размещения электрических мощностей Казахстана

Будет разработана перспективная схема размещения электрических мощностей Казахстана. Это позволит сформировать структуру генерирующих мощностей (с определением выбывающих объектов) и электросетевых объектов на долгосрочную перспективу, создать условия для обеспечения перспективного баланса производства и потребления электроэнергии и предотвращения дефицитов электроэнергии и мощности наиболее эффективными способами.

2. Модернизация существующих и строительство новых генерирующих мощностей, включая перспективное развитие АЭС

Будет осуществляться модернизация существующих и строительство новых мощностей (в рамках дальнейшего развития угольных станций, инвестиционных соглашений, проведения аукционов по строительству генерирующих установок с маневренным режимом генерации), что является ключевой задачей в свете возникшего дефицита энергетических мощностей, нехватки маневренной генерации. Согласно Энергетического баланса до 2035 года, будут определены и проработаны перспективные площадки, приняты меры по обеспечению реализации определенных проектов по дальнейшему строительству энергетических мощностей, в том числе АЭС.

Будет рассмотрен вопрос перспективного использования малых модульных ядерных реакторов в Казахстане.

3. Усиление электрических связей и объединение единой электроэнергетической системы Республики Казахстан

Будет осуществляться модернизация и строительство электрических сетей в целях завершения формирования единой энергосистемы (ЕЭС) страны, повышения энергобезопасности страны и повышения транзитного потенциала ЕЭС РК за счет усиления электрических связей Южной и Западной зон, включая реализацию проектов:

объединение энергосистемы Западного Казахстана с ЕЭС РК;

модернизация и расширение региональной электрической сети;

капитальные ремонты, модернизация и реконструкция электрических сетей энергопередающих организаций.

4. Разработка мастер-планов развития теплоэнергетики регионов

Утвердится методика для разработки мастер-планов развития теплоэнергетики, которые будут содержать комплекс мер по развитию теплоэнергетики, в том числе схемы теплоснабжения и теплоисточников на соответствующей территории в целях обеспечения перспективной потребности в предоставлении услуги по обеспечению тепловой энергии с учетом особенностей соответствующей территории.

Мастер-планы развития теплоэнергетики будут предусматривать:

фактическое состояние, показатели эффективности;

развитие схем теплоснабжения и теплоисточников;

комплекс мер для достижения стратегических целей, доведения оптимального сочетания различных систем теплоснабжения (текущего и перспективного спроса);

плановые значения ключевых показателей эффективности;

оптимальные решения с учетом требований по обеспечению надежности, безопасности теплоснабжения, минимального вредного воздействия на окружающую среду, развития энергосберегающих и ресурсосберегающих технологий, расширения использования ВИЭ, обеспечения финансирования и иных факторов;

определение методов достижения (в том числе через тарифное регулирование, финансовую поддержку), определение обязательных зон применения централизованного теплоснабжения.

#### 5. Внедрение системы "Интеллектуальная энергосистема"

В рамках цифровой трансформации будет внедряться интеллектуальная энергосистема Казахстана, это обеспечит организацию сбора первичных данных с уровня оборудования и потребителя, инфраструктуру передачи, хранения, защиты и обработки информации, разработку и внедрение решений по децентрализованному управлению режимами региональных энергосистем (включающие регулирование мощности, напряжения, частоты, а также поддержание требуемого уровня надежности), своевременное предоставление участникам требуемой информации для стимулирования их активности, оценку возможностей энергосистемы и принятие оперативных решений на базе синхрофазорных измерений, снижение технических барьеров для интеграции распределенной генерации, включая ВИЭ, разработку и внедрение интеллектуальных систем анализа и поддержки принятия решений (включая средства прогнозирования, предотвращения, локализации и ликвидации нештатных ситуаций), внедрение устройств FACTS с привлечением их к регулированию.

Весьма важным является цифровизация на стороне конечного потребителя. Из пассивных и в значительной степени неосведомленных пользователей они становятся активными и проинициативными действующими лицами в системе электроснабжения, повышая собственное энергетическое сознание, а также получая возможность выступать "локальными источниками энергии и управления спросом".

## **Направление 2. Развитие чистой энергетики**

#### 6. Строительство новых электрических мощностей ВИЭ

Данная задача будет выполняться через реализацию подходов концепции "Энергетические зоны ВИЭ", предусматривающей определение наиболее перспективных площадок с большим потенциалом ресурсов (ветра, солнечного

излучения), подготовку площадок со стороны Правительства (возведение необходимой инфраструктуры), создание "понятных и прозрачных" правил игры для потенциальных инвесторов, конкурсный отбор, через электронные аукционы.

Согласно поручению Главы государства о достижении углеродной нейтральности к 2060 году, предусмотрены конкретные целевые индикаторы по достижению 15 % доли ВИЭ к 2030 году, 50 % к 2050 году с учетом альтернативных источников энергии.

Кроме того, принятие нового Экологического Кодекса, который предполагает внедрение новых стандартов и наложение штрафных санкций на тех, кто им не соответствует, потребует ряда дорогостоящих экологических мероприятий, что повысит стоимость электроэнергии традиционных станций. В связи с чем, повысится конкурентоспособность зеленой энергетики.

## 7. Внедрение принципов ESG

Будут выработаны соответствующие законодательные акты или отдельные стратегические документы, которые будут направлены на решение вопросов трансформации энергетики, низкоуглеродного развития и проблем изменения климата.

Будут определены основные направления внедрения принципов ESG, являющиеся системой для устойчивых инвестиций, при которых инвесторы оценивают не только финансовые и операционные показатели бизнеса, но также социальные, экологические и управленческие риски. Переход к принципам ESG должен стимулировать энергетические компании страны перестраивать свою структуру управления в отношении экологии, а также уделять пристальное внимание улучшению качества оказываемых услуг.

Так, с учетом проведения анализа мирового опыта, будут определены и на законодательном уровне регламентированы требования к энергопроизводящим организациям по принципам ESG с введением в действие с 2026 года. Энергопроизводящим организациям будет необходимо разработать мероприятия по оценке и снижению негативного воздействия на окружающую среду и предоставление отчетов об их реализации. На основе полученных данных будут созданы условия по обеспечению приоритетного доступа к мерам государственной поддержки для энергопроизводящих организаций, соответствующих требованиям ESG.

Разработка долгосрочных стратегий и политик компаний по соблюдению принципов ESG, а также определение соответствующего рейтинга позволит инвесторам (в т.ч. иностранным) оценивать деятельность энергетических компаний с точки зрения экологических и социальных показателей, и денежных потоков.

Будут закреплены следующие плановые показатели, характеризующие соответствие принципам ESG:

уровни снижения экологического воздействия;

показатели качества оказываемых услуг;

снижение травматизма на энергетических предприятиях страны;

рост показателей заработных плат и социальных выплат;  
прозрачность и доступность экономических и финансовых показателей компаний, в том числе по расходованию привлекаемых инвестиций.

### **Направление 3. Рыночное развитие электроэнергетической отрасли**

#### **8. Внедрение программы "Тариф в обмен на инвестиции"**

Программа будет предусматривать долгосрочную тарифную политику с индексацией на уровень инфляции при прогнозируемом росте затрат, увеличение предельных тарифов на мощность, увеличение лимитов по инвестиционным соглашениям с возвратом от 10 лет.

При этом усилится роль собственников энергопроизводящих организаций путем определения приоритетных проектов на основании технического аудита станций, вложения собственных средств в инвестиционные проекты, исполнения целевых показателей и мероприятий (снижение износа основного генерирующего оборудования, снижение удельного расхода топлива, улучшение экологических показателей), усиления прозрачности использования средств (открытые закупки субъектов, проведение публичных слушаний), несения ответственности за качество проводимых ремонтных работ.

В сфере передачи программа предусматривает внедрение практики проведения технического аудита задействованных активов, индивидуальную оценку экономического и технического состояний монополистов, оптимизацию деятельности малых монопольных компаний путем их объединения в единую региональную компанию, передачу монополистов специализированным управляющим компаниям на условиях долгосрочных договоров доверительного управления, внедрение механизма "Техническое регулирование СЕМ", устранение посреднических передающих монопольных компаний.

Трансформация модели рынка будет сопровождаться улучшением инвестиционного климата за счет эффективного и экономически обоснованного привлечения инвестиций в электроэнергетическую отрасль, в том числе в рамках формирования ясной и прогнозируемой тарифной политики, индексации тарифов на уровень ежегодной инфляции за счет исключения перекрестного субсидирования тарифов тепловой и электрической энергии (улучшается конкурентоспособность ТЭЦ на рынке электроэнергии), разработки мер адресной помощи, а также привлечения кредитных средств на льготных условиях на закуп основных генерирующих и сетевых активов.

Государственная политика по тарифному регулированию будет сфокусирована на определении уровней тарифов горизонтом до десяти лет с предусмотрением их индексации на уровень инфляции. В современных условиях проведение индексации

тарифов на уровень инфляции недостаточно, так как долгие годы происходило искусственное сдерживание тарифов, которое привело к изношенности сетей, а также оттоку квалифицированных кадров из-за низкого уровня оплаты труда.

Будет возможность увеличения уровня заработной платы энергетиков до регионального уровня. Сокращение текучести кадров и повышение заработной платы энергетиков возможно только при создании равных условий по уровню заработной платы в пределах региона. Действующий подход по сдерживанию тарифов на тепловую энергию и дифференциации тарифов по группам потребителей, в том числе за счет увеличения тарифа на электрическую энергию, останется в прошлом. Часть инвестиций собственник на условиях возвратности будет инвестировать за счет собственных или привлеченных средств, а тариф будет сформирован исходя из принципа окупаемости мероприятий и возвратности средств собственников.

Более того, для защиты отдельных категорий потребителей от влияния роста тарифов будут созданы условия адресного субсидирования с учетом сегодняшнего опыта. При этом будут стимулированы вопросы энергосбережения и активного внедрения принципов энергоэффективности среди экономики и населения страны, в рамках которого достижимо порядка 10-20 % снижения потребляемых объемов энергии.

Учитывая социальный аспект теплоэнергетики, будет внедрена гибридная модель, стимулирующая привлечение инвестиций и обеспечивающая гарантии возврата инвестиций, которая будет включать в себя действующие механизмы финансирования теплоэнергетики.

Изменение тарифного регулирования позволит обеспечить исполнение экологических обязательств. Достижение целей по декарбонизации сектора будет осуществляться путем пересмотра механизма поддержки энергетических компаний, стимулирующего внедрение наилучших доступных технологий (что повысит расходы).

9. Проработка вопроса льготного кредитования по ставке вознаграждения не более 7 % годовых проектов развития энергетики и энергетической инфраструктуры

Будет проработан вопрос осуществления финансирования проектов развития энергетики и энергетической инфраструктуры через АО "Банк Развития Казахстана" по ставке вознаграждения не более 7 % годовых для конечных заемщиков, сроком не более 20 лет, с собственным участием предприятия не менее 20 % от суммы проекта.

Источником финансирования будут бюджетные средства и рыночное фондирование в пропорции 85/15. Бюджетные средства будут выделяться в форме бюджетного кредита и увеличения уставного капитала АО "Банк Развития Казахстана" для обеспечения исполнения ковенантов, установленных Законом "О Банке Развития Казахстана".

Для получения финансирования субъект энергетической отрасли будет подавать в АО "Банк Развития Казахстана" пакет документов, перечень которых утверждается

внутренними актами АО "Банк Развития Казахстана". Порядок и сроки предоставления финансирования будут определяться внутренними актами АО "Банк Развития Казахстана.

#### 10. Переход на централизованную куплю-продажу электрической энергии

В секторе генерации электрической энергии будут обеспечены принципы полной конкуренции, основанные на отказе от двусторонних договоров и переходе на централизованную куплю-продажу электрической энергии, за исключением двусторонних договоров между энергопроизводящими организациями и потребителями, входящими в одну Группу лиц.

При этом для отдельных субъектов рынка будет рассмотрена возможность сохранения прямых контрактов со встречными обязательствами технического и финансового характера, не приводящих к удорожанию средневзвешенной цены реализации электрической энергии оптовым потребителям от единого закупщика.

Переход на централизованную куплю-продажу электрической энергии обеспечит:

создание благоприятной инвестиционной среды для своевременной модернизации существующих и строительства новых генерирующих мощностей с учетом повышения эффективности отрасли и перехода на современные экологические стандарты;

оптимизацию состава генерирующих мощностей, в том числе, с точки зрения электроэнергетической независимости, а также развития ВИЭ и их интеграции в энергосистему;

исключение возможности для рыночной власти отдельных участников рынка;

единую и средневзвешенную цену на электроэнергию для всех оптовых потребителей на конкретный час суток, и, соответственно, равные для них условия на рынке;

сохранение конкурентоспособности товаров промышленных предприятий на внешних рынках;

развитие рыночных механизмов, стимулирование потребителей к активному участию (управление спросом), полную прозрачность и усиление роли потребителей на рынке.

#### 11. Реформирование и запуск балансирующего рынка электрической энергии в режиме реального времени

В целях обеспечения стабильного функционирования электроэнергетической системы в краткосрочной перспективе будет осуществлен ввод балансирующего рынка электрической энергии в режиме реального времени (с финансовыми взаиморасчетами), а также усовершенствование рынка системных услуг. Данный шаг потребует внесения соответствующих изменений в законодательство, принятие новых правил, настройку необходимого программного обеспечения, определения расчетного центра балансирующего рынка, провайдеров баланса. При этом потребуются переход на куплю-продажу и оплату плановых объемов электрической энергии, включенных в



суточный график, все отклонения от него будут урегулированы балансирующим рынком электроэнергии.

12. Создание условий для укрепления позиций Казахстана в мировой энергетике, включая развитие экспортного потенциала

Будет использовано преимущество параллельной работы за счет дальнейшего развития региональных электрических сетей и интеграции рынков стран Центральной и Южной Азии. Прирост энергетических мощностей и эффективное потребление энергоресурсов внутри страны обеспечит выход отечественных энергопредприятий на энергетические рынки сопредельных государств. Основной акцент будет сделан в рамках планируемых к созданию Общего электроэнергетического рынка ЕАЭС и регионального рынка электроэнергии стран Центральной Азии, с перспективными направлениями поставок по направлениям Европы и Юго-Восточной Азии.

13. Разработка плана обеспечения потребности электроэнергетической отрасли профессиональными кадрами

Будет разработан план обеспечения потребности электроэнергетической отрасли профессиональными кадрами, в рамках которого будет выработана эффективная система мониторинга и анализа в кадровой потребности на среднесрочную и долгосрочную перспективы. Будет завершено внедрение профессиональных стандартов, расширено сотрудничество энергопредприятий с зарубежными ВУЗ-ми и партнерами.

14. Совершенствование и преобразование Совета рынка, как органа, обеспечивающего институциональные основы электроэнергетики

В целях повышения эффективности будет внедрена новая модель Совета рынка на основе анализа местного контекста, передовой практики из международного опыта. Закрепление специфических функций Совета рынка в национальном законодательстве, формирование сильной структуры управления и культуры выполнения правил и процедур, усиление полномочий по принятию решений членов организации, а также введение процедуры разрешения споров (посредничества) для участников рынка будут способствовать эффективному выполнению обязанностей Совета рынка.

15. Расширение функционала Отраслевого центра технологических компетенций при АО "КОРЭМ" в части исследовательской деятельности

Будут расширены функции и полномочия Отраслевого центра технологических компетенций для проведения разработок и исследований проблем развития электроэнергетической отрасли, обеспечивая надежность, эффективность, доступность, безопасность и экологичность с учетом климатических обязательств страны.

При этом финансирование деятельности Отраслевого центра технологических компетенций будет обеспечено за счет внебюджетных средств.

## **Раздел 6. Целевые индикаторы и ожидаемые результаты**

Целевой индикатор 1.

Объем вводимых электрических мощностей с накоплением – 11,7 гигавайт к 2029 году.

Ожидаемые результаты:

1. Покрытие потребности экономики и населения в электрической энергии на 100 % ;
2. Покрытие потребности экономики и населения в тепловой энергии на 100 %;
3. Функционирование объединенной энергосистемы Республики Казахстан.
4. Оснащение современными системами учета, сбора и обработки данных по производству и потреблению электроэнергии на 100 %.

Целевой индикатор 2.

Доля электроэнергии от возобновляемых источников энергии – 12,5 % от общего объема производства к 2029 году.

Ожидаемый результат:

Увеличение объема выработки электрической энергии от возобновляемых источников энергии в 2,8 раз по сравнению с 2022 годом.

Целевой индикатор 3.

Объем суммарного возврата потенциальных инвестиций в сектор генерации – до 2,8 трлн тенге к 2029 году.

Ожидаемый результат:

Снижение износа основных активов существующей инфраструктуры генерирующих мощностей на 10 % по сравнению с 2022 годом.

Приложение  
к Концепции развития  
электроэнергетической отрасли  
Республики Казахстан  
на 2023 – 2029 годы

## **План действий по реализации Концепции развития электроэнергетической отрасли Республики Казахстан на 2023 – 2029 годы**

<b>№</b>	<b>Наименование реформ / основных мероприятий</b>	<b>Форма завершения</b>	<b>Срок завершения</b>	<b>Ответственные исполнители</b>
1	2	3	4	5
Направление 1: Технологическое перевооружение				
Целевой индикатор. Объем вводимых электрических мощностей, с накоплением – 11,7 гигавайт к 2029 году:				
2023 год – 0,5 гигавайт; 2024 год – 1,6 гигавайт;				
2025 год – 3,5 гигавайт; 2026 год – 4,8 гигавайт;				
2027 год – 6,8 гигавайт; 2028 год – 9,3 гигавайт.				

1	Разработка перспективной схемы размещения электрических мощностей	схема размещения электрических мощностей	июль 2023 года	МЭ, МЭПР, энергопредприятия РК (по согласованию), АО "KEGOC" (по согласованию)
2	Модернизация существующих и строительство новых генерирующих мощностей в том числе:	акты ввода в эксплуатацию	декабрь 2029 года	МЭ, энергопредприятия РК (по согласованию)
2.1	Рассмотрение вопроса перспективного использования малых модульных реакторов	предложение в Правительство	декабрь 2026 года	МЭ, АО "ФНБ" Самрук-Казына" (по согласованию)
2.2	Объем вводимых электрических мощностей ПГУ (г. Алматы, Туркестанская и Кызылординская области)	акты ввода в эксплуатацию	декабрь 2026 года	МЭ, энергопредприятия РК (по согласованию)
2.3	Объем вводимых электрических мощностей путем реализации 12 инвестиционных соглашений с энергопроизводящими организациями	акты ввода в эксплуатацию	декабрь 2027 года	МЭ, энергопредприятия РК (по согласованию)
3	Усиление Южной и Западной зон, объединение Западной зоны с ЕЭС РК в том числе:	акты ввода в эксплуатацию	декабрь 2028 года	МЭ, АО "KEGOC" (по согласованию)
3.1	Строительство второй цепи транзита 220 кВ между Западно-Казахстанской, Атырауской и Мангистауской областями	акты ввода в эксплуатацию	декабрь 2023 года	МЭ, АО "ФНБ" Самрук-Казына" (по согласованию), АО "KEGOC" (по согласованию)
3.2	Реконструкция кабельных сетей г. Алматы	акты ввода в эксплуатацию	декабрь 2025 года	МЭ, МНЭ, АО "ФНБ" Самрук-Казына" (по согласованию)

3.3	Усиление электрической сети Южной зоны ЕЭС Казахстана. Строительство электросетевых объектов 500-220 кВ в Жамбылской, Кызылординской, Туркестанской, Жетысуской и Алматинской областях (период реализации 2023-2027 гг.)	акты ввода в эксплуатацию	декабрь 2027 года	МЭ, АО "ФНБ " Самрук-Казына" (по согласованию), АО "KEGOC" (по согласованию)
3.4	Объединение энергосистемы Западного Казахстана с ЕЭС Казахстана. Строительство электросетевых объектов (период реализации 2023-2028 гг.)	акты ввода в эксплуатацию	декабрь 2028 года	МЭ, АО "ФНБ " Самрук-Казына" (по согласованию), АО "KEGOC" (по согласованию)
4	Разработка методики мастер-планов развития теплоэнергетики регионов	методика	декабрь 2024 года	МЭ
5	Создание системы "Интеллектуальная энергосистема"	акты ввода в эксплуатацию	2023-2029 годы	МЭ, АО "KEGOC" (по согласованию), АО "КОРЭМ" (по согласованию), энергопредприятия РК (по согласованию)
<p>Направление 2: Развитие альтернативной энергетики</p> <p>Целевой индикатор.</p> <p>Доля электроэнергии от возобновляемых источников энергии – 12,5 % от общего объема производства к 2029 году:</p> <p>2023 год – 5 %; 2024 год – 5,5 %;</p> <p>2025 год – 6 %; 2026 год – 7 %;</p> <p>2027 год – 8 %; 2028 год – 10 %.</p>				
6	Строительство новых электрических мощностей ВИЭ в том числе:	акты ввода в эксплуатацию	декабрь 2025 года/ декабрь 2029 года	МЭ, энергопредприятия РК (по согласованию)

	Объем вводимых электрических мощностей ВИЭ			
7	Разработка дорожной карты внедрения принципов ESG	дорожная карта	декабрь 2026 года	МЭ, МЭПР, МНЭ, АО "ФНБ" Самрук-Казына" (по согласованию), МФЦ "Астана" (по согласованию)
<p>Направление 3. Рыночное развитие электроэнергетической отрасли</p> <p>Целевой индикатор.</p> <p>Объем суммарного возврата потенциальных инвестиций в сектор генерации – до 2,8 трлн тенге к 2029 году:</p> <p>2023 год – до 400 млрд тенге; 2024 год – до 400 млрд тенге; 2025 год – до 400 млрд тенге; 2026 год – до 400 млрд тенге; 2027 год – до 400 млрд тенге; 2028 год – до 400 млрд тенге.</p>				
8	Внедрение принципа "Тариф в обмен на инвестиции"	дорожная карта	март 2023 года	МНЭ, МЭ, АЗРК, МЭПР, НПП "Атамекен" (по согласованию)
9	Проработка вопроса льготного кредитования по ставке вознаграждения не более 7 % годовых проектов развития энергетики и энергетической инфраструктуры	предложение в Правительство	декабрь 2023 года	МНЭ, МФ, МЭ, НПП "Атамекен" (по согласованию)
10	Внедрение механизма централизованной покупки-продажи электрической энергии	принятие законодательных поправок	июль 2023 года	МЭ, МНЭ, АО "KEGOC" (по согласованию), ТОО "РФЦ по ВИЭ" (по согласованию)
11	Запуск балансирующего рынка электроэнергии в режиме реального времени	принятие законодательных поправок	июль 2023 года	МЭ, МНЭ, АЗРК, АО "KEGOC" (по согласованию)
12	Ввод общего электроэнергетического рынка ЕАЭС	правила ЕАЭС	декабрь 2025 года	МЭ, МНЭ, АЗРК, АО "KEGOC" (по согласованию), АО "КОРЭМ" (по согласованию)
13	Разработка плана обеспечения потребности электроэнергетической отрасли	план	декабрь 2024 года	МЭ, ОЮЛ (по согласованию),

	профессиональным и кадрами			энергopредприятия Р К ( по согласованию)
14	Реформирование Совета рынка	проект Закона	декабрь 2023 года	МЭ, МНЭ, АЗРК, Совет рынка (по согласованию)
15	Расширение вида деятельности АО "КОРЭМ" в ч а с т и исследовательской работы	внесение изменений в Устав Общества	декабрь 2024 года	МЭ, МФ, АО " КОРЭМ" (по согласованию), Совет рынка (по согласованию)

Расшифровка аббревиатур:

АО – акционерное общество;

АЗРК – Агентство по защите и развитию конкуренции Республики Казахстан;

ТОО – Товарищество с ограниченной ответственностью;

"РФЦ по ВИЭ" – "Расчетно-финансовый центр по поддержке возобновляемых источников энергии";

ОЮЛ – объединение юридических лиц;

МИИР – Министерство индустрии и инфраструктурного развития Республики Казахстан;

МФ – Министерство финансов Республики Казахстан;

ФНБ – Фонд национального благосостояния;

НПП – Национальная палата предприятий;

МНЭ – Министерство национальной экономики Республики Казахстан;

МФЦ – международный финансовый центр;

МЭ – Министерство энергетики Республики Казахстан;

МЭПР – Министерство экологии и природных ресурсов Республики Казахстан;

"КОРЭМ" – "Казахстанский оператор рынка электрической энергии и мощности";

"КЕГОС" – "Казахстанская компания по управлению электрическими сетями" (Kazakhstan Electricity Grid Operating Company).