

# 7. Приложения

## Приложение 1. Об Отчете

Настоящий Годовой отчет АО «KEGOC» за 2023 год представляет собой комплексный обзор деятельности Компании по всем ключевым направлениям, включая работу в области устойчивого развития и аудированную финансовую отчетность за 2023 год. Информация о деятельности в области устойчивого развития представлена в том виде и объеме, в которых традиционно АО «KEGOC» представляло ее с 2009 года. Компания продолжает практику выпуска и размещения в открытом доступе информации об устойчивом развитии во втором квартале на ежегодной основе.

**2-3**

В соответствии с Уставом АО «KEGOC» Годовые отчеты и Отчеты в области устойчивого развития, подготовленные Правлением и предварительно рассмотренные Комитетом по стратегии, корпоративному и устойчивому развитию и Комитетом по аудиту, утверждаются Советом директоров АО «KEGOC». Предыдущий Отчет в области устойчивого развития АО «KEGOC» за 2022 год, включенный в состав Годового отчета за 2022 год, был утвержден Советом директоров АО «KEGOC» и опубликован в мае 2023 года. Все отчеты Компании доступны на официальном сайте АО «KEGOC».

**2-3, 2-14**

Компания привлекла независимую сторону, определенную на конкурсной основе, для подтверждения показателей существенных тем. Перечень тем и показателей приведен в разделе «Анализ существенности» настоящего приложения. Отчет независимого аудитора представлен в приложении 6.

**2-5**

### Границы отчетности

АО «KEGOC» подготовило настоящий отчет на общекорпоративном уровне — данные в контексте устойчивого развития, представленные в настоящем Отчете, включают в себя данные дочерней организации АО «KEGOC» — АО «Энергоинформ».

**2-2**

Информация об устойчивом развитии, включенная в настоящий Отчет, была подготовлена в соответствии с GRI Universal Standards 2021 (In accordance), с учетом требований Стандарта по взаимодействию со стейкхолдерами AA1000SES и описывает соответствующую деятельность Компании с 1 января 2023 года по 31 декабря 2023 года.

Любая информация относительно планов, указанная в данном Годовом отчете, носит прогнозный характер и отражает текущие взгляды АО «KEGOC» в отношении будущих событий и подвержена тем или иным рискам, неопределенности и допущениям, относящимся к бизнесу, финансовому положению, операционным результатам, стратегии роста и ликвидности АО «KEGOC».

### Цели устойчивого развития

Настоящий Отчет содержит информацию, подтверждающую приверженность АО «KEGOC» принципам Глобального договора ООН, а также информации о работе по ЦУР, принятым всеми государствами-членами ООН в 2015 году в рамках Повестки дня в области устойчивого развития на период до 2030 года.

Мы считаем, что основной вклад любого бизнеса в достижение ЦУР заключается в возможностях трудоустройства, выплате налогов и социально-экономическом развитии, а также в бережном отношении к окружающей среде. Помимо этого, реальные и долгосрочные позитивные изменения могут быть достигнуты только с учетом управления нашим воздействием на окружающую среду (в широком значении), целенаправленного реагирования, сотрудничества с ключевыми игроками и заинтересованными сторонами и расширения наших усилий.

Каждый год мы будем сообщать о работе над конкретными ЦУР, которые имеют самые сильные связи с нашей деятельностью. Кроме того, мы анализируем сферы, где у нас есть самый большой потенциал, чтобы изменить ситуацию. Мы изучаем, где может оказываться негативное воздействие, а также ищем направления, где мы располагаем уникальными возможностями для осуществления позитивных изменений вместе с заинтересованными сторонами. В рамках оценки анализируются такие факторы, как актуальность цели и задач для нашей цепочки создания стоимости, соответствие нашим стремлениям развиваться ответственно и устойчиво, наличие у нас способности использовать наши навыки, компетенции и ресурсы для стимулирования изменений и важность вопросов для наших заинтересованных сторон.

### Ключевые выделенные ЦУР, по которым велась работа в 2023 году



## Принципы Глобального договора ООН

Принципы Глобального договора	стр.
<b>Принципы в области прав человека</b>	
<b>Принцип 1.</b> Деловые круги должны поддерживать и уважать защиту провозглашенных на международном уровне прав человека.	<a href="#">40</a>
<b>Принцип 2.</b> Деловые круги не должны быть причастны к нарушениям прав человека.	<a href="#">75</a>
<b>Принципы в области трудовых отношений</b>	
<b>Принцип 3.</b> Деловые круги должны поддерживать свободу объединения и реальное признание права на заключение коллективных договоров.	<a href="#">49</a>
<b>Принцип 4.</b> Деловые круги должны выступать за ликвидацию всех форм принудительного и обязательного труда.	<a href="#">40</a>
<b>Принцип 5.</b> Деловые круги должны выступать за полное искоренение детского труда.	<a href="#">40</a>
<b>Принцип 6.</b> Деловые круги должны выступать за ликвидацию дискриминации в сфере занятости.	<a href="#">40</a>
<b>Принципы в области охраны окружающей среды</b>	
<b>Принцип 7.</b> Деловые круги должны поддерживать подход к экологическим вопросам, основанный на принципе предосторожности.	<a href="#">33</a>
<b>Принцип 8.</b> Деловые круги должны предпринимать инициативы, направленные на повышение ответственности за состояние окружающей среды.	<a href="#">33</a>
<b>Принцип 9.</b> Деловые круги должны содействовать развитию и распространению экологически безопасных технологий.	<a href="#">33</a>
<b>Принципы в области противодействия коррупции</b>	
<b>Принцип 10.</b> Деловые круги должны противостоять всем формам коррупции, включая вымогательство и взяточничество.	<a href="#">75-76</a>

## Принципы составления Отчета

При подготовке части Годового отчета, относящейся к отчетности о деятельности в области устойчивого развития, Компания применяет следующие принципы Стандартов GRI:

<b>Точность</b>	Информация, представленная в настоящем Отчете, собрана на основании документально подтвержденных данных, и позволяет заинтересованным сторонам оценить результаты деятельности Компании. При подготовке разделов настоящего Отчета, касающихся экономики, использовались аудированные финансовые отчетности, составленные в соответствии с МСФО.
<b>Сбалансированность</b>	Настоящий Отчет отражает положительные и отрицательные темы результативности деятельности АО «KEGOC».
<b>Ясность</b>	АО «KEGOC» стремится, чтобы настоящий Отчет был понятен и доступен широкому кругу заинтересованных сторон. Для понимания специфических терминов и сокращений в конце отчета приведен глоссарий.
<b>Сопоставимость</b>	Настоящий Отчет подготовлен в соответствии со Стандартами GRI, что позволяет заинтересованным лицам сравнить деятельность АО «KEGOC» с деятельностью других организаций. Показатели, раскрытые в настоящем Отчете, представлены в динамике за последние пять лет.
<b>Полнота</b>	Настоящий Отчет содержит информацию о деятельности всех филиалов МЭС, филиала НДЦ СО, Исполнительной дирекции, дочерней организации АО «Энергоинформ» по всем существенным воздействиям на экономику, окружающую среду и общество с учетом специфики отрасли. В ряде случаев, во избежание дублирования информации, приводятся ссылки на интернет-сайт АО «KEGOC» или публично доступные документы.
<b>Контекст устойчивого развития</b>	Данные в настоящем Отчете представлены в контексте устойчивого развития, определенного Кодексом корпоративного управления АО «KEGOC», включая три составляющие: экономическая, экологическая и социальная. Стратегией развития АО «KEGOC» определены цели, задачи, основные инициативы и стратегические КПД в области устойчивого развития, и информация об их достижении за 2023 год включена в настоящий Отчет.
<b>Своевременность</b>	Подготовка настоящего Отчета носит плановый характер, публикуется во втором квартале года, следующего за отчетным.
<b>Верифицируемость</b>	Вся информация в Отчете основана на данных, которые могут быть проверены, в том числе в официальных статистических отчетах, отчетах контролирующим органам, размещенной информации на сайте Компании и KASE, цифровой платформе SAP ERP, аудированной финансовой отчетности и др.

## Взаимодействие с заинтересованными сторонами и оценка существенности

Для достижения стратегических целей Компании важно:

- наличие эффективно функционирующей политики взаимодействия со стейкхолдерами;
- достижение открытости и взаимовыгодного сотрудничества со всеми заинтересованными сторонами;
- достижение понимания стейкхолдерами принимаемых Компанией мер по максимальному снижению и устранению всех реальных рисков при реализации Стратегии развития;
- создание для заинтересованных сторон надежного источника информации о деятельности Компании и обеспечение оперативного доведения до целевых групп стейкхолдеров достоверной информации о деятельности АО «KEGOC».

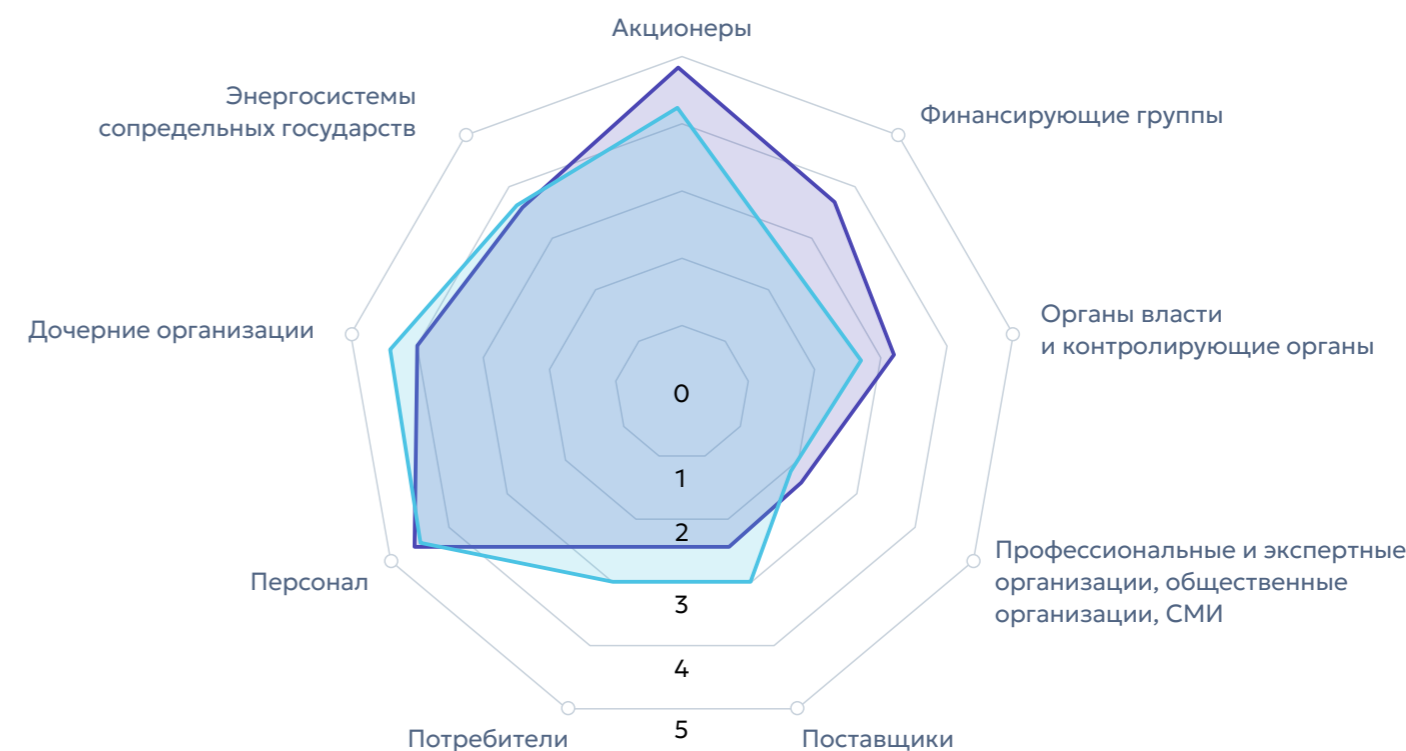
АО «KEGOC» определило группы заинтересованных сторон (стейкхолдеров), выявленных совместно со всеми

**2-29**

структурными подразделениями Компании, а также степень их влияния на достижение целей Стратегии развития и подверженности влиянию деятельности Компании на них по пятибалльной шкале. При этом, при подведении итогов анализа особое внимание уделялось мнениям «экспертов», то есть структурных подразделений, непосредственно взаимодействующих с конкретными группами стейкхолдеров.

АО «KEGOC» ведет постоянный открытый диалог с данными группами и регулярно раскрывает информацию, касающуюся деятельности АО «KEGOC», в том числе в области устойчивого развития. Компанией утверждены Карта стейкхолдеров, Коммуникационная стратегия, определяющая основные каналы взаимодействия, а также План коммуникаций со всеми заинтересованными сторонами, где установлена периодичность взаимодействия, который разрабатывается ежегодно в поддержку реализации Стратегии развития.

## Карта стейкхолдеров АО «KEGOC»



- Степень влияния стейкхолдеров на Компанию
- Степень влияния Компании на стейкхолдеров

## Взаимодействие с заинтересованными сторонами

**2-29**

Стейкхолдеры	Цели взаимодействия	Каналы взаимодействия
<b>1. Акционеры</b>	Деятельность Компании по взаимодействию с акционерами направлена на защиту и уважение прав и законных интересов акционеров, закрепленных в Кодексе корпоративного управления и в Уставе АО «KEGOC».	Публикация годовой и промежуточной отчетностей Компании, информации о корпоративных событиях, сделках, информации о проведении общих собраний акционеров, встреч с инвестиционным сообществом, ответы на обращения. В период с 1 января по 31 декабря 2023 года обращений от акционеров на действия АО «KEGOC» и его должностных лиц не поступало. <b>2-25</b>
<b>2. Финансирующие группы</b>	Компания своевременно и в полном объеме выполняет свои финансовые обязательства по отношению к инвесторам и стремится к долгосрочному взаимодействию, основанному на взаимном доверии.	Публикация годовой и промежуточной отчетностей Компании, направление периодической отчетности в МФИ и информации по запросам, встречи, миссии и визиты делегаций МФИ в рамках проектов, реализуемых с привлечением заемных средств, размещение информации на веб-сайте.
<b>3. Органы власти и контролирующие органы</b>	АО «KEGOC», являясь стратегическим объектом Республики Казахстан и субъектом естественных монополий, осознает свою ответственность перед государством и стремится исполнять правовые и этические обязательства, а также соблюдать нормы законодательства.	Регулярная отчетность, участие в разработке правовых актов, программных и отраслевых документов, рабочие встречи, ответы на запросы, оперативные совещания.
<b>4. Профессиональные и экспертные организации, общественные организации, СМИ</b>	АО «KEGOC» является членом и участником международных, региональных и республиканских отраслевых организаций, уделяя внимание механизмам углубления интеграции и разработке скоординированной стратегии развития электроэнергетики в Республике Казахстан и за ее пределами. Компания обеспечивает формирование репутационного капитала и позитивного имиджа в СМИ за счет взаимодействия и раскрытия информации, опираясь на принципы оперативности, достоверности, доступности и сбалансированности.	Активное участие в деятельности электроэнергетических организаций, в разработке программных и отраслевых документов и инициатив, проведение общественных слушаний по инвестиционным проектам, раскрытие информации о деятельности на веб-сайте и в СМИ, ответы на запросы, проведение брифингов, пресс-конференций. <b>2-26</b>
<b>5. Поставщики</b>	При осуществлении закупок товаров, работ, услуг Компания основывается на принципах: гласности и прозрачности процесса закупок; приобретения качественных товаров, работ, услуг; предоставления всем потенциальным поставщикам равных возможностей при условии поддержки организаций инвалидов; добросовестной конкуренции среди потенциальных поставщиков; контроля и ответственности за принимаемые решения; минимизации участия в процессе закупок посредников.	Исполнение договорных обязательств, предварительные обсуждения проектов тендерных документаций с потенциальными поставщиками, информирование о закупочной деятельности.
<b>6. Потребители</b>	В Компании внедрен и соблюдается принцип ориентации на потребителя, создан и обеспечен механизм определения и выполнения требований потребителей.	Регулярное проведение оценки удовлетворенности потребителей, публичных слушаний, ежегодного отчета перед потребителями, встречи с потребителями, публикация на веб-сайте процедуры доступа и наличия свободных мощностей по регионам присутствия. <b>2-26</b>
<b>7. Персонал</b>	Компания уважает и ценит своих работников, ориентируется на потребности и нужды персонала, стремится обеспечить для персонала безопасные условия труда, достойный уровень оплаты труда и социальных льгот, профессиональное обучение и развитие.	Отчетные встречи менеджмента с коллективом по итогам года и планам на будущий период, опросы мнений работников по актуальным вопросам, информирование и обратная связь через внутренний портал, ежегодные исследования рейтинга социальной стабильности, институт омбудсмена, горячая линия. <b>2-26</b>
<b>8. Дочерние организации</b>	Компания стремится к сбалансированному развитию дочерних организаций, основанному на эффективных механизмах корпоративного управления.	Взаимодействие происходит в рамках корпоративных процедур. АО «KEGOC» осуществляет управление через представителей в органах управления ДО, оказывает методологическую поддержку деятельности ДО.
<b>9. Энергосистемы сопредельных государств</b>	Для обеспечения параллельной работы энергосистем Республики Казахстан и сопредельных государств Компания стремится к взаимовыгодному и эффективному сотрудничеству с Российской Федерацией и странами Центральной Азии.	Проведение встреч на регулярной основе (КЭС ЦА, Электроэнергетический совет СНГ и др.), согласование режимов работы энергосистем и нормативной документации.

## Анализ существенности

Компания стремится отражать в Годовом отчете актуальную и существенную для заинтересованных сторон информацию. АО «KEGOC» ежегодно проводит анализ существенности на основе опроса внешних и внутренних стейкхолдеров. При выявлении существенных тем в 2023 году рассматривался максимально полный список, включающий особенности управления Компанией, вопросы экономической эффективности, соблюдения прав человека, воздействия Компании на общество и экологию с учетом отраслевой специфики. В соответствии с принципом существенности стандартов GRI, для определения наиболее актуальных тем об устойчивом развитии в августе 2023 года была проведена опрос-оценка по пятибальной шкале внутренних и внешних стейкхолдеров, оказывающих наиболее существенное влияние на Компанию, в форме анкетирования. Проведенный в 2023 году анализ существенности основан на применении подхода «Двойная существенность». В рамках подготовки данного Отчета был проведен опрос стейкхолдеров, в том числе получено 243 заполненных анкет: от 120 внешних (потребители) и 123 внутренних (акционеры, работники Компании) стейкхолдеров.

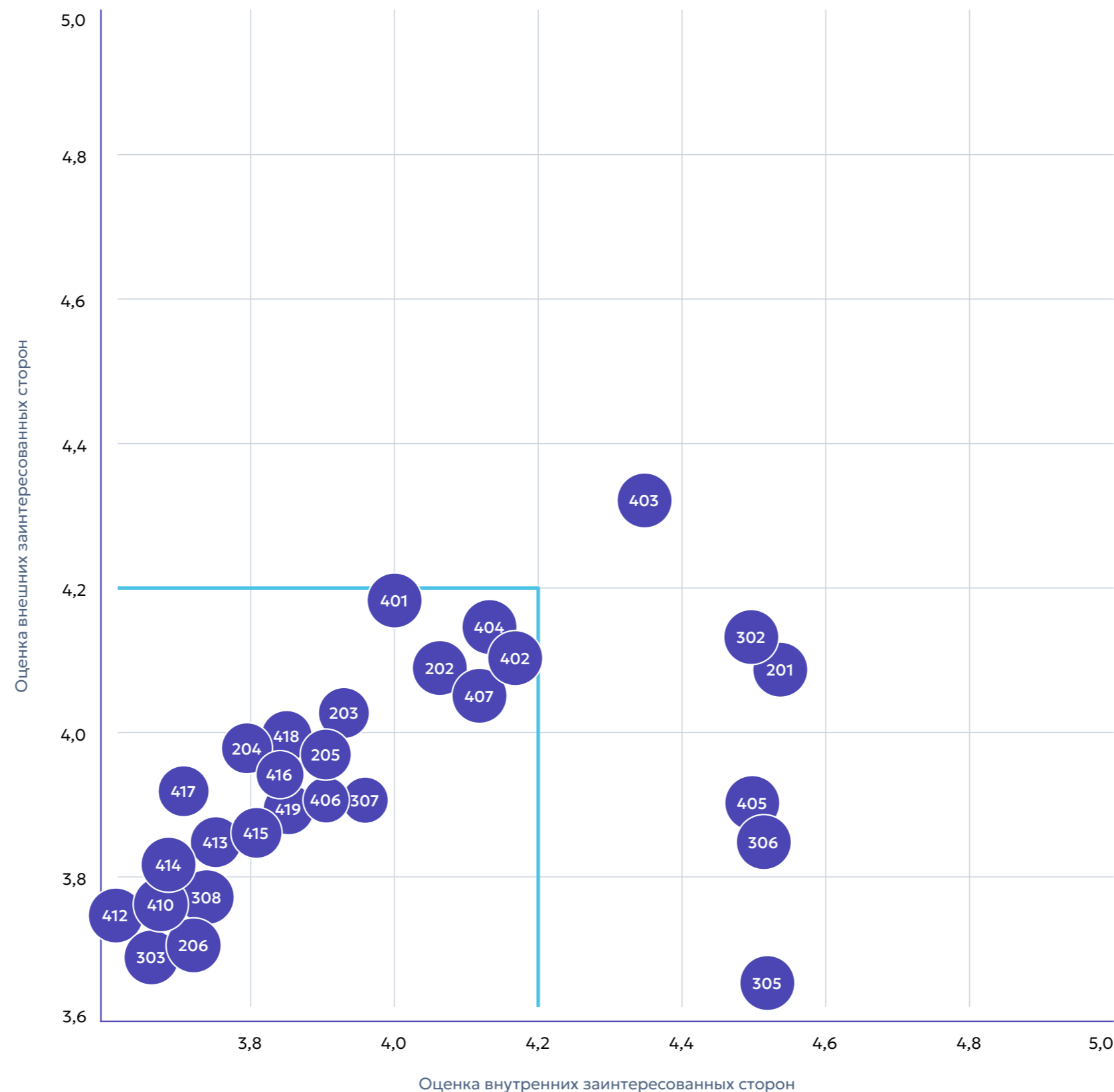
### 2-29

Рассмотрев результаты анализа анкет, Координационный совет по устойчивому развитию и ИСМ также по пятибальной шкале оценил существенность экономического, экологического и социального воздействия значимых тем на оценки и решения заинтересованных сторон. Результаты опроса были объединены с оценкой внутренних документов, отражающих приоритеты заинтересованных сторон и основные тенденции в области устойчивого развития. Результаты оценки существенности утверждены Координационный совет по устойчивому развитию и ИСМ (протокол от 11 декабря 2023 года №4).

На основании вышеописанных двух оценок построена Матрица существенности, согласно которой выявлены 6 тем, наиболее интересующих стейкхолдеров АО «KEGOC», существенных для Компании.

### 3-1

## Матрица существенности



Таким образом, список существенных тем, раскрываемых в настоящем Отчете, включает:

### Экономические темы:

- 201 Экономическая результативность

### Экологические темы:

- 302 Энергия
- 305 Выбросы
- 306 Отходы

### Социальные темы:

- 403 Безопасность труда и охрана здоровья
- 405 Разнообразие и равные возможности

### 3-2

Результаты анализа опроса 2023 года были сопоставлены с результатами анализа, проведенного в 2022 году. В дополнение к темам, определенным существенными по результатам анализа, проведенного в 2022 году, темы «Отходы», «Разнообразие и равные возможности» выбраны стейкхолдерами как существенные. Тем не менее, большинство тем GRI раскрыты в данном Отчете, в том числе для соблюдения требований Правил раскрытия информации инициаторами допуска ценных бумаг бирж KASE и AIX, разработанные с применением рекомендаций TCFD.

### 3-2

Растущее внимание бизнеса и рынков, проявляющих все больший интерес к принятию решений в области устойчивого финансирования вопросам и целям, связанным с устойчивым развитием, приводит к более пристальному вниманию к аспектам ESG и связанным с ними рискам. Вопросы ESG являются неотъемлемой частью стратегии и бизнес-модели Группы, а также то, что им уделяется все больше внимания. Прежде всего это касается рисков экологического характера и рисков, связанных с социальными вопросами.

## Приложение 2. Индикаторы

### Кадровая политика



#### 405-1

Показатель	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2023/2022	2023/2022, %
<b>Кадровые показатели</b>								
Списочная численность работников	чел.	4 819	4 371	4 400	4 376	4 446	70	1,5%
в том числе:								
- мужчин	чел.	3 502 (72,7%)	3 465 (73,2%)	3 377 (76,8%)	3 367 (76,9%)	3 409 (76,7%)	42	1,2%
- женщин	чел.	1 317 (27,3%)	1 266 (26,8%)	1 023 (23,2%)	1 009 (23,1%)	1 037 (23,3%)	28	2,7%
Индекс SRS	%	90	91	85	86	86	0	-
Индекс вовлеченности персонала	%	74	90	85	-	-	-	-
<b>Развитие и обучение</b>								
Среднегодовое количество часов обучения на одного работника	часов	25,2	23,0	22,3	27,6	25,96	-1,64	-5,9%
в том числе:								
- мужчин	часов	25,9	22,7	21,9	27,7	30,2	2,5	9,0%
- женщин	часов	21,3	26,3	25,5	26,9	12	-14,9	-55,3%
- АУП	часов	18,9	23,7	21,5	27,1	18,2	-8,9	-32,8%
- ПП	часов	26,3	22,9	22,4	27,6	27,1	-0,5	-1,8%

### Общая численность работников с разбивкой по договору о найме и полу на 31.12.2023 года, чел.

#### 2-7

Подразделение	Работающие полный рабочий день, чел.			Занятые вахтовым методом работы, чел.			Работающие неполный рабочий день, чел.			Итого
	Всего	муж	жен	Всего	муж	жен	Всего	муж	жен	
Акмолинские МЭС	568	470	98	0			3	3	0	571
Актюбинские МЭС	262	211	51	0			0			262
Алматинские МЭС	466	393	73	5	5		3	2	1	474
Восточные МЭС	289	236	53	0			1	1	0	290
Западные МЭС	202	146	56	50	50		0			252
Сарбайские МЭС	411	334	77	0			0			411
Северные МЭС	379	286	93	0			2	1	1	381
Центральные МЭС	413	335	78	7	7	0	0			420
Южные МЭС	431	360	71	0			1	1	0	432
НДЦ СО	101	60	41	0			0			101
Исполнительная дирекция	372	186	186	0			0			372
АО «Энергоинформ»	476	318	158	2	2		2	2		480
<b>Всего</b>	<b>4 370</b>	<b>3 335</b>	<b>1 035</b>	<b>64</b>	<b>64</b>	<b>0</b>	<b>12</b>	<b>10</b>	<b>2</b>	<b>4 446</b>

\* Согласно статье 70 Трудового кодекса Республики Казахстан работодатель по письменному заявлению беременной женщины, одного из родителей (усыновителя, удочерителя), имеющего ребенка (детей) в возрасте до трех лет, а также работника, осуществляющего уход за больным членом семьи в соответствии с медицинским заключением, обязан установить им режим неполного рабочего времени.

## Общая численность работников с разбивкой по типу занятости и полу на 31.12.2023г., чел.

2-7

Подразделение	Постоянные работники, чел.			Временные работники*, чел.			Итого
	Всего	муж	жен	Всего	муж	жен	
Акмолинские МЭС	571	473	98	0			571
Актюбинские МЭС	255	210	45	7	1	6	262
Алматинские МЭС	463	395	68	11	5	6	474
Восточные МЭС	288	236	52	2	1	1	290
Западные МЭС	242	195	47	10	1	9	252
Сарбайские МЭС	410	334	76	1		1	411
Северные МЭС	369	285	84	12	2	10	381
Центральные МЭС	412	338	74	8	4	4	420
Южные МЭС	425	359	66	7	2	5	432
НДЦ СО	101	60	41	0			101
Исполнительная дирекция	345	175	170	27	11	16	372
АО «Энергоинформ»	468	321	147	12	1	11	480
<b>Итого</b>	<b>4 349</b>	<b>3 381</b>	<b>968</b>	<b>97</b>	<b>28</b>	<b>69</b>	<b>4 446</b>

\* Под временными работниками подразумеваются работники, принятые в Компанию на временно свободные вакантные должности (ввиду болезни, учебного отпуска, отпуска по беременности и родам, отпуска по уходу за ребенком, прохождения срочной воинской службы) кроме внутренних перемещений.

## Общая численность рабочей силы с разбивкой по регионам и полу на 31.12.2023., чел.

2-7

Подразделение	Структура работников по гендерному признаку		
	муж	жен	Всего
Акмолинские МЭС	473	98	571
Актюбинские МЭС	211	51	262
Алматинские МЭС	400	74	474
Восточные МЭС	237	53	290
Западные МЭС	196	56	252
Сарбайские МЭС	334	77	411
Северные МЭС	287	94	381
Центральные МЭС	342	78	420
Южные МЭС	361	71	432
НДЦ СО	60	41	101
Исполнительная дирекция	186	186	372
АО «Энергоинформ»	322	158	480
<b>Итого</b>	<b>3 409</b>	<b>1 037</b>	<b>4 446</b>

## Структура работников по категориям

Подразделение	ВСЕГО РАБОТАЮЩИХ	В том числе		
		Руководители	Специалисты	Рабочие
Акмолинские МЭС	571	68	209	294
Актюбинские МЭС	262	45	104	113
Алматинские МЭС	474	62	192	220
Восточные МЭС	290	42	123	125
Западные МЭС	252	40	95	117
Сарбайские МЭС	411	54	155	202
Северные МЭС	381	52	137	192
Центральные МЭС	420	61	162	197
Южные МЭС	432	60	162	210
НДЦ СО	101	23	78	
Исполнительная дирекция	372	39	333	
АО «Энергоинформ»	480	84	368	28
<b>Итого</b>	<b>4 446</b>	<b>630</b>	<b>2 118</b>	<b>1 698</b>

## Структура работников по стажу работы

Подразделение	Всего работа- ющих	В том числе													
		До 1 года	%	От 1 до 3 лет	%	От 3 до 5 лет	%	От 5 до 10 лет	%	От 10 до 15 лет	%	От 15 до 20 лет	%	Свыше 20 лет	%
Акмолинские МЭС	571	39	6,83	63	11,03	48	8,41	114	19,96	103	18,04	86	15,06	118	20,67
Актюбинские МЭС	262	15	5,73	31	11,83	14	5,34	45	17,18	48	18,32	49	18,70	60	22,90
Алматинские МЭС	474	26	5,49	43	9,07	33	6,96	114	24,05	78	16,46	69	14,56	111	23,42
Восточные МЭС	290	9	3,10	21	7,24	26	8,97	60	20,69	59	20,34	33	11,38	82	28,28
Западные МЭС	252	17	6,75	35	13,89	31	12,30	57	22,62	39	15,48	34	13,49	39	15,48
Сарбайские МЭС	411	3	0,73	18	4,38	35	8,52	56	13,63	41	9,98	53	12,90	205	49,88
Северные МЭС	381	27	7,09	42	11,02	31	8,14	68	17,85	54	14,17	59	15,49	100	26,25
Центральные МЭС	420	23	5,48	38	9,05	23	5,48	90	21,43	76	18,10	57	13,57	113	26,90
Южные МЭС	432	14	3,24	30	6,94	29	6,71	66	15,28	66	15,28	69	15,97	158	36,57
НДЦ СО	101	6	5,94	14	13,86	15	14,85	23	22,77	15	14,85	15	14,85	13	12,87
Исполнительная дирекция	372	34	9,14	37	9,95	17	4,57	66	17,74	56	15,05	92	24,73	70	18,82
АО «Энергоинформ»	480	58	12,08	58	12,08	57	11,88	92	19,17	76	15,83	63	13,13	76	15,83
<b>Итого</b>	<b>4 446</b>	<b>271</b>	<b>6,10</b>	<b>430</b>	<b>9,67</b>	<b>359</b>	<b>8,07</b>	<b>851</b>	<b>19,14</b>	<b>711</b>	<b>15,99</b>	<b>679</b>	<b>15,27</b>	<b>1 145</b>	<b>25,75</b>

## Структура работников по возрасту

405-1

Подразделение	Всего	В том числе (лет)									
		до 30		31-40		41-50		51-60		Старше 61 лет	
		чел.	%	чел.	%	чел.	%	чел.	%	чел.	%
Акмолинские МЭС	571	104	18,21	155	27,15	139	24,34	146	25,57	27	4,73
Актюбинские МЭС	262	47	17,94	85	32,44	47	17,94	70	26,72	13	4,96
Алматинские МЭС	474	100	21,10	159	33,54	100	21,10	96	20,25	19	4,01
Восточные МЭС	290	48	16,55	104	35,86	59	20,34	63	21,72	16	5,52
Западные МЭС	252	65	25,79	90	35,71	52	20,63	40	15,87	5	1,98
Сарбайские МЭС	411	57	13,87	107	26,03	100	24,33	130	31,63	17	4,14
Северные МЭС	381	47	12,34	113	29,66	91	23,88	115	30,18	15	3,94
Центральные МЭС	420	50	11,90	121	28,81	109	25,95	118	28,10	22	5,24
Южные МЭС	432	57	13,19	118	27,31	107	24,77	136	31,48	14	3,24
НДЦ СО	101	15	14,85	35	34,65	35	34,65	16	15,84		0,00
Исполнительная дирекция	372	38	10,22	141	37,90	115	30,91	73	19,62	5	1,34
АО «Энергоинформ»	480	81	16,88	185	38,54	92	19,17	101	21,04	21	4,38
<b>Итого</b>	<b>4 446</b>	<b>709</b>	<b>15,95</b>	<b>1 413</b>	<b>31,78</b>	<b>1 046</b>	<b>23,53</b>	<b>1 104</b>	<b>24,83</b>	<b>174</b>	<b>3,91</b>

## Структура работников по образованию

Подразделение	Всего	В том числе					
		высшее		средне-специальное		среднее	
		чел.	%	чел.	%	чел.	%
Акмолинские МЭС	571	342	59,89	175	30,65	54	9,46
Актюбинские МЭС	262	179	68,32	57	21,76	26	9,92
Алматинские МЭС	474	310	65,40	102	21,52	62	13,08
Восточные МЭС	290	178	61,38	84	28,97	28	9,66
Западные МЭС	252	166	65,87	55	21,83	31	12,30
Сарбайские МЭС	411	272	66,18	94	22,87	45	10,95
Северные МЭС	381	235	61,68	83	21,78	63	16,54
Центральные МЭС	420	247	58,81	118	28,10	55	13,10
Южные МЭС	432	320	74,07	93	21,53	19	4,40
НДЦ СО	101	101	100,00	-	0,00	-	0,00
Исполнительная дирекция	372	372	100,00	-	0,00	-	0,00
АО «Энергоинформ»	480	418	87,08	45	9,38	17	3,54
<b>Итого</b>	<b>4 446</b>	<b>3 140</b>	<b>70,63</b>	<b>906</b>	<b>20,38</b>	<b>400</b>	<b>9,00</b>

## Структура добровольной текучести персонала, чел.

Наименование филиала	Состояло на 01.01.2023 г.			Состоит на 31.12.2023 г.			Текущая за период: 01.01.2023-31.12.2023		
	всего	в том числе:		всего	в том числе:		всего	в том числе:	
		мужчин	женщин		мужчин	женщин		мужчин	женщин
Акмолинские МЭС	567	467	100	571	473	98	0,71%	1,28%	-2,00%
Актюбинские МЭС	250	204	46	262	211	51	4,80%	3,43%	10,87%
Алматинские МЭС	462	388	74	474	400	74	2,60%	3,09%	0,00%
Восточные МЭС	288	235	53	290	237	53	0,69%	0,85%	0,00%
Западные МЭС	238	185	53	252	196	56	5,88%	5,95%	5,66%
Сарбайские МЭС	407	337	70	411	334	77	0,98%	-0,89%	10,00%
Северные МЭС	381	292	89	381	287	94	0,00%	-1,71%	5,62%
Центральные МЭС	410	334	76	420	342	78	2,44%	2,40%	2,63%
Южные МЭС	439	368	71	432	361	71	-1,59%	-1,90%	0,00%
НДЦ СО	100	59	41	101	60	41	1,00%	1,69%	0,00%
Исполнительная дирекция	361	179	182	372	186	186	3,05%	3,91%	2,20%
АО «Энергоинформ»	473	319	154	480	322	158	1,48%	0,94%	2,60%
<b>Итого</b>	<b>4 376</b>	<b>3 367</b>	<b>1 009</b>	<b>4 446</b>	<b>3 409</b>	<b>1 037</b>	<b>1,60%</b>	<b>1,25%</b>	<b>2,78%</b>



## Количество нанятых работников и покинувших Компанию работников, чел.

Показатель	2019		2020		2021		2022		2023		2023/2022	2023/2022, %
	чел.	%	чел.	%	чел.	%	чел.	%	чел.	%	чел.	%
<b>Общее количество нанятых работников всего</b>	<b>590</b>	<b>12,24</b>	<b>343</b>	<b>7,25</b>	<b>451</b>	<b>10,25</b>	<b>551</b>	<b>12,59</b>	<b>543</b>	<b>12,21</b>	<b>-8</b>	<b>-1,45%</b>
<b>по возрасту:</b>												
- до 30 лет	261	5,42	140	2,96	214	47,45	222	5,07	209	29,48	-13	-5,86%
- от 31 до 50 лет	250	5,19	168	3,55	194	43,02	276	6,31	274	11,14	-2	-0,72%
- от 51 лет и старше	79	1,64	35	0,74	43	9,53	53	1,21	60	4,69	7	13,21%
<b>по полу:</b>												
- мужчин	404	8,38	263	5,56	364	80,71	441	10,08	436	12,78	-5	-1,13%
- женщин	186	3,86	80	1,69	87	19,29	110	2,51	107	10,31	-3	-2,73%
<b>по регионам:</b>												
- Исполнительная дирекция	59	15,28	15	4,03	26	7,34	70	19,39	56	15,05	-14	-20,00%
- «Акмолинские МЭС»	83	14,26	46	8,01	69	11,98	72	12,70	65	11,38	-7	-9,72%
- «Актюбинские МЭС»	21	8,27	15	5,93	27	10,63	28	11,20	31	11,83	3	10,71%
- «Алматинские МЭС»	49	10,27	29	6,12	35	7,46	57	12,34	48	10,13	-9	-15,79%
- «Восточные МЭС»	30	10,10	17	5,94	29	9,80	20	6,94	30	10,34	10	50,00%
- «Западные МЭС»	31	13,66	28	12,23	39	16,46	36	15,13	40	15,87	4	11,11%
- «Сарбайские МЭС»	35	8,20	17	4,10	49	11,81	47	11,55	44	10,71	-3	-6,38%
- «Северные МЭС»	36	9,23	16	4,29	42	11,29	43	11,29	44	11,55	1	2,33%
- «Центральные МЭС»	27	6,55	26	6,25	23	5,71	56	13,66	44	10,48	-12	-21,43%
- «Южные МЭС»	29	6,65	24	5,58	28	6,56	47	10,71	34	7,87	-13	-27,66%
- НДЦ СО	10	10,87	6	6,32	8	8,25	9	9,00	11	10,89	2	22,22%
- АО «Энергоинформ»	153	19,08	92	11,79	76	15,20	66	13,95	96	20,00	30	45,45%
<b>Общее количество покинувших работников, всего</b>	<b>568</b>	<b>11,79</b>	<b>421</b>	<b>8,90</b>	<b>748</b>	<b>17,0</b>	<b>575</b>	<b>13,14</b>	<b>473</b>	<b>10,63</b>	<b>-102</b>	<b>-17,74%</b>
<b>по возрасту:</b>												
- до 30 лет	168	3,49	82	1,73	161	3,65	134	3,06	100	14,10	-34	-25,37%
- от 31 до 50 лет	223	4,63	170	3,59	362	8,22	254	5,80	220	8,95	-34	-13,39%
- от 51 лет и старше	177	3,67	169	3,57	225	5,11	187	4,27	153	11,97	-34	-18,18%
<b>по полу: %</b>												
- мужчин	395	8,20	290	6,13	438	9,95	451	10,31	394	11,55	-57	-12,64%
- женщин	173	3,59	131	2,77	310	7,04	124	2,83	79	7,6	-45	-36,29%
<b>по регионам:</b>												
- Исполнительная дирекция	54	13,99	29	7,80	44	5,88	63	13,32	45	12,10	-18	-28,57%
- «Акмолинские МЭС»	72	12,37	54	9,41	67	8,96	81	14,29	61	10,68	-20	-24,69%
- «Актюбинские МЭС»	20	7,87	16	6,32	26	3,48	32	12,80	19	7,25	-13	-40,63%
- «Алматинские МЭС»	49	10,27	32	6,75	40	5,35	64	13,85	36	7,59	-28	-43,75%
- «Восточные МЭС»	32	10,77	28	9,79	19	2,54	28	9,72	28	9,66	0	0,00%
- «Западные МЭС»	28	12,33	26	11,35	31	4,14	35	14,71	26	10,32	-9	-25,71%
- «Сарбайские МЭС»	28	6,56	29	6,99	49	6,55	55	13,51	40	9,73	-15	-27,27%
- «Северные МЭС»	34	8,72	33	8,85	43	5,75	34	8,92	44	11,55	10	29,41%
- «Центральные МЭС»	36	8,74	22	5,29	36	4,81	49	11,95	34	8,10	-15	-30,61%
- «Южные МЭС»	27	6,19	30	6,98	31	4,14	35	7,97	41	9,49	6	17,14%
- НДЦ СО	10	10,87	3	3,16	6	0,80	6	6,00	10	9,90	4	66,67%
- АО «Энергоинформ»	162	20,20	104	13,33	356	47,59	93	19,66	89	18,54	-4	-4,30%
<b>Текущая кадровая обобщая, %</b>		<b>7,4</b>		<b>4,7</b>		<b>8,22</b>		<b>8,13</b>		<b>6,51</b>		

## Количество работников, которые имеют право выйти на пенсию, чел.

**EU15**

Подразделение	Кол-во работников, которые могут выйти на пенсию в период с 2023-2027 г.г.				Кол-во работников, которые могут выйти на пенсию в период с 2023-2032 г.г.			% работников, которые могут выйти на пенсию	
	Всего, чел	всего	в том числе		всего	в том числе		всего	в период
			АП	ПП		АП	ПП		
								2023-2027 гг.	2023-2032 гг.
Акмолинские МЭС	571	72	1	71	144	3	141	12,61	25,22
Актюбинские МЭС	262	27		27	61	2	59	10,31	23,28
Алматинские МЭС	474	49	3	46	99	10	89	10,34	20,89
Восточные МЭС	290	30	3	27	27	1	26	10,34	9,31
Западные МЭС	252	27	1	26	39	3	36	10,71	15,48
Сарбайские МЭС	411	61	2	59	154	7	147	14,84	37,47
Северные МЭС	381	49	1	48	102	3	99	12,86	26,77
Центральные МЭС	420	65	1	64	115	3	112	15,48	27,38
Южные МЭС	432	58	1	57	120	114	6	13,43	27,78
НДЦ СО	101	6	-	6	12	-	12	5,94	11,88
Исполнительная дирекция	372	25	16	9	58	41	17	6,72	15,59
АО «Энергоинформ»	480	53	1	52	29	2	27	11,04	6,04
<b>Итого</b>	<b>4 446</b>	<b>522</b>	<b>30</b>	<b>492</b>	<b>960</b>	<b>189</b>	<b>771</b>	<b>11,74</b>	<b>21,59</b>

## Производственные показатели

## EU1, EU3, EU4, EU28, EU29

Показатель	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2023/2022	2023/2022,%
<b>Установленная производственная мощность, в разбивке по первичным источникам энергии и режиму регулирования</b>	<b>MBA</b>	<b>38 246,05</b>	<b>38 746,05</b>	<b>38 742,90</b>	<b>38 992,9</b>	<b>39 055,90</b>	<b>+63,00</b>	<b>+ 0,16</b>
в том числе:								
- ПС 1150 кВ	MBA	9 384,10	9 384,10	9 384,10	9 384,10	9 384,10	-	-
- ПС 500 кВ	MBA	17 447,50	17 447,50	17 447,50	17 447,50	17 447,50	-	-
- ПС 220 кВ	MBA	11 391,25	11 891,25	11 888,10	12 138,1	12 201,10	63,00	0,52
- ПС 110 кВ	MBA	-	-	-	-	-	-	-
- ПС 35 кВ	MBA	23,20	23,20	23,20	23,2	23,2	-	-
<b>Длина воздушных и кабельных линий электропередачи в разбивке по режиму регулирования (по цепям)</b>	<b>км</b>	<b>26 900,91</b>	<b>26 997,92</b>	<b>26 973,23</b>	<b>26 977,22</b>	<b>27 807,51</b>	<b>830,29</b>	<b>3,00</b>
в том числе:								
- 1150 кВ	км	1 421,23	1 421,23	1 421,23	1 421,23	1 421,23	-	-
- 500 кВ	км	8 287,98	8 287,98	8 282,26	8 282,26	8 281,93	-0,33	0
- 330 кВ	км	1 863,28	1 863,28	1 863,28	1 863,28	1 863,28	-	-
- 220 кВ	км	14 816,35	14 898,86	14 893,06	14 890,22	15 669,58	+779,36	5,23
- 110 кВ	км	352,84	352,84	352,84	352,84	352,84	-	-
- 35 кВ	км	44,13	44,13	44,13	44,13	44,13	-	-
- ниже 35 кВ	км	115,10	129,61	116,44	123,26	174,463	+51,20	42,00
<b>Количество потребителей электроэнергии (количество договоров)</b>	<b>шт.</b>	<b>797</b>	<b>861</b>	<b>951</b>	<b>1 141</b>	<b>1 629</b>	<b>+488</b>	<b>43,00</b>
<b>Частота перебоев в подаче электроэнергии — SAIFI</b>		<b>0,03</b>	<b>0,07</b>	<b>0,12</b>	<b>0,04</b>	<b>0,07</b>	<b>0,03</b>	<b>75,00</b>
<b>Средняя продолжительность перебоев в подаче электроэнергии — SAIDI</b>	<b>часов</b>	<b>0,01</b>	<b>0,16</b>	<b>0,09</b>	<b>0,06</b>	<b>0,05</b>	<b>-0,01</b>	<b>-16,67</b>
<b>Объемы оказанных услуг</b>								
<b>Передача электроэнергии</b>	<b>млрд кВт·ч</b>	<b>43,97</b>	<b>46,16</b>	<b>54,65</b>	<b>58,57</b>	<b>39,24</b>	<b>-19,3</b>	<b>-33,00</b>
<b>Пользование НЭС</b>	<b>млрд кВт·ч</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>35,98</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Техническая диспетчеризация</b>	<b>млрд кВт·ч</b>	<b>97,06</b>	<b>98,99</b>	<b>105,04</b>	<b>104,26</b>	<b>106,28</b>	<b>2,0</b>	<b>1,9</b>
<b>Организация балансирования производства-потребления электроэнергии</b>	<b>млрд кВт·ч</b>	<b>188,77</b>	<b>192,86</b>	<b>205,15</b>	<b>203,12</b>	<b>205,41</b>	<b>2,3</b>	<b>1,1</b>

## Экономические показатели

201-1, 201-4

Показатель	Ед. изм.	2019	2020*	2021	2022	2023	2023/2022	2023/2022,%
<b>Общая капитализация:</b>	<b>млн тенге</b>	<b>632 163,54</b>	<b>663 590,50</b>	<b>908 336,27</b>	<b>809 916,87</b>	<b>849 254,52</b>	<b>39 337,65</b>	<b>4,86</b>
- собственный капитал	млн тенге	481 838,02	502 556,47	737 136,82	653 565,16	685 719,13	32 153,97	4,92
- заемный капитал	млн тенге	150 325,52	161 034,03	171 199,45	156 351,70	163 535,39	7 183,69	4,59
<b>Средства, полученные от государства</b>	<b>млн тенге</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>0</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Созданная экономическая стоимость:</b>	<b>млн тенге</b>	<b>160 158,80</b>	<b>185 852,94</b>	<b>199 424,10</b>	<b>227 003,95</b>	<b>263 910,63</b>	<b>36 906,68</b>	<b>16,26</b>
- доходы от основной деятельности	млн тенге	154 629,42	179 097,56	186 443,14	217 255,55	252 136,38	34 880,83	16,06
- финансовые доходы	млн тенге	3 581,81	5 480,24	5 368,22	5 726,12	7 576,47	1850,354	32,31
- прочие доходы	млн тенге	1 947,57	1 275,13	7 612,74	4 022,29	4 197,78	175,49	4,36
<b>Распределенная экономическая стоимость:</b>	<b>млн тенге</b>	<b>157 587,49</b>	<b>170 101,47</b>	<b>201 789,23</b>	<b>217 270,65</b>	<b>253 879,87</b>	<b>36 609,22</b>	<b>16,85</b>
- расходы по оплате труда	млн тенге	20 167,09	21 101,73	23 672,49	26 755,43	33 272,86	6 517,43	24,36
- расходы по налогам и сборам в государственный бюджет	млн тенге	17 932,84	21 334,15	14 047,26	18 026,52	21 610,03	3 583,51	19,88
- выплаты поставщикам капитала	млн тенге	40 842,53	43 952,81	53 200,01	30 309,24	47 075,04	16 765,80	55,32
- благотворительная и спонсорская помощь	млн тенге	-	-	-	-	0	-	-
- прочие операционные затраты	млн тенге	78 260,29	77 761,28	99 492,06	136 625,19	148 327,37	11 702,18	8,57
- прочие неоперационные затраты	млн тенге	384,74	5 951,50	11 377,43	5 554,26	3 594,57	-1 959,69	-35,28
<b>Прибыль после налогообложения за год от прекращенной деятельности</b>	<b>млн тенге</b>	<b>6 535,83</b>	<b>4 967,04</b>	<b>13 471,47</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Экономическая стоимость к распределению</b>	<b>млн тенге</b>	<b>9 107,14</b>	<b>20 718,50</b>	<b>11 106,33</b>	<b>9 733,30</b>	<b>10 030,77</b>	<b>297,47</b>	<b>3,06</b>
<b>Доля руководителей высшего ранга в существенных регионах осуществления деятельности организации, нанятых из числа представителей местного населения</b>	<b>%</b>	<b>83</b>	<b>90,9</b>	<b>90,9</b>	<b>85,7</b>	<b>100</b>	<b>14,3</b>	<b>17</b>

\* пересчитано с учетом отчуждения ТОО «РФЦ по ВИЭ»

## Соблюдение законодательства и нормативных требований

2-27

Показатель	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023
<b>Подтвержденные случаи коррупции и предпринятые действия*</b>	-	0	0	0	0	0
<b>Денежная сумма существенных штрафов и общее число нефинансовых санкций, наложенных за несоблюдение законодательства и нормативных требований в социально-экономической сфере</b>	<b>млн тенге</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
из них:						
- денежное выражение существенных штрафов, наложенных за несоблюдение законодательства и нормативных требований, касающихся предоставления и использования продукции и услуг	млн тенге	0	0	0	0	0
- денежное значение существенных штрафов и общее число нефинансовых санкций, наложенных за несоблюдение экологического законодательства и нормативных требований	млн тенге	0	0	0	0	0

\* Инциденты, в которых работники были уволены или подвергнуты дисциплинарному наказанию за коррупцию, прекращены контракты с деловыми партнерами из-за нарушений, связанных с коррупцией, а также судебных дел, касающихся коррупции, в отношении Компании или ее работников в течение 2023 года не было.

## Экологические показатели



### EU12, 302-1, 302-4

Показатель	Ед. изм.	2019	2020*	2021	2022	2023	2022/2023	2022/2023,%
<b>Энергопотребление</b>								
Процент потерь при передаче энергии*	%	6,4	6,0	5,6	4,9	5,0	0,1	2%
Эффект от мероприятий по снижению потерь (энергосбережение)	ГДж	17 222	15 340	15 810	14 155	14 609	454	3%
Удельное энергопотребление	ГДж/тыс. тенге	0,069	0,058	0,060	0,048	0,043	-0,005	-10%
<b>Потребление энергии внутри организации:</b>	<b>ГДж</b>	<b>10 710 622</b>	<b>10 350 517</b>	<b>11 162 799</b>	<b>10 374 628</b>	<b>10 817 816</b>	<b>443 188</b>	<b>4%</b>
- электроэнергия	ГДж	10 502 753	10 068 339	10 951 741	10 169 639	10 620 995	451 356	4%
- теплоэнергия	ГДж	87 399	81 396	87 536	84 843	78 877	-5 966	-7%
<b>Топливо:</b>	<b>ГДж</b>	<b>120 470</b>	<b>114 065</b>	<b>123 521</b>	<b>120 146</b>	<b>117 945</b>	<b>-2 201</b>	<b>-2%</b>
- бензин моторный	ГДж	53 935	44 768	41 681	40 918,42	39 368	-1 550	-4%
- дизельное топливо	ГДж	62 911	65 250	77 941	75 481,13	75 206	-275	0%
- газ природный	ГДж	3 314	3 911	3 749	3 237,41	3 066	-171	-5%
- газ сжиженный	ГДж	310	135	150	508,78	304	-204	-40%

\* Технические потери от отпуска электроэнергии в сеть при ее передаче.

## Показатели охраны труда

## 403-9

Показатель	2019	2020	2021	2022	2023
Частота зарегистрированных производственных травм	0	0	0,03	0	0
<b>По регионам:</b>					
Исполнительная дирекция	0	0	0	0	0
«Акмолинские МЭС»	0	0	0	0	0
«Актюбинские МЭС»	0	0	0,45	0	0
«Алматинские МЭС»	0	0	0	0	0
«Восточные МЭС»	0	0	0	0	0
«Западные МЭС»	0	0	0	0	0
«Сарбайские МЭС»	0	0	0	0	0
«Северные МЭС»	0	0	0	0	0
«Центральные МЭС»	0	0	0	0	0
«Южные МЭС»	0	0	0	0	0
НДЦ СО	0	0	0	0	0
Частота тяжелых травм (исключая смертельные случаи)	0	0	0,03	0,05	0,03
<b>По регионам:</b>					
Исполнительная дирекция	0	0	0	0	0
«Акмолинские МЭС»	0	0	0	0	0
«Актюбинские МЭС»	0	0	0,45	0	0
«Алматинские МЭС»	0	0	0	0	0
«Восточные МЭС»	0	0	0	0,41	0
«Западные МЭС»	0	0	0	0	0
«Сарбайские МЭС»	0	0	0	0	0
«Северные МЭС»	0	0	0	0	0,3
«Центральные МЭС»	0	0	0	0	0
«Южные МЭС»	0	0	0	0,27	0
НДЦ СО	0	0	0	0	0
Количество тяжелых травм (исключая смертельные случаи)	0	0	0	2	1
Частота смертельных случаев	-	0	0	0,02	0

Показатель	2019	2020	2021	2022	2023
<b>По регионам:</b>					
Исполнительная дирекция	0	0	0	0	0
«Акмолинские МЭС»	0	0	0	0	0
«Актюбинские МЭС»	0	0	0,45	0	0
«Алматинские МЭС»	0	0	0	0	0
«Восточные МЭС»	0	0	0	0,41	0
«Западные МЭС»	0	0	0	0	0
«Сарбайские МЭС»	0	0	0	0	0
«Северные МЭС»	0	0	0	0	0
«Центральные МЭС»	0	0	0	0	0
«Южные МЭС»	0	0	0	0	0
НДЦ СО	0	0	0	0	0
Количество смертельных исходов	0	0	0	1	0
<b>Обучения, тренировки и учения в области ГО и ЧС:</b>					
Республиканские командно-штабные учения	2	2	2	-	3
Штабные тренировки	12	4	2	-	7
Объектовые тренировки	4	2	2	20	15
Тактико-специальные учения с формированиями гражданской обороны	1	2	3	21	6
Сейсмотренировки	15	4	4	11	14
Обучение на республиканских, областных курсах по ГО и ЧС	14	32	36	11	23

\* Показатель рассчитан, основываясь на 200 000 отработанных часах, и показывает количество производственных травм на 100 работников, занятых полный рабочий день, за год.

## Приложение 3. Таблица показателей GRI

Заявление об использовании: АО «Казахстанская компания по управлению электрическими сетями (Kazakhstan Electricity Grid Operating Company) «KEGOC» подготовило Отчет в соответствии со стандартами GRI за период 01.01.2023-31.12.2023

Примененный GRI 1: GRI 1: Foundation 2021

Применимые отраслевые стандарты GRI: GRI Electric Utilities (2016)

Индекс показателя	Наименование показателя	Полнота раскрытия			Раздел и страница в Отчете	Комментарии
		Требование исключено	Причина	Описание		
<b>GRI 2: Компания и ее практика отчетности</b>						
2-1	Сведения об организации				<a href="#">14, 158</a>	
2-2	Предприятия, включенные в отчетность организации в области устойчивого развития				<a href="#">91</a>	
2-3	Отчетный период, частота и контактное лицо				<a href="#">91</a>	
2-4	Переформулированная информация					переформулировок не было
2-5	Внешнее заверение				<a href="#">91</a>	
<b>GRI 2: Деятельность Компании и ее работники</b>						
2-6	Деятельность, цепочка создания стоимости и другие деловые отношения				<a href="#">16, 17, 20, 22, 55, 86, 87, 88</a>	
2-7	Работники				<a href="#">41, 95, 96</a>	
2-8	Работники, не являющиеся наемными работниками	да	не применимо	в Компании нет внештатных работников		
2-9	Структура и состав органов управления				<a href="#">54, 59, 63, 65, 66</a>	
2-10	Назначение и выбор высшего руководящего органа				<a href="#">58, 63</a>	
2-11	Председатель высшего органа управления				<a href="#">58, 59</a>	
2-12	Роль высшего руководящего органа в надзоре за управление воздействиями				<a href="#">18, 32, 39, 50, 58, 79</a>	
2-13	Делегирование ответственности за управление воздействиями				<a href="#">32, 39, 50, 58, 64, 65, 66, 67, 69, 72</a>	
2-14	Роль высшего руководящего органа в отчетности в области устойчивого развития				<a href="#">58, 91</a>	
2-15	Конфликт интересов				<a href="#">73, 74</a>	
2-16	Информирование о важнейших вопросах, вызывающих обеспокоенность				<a href="#">75, 76</a>	
2-17	Коллективные знания высшего руководящего органа				<a href="#">68</a>	
2-18	Оценка деятельности высшего руководящего органа				<a href="#">73</a>	
2-19	Политика вознаграждения				<a href="#">73</a>	
2-20	Процесс определения вознаграждения				<a href="#">73</a>	
2-21	Коэффициент годового общего вознаграждения	да	конфиденциальные ограничения	информация о вознаграждениях раскрывается в соответствии с Правилами раскрытия информации инициаторами допуска ценных бумаг АО «Казахстанская фондовая биржа»		

## Полнота раскрытия

Индекс показателя	Наименование показателя	Требование исключено	Причина	Описание	Раздел и страница в Отчете	Комментарии
<b>GRI 2: Стратегия, политика, практики</b>						
2-22	Заявление о стратегии устойчивого развития				<a href="#">02, 03, 18</a>	
2-23	Приверженность политикам				<a href="#">18, 33, 35, 40, 49, 74</a>	
2-24	Выполнение взятых на себя обязательств				<a href="#">18, 22, 33, 35, 46, 51, 75, 86</a>	
2-25	Процессы устранения негативных воздействий				<a href="#">22, 33, 51, 75, 76, 86, 93</a>	
2-26	Механизмы обращения за консультацией и выражения озабоченности				<a href="#">09, 22, 37, 75, 76, 86, 93</a>	
2-27	Соблюдение законов и нормативных актов				<a href="#">22, 33, 102</a>	
2-28	Членство в ассоциациях				<a href="#">14, 15</a>	
2-29	Подход к взаимодействию с заинтересованными сторонами				<a href="#">92, 93, 94</a>	
2-30	Коллективные договоры				<a href="#">49</a>	
EU1	Установленная производственная мощность, в разбивке по первичным источникам энергии и режиму регулирования				<a href="#">16, 17, 101</a>	
EU2	Производство чистой энергии в разбивке по первичным источникам энергии и режиму регулирования	да	не применимо	АО «KEGOC» не является энерго-производящей компанией		
EU3	Количество потребителей электроэнергии				<a href="#">22, 101</a>	
EU4	Длина воздушных и подземных линий электропередачи в разбивке по режиму регулирования				<a href="#">16, 17, 101</a>	
EU5	Распределение квот выбросов CO <sub>2</sub> e или эквивалента в разбивке по схеме выбросов парниковых газов		не применимо	Компания не работает на рынках с добровольными или юридически обязательными схемами торговли выбросами CO <sub>2</sub> e		
EU28	Частота перебоев в подаче электроэнергии				<a href="#">29, 101</a>	
EU29	Средняя продолжительность перебоев в подаче электроэнергии				<a href="#">29, 101</a>	
<b>GRI 3: Существенные темы</b>						
3-1	Процесс определения существенных тем				<a href="#">94</a>	
3-2	Список существенных тем				<a href="#">94</a>	
3-3	Управление существенной темой				<a href="#">32, 39, 50, 75</a>	
<b>Категория «Экономическая»</b>						
<b>GRI 201: Экономические показатели</b>						
3-3	Управление существенной темой				<a href="#">89</a>	
201-1	Созданная и распределенная прямая экономическая стоимость				<a href="#">89</a>	
201-2	Финансовые последствия и другие риски и возможности, связанные с изменением климата				<a href="#">24, 30, 35, 38</a>	
201-3	Обеспеченность обязательств организации, связанных с пенсионными планами с установленными льготами	да	не применимо	Пенсионным законодательством Республики Казахстан регулируется порядок пенсионных отчислений в ЕНПФ		
201-4	Финансовая помощь, полученная от государства				<a href="#">89, 102</a>	



## Полнота раскрытия

Индекс показателя	Наименование показателя	Требование исключено	Причина	Описание	Раздел и страница в Отчете	Комментарии
<b>Категория «Экологическая»</b>						
<b>GRI 302: Энергия</b>						
3-3	Управление существенной темой					
302-1	Потребление энергии внутри организации	Да	с. iii., iv./ d не применимо	Компания не потребляет охлаждение и пар, а также не продает энергетические ресурсы	<a href="#">38, 103</a>	
302-2	Потребление энергии за пределами организации			в настоящее время Компания ведет учет потребления энергетических ресурсов только внутри организации, в этой связи, потребление энергии за пределами организации не отражено в настоящем Отчете		
302-3	Энергоемкость				<a href="#">38</a>	
302-4	Сокращение энергопотребления				<a href="#">38, 103</a>	
302-5	Снижение потребности в энергии реализованной продукции или услуг (для нас потери при передаче)				<a href="#">38</a>	
EU12	Процент потерь при передаче и распределении энергии				<a href="#">38, 103</a>	
<b>GRI 302: Выбросы</b>						
3-3	Управление существенной темой				<a href="#">33</a>	
305-1	Прямые выбросы парниковых газов (область охвата 1)	Да	с. не применимо	Компания не генерирует биогенные выбросы	<a href="#">35</a>	
305-2	Непрямые энергетические выбросы парниковых газов (область охвата 2)		b. не применимо		<a href="#">35</a>	
305-3	Прочие косвенные выбросы парниковых газов (область охвата 3)			в настоящее время Компания не ведет учет косвенных выбросов парниковых газов (область охвата 3)		
305-4	Интенсивность выбросов парниковых газов				<a href="#">35</a>	
305-5	Сокращение выбросов парниковых газов				<a href="#">35</a>	
305-6	Выбросы озоноразрушающих веществ (ОРВ)			В своей деятельности Компания не осуществляет выброс озоноразрушающих веществ, которые влияют на изменение климата		
305-7	Выбросы в атмосферу оксида азота (NO <sub>x</sub> ), оксида серы (SO <sub>x</sub> ) и других значимых загрязняющих веществ	Да	а.iii Стойкие органические загрязнители (СОЗ) — не применимо а. v Опасные загрязнители воздуха (ОЗВ) — не применимо	а.iii — В Компании отсутствуют выбросы от СОЗ а. v — Не применимо в рамках законодательства РК	<a href="#">34</a>	
<b>GRI 306: Отходы</b>						
3-3	Управление существенной темой				<a href="#">36</a>	
306-1	Образование отходов и значительные воздействия, связанные с отходами				<a href="#">36</a>	
306-2	Управление значительными воздействиями, связанными с отходами				<a href="#">36</a>	
306-3	Образование отходов				<a href="#">36</a>	

## Полнота раскрытия

Индекс показателя	Наименование показателя	Требование исключено	Причина	Описание	Раздел и страница в Отчете	Комментарии
306-4	Утилизация отходов	Да	Частичное раскрытие	Информация по данному показателю раскрывается частично на основании актуальной информации, имеющейся у Компании и по которой у Компании имеется понимание	<a href="#">36</a>	
306-5	Удаление и размещение отходов	Да	Частичное раскрытие	Информация по данному показателю раскрывается частично на основании актуальной информации, имеющейся у Компании и по которой у Компании имеется понимание	<a href="#">36</a>	
<b>Категория «Социальная»</b>						
<b>GRI 403: Здоровье и безопасность на рабочем месте</b>						
3-3	Управление существенной темой				<a href="#">50</a>	
403-1	Система управления вопросами охраны труда и безопасности на рабочем месте				<a href="#">51</a>	
403-2	Идентификация опасностей, оценка рисков и расследование инцидентов				<a href="#">51, 52</a>	
403-3	Служба охраны труда и производственной безопасности				<a href="#">51</a>	
403-4	Участие работников, консультации и коммуникации по вопросам охраны труда и безопасности на рабочем месте				<a href="#">49, 51</a>	
403-5	Подготовка работников по вопросам охраны труда и безопасности на рабочем месте				<a href="#">51, 52</a>	
403-6	Укрепление здоровья работников				<a href="#">51</a>	
403-7	Предотвращение и смягчение последствий для здоровья и безопасности труда, напрямую связанных с деловыми отношениями				<a href="#">51, 52</a>	
403-8	Работники, охваченные системой менеджмента обеспечения безопасности труда и охраны здоровья				<a href="#">51, 52</a>	
403-9	Виды и уровень производственного травматизма				<a href="#">52, 104</a>	EU25
403-10	Профессиональные заболевания				<a href="#">51</a>	
<b>GRI 405: Разнообразие и равные возможности</b>						
3-3	Управление существенной темой				<a href="#">41</a>	
405-1	Состав руководящих органов и основных категорий персонала организации с разбивкой по полу и возрастным группам				<a href="#">42, 62, 95, 97</a>	
405-2	Отношение базового оклада мужчин и женщин в разбивке по категориям работников и по существенным регионам осуществления деятельности				<a href="#">45</a>	

## Приложение 4. Консолидированная финансовая отчётность

### ЗА ГОД, ЗАКОНЧИВШИЙСЯ 31 ДЕКАБРЯ 2023 ГОДА

<b>Аудиторский отчёт независимого аудитора</b> .....	<b>110</b>
<b>Консолидированная финансовая отчётность</b> .....	<b>112</b>
Консолидированный отчёт о финансовом положении .....	112
Консолидированный отчёт о совокупном доходе .....	113
Консолидированный отчёт о движении денежных средств .....	113
Консолидированный отчёт об изменениях в капитале .....	114
Примечания к консолидированной финансовой отчётности .....	115

В процессе подготовки финансовой отчетности существует риск «Отражение некорректной информации в финансовой отчетности» не являющийся ключевым, но значимым для обеспечения эффективной деятельности АО «KEGOC». Факторами возникновения данного риска являются:

- недостаточная квалификация персонала в Компании;
- отсутствие контроля за изменением требований МСФО и НПА;
- ошибки при ручном вводе данных в учетную систему;
- недобросовестные действия работников;
- предоставление структурными подразделениями недостоверной первичной документации.

#### С целью минимизации данного риска при подготовке финансовой отчетности за 2023 год в Компании проведены:

- обучение работников;
- мониторинг базы данных правовой информации;
- аудит финансовой отчетности;
- обеспечение многоуровневого контроля за вводом данных в учетную систему;
- контроль за предоставлением достоверной первичной информации структурными подразделениями АО «KEGOC» и дочерних организаций.

#### Кроме того, аудитором, при проведении аудита финансовой отчетности:

- выявляются и оцениваются риски существенного искажения консолидированной финансовой отчетности вследствие недобросовестных действий или ошибок;
- разрабатываются и проводятся аудиторские процедуры в ответ на эти риски;
- рассматриваются системы внутреннего контроля с целью разработки аудиторских процедур;
- оценивается надлежащий характер применяемой учетной политики и обоснованность бухгалтерских оценок и соответствующего раскрытия информации, подготовленного руководством;
- делается вывод о правомерности применения руководством допущения о непрерывности деятельности;

- проводится оценка представления консолидированной финансовой отчетности в целом, ее структуры и содержания, включая раскрытие информации, а также того, представляет ли консолидированная финансовая отчетность лежащие в ее основе операции и события так, чтобы было обеспечено их достоверное представление;
- собирается достаточно надлежащих аудиторских доказательств в отношении финансовой информации о Компании для того, чтобы выразить мнение о консолидированной финансовой отчетности.

Выбор аудиторской организации для оказания услуги по аудиту финансовой отчетности для группы компаний АО «KEGOC» проводился согласно Правил по выбору аудиторской организации для АО «Самрук-Қазына» и организаций, более пятидесяти процентов голосующих акций (долей участия) которых прямо или косвенно принадлежат АО «Самрук-Қазына» на праве собственности или доверительного управления, и на основе решения годового Общего собрания акционеров АО «KEGOC» (Протокол от 31 мая 2021 года № 22). Был заключен долгосрочный договор с ТОО «RSM Qazaqstan» — независимой аудиторской организацией, членом профессиональной организации Палаты аудиторов Республики Казахстан. Сумма вознаграждения за оказание услуг по аудиту финансовой отчетности за 2021-2023 годы составила 116,22 млн тенге с учетом НДС, в т. ч. за 2021 год — 35,98 млн тенге, за 2022 год — 38,55 млн тенге, за 2023 год — 41,69 млн тенге.

В целях сохранения независимости, и в соответствии с Политикой по внешнему аудиту АО «KEGOC» при проведении аудита одной аудиторской организацией в течение пяти последовательных лет производится смена партнера по аудиту. ТОО «RSM Qazaqstan» не оказывало неаудиторские услуги АО «KEGOC» в 2023 году.

## Аудиторский отчёт независимого аудитора



**ТОО «RSM Qazaqstan»**  
 050010, Республика Казахстан  
 г. Алматы, пр. Достык, 43  
 Бизнес-Центр «D43», офис 302  
 Тел.: +7 727 339 87 78  
[www.rsm.kz](http://www.rsm.kz)

### АУДИТОРСКИЙ ОТЧЕТ НЕЗАВИСИМОГО АУДИТОРА

Акционерам, Совету Директоров и Руководству АО «Казахстанская компания по управлению электрическими сетями» (Kazakhstan Electricity Grid Operating Company) "KEGOC"

#### Мнение

Мы провели аудит консолидированной финансовой отчетности АО «Казахстанская компания по управлению электрическими сетями» и его дочерней организации (далее - «Группа»), состоящей из консолидированного отчета о финансовом положении по состоянию на 31 декабря 2023 года, консолидированного отчета о совокупном доходе, консолидированного отчета об изменениях в капитале и консолидированного отчета о движении денежных средств за год, закончившийся на указанную дату, а также примечаний к консолидированной финансовой отчетности, включая краткий обзор основных положений учетной политики.

По нашему мнению, прилагаемая консолидированная финансовая отчетность отражает достоверно во всех существенных аспектах консолидированное финансовое положение Группы по состоянию на 31 декабря 2023 года, а также ее консолидированные финансовые результаты и консолидированное движение денежных средств за год, закончившийся на указанную дату, в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности (МСФО).

#### Основание для выражения мнения

Мы провели аудит в соответствии с Международными стандартами аудита (МСА). Наши обязанности в соответствии с этими стандартами описаны далее в разделе «Ответственность аудитора за аудит консолидированной финансовой отчетности» нашего отчета. Мы независимы по отношению к Группе в соответствии с Международным кодексом этики профессиональных бухгалтеров (включая международные стандарты независимости) Совета по международным стандартам этики для бухгалтеров (Кодекс СМСЭБ) и этическими требованиями, применимыми к нашему аудиту финансовой отчетности в Казахстане, и нами выполнены прочие этические обязанности в соответствии с этими требованиями и Кодексом СМСЭБ. Мы полагаем, что полученные нами аудиторские доказательства являются достаточными и надлежащими, чтобы служить основанием для выражения нашего мнения.

#### Ключевые вопросы аудита

Ключевые вопросы аудита – это вопросы, которые, согласно нашему профессиональному суждению, являлись наиболее значимыми для нашего аудита консолидированной финансовой отчетности за текущий период. Эти вопросы были рассмотрены в контексте нашего аудита консолидированной финансовой отчетности в целом и при формировании нашего мнения об этой отчетности, и мы не выражаем отдельного мнения по этим вопросам. В отношении каждого из указанных ниже вопросов наше описание того, как соответствующий вопрос был рассмотрен в ходе нашего аудита, приводится в этом контексте.

ТОО «RSM Qazaqstan» является членом сети фирм участников RSM. Каждая фирма участник сети RSM — это независимое юридическое лицо. Сеть RSM управляется RSM International Limited, компанией, зарегистрированной в Англии и Уэльсе.



Мы выполнили обязанности, описанные в разделе «Ответственность аудитора за аудит консолидированной финансовой отчетности» нашего отчета, в том числе по отношению к этим вопросам. Соответственно, наш аудит включал выполнение процедур, разработанных в ответ на нашу оценку рисков существенного искажения консолидированной финансовой отчетности. Результаты наших аудиторских процедур, в том числе процедур, выполненных в ходе рассмотрения указанных ниже вопросов, служат основанием для выражения нашего аудиторского мнения о прилагаемой консолидированной финансовой отчетности.

#### Ключевой вопрос аудита

##### Оценка основных средств

По состоянию на 31 декабря 2023 года балансовая стоимость активов Национальной электрической сети (далее – «НЭС») составила 718.550.166 тыс.тенге (31 декабря 2022 г.: 733.464.524 тыс.тенге).

Активы НЭС отражаются по справедливой стоимости в соответствии с учетной политикой Группы. На каждую отчетную дату Группа проводит анализ того, насколько балансовая стоимость активов НЭС существенно отличается от их справедливой стоимости. Для оценки возможных колебаний справедливой стоимости руководство Группы определяет стоимость замещения активов, наиболее подверженных риску изменения справедливой стоимости.

В силу существенности балансовой стоимости активов НЭС, а также значительного использования руководством профессионального суждения и оценок при проведении анализа изменений справедливой стоимости активов НЭС, данный вопрос являлся одним из ключевых вопросов аудита.

Информация об активах НЭС и анализе изменений справедливой стоимости активов НЭС представлена в *Примечаниях 4 и 6* к консолидированной финансовой отчетности.

#### Как соответствующий ключевой вопрос был рассмотрен в ходе нашего аудита

Мы получили от руководства Группы анализ того, насколько балансовая стоимость активов НЭС по состоянию на 31 декабря 2023 года существенно отличается от их справедливой стоимости.

Мы изучили анализ Группы и примененный подход.

Так, мы изучили состав основных расходов, формирующих стоимость активов НЭС и проанализировали насколько изменилась справедливая стоимость металла, являющегося основным видом затрат, лежащим в основе стоимости активов НЭС, по сравнению с его стоимостью на дату предыдущей оценки, которая состоялась на 1 декабря 2022 года. Мы проанализировали прочие исходные данные, используемые Группой для проведения анализа, такие как тарифы и прогнозируемые объемы электроэнергии. Мы сравнили насколько изменились ставка дисконтирования и долгосрочные темпы роста по состоянию на 31 декабря 2023 года с этими показателями на дату предыдущей оценки.

Мы проанализировали информацию, раскрытую в *Примечаниях 4 и 6* к консолидированной финансовой отчетности.

ТОО «RSM Qazaqstan» является членом сети фирм участников RSM. Каждая фирма участник сети RSM — это независимое юридическое лицо. Сеть RSM управляется RSM International Limited, компанией, зарегистрированной в Англии и Уэльсе.



#### Соблюдение договорных условий в рамках соглашений о заимствованиях

В соответствие с условиями кредитных соглашений и облигационных программ, Группа должна соблюдать определенные финансовые и нефинансовые договорные условия (кованенты). Нарушение этих условий может привести к требованию досрочного погашения займов и облигаций и дефициту финансирования.

Соблюдение договорных условий являлось наиболее значимым вопросом аудита, поскольку имеет большое влияние на допущение о непрерывности деятельности, используемое при подготовке консолидированной финансовой отчетности, а также на классификацию обязательств по займам и облигациям в консолидированном отчете о финансовом положении.

Информация о соблюдении договорных условий в рамках кредитных соглашений раскрыта в *Примечании 28* к консолидированной финансовой отчетности.

#### Влияние изменений в законодательстве на выручку Группы

С 1 июля 2023 года вступили в силу изменения в Закон «Об электроэнергетике» (далее – Закон), регламентирующие механизм работы оптового рынка электрической энергии (ОРЭ) с внедрением единого закупщика электрической энергии и балансирующего рынка электрической энергии в режиме реального времени (БРЭ).

На ОРЭ вся электрическая энергия, выработанная энергопроизводящими организациями, продается Единому закупщику электрической энергии, за исключением купли-продажи электрической энергии между потребителями и энергопроизводящими организациями промышленных комплексов и организациями, входящих в одну группу лиц (*реестр групп лиц формируется Минэнерго РК*).

В свою очередь БРЭ обеспечивает урегулирование дисбалансов в ЕЭС Казахстана, позволяя адресно распределить их на субъектов рынка, допустивших отклонение.

В целях обеспечения функционирования новой модели рынка, в соответствии с Законом «Об электроэнергетике» на основании соответствующих договоров с 1 июля 2023 года АО «KEGOC»

Мы изучили условия соглашений о заимствованиях и проанализировали финансовые и нефинансовые условия.

Мы сравнили данные, используемые в расчетах финансовых показателей, с данными, представленными в консолидированной финансовой отчетности.

Мы проверили математическую точность расчетов по финансовым показателям.

Мы проанализировали оценку руководством риска того, что в ближайшие 12 месяцев вероятно нарушение каких-либо условий и возможное влияние нарушения на принцип непрерывности деятельности. Мы проанализировали сведения, полученные от кредиторов в отношении соблюдения договорных условий по состоянию на 31 декабря 2023 года.

Мы также проанализировали информацию, раскрытую в консолидированной финансовой отчетности.

Мы ознакомились с изменениями в Законе. Мы изучили влияние изменений в Законе на процесс формирования и признания выручки в АО «KEGOC».

Мы проверили признание выручки от различных видов услуг, оказываемых субъектам рынка, включая выручку от пользования НЭС и выручку от передачи электрической энергии по НЭС.

Мы также проверили признание выручки от продажи балансирующей электроэнергии и себестоимости от покупки отрицательных дисбалансов АО «КОРЭМ».

Мы проверили реестры взаимозачетов денежных обязательств, на основании которого АО «КОРЭМ» передает АО «KEGOC» право требования на вознаграждение субъектам указанным в реестре.

Мы проверили погашение дебиторской задолженности субъектов БРЭ по выставленным счетам на оплату.

ТОО «RSM Qazaqstan» является членом сети фирм участников RSM. Каждая фирма участник сети RSM — это независимое юридическое лицо. Сеть RSM управляется RSM International Limited, компанией, зарегистрированной в Англии и Уэльсе.

## Аудиторский отчёт независимого аудитора

### RSM

оказывает субъектам рынка новую» услугу за пользование национальной электрической сетью. При этом, услуга по передаче электроэнергии по передаче электрической энергии по национальной электрической сохранилась и оказывается организациям, входящих в группу лиц (при передаче по НЭС электроэнергии от электростанции до потребителя, входящих в одну группу лиц, т.е. можно определить маршрут передачи и адресность), при межгосударственном транзите электроэнергии (предоставление услуги организациям других государств), экспорте/импорте и потребителям, заключившим двусторонние договоры с ВИЭ.

На БРЭ осуществляется покупка-продажа балансирующей электроэнергией и отрицательных дисбалансов. Купля-продажа между АО «KEGOC» и Расчетным центром балансирующего рынка электрической энергии (АО «КОРЭМ») осуществляется в соответствии с Договорами купли-продажи и Договорами присоединения со всеми субъектами БРЭ.

Мы проверили правильность оценки ожидаемых кредитных убытков по торговой дебиторской задолженности.

#### Прочая информация, включенная в Годовой отчет Группы за 2023 год

Прочая информация включает информацию, содержащуюся в Годовом отчете Группы за 2023 год, но не включает консолидированную финансовую отчетность и наш аудиторский отчет о ней. Ответственность за прочую информацию несет руководство. Годовой отчет Группы за 2023 год, предположительно, будет нам предоставлен после выпуска настоящего аудиторского отчета.

Наше мнение о консолидированной финансовой отчетности не распространяется на прочую информацию, и мы не будем предоставлять вывода, выражающего уверенность в какой либо форме в отношении данной информации.

В связи с проведением нами аудита консолидированной финансовой отчетности наша обязанность заключается в ознакомлении с указанной выше прочей информацией, когда она будет нам предоставлена, и рассмотрении при этом вопроса, имеются ли существенные несоответствия между прочей информацией и консолидированной финансовой отчетностью или нашими знаниями, полученными в ходе аудита, и не содержит ли прочая информация иных существенных искажений.

#### Ответственность руководства и лиц, отвечающих за корпоративное управление, за консолидированную финансовую отчетность

Руководство несет ответственность за подготовку и достоверное представление указанной консолидированной финансовой отчетности в соответствии с МСФО и за систему внутреннего контроля, которую руководство считает необходимой для подготовки консолидированной финансовой отчетности, не содержащей существенных искажений вследствие недобросовестных действий или ошибок. При подготовке консолидированной финансовой отчетности руководство несет ответственность за оценку способности Группы продолжать непрерывно свою деятельность, за раскрытие в соответствующих случаях сведений, относящихся к непрерывности деятельности, и за составление отчетности на основе допущения о непрерывности деятельности, за исключением случаев, когда руководство намеревается ликвидировать Группу, прекратить ее деятельность или, когда у него отсутствует какая-либо иная реальная альтернатива, кроме ликвидации или прекращения деятельности.

ТОО «RSM Qazaqstan» является членом сети фирм участников RSM. Каждая фирма участник сети RSM — это независимое юридическое лицо. Сеть RSM управляется RSM International Limited, компанией, зарегистрированной в Англии и Уэльсе.

### RSM

Лица, отвечающие за корпоративное управление, несут ответственность за надзор за процессом подготовки консолидированной финансовой отчетности Группы.

#### Ответственность аудитора за аудит консолидированной финансовой отчетности

Наша цель состоит в получении разумной уверенности в том, что консолидированная финансовая отчетность не содержит существенных искажений вследствие недобросовестных действий или ошибок, и в выпуске аудиторского заключения, содержащего наше мнение. Разумная уверенность представляет собой высокую степень уверенности, но не является гарантией того, что аудит, проведенный в соответствии с Международными стандартами аудита, всегда выявляет существенные искажения при их наличии. Искажения могут быть результатом недобросовестных действий или ошибок и считаются существенными, если можно обоснованно предположить, что в отдельности или в совокупности они могут повлиять на экономические решения пользователей, принимаемые на основе этой консолидированной финансовой отчетности.

В рамках аудита, проводимого в соответствии с Международными стандартами аудита, мы применяем профессиональное суждение и сохраняем профессиональный скептицизм на протяжении всего аудита. Кроме того, мы выполняем следующее:

- выявляем и оцениваем риски существенного искажения консолидированной финансовой отчетности вследствие недобросовестных действий или ошибок; разрабатываем и проводим аудиторские процедуры в ответ на эти риски; получаем аудиторские доказательства, являющиеся достаточными и надлежащими, чтобы служить основанием для выражения нашего мнения. Риск необнаружения существенного искажения в результате недобросовестных действий выше, чем риск необнаружения существенного искажения в результате ошибки, так как недобросовестные действия могут включать сговор, подлог, умышленный пропуск, искаженное представление информации или действия в обход системы внутреннего контроля;
- получаем понимание системы внутреннего контроля, имеющей значение для аудита, с целью разработки аудиторских процедур, соответствующих обстоятельствам, но не с целью выражения мнения об эффективности системы внутреннего контроля Группы;
- оцениваем надлежащий характер применяемой учетной политики и обоснованность бухгалтерских оценок и соответствующего раскрытия информации, подготовленного руководством;
- делаем вывод о правомерности применения руководством допущения о непрерывности деятельности, а на основании полученных аудиторских доказательств - вывод о том, имеется ли существенная неопределенность в связи с событиями или условиями, в результате которых могут возникнуть значительные сомнения в способности Группы продолжать непрерывно свою деятельность. Если мы приходим к выводу о наличии существенной неопределенности, мы должны привлечь внимание в нашем аудиторском заключении к соответствующему раскрытию информации в консолидированной финансовой отчетности или, если такое раскрытие информации является ненадлежащим, модифицировать наше мнение. Наши выводы основаны на аудиторских доказательствах, полученных до даты нашего аудиторского заключения. Однако будущие события или условия могут привести к тому, что Группа утратит способность продолжать непрерывно свою деятельность;
- проводим оценку представления консолидированной финансовой отчетности в целом, ее структуры и содержания, включая раскрытие информации, а также того, представляет ли консолидированная финансовая отчетность лежащие в ее основе операции и события так, чтобы было обеспечено их достоверное представление;
- получаем достаточно надлежащих аудиторских доказательств в отношении финансовой информации об организациях или хозяйственной деятельности внутри Группы для того, чтобы выразить мнение о консолидированной финансовой отчетности. Мы несем ответственность за общее управление, надзор и выполнение задания по аудиту Группы. Мы несем полную ответственность за наше аудиторское мнение.

ТОО «RSM Qazaqstan» является членом сети фирм участников RSM. Каждая фирма участник сети RSM — это независимое юридическое лицо. Сеть RSM управляется RSM International Limited, компанией, зарегистрированной в Англии и Уэльсе.

### RSM

Мы осуществляем информационное взаимодействие с лицами, отвечающими за корпоративное управление, доводя до их сведения, помимо прочего, информацию о запланированном объеме и сроках аудита, а также о существенных замечаниях по результатам аудита, в том числе о значительных недостатках системы внутреннего контроля, которые мы выявляем в процессе аудита.

Мы также предоставляем лицам, отвечающим за корпоративное управление, заявление о том, что мы соблюдали все соответствующие этические требования в отношении независимости и информировали этих лиц обо всех взаимоотношениях и прочих вопросах, которые можно обоснованно считать оказывающими влияние на независимость аудитора, а в необходимых случаях – о соответствующих мерах предосторожности.

Из тех вопросов, которые мы довели до сведения лиц, отвечающих за корпоративное управление, мы определяем вопросы, которые были наиболее значимыми для аудита консолидированной финансовой отчетности за текущий период и, следовательно, являются ключевыми вопросами аудита. Мы описываем эти вопросы в нашем аудиторском заключении, кроме случаев, когда публичное раскрытие информации об этих вопросах запрещено законом или нормативным актом или когда в крайне редких случаях мы приходим к выводу о том, что информация о каком-либо вопросе не должна быть сообщена в нашем заключении, так как можно обоснованно предположить, что отрицательные последствия сообщения такой информации превысят общественно значимую пользу от ее сообщения.

Партнер, ответственный за проведение аудита, по результатам которого выпущен настоящий отчет независимого аудитора, – Айсулу Нарбаева.

ТОО "RSM Qazaqstan"

Айсулу Нарбаева  
Аудитор / Генеральный Директор  
ТОО «RSM Qazaqstan»



Квалификационное свидетельство аудитора  
№ 0000137 от 21 октября 1994 года

Государственная лицензия на занятие аудиторской деятельностью на территории Республики Казахстан № 19024411, выданная Комитетом внутреннего государственного аудита Министерства финансов Республики Казахстан 24 декабря 2019 года

050010, Республика Казахстан, г. Алматы  
пр. Достык, 43, Бизнес-Центр «D43», офис 302

27 февраля 2024 года

ТОО «RSM Qazaqstan» является членом сети фирм участников RSM. Каждая фирма участник сети RSM — это независимое юридическое лицо. Сеть RSM управляется RSM International Limited, компанией, зарегистрированной в Англии и Уэльсе.

## Консолидированная финансовая отчётность

### Консолидированный отчёт о финансовом положении

По состоянию на 31 декабря 2023 года

В тысячах тенге	Прим.	31 декабря 2023 года	31 декабря 2022 года
<b>Активы</b>			
<b>Внеоборотные активы</b>			
Основные средства	6	870.122.684	859.129.917
Нематериальные активы		3.163.452	3.453.791
Авансы, выданные за долгосрочные активы	6	2.823.470	6.118.449
Инвестиции в ассоциированную компанию	7	2.942.759	2.747.455
Долгосрочная дебиторская задолженность от связанных сторон	26	382.638	514.613
Прочие финансовые активы, долгосрочная часть	11	1.979.457	1.968.564
		<b>881.414.460</b>	<b>873.932.789</b>
<b>Оборотные активы</b>			
Запасы	8	3.289.266	3.207.155
Торговая дебиторская задолженность	9	34.314.906	21.047.390
НДС к возмещению и предоплата по прочим налогам		234.527	871.258
Предоплата по корпоративному подоходному налогу		1.834.225	128.400
Прочие текущие активы	10	2.733.677	1.649.971
Прочие финансовые активы, краткосрочная часть	11	30.589.367	57.196.672
Денежные средства, ограниченные в использовании	12	1.846.056	1.015.462
Денежные средства и их эквиваленты	13	45.528.523	27.563.092
		<b>120.370.547</b>	<b>112.679.400</b>
<b>Итого активы</b>		<b>1.001.785.007</b>	<b>986.612.189</b>

В тысячах тенге	Прим.	31 декабря 2023 года	31 декабря 2022 года
<b>Капитал и обязательства</b>			
<b>Капитал</b>			
Акционерный капитал	14	148.922.757	126.799.554
Собственные выкупленные акции	14	(930)	(930)
Резерв переоценки активов	14	488.537.852	489.297.133
Нераспределённая прибыль		48.259.455	37.469.407
		<b>685.719.134</b>	<b>653.565.164</b>
<b>Долгосрочные обязательства</b>			
Займы, долгосрочная часть	15	5.588.895	11.367.844
Облигации, долгосрочная часть	16	149.521.918	133.394.155
Отложенные налоговые обязательства	25	119.642.670	123.971.284
Долгосрочная кредиторская задолженность	17	2.163.124	4.146.691
Доходы будущих периодов, долгосрочная часть		622.896	676.138
Прочие долгосрочные обязательства		–	13.522
		<b>277.539.503</b>	<b>273.569.634</b>
<b>Краткосрочные обязательства</b>			
Займы, краткосрочная часть	15	1.146.917	5.530.813
Облигации, краткосрочная часть	16	7.277.659	6.058.889
Торговая и прочая кредиторская задолженность	17	19.721.022	21.713.025
Дивиденды к выплате	14	–	17.014.309
Обязательства по договору		1.185.059	1.669.590
Доходы будущих периодов, краткосрочная часть		53.243	53.243
Задолженность по налогам, кроме корпоративного подоходного налога	18	3.426.356	1.933.096
Задолженность по корпоративному подоходному налогу		–	267.335
Прочие текущие обязательства	19	5.716.114	5.237.091
		<b>38.526.370</b>	<b>59.477.391</b>
<b>Итого обязательства</b>		<b>316.065.873</b>	<b>333.047.025</b>
<b>Итого капитал и обязательства</b>		<b>1.001.785.007</b>	<b>986.612.189</b>

Балансовая стоимость одной простой акции (в тенге)	14	2.479	2.500
--	----	-------	-------

**Консолидированный отчёт о совокупном доходе**

За год, закончившийся 31 декабря 2023 года

В тысячах тенге	Прим.	2023 год	2022 год
Выручка по договорам с покупателями	20	252.136.383	217.255.548
Себестоимость оказанных услуг	21	(181.403.604)	(166.355.885)
<b>Валовая прибыль</b>		<b>70.732.779</b>	<b>50.899.663</b>
Общие и административные расходы	22	(11.113.427)	(9.020.431)
Расходы по реализации		(490.990)	(310.355)
Доход от восстановления убытка от переоценки основных средств	6	–	949.895
Убыток от переоценки основных средств	6	–	(4.548.255)
(Убыток от обесценения) / восстановление обесценения основных средств	6	(462.516)	23.385
<b>Операционная прибыль</b>		<b>58.665.846</b>	<b>37.993.902</b>
Финансовые доходы	23	7.576.474	5.726.115
Финансовые расходы	23	(13.709.414)	(13.294.934)
Положительная курсовая разница, нетто	24	951.337	114.963
Доля в прибыли ассоциированной компании	7	195.304	469.123
Прочие доходы		3.051.135	2.488.310
Прочие расходы		(747.948)	(500.704)
Начисление резерва под ожидаемые кредитные убытки	9,10,11,12,13	(2.384.102)	(528.687)
<b>Прибыль до налогообложения</b>		<b>53.598.632</b>	<b>32.468.088</b>
Расходы по корпоративному подоходному налогу	25	(10.202.243)	(5.720.479)
<b>Прибыль за год</b>		<b>43.396.389</b>	<b>26.747.609</b>
<b>Прочий совокупный доход / (убыток)</b>			
Прочий совокупный доход, не подлежащий переклассификации в состав прибыли или убытка в последующих периодах			
Убыток от переоценки основных средств	4	–	(100.105.029)
Влияние налога на прибыль	25	–	20.021.005
Чистый прочий совокупный убыток, не подлежащий переклассификации в состав прибыли или убытка в последующих периодах, за вычетом корпоративного подоходного налога		–	(80.084.024)
<b>Итого совокупный доход / (убыток) за год, за вычетом корпоративного подоходного налога</b>		<b>43.396.389</b>	<b>(53.336.415)</b>
<b>Прибыль на акцию</b>			
Базовая и разводненная прибыль за год, приходящаяся на держателей простых акций материнской компании (в тенге)	14	165,50	102,88

**Консолидированный отчёт о движении денежных средств**

За год, закончившийся 31 декабря 2023 года

В тысячах тенге	Прим.	2023 год	2022 год
<b>Операционная деятельность</b>			
Прибыль до налогообложения		53.598.632	32.468.088
<b>Корректировки для сверки прибыли до налогообложения с чистыми денежными потоками</b>			
Износ и амортизация		51.409.922	61.202.463
Финансовые расходы	23	13.709.414	13.294.934
Финансовые доходы	23	(7.576.474)	(5.726.115)
Положительная курсовая разница, нетто		(951.337)	(114.963)
Начисление резерва под ожидаемые кредитные убытки		2.384.102	528.687
Начисление резерва на устаревшие запасы		79.272	77.931
Убытки от выбытия основных средств и нематериальных активов		249.114	94.956
Доход от восстановления убытка от переоценки основных средств	6	–	(949.895)
Убыток от переоценки основных средств	6	–	4.548.255
Убыток от обесценения / (восстановление обесценения) основных средств	6	462.516	(23.385)
Доля в прибыли ассоциированной компании	7	(195.304)	(469.123)
Доход от государственной субсидии		(53.242)	(42.708)
<b>Корректировки на оборотный капитал</b>			
Изменение в запасах		(161.383)	(694.703)
Изменение в торговой дебиторской задолженности		(16.002.251)	(8.847.516)
Изменение в прочих текущих активах		(1.258.905)	(924.897)
Изменение в НДС к возмещению и предоплате по прочим налогам		636.731	2.360.396
Изменение в торговой и прочей кредиторской задолженности		731.901	5.505.375
Изменение в обязательствах по договору		(484.531)	(394.756)
Изменение прочих долгосрочных обязательствах		(13.522)	(158.106)
Изменение в задолженности по налогам, кроме корпоративного подоходного налога		1.473.334	(427.761)
Изменение в прочих текущих обязательствах		545.587	1.189.689
<b>Денежные потоки от операционной деятельности</b>		<b>98.583.576</b>	<b>102.496.846</b>
Проценты уплаченные по займам	27	(738.058)	(1.336.740)
Купонное вознаграждение уплаченное	27	(21.572.501)	(12.727.000)
Оплата комиссии по банковским гарантиям		(124.994)	(1.172.412)
Проценты полученные		7.595.069	5.658.863
Корпоративный подоходный налог уплаченный		(16.478.545)	(12.240.835)
<b>Чистые денежные потоки, полученные от операционной деятельности</b>		<b>67.264.547</b>	<b>80.678.722</b>

## Консолидированный отчет о движении денежных средств (продолжение)

В тысячах тенге	Прим.	2023 год	2022 год
<b>Инвестиционная деятельность</b>			
Снятие с депозитных счетов		7.287.964	44.735.130
Пополнение депозитных счетов		(5.061.468)	(23.523.047)
Изменение в денежных средствах, ограниченных в использовании		(898.893)	-
Выручка от реализации основных средств и нематериальных активов		196.498	2.378.537
Приобретение основных средств		(54.705.720)	(49.476.255)
Приобретение нематериальных активов		(597.410)	(693.486)
Приобретение долговых ценных бумаг	11	(148.467.501)	(36.933.373)
Погашение долговых ценных бумаг	11	174.113.437	32.117.343
Выкуп облигаций DSFK эмитентом	11	31.087	12.671
Частичный возврат средств в Казинвестбанк и Эксимбанк Казахстан		38.478	173.876
Комиссии, уплаченные по займам	27	(22.358)	-
<b>Чистые денежные потоки, использованные в инвестиционной деятельности</b>		<b>(28.085.886)</b>	<b>(31.208.604)</b>
<b>Финансовая деятельность</b>			
Поступление денежных средств от продажи акций	14	22.665.883	-
Затраты по эмиссии акций	14	(542.680)	-
Выпуск облигаций	28	16.867.598	16.141.100
Выплата дивидендов	14	(50.379.931)	(13.220.929)
Погашение займов	27	(9.973.990)	(35.865.915)
Выплата основного долга по обязательствам по аренде	27	-	(111.895)
<b>Чистые денежные потоки, использованные в финансовой деятельности</b>		<b>(21.363.120)</b>	<b>(33.057.639)</b>
<b>Чистое изменение в денежных средствах и их эквивалентах</b>		<b>17.815.541</b>	<b>16.412.479</b>
Влияние изменения валютных курсов на денежные средства и их эквиваленты		(9.059)	(600.425)
Эффект от начисления резерва под ожидаемые кредитные убытки на денежные средства и их эквиваленты		158.949	(182.790)
Денежные средства и их эквиваленты на 1 января		27.563.092	11.933.828
<b>Денежные средства и их эквиваленты на 31 декабря</b>	<b>13</b>	<b>45.528.523</b>	<b>27.563.092</b>

## Неденежные операции:

В течение 2023 года Группа капитализировала затраты по купонному вознаграждению по облигациям в стоимость основных средств на сумму 8.013.366 тыс.тенге (Примечание 6).

## Консолидированный отчет об изменениях в капитале

За год, закончившийся 31 декабря 2023 года

В тысячах тенге	Уставный капитал	Собственные выкупленные акции	Резерв переоценки активов	Нераспределённая прибыль	Итого
На 1 января 2022 года	126.799.554	(930)	569.845.780	40.492.413	737.136.817
Прибыль за год	-	-	-	26.747.609	26.747.609
Убыток от переоценки основных средств, за вычетом налога на прибыль (Примечание 4)	-	-	(80.084.024)	-	(80.084.024)
<b>Итого совокупный доход</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(80.084.024)</b>	<b>26.747.609</b>	<b>(53.336.415)</b>
Дивиденды (Примечание 14)	-	-	-	(30.235.238)	(30.235.238)
Перенос резерва переоценки активов (Примечание 14)	-	-	(464.623)	464.623	-
<b>На 31 декабря 2022 года</b>	<b>126.799.554</b>	<b>(930)</b>	<b>489.297.133</b>	<b>37.469.407</b>	<b>653.565.164</b>
Прибыль за год	-	-	-	43.396.389	43.396.389
<b>Итого совокупный доход</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>43.396.389</b>	<b>43.396.389</b>
Выпуск акционерного капитала (Примечание 14)	22.123.203	-	-	-	22.123.203
Дивиденды (Примечание 14)	-	-	-	(33.365.622)	(33.365.622)
Перенос резерва переоценки активов (Примечание 14)	-	-	(759.281)	759.281	-
<b>На 31 декабря 2023 года</b>	<b>148.922.757</b>	<b>(930)</b>	<b>488.537.852</b>	<b>48.259.455</b>	<b>685.719.134</b>



## Примечания к консолидированной финансовой отчётности

За год, закончившийся 31 декабря 2023 года

### 1. ОБЩАЯ ИНФОРМАЦИЯ

Акционерное общество «Казахстанская компания по управлению электрическими сетями» (далее – «Компания» или «KEGOC») было образовано в соответствии с Постановлением Правительства Республики Казахстан № 1188 от 28 сентября 1996 года путём передачи части активов бывшей Национальной энергетической системы «Казахстанэнерго».

По состоянию на 31 декабря 2023 года основным акционером Компании является АО «Фонд национального благосостояния «Самрук-Казына» (далее – «Самрук-Казына») (доля владения 85%). Самрук-Казына находится под контролем Правительства Республики Казахстан. Оставшиеся 15 % акций были размещены в 2014 и 2023 годах на организованных рынках ценных бумаг АО «Казахстанская фондовая биржа» (далее – KASE) и Astana International Exchange – AIX (Биржа МФЦА) (далее – AIX).

KEGOC является национальной компанией, осуществляющей услуги по передаче электрической энергии, технической диспетчеризации и организации балансирования производства-потребления электрической энергии в Казахстане. В качестве назначенного государством системного оператора Компания осуществляет централизованное оперативно-диспетчерское управление, обеспечение параллельной работы с энергосистемами других государств, поддержание баланса в энергосистеме, оказание системных услуг и приобретение вспомогательных услуг у субъектов оптового рынка электрической энергии, а также передачу электрической энергии по национальной электрической сети (далее – «НЭС»), её техническое обслуживание и поддержание в эксплуатационной готовности. НЭС состоит из подстанций, распределительных устройств, межрегиональных и (или) межгосударственных линий электропередачи и линий электропередачи, осуществляющих выдачу электрической энергии электрических станций, напряжением 220 киловольт и выше.

19 апреля 2023 года Главой государства был подписан Закон «О внесении изменений и дополнений в некоторые законодательные акты Республики Казахстан (далее – РК) по вопросам административной реформы», предусматривающий, в том числе, поправки в Закон «Об электроэнергетике» (далее – Закон) в части изменения с 1 июля 2023 года целевой модели оптового рынка электрической энергии посредством введения института Единого закупщика электрической энергии (далее – Единый закупщик) и переключения балансирующего рынка электрической энергии из имитационного в режим реального времени (далее – БРЭ).

Справочно: Единый закупщик — юридическое лицо со сто процентным государственным участием, определяемое уполномоченным органом, осуществляющее централизованную покупку и централизованную продажу плановых объемов электрической энергии.

При данной модели оптового рынка Единый закупщик в разрезе каждого часа производит централизованную покупку заявленных плановых объемов электрической энергии у энергопроизводящих организаций (далее – ЭПО) за исключением возобновляемых источников электроэнергии (далее – ВИЭ), имеющим двусторонние договоры, в пределах их предельных тарифов, реализует электрическую энергию по усредненной цене для всех потребителей и при дефиците электрической энергии в единой электроэнергетической системе РК (далее – ЕЭС РК) осуществляет ее плановый импорт.

Централизованный закуп электрической энергии у субъектов оптового рынка осуществляется Единым закупщиком в порядке приоритетности, определенном в Законе.

Ввиду того, что модель Единого закупщика исключает «адресность» распределения электрической энергии (от станции — потребителю), у системного оператора вводится новая услуга — по пользованию НЭС, которая обеспечивает техническое обслужи-

вание и поддержание в эксплуатационной готовности НЭС, оказываемая всем участникам рынка, за исключением условного потребителя, на основании заключенного договора.

Справочно: условный потребитель — оптовый потребитель, приобретающий электрическую энергию у ЭПО, входящих с ним в одну группу лиц, промышленный комплекс и квалифицированный потребитель, определяемые в соответствии с Законом Республики Казахстан «О поддержке использования ВИЭ».

При допущении дисбалансов посредством отклонения участников оптового рынка электрической энергии от заявленного планового объема производства — потребления электрической энергии, участник оптового рынка переходит на БРЭ.

БРЭ предусматривает финансовую ответственность участников посредством адресности распределения оплаты за допущенные дисбалансы по ценам, сложившимся на БРЭ, что должно привести к снижению потребления электрической энергии потребителями в пиковые часы, а также простимулировать ЭПО через повышенную оплату за дополнительную генерацию электрической энергии. Все субъекты БРЭ самостоятельно, либо через провайдера рынка заключают договоры с Расчетным центром БРЭ для финансового урегулирования дисбалансов.

Справочно: расчетный центр БРЭ — организация, определенная уполномоченным органом, осуществляющая централизованную куплю-продажу балансирующей электроэнергии и отрицательных дисбалансов на БРЭ.

Физическое урегулирование объемов производства и потребления, импорта и экспорта электрической энергии как на оптовом рынке электрической энергии, так и на БРЭ производит Системный оператор посредством формирования и утверждения суточного графика производства-потребления электрической энергии в системе балансирующего рынка.

Данное нововведение направлено на решение проблемы прогнозируемого дефицита электрической энергии на предстоящие три-пять лет и создание равных условий для конкурентности всех участников, включенных в перечень субъектов оптового рынка электрической энергии, формируемого Системным оператором в соответствии с подзаконными актами.

По состоянию на 31 декабря 2023 года и 31 декабря 2022 годов Компания владела следующей дочерней организацией:

Компания	Деятельность	Доля участия	
		31 декабря 2023 года	31 декабря 2022 года
АО «Энергоинформ»	Информационное обеспечение деятельности KEGOC	100%	100%

Компания и её дочерняя организация далее вместе именуется «Группа».

Головной офис Компании зарегистрирован по адресу: Республика Казахстан, Z00T2D0, г. Астана, пр. Тәуелсіздік, здание 59.

Прилагаемая консолидированная финансовая отчётность Группы была утверждена Председателем Правления и главным бухгалтером Компании 27 февраля 2024 года.

## 2. ОСНОВЫ ПОДГОТОВКИ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ

Консолидированная финансовая отчётность Группы подготовлена в соответствии с Международными стандартами финансовой отчётности (далее – «МСФО») в редакции, утверждённой Советом по Международным стандартам финансовой отчётности (далее – «Совет по МСФО»).

Данная консолидированная финансовая отчётность была подготовлена в соответствии с принципом оценки по первоначальной стоимости, за исключением некоторых классов основных средств, которые отражены по переоцененной стоимости, и финансовых активов, оцениваемых по справедливой стоимости, как указано в учетной политике и примечаниях к настоящей консолидированной финансовой отчётности. Консолидированная финансовая отчётность представлена в тенге, а все суммы округлены до целых тысяч, кроме случаев, где указано иное.

Группа подготовила консолидированную финансовую отчётность исходя из допущения о непрерывности деятельности.

### Основа консолидации

Консолидированная финансовая отчётность включает финансовую отчётность Компании и её дочерней организации по состоянию на 31 декабря 2023 года. Контроль осуществляется в том случае, если Группа подвергается рискам, связанным доходом от участия в объекте инвестиций, или имеет право на получение такого дохода, а также возможность влиять на доход при помощи осуществления своих полномочий в отношении объекта инвестиций. В частности, Группа контролирует объект инвестиций только в том случае, если выполняются следующие условия:

- наличие у Группы полномочий в отношении объекта инвестиций (т.е. существующие права, обеспечивающие текущую возможность управлять значимой деятельностью объекта инвестиций);
- наличие у Группы подверженности рискам, связанным с переменным доходом от участия в объекте инвестиций, или прав на получение такого дохода;
- наличие у Группы возможности использовать свои полномочия для влияния на величину доходов.

Как правило, предполагается, что большинство прав голоса обуславливает наличие контроля. Для подтверждения такого допущения и при наличии у Группы менее большинства прав голоса или аналогичных прав в отношении объекта инвестиций, Группа учитывает все уместные факты и обстоятельства при оценке наличия полномочий в отношении данного объекта инвестиций:

- соглашение(я) с другими лицами, обладающими правами голоса в объекте инвестиций;
- права, обусловленные другими соглашениями;
- права голоса и потенциальные права голоса, имеющиеся у Группы.

Группа повторно анализирует наличие контроля в отношении объекта инвестиций, если факты и обстоятельства свидетельствуют об изменении одного или нескольких из трёх компонентов контроля. Консолидация дочерней организации начинается, когда Группа получает контроль над дочерней организацией, и прекращается, когда Группа утрачивает контроль над дочерней организацией. Активы, обязательства, доходы и расходы дочерней организации, приобретение или выбытие которой произошло в течение года, включаются в консолидированный отчёт о совокупном доходе с даты получения Группой контроля и отражаются до даты потери Группой контроля над дочерней организацией.

Прибыль или убыток и каждый компонент прочего совокупного дохода (ПСД) относятся на собственников материнской компании Группы и неконтрольные доли участия даже в том случае, если это приводит к отрицательному сальдо у неконтрольных долей участия. При необходимости финансовая отчётность дочерних организаций корректируется для приведения учётной политики таких компаний в соответствие с учётной политикой Группы. Все внутригрупповые активы и обязательства, капитал, доходы, расходы и денежные потоки, возникающие в результате осуществления операций внутри Группы, полностью исключаются при консолидации.

Изменение доли участия в дочерней организации без потери контроля учитывается как операция с капиталом. Если Группа утрачивает контроль над дочерней организацией, она прекращает признание соответствующих активов (в том числе гудвила),

обязательств, неконтролирующих долей участия и прочих компонентов собственного капитала и признает возникшие прибыль или убыток в составе прибыли или убытка. Оставшиеся инвестиции признаются по справедливой стоимости.

## 3. СУЩЕСТВЕННЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ

### Новые стандарты, разъяснения и поправки к действующим стандартам и разъяснениям, впервые применённые Группой

Группа впервые применила некоторые стандарты и поправки, которые вступают в силу в отношении годовых отчетных периодов, начинающихся 1 января 2023 г. или после этой даты (если не указано иное). Группа не применяла досрочно стандарты, разъяснения или поправки, которые были выпущены, но еще не вступили в силу.

#### МСФО (IFRS) 17 «Договоры страхования»

МСФО (IFRS) 17 «Договоры страхования» является новым всеобъемлющим стандартом финансовой отчетности для договоров страхования, который рассматривает вопросы признания и оценки, представления и раскрытия информации. МСФО (IFRS) 17 заменяет МСФО (IFRS) 4 «Договоры страхования». МСФО (IFRS) 17 применяется ко всем видам договоров страхования (т. е. к договорам страхования жизни и страхования, отличного от страхования жизни, прямого страхования и перестрахования) независимо от вида организации, которая выпускает их, а также к определенным гарантиям и финансовым инструментам с условиями дискреционного участия. Имеется несколько исключений из сферы применения. Основная цель МСФО (IFRS) 17 заключается в предоставлении комплексной модели учета договоров страхования, которая является более эффективной и последовательной для страховщиков и охватывая все значимые аспекты учета. В основе МСФО (IFRS) 17 лежит общая модель, дополненная следующим: определенные модификации для договоров страхования с условиями прямого участия (метод переменного вознаграждения); упрощенный подход (подход на основе распределения премии) в основном для краткосрочных договоров. Новый стандарт не оказал влияния на консолидированную финансовую отчетность Группы.

#### Поправки к МСФО (IAS) 8 — «Определение бухгалтерских оценок»

В поправках к МСФО (IAS) 8 разъясняется различие между изменениями в бухгалтерских оценках, изменениями в учетной политике и исправлением ошибок. Кроме того, в документе разъясняется, как организации используют методы измерения и исходные данные для разработки бухгалтерских оценок. Данные поправки не оказали влияния на консолидированную финансовую отчетность Группы.

#### Поправки к МСФО (IAS) 1 и Практическим рекомендациям № 2 по применению МСФО — «Раскрытие информации об учетной политике»

Поправки к МСФО (IAS) 1 и Практическим рекомендациям № 2 по применению МСФО «Формирование суждений о существенности» содержат руководство и примеры, помогающие организациям применять суждения о существенности при раскрытии информации об учетной политике. Поправки должны помочь организациям раскрывать более полезную информацию об учетной политике за счет замены требования о раскрытии организациями «значительных положений» учетной политики на требование о раскрытии «существенной информации» об учетной политике, а также за счет добавления руководства относительно того, как организации должны применять понятие существенности при принятии решений о раскрытии информации об учетной политике. Данные поправки оказали влияние на раскрытие Группой информации об учетной политике, но не повлияли на оценку, признание или представление каких-либо статей в консолидированной финансовой отчетности Группы.

#### Поправки к МСФО (IAS) 12 — «Отложенный налог, связанный с активами и обязательствами, которые возникают в результате одной операции»

Поправки к МСФО (IAS) 12 «Налоги на прибыль» сужают сферу применения исключения в отношении первоначального признания таким образом, что оно больше не применяется к операциям, которые приводят к возникновению равновеликих налогооблагаемых и вычитаемых временных разниц, например в случае аренды или обязательств по выводу объектов из эксплуатации. Данные поправки не оказали влияния на консолидированную финансовую отчетность Группы.

### 3. СУЩЕСТВЕННЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

#### Новые стандарты, разъяснения и поправки к действующим стандартам и разъяснениям, впервые примененные Группой (продолжение)

##### Поправки к МСФО (IAS) 12 — «Международная налоговая реформа — типовые правила Pillar II»

Данные поправки к МСФО (IAS) 12 были выпущены вследствие принятия правил второго компонента (Pillar II) в рамках проекта BEPS ОЭСР и предусматривают следующее:

- обязательное временное освобождение от признания и раскрытия отложенных налогов, возникающих в связи с внедрением в законодательство типовых правил Pillar II, и
- требования к раскрытию информации, которая поможет пользователям финансовой отчетности организаций, подпадающих под действие нового законодательства, лучше понять, какое влияние на эти организации оказывает предусмотренный законодательством налог на прибыль согласно правилам Pillar II, в том числе до его вступления в силу.

Обязательное временное освобождение применяется немедленно с момента внесения изменений, при этом требуется раскрытие информации о его применении. Остальные требования к раскрытию информации применяются в отношении годовых отчетных периодов, начинающихся 1 января 2023 г. или после этой даты, но не действуют в отношении промежуточных периодов, заканчивающихся 31 декабря 2023 г. или до этой даты. Данные поправки не оказали влияния на консолидированную финансовую отчетность Группы.

#### Классификация активов и обязательств на оборотные/краткосрочные и внеоборотные/долгосрочные

В консолидированном отчёте о финансовом положении Группа представляет активы и обязательства на основе их классификации на оборотные/краткосрочные и внеоборотные/долгосрочные.

Актив является оборотным, если:

- его предполагается реализовать или он предназначен для продажи или потребления в рамках обычного операционного цикла;
- он предназначен в основном для целей торговли;
- его предполагается реализовать в течение 12 (двенадцати) месяцев после окончания отчётного периода; или
- он представляет собой денежные средства или их эквиваленты, за исключением случаев наличия ограничений на его обмен или использование для погашения обязательств в течение как минимум 12 (двенадцати) месяцев после окончания отчётного периода.

Все прочие активы классифицируются в качестве внеоборотных.

Обязательство является краткосрочным, если:

- его предполагается погасить в рамках обычного операционного цикла;
- оно удерживается в основном для целей торговли;
- оно подлежит погашению в течение 12 (двенадцати) месяцев после окончания отчётного периода; или
- у компании отсутствует безусловное право отсрочить погашение обязательства в течении как минимум 12 (двенадцати) месяцев после окончания отчётного периода.

Группа классифицирует все прочие обязательства в качестве долгосрочных.

Отложенные налоговые активы и обязательства классифицируются как внеоборотные/долгосрочные активы и обязательства.

#### Оценка справедливой стоимости

Группа оценивает такие финансовые инструменты, как финансовые активы, оцениваемые по справедливой стоимости на каждую отчётную дату, и нефинансовые активы (активы НЭС) по справедливой стоимости, когда их справедливая стоимость значительно отличается от их остаточной стоимости. Информация о справедливой стоимости финансовых инструментов, оцениваемых по амортизированной стоимости, раскрывается в Примечании 27.

Справедливая стоимость является ценой, которая была бы получена за продажу актива или выплачена за передачу обязательства в рамках сделки, совершаемой в обычном порядке между участниками рынка на дату оценки. Оценка справедливой стоимости предполагает, что сделка по продаже актива или передаче обязательства происходит:

- либо на основном рынке для данного актива или обязательства;
- либо, в условиях отсутствия основного рынка, на наиболее благоприятном рынке для данного актива или обязательства.

У Группы должен быть доступ к основному или наиболее благоприятному рынку. Справедливая стоимость актива или обязательства оценивается с использованием допущений, которые использовались бы участниками рынка при определении цены актива или обязательства, при этом предполагается, что участники рынка действуют в своих лучших интересах.

Оценка справедливой стоимости нефинансового актива учитывает возможность участника рынка генерировать экономические выгоды либо посредством использования актива наилучшим и наиболее эффективным образом, либо в результате его продажи другому участнику рынка, который будет использовать данный актив наилучшим и наиболее эффективным образом.

Группа использует такие методики оценки, которые являются приемлемыми в сложившихся обстоятельствах и для которых доступны данные, достаточные для оценки справедливой стоимости, при этом максимально используя уместные наблюдаемые исходные данные и минимально используя ненаблюдаемые исходные данные.

Все активы и обязательства, справедливая стоимость которых оценивается или раскрывается в финансовой отчётности, классифицируются в рамках описанной ниже иерархии источников справедливой стоимости на основе исходных данных самого низкого уровня, которые являются существенными для оценки справедливой стоимости в целом:

- Уровень 1 – рыночные котировки цен на активном рынке по идентичным активам или обязательствам (без каких-либо корректировок).
- Уровень 2 – модели оценки, в которых существенные для оценки справедливой стоимости исходные данные, относящиеся к наиболее низкому уровню иерархии, являются прямо или косвенно наблюдаемыми на рынке.
- Уровень 3 – модели оценки, в которых существенные для оценки справедливой стоимости исходные данные, относящиеся к наиболее низкому уровню иерархии, не являются наблюдаемыми на рынке.

В случае активов и обязательств, которые переоцениваются в финансовой отчётности на периодической основе, Группа определяет необходимость их перевода между уровнями источников иерархии, повторно анализируя классификацию (на основании исходных данных самого низкого уровня, которые являются существенными для оценки справедливой стоимости в целом) на конец каждого отчётного периода.

Финансовое руководство Группы определяет политику и процедуры как для периодической оценки справедливой стоимости активов НЭС и некотируемых финансовых активов, имеющих в наличии для продажи, так и для единовременной оценки справедливой стоимости активов, где применимо.

Для оценки стоимости активов НЭС привлекаются внешние оценщики. Решение о привлечении внешних оценщиков принимается финансовым руководством. В качестве критериев отбора применяются знание рынка, отраслевой опыт, репутация и соответствие профессиональным стандартам. После обсуждения с внешними оценщиками финансовое руководство принимает решение о том, какие методики оценки и исходные данные необходимо использовать в каждом случае.

### 3. СУЩЕСТВЕННЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

#### Оценка справедливой стоимости (продолжение)

На каждую отчётную дату финансовое руководство анализирует изменения стоимости активов и обязательств, которые необходимо повторно проанализировать и повторно оценить в соответствии с учётной политикой Группы. В рамках такого анализа финансовое руководство проверяет основные исходные данные, которые применялись при последней оценке, путём сравнения информации, используемой при оценке, с договорами и прочими уместными документами.

Финансовое руководство и внешние оценщики Группы также сравнивают изменения справедливой стоимости каждого актива по переоцениваемому классу основных средств, в соответствии с учётной политикой, с соответствующими внешними источниками с целью определения обоснованности изменения. Финансовое руководство и внешние оценщики обсуждают основные допущения, которые использовались при оценке.

Для целей раскрытия информации о справедливой стоимости Группа классифицировала активы и обязательства на основе их характера, присущих им характеристик и рисков, а также применимого уровня в иерархии источников справедливой стоимости, как указано выше.

#### Операции в иностранной валюте

Консолидированная финансовая отчётность Группы представлена в тенге. Тенге также является функциональной валютой компаний Группы. Каждая компания Группы определяет собственную функциональную валюту, и статьи, включённые в финансовую отчётность каждой компании, оцениваются в этой функциональной валюте.

Операции в иностранной валюте первоначально учитываются компаниями Группы в их функциональной валюте по спот-курсу, действующему на дату, когда операция удовлетворяет критериям признания.

Монетарные активы и обязательства, выраженные в иностранной валюте, пересчитываются по спот-курсу функциональной валюты, действующему на отчётную дату.

Все курсовые разницы, возникающие при погашении или пересчёте монетарных статей, включаются в консолидированный отчёт о совокупном доходе.

Немонетарные статьи, которые оцениваются на основе исторической стоимости в иностранной валюте, пересчитываются по курсам, действовавшим на дату совершения первоначальных сделок.

Немонетарные статьи, которые оцениваются по справедливой стоимости в иностранной валюте, пересчитываются по курсам, действовавшим на дату определения справедливой стоимости. Доходы или расходы, возникающие при пересчёте немонетарных статей, учитываются в соответствии с принципами признания доходов или расходов в результате изменения справедливой стоимости статьи (т.е. курсовые разницы по статьям, доходы или расходы от изменения справедливой стоимости которых признаются в составе прочего совокупного дохода или прибыли или убытка, также признаются в составе прочего совокупного дохода или прибыли или убытка, соответственно).

Обменные курсы иностранных валют, в которых Группа проводила существенные сделки, представлены следующим образом:

Обменный курс на конец года (к тенге)	31 декабря 2023 года	31 декабря 2022 года
1 доллар США	454,56	462,65
1 евро	502,24	492,86
1 российский рубль	5,06	6,43

Средний обменный курс за год (к тенге)	2023 год	2022 год
1 доллар США	456,31	460,48
1 евро	493,33	484,22
1 российский рубль	5,40	6,96

#### Основные средства

Основные средства, за исключением активов НЭС, учитываются по первоначальной стоимости за вычетом накопленной амортизации и накопленных убытков от обесценения в случае их наличия. Такая стоимость включает стоимость замены частей основных средств и затраты по займам в случае долгосрочных строительных проектов, если выполняются критерии их капитализации.

При необходимости замены значительных компонентов основных средств через определённые промежутки времени Группа признаёт подобные компоненты в качестве отдельных активов с соответствующими им индивидуальными сроками полезного использования и амортизирует их соответствующим образом. Аналогичным образом, при проведении основного технического осмотра, затраты, связанные с ним, признаются в балансовой стоимости основных средств как замена оборудования, если выполняются все критерии признания. Все прочие затраты на ремонт и техническое обслуживание признаются в составе прибыли или убытка в момент их понесения.

Активы НЭС оцениваются по справедливой стоимости за вычетом накопленной амортизации и убытков от обесценения, признанных после даты переоценки. Переоценка осуществляется с достаточной частотой для обеспечения уверенности в том, что справедливая стоимость переоценённого актива не отличается существенно от его балансовой стоимости.

Прирост стоимости от переоценки отражается в составе ПСД и относится на увеличение резерва переоценки активов, входящего в состав капитала, за исключением той его части, которая восстанавливает убыток от переоценки этого же актива, признанный вследствие ранее проведённой переоценки в составе прибыли или убытка. Убыток от переоценки признаётся в консолидированном отчёте о совокупном доходе, за исключением той его части, которая непосредственно уменьшает положительную переоценку по тому же активу, ранее признанную в составе резерва переоценки. В случае выбытия актива, часть резерва переоценки, непосредственно относящаяся к данному активу, переводится из резерва переоценки активов в состав нераспределённой прибыли.

Амортизация рассчитывается линейным методом в течение оценочного срока полезного использования активов следующим образом:

<b>Здания</b>	60 лет
<b>Активы НЭС</b>	
Сооружения, машины и оборудование НЭС	8-100 лет
<b>Транспорт и прочие основные средства</b>	
Прочие машины и оборудование и транспортные средства	2-50 лет
Прочие основные средства, не включенные в другие группы	2-20 лет

Земля не подлежит амортизации.

Сроки полезного использования и ликвидационная стоимость основных средств анализируются в конце каждого годового отчётного периода и при необходимости корректируются.

### 3. СУЩЕСТВЕННЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

#### Основные средства (продолжение)

В случае если ожидания отличаются от предыдущих ожиданий, изменения учитываются как изменения в бухгалтерской оценке в соответствии с МСФО (IAS) 8 «Учётная политика, изменения в бухгалтерских оценках и ошибки». Данная бухгалтерская оценка может оказать существенное влияние на остаточную стоимость основных средств и на сумму износа основных средств, признаваемого в консолидированном отчёте о совокупном доходе.

Признание объекта основных средств прекращается при его выбытии или тогда, когда более не ожидается получение будущих экономических выгод от его использования или выбытия. Любые доходы или убытки, возникающие при прекращении признания актива (рассчитанные как разница между чистыми поступлениями и от выбытия и балансовой стоимостью актива) включаются в состав прибыли или убытка в том отчётном году, когда прекращено признание актива.

#### Нематериальные активы

Нематериальные активы при первоначальном признании оцениваются по первоначальной стоимости. После первоначального признания нематериальные активы учитываются по первоначальной стоимости за вычетом накопленной амортизации и накопленных убытков от обесценения. Нематериальные активы, произведённые внутри Группы, за исключением капитализированных затрат на разработку продуктов, не капитализируются, и соответствующий расход отражается в прибылях и убытках в отчётный период, в котором он возник.

Нематериальные активы Группы включают, главным образом, компьютерное программное обеспечение и лицензии. Нематериальные активы амортизируются линейным методом в течение оценочного срока полезного использования активов от 3 до 5 лет.

#### Обесценение нефинансовых активов

На каждую отчётную дату Группа определяет, имеются ли признаки возможного обесценения актива. Если такие признаки имеют место, или если требуется проведение ежегодной проверки актива на обесценение. Группа производит оценку возмещаемой стоимости актива. Возмещаемая стоимость актива или подразделения, генерирующего денежные потоки (ПГДП) – это наибольшая из следующих величин: справедливая стоимость актива (ПГДП), за вычетом затрат на продажу, и ценность от использования актива (ПГДП). Возмещаемая стоимость определяется для отдельного актива, за исключением случаев, когда актив генерирует притоки денежных средств, которые, в основном, независимы от притоков, генерируемых другими активами или группами активов. Если балансовая стоимость актива или подразделения, генерирующего денежные потоки, превышает его возмещаемую стоимость, актив считается обесценённым и списывается до возмещаемой стоимости.

При оценке ценности от использования будущие денежные потоки дисконтируются по ставке дисконтирования до налогообложения, которая отражает текущую рыночную оценку временной стоимости денег и риски, присущие активу. При определении справедливой стоимости за вычетом затрат на продажу применяется соответствующая модель оценки. Эти расчёты подтверждаются оценочными коэффициентами, котировками цен свободно обращающихся на рынке акций или прочими доступными показателями справедливой стоимости.

Группа определяет сумму обесценения, исходя из ценности от использования, которая подготавливается отдельно для каждого ПГДП Группы, к которому относятся отдельные активы. Эти планы и прогнозные расчёты, как правило, составляются на 5 (пять) лет. Для более длительных периодов рассчитываются долгосрочные темпы роста, которые применяются в отношении прогнозируемых будущих денежных потоков после пятого года.

Убытки от обесценения продолжающейся деятельности (включая обесценение запасов) признаются в консолидированном отчёте о совокупном доходе в составе тех категорий расходов, которые соответствуют функции обесценённого актива, за исключением ранее переоценённых активов НЭС, в отношении которых переоценка была признана в прочем совокупном доходе. Обесценение таких активов признаётся в прочем совокупном доходе в пределах суммы ранее признанной переоценки. На ка-

ждую отчётную дату Группа определяет, имеются ли признаки того, что ранее признанные убытки от обесценения актива больше не существуют или сократились. Если такой признак имеется, Группа рассчитывает возмещаемую стоимость актива или ПГДП. Ранее признанные убытки от обесценения восстанавливаются только в том случае, если имело место изменение в оценке, которая использовалась для определения возмещаемой стоимости актива, со времени последнего признания убытка от обесценения. Восстановление ограничено таким образом, что балансовая стоимость актива не превышает его возмещаемой стоимости, а также не может превышать балансовую стоимость, за вычетом амортизации, по которой данный актив признавался бы в случае, если в предыдущие годы не был бы признан убыток от обесценения. Такое восстановление стоимости признаётся в прибылях и убытках, за исключением тех случаев, когда актив признан по переоценённой стоимости. В этих случаях восстановление стоимости учитывается как прирост стоимости от переоценки.

Группа оценивает, могут ли риски, связанные с изменением климата, включая физические риски и риски переходного периода, оказать значительное влияние. При наличии такого влияния эти риски учитываются в прогнозе денежных потоков при оценке ценности использования.

#### Инвестиции в ассоциированную компанию

Ассоциированная компания – это компания, в отношении которой Группа обладает значительным влиянием, Значительное влияние – это полномочия на участие в принятии решений относительно финансовой и операционной политики объекта инвестиций, но не контроль или совместный контроль в отношении такой политики. Факторы, учитываемые при определении наличия значительного влияния или совместного контроля, аналогичны факторам, учитываемым при определении наличия контроля над дочерними компаниями.

Инвестиции Группы в её ассоциированную компанию учитываются по методу долевого участия. В соответствии с методом долевого участия инвестиция в ассоциированную компанию первоначально признаётся по первоначальной стоимости. Балансовая стоимость инвестиции впоследствии увеличивается или уменьшается вследствие признания доли Группы в изменениях чистых активов ассоциированной компании, возникающих после даты приобретения. Гудвилл, относящийся к ассоциированной компании, включается в балансовую стоимость инвестиции и не амортизируется, а также не подвергается отдельной проверке на предмет обесценения.

Консолидированный отчёт о совокупном доходе отражает долю Группы в финансовых результатах деятельности ассоциированной компании. Если имело место изменение, непосредственно признанное в капитале ассоциированной компании, Группа признаёт свою долю такого изменения и раскрывает этот факт, когда это применимо, в консолидированном отчёте об изменениях в капитале. Нереализованные прибыли и убытки, возникающие по операциям Группы с ассоциированной компанией, исключены в той степени, в которой Группа имеет долю участия в ассоциированной компании.

Доля Группы в прибыли ассоциированной компании представлена непосредственно в консолидированном отчёте о совокупном доходе. Она представляет собой прибыль, приходящуюся на акционеров ассоциированной компании, и поэтому определяется как прибыль после учёта налогообложения и неконтрольной доли участия в дочерних компаниях ассоциированной компании.

Финансовая отчётность ассоциированной компании составляется за тот же отчётный период, что и финансовая отчётность Группы. В случае необходимости в неё вносятся корректировки с целью приведения учётной политики в соответствие с учётной политикой Группы.

После применения метода долевого участия Группа определяет необходимость признания дополнительного убытка от обесценения по своей инвестиции в ассоциированную компанию. На каждую отчётную дату Группа устанавливает наличие объективных свидетельств обесценения инвестиций в ассоциированную компанию. В случае наличия таких свидетельств, Группа рассчитывает сумму обесценения как разницу между возмещаемой стоимостью ассоциированной компании и её балансовой стоимостью, и признаёт эту сумму в прибылях и убытках по статье «Доля в прибыли ассоциированной компании».

В случае потери значительного влияния над ассоциированной компанией Группа оценивает и признаёт оставшиеся инвестиции по справедливой стоимости. Разница между балансовой стоимостью ассоциированной компании на момент потери значительного влияния и справедливой стоимостью оставшихся инвестиций и поступлениями от выбытия признаётся в составе прибыли или убытка.

### 3. СУЩЕСТВЕННЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

#### Финансовые инструменты – первоначальное признание и последующая оценка

Финансовым инструментом является любой договор, приводящий к возникновению финансового актива у одной организации и финансового обязательства или долевого инструмента у другой организации.

#### Финансовые активы

##### Первоначальное признание и оценка

Финансовые активы при первоначальном признании классифицируются как оцениваемые впоследствии по амортизированной стоимости, по справедливой стоимости через прочий совокупный доход (ПСД) и по справедливой стоимости через прибыль или убыток.

Классификация финансовых активов при первоначальном признании зависит от характеристик предусмотренных договором денежных потоков по финансовому активу и бизнес-модели, применяемой Группой для управления этими активами. За исключением торговой дебиторской задолженности, которая не содержит значительного компонента финансирования или в отношении которой Группа применила упрощение практического характера, Группа первоначально оценивает финансовые активы по справедливой стоимости, увеличенной в случае финансовых активов, оцениваемых не по справедливой стоимости через прибыль или убыток, на сумму затрат по сделке. Торговая дебиторская задолженность, которая не содержит значительный компонент финансирования или в отношении которой Группа применила упрощение практического характера, оценивается по цене сделки, как описано в разделе Признание выручки.

Для того чтобы финансовый актив можно было классифицировать и оценивать по амортизированной стоимости или по справедливой стоимости через прочий совокупный доход, необходимо, чтобы договорные условия этого актива обуславливали получение денежных потоков, которые являются «исключительно платежами в счет основной суммы долга и процентов» на непогашенную часть основной суммы долга. Такая оценка называется тестом «денежных потоков» (SPPI-тестом) и осуществляется на уровне каждого инструмента. Финансовые активы, денежные потоки по которым не отвечают критерию «денежных потоков», классифицируются как оцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток вне зависимости от бизнес-модели.

Бизнес-модель, используемая Группой для управления финансовыми активами, описывает способ, которым Группа управляет своими финансовыми активами с целью генерирования денежных потоков. Бизнес-модель определяет, будут ли денежные потоки следствием получения предусмотренных договором денежных потоков, продажи финансовых активов или и того, и другого. Финансовые активы, классифицируемые как оцениваемые по амортизированной стоимости, удерживаются в рамках бизнес-модели, целью которой является удержание финансовых активов для получения предусмотренных договором денежных потоков, в то время как финансовые активы, классифицируемые как оцениваемые по справедливой стоимости через прочий совокупный доход, удерживаются в рамках бизнес-модели, цель которой достигается как путем получения предусмотренных договором денежных потоков, так и путем продажи финансовых активов.

Все операции покупки или продажи финансовых активов, требующие поставки активов в срок, устанавливаемый законодательством, или в соответствии с правилами, принятыми на определенном рынке (торговля на стандартных условиях), признаются на дату заключения сделки, т. е. на дату, когда Группа принимает на себя обязательство купить или продать актив.

##### Последующая оценка

Для целей последующей оценки финансовые активы классифицируются на четыре категории:

- финансовые активы, оцениваемые по амортизированной стоимости (долговые инструменты);
- финансовые активы, оцениваемые по справедливой стоимости через прочий совокупный доход с последующей реклассификацией накопленных прибылей и убытков (долговые инструменты);

- финансовые активы, классифицированные по усмотрению организации как оцениваемые по справедливой стоимости через прочий совокупный доход без последующей реклассификации накопленных прибылей и убытков при прекращении признания (долевые инструменты);
- финансовые активы, оцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток.

#### Финансовые активы, оцениваемые по амортизированной стоимости (долговые инструменты)

Финансовые активы, оцениваемые по амортизированной стоимости, впоследствии оцениваются с использованием метода эффективной процентной ставки, и к ним применяются требования в отношении обесценения. Прибыли или убытки признаются в составе прибыли или убытка в случае прекращения признания актива, его модификации или обесценения. К категории финансовых активов, оцениваемых по амортизированной стоимости, Группа относит торговую и прочую дебиторскую задолженность и прочие финансовые активы.

#### Финансовые активы, оцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток

Финансовые активы, оцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток, учитываются в консолидированном отчете о финансовом положении по справедливой стоимости, а чистые изменения их справедливой стоимости признаются в консолидированном отчете о совокупном доходе. К данной категории относятся инструменты, которые Группа по своему усмотрению классифицировала по справедливой стоимости через прибыли или убытки.

#### Прекращение признания

Финансовый актив (или — где применимо — часть финансового актива или часть группы аналогичных финансовых активов) прекращает признаваться (т. е. исключается из консолидированного отчета Группы о финансовом положении), если:

- срок действия прав на получение денежных потоков от актива истек; либо
- Группа передала свои права на получение денежных потоков от актива либо взяла на себя обязательство по выплате третьей стороне получаемых денежных потоков в полном объеме и без существенной задержки по «транзитному» соглашению; и либо (а) Группа передала практически все риски и выгоды от актива, либо (б) Группа не передала, но и не сохраняет за собой практически все риски и выгоды от актива, но передала контроль над данным активом.

Если Группа передала свои права на получение денежных потоков от актива либо заключила транзитное соглашение, она оценивает, сохранила ли она риски и выгоды, связанные с правом собственности, и, если да, в каком объеме. Если Группа не передала, но и не сохранила за собой практически все риски и выгоды от актива, а также не передала контроль над активом, Группа продолжает признавать переданный актив в той степени, в которой она продолжает свое участие в нем. В этом случае Группа также признает соответствующее обязательство. Переданный актив и соответствующее обязательство оцениваются на основе, которая отражает права и обязательства, сохраненные Группой.

Продолжающееся участие, которое принимает форму гарантии по переданному активу, оценивается по наименьшей из следующих величин: первоначальной балансовой стоимости актива или максимальной суммы возмещения, выплата которой может быть потребована от Группы.

#### Признание ожидаемых кредитных убытков

Группа признает оценочный резерв под ожидаемые кредитные убытки по финансовым активам, оцениваемым по амортизированной стоимости в сумме, равной ожидаемым кредитным убыткам за весь срок, если кредитный убыток с момента первоначального признания значительно увеличился.

Раскрытие подробной информации об обесценении финансовых активов также представлено в следующих примечаниях:

- раскрытие информации о значительных допущениях (Примечание 4);
- торговая дебиторская задолженность и прочие текущие и финансовые активы, включая денежные средства и их эквиваленты, за исключением активов, оцениваемых по справедливой стоимости через прибыль или убыток (Примечания 9, 10, 11, 12, 13).

### 3. СУЩЕСТВЕННЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

#### Финансовые инструменты – первоначальное признание и последующая оценка (продолжение)

##### Финансовые активы (продолжение)

##### Признание ожидаемых кредитных убытков (продолжение)

Группа признает оценочный резерв под ожидаемые кредитные убытки (ОКУ) в отношении всех долговых инструментов, оцениваемых не по справедливой стоимости через прибыль или убыток. ОКУ рассчитываются на основе разницы между денежными потоками, причитающимися в соответствии с договором, и всеми денежными потоками, которые Группа ожидает получить, дисконтированной с использованием первоначальной эффективной процентной ставки или ее приблизительного значения. Ожидаемые денежные потоки включают денежные потоки от продажи удерживаемого обеспечения или от других механизмов повышения кредитного качества, которые являются неотъемлемой частью договорных условий.

ОКУ признаются в два этапа. В случае финансовых инструментов, по которым с момента их первоначального признания кредитный риск значительно не увеличился, создается оценочный резерв под убытки в отношении кредитных убытков, которые могут возникнуть вследствие дефолтов, возможных в течение следующих 12 месяцев (12-месячные ожидаемые кредитные убытки). Для финансовых инструментов, по которым с момента первоначального признания кредитный риск увеличился значительно, создается оценочный резерв под убытки в отношении кредитных убытков, ожидаемых в течение оставшегося срока действия этого финансового инструмента, независимо от сроков наступления дефолта (ожидаемые кредитные убытки за весь срок)

В отношении торговой и прочей дебиторской задолженности Группа применяет упрощенный подход при расчете ОКУ. Следовательно, Группа не отслеживает изменения кредитного риска, а вместо этого на каждую отчетную дату признает оценочный резерв под убытки в сумме, равной ожидаемым кредитным убыткам за весь срок. Группа использовала матрицу оценочных резервов, опираясь на свой прошлый опыт возникновения кредитных убытков, скорректированных с учетом прогнозных факторов, специфичных для заемщиков, и общих экономических условий.

Группа считает, что по финансовому активу произошел дефолт, если предусмотренные договором платежи просрочены на 90 дней. Однако в определенных случаях Группа также может прийти к заключению, что по финансовому активу произошел дефолт, если внутренняя или внешняя информация указывает на то, что маловероятно, что Группа получит, без учета механизмов повышения кредитного качества, удерживаемых Группой, всю сумму оставшихся выплат, предусмотренных договором. Финансовый актив списывается, если у Группы нет обоснованных ожиданий относительно возмещения предусмотренных договором денежных потоков.

##### Финансовые обязательства

##### Первоначальное признание и оценка

Финансовые обязательства при первоначальном признании классифицируются соответственно как финансовые обязательства, переоцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток, кредиты и заимствования, или производные инструменты, определённые в качестве инструментов хеджирования при эффективном хеджировании.

Финансовые обязательства первоначально признаются по справедливой стоимости, за вычетом в случае займов, выпущенных облигаций и кредиторской задолженности непосредственно связанных с ними затрат по сделке.

Финансовые обязательства Группы включают торговую и прочую кредиторскую задолженность, займы, выпущенные облигации и обязательства по аренде.

##### Последующая оценка

Последующая оценка финансовых обязательств зависит от их классификации следующим образом:

##### Займы и выпущенные облигации

После первоначального признания процентные займы и выпущенные облигации оцениваются по амортизированной стоимости с использованием метода эффективной процентной ставки. Доходы и расходы по таким финансовым обязательствам признаются в прибылях и убытках при прекращении их признания, а также по мере начисления амортизации с использованием эффективной процентной ставки.

Амортизированная стоимость рассчитывается с учётом дисконтов или премий при приобретении, а также комиссионных или затрат, которые являются неотъемлемой частью эффективной процентной ставки. Амортизация эффективной процентной ставки включается в состав финансовых расходов в консолидированном отчёте о совокупном доходе.

##### Торговая и прочая кредиторская задолженность

Торговая и прочая кредиторская задолженность первоначально отражается по справедливой стоимости, и в последующем оценивается по амортизированной стоимости с использованием эффективной процентной ставки.

##### Прекращение признания

Признание финансового обязательства прекращается, если обязательство погашено, аннулировано, или срок его действия истёк. Если имеющееся финансовое обязательство заменяется другим обязательством перед тем же кредитором, на существенно отличающихся условиях, или если условия имеющегося обязательства значительно изменены, такая замена или изменения учитываются как прекращение признания первоначального обязательства и начало признания нового обязательства, а разница в их балансовой стоимости признаётся в консолидированном отчёте о совокупном доходе.

#### Взаимозачёт финансовых инструментов

Финансовые активы и финансовые обязательства подлежат взаимозачёту, а нетто-сумма представлению в консолидированном отчёте о финансовом положении тогда и только тогда, когда имеется осуществимое в настоящий момент юридическое право на взаимозачёт признанных сумм и когда имеется намерение произвести расчёт на нетто-основе, либо реализовать активы и одновременно с этим погасить обязательства.

#### Запасы

Запасы учитываются по методу ФИФО.

Запасы оцениваются по наименьшей из двух величин: стоимости приобретения и чистой стоимости реализации.

Чистая стоимость реализации определяется как предполагаемая цена продажи в ходе обычной деятельности, за вычетом предполагаемых расходов на завершение производства и оцененных затрат на продажу.

#### Денежные средства и их эквиваленты

Денежные средства и их эквиваленты в консолидированном отчёте о финансовом положении включают денежные средства в банках и в кассе, и краткосрочные депозиты с первоначальным сроком погашения до 3 (трёх) месяцев или менее.

Для целей консолидированного отчёта о движении денежных средств денежные средства и их эквиваленты состоят из денежных средств и краткосрочных депозитов, согласно определению выше, за вычетом непогашенных банковских овердрафтов.

### 3. СУЩЕСТВЕННЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

#### Денежные средства, ограниченные в использовании

Если денежные средства каким-либо образом ограничены в использовании в период до 12 (двенадцати) месяцев с отчётной даты, такие денежные средства классифицируются как краткосрочные активы и соответствующим образом раскрываются в примечаниях к консолидированной финансовой отчётности. Если денежные средства ограничены в использовании в период более 12 (двенадцати) месяцев с отчётной даты, такие денежные средства отражаются в составе долгосрочных активов.

#### Резервы

Резервы признаются, если Группа имеет текущее обязательство (юридическое или вытекающее из практики), возникшее в результате прошлого события, отток экономических выгод, который потребует для погашения этого обязательства, является вероятным, и может быть получена надёжная оценка суммы такого обязательства. Если Группа предполагает получить возмещение некоторой части или всех резервов, например, по договору страхования, возмещение признаётся как отдельный актив, но только в том случае, когда получение возмещения не подлежит сомнению. Расход, относящийся к резерву, отражается в консолидированном отчёте о совокупном доходе за вычетом возмещения.

#### Признание выручки

Выручка признаётся в том случае, если получение экономических выгод Группой оценивается как вероятное, и если выручка может быть надёжно оценена, вне зависимости от времени осуществления платежа. Выручка оценивается по справедливой стоимости полученного или подлежащего получению вознаграждения с учётом определённых в договоре условий платежа и за вычетом налогов или пошлин. Группа анализирует заключаемые ею договоры, предусматривающие получение выручки, в соответствии с определёнными критериями с целью определения того, выступает ли она в качестве принципала или агента. Группа пришла к выводу, что она выступает в качестве принципала по всем таким договорам.

Группа признает выручку, чтобы отразить предоставление потребителям обещанных услуг в сумме возмещения, которое Группа, по её ожиданиям, будет иметь право получить в обмен на указанные товары или услуги.

Группа, при признании выручки, осуществляет следующие шаги:

1. идентификация договора с потребителем;
2. идентификация обязательства, подлежащего исполнению в рамках договора;
3. определение цены сделки;
4. распределение цены сделки между отдельными обязанностями, подлежащими исполнению в рамках договора;
5. признание выручки в момент (или по мере) исполнения обязанности, подлежащей исполнению в рамках договора.

Доходы от предоставленных услуг признаются по мере оказания услуг. Группа получает доход от оказания услуг по передаче электроэнергии от производителей до оптовых и крупных потребителей, по технической диспетчеризации отпуска в сеть и потребления электрической энергии, по организации балансирования производства и потребления электрической энергии, а также услуг по обеспечению договорных величин перетоков электрической энергии с энергосистемами сопредельных государств и прочих услуг.

Тарифы для начисления дохода по услугам по передаче электрической энергии, технической диспетчеризации и организации балансирования производства/потребления электрической энергии утверждаются Комитетом по регулированию естественных монополий Министерства национальной экономики Республики Казахстан (далее — «Комитет»).

Доходы по услугам по обеспечению договорных величин перетоков электрической энергии с энергосистемами сопредельных государств, признаются в соответствии с условиями договоров, заключённых на основании Соглашения между Правительством

Республики Казахстан и Правительством Российской Федерации «О мерах по обеспечению параллельной работы Единых энергетических систем Республики Казахстан и Российской Федерации».

#### Торговая дебиторская задолженность

Дебиторская задолженность признается тогда, когда сумма возмещения, которое является безусловным (т. е. наступление момента, когда такое возмещение становится подлежащим выплате, обусловлено лишь течением времени), становится подлежащей выплате покупателем. Учетная политика в отношении финансовых активов рассматривается в разделе Финансовые инструменты — первоначальное признание и последующая оценка.

#### Обязательства по договору

Обязательства по договору признаются, если платеж от покупателя получен или становится подлежащим оплате (в зависимости от того, что происходит ранее) прежде, чем Группа передаст соответствующие товары или услуги. Обязательства по договору признаются в качестве выручки, когда Группа выполняет свои обязанности по договору (т. е. передает контроль над соответствующими товарами или услугами покупателю).

#### Процентный доход

По всем финансовым инструментам, учитываемым по амортизированной стоимости, и процентным финансовым активам, классифицированным в качестве учитываемых по справедливой стоимости, процентный доход или расход признаются с использованием метода эффективной процентной ставки, который точно дисконтирует ожидаемые будущие выплаты или поступления денежных средств на протяжении предполагаемого срока использования финансового инструмента или, если это уместно, менее продолжительного периода до чистой балансовой стоимости финансового актива или обязательства. Процентный доход включается в консолидированный отчёт о совокупном доходе.

#### Затраты по займам

Затраты по займам, непосредственно связанные с приобретением, строительством или производством актива, который обязательно требует продолжительного периода времени для его подготовки к использованию в соответствии с намерениями Группы или к продаже, капитализируются как часть первоначальной стоимости такого актива. Все прочие затраты по займам относятся на расходы в том отчётном периоде, в котором они были понесены. Затраты по займам включают в себя выплату процентов и прочие затраты, понесенные Группой в связи с заёмными средствами.

#### Аренда

В момент заключения договора Группа оценивает, является ли соглашение арендой либо содержит ли оно признаки аренды. Иными словами, Группа определяет, передает ли договор право контролировать использование идентифицированного актива в течение определенного периода времени в обмен на возмещение.

#### Краткосрочная аренда и аренда активов с низкой стоимостью

Группа применяет освобождение от признания в отношении краткосрочной аренды к своим краткосрочным договорам аренды (т. е. к договорам, по которым на дату начала аренды срок аренды составляет не более 12 месяцев и которые не содержат опциона на покупку базового актива). Группа также применяет освобождение от признания в отношении аренды активов с низкой стоимостью к договорам аренды, стоимость которого считается низкой. Арендные платежи по краткосрочной аренде и аренде активов с низкой стоимостью признаются в качестве расходов линейным методом на протяжении срока аренды.



### 3. СУЩЕСТВЕННЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

#### Аренда (продолжение)

##### Группа в качестве арендодателя

Аренда, по которой у Группы остаются практически все риски и выгоды, связанные с владением активом, классифицируется как операционная аренда. Возникающий арендный доход учитывается линейным методом на протяжении срока аренды и включается в прочие доходы в отчете о совокупном доходе ввиду своего операционного характера. Первоначальные прямые затраты, понесенные при заключении договора операционной аренды, включаются в балансовую стоимость переданного в аренду актива и признаются в течение срока аренды на той же основе, что и доход от аренды. Условная арендная плата признается в составе выручки в том периоде, в котором она была получена.

##### Пенсионные обязательства

В соответствии с законодательством Республики Казахстан, Группа осуществляет платежи в размере 10% от заработной платы работников, но не более 350.000 тенге в месяц (2022 год: 300.000 тенге) в качестве отчислений в накопительные пенсионные фонды. Платежи в пенсионные фонды удерживаются из заработной платы работников и включаются в общие расходы по оплате труда совместно с прочими отчислениями, связанными с оплатой труда в консолидированном отчёте о совокупном доходе, в момент их возникновения. Группа не имеет каких-либо других обязательств по пенсионным платежам.

##### Текущий корпоративный подоходный налог

Налоговые активы и обязательства по текущему корпоративному подоходному налогу за текущий период и предыдущие периоды оцениваются по сумме, предполагаемой к возмещению от налоговых органов или к уплате налоговым органам. Налоговые ставки и налоговое законодательство, применяемые для расчёта данной суммы, – это ставки и законодательство, принятые или фактически принятые на отчётную дату в странах, в которых Группа осуществляет свою деятельность и получает налогооблагаемую прибыль.

Текущий корпоративный подоходный налог, относящийся к статьям, признанным непосредственно в капитале, признаётся в составе капитала, а не в консолидированном отчёте о совокупном доходе. Руководство периодически осуществляет оценку позиций, отражённых в налоговых декларациях, в отношении которых соответствующее налоговое законодательство может быть по-разному интерпретировано, и по мере необходимости создаёт резервы.

##### Отложенный налог

Отложенный налог рассчитывается по методу обязательств путём определения временных разниц между налоговой базой активов и обязательств и их балансовой стоимостью для целей финансовой отчётности на отчётную дату.

Отложенные налоговые обязательства признаются по всем налогооблагаемым временным разницам, кроме случаев, когда:

- отложенное налоговое обязательство возникает в результате первоначального признания гудвила, актива или обязательства, в ходе сделки, не являющейся объединением бизнеса, и на момент совершения операции не влияет ни на бухгалтерскую прибыль, ни на налогооблагаемую прибыль или убыток;
- в отношении налогооблагаемых временных разниц, связанных с инвестициями в дочерние организации, ассоциированные компании, а также с долями участия в совместной деятельности, если можно контролировать распределение во времени уменьшения временной разницы, и существует значительная вероятность того, что временная разница не будет уменьшена в обозримом будущем.

Отложенные налоговые активы признаются по всем вычитаемым временным разницам, неиспользованным налоговым льготам и неиспользованным налоговым убыткам, в той степени, в которой существует значительная вероятность того, что будет существовать налогооблагаемая прибыль, против которой могут быть зачтены вычитаемые временные разницы, неиспользованные налоговые льготы и неиспользованные налоговые убытки, кроме случаев, когда:

- отложенный налоговый актив, относящийся к вычитаемой временной разнице, возникает в результате первоначального признания актива или обязательства, которое возникло не вследствие объединения бизнеса, и которое на момент совершения операции не влияет ни на бухгалтерскую прибыль, ни на налогооблагаемую прибыль или убыток;
- в отношении вычитаемых временных разниц, связанных с инвестициями в дочерние организации, ассоциированные компании, а также с долями участия в совместной деятельности, отложенные налоговые активы признаются только в той степени, в которой есть значительная вероятность того, что временные разницы будут использованы в обозримом будущем, и будет иметь место налогооблагаемая прибыль, против которой могут быть использованы временные разницы.

Балансовая стоимость отложенных налоговых активов пересматривается на каждую отчётную дату и снижается в той степени, в которой достижение достаточной налогооблагаемой прибыли, которая позволит использовать все или часть отложенных налоговых активов, оценивается как маловероятное.

Непризнанные отложенные налоговые активы пересматриваются на каждую отчётную дату и признаются в той степени, в которой появляется значительная вероятность того, что будущая налогооблагаемая прибыль позволит использовать отложенные налоговые активы.

Отложенные налоговые активы и обязательства оцениваются по налоговым ставкам, которые, как предполагается, будут применяться в том отчётном году, в котором актив будет реализован, а обязательство погашено, на основе налоговых ставок (и налогового законодательства), которые по состоянию на отчётную дату были приняты или фактически приняты.

Отложенный налог, относящийся к статьям, признанным не в составе прибыли или убытка, также не признаётся в составе прибыли или убытка. Статьи отложенных налогов признаются в соответствии с лежащими в их основе операциями либо в составе прочего совокупного дохода, либо непосредственно в капитале.

Отложенные налоговые активы и отложенные налоговые обязательства зачитываются друг против друга, если имеется юридически закрепленное право зачёта текущих налоговых активов и обязательств, и отложенные налоги относятся к одной и той же налогооблагаемой компании и налоговому органу.

##### Дивиденды

Дивиденды признаются как обязательства и вычитаются из суммы капитала на отчётную дату только в том случае, если они были объявлены до отчётной даты включительно. Дивиденды раскрываются в отчётности, если они были рекомендованы до отчётной даты, а также рекомендованы или объявлены после отчётной даты, но до даты утверждения консолидированной финансовой отчётности к выпуску.

##### Условные обязательства и условные активы

Условные обязательства не признаются в консолидированной финансовой отчётности, при этом информация о них раскрывается в консолидированной финансовой отчётности, за исключением тех случаев, когда выбытие ресурсов в связи с их погашением является маловероятным.

Условные активы не признаются в консолидированной финансовой отчётности, при этом информация о них раскрывается в консолидированной финансовой отчётности в тех случаях, когда получение связанных с ними экономических выгод является вероятным.

## 4. СУЩЕСТВЕННЫЕ УЧЁТНЫЕ СУЖДЕНИЯ, ОЦЕНОЧНЫЕ ЗНАЧЕНИЯ И ДОПУЩЕНИЯ

Подготовка консолидированной финансовой отчётности Группы требует от её руководства вынесения суждений и определения оценочных значений и допущений на конец отчётного периода, которые влияют на представляемые в отчётности суммы выручки, расходов, активов и обязательств, а также на раскрытие информации об условных обязательствах и активах. Однако неопределённость в отношении этих допущений и оценочных значений может привести к результатам, которые могут потребовать в будущем существенных корректировок к балансовой стоимости актива или обязательства, в отношении которых принимаются подобные допущения и оценки.

### Оценочные значения и допущения

Основные допущения о будущем и прочие основные источники неопределённости в оценках на отчётную дату, которые могут послужить причиной существенных корректировок балансовой стоимости активов и обязательств в течение следующего финансового года, рассматриваются ниже. Допущения и оценочные значения Группы основаны на исходных данных, которыми она располагала на момент подготовки консолидированной финансовой отчётности. Однако текущие обстоятельства и допущения относительно будущего могут изменяться ввиду рыночных изменений или неподконтрольных Группе обстоятельств. Такие изменения отражаются в допущениях по мере того, как они происходят.

### Справедливая стоимость основных средств

Группа проводила переоценку активов НЭС по состоянию на 1 декабря 2022 года. Группа привлекала аккредитованного независимого оценщика ТОО «Grant Thornton Appraisal» для оценки справедливой стоимости НЭС.

Переоценённые активы НЭС представляют один класс активов согласно МСФО (IFRS) 13 – Оценка справедливой стоимости, основываясь на природе, характеристике и рисках, присущих активу. Исходные данные для определения справедливой стоимости активов НЭС относятся к 3-му уровню в иерархии справедливой стоимости (ненаблюдаемые исходные данные).

Справедливая стоимость активов НЭС была определена затратным методом. Затратный метод был использован ввиду того, что активы узкоспециализированы, и что исторически данные активы никогда не продавались. В рамках затратного метода был применен метод определения стоимости замещения или стоимости воспроизводства, по которому производился расчёт полной стоимости замещения основных средств за вычетом всех видов накопленного износа, а также метод расчёта по аналогам, метод удельных показателей и метод индексации прошлых затрат.

Рассчитанная текущая стоимость замещения в последующем была сравнена с возмещаемой стоимостью, определённой на основании модели дисконтирования денежных потоков. Денежные потоки в модели взяты из утвержденного бюджета Группы на следующие 5 (пять) лет. При прогнозировании доходов Группы были учтены утвержденные Комитетом тарифы на регулируемые услуги по передаче электроэнергии, технической диспетчеризации и организации балансирования производства и потребления электроэнергии на период с 1 октября 2021 года по 30 сентября 2026 года. По результатам проведенного анализа, возмещаемая стоимость основных средств превысила ее текущую стоимость замещения.

В результате оценки справедливая стоимость активов НЭС на дату оценки (1 декабря 2022 года) составила 774.045.986 тыс.тенге. Уменьшение переоцененной стоимости активов НЭС в сумме 100.105.029 тыс.тенге было отражено в составе прочего совокупного дохода за 2022 год, с учетом соответствующей отложенной налоговой льготы в сумме 20.021.005 тыс.тенге. Увеличение стоимости некоторых ранее уцененных активов, было отражено в отчете о совокупном доходе в сумме 949.895 тыс.тенге, вместе с уменьшением стоимости некоторых активов в сумме 4.524.870 тыс.тенге.

При оценке справедливой стоимости в 2022 году были применены следующие основные допущения:

Ставка дисконтирования (WACC)	12,97%
Долгосрочный темп роста	3,09%
Средний остаточный срок службы основного актива	40 лет

Увеличение ставки дисконтирования на 0,5% или уменьшение долгосрочного темпа роста на 0,5% приведет к уменьшению справедливой стоимости основных средств Группы на 46.537.397 тыс.тенге или 24.247.101 тыс.тенге, соответственно.

На каждую отчётную дату Группа оценивает наличие различий между балансовой стоимостью активов НЭС с той, которая была бы определена с использованием справедливой стоимости на отчётную дату. По состоянию на 31 декабря 2023 года руководство Группы повторно пересмотрело свои оценки по отношению к справедливой стоимости активов НЭС, рассчитав актуальную стоимость замещения активов НЭС за вычетом всех видов накопленного износа. В результате, руководство Группы пришло к выводу, что по состоянию на 31 декабря 2023 года балансовая стоимость активов НЭС не отличается существенно от их справедливой стоимости.

### Срок полезной службы основных средств

Группа оценивает оставшийся срок полезной службы основных средств, по крайней мере, на конец каждого финансового года и, если ожидания отличаются от предыдущих оценок, изменения учитываются как изменения в расчетных оценках в соответствии с МСФО (IAS) 8 «Учетная политика, изменения в расчетных оценках и ошибки».

### Налоги

В отношении интерпретации сложного налогового законодательства, а также сумм и сроков получения будущей налогооблагаемой прибыли существует неопределённость. С учётом значительного разнообразия международных операций Группы, а также долгосрочного характера и сложности имеющихся договорных отношений, разница, возникающая между фактическими результатами и принятыми допущениями, или будущие изменения таких допущений могут повлечь за собой будущие корректировки уже отражённых в отчётности сумм расходов или экономии по корпоративному подоходному налогу. Основываясь на обоснованных допущениях, Группа создаёт резервы под возможные последствия налоговых проверок. Величина подобных резервов зависит от различных факторов, например, от результатов предыдущих проверок и различных интерпретаций налогового законодательства Группой и соответствующим налоговым органом. Подобные различия в интерпретации могут возникнуть по большому количеству вопросов в зависимости от деятельности и характера операций Группы.

Поскольку Группа оценивает возникновение судебных разбирательств в связи с налоговым законодательством и последующий отток денежных средств как маловероятные, условное обязательство не признавалось.

### Справедливая стоимость финансовых инструментов

В случаях, когда справедливая стоимость финансовых активов и финансовых обязательств, признанных в консолидированном отчёте о финансовом положении, не может быть определена на основании данных активных рынков, она определяется с использованием методов оценки, включая модель дисконтированных денежных потоков. В качестве исходных данных для этих моделей по возможности используется информация с наблюдаемых рынков, однако в тех случаях, когда это не представляется практически осуществимым, требуется определённая доля суждения для установления справедливой стоимости. Суждения включают учёт таких исходных данных, как риск ликвидности, кредитный риск и волатильность. Изменения в допущениях относительно данных факторов могут оказать влияние на справедливую стоимость финансовых инструментов, отражённую в консолидированной финансовой отчётности.

### Облигации DSFK

28 декабря 2017 года, в соответствии с Решением Правительства Республики Казахстан от 7 ноября 2017 года, Группа приобрела облигации ТОО «Специальная финансовая компания DSFK» (далее – «облигации DSFK»), оплатив приобретение средствами размещенными в АО «РБК банк» (далее – «РБК банк»). Номинальная сумма депозитов размещенных в РБК банк до приобретения облигаций составила 1.498.249 тыс.тенге. Облигации DSFK имеют купонную ставку 0,01% годовых и срок погашения 15 лет. Облигации обеспечены финансовой гарантией ТОО «Корпорация Казахмыс» на сумму 411.883 тыс.тенге. Гарантия может быть использована по запросу Группы, но не ранее пятой годовщины с даты выпуска облигаций. Облигации DSFK были учтены по справедливой стоимости через прибыль или убыток.

## 4. СУЩЕСТВЕННЫЕ УЧЁТНЫЕ СУЖДЕНИЯ, ОЦЕНОЧНЫЕ ЗНАЧЕНИЯ И ДОПУЩЕНИЯ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

### Справедливая стоимость финансовых инструментов (продолжение)

#### Облигации DSFK (продолжение)

В течение 2023 года, Группа неоднократно обращалась к ТОО «Корпорация Казахмыс» с требованием произвести платеж по гарантии. В связи с неисполнением обязательства со стороны ТОО «Корпорация Казахмыс», Группа обратилась с иском в суд. В результате судебного разбирательства судом принято решение взыскать с ТОО «Корпорация Казахмыс» в пользу АО «KEGOC» сумму задолженности по гарантии в размере 411.883 тыс.тенге.

Руководство Группы считает, что по состоянию на 31 декабря 2023 года справедливая стоимость облигаций DSFK равна 411.883 тыс.тенге. 3 января 2024 года ТОО «Корпорация Казахмыс» полностью погасило задолженность по гарантии в размере 411.883 тыс. тенге, согласно решению суда.

#### Оценочный резерв под ожидаемые кредитные убытки по дебиторской задолженности

Группа использует матрицу оценочных резервов для расчёта ОКУ по дебиторской задолженности. Ставки оценочных резервов устанавливаются в зависимости от количества дней просрочки платежа для групп различных клиентских сегментов с аналогичными характеристиками возникновения убытков (т.е. по географическому региону, типу продукта, типу и рейтингу покупателей, обеспечению посредством аккредитивов и других форм страхования кредитных рисков).

Первоначально в основе матрицы оценочных резервов лежат наблюдаемые данные возникновения дефолтов в прошлых периодах. Группа будет обновлять матрицу, чтобы скорректировать прошлый опыт возникновения кредитных убытков с учётом прогнозной информации. На каждую отчётную дату наблюдаемые данные об уровне дефолта в предыдущих периодах обновляются и изменения прогнозных оценок анализируются.

Оценка взаимосвязи между историческими наблюдаемыми уровнями дефолта, прогнозируемыми экономическими условиями и ОКУ является значительной расчётной оценкой. Величина ОКУ чувствительна к изменениям в обстоятельствах и прогнозируемых экономических условиях. Прошлый опыт возникновения кредитных убытков Группа и прогноз экономических условий также могут не являться показательными для фактического дефолта покупателя в будущем.

## 5. ИНФОРМАЦИЯ ПО ОПЕРАЦИОННЫМ СЕГМЕНТАМ

### Географическая информация

Информация по географическому расположению потребителей, на основании страны регистрации потребителя, представлена следующим образом:

В тысячах тенге	2023 год	2022 год
Выручка от казахстанских потребителей	227.433.874	189.094.392
Выручка от российских потребителей	23.202.509	27.488.474
Выручка от узбекистанских потребителей	426.953	645.538
Выручка от кыргызстанских потребителей	1.073.047	27.144
<b>Итого выручка согласно консолидированному отчёту о совокупном доходе</b>	<b>252.136.383</b>	<b>217.255.548</b>

Руководство анализирует выручку и прибыль до налогообложения в соответствии с МСФО.

За год, закончившийся 31 декабря 2023 года, выручка от одного потребителя Группы, группы «Самрук-Энерго», включая его совместные предприятия, составила 26.511.129 тыс.тенге, и включает выручку по передаче электроэнергии и оказанию сопутствующей поддержки, услуги по обслуживанию электросетевых активов (за год, закончившийся 31 декабря 2022 года: 25.301.707 тыс.тенге).

Для управленческих целей, вся деятельность Группы представляет собой один операционный сегмент.

## 6. ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА И АВАНСЫ, ВЫДАННЫЕ ЗА ДОЛГОСРОЧНЫЕ АКТИВЫ

В тысячах тенге	Земля	Здания	Активы НЭС	Транспорт и прочие основные средства	Незавершённое строительство	Итого
<b>Первоначальная стоимость</b>						
На 1 января 2022 года	1.965.212	19.110.271	1.874.498.349	47.969.510	59.430.985	2.002.974.327
Поступления	8.013	866.801	5.412	2.127.904	44.884.834	47.892.964
Переводы	–	530.713	13.996.038	2.139.303	(16.666.054)	–
Обесценение стоимости от переоценки (ПСД)	–	–	(310.481.158)	–	–	(310.481.158)
Обесценение (через прибыль или убыток)	–	–	(5.013.211)	–	–	(5.013.211)
Перевод в нематериальные активы	–	–	–	–	(444.355)	(444.355)
Выбытия	–	(27.016)	(1.399.907)	(707.598)	(50.264)	(2.184.785)
<b>На 31 декабря 2022 года</b>	<b>1.973.225</b>	<b>20.480.769</b>	<b>1.571.605.523</b>	<b>51.529.119</b>	<b>87.155.146</b>	<b>1.732.743.782</b>
Поступления	219	48.760	17.480	3.592.853	58.727.568	62.386.880
Переводы	–	364.580	32.121.877	1.189.905	(33.676.362)	–
Перевод в нематериальные активы	–	–	–	–	(7.808)	(7.808)
Выбытия	(590)	(5.989)	(2.105.439)	(681.852)	(54.090)	(2.847.960)
<b>На 31 декабря 2023 года</b>	<b>1.972.854</b>	<b>20.888.120</b>	<b>1.601.639.441</b>	<b>55.630.025</b>	<b>112.144.454</b>	<b>1.792.274.894</b>
<b>Накопленный износ и обесценение</b>						
На 1 января 2022 года	–	(4.935.891)	(994.516.999)	(27.234.670)	(285.451)	(1.026.973.011)
Отчисления за год	–	(476.778)	(56.659.373)	(3.229.783)	–	(60.365.934)
Переводы	–	1.022	28.559	(29.581)	–	–
Обесценение стоимости от переоценки (ПСД)	–	–	210.376.129	–	–	210.376.129
Обесценение (через прибыль или убыток)	–	–	1.414.851	–	–	1.414.851
Восстановление обесценения	–	–	–	–	23.385	23.385
Выбытия	–	17.612	1.215.834	675.429	1.840	1.910.715
<b>На 31 декабря 2022 года</b>	<b>–</b>	<b>(5.394.035)</b>	<b>(838.140.999)</b>	<b>(29.818.605)</b>	<b>(260.226)</b>	<b>(873.613.865)</b>
Отчисления за год	–	(509.108)	(46.523.132)	(3.482.128)	–	(50.514.368)
Переводы	–	464	2.708	(3.172)	–	–
Обесценение	–	–	(151.117)	–	(311.399)	(462.516)
Выбытия	–	3.775	1.723.265	658.608	52.891	2.438.539
<b>На 31 декабря 2023 года</b>	<b>–</b>	<b>(5.898.904)</b>	<b>(883.089.275)</b>	<b>(32.645.297)</b>	<b>(518.734)</b>	<b>(922.152.210)</b>
<b>Остаточная стоимость</b>						
На 1 января 2022 года	1.965.212	14.174.380	879.981.350	20.734.840	59.145.534	976.001.316
<b>На 31 декабря 2022 года</b>	<b>1.973.225</b>	<b>15.086.734</b>	<b>733.464.524</b>	<b>21.710.514</b>	<b>86.894.920</b>	<b>859.129.917</b>
<b>На 31 декабря 2023 года</b>	<b>1.972.854</b>	<b>14.989.216</b>	<b>718.550.166</b>	<b>22.984.728</b>	<b>111.625.720</b>	<b>870.122.684</b>

## 6. ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА И АВАНСЫ, ВЫДАННЫЕ ЗА ДОЛГОСРОЧНЫЕ АКТИВЫ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Балансовая стоимость активов НЭС, если бы они были учтены по первоначальной стоимости за вычетом накопленного износа, представлена следующим образом:

В тысячах тенге	31 декабря 2023 года	31 декабря 2022 года
Первоначальная стоимость	480.216.379	449.000.591
Накопленный износ	(158.755.435)	(147.975.065)
<b>Остаточная стоимость</b>	<b>321.460.944</b>	<b>301.025.526</b>

По состоянию на 31 декабря 2023 года и 31 декабря 2022 года первоначальная стоимость полностью амортизированных, но находящихся в использовании основных средств, составила 21.196.360 тыс.тенге и 13.720.023 тыс.тенге, соответственно.

### Капитализация затрат по выпущенным облигациям

В течение года, закончившегося 31 декабря 2023 года, Группа капитализировала затраты по купонному вознаграждению по облигациям, которые составили 8.013.366 тыс.тенге за минусом инвестиционного дохода (2022 год: 3.401.402 тыс.тенге) (Примечание 16).

### Незавершённое строительство

Незавершённое строительство, в основном представлено оборудованием и строительно-монтажными работами по реализации проекта «Реконструкция ВЛ 220-500 кВ филиалов АО «KEGOC» «Актюбинские МЭС», «Сарбайские МЭС» и «Западные МЭС» (1 этап)» и «Усиление электрической сети Западной зоны ЕЭС Казахстана. Строительство электросетевых объектов».

### Авансы, выданные за долгосрочные активы

По состоянию на 31 декабря 2023 года авансы, выданные за долгосрочные активы, в основном представлены авансами, выплаченными поставщикам за строительные работы и услуги по проекту «Усиление электрической сети Западной зоны ЕЭС Казахстана. Строительство электросетевых объектов» и прочим инвестиционным проектам.

## 7. ИНВЕСТИЦИИ В АССОЦИИРОВАННУЮ КОМПАНИЮ

Группа имеет 20% долю участия в капитале компании АО «Батыс Транзит». Основным местом деятельности АО «Батыс Транзит» (далее – «Батыс Транзит») и страной регистрации является Республика Казахстан. Основными видами деятельности Батыс Транзит являются эксплуатация межрегиональной линии электропередачи, соединяющей Северный Казахстан с Актюбинской областью, и строительство и эксплуатация сетей уличного освещения в г. Атырау. Облигации Батыс Транзит выпущены на Казахстанской Фондовой Бирже. Нижеприведённая таблица содержит обобщённую финансовую информацию о Батыс Транзит:

В тысячах тенге	31 декабря 2023 года	31 декабря 2022 года
Оборотные активы	26.598.279	20.914.108
Внеоборотные активы	20.590.070	16.890.064
Краткосрочные обязательства	(6.271.121)	(4.078.403)
Долгосрочные обязательства	(26.203.433)	(19.988.494)
<b>Чистые активы</b>	<b>14.713.795</b>	<b>13.737.275</b>

В тысячах тенге	31 декабря 2023 года	31 декабря 2022 года
Доля Группы в чистых активах	2.942.759	2.747.455
<b>Балансовая стоимость инвестиции</b>	<b>2.942.759</b>	<b>2.747.455</b>

В тысячах тенге	31 декабря 2023 года	31 декабря 2022 года
Доходы	18.050.874	11.754.864
Чистая прибыль	976.520	2.345.615
<b>Доля Группы в прибыли за год</b>	<b>195.304</b>	<b>469.123</b>

По состоянию на 31 декабря 2023 года и 31 декабря 2022 года у ассоциированной компании отсутствовали условные обязательства или обязательства по осуществлению капитальных вложений в будущем.

## 8. ЗАПАСЫ

В тысячах тенге	31 декабря 2023 года	31 декабря 2022 года
Сырьё и прочие материалы	1.677.486	1.387.482
Запасные части	1.551.497	1.694.995
Горюче-смазочные материалы	135.314	113.467
Прочие запасы	400.591	420.418
Минус: резерв на устаревшие запасы	(475.622)	(409.207)
	<b>3.289.266</b>	<b>3.207.155</b>

Движение резерва на устаревшие запасы представлено следующим образом:

В тысячах тенге	2023 год	2022 год
<b>На 1 января</b>	<b>409.207</b>	<b>337.986</b>
Начисление	184.989	284.593
Восстановление ранее начисленного резерва	(105.717)	(206.662)
Списание	(12.857)	(6.710)
<b>На 31 декабря</b>	<b>475.622</b>	<b>409.207</b>

## 9. ТОРГОВАЯ ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ

В тысячах тенге	31 декабря 2023 года	31 декабря 2022 года
Торговая дебиторская задолженность	39.293.514	23.661.039
Минус: резерв под ожидаемые кредитные убытки и обесценение	(4.978.608)	(2.613.649)
	<b>34.314.906</b>	<b>21.047.390</b>

## 9. ТОРГОВАЯ ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Движение резерва под ожидаемые кредитные убытки представлено следующим образом:

В тысячах тенге	2023 год	2022 год
На 1 января	2.613.649	2.273.985
Начисление	3.389.456	1.419.642
Восстановление ранее начисленного резерва	(994.121)	(956.972)
Списание	(30.376)	(123.006)
<b>На 31 декабря</b>	<b>4.978.608</b>	<b>2.613.649</b>

По состоянию на 31 декабря 2023 года торговая дебиторская задолженность включала дебиторскую задолженность от потребителя АО «Национальные электрические сети Узбекистана» в сумме 1.632.185 тыс.тенге (31 декабря 2022 года: 1.797.097 тыс.тенге).

По состоянию на 31 декабря 2023 года резерв под ожидаемые кредитные убытки по задолженности от АО «Национальные электрические сети Узбекистана» составил 1.583.360 тыс.тенге (31 декабря 2022 года: 1.612.146 тыс.тенге).

Ниже представлена информация о подверженности Группы кредитному риску по торговой дебиторской задолженности с использованием матрицы оценочных резервов:

В тысячах тенге	Торговая дебиторская задолженность					
	Итого	Текущая	Просрочка платежей			
			30-90 дней	91-180 дней	181-270 дней	Более 271 дня
<b>31 декабря 2023 года</b>						
Процент ожидаемых кредитных убытков	12,67%	0,97%	17,32%	60,98%	80,09%	98,66%
Расчётная общая валовая балансовая стоимость						
при дефолте	39.293.514	31.322.960	3.498.241	679.302	465.547	3.327.464
Ожидаемые кредитные убытки	(4.978.608)	(302.426)	(606.068)	(414.264)	(372.853)	(3.282.997)
	<b>34.314.906</b>	<b>31.020.534</b>	<b>2.892.173</b>	<b>265.038</b>	<b>92.694</b>	<b>44.467</b>
<b>31 декабря 2022 года</b>						
Процент ожидаемых кредитных убытков	10.05%	0.67%	15.04%	46.65%	78.78%	98.34%
Расчётная общая валовая балансовая стоимость при дефолте	23.661.039	20.877.332	227.223	64.951	207.166	2.284.367
Ожидаемые кредитные убытки	(2.613.649)	(139.479)	(34.172)	(30.302)	(163.200)	(2.246.496)
	<b>21.047.390</b>	<b>20.737.853</b>	<b>193.051</b>	<b>34.649</b>	<b>43.966</b>	<b>37.871</b>

Торговая дебиторская задолженность была выражена в следующих валютах:

В тысячах тенге	31 декабря 2023 года	31 декабря 2022 года
Тенге	34.233.827	20.862.439
Доллар США	81.079	184.951
	<b>34.314.906</b>	<b>21.047.390</b>

## 10. ПРОЧИЕ ТЕКУЩИЕ АКТИВЫ

В тысячах тенге	31 декабря 2023 года	31 декабря 2022 года
Авансы, уплаченные за поставку материалов и оказание услуг	2.253.444	1.263.783
Прочая дебиторская задолженность связанных сторон за основные средства и незавершённое строительство	399.974	399.974
Расходы будущих периодов	126.055	35.224
Займы, выданные работникам	469	469
Прочее	862.710	691.913
Минус: резерв под ожидаемые кредитные убытки и обесценение	(908.975)	(741.392)
	<b>2.733.677</b>	<b>1.649.971</b>

Изменения в резерве под ожидаемые кредитные убытки и по обесценению прочих текущих активов представлены следующим образом:

В тысячах тенге	2023 год	2022 год
На 1 января	741.392	485.933
Начисление	297.137	292.784
Восстановление ранее начисленного резерва	(125.573)	(29.926)
Списание	(3.981)	(7.399)
<b>На 31 декабря</b>	<b>908.975</b>	<b>741.392</b>

## 11. ПРОЧИЕ ФИНАНСОВЫЕ АКТИВЫ

В тысячах тенге	31 декабря 2023 года	31 декабря 2022 года
<b>Финансовые активы, оцениваемые по амортизированной стоимости</b>		
Ноты Национального Банка РК	23.172.951	19.062.907
Банковские депозиты	5.080.317	7.434.744
Средства, находящиеся в Эксимбанк Казахстан	2.138.857	2.165.823
Еврооблигации Министерства финансов Республики Казахстан	1.920.172	1.968.564
Средства, находящиеся в DeltaBank	1.230.000	1.230.000
Средства, находящиеся в Казинвестбанк	1.198.169	1.201.850
Облигации АО Банк развития Казахстана (БРК)	1.101.857	–
Облигации АО НК Казмунайгаз (КМГ)	877.600	–
Облигации Самрук-Казына	–	30.072.911
Начисленное вознаграждение по облигациям Самрук-Казына	–	254.333
Начисленное вознаграждение по Еврооблигациям Министерства финансов РК	15.778	18.945
Начисленное вознаграждение по облигациям АО НК Казмунайгаз	8.517	–
Начисленное вознаграждение по облигациям АО Банк развития Казахстана	8.329	–
Минус: резерв на обесценение средств, находящихся в Эксимбанк Казахстан	(2.138.857)	(2.165.823)
Минус: резерв под обесценение средств, находящихся в DeltaBank	(1.230.000)	(1.230.000)
Минус: резерв под обесценение средств, находящихся в Казинвестбанк	(1.198.169)	(1.201.850)
Минус: резерв под ожидаемые кредитные убытки прочих финансовых активов	(28.580)	(24.899)
	<b>32.156.941</b>	<b>58.787.505</b>
<b>Финансовые активы, оцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток</b>		
Облигации Специальной финансовой компании DSFK	411.883	377.731
	<b>411.883</b>	<b>377.731</b>
<b>Итого прочие финансовые активы</b>	<b>32.568.824</b>	<b>59.165.236</b>
Краткосрочные прочие финансовые активы	30.589.367	57.196.672
Долгосрочные прочие финансовые активы	1.979.457	1.968.564
<b>Итого прочие финансовые активы</b>	<b>32.568.824</b>	<b>59.165.236</b>

Изменения в резерве под ожидаемые кредитные убытки и обесценение прочих финансовых активов, представлены следующим образом:

В тысячах тенге	2023 год	2022 год
<b>На 1 января</b>	<b>4.622.572</b>	<b>5.002.324</b>
Начисление	28.512	42.482
Восстановление ранее начисленного резерва	(55.478)	(422.234)
Списано	–	–
<b>На 31 декабря</b>	<b>4.595.606</b>	<b>4.622.572</b>

## Облигации АО «ФНБ «Самрук-Казына» (далее – «Самрук-Казына»)

В 2020 году Группа приобрела купонные облигации «Самрук-Казына» на АО «Казахстанской фондовой бирже». Срок обращения облигаций до 3 декабря 2023 года. Облигации были классифицированы как учитываемые по амортизированной стоимости и первоначально признаны в учете по справедливой стоимости с применением ставки дисконтирования в 10,9%.

При первоначальном признании по приобретенным купонным облигациям была начислена премия в размере 213.089 тыс.тенге. За 12 месяцев 2023 года сумма амортизации премии составила 72.911 тыс.тенге (за 12 месяцев 2022 года: 71.341 тыс.тенге).

На 31 декабря 2023 года купонные облигации «Самрук-Казына» были полностью погашены.

## Облигации АО «Банк развития Казахстана»

27, 29 июня и 3 июля 2023 года Группа приобрела купонные международные облигации АО «Банк развития Казахстана» на международном рынке, по ставке 5,75% годовых на общую сумму 2.436.560 долларов США (эквивалентно 1.098.525 тыс.тенге), сроком обращения до 12 мая 2025 года. Облигации были классифицированы как учитываемые по амортизированной стоимости.

При первоначальном признании была начислена премия в размере 46.560 долларов США (эквивалентно 20.840 тыс. тенге). За 12 месяцев 2023 года сумма амортизации премии составила 5.780 тыс.тенге.

## Облигации АО «НК Казмунайгаз»

27 и 28 июня 2023 года Группа приобрела купонные международные облигации АО «НК Казмунайгаз» на международном рынке по ставке 4,75% годовых на общую сумму 1.920.000 долларов США (эквивалентно 867.067 тыс.тенге), сроком обращения до 19 апреля 2027 года. Облигации были классифицированы как учитываемые по амортизированной стоимости.

При первоначальном признании был начислен дисконт в размере 80.000 долларов США (эквивалентно 35.792 тыс. тенге). За 12 месяцев 2023 года сумма амортизации дисконта составила 4.905 тыс.тенге.

## Ноты Национального Банка Республики Казахстан

В течение 2023 года Группа приобретала краткосрочные дисконтные ноты Национального банка Республики Казахстан на АО «Казахстанская фондовая биржа» в общей сумме 146.501.909 тыс.тенге (2022 год: 36.933.373 тыс.тенге). Сумма погашений нот Национального банка РК за год закончившийся 31 декабря 2023 года составила 143.113.437 тыс.тенге (2022 год: 32.117.343 тыс.тенге). В течение года, закончившегося 31 декабря 2023 года Группа признала финансовый доход в сумме 1.721.571 тыс.тенге (2022 год: 600.395 тыс.тенге) (Примечание 23).

## Банковские депозиты

По состоянию на 31 декабря 2023 года и 31 декабря 2022 года банковские депозиты включают начисленный процентный доход на сумму 55.068 тыс.тенге и 1.482 тыс.тенге, соответственно. Информация о банках представлена в Примечании 27 в разделе кредитный риск.

## Еврооблигации Министерства финансов Республики Казахстан

26 апреля 2019 года Группа приобрела Еврооблигации Министерства финансов Республики Казахстан по ставке 3,875% годовых и сроком обращения до октября 2024 года по цене выше номинальной на общую сумму 4.368 тыс.долларов США (эквивалентно 1.920.172 тыс.тенге).

## 11. ПРОЧИЕ ФИНАНСОВЫЕ АКТИВЫ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

### Средства, находящиеся в АО «Эксимбанк Казахстан» (далее – «Эксимбанк Казахстан»)

27 августа 2018 года постановлением Правления Национального Банка Республики Казахстан было принято решение о лишении Эксимбанк Казахстан лицензии в части приема депозитов, открытия банковских счетов физических лиц. В связи с этим Группа осуществила реклассификацию денежных средств и эквивалентов, находящихся в Эксимбанк в состав прочих финансовых активов и начислила резерв под ожидаемые кредитные убытки в размере 100%.

В течение 2023 года Ликвидационная комиссия Эксимбанк Казахстан произвела выплату в сумме 74,3 тыс.долларов США (эквивалентно 33.424 тыс.тенге на дату выплаты) согласно утвержденному реестру требований кредиторов от 13 июня 2019 года (2022 год: 395 тыс.долларов США эквивалентно 173.876 тыс.тенге на дату выплаты). Группа признала соответствующее восстановление резерва под обесценение.

### Казинвестбанк

В течение 12 месяцев, закончившихся 31 декабря 2023 года, Ликвидационная комиссия АО «Казинвестбанк» произвела выплату в сумме 11,2 тыс. долл США (4.996 тыс.тенге на дату выплаты) и 57 тыс.тенге.

В 2022 году выплаты не производились.

### Облигации ТОО «Специальная финансовая компания DSFK»

В течение годов, закончившихся 31 декабря 2023 и 2022 годов, ТОО «Специальная финансовая компания DSFK» погасила облигации стоимостью 31.087 тыс.тенге и 12.671 тыс.тенге, соответственно.

По состоянию на 31 декабря 2023 года Группа переоценила справедливую стоимость облигаций и увеличила их балансовую стоимость до суммы задолженности по гарантии в размере 411.883 тыс.тенге, признав доход от переоценки финансовых инструментов в размере 65.238 тыс.тенге в составе финансовых доходов в консолидированном отчете о совокупном доходе (за 2022 год: 75.986 тыс.тенге) (Примечание 23).

3 января 2024 года ТОО «Корпорация Казахмыс» произвела выплату гарантии в размере 411.883 тыс.тенге.

Прочие финансовые активы были выражены в следующих валютах:

В тысячах тенге	Процентная ставка	31 декабря 2023 года	31 декабря 2022 года
Тенге	0,01 – 15,5%	28.577.633	49.771.142
Доллар США	2,5 – 5,75%	3.991.191	9.394.094
		<b>32.568.824</b>	<b>59.165.236</b>

## 12. ДЕНЕЖНЫЕ СРЕДСТВА, ОГРАНИЧЕННЫЕ В ИСПОЛЬЗОВАНИИ

В тысячах тенге	31 декабря 2023 года	31 декабря 2022 года
Денежные средства в резерве к возврату по гарантийным обязательствам	950.649	1.015.833
Денежные средства на счетах фондирования	898.893	–
Минус: резерв под ожидаемые кредитные убытки	(3.486)	(371)
	<b>1.846.056</b>	<b>1.015.462</b>

В течение 2023 и 2022 годов проценты на денежные средства в резерве к возврату по краткосрочным гарантийным обязательствам не начислялись.

В течение 2023 года был размещен депозит фондирования в АО «Народный Банк Казахстана» в рамках финансирования ипотечного кредитования сотрудников Компании. На конец отчетного периода сумма депозита составила 898.483 тыс.тенге, в том числе начисленное вознаграждение 410 тыс.тенге.

Движение резерва под ожидаемые кредитные убытки по денежным средствам, ограниченным в использовании, представлено следующим образом:

В тысячах тенге	2023 год	2022 год
На 1 января	371	258
Начисление	3.552	197
Восстановление ранее начисленного резерва	(437)	(84)
<b>На 31 декабря</b>	<b>3.486</b>	<b>371</b>

По состоянию на 31 декабря 2023 года и 31 декабря 2022 года денежные средства, ограниченные в использовании, были выражены в тенге.

## 13. ДЕНЕЖНЫЕ СРЕДСТВА И ИХ ЭКВИВАЛЕНТЫ

В тысячах тенге	31 декабря 2023 года	31 декабря 2022 года
Краткосрочные депозиты в тенге	23.483.049	22.775.139
Денежные средства в операциях обратное РЕПО	20.056.276	–
Краткосрочные депозиты в иностранной валюте	1.202.172	–
Текущие счета в банках в тенге	753.716	4.918.470
Текущие счета в банках в иностранной валюте	55.054	48.162
Наличность в кассе в тенге	2.870	4.232
Деньги на специальных счетах в тенге	2	654
Минус: резерв под ожидаемые кредитные убытки	(24.616)	(183.565)
	<b>45.528.523</b>	<b>27.563.092</b>

Группа в рамках диверсификации разместила часть свободной ликвидности в инструменты денежного рынка, такие как обратное РЕПО под залог государственных ценных бумаг.

В течение 2023 года Группа размещала краткосрочные депозиты в банках под 2,5-16,1% годовых в тенге, а также на текущих счетах в банках под 0,04% годовых.

Движение резерва под ожидаемые кредитные убытки по денежным средствам и их эквивалентам представлено следующим образом:

В тысячах тенге	2023 год	2022 год
На 1 января	183.565	775
Начисление	109.953	256.739
Восстановление ранее начисленного резерва	(268.902)	(73.949)
Списано	–	–
<b>На 31 декабря</b>	<b>24.616</b>	<b>183.565</b>

### 13. ДЕНЕЖНЫЕ СРЕДСТВА И ИХ ЭКВИВАЛЕНТЫ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

По состоянию на 31 декабря 2023 года и 31 декабря 2022 года денежные средства и их эквиваленты были выражены в следующих валютах:

В тысячах тенге	31 декабря 2023 года	31 декабря 2022 года
Тенге	44.280.150	27.514.941
Доллар США	1.248.354	47.775
Российский рубль	19	14
Евро	-	1
Прочие	-	361
	<b>45.528.523</b>	<b>27.563.092</b>

### 14. КАПИТАЛ

В рамках программы SPO АО «KEGOC» осуществило вторичное размещение простых акций в количестве 15.294.118 штук по цене 1.482 тенге на организованных рынках ценных бумаг (KASE и AIX). 9 ноября 2023 года была получена оплата за акции в размере 22.665.883 тыс.тенге. По состоянию на 31 декабря 2023 года уставный капитал представлен за вычетом стоимости консультационных услуг, связанных с выпуском акций, в размере 542.680 тыс.тенге.

По состоянию на 31 декабря 2023 года акционерный капитал Компании составил 275.294.118 выпущенных акций из них 275.292.728 акций, размещенных и полностью оплаченных на общую сумму 148.922.757 тыс.тенге (на 31 декабря 2022 года: 260.000.000 выпущенных акций из них 259.998.610 акций, размещенных и полностью оплаченных на общую сумму 126.799.554 тыс.тенге).

#### Собственные выкупленные акции

В ноябре 2016 года Группа осуществила выкуп размещённых акций на открытом рынке в количестве 1.390 штук на общую сумму 930 тыс.тенге.

#### Резерв переоценки активов

Резерв переоценки активов представлен приростом стоимости в результате переоценки активов НЭС Группы, проведённой по состоянию на 1 декабря 2022 года (Примечание 6). Перевод из резерва переоценки активов в нераспределённую прибыль в результате выбытия активов НЭС за год, закончившийся 31 декабря 2023 года, составил 759.281 тыс.тенге (за год, закончившийся 31 декабря 2022 года: 464.623 тыс.тенге).

#### Дивиденды

В мае 2022 года акционеры утвердили распределение дивидендов за второе полугодие 2021 года. Сумма к выплате составила 13.220.929 тыс.тенге на всех держателей простых акций Компании, что в расчёте на одну простую акцию равно 50,85 тенге. Дивиденды в сумме 13.220.929 тыс.тенге были выплачены 17 июня 2022 года.

В октябре 2022 года акционеры утвердили распределение 100% чистой прибыли за 1-ое полугодие 2022 года, а также части нераспределённой прибыли прошлых периодов. Сумма к выплате составила 17.014.309 тыс.тенге на всех держателей простых акций Компании, что в расчёте на одну простую акцию равно 65,44 тенге. Дивиденды были выплачены 12 января 2023 года.

В мае 2023 года акционеры утвердили распределение 100% чистой прибыли за второе полугодие 2022 года, а также части нераспределённой прибыли прошлых периодов. Сумма к выплате составила 13.153.330 тыс.тенге на всех держателей простых акций Компании, что в расчёте на одну простую акцию равно 50,59 тенге. Дивиденды были выплачены 29 мая 2023 года.

В сентябре 2023 года акционеры утвердили распределение 87,81% чистой прибыли за первое полугодие 2023 года на выплату дивидендов. Сумма к выплате составила 20.212.292 тыс. тенге на всех держателей простых акций Компании, что в расчёте на одну простую акцию равно 77,74 тенге. 31 октября 2023 года АО «KEGOC» выплатило дивиденды всем миноритарным акционерам в общей сумме 2.021.132 тыс. тенге. 7 и 12 декабря 2023 года АО «KEGOC» выплатило Самрук-Казына оставшуюся часть дивидендов в размере 18.191.160 тыс. тенге.

#### Прибыль на акцию

Суммы базовой и разводненной прибыли на акцию рассчитаны путём деления чистой прибыли за период на средневзвешенное количество простых акций в обращении в течение периода. Группа имела средневзвешенное количество простых акций в обращении в размере 262.219.400 штук в течение года, закончившегося 31 декабря 2023 года (за год, закончившийся 31 декабря 2022 года: 259.998.610 штук). За год, закончившийся 31 декабря 2023 и 2022 годов, базовая и разводненная прибыль на акцию составила 165,50 тенге и 102,88 тенге, соответственно.

#### Балансовая стоимость на акцию

В соответствии с решением Биржевого совета АО «Казахстанская фондовая биржа» (далее – «КФБ») от 4 октября 2010 года, финансовая отчётность должна содержать данные о балансовой стоимости на одну акцию (простую и привилегированную) на отчётную дату, рассчитанной в соответствии с утверждёнными КФБ правилами.

В тысячах тенге	31 декабря 2023 года	31 декабря 2022 года
<b>Итого активов</b>	<b>1.001.785.007</b>	<b>986.612.189</b>
Минус: нематериальные активы	(3.163.452)	(3.453.791)
Минус: итого обязательств	(316.065.873)	(333.047.025)
<b>Чистые активы</b>	<b>682.555.682</b>	<b>650.111.373</b>
Количество простых акций	275.292.728	259.998.610
<b>Балансовая стоимость на акцию, тенге</b>	<b>2.479</b>	<b>2.500</b>

### 15. ЗАЙМЫ

В тысячах тенге	31 декабря 2023 года	31 декабря 2022 года
Международный банк реконструкции и развития («МБРР»)	6.735.812	12.575.944
Европейский банк реконструкции и развития («ЕБРР»)	-	4.322.713
	6.735.812	16.898.657
За вычетом текущей части займов, подлежащей погашению в течение 12 месяцев	(1.146.917)	(5.530.813)
	<b>5.588.895</b>	<b>11.367.844</b>

По состоянию на 31 декабря 2023 года и 31 декабря 2022 года начисленное и невыплаченное вознаграждение по займам составило 131.596 тыс.тенге и 252.227 тыс.тенге, соответственно. По состоянию на 31 декабря 2023 года и 31 декабря 2022 года несамортизированная часть комиссии по организации займов составила 32.068 тыс.тенге и 20.450 тыс.тенге, соответственно.



## 15. ЗАЙМЫ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Движение по займам для сверки с отчетом о движении денежных средств представлено в Примечании 27.

Займы были выражены в следующих валютах:

В тысячах тенге	31 декабря 2023 года	31 декабря 2022 года
Доллар США	6.735.812	12.575.944
Евро	–	4.322.713
	<b>6.735.812</b>	<b>16.898.657</b>

### «Модернизация Национальной электрической сети Казахстана» II этап

В 2008 году для осуществления проекта «Модернизация Национальной электрической сети Казахстана» II этап были открыты следующие кредитные линии:

Две кредитные линии на суммы 127.500 тыс.евро и 75.000 тыс.евро, предоставленные ЕБРР на период 15 (пятнадцать) лет, из которых первые 4 (четыре) года являлись льготным периодом. Проценты по займу начислялись по межбанковской шестимесячной ставке ЕВРОБОР плюс маржа 3,85% и погашались дважды в год. По состоянию на 31 декабря 2023 года займ был полностью погашен.

### «Схема выдачи мощности Мойнакской ГЭС»

В 2009 году для осуществления проекта «Схема выдачи мощности Мойнакской ГЭС» Группа получила кредитную линию на сумму 48.000 тыс.долларов США, предоставленную МБРР на 25 (двадцать пять) лет, из которых первые 5 (пять) лет являлись льготным периодом. Кредитная линия обеспечена гарантией Правительства РК. Проценты по займу с 15 сентября 2023 года начисляются по ежемесячной ставке СОФР плюс фиксированный спред 1,28% и погашаются дважды в год. В мае 2013 года неосвоенная часть кредитной линии от МБРР в размере 3.274 тыс.долларов США была аннулирована в связи с тем, что сумма фактических затрат, понесенных в ходе данного проекта, оказалась меньше ожидаемой. 14 сентября 2023 года Группа произвела частично-досрочное погашение займа в сумме 10.000 тыс.долларов США. По состоянию на 31 декабря 2023 года и 31 декабря 2022 года остаток задолженности по займу составляет 14.599 тыс.долларов США (эквивалентно 6.636.284 тыс.тенге) и 26.836 тыс.долларов США (эквивалентно 12.415.520 тыс.тенге), соответственно.

## 16. ОБЛИГАЦИИ

В тысячах тенге	31 декабря 2023 года	31 декабря 2022 года
Номинальная стоимость выпущенных облигаций	150.941.100	134.941.100
Начисленное купонное вознаграждение	7.277.659	6.058.889
Минус: дисконт по выпущенным облигациям	(1.337.888)	(1.457.789)
Минус: затраты по сделке	(81.294)	(89.156)
	<b>156.799.577</b>	<b>139.453.044</b>
За вычетом текущей части облигаций подлежащей погашению в течение 12 месяцев	(7.277.659)	(6.058.889)
	<b>149.521.918</b>	<b>133.394.155</b>

В рамках государственной программы «Нурлы Жол» Группа осуществила размещение двух траншей купонных облигаций на АО «Казахстанская фондовая биржа» с целью финансирования проекта «Строительство линии 500 кВ Семей — Актогай — Талдыкорган — Алма»:

(а) В период с июня по август 2016 года Группа разместила купонные облигации на сумму 47.500.000 тыс. тенге с плавающей ставкой, равной ставке инфляции в Республике Казахстан плюс маржа в 2,9% со сроком погашения до 2031 года (минимальная ставка индекса потребительских цен установлена на уровне 5%). Купонная ставка за период с 1 января 2022 года по 26 мая 2022 года составила 9,9% годовых, с 27 мая 2022 года по 26 мая 2023 года 14,9% годовых, с 27 мая 2023 года по 31 декабря 2023 года составила 18,9% годовых. Все облигации в рамках данного транша были выкуплены Единым Накопительным Пенсионным Фондом. Облигации были размещены с дисконтом в размере 111.945 тыс.тенге.

(б) В августе 2017 года Группа разместила второй транш купонных облигаций на сумму 36.300.000 тыс.тенге с фиксированной ставкой, равной 11,5%. Все облигации в рамках данного транша были выкуплены Единым Накопительным Пенсионным Фондом и другими организациями.

В целях реализации инвестиционных проектов «Реконструкция ВЛ-220-500 кВ филиалов АО «KEGOC»», «Усиление электрической сети Западной зоны ЕЭС Казахстана. Строительство электросетевых объектов»:

- 28 мая 2020 года состоялось размещение облигаций АО «KEGOC» на торговой площадке АО «Казахстанская фондовая биржа» (далее — KASE) номинальной стоимостью 9.700.000 тыс.тенге с доходностью 11% годовых, сроком погашения до 2035 года. Облигации размещены с дисконтом в сумме 667.593 тыс.тенге. В результате торгов 89,6% облигаций по объему привлечения было выкуплено банками второго уровня, 9,9% — другими институциональными инвесторами, 0,5% — прочими юридическими лицами.
- 27 января 2021 года состоялось размещение облигаций АО «KEGOC» на торговой площадке KASE номинальной стоимостью 8.869.672 тыс.тенге со средневзвешенной доходностью к погашению 11,62% годовых, сроком погашения до 2035 года. Облигации размещены с дисконтом в сумме 380.267 тыс.тенге, начисленное купонное вознаграждение на дату размещения составило 159.900 тыс.тенге. В результате торгов 22,6% облигаций по объему привлечения было выкуплено брокерско-дилерскими организациями, 72,8% — другими институциональными инвесторами, 4,6% — прочими юридическими лицами.
- 21 октября 2021 года состоялось размещение облигаций АО «KEGOC» на торговой площадке KASE номинальной стоимостью 16.430.328 тыс.тенге со средневзвешенной доходностью к погашению 11,5% годовых, сроком погашения до 2035 года. Облигации размещены с дисконтом в сумме 562.427 тыс.тенге, начисленное купонное вознаграждение на дату размещения составило 717.914 тыс.тенге. В результате торгов 86,7% облигаций по объему привлечения было выкуплено МО «Евразийский банк развития» и банками, 13,3% — другими институциональными инвесторами.
- 21 декабря 2022 года состоялось размещение «зеленых» облигаций АО «KEGOC» на торговой площадке АО «Казахстанская фондовая биржа» (KASE) общим объемом 16.141.100 тыс.тенге с плавающей ставкой, равной ставке TONIA плюс маржа 3% и сроком погашения до 2037 года. В разрезе основных категорий инвесторов 50,4% от общего объема активных заявок пришлось на долю банков, 49,6% — на долю других институциональных инвесторов.
- 30 марта 2023 года состоялось размещение «зеленых» облигаций АО «KEGOC» на торговой площадке АО «Казахстанская фондовая биржа» (KASE) общим объемом 16.000.000 тыс.тенге с плавающей ставкой, равной ставке TONIA плюс маржа 3% и сроком погашения до 2037 года. Инвесторами выступили АО «Банк Развития Казахстана» и Европейский Банк реконструкции и развития (ЕБРР).

В течение года, закончившегося 31 декабря 2023 года, Группа капитализировала затраты по купонному вознаграждению по выпущенным облигациям за минусом инвестиционного дохода в размере 8.013.366 тыс.тенге (2022 год: 3.401.402 тыс.тенге) (Примечание 23).

Движение по облигациям для сверки с отчетом о движении денежных средств представлено в Примечании 27.

**17. ТОРГОВАЯ И ПРОЧАЯ КРЕДИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ**

Торговая и прочая кредиторская задолженность по состоянию на 31 декабря 2023 года и 31 декабря 2022 года:

В тысячах тенге	31 декабря 2023 года	31 декабря 2022 года
Кредиторская задолженность за основные средства и незавершенное строительство	12.835.004	17.076.998
Кредиторская задолженность за покупную электроэнергию	6.627.773	6.986.171
Кредиторская задолженность за запасы и оказанные работы и услуги	2.707.427	2.493.858
Минус: дисконт	(286.058)	(697.311)
	21.884.146	25.859.716
За вычетом текущей части подлежащего погашению в течение 12 месяцев	19.721.022	21.713.025
	2.163.124	4.146.691

По состоянию на 31 декабря 2023 года и 31 декабря 2022 года торговая и прочая кредиторская задолженность была выражена в следующих валютах:

В тысячах тенге	31 декабря 2023 года	31 декабря 2022 года
Тенге	15.281.107	19.480.873
Российский рубль	6.542.361	6.325.079
Доллары США	35.910	53.764
Евро	24.768	-
	21.884.146	25.859.716

Кредиторская задолженность за основные средства и незавершенное строительство включает в себя задолженность перед связанной стороной ТОО «Karabatan utility solutions», подробная информация о которой раскрыта в Примечании 26.

**18. ЗАДОЛЖЕННОСТЬ ПО НАЛОГАМ, КРОМЕ КОРПОРАТИВНОГО ПОДОХОДНОГО НАЛОГА**

В тысячах тенге	31 декабря 2023 года	31 декабря 2022 года
Налог на добавленную стоимость к уплате	1.919.100	682.925
Обязательства перед пенсионным фондом	479.692	401.717
Индивидуальный подоходный налог	425.774	350.859
Социальный налог	340.388	282.789
Обязательства по социальному страхованию	219.971	185.992
Налог на имущество	19.920	3.190
Прочее	21.511	25.624
	3.426.356	1.933.096

**19. ПРОЧИЕ ТЕКУЩИЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА**

В тысячах тенге	31 декабря 2023 года	31 декабря 2022 года
Обязательства перед работниками	4.580.092	3.996.978
Прочее	1.136.022	1.240.113
	5.716.114	5.237.091

Обязательства перед работниками представляет собой, в основном, задолженность по заработной плате и начисленный резерв по неиспользованным отпускам.

**20. ВЫРУЧКА ПО ДОГОВОРАМ С ПОКУПАТЕЛЯМИ**

В тысячах тенге	2023 год	2022 год
Передача электроэнергии	105.590.568	151.863.107
Услуги по пользованию НЭС	65.012.533	-
Услуги по технической диспетчеризации	34.220.352	32.130.461
Доходы от продажи балансирующей электроэнергии	19.171.922	-
Услуги по организации балансирования производства и потребления электроэнергии	16.549.298	20.124.496
Доходы от продажи электроэнергии с целью компенсации межгосударственного сальдо перетоков электрической энергии	8.740.009	10.485.035
Услуги по регулированию мощности	481.092	645.538
Прочее	2.370.609	2.006.911
	252.136.383	217.255.548

В объемах МВт/час	2023 год	2022 год
Передача электроэнергии	36.097.732	53.897.849
Услуги по использованию НЭС	35.984.011	-
Услуги по технической диспетчеризации	106.283.762	104.263.919
Доходы от продажи балансирующей электроэнергии	1.127.203	-
Услуги по организации балансирования производства и потребления электроэнергии	205.414.931	203.123.771
Доходы от продажи электроэнергии с целью компенсации межгосударственного сальдо перетоков электрической энергии	1.342.338	1.297.672
Услуг по регулированию мощности (МВт)	516	604

В тысячах тенге	2023 год	2022 год
<b>Сроки признания выручки</b>		
Товар передается в определенный момент времени	8.740.009	10.485.035
Услуги оказываются в течение периода времени	243.396.374	206.770.513
<b>Итого выручка по договорам с покупателями</b>	<b>252.136.383</b>	<b>217.255.548</b>

Скидки потребителям утверждаются приказом Комитета Республики Казахстан по регулированию естественных монополий.

## 21. СЕБЕСТОИМОСТЬ ОКАЗАННЫХ УСЛУГ

В тысячах тенге	2023 год	2022 год
Износ и амортизация	50.380.059	60.253.195
Технологический расход электрической энергии	35.185.787	23.279.882
Расходы по закупке электроэнергии с целью компенсации межгосударственного сальдо перетоков электрической энергии	31.317.122	28.421.668
Расходы по оплате труда и прочие отчисления, связанные с оплатой труда	30.807.594	24.612.591
Расходы по эксплуатации и ремонту	8.021.154	8.910.057
Налоги	7.656.776	9.283.619
Расходы на покупку балансирующей электроэнергии на БРЭ РК	4.750.406	–
Услуги по обеспечению готовности мощности к несению нагрузки	4.140.042	4.701.427
Запасы	1.611.784	1.185.808
Расходы по охране	1.553.273	1.475.501
Прочее	5.979.607	4.232.137
	<b>181.403.604</b>	<b>166.355.885</b>

## 22. ОБЩИЕ И АДМИНИСТРАТИВНЫЕ РАСХОДЫ

В тысячах тенге	2023 год	2022 год
Расходы по оплате труда и прочие отчисления, связанные с оплатой труда	6.061.290	5.134.881
Затраты на техническую поддержку	1.006.948	577.552
Износ и амортизация	1.001.940	923.604
Услуги сторонних организаций	772.273	638.305
Налоги, кроме корпоративного подоходного налога	244.435	163.872
Консультационные услуги	231.769	251.294
Расходы по страхованию	112.193	26.169
Командировочные расходы	107.309	63.847
Коммунальные расходы	83.414	76.207
Материалы	67.925	80.542
Расходы на содержание Совета директоров	63.780	67.450
Тренинги	51.715	41.896
Начисление резерва на устаревшие запасы	79.272	77.931
Прочее	1.229.164	896.881
	<b>11.113.427</b>	<b>9.020.431</b>

## 23. ФИНАНСОВЫЕ ДОХОДЫ/(РАСХОДЫ)

В тысячах тенге	2023 год	2022 год
<b>Финансовые доходы</b>		
Процентный доход по депозитам, текущим счетам и котируемым облигациям	6.439.423	5.620.959
Доход по нотам Национального банка РК (Примечание 11)	1.721.571	600.395
Доход по операциям обратное РЕПО	926.356	–
Доход от переоценки финансовых инструментов DSFK (Примечание 11)	65.238	75.986
Амортизация дисконта по долгосрочной дебиторской задолженности связанных сторон (Примечание 26)	64.526	76.925
Амортизация дисконта по прочим финансовым активам	4.905	–
Прочие	18.998	–
	<b>9.241.017</b>	<b>6.374.265</b>
Минус: проценты, капитализируемые в стоимость квалифицируемых основных средств (Примечание 6)	(1.664.543)	(648.150)
	<b>7.576.474</b>	<b>5.726.115</b>

Финансовые расходы	2023 год	2022 год
Купон по облигациям (Примечание 27)	21.942.670	14.222.906
Проценты по займам (Примечание 27)	625.214	937.558
Расходы по дисконтированию	539.017	695.916
Комиссия по банковским гарантиям	123.284	703.746
Амортизация премии по прочим финансовым активам	92.728	85.561
Амортизация комиссии за организацию займа (Примечание 27)	10.740	680.494
Прочие расходы по выпущенным облигациям	53.670	18.305
	<b>23.387.323</b>	<b>17.344.486</b>
Минус: проценты, капитализируемые в стоимость квалифицируемых основных средств (Примечание 6)	(9.677.909)	(4.049.552)
	<b>13.709.414</b>	<b>13.294.934</b>

Расходы по дисконтированию, в основном, представлены амортизацией дисконта по долгосрочной кредиторской задолженности перед связанной стороной ТОО «Karabatan utility solutions» (Примечание 26).

## 24. ПОЛОЖИТЕЛЬНАЯ КУРСОВАЯ РАЗНИЦА, НЕТТО

Вследствие изменения обменного курса тенге за год, закончившийся 31 декабря 2023 года, Группа признала нетто положительную курсовую разницу в сумме 951.337 тыс.тенге (за год, закончившийся 31 декабря 2022 года: нетто положительная курсовая разница 114.963 тыс.тенге).

## 25. РАСХОДЫ ПО КОРПОРАТИВНОМУ ПОДОХОДНОМУ НАЛОГУ

В тысячах тенге	2023 год	2022 год
<b>Текущий корпоративный подоходный налог</b>		
Расходы по корпоративному подоходному налогу	14.299.947	13.229.631
Корректировки в отношении текущего корпоративного подоходного налога предыдущего года	230.910	(31.283)
<b>Отложенный налог</b>		
Льгота по отложенному налогу	(4.328.614)	(7.477.869)
<b>Итого расходы по корпоративному подоходному налогу, отражённые в консолидированном отчёте о совокупном доходе</b>	<b>10.202.243</b>	<b>5.720.479</b>
<b>Отложенный налог на прибыль, связанный со статьями, признанными в составе прочего совокупного дохода в течение года</b>		
Льгота по отложенному налогу от переоценки активов НЭС	–	(20.021.005)

В Республике Казахстан в 2023 и 2022 годах ставка корпоративного подоходного налога составляла 20%.

Ниже приведена сверка 20% ставки корпоративного подоходного налога и фактической суммы корпоративного подоходного налога, учтенной в консолидированном отчёте о совокупном доходе:

В тысячах тенге	2023 год	2022 год
<b>Прибыль до налогообложения от продолжающейся деятельности</b>	<b>53.598.632</b>	<b>32.468.088</b>
<b>Налог, рассчитанный по официальной ставке 20%</b>	<b>10.719.726</b>	<b>6.493.618</b>
Восстановление резерва под ожидаемые кредитные убытки	(36.515)	(39.370)
Корректировки в отношении текущего корпоративного подоходного налога предыдущего года	230.910	(31.284)
Начисление резерва по сомнительной задолженности нерезидентов	255.029	22.141
Доход в виде вознаграждения от ценных бумаг	(628.876)	(669.015)
Доходы от изменения справедливой стоимости по реализованным ценным бумагам	(171.360)	(77.022)
Прочие постоянные разницы	(166.671)	21.411
<b>Расходы по корпоративному подоходному налогу, отражённые в прибылях и убытках</b>	<b>10.202.243</b>	<b>5.720.479</b>

Далее отражено налоговое влияние на основные временные разницы, которые приводят к возникновению отложенных налоговых активов и обязательств по состоянию на 31 декабря 2023 года и 31 декабря 2022 года:

В тысячах тенге	Консолидированный отчёт о финансовом положении		Консолидированный отчёт о совокупном доходе	
	31 декабря 2023 года	31 декабря 2022 года	2023 год	2022 год
Дебиторская задолженность	462.861	241.886	220.975	45.652
Начисленные обязательства	870.605	805.685	64.920	195.684
Основные средства	(120.976.136)	(125.018.855)	4.042.719	7.236.533
Льгота по отложенному налогу	–	–	4.328.614	7.477.869
<b>Чистые отложенные налоговые обязательства</b>	<b>(119.642.670)</b>	<b>(123.971.284)</b>	<b>–</b>	<b>–</b>

За годы, закончившиеся 31 декабря, изменения в обязательствах по отложенному налогу представлены следующим образом:

В тысячах тенге	2023 год	2022 год
<b>На 1 января</b>	<b>(123.971.284)</b>	<b>(151.470.158)</b>
Льгота по корпоративному подоходному налогу, признанная в составе прибыли или убытка	4.328.614	7.477.869
Льгота по корпоративному подоходному налогу, признанные в составе ПСД (Примечание 4)	–	20.021.005
<b>На 31 декабря</b>	<b>(119.642.670)</b>	<b>(123.971.284)</b>

Группа производит зачёт налоговых активов и налоговых обязательств только в тех случаях, когда у неё имеется юридически закреплённое право на зачёт текущих налоговых активов и текущих налоговых обязательств, а отложенные налоговые активы и отложенные налоговые обязательства относятся к корпоративному подоходному налогу, которые взимаются одним и тем же налоговым органом.

По состоянию на 31 декабря 2023 года предоплата по корпоративному подоходному налогу составила 1.834.225 тыс.тенге (31 декабря 2022 года: 128.400 тыс.тенге), задолженность по корпоративному подоходному налогу отсутствовала (на 31 декабря 2022 года составляла 267.335 тыс.тенге).

## 26. ОПЕРАЦИИ СО СВЯЗАННЫМИ СТОРОНАМИ

Связанные стороны включают в себя ключевой управляющий персонал Группы, организации, в которых ключевому управляющему персоналу Группы прямо или косвенно принадлежит существенная доля участия, а также прочие предприятия, контролируемые Правительством. Сделки со связанными сторонами осуществлялись на условиях, согласованных между сторонами, которые не обязательно соответствуют рыночным ставкам, за исключением некоторых регулируемых услуг, которые предоставлены на основании тарифов, предлагаемых для связанных и третьих сторон.

Операции со связанными сторонами за 2023 и 2022 года представляют следующее:

В тысячах тенге		Дочерние организации, входящие в Группу Самрук-Казына	Ассоциированные компании Самрук-Казына	Совместные предприятия Самрук-Казына	Ассоциированные компании Группы
		2023 год	2022 год	2023 год	2022 год
Реализация услуг	2023 год	44.805.694	8.299.225	3.043.371	542.910
	2022 год	39.817.193	8.352.832	2.463.455	621.219
Приобретения услуг и товаров	2023 год	14.170.530	1.767.385	–	30.206
	2022 год	25.437.643	1.933.556	12.936	89.968
Амортизация дисконта по долгосрочной дебиторской задолженности	2023 год	64.525	–	–	–
	2022 год	76.925	–	–	–
Амортизация дисконта по долгосрочной кредиторской задолженности	2023 год	411.253	–	–	–
	2022 год	569.384	–	–	–

## 26. ОПЕРАЦИИ СО СВЯЗАННЫМИ СТОРОНАМИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Задолженность по состоянию на 31 декабря от операции со связанными сторонами представляют следующее:

В тысячах тенге		Дочерние органи- зации, входящие в Группу Самрук-Казына	Ассоциированные компании Самрук-Казына	Совместные пред- приятия Самрук-Казына	Ассоциированные компании Группы
Краткосрочная торговая дебитор- ская задолженность за реализа- цию услуг	2023 года	4.344.858	917.520	227.020	50.976
	2022 года	4.196.537	706.405	137.722	58.744
Прочая дебиторская задолжен- ность за реализацию основных средств	2023 года	562.761	–	–	–
	2022 года	694.735	–	–	–
Кредиторская задолженность за имущественный комплекс	2023 года	4.431.817	–	–	–
	2022 года	6.379.501	–	–	–
Краткосрочная торговая и прочая кредиторская задолженность за приобретенные услуги	2023 года	277.960	169.819	2.008	–
	2022 года	1.446.569	208.615	582	8.821

### Выручка и себестоимость, торговая дебиторская и кредиторская задолженности

Реализация услуг связанным сторонам, в основном, представлены передачей электроэнергии, услугами по технической диспетчеризации и по организации балансирования производства и потребления электроэнергии, услугами по поддержанию готовности электрической мощности. Приобретения услуг у связанных сторон, в основном включают услуги связи, услуги в сфере энергетики, покупку электроэнергии, покупку услуги по поддержанию готовности электрической мощности, почтовые услуги и техническую поддержку по программному обеспечению.

### Прочая дебиторская задолженность

30 сентября 2015 года Группа реализовала здания и сооружения с комплексом оборудования и прилегающими земельными участками, расположенными в г. Астана, связанной стороне — АО «Казпочта» за 2.161.476 тыс.тенге. В соответствии с договором продажи АО «Казпочта» произведёт оплату задолженности равными ежемесячными платежами до июня 2027 года. Соответственно, Группа продисконтировала будущие денежные потоки по рыночной ставке дисконтирования 10,37%. По состоянию на 31 декабря 2023 года несамортизированный дисконт по дебиторской задолженности от АО «Казпочта» составил 108.594 тыс.тенге (на 31 декабря 2022 года: 173.120 тыс.тенге). По состоянию на 31 декабря 2023 года сумма задолженности за минусом дисконта составила 562.761 тыс.тенге, где сумма в 382.638 тыс.тенге входила в состав долгосрочной дебиторской задолженности от связанных сторон (по состоянию на 31 декабря 2022 года сумма задолженности за минусом дисконта составила 694.735 тыс.тенге, сумма долгосрочной дебиторской задолженности от связанных сторон 514.613 тыс.тенге). В течение 2023 года Группа признала доход от амортизации дисконта в сумме 64.526 тыс.тенге (2022 года: 76.925 тыс.тенге) (Примечание 23).

По состоянию на 31 декабря 2023 года Группа имела дебиторскую задолженность за продажу основных средств АО «Балхашская ТЭС», связанной стороне, в размере 220.494 тыс.тенге (на 31 декабря 2022 года: 220.494 тыс.тенге). В соответствии с договором продажи АО «Балхашская ТЭС» должно было произвести оплату задолженности до конца 2018 года, однако по состоянию на 31 декабря 2022 года задолженность не была погашена. В связи с приостановлением строительства Балхашской ТЭС руководство Группы приняло решение о начислении резерва под ожидаемые кредитные убытки в размере 100% в 2018 году.

Общая сумма ОКУ на дебиторскую задолженность связанных сторон на 31 декабря 2023 года составила 421.790 тыс.тенге (на 31 декабря 2022 года: 312.336 тыс.тенге).

### Кредиторская задолженность за имущественный комплекс

В ноябре-декабре 2020 года Группа приобрела имущественный комплекс у связанной стороны — ТОО «Karabatan utility solutions» за 11.794.689 тыс. тенге. В соответствии с договором купли-продажи Группа должна производить оплату безпроцентной задолженности равными ежегодными платежами до 25 марта 2025 года. Соответственно, Группа продисконтировала будущие денежные потоки по рыночной ставке вознаграждения 10,25%. По состоянию на 31 декабря 2023 года несамортизированный дисконт по кредиторской задолженности ТОО «Karabatan utility solutions» составил 286.058 тыс.тенге (на 31 декабря 2022 года: 697.311 тыс. тенге).

По состоянию на 31 декабря 2023 года сумма задолженности за минусом дисконта составила 4.431.817 тыс.тенге, из которых 2.163.124 тыс.тенге входили в состав долгосрочной кредиторской задолженности от связанных сторон. За год, закончившийся 31 декабря 2023 года, Группа признала расход от амортизации дисконта по долгосрочной кредиторской задолженности в сумме 411.253 тыс.тенге.

### Прочие

Сумма гарантии Правительства Республики Казахстан по займу МБРР по состоянию на 31 декабря 2023 года составила 6.758.169 тыс.тенге (на 31 декабря 2022 года: 12.590.206 тыс.тенге).

Вознаграждение ключевого управленческого персонала и все другие расходы связанные с ним (налоги, отчисления, больничные, отпускные, материальная помощь и прочее) включённое в состав расходов по заработной плате в прилагаемом консолидированном отчёте о совокупном доходе, составило 420.289 тыс.тенге за год, закончившийся 31 декабря 2023 года (за год, закончившийся 31 декабря 2022 года: 279.176 тыс.тенге).

Вознаграждение ключевого управленческого персонала в основном состоит из заработной платы и вознаграждений по результатам операционной деятельности.

## 27. ЦЕЛИ И ПОЛИТИКА УПРАВЛЕНИЯ ФИНАНСОВЫМИ РИСКАМИ

Основные финансовые обязательства Группы включают займы, выпущенные облигации, торговую и прочую кредиторскую задолженность. Основной целью данных финансовых обязательств является финансирование операций Группы. У Группы имеются торговая и прочая дебиторская задолженность, денежные средства и их эквиваленты, краткосрочные депозиты, которые возникают непосредственно в ходе её операционной деятельности, а также инвестиции в ценные бумаги.

Группа подвержена риску изменения процентных ставок, валютному риску, кредитному риску и риску ликвидности.

### Риск изменения процентных ставок

Риск изменения процентных ставок — это риск того, что справедливая стоимость будущих денежных потоков по финансовому инструменту будет колебаться ввиду изменений рыночных процентных ставок. Подверженность Группы риску изменения рыночных процентных ставок относится, прежде всего, к долгосрочным и краткосрочным долговым обязательствам Группы с плавающей процентной ставкой (Примечания 15 и 16).

## 27. ЦЕЛИ И ПОЛИТИКА УПРАВЛЕНИЯ ФИНАНСОВЫМИ РИСКАМИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Группа ограничивает свой риск изменения процентной ставки посредством мониторинга изменения процентных ставок в валюте, в которой выражены займы. При условии неизменности всех прочих параметров займы с плавающей процентной ставкой оказывают следующее влияние на прибыль до налогообложения Группы:

В тысячах тенге	Увеличение/ уменьшение в базисных пунктах* / в процентах	Влияние на прибыль до налогообложения
<b>За год, закончившийся 31 декабря 2023 года</b>		
СОФР	382/(382)	(258.162)/258.162
Ставка инфляции в Республике Казахстан	1%/0%	(795.556)/–
<b>За год, закончившийся 31 декабря 2022 года</b>		
Либор	245/(245)	(304.180)/304.180
Евробор	136/(136)	(57.818)/57.818
Ставка инфляции в Республике Казахстан	1%/0%	(635.452)/–

\* 1 базисный пункт = 0,01%.

Допущения об изменениях в базовых пунктах в рамках анализа чувствительности к изменениям процентных ставок основываются на наблюдаемой в данный момент рыночной ситуации, которая характеризуется значительно большей волатильностью по сравнению с предыдущими годами.

### Валютный риск

Валютный риск — это риск того, что справедливая стоимость будущих денежных потоков по финансовому инструменту будет колебаться вследствие изменений в валютных курсах. Подверженность Группы риску изменения обменных курсов иностранных валют обусловлена, прежде всего, финансовой деятельностью Группы. Также, подверженность Группы риску изменения обменных курсов связана с операционной деятельностью (когда доходы и расходы выражены в валюте, отличной от функциональной валюты Группы).

В следующей таблице представлен анализ чувствительности к возможным изменениям в обменном курсе доллара США, евро и рубля, при условии неизменности всех прочих параметров. Подверженность Группы риску изменения курсов иных валют является несущественной.

В тысячах тенге	Увеличение/ (уменьшение) обменного курса в абсолютном выражении (тенге)	Увеличение/ (уменьше- ние) обменного курса	Влияние на прибыль до налогообложения
<b>На 31 декабря 2023 года</b>			
Доллары США	64,32/(64,32)	14,15%/(14,15%)	(205.330)/ 205.330
Евро	65,04/(65,04)	12,95%/(12,95%)	(3.207)/ 3.207
Рубль	1,44/(1,44)	28,54%/(28,54%)	(1.867.184)/ 1.867.184
<b>На 31 декабря 2022 года</b>			
Доллары США	97,16/(97,16)	21%/(21%)	(630.606)/630.606
Евро	88,67/(88,67)	17,99%/(17,99%)	(777.656)/777.656
Рубль	1,42/(1,42)	22,05%/(22,05%)	(1.394.677)/1.394.677

### Кредитный риск

Кредитный риск — это риск того, что Группа понесёт финансовые убытки, поскольку контрагенты не выполняют свои обязательства по финансовому инструменту или клиентскому договору. Группа подвержена кредитному риску, связанному с её операционной деятельностью, прежде всего, в отношении торговой дебиторской задолженности (Примечание 9), и инвестиционной деятельностью, включая депозиты в банках и инвестирования в долговые ценные бумаги (Примечания 11, 12 и 13).

#### Торговая дебиторская задолженность

Управление кредитным риском, связанным с покупателями, осуществляется каждой бизнес единицей в соответствии с политикой, процедурами и системой контроля, установленными Группой в отношении управления кредитным риском, связанным с покупателями. Необходимость признания обесценения анализируется на каждую отчетную дату с использованием матрицы оценочных резервов для оценки ожидаемых кредитных убытков. Ставки оценочных резервов рассчитываются в зависимости от количества дней просрочки платежа для групп различных клиентских сегментов с аналогичными характеристиками возникновения убытков (т.е. по типу продукта и др.). Расчеты отражают результаты, взвешенные с учетом вероятности, временную стоимость денег и обоснованную и подтверждаемую информацию о прошлых событиях, текущих условиях и прогнозируемых будущих экономических условиях, доступную на отчетную дату.

#### Финансовые инструменты и денежные депозиты

Управление кредитным риском, обусловленным остатками средств на счетах в банках и финансовых институтах, осуществляется Казначейством Группы в соответствии с политикой Группы. Излишки средств инвестируются лишь в счета утвержденных контрагентов и в рамках кредитных лимитов, установленных для каждого контрагента. Кредитные лимиты, установленные для контрагентов, ежегодно анализируются советом директоров Группы и могут быть изменены в течение года после утверждения финансовым комитетом Группы. Лимиты устанавливаются с целью минимизации концентрации рисков и, таким образом, уменьшения финансовых убытков, возникающих в результате потенциального неплатежа контрагента.

Максимальная подверженность Группы кредитному риску по финансовым активам консолидированного отчета о финансовом положении на 31 декабря 2023 и 31 декабря 2022 годов, представлена их балансовой стоимостью.

Следующая таблица показывает сальдо по денежным средствам и их эквивалентам, банковским депозитам, размещённым в банках на отчетную дату с использованием кредитных рейтингов агентства «Standard & Poor's» и «Moody's» за минусом созданных резервов:

В тысячах тенге	Местонахождение	Рейтинг		31 декабря 2023 года	31 декабря 2022 года
		2023 год	2022 год		
АО «Казахстанский фонд устойчивости»	Казахстан	BBB-/стабильный	–	13.078.167	–
АО «Forte Bank»	Казахстан	BB-/стабильный	BB-/негативный	10.642.826	6.161.681
АО «Банк Центр Кредит»	Казахстан	BB-/стабильный	B+/стабильный	9.279.599	2.612.282
АО «Народный Банк Казахстана»	Казахстан	BB+/стабильный	BB+/стабильный	7.670.554	14.981.871
Министерство финансов РК	Казахстан	BBB-/стабильный	–	6.978.109	–
АО «Jysan Bank»	Казахстан	Ba3/позитивный	B+/стабильный	4.774.152	12.227.652
АО «Евразийский Банк»	Казахстан	Ba3/позитивный	B/позитивный	18	12
КБ «Москоммерцбанк» (АО)	Россия	–	–	19	6
АО «Казпочта»	Казахстан	–	–	–	9
				<b>52.423.444</b>	<b>35.983.513</b>

## 27. ЦЕЛИ И ПОЛИТИКА УПРАВЛЕНИЯ ФИНАНСОВЫМИ РИСКАМИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

### Риск ликвидности

Руководство Группы создало необходимую систему управления риском ликвидности согласно требованиям управления ликвидностью и краткосрочного, среднесрочного и долгосрочного финансирования. Группа управляет риском ликвидности путём поддержания адекватных резервов, банковских займов и доступных кредитных линий, путём постоянного мониторинга прогнозируемого и фактического движения денег и сравнения сроков погашения финансовых активов и обязательств.

Группа оценила концентрацию риска в отношении рефинансирования долга и пришла к выводу, что это будет низкой. Группа имеет доступ к достаточным разнообразным источникам финансирования.

В следующих таблицах отражаются контрактные сроки Группы по её финансовым обязательствам на основе договорных недисконтированных денежных потоков.

В тысячах тенге	До востребо- вания	От 1 до 3 месяцев	От 3 месяцев до 1 года	От 1 года до 5 лет	Свыше 5 лет	Итого
<b>На 31 декабря 2023 года</b>						
Займы	–	617.564	898.891	4.947.843	1.604.485	8.068.783
Облигации	–	5.677.742	17.064.593	90.922.289	267.086.396	380.751.020
Торговая и прочая кредитор- ская задолженность	–	17.452.328	2.358.938	2.358.938	–	22.170.204
	–	<b>23.747.634</b>	<b>20.322.422</b>	<b>98.229.070</b>	<b>268.690.881</b>	<b>410.990.007</b>
<b>На 31 декабря 2022 года</b>						
Займы	–	4.936.035	1.070.082	5.852.617	8.347.857	20.206.591
Облигации	–	4.532.400	13.597.200	72.518.399	240.497.448	331.145.447
Торговая и прочая кредитор- ская задолженность	–	19.480.214	2.358.938	4.717.875	–	26.557.027
	–	<b>28.948.649</b>	<b>17.026.220</b>	<b>83.088.891</b>	<b>248.845.305</b>	<b>377.909.065</b>

### Управление капиталом

Главная цель управления капиталом Группы состоит в обеспечении того, что Группа будет в состоянии продолжать придерживаться принципа непрерывности деятельности наряду с максимизацией доходов для акционеров посредством оптимизации отношения задолженности и капитала. Группа управляет своим капиталом с учётом изменений в экономических условиях. Чтобы управлять или изменять свой капитал, Группа может менять выплату дивидендов акционерам, возвращать капитал акционерам или выпускать новые акции. Группа управляет капиталом, используя коэффициент долга к капиталу, что является долгом, разделённым на итоговое обязательство плюс капитал. Задача Группы состоит в том, чтобы удерживать коэффициент на уровне не выше 0,5. Долг включает все займы и облигации. Капитал равен сумме всех обязательств и всего акционерного капитала.

В тысячах тенге	31 декабря 2023 года	31 декабря 2022 года
Долг/капитал	0,16	0,16
Долгосрочная часть займов и облигаций	155.110.813	144.761.999
Краткосрочная часть займов и облигаций	8.424.576	11.589.702
<b>Долг</b>	<b>163.535.389</b>	<b>156.351.701</b>
Итого обязательства	316.065.873	333.047.025
Капитал	685.719.134	653.565.164
<b>Итого капитал и обязательства</b>	<b>1.001.785.007</b>	<b>986.612.189</b>

Структура капитала Группы включает акционерный капитал, как раскрыто в Примечании 14, резервы и нераспределённую прибыль.

### Иерархия справедливой стоимости

Группа использует следующую иерархию для определения справедливой стоимости финансовых инструментов и раскрытия информации о ней в разрезе моделей оценки:

- Уровень 1: цены на активных рынках по идентичным активам или обязательствам (без каких-либо корректировок).
- Уровень 2: другие методы, все исходные данные для которых, оказывающие существенное влияние на отражаемую справедливую стоимость, наблюдаются на рынке, либо непосредственно, либо опосредованно.
- Уровень 3: методы, в которых используются исходные данные, оказывающие существенное влияние на отражаемую справедливую стоимость, которые не основываются на наблюдаемой рыночной информации.

В таблице ниже представлена иерархия источников оценок активов и обязательств Группы по справедливой стоимости:

#### Активы, оцениваемые по справедливой стоимости

В тысячах тенге	31 декабря 2023 года	Уровень 1	Уровень 2	Уровень 3
<b>Переоцененные основные средства</b>				
Активы НЭС (Примечание 6)	718.550.166	–	–	718.550.166
Облигации ТОО «Специальная финансовая компания DSFK» (Примечание 11)	411.883	–	–	411.883

В тысячах тенге	31 декабря 2022 года	Уровень 1	Уровень 2	Уровень 3
<b>Переоцененные основные средства</b>				
Активы НЭС (Примечание 6)	733.464.524	–	–	733.464.524
Облигации ТОО «Специальная финансовая компания DSFK» (Примечание 11)	377.731	–	–	377.731

#### Активы, справедливая стоимость которых раскрывается

В тысячах тенге	31 декабря 2023 года	Уровень 1	Уровень 2	Уровень 3
<b>Финансовые активы</b>				
Прочие финансовые активы (Примечание 11)	32.156.941	–	32.156.941	–

В тысячах тенге	31 декабря 2022 года	Уровень 1	Уровень 2	Уровень 3
<b>Финансовые активы</b>				
Прочие финансовые активы (Примечание 11)	58.787.505	–	58.787.505	–

## 27. ЦЕЛИ И ПОЛИТИКА УПРАВЛЕНИЯ ФИНАНСОВЫМИ РИСКАМИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

### Иерархия справедливой стоимости (продолжение)

#### Обязательства, справедливая стоимость которых раскрывается

В тысячах тенге	31 декабря 2023 года	Уровень 1	Уровень 2	Уровень 3
<b>Финансовые обязательства</b>				
Облигации (Примечание 16)	156.799.577	–	156.799.577	–
Займы (Примечание 15)	6.735.812	–	6.735.812	–

В тысячах тенге	31 декабря 2022 года	Уровень 1	Уровень 2	Уровень 3
<b>Финансовые обязательства</b>				
Облигации (Примечание 16)	139.453.044	–	139.453.044	–
Займы (Примечание 15)	16.898.657	–	16.898.657	–

За годы, закончившиеся 31 декабря 2023 года и 31 декабря 2022 года, не было переходов между уровнями 1, 2 и 3 справедливой стоимости финансовых инструментов.

### Справедливая стоимость финансовых инструментов

На 31 декабря 2023 года и 31 декабря 2022 года руководство определило, что справедливая стоимость финансовых инструментов Группы таких, как торговая дебиторская и кредиторская задолженность, прочие финансовые активы, денежные средства и их эквиваленты, денежные средства, ограниченные в использовании, приблизительно равна их балансовой стоимости, главным образом, ввиду непродолжительных сроков погашения данных инструментов. Займы и выпущенные Группой облигации отражены по амортизированной стоимости, которая приблизительно равна их справедливой стоимости.

### Изменение в обязательствах, обусловленных финансовой деятельностью

В тысячах тенге	1 января 2023 года	Денежные потоки	Начисленные проценты	Уплаченные проценты и комиссии	Изменение валютных курсов	Прочее	31 декабря 2023 года
Займы	16.898.657	(9.973.990)	625.214	(760.416)	(64.393)	10.740	6.735.812
Облигации	139.453.044	16.867.598	21.942.670	(21.572.501)	–	108.766	156.799.577
<b>Итого</b>	<b>156.351.701</b>	<b>6.893.608</b>	<b>22.567.884</b>	<b>(22.332.917)</b>	<b>(64.393)</b>	<b>119.506</b>	<b>163.535.389</b>

В тысячах тенге	1 января 2022 года	Денежные потоки	Начисленные проценты	Уплаченные проценты	Изменение валютных курсов	Прочее	31 декабря 2022 года
Займы	49.493.952	(35.865.915)	937.558	(1.336.740)	2.989.308	680.494	16.898.657
Облигации	121.705.499	16.141.100	14.222.906	(12.727.000)	–	110.539	139.453.044
Обязательства по аренде	111.895	(111.895)	–	–	–	–	–
<b>Итого</b>	<b>171.311.346</b>	<b>(19.836.710)</b>	<b>15.160.464</b>	<b>(14.063.740)</b>	<b>2.989.308</b>	<b>791.033</b>	<b>156.351.701</b>

В столбце «Прочее» представлены амортизация дисконтов и премий по финансовым обязательствам. Группа классифицирует выплаченные проценты как денежные потоки от операционной деятельности.

## 28. УСЛОВНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

### Условия ведения деятельности

В Казахстане продолжают экономические реформы и развитие правовой, налоговой и административной инфраструктуры, которая отвечала бы требованиям рыночной экономики. Стабильность казахстанской экономики в будущем будет во многом зависеть от хода этих реформ, а также от эффективности предпринимаемых правительством мер в сфере экономики, финансовой и денежно-кредитной политики.

### Налогообложение

Казахстанское налоговое законодательство и нормативно-правовые акты являются предметом постоянных изменений и различных толкований. Нередки случаи расхождения во мнениях между местными, региональными и республиканскими налоговыми органами, включая мнение по признанию выручки, расходов и прочих статей финансовой отчетности. Применяемая в настоящее время система штрафов и пени за выявленные правонарушения на основании действующих в Казахстане законов, весьма сурова. В результате, сумма доначислений по налогам, штрафные санкции и пени могут превысить сумму отнесенную на расходы по настоящее время не начисленную на 31 декабря 2023 года.

Руководство считает, что по состоянию на 31 декабря 2023 года толкование применимого законодательства является соответствующим и позиция Группы по налогам будет подтверждена.

### Условия кредитных соглашений

Как раскрыто в Примечании 15, Группа заключила кредитные соглашения с ЕБРР и МБРР. В связи с тем, что кредитное соглашение с ЕБРР полностью исполнено в соответствии с графиком погашения, по состоянию на 31 декабря 2023 года необходимость исполнения условий кредитного соглашения в части финансовых ковенантов отсутствует.

Также Группа выпустила облигации (Примечание 16) и обязана соблюдать следующие ковенанты:

- отношение Долга к EBITDA не более 3:1 (на 31 декабря 2023 года — 1,51);
- отношение Долга к Капиталу не более 0,6:1 (на 31 декабря 2023 года — 0,24);
- коэффициент самофинансирования не менее 20% (на 31 декабря 2023 года — 59%);
- коэффициент обслуживания долга не менее 1,2 (на 31 декабря 2023 года — 13,8);
- ликвидность не менее 1:1 (на 31 декабря 2023 года — 3,1);
- отношение чистого долга к EBITDA не более 4:1 (на 31 декабря 2023 года — 1,0).

Руководство Группы считает, что соблюдены все ковенанты, предусмотренные условиями выпуска облигаций.

### Страхование

По состоянию на 31 декабря 2023 года Группа застраховала производственные активы стоимостью 521.802.639 тыс.тенге. При наступлении страхового случая страховая выплата производится в пределах страховой суммы. Группа не производила страхование остальных производственных активов. Так как отсутствие страхования не означает уменьшение стоимости активов или возникновение обязательств, никакого резерва не было создано в данной консолидированной финансовой отчетности на непредвиденные расходы, связанные с порчей или потерей таких активов.



## 28. УСЛОВНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

### Договорные обязательства

С целью обеспечения надежности работы национальной электрической сети посредством реконструкции линий электропередачи 220-500 кВ, достигших уже и которые достигнут в ближайшие годы нормативного срока службы, и для повышения надежности электроснабжения потребителей Западной зоны ЕЭС Казахстана, а также для поддержания производственных активов в рабочем состоянии Группой разработан план капитальных инвестиций.

Пятилетняя (2021-2026) инвестиционная программа АО «KEGOC» на общую сумму 274.760.648 тыс.тенге в соответствии с законодательством о естественных монополиях Республики Казахстан утверждена совместным приказом Комитета по регулированию естественных монополий Министерства национальной экономики Республики Казахстан от 11 марта 2021 года №21-ОД и Министерства энергетики Республики Казахстан от 7 апреля 2021 года №122 и подлежит 100% исполнению. Однако, АО «KEGOC» может внести изменения в нее и скорректировать стоимость и сроки проведения отдельных мероприятий. Пятилетняя инвестиционная программа АО «KEGOC» была скорректирована совместным приказом Министерства энергетики Республики Казахстан от 30 ноября 2023 года №431 и Комитета по регулированию естественных монополий Министерства национальной экономики Республики Казахстан от 15 декабря 2023 года №157-ОД.

По состоянию на 31 декабря 2023 года сумма договорных обязательств капитального характера по договорам, заключенным Группой в рамках инвестиционного плана, составила 95.751.033 тыс.тенге (на 31 декабря 2022 года: 57.388.081 тыс.тенге).

### Регулирование деятельности и судебные разбирательства

Тарифы по передаче электрической энергии, по пользованию национальной электрической сетью, по технической диспетчеризации отпуска в сеть и потребления электрической энергии, по организации балансирования производства-потребления электрической энергии

В соответствии с приказом № 79-ОД Комитета по регулированию естественных монополий Министерства национальной экономики Республики Казахстан (далее — КРЕМ) от 16 августа 2021 года были утверждены следующие тарифы:

- по передаче электрической энергии:
  - с 1 октября 2021 года по 30 сентября 2022 года — 2,797 тенге/кВт·ч (без НДС);
  - с 1 октября 2022 года по 30 сентября 2023 года — 2,848 тенге/кВт·ч (без НДС).
- по технической диспетчеризации отпуска в сеть и потребления электрической энергии:
  - с 1 октября 2021 года по 30 сентября 2022 года — 0,306 тенге/кВт·ч (без НДС);
  - с 1 октября 2022 года по 30 сентября 2023 года — 0,314 тенге/кВт·ч (без НДС).
- по организации балансирования производства-потребления электрической энергии:
  - с 1 октября 2021 года по 30 сентября 2022 года — 0,098 тенге/кВт·ч (без НДС);
  - с 1 октября 2022 года по 30 сентября 2023 года — 0,102 тенге/кВт·ч (без НДС).

Приказом КРЕМ РК от 22 апреля 2022 года №67-ОД с вводом в действие с 1 июня 2022 года по 31 мая 2023 года утверждены временные компенсирующие тарифы на регулируемые услуги АО «KEGOC».

С указанным приказом АО «KEGOC» не согласно в связи с тем, что в соответствии с Законом РК о естественных монополиях экономики, сложившаяся по статьям затрат тарифной сметы по итогам 2017 и 2018 годов была направлена на реализацию Инвестиционной программы. Таким образом, АО «KEGOC» не нанесло потребителям убытков и не получило необоснованный доход. В связи с чем данный Приказ №67-ОД от 22 апреля 2022 года оспаривается АО «KEGOC» в судебном порядке.

На период рассмотрения судебного разбирательства действие данного Приказа приостановлено.

В случае если бы Группа применила временно компенсирующие тарифы, то прибыль Группы за год, закончившийся 31 декабря 2023 года, снизилась бы на 3.245.513 тыс.тенге.

На время судебного разбирательства действует приказ от 16 августа 2021 года № 79-ОД об утверждении тарифов, тарифных смет на регулируемые услуги АО «KEGOC» на 2021-2026 годы, и № 133-ОД от 22 сентября 2023 года.

Приказом КРЕМ №133-ОД от 22 сентября 2023 года утверждены изменения тарифов и тарифных смет на регулируемые услуги по передаче электрической энергии по национальной электрической сети, по пользованию национальной электрической сетью, по технической диспетчеризации отпуска в сеть и потребления электрической энергии, по организации балансирования производства-потребления электрической энергии АО «KEGOC» с вводом в действие с 1 июля 2023 года:

- по передаче электрической энергии по национальной электрической сети в размере:
  - с 1 июля 2023 года по 30 сентября 2023 года — 2,935 тенге/кВт·ч (без НДС);
  - с 1 октября 2023 года по 30 сентября 2024 года — 3,381 тенге/кВт·ч (без НДС);
  - с 1 октября 2024 года по 30 сентября 2025 года — 3,492 тенге/кВт·ч (без НДС);
  - с 1 октября 2025 года по 30 сентября 2026 года — 3,564 тенге/кВт·ч (без НДС).
- по пользованию национальной электрической сетью в размере:
  - с 1 июля 2023 года по 30 сентября 2023 года — 1,651 тенге/кВт·ч (без НДС);
  - с 1 октября 2023 года по 30 сентября 2024 года — 1,943 тенге/кВт·ч (без НДС);
  - с 1 октября 2024 года по 30 сентября 2025 года — 2,002 тенге/кВт·ч (без НДС);
  - с 1 октября 2025 года по 30 сентября 2026 года — 2,056 тенге/кВт·ч (без НДС).
- по технической диспетчеризации отпуска в сеть и потребления электрической энергии в размере:
  - с 1 июля 2023 года по 30 сентября 2023 года — 0,320 тенге/кВт·ч (без НДС);
  - с 1 октября 2023 года по 30 сентября 2024 года — 0,339 тенге/кВт·ч (без НДС);
  - с 1 октября 2024 года по 30 сентября 2025 года — 0,351 тенге/кВт·ч (без НДС);
  - с 1 октября 2025 года по 30 сентября 2026 года — 0,356 тенге/кВт·ч (без НДС).
- по организации балансирования производства-потребления электрической энергии в размере:
  - с 1 июля 2023 года по 30 сентября 2023 года — 0,057 тенге/кВт·ч (без НДС);
  - с 1 октября 2023 года по 30 сентября 2024 года — 0,060 тенге/кВт·ч (без НДС);
  - с 1 октября 2024 года по 30 сентября 2025 года — 0,064 тенге/кВт·ч (без НДС);
  - с 1 октября 2025 года по 30 сентября 2026 года — 0,066 тенге/кВт·ч (без НДС).

Приказом КРЕМ №25-ОД от 9 февраля 2024 года утверждены изменения тарифов и тарифных смет на регулируемые услуги по передаче электрической энергии по национальной электрической сети и по пользованию национальной электрической сетью АО «KEGOC» с вводом в действие с 1 марта 2024 года:

- по передаче электрической энергии по национальной электрической сети на период с 1 марта 2024 года по 30 сентября 2024 года в размере 3,474 тенге/кВт·ч (без НДС);
- по пользованию национальной электрической сетью на период с 1 марта 2024 года по 30 сентября 2024 года в размере 1,996 тенге/кВт·ч (без НДС).

## 29. СОБЫТИЯ ПОСЛЕ ОТЧЁТНОЙ ДАТЫ

31 января 2024 года были согласованы предварительные условия займа между Группой и Азиатским Банком Развития (АБР) для целей финансирования проекта «Усиление электрической сети Южной зоны ЕЭС Казахстана. Строительство электросетевых объектов». Условия соглашения носят исключительно ориентировочный характер. Условия соглашения включают сумму займа в размере 130 миллионов долларов США, который будет получен тремя траншами в тенговом эквиваленте с периодом доступности до 48 месяцев с даты подписания основного договора займа. Ставка вознаграждения будет включать сумму комплексных затрат АБР и маржи в размере 3% годовых в тенге.

## Приложение 5. Комментарии руководства к финансовым результатам деятельности

### ПО СОСТОЯНИЮ НА И ЗА ГОД, ЗАКОНЧИВШИЙСЯ 31 ДЕКАБРЯ 2023 ГОДА

Обзор деятельности .....	140
Характеристика электросетевого хозяйства .....	141
Производственная структура АО «KEGOC» .....	142
Информация о дочерних компаниях .....	142
Наши операционные сегменты .....	143
Характер взаимоотношений с правительством и основным акционером .....	143
Тарифная политика .....	143
Результаты деятельности .....	148
Действующие кредитные соглашения .....	155
Капитальные затраты .....	155

НИЖЕИЗЛОЖЕННЫЕ ПОЯСНЕНИЯ И КОММЕНТАРИИ К ФИНАНСОВЫМ РЕЗУЛЬТАТАМ, ОТРАЖЕННЫМ В КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ АО «KEGOC» ПО СОСТОЯНИЮ ЗА ГОД, ЗАКОНЧИВШИЙСЯ 31 ДЕКАБРЯ 2023 ГОДА СЛЕДУЕТ РАССМАТРИВАТЬ В СОЧЕТАНИИ С КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТЬЮ АО «KEGOC» И ПРИМЕЧАНИЯМИ К НЕЙ ЗА ДАННЫЙ ПЕРИОД. КРОМЕ ТОГО, ДАННЫЙ ОБЗОР ВКЛЮЧАЕТ ПРОГНОЗНЫЕ УТВЕРЖДЕНИЯ. ДАННЫЕ ПРОГНОЗНЫЕ УТВЕРЖДЕНИЯ ПОДВЕРЖЕНЫ ВЛИЯНИЮ РИСКОВ, НЕОПРЕДЕЛЕННОСТЕЙ И ПРОЧИХ ФАКТОРОВ, ОТРАЖЕННЫХ В ИНВЕСТИЦИОННОМ МЕМОРАНДУМЕ, КОТОРЫЕ МОГУТ ПРИВЕСТИ К ЗНАЧИТЕЛЬНОМУ ОТКЛОНЕНИЮ НАШИХ ФАКТИЧЕСКИХ РЕЗУЛЬТАТОВ ОТ РЕЗУЛЬТАТОВ, ОТРАЖЕННЫХ В ДАННЫХ УТВЕРЖДЕНИЯХ ИЛИ ВЫТЕКАЮЩИХ ИЗ НИХ. НАШИ ФАКТИЧЕСКИЕ РЕЗУЛЬТАТЫ МОГУТ ОТЛИЧАТЬСЯ ОТ РЕЗУЛЬТАТОВ, ПРЕДСТАВЛЕННЫХ В ДАННЫХ ПРОГНОЗНЫХ УТВЕРЖДЕНИЯХ.

### ОБЗОР ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Акционерное общество «Казахстанская компания по управлению электрическими сетями» (Kazakhstan Electricity Grid Operating Company) «KEGOC» (далее — «Компания» или «KEGOC») является компанией, учрежденной в Республике Казахстан и предоставляющей услуги по передаче электрической энергии, по пользованию Национальной электрической сетью, по технической диспетчеризации отпуска в сеть и потребления электрической энергии, а также услуги по организации балансирования производства/потребления электрической энергии в Республике Казахстан.

Компания была образована в 1997 году в рамках инициативы Правительства по реструктуризации управления энергетической системой Республики Казахстан. По состоянию на 31 декабря 2023 года Акционерному Обществу «Фонд национального благосостояния «Самрук-Қазына» (далее — Фонд либо АО «Самрук-Қазына») принадлежат 234 000 001 штук простых акций KEGOC (85%), 41 292 727 штук простых акций KEGOC принадлежат миноритарным акционерам и 1 390 штук простых акций KEGOC выкуплены Компанией.

По состоянию на 31 декабря 2023 года уставный и собственный капитал KEGOC составил 148 922 757 тыс. тенге и 685 719 134 тыс. тенге, соответственно.

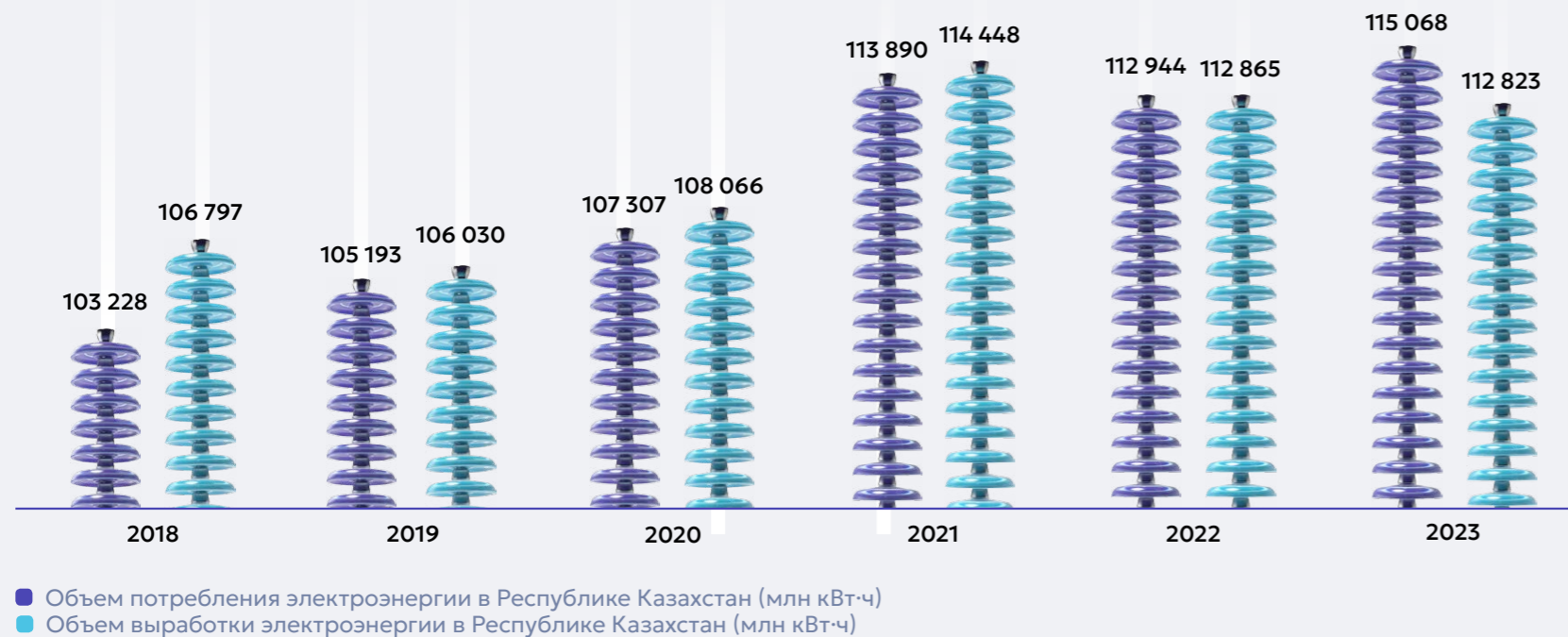
Списочная численность работников Компании на 31 декабря 2023 года составила 4 446 человека.

В качестве назначенного государством Системного оператора Компания управляет Единой электроэнергетической системой Казахстана (ЕЭС). По состоянию на 31 декабря 2023 года ЕЭС состоит из:

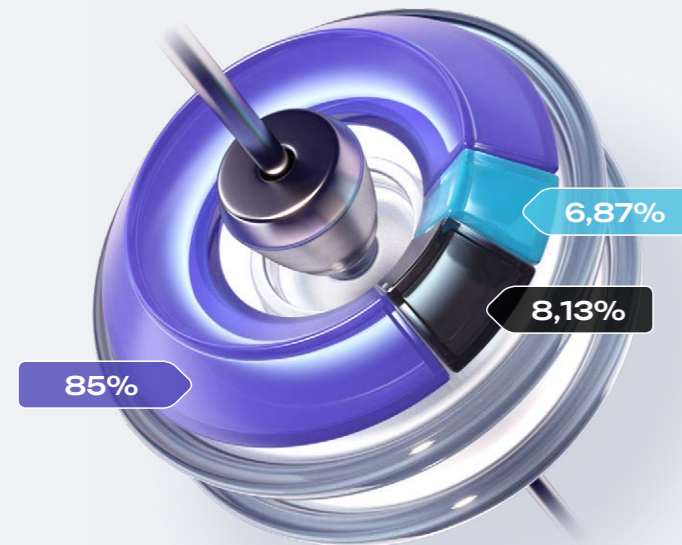
- Национальной электрической сети («НЭС»);
- 207 электрических станций национального, промышленного и регионального значения
- 19 региональных энергетических компаний и 126 малых компаний, передающих электроэнергию по электрическим сетям 0,4 — 220 киловольт до розничных (конечных) потребителей;
- 551 субъектов оптового рынка, заключивших договоры на оказание системных услуг.

АО «KEGOC» владеет и управляет активами НЭС, состоящими из высоковольтных линий электропередачи 35-1150 кВ протяжённостью 27 632,9 км и 83 подстанции, а также осуществляет техническое обслуживание и ремонт этих активов.

### Объём потребления и выработки электроэнергии в Республике Казахстан, в период с 2018 г. по 2023 г.



### Структура акционеров KEGOC по состоянию на 31 декабря 2023 года



■ АО «Самрук-Қазына» 
 ■ АО «ЕНПФ» 
 ■ Прочие акционеры

### ХАРАКТЕРИСТИКА ЭЛЕКТРОСЕТЕВОГО ХОЗЯЙСТВА

По состоянию на 31 декабря 2023 года на балансе филиалов МЭС находится 83 электрических подстанций напряжением 35-1150 кВ с установленной мощностью трансформаторов 39 112,6 МВА, в том числе:

- 1150 кВ — 3 шт. мощностью 9 384,1 МВА;
- 500 кВ — 20 шт. мощностью 17 447,5 МВА;
- 220 кВ — 57 шт. мощностью 12 257,8 МВА;
- 35 кВ — 2 шт. мощностью 23,2 МВА.

Общая протяжённость линий электропередачи напряжением 35-1150 кВ составляет 27 632,991 км (по цепям), в том числе по классу напряжения в габаритах:

- ВЛ 1150 кВ — 1421,225 км;
- ВЛ 500 кВ — 8281,931 км;
- ВЛ 330 кВ — 1 863,28 км;
- ВЛ 220 кВ — 15 669,584 км;
- ВЛ 110 кВ — 352,841 км;
- ВЛ 35 кВ — 44,13 км.

KEGOC обеспечивает передачу электрической энергии по межгосударственным и межрегиональным линиям электропередачи, связь электрических станций с региональными электросетевыми компаниями и крупными потребителями. При этом, Компания не осуществляет передачу электроэнергии населению.

Остальные активы ЕЭС принадлежат третьим лицам. KEGOC не владеет акциями или долями участия в электростанциях, производящих электроэнергию, либо в компаниях, осуществляющих эксплуатацию распределительной сети.

### План развития (Стратегия) АО «KEGOC»:

Деятельность АО «KEGOC» имеет стратегическое значение для развития всей экономики Казахстана и затрагивает интересы широкого круга заинтересованных сторон. Компания учитывает это при принятии решений и выстраивании долгосрочной стратегии. В фокусе нашего внимания — внимательное отношение к интересам общества, обеспечение надежного функционирования ЕЭС Республики Казахстан, опережающее развитие НЭС Казахстана, обеспечение достойных условий труда и благополучия людей, забота об экологии. Это отражено в Плане развития (Стратегии) АО «KEGOC» на 2023-2032 годы, утвержденном 1 апреля 2023 года Советом директоров АО «KEGOC» (протокол №3).

Исходя из развития и трансформации энергетической системы, обеспечения декарбонизации и устойчивого экономического роста Казахстана определено стратегическое **видение** Компании.

#### Миссия Компании:

Обеспечение надёжности, доступности и опережающее развитие энергосистемы Казахстана.

#### Видение Компании:

«Системный оператор ЕЭС Казахстана, способствующий изменению энергетической системы будущего и рынка в условиях энергетического перехода, обеспечивающий возрастающие потребности экономики и вносящий вклад в развитие устойчивой электроэнергетической системы через планирование инфраструктуры и развитие чистой энергии».

В соответствии с миссией Компании определены следующие стратегические направления деятельности:

1. Предоставление качественных системных услуг. Цель — обеспечение передачи, балансирования и технической диспетчеризации электрической энергии.
2. Увеличение стоимости чистых активов. Цель — финансовая стабильность, определение портфеля проектов и инициатив, реализация крупных инвестиционных и рентабельных проектов, включая проекты по внедрению передовых чистых технологий и цифровизации, снижение собственного углеродного следа и совершенствование корпоративного управления в соответствии с принципами ESG.

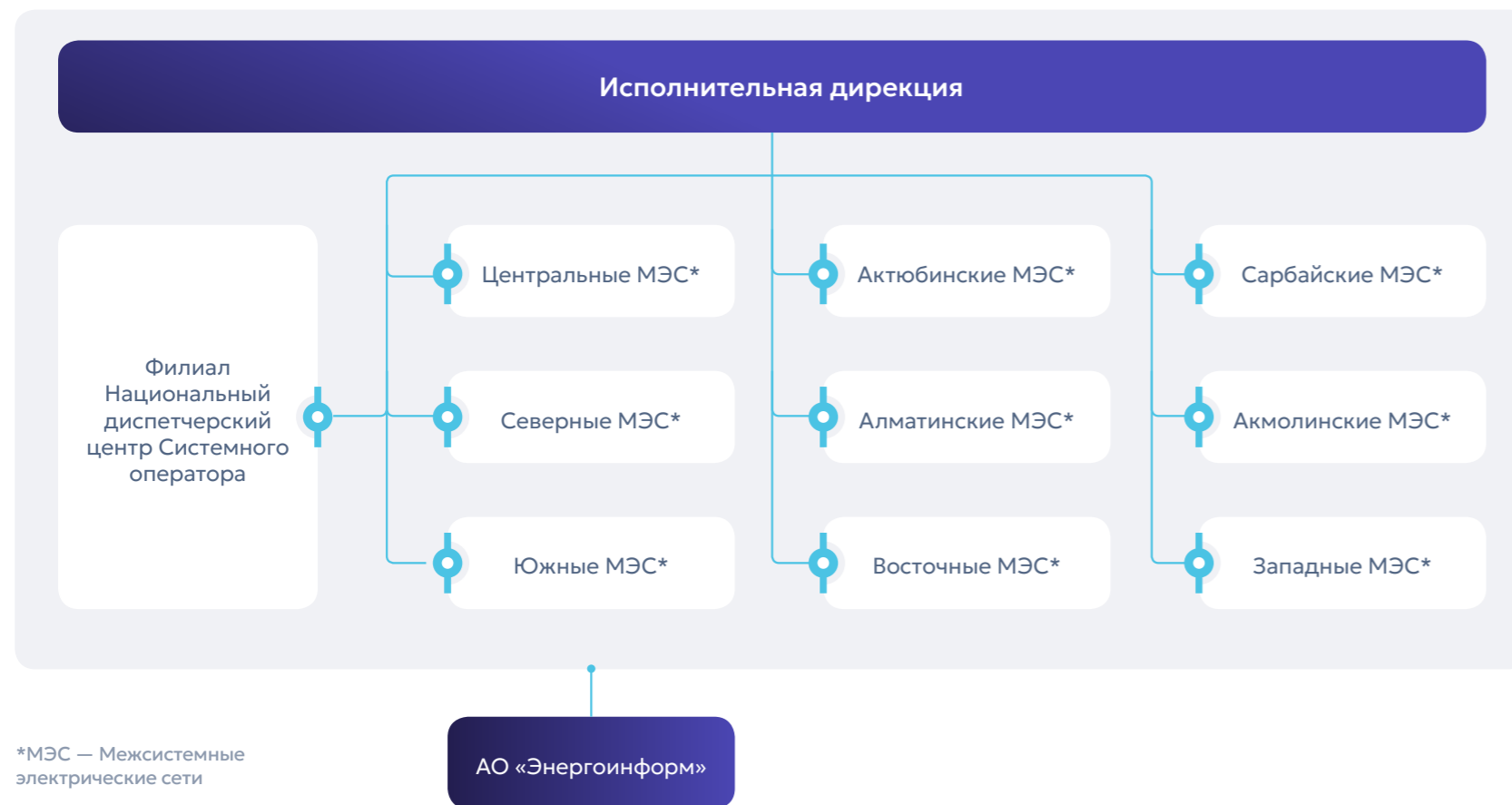
Реализация Видения, Миссии будет достигаться путем реализации стратегических целей и определенных для каждой цели задач:

**Цель 1. Обеспечение надежного функционирования ЕЭС Казахстана в условиях энергоперехода,** достижение которой обеспечивается реализацией следующих задач как i) выполнение функций системного оператора ЕЭС Казахстана; ii) опережающее развитие НЭС РК, эффективная интеграция ВИЭ на уровне 19%; iii) внедрение современных инновационных и цифровых технологий, Smart Grid.

**Цель 2 Обеспечение устойчивого развития в соответствии с принципами ESG** посредством i) снижения углеродного следа, ii) развития человеческого капитала, iii) совершенствования корпоративного управления и iv) совершенствования системы профессиональной безопасности.

**Цель 3. Увеличение стоимости чистых активов** путем i) укрепления финансовой устойчивости и ii) развития международного сотрудничества.

## ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ СТРУКТУРА KEGOC



\*МЭС — Межсистемные электрические сети

## ИНФОРМАЦИЯ О ДОЧЕРНИХ КОМПАНИЯХ

ПО СОСТОЯНИЮ НА 31 ДЕКАБРЯ 2023 ГОДА И 31 ДЕКАБРЯ 2022 ГОДА КОМПАНИЯ ИМЕЛА ДОЛИ УЧАСТИЯ В СЛЕДУЮЩИХ ДОЧЕРНИХ ОРГАНИЗАЦИЯХ:

Компания	Деятельность	Доля участия	
		31 декабря 2023 года	31 декабря 2022 года
АО «Энергоинформ» (далее – «Энергоинформ»)	Информационное обеспечение деятельности KEGOC	100%	100%
АО «Батыс транзит»	Реализации проекта «Строительство межрегиональной линии электропередачи Северный Казахстан — Актюбинская область»	20%	20%

## АО «Энергоинформ»

Учреждение «Энергоинформ» было образовано Компанией в 2002 году в качестве некоммерческой организации, являющейся юридическим лицом, в целях выполнения функций поддержки, связанных с обслуживанием информационно-телекоммуникационного комплекса АО «KEGOC». В ноябре 2010 года учреждение «Энергоинформ» было реорганизовано в акционерное общество, в котором АО «KEGOC» владеет 100% голосующих акций. Уставный капитал АО «Энергоинформ» по состоянию на 31 декабря 2023 года составляет 2 179 700 тыс. тенге.

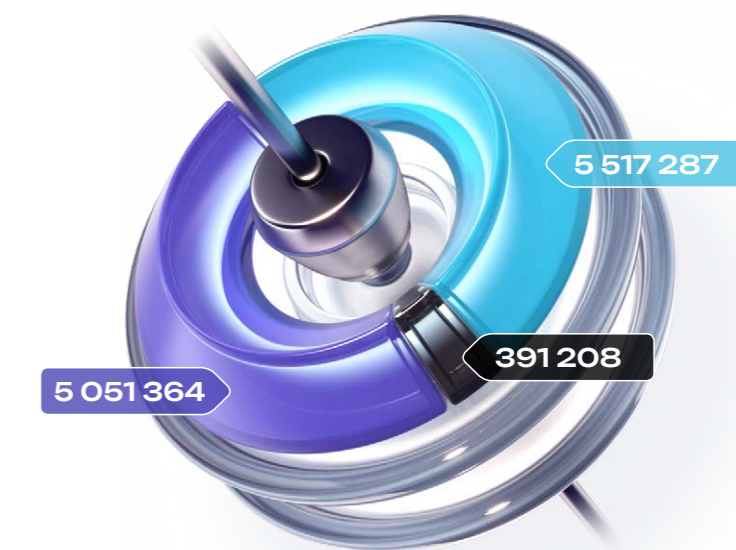
Миссия: Обеспечение надежного функционирования и эффективного развития информационно-телекоммуникационного комплекса ЕЭС РК с применением лучших мировых практик и инновационных технологий.

Стратегические цели деятельности АО «Энергоинформ»:

- Обеспечение надежного функционирования информационно-телекоммуникационного комплекса (далее — ИТК) АО «KEGOC» и субъектов ЕЭС РК;
- Внедрение интеллектуальных решений в систему управления энергорынком РК;
- Развитие инфраструктурных комплексов субъектов энергорынка РК;
- Диверсификация источников роста стоимости Общества.

Основным потребителем услуг АО «Энергоинформ» является Системный оператор Единой электроэнергетической системы Казахстана — АО «KEGOC».

Общая сумма доходов АО «Энергоинформ» по итогам 2023 года, тыс. тенге



- Общая сумма доходов
- Общая сумма расходов
- Чистая прибыль

## НАШИ ОПЕРАЦИОННЫЕ СЕГМЕНТЫ

Для управленческих целей деятельность Группы подразделяется в соответствии с типом оказываемых услуг на три операционных сегмента:

- Передача электроэнергии, технической диспетчеризацией отпуска в сеть и потребление электрической энергией, организацией балансирования производства и потребление электрической энергии;
- Услуги по регулированию мощности.
- Реализация покупной электроэнергии.

## Ключевые факторы и риски, влияющие на финансовое положение и результаты деятельности АО «KEGOC»

АО «KEGOC» осуществляет деятельность в сложной среде, в которой существует ряд внешних факторов, оказывающих влияние на её деятельность.

Таким фактором является снижение платежеспособности потребителей наших услуг, которое приводит к риску роста дебиторской задолженности.

АО «KEGOC» принимает ряд мер, направленных на миграцию этого риска, от заключения медиативных соглашений до проведения претензионно-исковых работ.

## ХАРАКТЕР ВЗАИМООТНОШЕНИЙ С ПРАВИТЕЛЬСТВОМ И ОСНОВНЫМ АКЦИОНЕРОМ

АО «KEGOC» создано по решению Правительства Республики Казахстан, в соответствии с постановлением от 28 сентября 1996 года № 1188 «О некоторых мерах по структурной перестройке управления электроэнергетической системой Республики Казахстан».

До 2006 года 100% акций АО «KEGOC» находились в собственности государства. Единственным акционером АО «KEGOC» являлось Правительство Республики Казахстан в лице Комитета государственного имущества и приватизации Министерства финансов Республики Казахстан.

Постановлением Правительства Республики Казахстан от 23 февраля 2006 года № 117 «О мерах по реализации Указа Президента Республики Казахстан от 28 января 2006 года N 50» государственный пакет акций (100%) передан в оплату размещаемых акций АО «Казахстанский холдинг по управлению государственными активами «Самрук».

В соответствии с Указом Президента Республики Казахстан от 13 октября 2008 года № 669 «О некоторых мерах по обеспечению конкурентоспособности и устойчивости национальной экономики» и постановлением Правительства Республики Казахстан от 17 октября 2008 года № 962 «О мерах по реализации Указа Президента Республики Казахстан от 13 октября 2008 года № 669» создано Акционерное общество «Фонд национального благосостояния «Самрук-Қазына» путем слияния акционерных обществ «Фонд устойчивого развития Қазына» и «Казахстанский холдинг по управлению государственными активами «Самрук», являющееся правопреемником АО «Казахстанский холдинг по управлению государственными активами «Самрук». Таким образом, 100% акций АО «KEGOC» были переданы в собственность АО «Фонд национального благосостояния «Самрук-Қазына», находящегося под контролем Правительства Республики Казахстан.

В соответствии с Программой вывода пакетов акций дочерних и зависимых организаций акционерного общества «Фонд национального благосостояния «Самрук-Қазына» на рынок ценных бумаг, утвержденной постановлением Правительства Республики

Казахстан от 8 сентября 2011 года №1027 (Программа «Народное IPO»), пакет простых акций АО «KEGOC» в размере 25 999 999 штук размещен на Казахстанской фондовой бирже в 2014 году.

В рамках исполнения постановления Правительства Республики Казахстан от 29 декабря 2020 года №908 «О некоторых вопросах приватизации на 2021-2025 годы» в 2023 году проведено вторичное размещение (SPO) акций KEGOC на двух биржах KASE и AIX, в результате которого размещено 15 294 118 шт. акций, с сохранением в собственности АО «Самрук-Қазына» не менее 85% от общего количества размещенных акций KEGOC.

В соответствии с Законом Республики Казахстан «Об электроэнергетике» Правительство Республики Казахстан разрабатывает основные направления государственной политики в области электроэнергетики.

## ТАРИФНАЯ ПОЛИТИКА

Деятельность АО «KEGOC» регулируется Законом Республики Казахстан «О естественных монополиях» (далее — Закон). В соответствии с Законом к сфере естественной монополии относятся оказываемые KEGOC услуги по:

- передаче электроэнергии по сетям Национальной электрической сети;
- по пользованию Национальной электрической сетью;
- технической диспетчеризации отпуска в сеть и потребления электрической энергии;
- организации балансирования производства-потребления электроэнергии.

Согласно Закону Республики Казахстан «Об электроэнергетике» с 1 июля 2023 года введен институт Единого закупщика электрической энергии и начал функционировать балансирующий рынок в режиме реального времени.

Новая модель рынка Единого закупщика электрической энергии предусматривает переход на централизованную куплю-продажу плановых объемов электроэнергии.

Аналогичный централизованный механизм купли-продажи электроэнергии предусмотрен для урегулирования дисбалансов в ЕЭС Казахстана в рамках функционирования балансирующего рынка электрической энергии, где оператором является Расчетный центр балансирующего рынка электрической энергии.

В связи с отсутствием «адресности» распределения электроэнергии введена «новая» услуга — услуга по пользованию национальной электрической сетью, которую с 01 июля 2023 года оказывает Компания.

При этом, услуга по передаче электроэнергии по национальной электрической сети сохранилась и оказывается организациям, входящих в группу лиц (при передаче по национальной электрической сети электроэнергии от электростанции до потребителя, входящих в одну группу лиц. Т.е. можно определить маршрут передачи и адресность), при межгосударственном транзите электроэнергии (предоставление услуги организациям других государств), экспорте/импорте и потребителям, заключившим договора с ВИЭ.

В связи с вводом балансирующего рынка электрической энергии в режиме реального времени внесены поправки в Методику расчета тарифа на услуги по организации балансирования производства-потребления электрической энергии, в котором исключена разница между расходами и доходами от покупки и продажи электрической энергии для компенсации почасовых отклонений на границе ЕЭС Казахстана с ЕЭС Россией (далее — разница компенсации затрат РК-РФ). Разница компенсации затрат РК-РФ компенсируется Расчетным центром балансирующего рынка электрической энергии.

Тарифы Компании устанавливаются по методу «затраты плюс фиксированная прибыль», в соответствии с которым Компания в целях тарифообразования на определенный период времени исходит из соответствующих оценок операционных и финансовых расходов и справедливой нормы доходности капитала.

## ТАРИФНАЯ ПОЛИТИКА (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

**Тариф = допустимая выручка / ожидаемый объем услуг**

**допустимая выручка** = обоснованные затраты + допустимый уровень прибыли

КРЕМ определяет допустимый уровень прибыли как произведение ставки прибыли на регулируемую базу активов («РБА») на коэффициент задействованности активов («КЗА»).

**допустимый уровень прибыли** = РБА \* КЗА\* норма доходности

где:

- РБА (регулируемая база задействованных активов) — регулируемая стоимость активов, находящихся в собственности Субъекта естественной монополии (СЕМ) и используемых при производстве и предоставлении услуг, на которые СЕМ имеет право получать прибыль;

- КЗА (коэффициент задействованности активов) — показатель в процентном выражении, характеризующий фактическое использование (задействованность) основных средств СЕМ при производстве и предоставлении услуг, отнесенных к сфере естественной монополии, от их технологической мощности;

В 2010 году КРЕМиЗК внес изменения в Методику расчета тарифа на услуги по передаче электрической энергии по сетям Компании, в целях установления процедуры расчета единого тарифа на оказание услуг по передаче электрической энергии по сетям Компании. С вводом единого тарифа на оказание услуг по передаче электрической энергии по сетям Компании, в соответствии с вышеуказанной методикой и приказом КРЕМиЗК, зональные тарифы были отменены с 1 августа 2010 года. Введение единого тарифа улучшило работу Компании, обеспечило равный доступ к НЭС для всех ее потребителей, создало прозрачность в ценообразовании.

В 2013 году, АО «KEGOC» перешло к утверждению предельных уровней тарифов. Принципы расчета предельных уровней тарифов аналогичны расчету ежегодных тарифов за исключением того, что предельные уровни тарифов утверждаются сроком на несколько последовательных лет. Предельные уровни тарифов позволяют Компании планировать свои возможности на длительные периоды, а акционеры имеют возможность получить более полную информацию о Компании.

АО «KEGOC» в соответствии с внесенными изменениями в Закон Республики Казахстан «Об электроэнергетике», связанными с вводом механизма «Единого закупщика электрической энергии» и балансирующего рынка электроэнергии, с 1 июля текущего года оказывает в сфере передачи две услуги: по передаче электрической энергии по национальной электрической сети и по пользованию национальной электрической сетью.

С целью актуализации данных изменений решением Комитета по регулированию естественных монополий Министерства национальной экономики Республики Казахстан (Приказ №92-ОД от 3 июля 2023 года) утверждены изменения тарифов и тарифных смет на регулируемые услуги АО «KEGOC» с вводом в действие с 1 июля 2023 года:

тенге/кВт·ч	01.01.2021- 30.09.2021	01.10.2021- 30.09.2022	01.10.2022- 30.06.2023	01.07.2023- 30.09.2023	01.10.2023- 29.02.2024	01.03.2024- 30.09.2024	01.10.2024- 30.09.2025	01.10.2025- 30.09.2026
Услуга по передаче электрической энергии по национальной электрической сети	2,448	2,797	2,848	2,935	3,381	3,474	3,492	3,564
Услуга по пользованию национальной электрической сетью				1,651	1,943	1,996	2,002	2,056
Услуга по технической диспетчеризации отпуща в сеть и потребления электрической энергии	0,264	0,306	0,314	0,320	0,339	0,339	0,351	0,356
Услуга по организации балансирования производства-потребления электрической энергии	0,086	0,098	0,102	0,057	0,060	0,060	0,064	0,066

На основании заявления АО «KEGOC», Комитет по регулированию естественных монополий Министерства национальной экономики Республики Казахстан приказом от 22 сентября 2023 года № 133-ОД утвердил корректировку тарифных смет на регулируемые услуги АО «KEGOC» на 2-ой регулируемый период (с 1 октября 2022 года по 30 сентября 2023 год).

В течение 2023 года АО «KEGOC» продолжило судебное разбирательство касательно оспаривания Приказа Комитета по регулированию естественных монополий Министерства национальной экономики Республики Казахстан от 22 апреля 2022 года №67-ОД по утверждению компенсирующих тарифов на регулируемые услуги АО «KEGOC» с вводом в действие с 1 июня 2022 года по 31 мая 2023 года.

В соответствие с положениями действующего законодательства, на период судебных разбирательств действие данного приказа приостановлено.

Согласно требований Закона РК «О поддержке использования возобновляемых источников энергии», за 2023 год были оказаны без оплаты услуги по передаче электрической энергии для энергопроизводящих организаций, использующие возобновляемые источники энергии в объеме 3 146 млн кВт·ч.

## Объемы передачи электроэнергии

Сведения по объемам оказанных системных услуг в 2023 году:

- объем услуг по передаче электрической энергии по национальной электрической сети составил 39 244 млн кВт·ч;
- объем услуг по пользованию национальной электрической сетью составил 35 984 млн кВт·ч.

Законом Республики Казахстан «О внесении изменений и дополнений в некоторые законодательные акты Республики Казахстан по вопросам административной реформы в Республике Казахстан» внесены изменения в Закон «Об электроэнергетике» (далее — Закон) в части ввода с 1 июля 2023 года модели единого закупщика электроэнергии и запуска балансирующего рынка электроэнергии.

В рамках законодательства Республики Казахстан в области электроэнергетики вводится новая услуга по пользованию национальной электрической сетью, относящая к сфере передачи электрической энергии в соответствии с законодательством Республики Казахстан о естественных монополиях, оказываемая АО «KEGOC» субъектам оптового рынка электроэнергии при покупке ими электроэнергии у единого закупщика.

В связи с этим, изменена структура объемов услуг по передаче электрической энергии по национальной электрической сети.

Так, согласно пункту 27-1) статьи 1 Закона об электроэнергетике, услуга по передаче электрической энергии по национальной электрической сети — услуга, оказываемая системным оператором субъектам оптового рынка электрической энергии, экспортирующим и импортирующим электрическую энергию, и организациям других государств за объем межгосударственного транзита электрической энергии, организациям, входящим в группу лиц, осуществляющих передачу электрической энергии по национальной электрической сети для объектов, входящих в состав данных организаций, условным потребителям, а также потребителям, заключившим двусторонние договоры с энергопроизводящими организациями, использующими возобновляемые источники энергии.

Исходя из определения пункта 27-1) статьи 1 Закона определены потребители услуг по передаче электрической энергии по национальной электрической сети.

Также, пунктом 27-2) статьи 1 Закона внедрена услуга по пользованию национальной электрической сетью. Новая услуга, отнесена к сфере передачи электрической энергии в соответствии с законодательством Республики Казахстан о естественных монополиях, осуществляется АО «KEGOC» всем субъектам оптового рынка электрической энергии, за исключением условных потребителей и юридических лиц, входящих в состав групп лиц, при покупке ими электрической энергии у единого закупщика электрической энергии.

## Объемы передачи электроэнергии (продолжение)

Таким образом, услуга по передаче э/э по национальной электрической сети осуществляется субъектам оптового рынка электрической энергии, экспортирующим и импортирующим электрическую энергию, и организациям за объем межгосударственного транзита э/э, группам лиц, осуществляющих передачу электрической энергии по сети KEGOC, а также потребителям, заключившим двусторонние договоры с ВИЭ.

Весь остальной объем потребления э/э в РК, охватывается услугой по пользованию национальной электрической сетью, поскольку в соответствии с законодательством все потребители электрической энергии обязаны покупать электроэнергию у единого закупщика электроэнергии, которые получают ее с использованием НЭС.

В результате сопоставлять фактические периоды 2023 года к 2022 году будет некорректно.

Объем услуг по технической диспетчеризации отпуска в сеть и потребления электрической энергии составил 106 284 млн кВт·ч. В сравнении с показателями 2022 года произошло увеличение на 255 млн кВт·ч или 2,6%. Рост объемов услуг по причине увеличения объемов импортируемой электрической энергии.

Объем услуг по организации балансирования производства — потребления электрической энергии составил 205 415 млн кВт·ч. В сравнении с показателями 2022 года произошло увеличение на 465 млн кВт·ч или 2,4%. Рост объемов услуг по причине увеличения потребления электрической энергии субъектами оптового рынка электрической энергии Республики Казахстан.

## Неконтрактные перетоки электроэнергии

В 2023 году между АО «KEGOC» (Республика Казахстан) и ОАО «НЭС Кыргызстана» (Кыргызская Республика) были заключены Договоры на покупку-продажу электроэнергии на урегулирование внеплановых перетоков. По данным Договорам взаиморасчет был произведен в соответствии с условиями Договоров.

На 2024 год так же заключены договоры с ОАО «НЭС Кыргызстана» (Кыргызская Республика) и АО «НЭС Узбекистана» (Республика Узбекистан).

Риск неконтрактных перетоков электроэнергии с Центральной Азией отсутствует.

## Макроэкономические показатели Казахстана

По итогам января-ноября 2023 года рост экономика Казахстана составил 4,9 процента, тогда как за аналогичный период прошлого года данный показатель был на уровне 2,7 процента. В целом, ВВП на душу населения вырос с 11,5 тысячи до 13,3 тысячи долларов. Объем инвестиций в основной капитал вырос на 15% и составил 15 трлн тенге.

В 2023 году объем потребления электрической энергии был на уровне 115 млрд кВт·ч (в 2022 году — 112,9 млрд кВт·ч). Производство составило 112,8 млрд кВт·ч, импорт электрической энергии из сопредельных стран — 3,4 млрд кВт·ч, экспорт — 1,4 млрд кВт·ч.

Согласно Прогнозному балансу мощности и электроэнергии ЕЭС РК ожидается рост потребления электроэнергии с 120,6 млрд кВт·ч в 2024 году до 155,9 млрд кВт·ч в 2030 году, а также рост производство электроэнергии с 118,3 млрд кВт·ч в 2024 году до 142,5 млрд кВт·ч в 2030 году, что увеличит объемы передачи электроэнергии в Республике Казахстан.

## Сезонность

Объемы оказываемых системных услуг имеют ярко выраженный сезонный характер. В осенне-зимние периоды объемы оказываемых услуг увеличиваются вследствие роста потребления электрической энергии. В летний и весенний периоды наблюдается снижение потребления и соответственно снижение объемов оказываемых системных услуг.

## Уровень инфляции

За последние годы средний уровень инфляции в Казахстане составляет не менее 8,4%, за исключением периода ее повышения до 20,3% в 2022 году (Источник: Агентство Статистики Республики Казахстан). В 2023 году инфляция достигла 9,8% по данным Агентства Статистики Республики Казахстан.

## Ключевые показатели деятельности (КПД)

Руководство Компании и Совет директоров на ежеквартальной основе осуществляют мониторинг КПД, рассчитанных на основе консолидированной финансовой отчетности, подготовленной в соответствии с МСФО.

## Финансовые КПД

№	Показатели	Ед.изм.	Вид	Определение/Расчет
1	Чистый доход	млн/млрд тенге	аналитический	$\text{Чистый доход} = A - B - C,$ где А — Общие доходы (доходы от основной и неосновной деятельности); В — Общие расходы (расходы от основной и неосновной деятельности, включая КПН); С — неконтрольная доля.
2	EBITDA	млн/млрд тенге	отраслевой	$\text{EBITDA} = (A + B + B1) - (C - F) - (D - G) - (E - H) + P,$ где А — Доходы от реализации; В — Государственные субсидии; В1 — Процентные доходы и прочие финансовые доходы (для ДО финансового сегмента по их основной деятельности); С — Себестоимость реализации; D — Общие и административные расходы; E — Расходы по транспортировке и реализации; F — износ, истощение и амортизация, учитываемые в себестоимости реализации; G — износ, истощение и амортизация, учитываемые в общих и административных расходах; H — износ, истощение и амортизация, учитываемые в расходах по транспортировке реализации; P — Прибыль/Убыток, полученные от организаций, учитываемые по методу долевого участия за 12 (двенадцать) месяцев, предшествующих отчетной дате.
3	EBITDA margin	%	отраслевой	$\text{EBITDA margin} = \frac{(A + B + B1) - (C - F) - (D - G) - (E - H)}{A + B + B1} \times 100,$ где А — Доходы от реализации; В — Государственные субсидии; В1 — Процентные доходы и прочие финансовые доходы (для ДО финансового сегмента по их основной деятельности); С — Себестоимость реализации; D — Общие и административные расходы; E — Расходы по транспортировке и реализации; F — износ, истощение и амортизация, учитываемые в себестоимости реализации; G — износ, истощение и амортизация, учитываемые в общих и административных расходах; H — износ, истощение и амортизация, учитываемые в расходах по транспортировке реализации.
4	FCF	млн/млрд тенге	аналитический	$\text{FCF} = \text{Чистые денежные потоки, полученные от операционной деятельности} - \text{CAPEX} + \text{Дивиденды от ДЗО/СП}.$
5	Долг/EBITDA	коэф.	стратегический	$\text{Долг/EBITDA} = A/B,$ где А = сумма денежных средств, привлеченных Компанией в результате получения займов, В = Доход от основной деятельности — себестоимость услуг без учета амортизации — общие и административные расходы без учета амортизации — расходы по реализации без учета амортизации за истекшие 12 месяцев.
6	ROACE	%	аналитический	$\text{ROACE (Рентабельность задействованного капитала)} = \frac{\text{Чистый доход} + (\text{расходы на вознаграждение}) * (1 - \text{ставка корпоративного подоходного налога})}{\text{ACE}} / \text{ACE},$ где ACE = средний задействованный капитал между периодами (долг + собственный капитал).
7	NAV	млн./млрд тенге	стратегический	$\text{NAV (Стоимость чистых активов)} = (\text{Активы} - \text{Обязательства} - \text{Неконтрольная доля участия}) * n + [(\text{Дивиденды начисленные} + \text{Прочие распределения Акционеру/Правительству} - \text{Дисконт по займам от Правительства либо материнской компании} - \text{Вклад в уставный капитал от Акционера/Правительства}) \text{ на долю Акционера}] \text{ кумулятивно с 2015 года}.$
8	TSR	%	стратегический	$\text{TSR (Общая доходность акционера для листингуемой компании)} = \frac{\text{цена акции на конец} - \text{цена акции на начало} + \text{дивиденды полученные на одну акцию} - \text{вклад в уставный капитал на одну акцию}}{\text{цена акции на начало}}.$

## Финансовые КПД (продолжение)

Ниже следуют финансовые стратегические, аналитические и отраслевые КПД Компании в динамике.

№	Наименование	2022 год		2023 год		% к плану на период	% к факту за аналогичный период
		Факт	План	Факт	План		
<b>Стратегические КПД</b>							
1	NAV, млрд тенге	421,2	427,3	408,0		95%	97%
2	TSR, %	-10,67	7,06	3,44		49%	-32%
3	Долг/ЕБИТДА, коэф.	1,53	1,64	1,51		92%	99%
<b>Аналитические КПД</b>							
4	Чистый доход, млрд тенге	26,7	31,5	43,4		138%	163%
5	ROACE, %	4,16	5,08	6,49		128%	156%
6	FCF, млрд тенге	66,3	63,8	46,0		72%	69%
<b>Отраслевые КПД</b>							
7	ЕБИТДА, млрд тенге	102,5	102,6	108,1		105%	106%
8	ЕБИТДА margin, %	-	41	43		102%	-

**Факторы отклонения фактических значений КПД 1 уровня сформированных по итогам 12 месяцев 2023 года от плановых значений:**

### NAV, млрд тенге

По итогам 12 месяцев 2023 года по сравнению с плановым показателем NAV снизился на 19,3 млрд тенге. На изменение показателя оказало влияние снижение цены 1 на акцию (факт — 1 482,0 тенге, план 1 552,1 тенге).

### TSR, %

По итогам 12 месяцев 2023 года по сравнению с планом показатель снизился на 3,6 процентных пункта. На изменение показателя оказало влияние снижение цены 1 на акцию (факт — 1 482,0 тенге, план 1 552,1 тенге).

### Долг/ЕБИТДА, коэф.

- По итогам 12 месяцев 2023 года по сравнению с планом показатель снизился на 0,13 или на 7,94%. На изменение показателя положительно оказали влияние 4,9 млрд тенге — в основном за счет уменьшения обязательств по займам в связи с частично-досрочным погашением части займа МБРР на сумму 10 млн долл. США;
- 5,6 млрд тенге — увеличение ЕБИТДА.

### Чистый доход, млрд тенге

По итогам 12 месяцев 2023 года по сравнению с плановым показателем чистая прибыль выросла на 11,9 млрд тенге, на изменение показателя оказали влияние следующие факторы:

#### (+) положительные факторы:

- 6,2 млрд тенге — рост доходов по регулируемым услугам в основном за счет увеличения объемов услуг, в т.ч. по передаче э/энергии (с 34,8 до 36,01 млрд кВт·ч) на 3,8 млрд тенге, по технической диспетчеризации (с 105,6 до 106,3 млрд кВт·ч) на 220,3 млн тенге и за счет добавления новой услуги пользования НЭС на 1,2 млрд тенге;
- 3,3 млрд тенге — снижение расходов по амортизации ОС и НМА в результате проведенной инвентаризации в 4 квартале 2023 года;

- 2,7 млрд тенге — рост дохода от финансовых операций, вследствие повышения ставки вознаграждения от операций с денежными средствами на сберегательных счетах и депозитах;
- 0,9 млрд тенге — рост доходов по валютным операциям в результате укрепления национальной валюты;
- 0,7 млрд тенге — прочие факторы.

#### (-) отрицательные факторы:

- 2,1 млрд тенге — увеличение затрат по технологическому расходу э/энергии (с учетом операций по купле-продаже э/э для компенсаций потерь на БРЭ) вследствие роста средней цены покупки с 8,33 до 11,73 тенге/кВт·ч.

### ROACE, %

По итогам 12 месяцев 2023 года по сравнению с планом показатель вырос на 1,41 процентных пункта. На изменение показателя оказали влияние следующие положительные факторы:

- 11,8 млрд тенге — рост чистой операционной прибыли после налогообложения (1,43 процентных пункта), в том числе за счет роста доходов по регулируемым услугам (по передаче э/энергии рост объемов с 34,8 до 36,01 млрд кВт·ч на 3,8 млрд тенге и по услуге пользования НЭС на 1,2 млрд тенге);
- 2,9 млрд тенге — увеличение среднего задействованного капитала ACE (-0,2 процентных пункта), в основном за увеличения собственного капитала в результате счет снижения резерва по переоценке активов (при формировании первоначального плана оценочно резерв составлял 570 млрд тенге, факт — 489 млрд тенге).

### Свободный денежный поток (FCF), млрд тенге

По итогам 12 месяцев 2023 года по сравнению с плановым показателем произошло снижение показателя на 17,8 млрд тенге, на изменение показателя оказали влияние следующие факторы:

#### (-) отрицательные факторы:

- 8,5 млрд тенге — выплаты по корпоративному подоходному налогу;
- 2,2 млрд тенге — выплаты вознаграждений по процентам;
- 5,2 млрд тенге — прочие выплаты по операционной деятельности;
- 2,0 млрд тенге — рост затрат по капитальным вложениям в целях поддержания текущего уровня производства.

### ЕБИТДА, млрд тенге

По итогам 12 месяцев 2023 года по сравнению с плановым показателем произошел рост на 5,6 млрд тенге, на изменение показателя оказали влияние следующие факторы:

#### (+) положительные факторы:

- 6,2 млрд тенге — рост доходов по регулируемым услугам в основном за счет увеличения объемов услуг, в т.ч. по передаче э/энергии (с 34,8 до 36,01 млрд кВт·ч) на 3,8 млрд тенге, по технической диспетчеризации (с 105,6 до 106,3 млрд кВт·ч) на 220,3 млн тенге и за счет добавления новой услуги пользования НЭС на 1,2 млрд тенге;
- 1,3 млрд тенге — снижение расходов по налогам, в том числе по налогу на имущество вследствие изменения классификатора основных фондов;
- 1,2 млрд тенге — снижение расходов по ремонтам ввиду реклассификации в 2023 году порядка 0,8 млрд тенге затрат по ремонтам в КВЛ согласно акта налоговой проверки, а также снижения затрат на 0,5 млрд тенге на ремонты по транзитным сетям.

#### (-) отрицательные факторы:

- 2,1 млрд тенге — увеличение затрат по технологическому расходу э/энергии (с учетом операций по купле-продаже э/э для компенсаций потерь на БРЭ) вследствие роста средней цены покупки с 8,33 до 11,73 тенге/кВт·ч;
- 1,0 млрд тенге — прочие факторы.



## Финансовые КПД (продолжение)

**Факторы отклонения фактических значений КПД 1 уровня сформированных по итогам 12 месяцев 2023 года от фактических значений 2022 года:**

### NAV, млрд тенге

По итогам 12 месяцев 2023 года по сравнению с фактическим значением 2022 года NAV снизился на 13,2 млрд тенге. На изменение показателя оказало влияние снижение цены 1 на акцию (факт — 1 482,0 тенге, план 1 620,02 тенге), а также увеличение количество акций до 275 292 728 шт. в результате вторичного размещение акций Компании (размещено 15 294 118 акций на сумму 22,6 млрд тенге).

### TSR, %

По итогам 12 месяцев 2023 года по сравнению с фактическим значением 2022 года показатель вырос на 14,11 процентных пункта. На изменение показателя оказало влияние изменение цены на 1 акцию и увеличение выплаты дивидендов в текущем году по сравнению к 2022 году.

### Долг/ЕБИТДА, коэф.

По итогам 12 месяцев 2023 года по сравнению с фактическим значением 2022 года незначительно снизился на 0,02 пункта.

### Чистый доход, млрд тенге

По итогам 12 месяцев 2023 года по сравнению с фактическим значением аналогичного периода 2022 года чистая прибыль увеличилась на 16,6 млрд тенге, на рост показателя оказали влияние следующие факторы:

#### (+) положительные факторы:

- 17,3 млрд тенге — рост доходов по регулируемым услугам в основном за счет реализации новой услуги пользования НЭС в размере 65,0 млрд тенге и снижения доходов по передаче э/энергии вследствие снижения объемов передачи на 46,3 млрд тенге;
- 8,8 млрд тенге — в связи с вводом Единого закупщика и БРЭ финансовый результат совокупности по балансирующей электрической энергии и электроэнергии с целью компенсации дисбалансов по границе с РФ уменьшились по сравнению с прошлым годом;
- 2,2 млрд тенге — рост дохода от финансовых операций, вследствие повышения ставки вознаграждения от операций с денежными средствами на сберегательных счетах и депозитах.

#### (-) отрицательные факторы:

- 10,8 млрд тенге — увеличение расходов на покупку электрической энергии с целью компенсации технологического расхода электроэнергии (с учетом операций по купле-продаже э/э для компенсаций потерь на БРЭ) произошло за счет увеличения средней цены покупки с 8,33 до 11,73 тенге/кВт·ч;
- 0,9 млрд тенге — прочие факторы.

### ROACE, %

По итогам 12 месяцев 2023 года по сравнению с фактическим значением аналогичного периода 2022 года показатель вырос на 2,33 процентных пункта. На изменение показателя оказали влияние следующие положительные факторы:

- 18,0 млрд тенге — рост чистой операционной прибыли после налогообложения (2,18 процентных пункта), в том числе за счет роста доходов по регулируемым услугам в основном за счет реализации новой услуги пользования НЭС в размере 65,0 млрд тенге и снижения доходов по передаче э/энергии вследствие снижения объемов передачи на 46,3 млрд тенге;
- 29,5 млрд тенге — снижение среднего задействованного капитала ACE (0,15 процентных пункта) в основном за счет уменьшение долга.

### Свободный денежный поток (FCF), млрд тенге

По итогам 12 месяцев 2023 года по сравнению с фактическим показателем 2022 года произошло снижение на 20,305 млрд тенге, на изменение показателя оказали влияние следующие факторы:

#### (-) отрицательные факторы:

- 6,890 млрд тенге — рост затрат по капитальным вложениям в целях поддержания текущего уровня производства;
- 8,703 млрд тенге — выплаты вознаграждений по процентам;
- 4,238 млрд тенге — выплаты по корпоративному подоходному налогу;
- 0,474 млрд тенге — прочие факторы.

### ЕБИТДА, млрд тенге

По итогам 12 месяцев 2023 года по сравнению с фактическим показателем 2022 года значение показателя увеличилось на 5,6 млрд тенге, на изменение показателя оказали влияние следующие факторы:

#### (+) положительные факторы:

- 17,3 млрд тенге — рост доходов по регулируемым услугам в основном за счет реализации новой услуги пользования НЭС в размере 65,0 млрд тенге и снижения доходов по передаче э/энергии вследствие снижения объемов передачи на 46,3 млрд тенге;

#### (-) отрицательные факторы:

- 10,8 млрд тенге — увеличение расходов на покупку электрической энергии с целью компенсации технологического расхода электроэнергии (с учетом операций по купле-продаже э/э для компенсаций потерь на БРЭ) произошло за счет увеличения средней цены покупки с 8,33 до 11,73 тенге/кВт·ч;
- 0,8 млрд тенге — прочие факторы.

## Нефинансовые корпоративные КПД

№	Показатели	Ед.изм.	Вид	Определение/Расчет
1	LTIFR	коэф.	корпоративный	Коэффициент частоты травм с временной потерей трудоспособности, в том числе смертельные случаи, связанные с трудовой деятельностью
2	GA (Grid Availability — доступность сети, % за год)	%	корпоративный	Коэффициент, характеризующий надёжность электроснабжения потребителей, определяемый с учётом среднего времени перерыва электроснабжения потребителей и годового объёма недоотпуска электроэнергии. При определении значения GA указываются 5 знаков после запятой, $GA = (1 - AIT/Количество\ минут\ в\ году) \times 100\%$ , где: AIT — average interruption time — среднее время прерывания, минуты $AIT = \sum ENS (МВт.ч.) / Среднегодовая\ мощность (МВт) * 60$ , где: ENS (Energy Not Supplied — недоотпуск э/э за год, МВт·ч, за исключением технологических нарушений, произошедших в результате ЧС природного характера, а также стихийных явлений)
3	Уровень социальной стабильности АО «KEGOC»	%	корпоративный	Анализ уровня социальной стабильности в трудовом коллективе АО «KEGOC» на базе методики Samruk Research Services (Индекс SRS). Индекс SRS является мониторинговым инструментом измерения уровня социальной стабильности в трудовых коллективах АО «Самрук-Қазына». Основное предназначение исследования SRS — диагностика проблемных зон в трудовых взаимоотношениях, которая позволит принять своевременные предупреждающие меры. Исследование включает в себя ряд индикаторов: общее самочувствие (условия качества жизни, материальное положение и восприятие будущего); условия и безопасность труда (условия труда, охрана и безопасность труда); лояльность (доверие, справедливость и лояльность); коммуникации (отношения, понимание поручений и обратная связь) и протестные настроения (напряженность в коллективе и готовность участия в акциях протеста) среди производственного персонала.
4	Реализация приоритетных инвестиционных проектов	количество	корпоративный	Показатель демонстрирует исполнение мероприятий по реализации приоритетных инвестиционных проектов АО «KEGOC»

## Нефинансовые корпоративные КПД (продолжение)

### LTIFR, коэффициент

По итогам 2023 года показатель достигнут на уровне — 0,15 (один работник получил травму ноги) по сравнению с фактическим значением 2022 года (факт-0,45) количество несчастных случаев снизилось.

### GA (Grid Availability — доступность сети, % за год)

По итогам 2023 года по сравнению с фактическим значением показатель немного вырос и достигнут на уровне — 99,99988%.

### Уровень социальной стабильности АО «KEGOC»

По итогам 2023 года показатель остался на уровне 2022 года и составил 86%.

### Реализация приоритетных инвестиционных проектов

По итогам 2023 года показатель достигнут на уровне Цели, 2 запланированных мероприятия по проектам выполнены в установленные сроки.

## РЕЗУЛЬТАТЫ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Нижеприведенная таблица представляет результаты KEGOC за год, закончившийся 31 декабря 2023 и 2022 гг.:

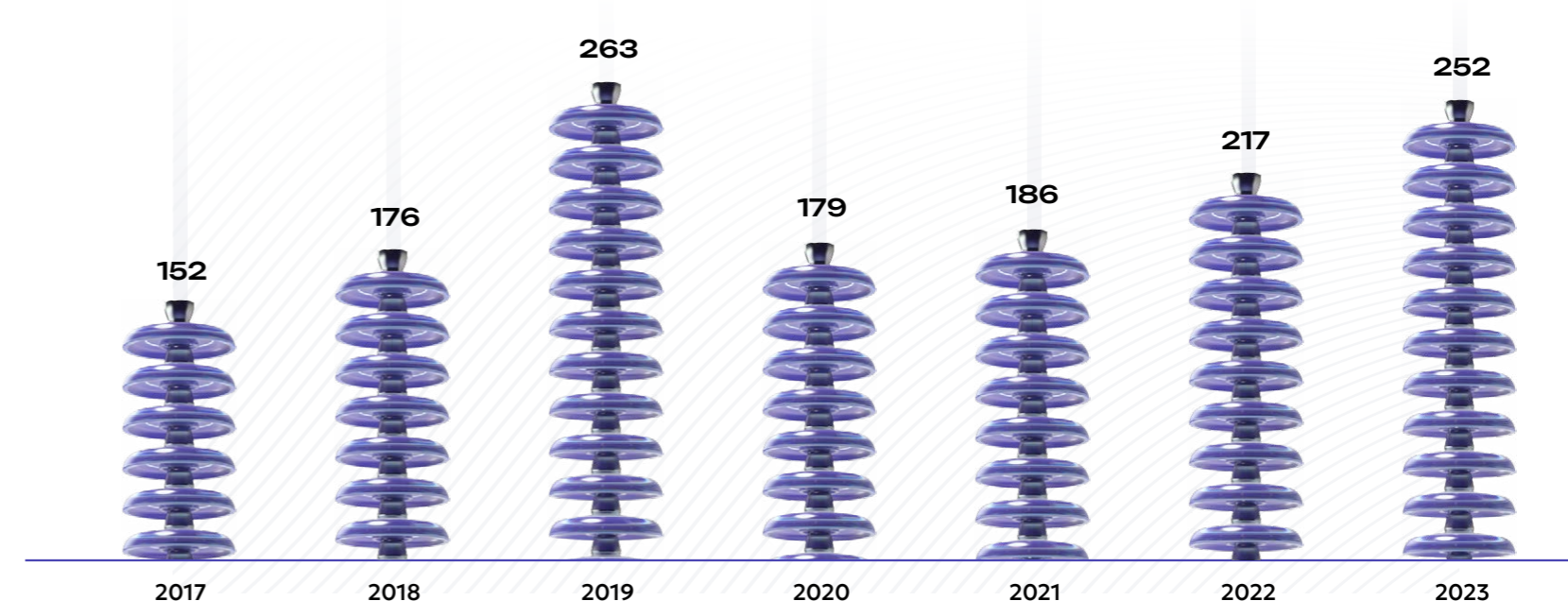
В тысячах тенге	За год, закончившийся 31 декабря		Изменение	
	2023 г.	2022 г.	абсолютное значение	%
Доходы	252.136.383	217.255.548	34.880.835	16
Себестоимость оказанных услуг	(181.403.604)	(166.355.885)	(15.047.719)	9
<b>Валовая прибыль</b>	<b>70.732.779</b>	<b>50.899.663</b>	<b>19.833.116</b>	<b>(39)</b>
Общие и административные расходы	(11.113.427)	(9.020.431)	(2.092.996)	(23)
Расходы по реализации	(490.990)	(310.355)	(180.635)	58
Доход от восстановления убытка от переоценки основных средств	-	949.895	(949.895)	(100)
Убыток от переоценки основных средств	-	(4.548.255)	4.548.255	(100)
(Убыток от обесценения)/восстановление обесценения основных средств	(462.516)	23.385	(485.901)	(2078)
<b>Операционная прибыль</b>	<b>58.665.846</b>	<b>37.993.902</b>	<b>20.671.944</b>	<b>54</b>
Финансовые доходы	7.576.474	5.726.115	1.850.359	32
Финансовые расходы	(13.709.414)	(13.294.934)	(414.480)	3
Положительная курсовая разница, нетто	951.337	114.963	836.374	728
Доля в прибыли ассоциированной компании	195.304	469.123	(273.819)	(58)
Прочие доходы	3.051.135	2.488.310	562.825	23
Прочие расходы	(747.948)	(500.704)	(247.244)	49
(Начисление)/восстановление резерва под ожидаемые кредитные убытки	(2.384.102)	(528.687)	(1.855.415)	351
<b>Прибыль до налогообложения</b>	<b>53.598.632</b>	<b>32.468.088</b>	<b>21.130.544</b>	<b>65</b>
Расходы по корпоративному подоходному налогу	(10.202.243)	(5.720.479)	(4.481.764)	78
<b>Прибыль за год от продолжающейся деятельности</b>	<b>43.396.389</b>	<b>26.747.609</b>	<b>16.648.780</b>	<b>62</b>

В соответствии с консолидированным отчетом о совокупном доходе все доходы Компании за 2023 год составили 266 496 173 тыс. тенге. Всего расходы Компании за 2023 год (в т.ч. КПН) составили 223 099 784 тыс. тенге.

## Выручка АО «KEGOC» (в тыс. тенге)

Доходы от основной деятельности составила 252 136 383 тыс. тенге и по сравнению с аналогичным периодом 2022 года увеличилась на 34 880 834 тыс. тенге или 16,06%. В основном увеличение связано с ростом доходов от регулируемых услуг вследствие увеличения объемов и тарифов на 17 254 686 тыс. тенге, а также доходов от продажи балансирующей электрической энергии на балансирующем рынке РК на 19 171 922 тыс. тенге.

## Доходы от основной деятельности, млрд тенге



В следующей таблице представлены консолидированные данные KEGOC по выручке от реализации услуг за год, закончившийся 31 декабря 2023 и 2022 годов:

В тысячах тенге	За год, закончившийся 31 декабря		Отклонение	
	2023 г.	2022 г.	абсолютное значение	%
Передача электроэнергии	105.590.568	151.863.107	(46.272.540)	(30)
Услуги по пользованию НЭС	65.012.533	-	65.012.533	-
Услуги по технической диспетчеризации	34.220.352	32.130.461	2.089.892	7
Доходы от продажи балансирующей электроэнергии	19.171.922	-	19.171.922	-
Услуги по организации балансирования производства и потребления электроэнергии	16.549.298	20.124.496	(3.575.198)	(18)
Доходы от продажи электроэнергии с целью компенсации межгосударственного сальдо перетоков электрической энергии	8.740.009	10.485.035	(1.745.026)	(17)
— в т.ч. доход от реализации покупной электроэнергии	118.080	27.144	90.936	335
Услуги по регулированию мощности	481.092	645.538	(164.446)	(25)
Прочее	2.370.609	2.006.911	363.698	18
<b>Итого</b>	<b>252.136.383</b>	<b>217.255.548</b>	<b>34.880.835</b>	<b>16</b>

В таблице ниже представлен расчет доходов по регулируемым услугам с учетом тарифов, утвержденных КРЕМ на 2023 и 2022 годы:

## Передача электроэнергии и услуга пользования НЭС

АО «KEGOC» в соответствии с внесенными изменениями в Закон Республики Казахстан «Об электроэнергетике», связанными с вводом механизма «Единого закупщика электрической энергии» и балансирующего рынка электроэнергии, с 1 июля 2023 года оказывает в сфере передачи две услуги: по передаче электрической энергии по национальной электрической сети и по пользованию национальной электрической сетью.

В тысячах тенге	Ед. изм.	За год, закончившийся 31 декабря		
		2023 г.	2022 г.	%, изм.
Доход от передачи электроэнергии (с учетом скидок)	тыс. тенге	105 590 568	151 863 107	(30)
Фактический объем передачи электроэнергии	млн кВт·ч	39 244	58 570	(33)
- в т. ч. оплачиваемый объем передачи электроэнергии	млн кВт·ч	36 098	53 898	(33)
Средний тариф	тенге/кВт·ч	2,925	2,812	4
Доход от услуги по пользованию НЭС	тыс. тенге	65 012 533	-	-
Фактический объем услуги	млн кВт·ч	35 984	-	-
Средний тариф	тенге/кВт·ч	1,807	-	-

Доходы по передаче электрической энергии составили 105 591 млн тенге и по сравнению с фактическими показателями аналогичного периода 2022 года снизились на 46 273 млн тенге.

Доходы от услуги по пользованию НЭС составили 65 013 млн тенге.

Снижение объемов услуг по передаче электроэнергии по национальной электрической сети в сравнении с 2022 годом обусловлено следующим.

Законом Республики Казахстан «О внесении изменений и дополнений в некоторые законодательные акты Республики Казахстан по вопросам административной реформы в Республике Казахстан» внесены изменения в Закон «Об электроэнергетике» (далее – Закон) в части ввода с 1 июля 2023 года модели единого закупщика электроэнергии и запуска балансирующего рынка электроэнергии.

В связи с этим, изменена структура объемов услуг по передаче электрической энергии по национальной электрической сети.

Так, согласно пункту 27-1) статьи 1 Закона об электроэнергетике, услуга по передаче электрической энергии по национальной электрической сети оказывается системным оператором субъектам оптового рынка электрической энергии, экспортирующим и импортирующим электрическую энергию, и организациям других государств за объем межгосударственного транзита электрической энергии, организациям, входящим в группу лиц, осуществляющих передачу электрической энергии по национальной электрической сети для объектов, входящих в состав данных организаций, условным потребителям, а также потребителям, заключившим двусторонние договоры с энергопроизводящими организациями, использующими возобновляемые источники энергии.

Кроме того, в рамках Закона вводится новая услуга по пользованию национальной электрической сетью, относящая к сфере передаче электрической энергии в соответствии с законодательством Республики Казахстан о естественных монополиях, оказываемая АО «KEGOC» субъектам оптового рынка электроэнергии при покупке ими электроэнергии у единого закупщика и осуществлении операций купли-продажи балансирующей электроэнергии и отрицательных дисбалансов с расчетным центром балансирующего рынка электроэнергии.

## Доходы от услуг по технической диспетчеризации

В тысячах тенге	Ед. изм.	За год, закончившийся 31 декабря		
		2023 г.	2022 г.	%, изм.
Доход от технической диспетчеризации	тыс. тенге	34 220 352	32 130 461	6,5
Объем услуг по технической диспетчеризации	млн кВт·ч	106 284	104 264	1,9
Средний тариф	тенге/кВт·ч	0,322	0,308	4,5

По технической диспетчеризации отпуска в сеть и потребления электрической энергии увеличение доходов составило 2 090 млн тенге по сравнению с фактическими показателями аналогичного периода 2022 года, за счет увеличения тарифа на 4,5% (с 0,308 до 0,322 тенге/кВт·ч), что дает увеличение дохода на 1 467 млн тенге, за счет роста объема услуг по технической диспетчеризации доходы выросли на 622 млн тенге.

Фактический объем услуг по технической диспетчеризации отпуска в сеть и потребления электрической энергии за 12 месяцев 2023 года составил 106,284 млрд кВт·ч. В сравнении с фактическими показателями аналогичного периода 2022 года произошел рост объемов на 2,020 млрд кВт·ч или на 1,9 %.

## Доход от услуги по организации балансирования производства и потребления электроэнергии

В тысячах тенге	Ед. изм.	За год, закончившийся 31 декабря		
		2023 г.	2022 г.	%, изм.
Доход от организации балансирования производства и потребления электроэнергии	тыс. тенге	16 549 298	20 124 496	(17,8)
Объем услуг по организации балансирования производства и потребления электроэнергии	млн кВт·ч	205 415	203 124	1,1
Средний тариф	тенге/кВт·ч	0,081	0,099	(18,7)

По организации балансирования производства и потребления электроэнергии снижение доходов составило 3 575 млн тенге по сравнению с фактическими показателями аналогичного периода 2022 года, за счет снижения тарифа на 18,7 % (с 0,099 до 0,081 тенге/кВт·ч), что дает сокращение доходов на 3 803 млн тенге.

Фактический объем услуг по организации балансирования производства-потребления электрической энергии за 12 месяцев 2023 года составил 205,415 млрд кВт·ч. В сравнении с 2022 годом произошел рост на 2,291 млрд кВт·ч или на 1,1%, что обусловлено ростом объемов производства-потребления электрической энергии на оптовом рынке Республики Казахстан.

## Доход от продажи электроэнергии с целью компенсации почасовых объемов отклонений межгосударственного сальдо перетоков электрической энергии

В тысячах тенге	Ед. изм.	За год, закончившийся 31 декабря		
		2023 г.	2022 г.	%, изм.
Доход от продажи электроэнергии с целью компенсации почасовых объемов отклонений межгосударственного сальдо перетоков э/э	тыс. тенге	8 740 009	10 485 035	(18)
Объем услуг по продаже электроэнергии с целью компенсации почасовых объемов отклонений межгосударственного сальдо перетоков э/э	тыс. кВт·ч	1 342 338	1 297 672	(6)
- в т. ч. доход от реализации покупной электроэнергии	тыс. тенге	118 080	27 144	335
- Объем услуг по реализации покупной электроэнергии	тыс. кВт·ч	13 141	3 628	262
- Цена	тенге/кВт·ч	8,99	7,48	20

Доход от продажи электроэнергии с целью компенсации почасовых объемов отклонений межгосударственного сальдо перетоков электрической энергии снизился на 1 836 млн тенге или на 18% по сравнению с аналогичным периодом прошлого года в связи со снижением объемов продажи электроэнергии из РК в РФ на 87 млн кВт·ч (или на 642 млн тенге) и средневзвешенной цены с 7,38 до 6,49 тенге/кВт·ч (или на 1 194 млн тенге).

Доход от реализации покупной электроэнергии за год, закончившееся 31 декабря 2022 года составил 118 млн тенге и увеличился на 91 млн тенге по сравнению с аналогичным периодом 2022 года (27 млн тенге), в основном за счет роста объема планового перетока электроэнергии в Кыргызскую Республику на 9 512 тыс. кВт·ч (с 3 629 до 13 141 тыс. кВт·ч) при увеличении цены с 7,48 до 8,99 тенге/кВт·ч.

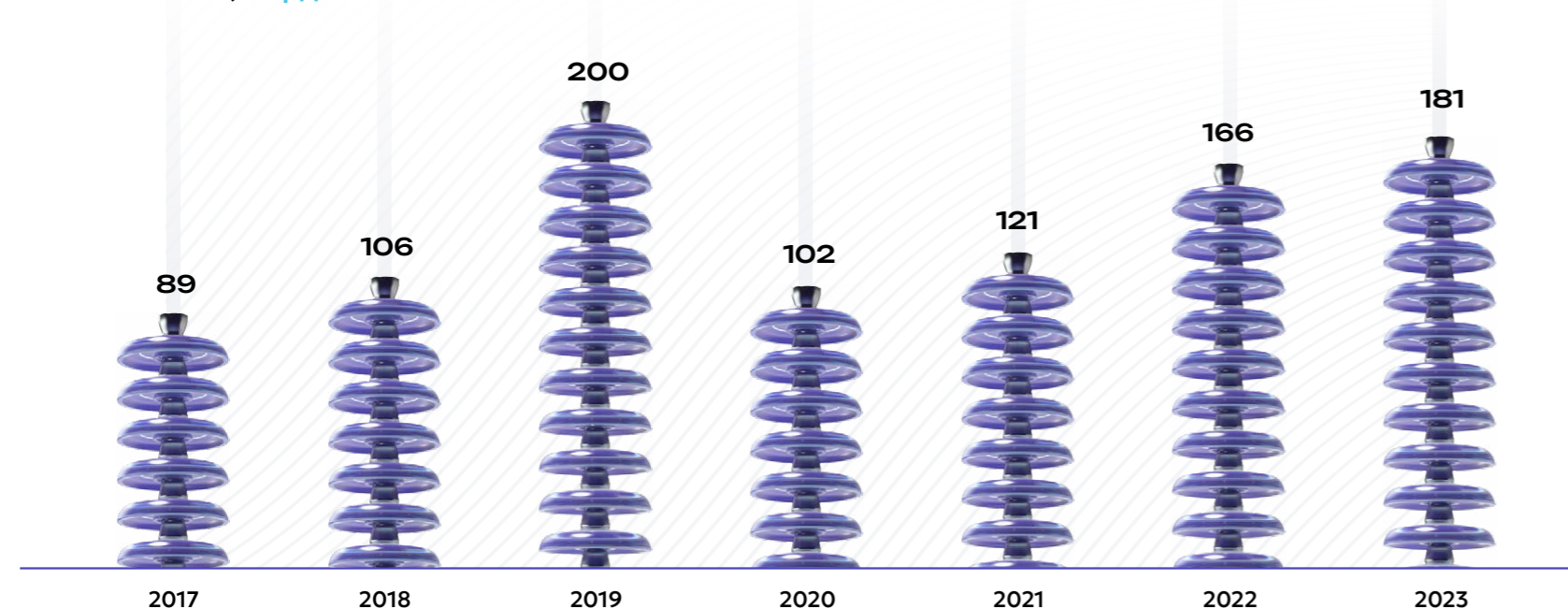
### Доход от реализации услуг по регулированию мощности

В тысячах тенге	Ед. изм.	За год, закончившийся 31 декабря		
		2023 г.	2022 г.	%, изм.
<b>Доход от реализации услуг по регулированию мощности</b>	тыс. тенге	<b>481 092</b>	645 538	(25)
Объем услуг по реализации услуг по регулированию мощности	МВт	516	604	(15)
средневзвешенная цена	тенге/кВт·ч	932,35	1068,83	(13)

Доход от продажи услуг по регулированию мощности нерезидентам за 2023 год (481 млн тенге) по сравнению с 2022 годом (646 млн тенге) уменьшился на 25 % или 164 млн тенге, что обусловлено уменьшением объемов оказанных услуг на 88 МВт (или на 94 млн тенге) и снижением средневзвешенной цены с 1 068,83 до 932,35 тенге/кВт·ч (или на 70 млн тенге).

### Себестоимость реализации

#### Себестоимость, млрд тенге



В следующей таблице представлены консолидированные данные АО «KEGOC» по себестоимости реализации за 2023 и 2022 г.г., закончившиеся 31 декабря:

	За год, закончившийся 31 декабря			
	2023 года		2022 года	
	в тыс. тенге	% от себестоимости реализации	в тыс. тенге	% от себестоимости реализации
Износ и амортизация	50 380 059	28%	60 253 195	36%
Технологический расход электрической энергии	35 185 787	19%	23 279 882	14%
Расходы по закупке электроэнергии с целью компенсации межгосударственного сальдо перетоков электрической энергии	31 317 122	17%	28 421 668	17%
Расходы по оплате труда и прочие отчисления, связанные с оплатой труда	30 807 594	17%	24 612 591	15%
Расходы по эксплуатации и ремонту	8 021 154	4%	8 910 057	5%
Налоги	7 656 776	4%	9 283 619	6%
Расходы на покупку балансирующей электроэнергии на БРЭ РК	4 750 406	3%	–	–
Услуги по обеспечению готовности мощности к несению нагрузки	4 140 042	2%	4 701 427	3%
Запасы	1 611 784	1%	1 185 808	1%
Расходы по охране	1 553 273	1%	1 475 501	1%
Прочее	5 979 607	3%	4 232 137	3%
<b>Итого себестоимость реализации</b>	<b>181 403 604</b>	<b>100%</b>	<b>166 355 885</b>	<b>100%</b>

Себестоимость реализации увеличилась на 9%, или 15 047 719 тыс. тенге.

В структуре себестоимости реализации за 2023 года по сравнению с аналогичным периодом 2022 года произошли следующие основные изменения:

- Износ и амортизация снизились на 9 873 136 тыс. тенге или на 16%;
- Расходы по закупке электроэнергии с целью компенсации почасовых объемов отклонений межгосударственного сальдо перетоков электрической энергии увеличились на 2 895 454 тыс. тенге или на 10%;
- Расходы по оплате труда и прочие отчисления, связанные с оплатой труда, увеличились на 6 195 003 тыс. тенге или на 25%;
- По статье «Технологический расход электрической энергии» рост составил 11 905 905 тыс. тенге или 51% (без учета операций по купле-продаже э/э для компенсаций потерь на БРЭ).

### Износ и амортизация

Сумма расходов по амортизации за 2023 год составила 50 380 059 тыс. тенге, что на 16% (9 873 136 тыс. тенге) меньше по сравнению с показателем аналогичного периода 2022 года.

Снижение амортизационных отчислений обусловлено проведенной переоценкой ОС, а также пересмотром сроков службы.

## Расходы по закупке электроэнергии с целью компенсации почасовых объемов отклонений межгосударственного сальдо перетоков электрической энергии

Расходы по закупке электроэнергии с целью компенсации почасовых объемов отклонений межгосударственного сальдо перетоков электрической энергии за 2023 год увеличились на 10% или 2 895 454 тыс. тенге по сравнению с 2022 годом.

На изменение данного показателя повлиял рост объемов покупки электроэнергии из РФ для компенсации почасовых отклонений на 336,7 млн кВт·ч.

## Расходы по оплате труда и прочие отчисления, связанные с оплатой труда

Расходы на оплату труда за 2023 год составили 30 807 594 тыс. тенге и увеличились на 6 199 179 тыс. тенге или на 25% по сравнению с аналогичным периодом прошлого года. Данное повышение обусловлено следующими основными причинами:

- повышением должностных окладов/тарифных ставок с 1 января 2023 года;
- выплат единовременных премий к государственным праздникам «Наурыз мейрамы» и «День Республики»;
- за счет увеличения размера квартальной премии.

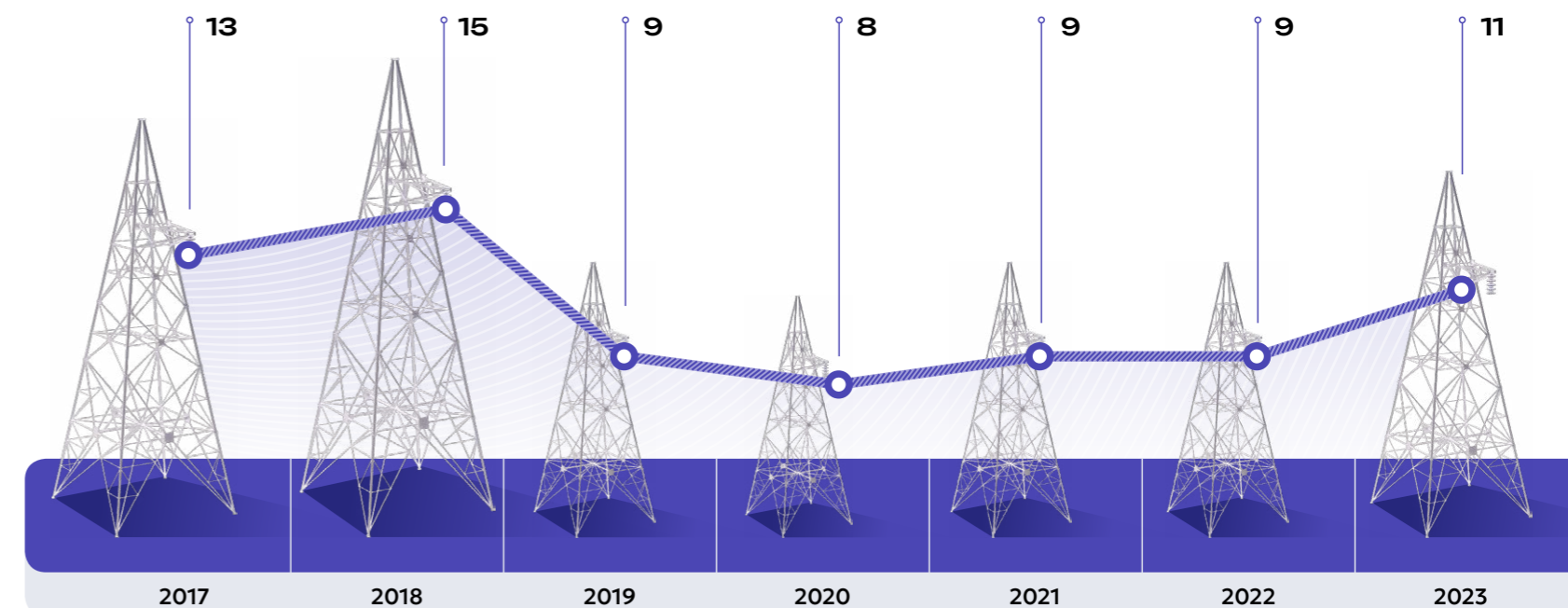
## Технологический расход электрической энергии

Затраты по статье «Технологический расход электрической энергии» (без учета операций по купле-продаже э/э для компенсаций потерь на БРЭ) за 2023 год увеличились по сравнению с аналогичным периодом прошлого года на 51% или 11 906 млн тенге.

Вместе с тем за 2023 год технологические расходы электроэнергии (потери) с учетом операций по купле-продаже электроэнергии для компенсаций потерь на БРЭ по сравнению с 2022 года увеличились на 10 842 млн тенге.

№	Наименование (статья)	Ед.изм.	2022 г.		2023 г.		Откл. П-Ф		Откл. Ф-Ф	
			факт	план	факт	абс.	%	абс.	%	
1	Технологический расход электроэнергии (потери)	млн тенге	23 279,9	32 055,6	35 185,8	3 130,2	9,8%	11 905,9	51,1%	
1.1.	Объем	млн кВт·ч	2 795,9	2 900,0	2 988,3	88,3	3,0%	192,4	6,9%	
1.2.	Цена	тенге/кВт·ч	8,33	11,05	11,77	0,72	6,5%	3,45	41,4%	
2	Доходы на куплю-продажу балансирующей э/э и отрицательных дисбалансов (для компенсации техн. расхода на передачу по сетям KEGOC)	млн тенге			1 063,9	1 063,9		1 063,9		
2.1.	Объем	млн кВт·ч			80,2	80,2		80,2		
2.2.	Цена	тенге/кВт·ч			13,26	13,26		13,26		
3	<b>Сальдо по потерям</b>	<b>млн тенге</b>	<b>23 279,9</b>	<b>32 055,6</b>	<b>34 121,9</b>	<b>2 066,3</b>	<b>6,4%</b>	<b>10 842,0</b>	<b>46,6%</b>	
3.1.	Объем	млн кВт·ч	2 795,9	2 900,0	2 908,0	8,0	0,3%	112,2	4,0%	
3.2.	Цена	тенге/кВт·ч	8,33	11,05	11,73	0,68	6,2%	3,41	40,9%	

## Общие и административные расходы (далее — ОАР), млрд тенге



В следующей таблице представлены консолидированные данные KEGOC по общим и административным расходам за год, закончившийся 31 декабря 2023 и 2022 гг.:

	За год, закончившийся 31 декабря			
	2023 года		2022 года	
	в тыс. тенге	% от общих и административных расходов	в тыс. тенге	% от общих и административных расходов
Расходы по оплате труда и прочие отчисления, связанные с оплатой труда	6 061 290	55%	5 134 881	57%
Затраты на техническую поддержку	1 006 948	9%	577 552	6%
Износ и амортизация	1 001 940	9%	923 604	10%
Услуги сторонних организаций	772 273	7%	638 305	7%
Налоги, кроме корпоративного подоходного налога	244 435	2%	163 872	2%
Консультационные услуги	231 769	2%	251 294	3%
Расходы по страхованию	112 193	1%	26 169	0%
Командировочные расходы	107 309	1%	63 847	1%
Коммунальные расходы	83 414	1%	76 207	1%
Материалы	67 925	1%	80 542	1%
Расходы на содержание Совета директоров	63 780	1%	67 450	1%
Тренинги	51 715	0%	41 896	0%
Начисление резерва на устаревшие запасы	79 272	1%	77 931	1%
Прочее	1 229 164	11%	896 881	10%
<b>Итого общие и административные расходы</b>	<b>11 113 427</b>	<b>100%</b>	<b>9 020 431</b>	<b>100%</b>

Общие и административные расходы составили 11 113 427 тыс. тенге, что выше на 2 092 996 тыс. тенге (23%) по сравнению с 2022 годом.

## Расходы по оплате труда и прочие отчисления, связанные с оплатой труда

Расходы на оплату труда за 2023 год составили 6 061 290 тыс. тенге и увеличились на 926 409 тыс. тенге или на 18 % по сравнению с 2022 годом.

Отклонение обусловлено следующими факторами:

- повышением должностных окладов/тарифных ставок с 1 января 2023 года;
- выплат единовременных премий к государственным праздникам «Наурыз мейрамы» и «День Республики»;
- за счет увеличения размера квартальной премии.

## Затраты на техническую поддержку

Затраты на техническую поддержку составили 1 006 948 тыс. тенге, что выше показателя 2022 года на 429 396 тыс. тенге в результате увеличения количества информационных систем связи, а также стоимости (автоматизация деятельности).

## Износ и амортизация административных расходов

Сумма расходов по амортизации административных расходов составила 1 001 940 тыс. тенге, что на 78 335 тыс. тенге или 9% выше по сравнению с показателем 2022 года в результате проведенной переоценки основных средств.

## Услуги сторонних организаций

Расходы по услугам сторонних организаций составили 772 273 тыс. тенге, что выше показателя аналогичного периода 2022 года на 133 427 тыс. тенге или 24% в результате роста стоимости услуг.

## Расходы по страхованию

Расходы по страхованию составили 112 193 тыс. тенге, что выше показателя 2022 года на 86 024 тыс. тенге в результате добавления услуги по медицинскому страхованию работников.

## Потоки денежных средств

В следующей таблице обобщаются результаты операционной, инвестиционной и финансовой деятельности за указанные периоды:

В тысячах тенге	За год, закончившийся 31 декабря	
	2023 г.	2022 г.
Чистые денежные потоки от операционной деятельности	67.264.547	80.678.722
Чистые денежные потоки от инвестиционной деятельности	(28.085.886)	(31.208.604)
Чистые денежные потоки от финансовой деятельности	(21.363.120)	(33.057.639)
Чистое изменение в денежных средствах и их эквивалентах	17.815.541	16.412.479
Влияние изменений обменного курса на сальдо денежных средств в иностранной валюте	(9.059)	(600.425)
Эффект от начисления резерва под ожидаемые кредитные убытки на денежные средства и их эквиваленты	158.949	(182.790)
<b>Денежные средства и их эквиваленты на начало периода</b>	<b>27.563.092</b>	<b>11.933.828</b>
<b>Денежные средства и их эквиваленты на конец периода</b>	<b>45.528.523</b>	<b>27.563.092</b>

По состоянию на 31 декабря 2023 года денежные средства и их эквиваленты составили 45 528 523 тыс. тенге, что выше на 17 965 431 тыс. тенге (65%) по сравнению аналогичным периодом 2022 года.

## Чистые денежные средства от операционной деятельности

Чистый денежный поток от операционной деятельности за 2023 год составил 67 264 547 тыс. тенге, что ниже аналогичного показателя 2022 года на 13 414 175 тыс. тенге или на 17%.

## Чистые денежные средства от инвестиционной деятельности

Чистое выбытие денежных средств от инвестиционной деятельности за 2023 года составило -28 085 886 тыс. тенге и увеличилось на 3 122 718 тыс. тенге или на 10% по сравнению с аналогичным 2022 годом в основном за счет снятия в 2022 году денежных средств с депозитных счетов для досрочного погашения займа Международного Банка Реконструкции и Развития в размере 46,3 млн долларов США по проекту «Строительство ПС 500 кВ «Алма» присоединение к НЭС Казахстана линиями напряжением 500, 220 кВ», а также роста выбытия денежных средств на приобретение основных средств в рамках графика реализации инвестиционной программы.

## Чистые денежные средства от финансовой деятельности

Чистое выбытие денежных средств от финансовой деятельности за год, закончившееся 31 декабря 2023 года, составило -21 363 120 тыс. тенге и увеличилось на 11 694 519 тыс. тенге по сравнению с аналогичным периодом 2022 года в основном за счет досрочного погашения в 2022 году займа Международного Банка Реконструкции и Развития в размере 46,3 млн долларов США по проекту «Строительство ПС 500 кВ «Алма» присоединение к НЭС Казахстана линиями напряжением 500, 220 кВ».

## Ликвидность

В следующей таблице представлен расчет чистого долга АО «KEGOC»:

В тысячах тенге	Валюта	По состоянию на	
		31 декабря 2023 г.	31 декабря 2022 г.
Долгосрочные обязательства по займам, полученным <sup>(1)</sup>	USD/EUR	(5 588 895)	(11 367 844)
Краткосрочные обязательства по займам, полученным <sup>(1)</sup>	тенге	(1 146 917)	(5 530 813)
Долгосрочные обязательства по выпущенным облигациям	тенге	(149 521 918)	(133 394 155)
Краткосрочные обязательства по начисленным купонным вознаграждениям	тенге	(7 277 659)	(6 058 889)
Денежные средства и их эквиваленты	тенге	47 374 578	27 563 092
Облигации Самрук-Казына	USD/ тенге	-	30 072 911
Облигации Банк Развития Казахстана	USD	1 101 857	
Облигации Казмунайгаз	USD	877 560	
Ноты Национального Банка РК	тенге	23 172 951	19 062 907
Банковские депозиты <sup>(2)</sup>	тенге	5 051 777	7 434 744
Еврооблигации Министерства финансов РК	тенге	1 920 172	1 968 564
Начисленное вознаграждение по облигациям Самрук-Казына	тенге	-	254 333
Начисленное вознаграждение по облигациям Банк Развития Казахстана	USD	8 329	
Начисленное вознаграждение по облигациям Казмунайгаз	USD	8 517	
Начисленное вознаграждение по Еврооблигациям Министерства финансов РК	тенге	15 778	18 945
Облигации Специальной финансовой компании DSFK	тенге	411 883	377 731
<b>Чистый долг</b>		<b>(83 591 987)</b>	<b>(69 598 474)</b>

(1) Обязательства включают в себя финансовые гарантии, кредиты и займы компании, которые отражают основную сумму обязательств.

(2) Банковские депозиты включают в себя краткосрочные депозиты в местных банках.

По состоянию на 31 декабря 2023 года денежные средства и их эквиваленты составили 47 374 578 тыс. тенге. Обязательства по займам составили 163 535 389 тыс. тенге и увеличились по сравнению с аналогичным периодом 2022 года на 7 183 688 тыс. тенге.

Чистый долг составил 83 591 987 тыс. тенге и увеличился на 13 993 513 тыс. тенге по сравнению с аналогичным периодом прошлого года.

Денежные средства на депозитах в разрезе валют:

Валюта депозита в тысячах	31 декабря 2023 г.		31 декабря 2022 г.	
	в иностранной валюте	в тенге	в иностранной валюте	в тенге
Доллар США	130 010	59 098	16 009	7 406 745
Тенге		4 992 679		3 100
<b>Всего в тыс. тенге</b>		<b>5 051 777</b>		<b>7 409 845</b>

## Обязательства по займам и выпущенным облигациям

### Займы

Остаток непогашенных займов по состоянию на 31 декабря 2022 года был представлен кредитами Международного Банка Реконструкции и Развития (МБРР), Европейским Банком Реконструкции и Развития (ЕБРР). Данные кредиты предоставлены в рамках кредитных линий для реализации проектов «Модернизация Национальной Электрической Сети II этап», «Схема выдачи мощности Мойнакской ГЭС».

Срок погашения, обеспечение и сумма по каждому из кредитов представлены в таблице ниже:

Договор займа	Банк	Сумма задолженности по займу на 31.12.2023 г			Дата погашения кредита	Обеспечение по займам
		тыс. тенге	тыс. долларов США	тыс. евро		
КС 7738-KZ от 12 ноября, 2009	МБРР	6 735 812	14 599	-	2 раза в год до 15.09.2034	№ 11СГГ004 от 12.11.09г.
<b>Всего</b>		<b>6 735 812</b>	<b>14 599</b>			

По состоянию на 31 декабря 2023 года и 31 декабря 2022 года задолженность по займам формируется из следующих кредитных источников:

В тысячах тенге	По состоянию на	
	31 декабря 2023 г.	31 декабря 2022 г.
Международный Банк Реконструкции и Развития («МБРР»)	6 735 812	12 575 944
Европейский Банк Реконструкции и Развития («ЕБРР»)		4 322 713
<b>Итого:</b>	<b>6 735 812</b>	<b>16 898 657</b>
За вычетом текущей части задолженности по займам от МБРР и ЕБРР, к оплате в течение 12 месяцев	(1 146 917)	(5 530 813)
	<b>5 588 895</b>	<b>11 367 844</b>

По состоянию на 31 декабря 2023 года и 31 декабря 2022 года начисленное, невыплаченное вознаграждение по займам Компании составило 131 596 тыс. тенге и 252 227 тыс. тенге, соответственно.

По состоянию на 31 декабря 2023 года и 31 декабря 2022 года неамортизированная часть комиссии по организации займов составила 32 068 тыс. тенге и 20 450 тыс. тенге, соответственно.

По состоянию на 31 декабря 2023 года информация по срокам погашения займов следующая:

В тысячах тенге	МБРР	ЕБРР	Всего
Краткосрочная часть займа	1 146 917	-	1 146 917
1 до 2 лет	1 016 535	-	1 016 535
2 до 3 лет	1 016 535	-	1 016 535
3 до 4 лет	1 016 535	-	1 016 535
более 4 лет	2 539 290	-	2 539 290
Долгосрочная часть займа	5 588 895	0	5 588 895
<b>Всего</b>	<b>6 735 812</b>		<b>6 735 812</b>

По состоянию на 31 декабря 2023 года и 31 декабря 2022 года задолженность по займам была выражена в следующих валютах:

В тысячах	По состоянию на 31 декабря 2023		По состоянию на 31 декабря 2022	
	в тенге	в иностранной валюте	в тенге	в иностранной валюте
Займы в долларах США	6 758 169	14 599	12 575 944	26 836
Займы в евро	0	0	4 322 713	8 626
<b>Всего в тыс. тенге</b>	<b>6 758 169</b>		<b>16 898 657</b>	

По состоянию 31 декабря 2023 года и 31 декабря 2022 года Компания не имеет просроченных платежей по основному долгу и процентам.

Договор займа	Банк	Проект	По состоянию на 31 декабря 2023 (тыс. тенге)	По состоянию на 31 декабря 2022 Договор займа
КС 38647 от 5 июня, 2008	ЕБРР	Модернизация НЭС 2 этап	0	КС 38647 от 5 июня, 2008
КС 7738-KZ от 12 ноября, 2009	МБРР	Мойнак	6 758 169	КС 7738-KZ от 12 ноября, 2009
<b>Всего</b>			<b>6 758 169</b>	

### Облигации

По состоянию на 31 декабря 2023 года и 31 декабря 2022 года задолженность по выпущенным облигациям состоит из следующего:

В тысячах тенге	По состоянию на	
	31 декабря 2023 г.	31 декабря 2022 г.
Номинальная стоимость выпущенных облигаций	150 941 100	134 941 100
Начисленное купонное вознаграждение	7 277 659	6 058 889
Минус: дисконт по выпущенным облигациям	(1 337 888)	(1 457 789)
Минус: затраты по сделке	(81 294)	(89 156)
<b>Итого</b>	<b>156 799 577</b>	<b>139 453 044</b>
За вычетом текущей части облигаций подлежащего погашению в течение 12 месяцев	(7 277 659)	(6 058 889)
<b>Итого долгосрочные обязательства по выпущенным облигациям</b>	<b>149 521 918</b>	<b>133 394 155</b>

**Облигации (продолжение)**

В целях привлечения заемного финансирования на реализацию проекта «Строительство линии 500кВ Семей — Актогай — Талдыкорган — Алма» Обществом в соответствии с решением Совета директоров 4 мая 2016 года зарегистрирована первая облигационная программа АО «KEGOC» на сумму 83,8 млрд тенге. В пределах данной облигационной программы Общество осуществило два выпуска облигаций с различными условиями выпуска, определяемых проспектами выпуска.

Основные параметры выпущенных облигаций (первый выпуск):

Вид ценных бумаг	купонные облигации
Национальный идентификационный номер:	KZP01Y15F281
ISIN:	KZ2C00003572
Номинальная стоимость, тенге:	1 000,00
Объем выпуска, млн тенге:	47 500,00
Дата начала обращения:	26.05.16 г.
Последний день обращения:	25.05.31 г.
Дата начала погашения:	26.05.31 г.
Срок обращения:	15 лет
Купонная ставка:	Плавающая, зависящая от уровня инфляции в Казахстане, плюс кредитный риск 290 б.п. При этом коридор инфляции 5-16 процентов.
Периодичность выплаты купонов:	1 раз в год
Даты выплаты купонов:	26 мая ежегодно

Исходя из оставшейся потребности, Компания осуществила второй выпуск облигаций объемом 36,3 млрд тенге (регистрация Национальным Банком Республики Казахстан от 03 июля 2017 года).

В результате торгов 24,8% облигаций по объему привлечения было выкуплено БВУ, 63,8% — другими институциональными инвесторами, 2,7% — брокерско-дилерскими компаниями, 8,7% — прочими юридическими лицами.

Основные параметры выпущенных облигаций (второй выпуск):

Вид ценных бумаг	купонные облигации
Национальный идентификационный номер:	KZP02Y15F289
ISIN:	KZ2C00003978
Номинальная стоимость, тенге:	1 000,00
Объем выпуска, млн тенге:	36 300,00
Дата начала обращения:	29.08.17 г.
Последний день обращения:	28.08.32 г.
Дата начала погашения:	29.08.32 г.
Срок обращения:	15 лет
Купонная ставка:	11,5% годовых (фиксированная)
Периодичность выплаты купонов:	1 раз в год
Даты выплаты купонов:	29 августа ежегодно

В целях реализации инвестиционного проекта «Реконструкция ВЛ-220-500 кВ филиалов АО «KEGOC»» 28 мая 2020 года состоялось успешное размещение облигаций АО «KEGOC» на торговой площадке АО «Казахстанская фондовая биржа» (KASE) общим объемом 9,7 млрд тенге.

Исходя из оставшейся потребности, Компания осуществила выпуски облигаций объемом 8,9 млрд тенге в январе 2021 года и объемом 16,6 млрд тенге в октябре 2021 года.

Ценные бумаги были размещены в рамках первого выпуска облигаций второй облигационной программы эмитента общим объемом 80 млрд тенге.

Основные параметры выпущенных облигаций (первый выпуск):

Вид ценных бумаг	купонные облигации
ISIN:	KZ2C00006658
Номинальная стоимость, тенге:	1 000,00
Объем выпуска, млн тенге:	35 000,00
Число облигации в обращении	35 000 000 штук
Дата начала обращения:	28.05.20 г.
Последний день обращения:	28.05.35 г.
Дата начала погашения:	28.05.35 г.
Срок обращения:	15 лет
Купонная ставка:	фиксированная

21 декабря 2022 года состоялось размещение «зеленых» облигаций АО «KEGOC» на торговой площадке АО «Казахстанская фондовая биржа» (KASE) общим объемом 16,1 млрд тенге.

Ценные бумаги были размещены в рамках второго выпуска облигаций второй облигационной программы эмитента объемом 35 млрд тенге, сроком погашения до 2037 года.

Привлеченные средства предназначены для финансирования инвестиционных проектов «Реконструкция ВЛ-220-500 кВ филиалов АО «KEGOC», «Усиление электрической сети Западной зоны ЕЭС Казахстана. Строительство электросетевых объектов».

Основные параметры выпущенных облигаций (второй выпуск):

Вид ценных бумаг	купонные облигации
ISIN:	KZ2C00007797
Номинальная стоимость, тенге:	1 000,00
Объем выпуска, млн тенге:	35 000,00
Число облигации в обращении	16 141 100 штук
Дата начала обращения:	21.12.22 г.
Последний день обращения:	21.12.37 г.
Дата начала погашения:	21.12.37 г.
Срок обращения:	15 лет
Купонная ставка:	индексированная



Исходя из оставшейся потребности, Компания осуществила выпуск облигаций объемом 16,0 млрд тенге в марте 2023 года.

Вид ценных бумаг	купонные облигации
ISIN:	KZ2C00007797
Номинальная стоимость, тенге:	1 000,00
Объем выпуска, млн тенге:	35 000,00
Число облигации в обращении	16 000 000 штук
Дата начала обращения:	21.12.22 г.
Последний день обращения:	21.12.37 г.
Дата начала погашения:	21.12.37 г.
Срок обращения:	15 лет
Купонная ставка:	индексированная

## ДЕЙСТВУЮЩИЕ КРЕДИТНЫЕ СОГЛАШЕНИЯ

### Модернизация Национальной электрической сети Казахстана II этап

В 2008 году для осуществления проекта «Модернизация Национальной электрической сети Казахстана» II этап были открыты следующие кредитные линии:

Две кредитные линии на суммы 127.500 тысяч евро и 75.000 тысяч евро, предоставленные ЕБРР на период 15 (пятнадцать) лет, из которых первые 4 (четыре) года являются льготным периодом. Проценты по займу начисляются по межбанковской шестимесячной ставке ЕВРОБОР плюс маржа 3,85% и погашаются дважды в год. По состоянию на 30 июня 2023 года основной долг по займу был полностью погашен (на 31 декабря 2022 года: 8.626 тыс. евро (эквивалент в тенге 4.251.360 тыс.).

### «Схема выдачи мощности Мойнакской ГЭС»

В 2009 году для осуществления проекта «Схема выдачи мощности Мойнакской ГЭС» Группа получила кредитную линию на сумму 48.000 тысяч долларов США, предоставленную МБРР на 25 (двадцать пять) лет, из которых первые 5 (пять) лет являлись льготным периодом. Кредитная линия обеспечена гарантией Правительства РК. Проценты по займу с 15 сентября 2023 года начисляются по ежемесячной ставке СОФР плюс фиксированный спрэд 1,28% и погашается дважды в год. В мае 2013 года неосвоенная часть кредитной линии от МБРР в размере 3.274 тысячи долларов США была аннулирована в связи с тем, что сумма фактических затрат, понесенных в ходе данного проекта оказалась меньше ожидаемой. Также, 14 сентября 2023 года произвели частично-досрочное погашение займа в сумме 10 000 тысяч долларов США. По состоянию на 31 декабря 2023 года и 31 декабря 2022 года остаток задолженности по займу составляет 14 599 тысяч долларов США (эквивалент в тенге 6 636 284 тысяч) и 26 836 тысячи долларов США (эквивалент в тенге 12 415 520 тысяч), соответственно.

## КАПИТАЛЬНЫЕ ЗАТРАТЫ

Хозяйственная деятельность является капиталоемкой, требующей значительных инвестиций в модернизацию существующего производства и его развитие. Потребность в капитале складывается из следующего:

- капитальные затраты на обеспечение надёжности энергетической системы Казахстана и устойчивости бизнеса, нацеленные на поддержание и модернизацию существующей целостности и производственной мощности наших активов и связанных с ними денежных потоков, увеличивающих сроки полезной службы активов;
- капитальные затраты на расширение производства, направленные на увеличение производственной мощности или доходности существующих активов, а также развитие новых активов путем строительства.

Компания произвела капитальные затраты на поддержание в рабочем состоянии производственных активов и прочих основных средств, непосредственно участвующих в процессе производственной деятельности, на сумму 28 014,896 млн тенге и 25 364,634 млн тенге за 2023 и 2022 годы, соответственно, включая инвестиции в крупномасштабный инвестиционный проект «Реконструкция ВЛ 220-500 кВ в филиалах МЭС» (6 848,006 млн тенге и 11 104,340 млн тенге). В 2023 году по I этапу проекта «Реконструкция ВЛ 220-500 кВ в филиалах МЭС» на всех 24 ВЛ, выбранных к реконструкции, завершены строительно-монтажные работы, реконструировано 2 023 км ВЛ существующих линий электропередачи 220-500 кВ филиалов АО «KEGOC» «Актюбинские МЭС», «Западные МЭС» и «Сарбайские МЭС», в том числе в 2023 году реконструировано 255,9 км ЛЭП. Достигнуто повышение надежности работы НЭС Казахстана и уменьшение износа электрической сети Компании.

В 2023 году капитальные затраты Компании на расширение производства составили 25 416,615 млн тенге по сравнению с 22 148,234 млн тенге за 2022 год и являются, в основном, вложениями в основные операционные активы Компании, в том числе по крупному инвестиционному проекту «Усиление электрической сети Западной зоны ЕЭС Казахстана» (24 678,557 млн тенге).

В 2023 году по проекту «Усиление электрической сети Западной зоны ЕЭС Казахстана» полностью завершён монтаж провода на всей протяженности ВЛ 779,7 км, в том числе в 2023 году смонтировано — 481,9 км. Все запланированные 4 203 опоры установлены, в том числе в 2023 году установлены 1 305 опоры. Включение в работу ВЛ 220 кВ «Уральская-Правобережная — Индер — Карабатан — Кульсары — Тенгиз» общей протяженностью 779,7 км состоялось 28.11.2023 г. с участием Премьер-министра РК Алихана Смаилова в режиме телемоста. Расширены 5 ПС 220 кВ «Уральская», «Правобережная», «Индер», «Кульсары», «Тенгиз» и построен РП 220кВ «Карабатан». В результате включения второй цепи транзита между Западно-Казахстанской и Атырауской областями значительно увеличена пропускная способность электрической сети: на участке «Западно-Казахстанский энергоузел — Атырау» со 100 МВт до 200 МВт; на участке «Атырау — Мангистау» с 50 МВт до 200 МВт. В совокупности это в два раза повысило надежность сети Западной зоны. Вероятность отключения потребителей при этом сведена к минимуму.

## Снижение предельных уровней тарифов, в том числе введение компенсирующего тарифа

В целях регулирования риска Компания проводит следующие мероприятия:

- участие в рабочих группах по внесению изменений в законодательные акты, регулирующие деятельность субъектов естественных;
- проведение анализа исполнения тарифных смет и инвестиционной программы и в случае необходимости подготовка и внесение в КРЕМ предложений по корректировке тарифных смет на регулируемые услуги и инвестиционной программы (без изменения предельных уровней тарифов);
- предоставление в КРЕМ отчетов по исполнению тарифных смет на регулируемые услуги и инвестиционной программы.

Изменение политики тарифообразования в Республике Казахстан, неисполнение тарифных смет на регулируемые услуги и инвестиционных программ, учтенных при утверждении тарифов или их предельных уровней могут негативно повлиять на бизнес Компании ее финансовые результаты и состояние.

## Валютный риск

Колебания обменного курса доллара США и других валют по отношению к тенге может негативно повлиять на бизнес Компании, ее финансовое состояние и результаты работы, т.к. доходы Компании выражаются в тенге.

В 2023 году Компания снизила размер задолженности по валютным обязательствам. По состоянию на 31 декабря 2023 года валютные обязательства составляют 6 735 812 тыс. тенге, что соответствует 4% в удельном весе финансовых обязательств.

В целях регулирования валютного риска на депозитных счетах по состоянию на 31 декабря 2023 года размещена сумма в размере 2,8 млн долларов США (1 258 408 тыс. тенге), приобретены ценные бумаги на общую сумму 8,7 млн долларов США (3 932 093 тыс. тенге), что обеспечивает обслуживание долга порядка 4-х лет.

## Риск процентной ставки

Подверженность Компании риску изменения рыночных процентных ставок, в первую очередь, связана с долгосрочными займами Компании с плавающими процентными ставками. Компания не применяет инструментов хеджирования для снижения потенциальных рисков, поскольку руководство считает, что риск изменения процентной ставки по кредитам не является критическим в силу периодических пересмотров процентных ставок.

По состоянию на 31 декабря 2023 года привлеченные займы и выпущенные облигации Компании, выраженные в тенге и долларах США (163 535 389 тыс. тенге) имели плавающую процентную ставку и фиксированную ставку по второму выпуску облигаций. Компания подвержена изменениям справедливой стоимости, возникающим в результате колебания процентных ставок.

Активы Компании, приносящие процентный доход, состоят из выраженных в тенге и долларах США краткосрочных депозитов, общая сумма которых по состоянию на 31 декабря 2023 года составляет 29 712 451 тыс. тенге, размещенных по фиксированной процентной ставке; ценных бумаг на общую сумму 47 161 481 тыс. тенге.

В связи с прекращением расчета ставок LIBOR с 2022 года, МБПП определил SOFR новой базовой ставкой по кредитам в долларах США («эталонная» процентная ставка на денежном рынке в долларах США, основанная на наблюдаемых ставках РЕПО — стоимости заимствования денежных средств овернайт под залог ценных бумаг Казначейства США).

## Дивиденды акционерам

В 2023 году было выплачено порядка 33,4 млрд тенге дивидендов:

- за 2 полугодие 2022 года 13,2 млрд тенге,
- за 1 полугодие 2023 года — 20,2 млрд тенге, что в расчете на одну простую акцию составляет 128,33 тенге.

Выплаты дивидендов производились в соответствии с пунктом 4, статьи 23 Закона Республики Казахстан «Об акционерных обществах».

С момента первичного размещения на фондовой бирже общая сумма выплаченных акционерам дивидендов составила порядка 238 млрд тенге, из которых крупному акционеру АО «Самрук-Қазына» выплачено 214,5 млрд тенге и миноритарным акционерам — 23,8 млрд тенге.



## Приложение 6. Отчет о результатах независимой проверки



### Отчет о результатах независимой проверки, обеспечивающей ограниченную уверенность

Совету директоров АО Казахстанская компания по управлению электрическими сетями «KEGOC»

#### Введение

Мы были привлечены руководством АО Казахстанская компания по управлению электрическими сетями «KEGOC» (далее – «Компания») для выполнения задания, обеспечивающего ограниченную уверенность в отношении описанной ниже выборочной информации, включенной в Годовой Отчет Компании за год, закончившийся 31 декабря 2023 года (далее – «Годовой Отчет»).

#### Описание предметной информации и применимых критериев

Выборочная информация за год, закончившийся 31 декабря 2023 года, представлена в Приложении 1 к настоящему отчету (далее – «Выборочная информация»).

Выборочная информация раскрывает информацию в отношении Компании и ее выборочных дочерних предприятий согласно Границе отчетности Годового Отчета.

Объем наших процедур был ограничен только Выборочной информацией за год, закончившийся 31 декабря 2023 года. Мы не выполняли каких-либо процедур в отношении более ранних периодов или любых других компонентов, включенных в Годовой Отчет, и, следовательно, не делаем какого-либо вывода в их отношении.

Критерии, использованные Компанией при подготовке Выборочной информации, содержатся в GRI Стандартах отчетности в области устойчивого развития, опубликованных Глобальной инициативой по отчетности (GRI) (далее – «Стандарты GRI»), а также методологии и инструкциях, разработанных Компанией и раскрытых в Годовом отчете (далее – «Применимые критерии»).

По нашему мнению, Применимые критерии представляют собой обоснованные критерии для формирования вывода, обеспечивающего ограниченную уверенность.

#### Ответственность руководства Компании

Руководство Компании несет ответственность за:

- разработку, внедрение и поддержание системы внутреннего контроля, обеспечивающей подготовку Выборочной информации, не содержащей существенных искажений вследствие недобросовестных действий или ошибок;
- разработку внутренней методологии и инструкций для подготовки и раскрытия Выборочной информации в соответствии с Применимыми критериями;
- подготовку, расчет и раскрытие Выборочной информации в соответствии с Применимыми критериями; и
- точность, полноту и представление Выборочной информации.

ТОО «ПрайсуотерхаусКуперс Такс энд Эдвайзори»  
Пр. Аль-Фараби 34, здание А, 4 этаж, Алматы, Казахстан, A25D5F6  
Т: +7 (727) 330 32 00, Ф: +7 (727) 244 68 68, www.pwc.kz



#### Наша ответственность

Наша ответственность заключается в:

- планировании и выполнении задания, обеспечивающего получение ограниченной уверенности в отношении того, что Выборочная информация не содержит существенных искажений вследствие недобросовестных действий или ошибок;
- выражении вывода, обеспечивающего ограниченную уверенность, в отношении Выборочной информации на основе проведенных нами процедур и полученных нами доказательств; и
- предоставлении нашего вывода Совету Директоров Компании.

Мы выполнили задание, обеспечивающее ограниченную уверенность в соответствии с Международным стандартом заданий, обеспечивающих уверенность 3000 (пересмотренный) «Задания, обеспечивающие уверенность, отличные от аудита или обзорной проверки финансовой информации прошедших периодов», выпущенным Комитетом по международным стандартам аудита и подтверждения достоверности информации.

Объем задания, обеспечивающего ограниченную уверенность, существенно меньше объема задания, обеспечивающего разумную уверенность, как в отношении процедур оценки рисков, включая получение понимания системы внутреннего контроля, так и процедур, выполняемых в ответ на оцененные риски. Процедуры, осуществляемые при выполнении задания, обеспечивающего ограниченную уверенность, отличаются по характеру и срокам, они менее объемны, чем при выполнении задания, обеспечивающего разумную уверенность. Следовательно, уровень уверенности, полученный при выполнении задания, обеспечивающего ограниченную уверенность, более низкий, чем уровень уверенности, полученный при выполнении задания, обеспечивающего разумную уверенность.

#### Профессиональная этика и управление качеством

Мы применяем Международный Стандарт по Управлению Качеством 1, который требует от организации разработки, внедрения и функционирования системы контроля качеством, включая политики и процедуры относительно соответствия этическим требованиям, профессиональным стандартам и применимым правовым и законодательным требованиям.

Мы соответствовали требованиям о независимости и прочим этическим требованиям Кодекса профессиональной этики профессиональных бухгалтеров (включающим Международные стандарты независимости) Совета по международным стандартам этики для бухгалтеров (Кодекс СМСЭБ), который основан на фундаментальных принципах честности, объективности, профессиональной компетентности и добросовестности, конфиденциальности и профессионального поведения.

#### Краткое описание выполненной работы

Мы обязаны планировать и выполнять нашу работу с учетом риска существенного искажения Выборочной информации. Для этого мы:

- направили запросы руководству Компании, включая команду Департамента Стратегии и Устойчивого Развития, а также ответственным за управление вопросами устойчивого развития и отчетности;
- провели опросы должностных лиц, отвечающих за подготовку Годового Отчета и сбор соответствующих данных;
- провели анализ соответствующей внутренней методологии и инструкций, для получения понимания о том, как организованы основные структуры, системы, процессы и средства контроля в области управления, учета, подготовки и раскрытия Выборочной

## Приложение 6. Отчет о результатах независимой проверки



информации; и

- выполнили ограниченное тестирование по существу на выборочной основе в отношении Выборочной информации, чтобы проверить, что данные были надлежащим образом рассчитаны, учтены, сопоставлены и раскрыты.

### Неотъемлемые ограничения

С точки зрения Применимых критериев существует диапазон различных, но допустимых, методов расчета и раскрытия. Данные методы могут привести к существенным различиям в результатах, что может повлиять на их сопоставимость с данными других организаций. Следовательно, Выборочная информация должна рассматриваться вместе с методологией, использованной Руководством как описано в Годовом Отчете, и за которую Компания несет единоличную ответственность.

### Вывод, обеспечивающий ограниченную уверенность

По итогам проведенных процедур и полученных доказательств наше внимание не привлекли никакие факты, которые дали бы нам основания полагать, что Выборочная информация за год, закончившийся 31 декабря 2023 года, не была подготовлена во всех существенных отношениях в соответствии с Применимыми критериями.

### Ограничения по использованию и распространению

Настоящий отчет, содержащий наш вывод, обеспечивающий ограниченную уверенность, был подготовлен исключительно для Совета директоров Компании, в соответствии с соглашением между нами, с целью оказания содействия руководству Компании в раскрытии информации о деятельности Компании и ее выборочных дочерних предприятий в области устойчивого развития и результатах этой деятельности.

Мы даем согласие на раскрытие содержания данного отчета в составе Годового Отчета, который будет опубликован на сайте Компании, чтобы руководство Компании могло подтвердить, что в рамках выполнения своих обязанностей в сфере корпоративного управления им был получен отчет о результатах независимой проверки, обеспечивающей ограниченную уверенность в отношении Выборочной информации.

За поддержание и целостность сайта Компании отвечает руководство Компании; выполняемая нами работа не включает рассмотрение этих вопросов, и, соответственно, мы не несем ответственность за какие-либо изменения, которые могли произойти в отношении опубликованной Выборочной информации или Применимых критериев в случае их публикации на сайте Компании.

В рамках действующего законодательства мы не принимаем на себя ответственность перед другими лицами, кроме Совета директоров Компании и Компании, за выполненную работу и настоящий отчет, за исключением случаев, когда имеются на это ясно согласованные письменные условия и получено наше предварительное письменное согласие.

*Pricewaterhousecoopers Tax & Advisory LLP*

19 Августа 2024 года  
Алматы, Казахстан



## Приложение 1 к Отчету о результатах независимой проверки, обеспечивающей ограниченную уверенность от 19 Августа 2024 года

Выборочная информация за год, закончившийся 31 декабря 2023 года, раскрытая на страницах 34-104 Годового Отчета и подготовленная в соответствии с Применимыми критериями, методологией и руководством, разработанными Компанией и которая была предметом процедур, обеспечивающих ограниченную уверенность, приведена ниже:

GRI стандарт	Заявленное исполнение (Выборочная Информация)
302-1	Потребление энергии внутри Компании
305-1	Прямые выбросы парниковых газов (Охват 1)
305-2	Энергетические косвенные выбросы парниковых газов (Охват 2)
305-4	Интенсивность выбросов парниковых газов
305-7	Выбросы в атмосферу оксидов азота (NOx), оксидов серы (SOx), и других значимых загрязняющих веществ
306-3	Образование отходов
306-4	Утилизация отходов
306-5	Удаление и размещение отходов
403-9	Производственные травмы
403-10	Профессиональные заболевания
405-2	Отношение базового оклада мужчин и женщин в разбивке по категориям работников и по существенным регионам осуществления деятельности

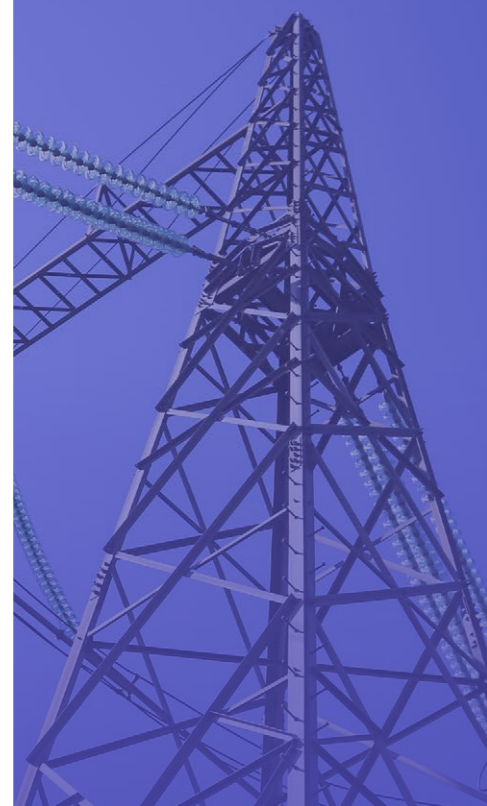
## Глоссарий

<b>АО</b>	акционерное общество
<b>АО «Самрук-Қазына»</b>	акционерное общество «Фонд национального благосостояния «Самрук-Қазына»
<b>АО «KEGOC»</b>	акционерное общество «Казахстанская компания по управлению электрическими сетями (Kazakhstan Electricity Grid Operating Company) «KEGOC»
<b>АПВ</b>	автоматическое повторное включение
<b>АРВ</b>	автоматическое регулирование возбуждения
<b>АРЧМ</b>	автоматическое регулирование частоты и мощности
<b>АУП</b>	административно-управленческий персонал
<b>БГУ</b>	биогазовые установки
<b>ВЛ</b>	воздушные линии
<b>ВИЭ</b>	возобновляемые источники энергии
<b>ВНД</b>	внутренние нормативные документы
<b>ВОЛС</b>	волоконно-оптическая линия связи
<b>ВЭС</b>	ветряная электростанция
<b>ГРЭС</b>	государственная районная электростанция
<b>ГТЭС</b>	газотурбинная электростанция
<b>ГЭС</b>	гидроэлектростанция
<b>ДО</b>	дочерние организации
<b>ЕЭС</b>	Единая электроэнергетическая система
<b>ИБ</b>	информационная безопасность
<b>ИД</b>	исполнительная дирекция АО «KEGOC»
<b>ИСМ</b>	интегрированная система менеджмента
<b>КА</b>	Комитет по аудиту Совета директоров АО «KEGOC»
<b>КБОТОС</b>	Комитет по безопасности и охране труда, окружающей среды Совета директоров АО «KEGOC»
<b>кВт·ч</b>	киловатт-час
<b>кВ</b>	киловольт
<b>КНВ</b>	Комитет по назначениям и вознаграждениям Совета директоров АО «KEGOC»

<b>Компания</b>	АО «KEGOC»
<b>КПД</b>	ключевые показатели деятельности
<b>КРЕМ</b>	Комитет по регулированию естественных монополий Министерства национальной экономики Республики Казахстан
<b>КСУР</b>	корпоративная система управления рисками
<b>ЛЭП</b>	линии электропередачи
<b>МВА</b>	мегавольт-ампер
<b>МВт</b>	мегаватт
<b>МСФО</b>	международные стандарты финансовой отчетности
<b>МФИ</b>	международные финансовые институты
<b>МЭС</b>	филиалы АО «KEGOC» «Межсистемные электрические сети»
<b>НДС</b>	налог на добавленную стоимость
<b>НДЦ СО</b>	Национальный диспетчерский центр системного оператора
<b>НИОКР</b>	научно-исследовательские и опытно-конструкторские разработки
<b>НЭС</b>	Национальная электрическая сеть
<b>ОВОС</b>	оценка воздействия на окружающую среду
<b>ОНД</b>	обеспечение непрерывности деятельности
<b>ООН</b>	Организация Объединенных Наций
<b>ОЮЛ</b>	объединение юридических лиц
<b>ПЛА</b>	План ликвидации аварий
<b>ПП</b>	производственный персонал
<b>ПС</b>	подстанция
<b>ПСД</b>	проектно-сметная документация
<b>ПО</b>	программное обеспечение
<b>ПХД</b>	полихлордефинил
<b>РДЦ</b>	региональный диспетчерский центр
<b>РФЦ по ВИЭ</b>	расчетно-финансовый центр по поддержке возобновляемых источников энергии
<b>СВА</b>	служба внутреннего аудита

<b>СВК</b>	система внутреннего контроля
<b>СМИ</b>	средства массовой информации
<b>СМР</b>	строительно-монтажные работы
<b>СНГ</b>	Содружество Независимых Государств
<b>СУР</b>	система управления рисками
<b>СУИБ</b>	система управления информационной безопасностью
<b>СЭС</b>	солнечная электростанция
<b>ТОО</b>	товарищество с ограниченной ответственностью
<b>ТЭО</b>	технико-экономическое обоснование
<b>ТЭС</b>	тепловая электростанция
<b>ТЭЦ</b>	теплоэлектроцентраль
<b>Филиалы</b>	филиалы АО «KEGOC» МЭС и НДЦ СО
<b>ЦСПА</b>	централизованная система противоаварийной автоматики
<b>ЧС</b>	чрезвычайная ситуация
<b>СЕО</b>	Chief Executive Officer — высшее должностное лицо компании
<b>СФО</b>	финансовый директор
<b>СОСО ERM</b>	концептуальные основы управления рисками организаций
<b>GRI</b>	Глобальная инициатива по отчетности
<b>EBITDA</b>	прибыль до вычета процентов, налогов и амортизации
<b>IPO</b>	первичное публичное размещение акций
<b>ISO</b>	Международная организация по стандартизации
<b>KASE</b>	Казахстанская фондовая биржа
<b>LTIFR</b>	коэффициент частоты травм с временной потерей трудоспособности
<b>NAV</b>	чистая стоимость активов
<b>ROACE</b>	показатель рентабельности капитала
<b>SAP</b>	системные приложения и продукты в обработке данных
<b>SCADA</b>	диспетчерское управление и сбор данных
<b>SPO</b>	вторичное публичное размещение акций
<b>WAMS/WACS</b>	системы мониторинга и управления на основе синхροфазорных технологий

# Контакты

## АО «Казахстанская компания по управлению электрическими сетями (Kazakhstan Electricity Grid Operating Company) «KEGOC»

Республика Казахстан, Z00T2D0, г. Астана, проспект Тәуелсіздік, здание 59

Тел.: +7 (7172) 69-38-24, 69-02-43

Факс: +7 (7172) 21-11-08

E-mail: [kegoc@kegoc.kz](mailto:kegoc@kegoc.kz)

[www.kegoc.kz](http://www.kegoc.kz)

2-1

## Для вопросов по Годовому отчету АО «KEGOC»

2-3

### Департамент устойчивого и корпоративного управления

Исабекова Асель Нурлановна

Тел.: +7 (7172) 69-04-61

E-mail: [Isabekova@kegoc.kz](mailto:Isabekova@kegoc.kz)

### Комплаенс-офицер

Тимашев Алмас Усенович

Тел.: +7 (7172) 69-05-19

E-mail: [Timashev@kegoc.kz](mailto:Timashev@kegoc.kz)

### Департамент по связям с инвесторами

Коккозова Калила Танатовна

Тел.: +7 (7172) 69-02-92

E-mail: [kokkozova@kegoc.kz](mailto:kokkozova@kegoc.kz)

### Аудитор

ТОО «RSM Qazaqstan»

050010, Республика Казахстан, г. Алматы, пр. Достык, 43,  
Бизнес-Центр «D43», офис 302

Тел.: +7 (7273) 39-87-78

E-mail: [contact@rsm.kz](mailto:contact@rsm.kz)

### Регистратор

АО «Центральный депозитарий ценных бумаг»

Головной офис:

50040, г. Алматы, ул. Сатпаева, 30/8, нежилое помещение 163  
Тел.: +7 (7272) 62-08-46, 355-47-60

Дополнительные офисы:

010000, г. Астана, район «Алматы», ул. Амангельды Иманова, 13  
(БЦ «Нур-Саулет 2»), офис 101  
Тел.: +7 (7172) 47-67-50

E-mail: [cmail@kacd.kz](mailto:cmail@kacd.kz), [of@kacd.kz](mailto:of@kacd.kz)