



**АО «САМРУК-ЭНЕРГО»**

**Стандарты бухгалтерского учета МСФО  
Консолидированная финансовая отчетность  
и Отчет независимого аудитора**

**31 декабря 2024 года**

## Содержание

### АУДИТОРСКИЙ ОТЧЕТ НЕЗАВИСИМОГО АУДИТОРА

#### КОНСОЛИДИРОВАННАЯ ФИНАНСОВАЯ ОТЧЕТНОСТЬ

Консолидированный отчет о финансовом положении .....	1-2
Консолидированный отчет о прибыли или убытке и прочем совокупном доходе .....	3
Консолидированный отчет об изменениях в капитале .....	4
Консолидированный отчет о движении денежных средств .....	5

#### Примечания к консолидированной финансовой отчетности:

1	Группа Самрук-Энерго и её деятельность .....	6
2	Основа подготовки финансовой отчетности и существенная информация об учетной политике .....	7
3	Новые учетные положения .....	18
4	Важные учетные оценки и профессиональные суждения в применении учетной политики .....	19
5	Информация по сегментам .....	28
6	Расчеты и операции со связанными сторонами .....	31
7	Основные средства .....	34
8	Инвестиции в совместные предприятия и ассоциированные компании .....	35
9	Прочие долгосрочные активы .....	38
10	Товарно-материальные запасы .....	38
11	Дебиторская задолженность по основной деятельности и прочая дебиторская задолженность .....	39
12	Прочие краткосрочные активы .....	40
13	Денежные средства и их эквиваленты .....	40
14	Капитал .....	41
15	Резерв под обязательства по ликвидации активов .....	43
16	Займы .....	43
17	Кредиторская задолженность по основной деятельности и прочая кредиторская задолженность .....	48
18	Задолженность по налогам и прочим выплатам в бюджет .....	48
19	Выручка .....	49
20	Себестоимость продаж .....	50
21	Расходы по реализации .....	50
22	Общие и административные расходы .....	50
23	Финансовые доходы .....	51
24	Финансовые расходы .....	51
25	Подоходный налог .....	52
26	Условные и договорные обязательства и операционные риски .....	55
27	Неконтролирующая доля .....	61
28	Основные дочерние, ассоциированные и совместные предприятия .....	62
29	Управление финансовыми рисками .....	63
30	Справедливая стоимость финансовых инструментов .....	73
31	События после отчетной даты .....	74
32	Прибыль на акцию и балансовая стоимость одной акции .....	74



## Аудиторский отчет независимого аудитора

Акционеру и Совету директоров АО «Самрук-Энерго»:

---

### Наше мнение

По нашему мнению, консолидированная финансовая отчетность отражает достоверно во всех существенных отношениях консолидированное финансовое положение АО «Самрук-Энерго» (далее – «Компания») и его дочерних предприятий (далее совместно именуемые – «Группа») по состоянию на 31 декабря 2024 года, а также консолидированные финансовые результаты и консолидированное движение денежных средств Группы за год, закончившийся на указанную дату, в соответствии со стандартами бухгалтерского учета МСФО.

### Предмет аудита

Мы провели аудит консолидированной финансовой отчетности Группы, которая включает:

- консолидированный отчет о финансовом положении по состоянию на 31 декабря 2024 года;
- консолидированный отчет о прибыли или убытке и прочем совокупном доходе за год, закончившийся на указанную дату;
- консолидированный отчет об изменениях в капитале за год, закончившийся на указанную дату;
- консолидированный отчет о движении денежных средств за год, закончившийся на указанную дату; и
- примечания к консолидированной финансовой отчетности, включая существенную информацию об учетной политике и прочую пояснительную информацию.

---

### Основание для выражения мнения

Мы провели аудит в соответствии с Международными стандартами аудита (МСА). Наша ответственность согласно указанным стандартам далее описана в разделе «Ответственность аудитора за аудит консолидированной финансовой отчетности» нашего отчета.

Мы полагаем, что полученные нами аудиторские доказательства являются достаточными и надлежащими, чтобы служить основанием для выражения нашего мнения.

### Независимость

Мы независимы по отношению к Группе в соответствии с Международным кодексом этики профессиональных бухгалтеров (включающим Международные стандарты независимости), выпущенным Советом по международным стандартам этики для бухгалтеров (Кодекс СМСЭБ), и этическими требованиями, применимыми к нашему аудиту консолидированной финансовой отчетности в Республике Казахстан. Нами выполнены прочие этические обязанности в соответствии с Кодексом СМСЭБ и этическими требованиями Республики Казахстан, применимыми к нашему аудиту консолидированной финансовой отчетности.

---

## Наша методология аудита

### Краткий обзор

---



- Существенность на уровне консолидированной финансовой отчетности Группы в целом: 5,569,000 тысяч казахстанских тенге, что составляет приблизительно 1 % от выручки за год, закончившийся 31 декабря 2024 года.
- В объем аудита Группы вошли Компания, семь дочерних предприятий и два совместно контролируемых предприятия, расположенных на территории Республики Казахстан.
- Аудиторская команда Группы посетила все предприятия, на которых провела работу по аудиту.
- Объем аудита покрывает 96% всех активов, 99 % выручки Группы и 97 % абсолютной величины прибыли Группы до налогообложения.
- Обесценение долгосрочных активов.

---

При планировании аудита мы определили существенность и провели оценку рисков существенного искажения консолидированной финансовой отчетности. В частности, мы проанализировали, в каких областях руководство выносило субъективные суждения, например, в отношении значимых оценочных значений, что включало применение допущений и рассмотрение будущих событий, с которыми в силу их характера связана неопределенность. Как и во всех наших аудитах, мы также рассмотрели риск обхода системы внутреннего контроля руководством, включая, помимо прочего, оценку наличия признаков необъективности руководства, которая создает риск существенного искажения вследствие недобросовестных действий.

#### Существенность

На определение объема нашего аудита оказало влияние применение нами существенности. Аудит предназначен для получения разумной уверенности в том, что консолидированная финансовая отчетность не содержит существенных искажений. Искажения могут возникать в результате недобросовестных действий или ошибок. Они 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.

Основываясь на своем профессиональном суждении, мы установили определенные количественные пороговые значения для существенности, в том числе для существенности на уровне консолидированной финансовой отчетности Группы в целом, как указано в таблице ниже. С помощью этих значений и с учетом качественных факторов, мы определили объем нашего аудита, а также характер, сроки проведения и объем наших аудиторских процедур и оценили влияние искажений (взятых по отдельности и в совокупности), при наличии таковых, на консолидированную финансовую отчетность в целом.

---

<b>Существенность на уровне консолидированной финансовой отчетности Группы в целом</b>	5,569,000 тысяч казахстанских тенге
<b>Как мы ее определили</b>	приблизительно 1 % от выручки
<b>Обоснование примененного базового показателя для определения уровня существенности</b>	<p>Мы приняли решение использовать в качестве базового показателя для определения уровня существенности выручку. Мы не использовали прибыль до налогообложения из-за ее колебаний. Вместо этого, мы использовали выручку, которая является менее изменчивой и также используется Акционером для оценки результатов деятельности Группы. Мы считаем, что выручка соответствует основным факторам, которые учитываются пользователями консолидированной финансовой отчетности.</p> <p>Мы установили существенность на уровне приблизительно 1 % от выручки, что, по нашему профессиональному суждению, попадает в диапазон приемлемых количественных пороговых значений существенности.</p>

---

**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.

**Ключевой вопрос аудита****Какие аудиторские процедуры были выполнены в отношении ключевого вопроса аудита***Обесценение долгосрочных активов*

См. Примечание 4 к консолидированной финансовой отчетности.

На 31 декабря 2024 года Руководство Группы провело анализ индикаторов обесценения долгосрочных активов. На основании проведенного анализа Руководство Группы не выявило индикаторов обесценения для энергопроизводящих и распределительных предприятий.

Однако Группа выявила индикаторы индивидуального обесценения по объектам незавершенного строительства в совместном предприятии Группы АО «Станция Экибастузская ГРЭС-2», связанные с задержкой реализации проекта, по которым было признано обесценение. Группа признала обесценение на сумму понесенных затрат, включая расходы на строительные и монтажные работы, подготовку фундамента и другие затраты, связанные с проектом строительства энергоблока №3, за исключением балансовой стоимости оборудования. Влияние на балансовую стоимость инвестиции в совместное предприятие, которая учитывается методом долевого участия на 31 декабря 2024 года составило 9,262,171 тысячу тенге.

Мы уделили вопросу обесценения долгосрочных активов особое внимание в связи с существенностью их балансовой стоимости, а также в связи с тем, что процесс оценки руководством анализа индикаторов обесценения и ценности использования является сложным, поскольку он основан на использовании значительных суждений и оценок относительно будущих рыночных и экономических условий и результатов финансово-хозяйственной деятельности Группы.

Наши процедуры в отношении проведенного руководством анализа индикаторов обесценения долгосрочных активов и обесценения индивидуальных активов включали следующее:

- понимание внутренних процессов и средств контроля, анализ методологии, применяемой руководством при оценке обесценения долгосрочных активов на предмет соответствия МСФО (IAS) 36;
- анализ определения идентифицируемых групп активов, которые генерируют приток денежных средств независимо от денежных потоков, генерируемых другими активами;
- проверку математической точности в модели обесценения;
- проверку уместности основных допущений, использованных руководством;
- изучение экономических и рыночных тенденций в энергетической отрасли;
- проведение ряда интервью с руководством по основным допущениям;
- рассмотрение прочих входящих данных и их сверку с подтверждающими документами, такими как План развития, а также сравнение Плана развития с фактическими результатами, где это уместно.

По индивидуальному обесценению активов мы также провели оценку основных допущений, использованных в анализе и их соответствие по, внешней информации и планами Руководства по разработке проекта «Строительство ГРЭС-3 на основе технологии чистого угля» и передачу в новую станцию оборудование по балансовой стоимости.

**Ключевой вопрос аудита****Какие аудиторские процедуры были выполнены в отношении ключевого вопроса аудита**

Мы также уделили внимание достаточности раскрытия информации в Примечании 4 к консолидированной финансовой отчетности в соответствии с требованиями МСФО (IAS) 36 «Обесценение активов».

**Определение объема аудита Группы**

Объем аудита определен нами таким образом, чтобы мы могли выполнить работы в достаточном объеме для выражения нашего мнения о консолидированной финансовой отчетности в целом с учетом структуры Группы, используемых Группой учетных процессов и средств контроля, а также с учетом специфики отрасли, в которой Группа осуществляет свою деятельность.

При определении общего подхода к групповому аудиту мы определили тип работы, который должен быть выполнен нами, как групповым аудитором, или компонентными аудиторами, включая прочие аудиторские фирмы, действующие в соответствии с нашими инструкциями. В тех случаях, когда работа выполнялась компонентными аудиторами, мы определили необходимый уровень нашего вовлечения в аудите этих компонентов, чтобы иметь возможность сделать вывод о том, что достаточные и надлежащие аудиторские доказательства были получены в качестве основания для выражения нашего мнения о консолидированной финансовой отчетности Группы в целом.

Активы и операции Группы распределены по 28 субъектам (компонентам), включая ассоциированные компании и совместные предприятия. Из них мы определили десять компонентов как существенные, включая Компанию, ее семь дочерних компаний и два совместно контролируемых предприятия.

Для десяти существенных компонентов мы или другие независимые аудиторы, выполнили в полном объеме аудит финансовой информации компонентов, которую Группа использует для подготовки консолидированной финансовой отчетности. Мы провели обзор рабочей документации других независимых аудиторов и обсудили с ним основные допущения и методологию, получили подтверждение независимости, выполнения требований Кодекса СМЭСБ. Мы также обсудили соответствующие ключевые вопросы аудита с руководством и Комитетом по аудиту.

Прочие компании Группы были определены нами как несущественные компоненты, в отношении которых мы провели аудиторские процедуры по наиболее существенным строкам финансовой информации и общие аналитические процедуры.

В целом, объем нашего аудита охватывал 96% всех активов, 99% общей выручки и 97% абсолютной величины прибыли Группы до налогообложения. Выполненные нами вышеуказанные процедуры позволили нам получить достаточные надлежащие аудиторские доказательства в отношении консолидированной финансовой отчетности Группы, которые служат основой для нашего мнения.

---

### Прочая информация

Руководство несет ответственность за прочую информацию. Прочая информация содержит годовой отчет, но не включает консолидированную финансовую отчетность и наш аудиторский отчет о данной отчетности, который, как ожидается, будет нам предоставлен после даты нашего 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 вопроса о том, 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 возможных существенных искажений.

Если при ознакомлении с годовым отчетом мы придем к выводу о том, что в нем содержится существенное искажение, мы должны довести это до сведения лиц, отвечающих за корпоративное управление.

---

### 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 со стандартами бухгалтерского учета 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.

Лица, отвечающие за корпоративное управление, несут ответственность за надзор за подготовкой 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 отчета, содержащего наше мнение. Разумная уверенность представляет собой высокую степень уверенности, но не является гарантией того, что аудит, проведенный в соответствии с МСА, 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 МСА, мы применяем профессиональное суждение и сохраняем профессиональный скептицизм на протяжении всего аудита. Кроме того, мы выполняем следующее:



## Аудиторский отчет независимого аудитора (продолжение)

Страница 7

- 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 оценочных значений, рассчитанных руководством, и соответствующего раскрытия информации;
- 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 отчете 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 отчета. 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;
- планируем и выполняем групповой аудит для получения достаточных надлежащих аудиторских доказательств, относящиеся к финансовой информации организаций или бизнес-единиц внутри Группы, чтобы выразить мнение о консолидированной финансовой отчетности. Мы отвечаем за руководство, контроль и проверку аудиторской работы, выполненной для целей группового аудита. Мы остаемся полностью ответственными за наше аудиторское мнение.

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 действиях, предпринятых для устранения угроз, или принятых мерах предосторожности.

**Аудиторский отчет независимого аудитора (продолжение)**

Страница 8


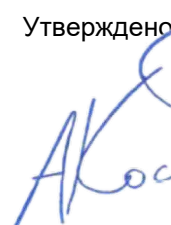
Из тех вопросов, которые мы довели до сведения лиц, отвечающих за корпоративное управление, мы определяем вопросы, которые были наиболее значимыми для аудита консолидированной финансовой отчетности за текущий период и, следовательно, являются ключевыми вопросами аудита. Мы описываем эти вопросы в нашем аудиторском отчете, 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 отчете, так как можно обоснованно предположить, что отрицательные последствия сообщения такой информации превысят общественно значимую пользу от ее сообщения.

Руководитель задания, по результатам которого выпущен настоящий аудиторский отчет независимого аудитора – Кумарбек Бердикулов.

От имени ТОО «ПрайсуотерхаусКуперс»

*PricewaterhouseCoopers LLP*

Утверждено:



Азамат Конратбаев  
Управляющий директор  
ТОО «ПрайсуотерхаусКуперс»  
(Генеральная государственная лицензия  
Министерства Финансов Республики Казахстан  
№00000005 от 21 октября 1999 года)

Подписано:



Кумарбек Бердикулов  
Аудитор-исполнитель  
(Квалификационное свидетельство  
Аудитора №МФ-0000188  
от 6 августа 2014 года)

5 марта 2025 года  
Алматы, Казахстан

**АО «САМУРЫК-ЭНЕРГО»**  
**Консолидированный отчет о финансовом положении**

<i>В тысячах казахстанских тенге</i>		<b>Прим. 31 декабря 2024 г. 31 декабря 2023 г.*</b>	
<b>АКТИВЫ</b>			
<b>Долгосрочные активы</b>			
Основные средства	7	942,767,009	807,305,400
Инвестиционная собственность		110,460	101,634
Нематериальные активы		5,545,328	3,873,844
Актив в форме права пользования		2,989,995	3,287,300
Инвестиции в совместные предприятия и ассоциированные компании	8	86,870,510	90,636,503
Прочие долгосрочные активы	9	137,821,244	87,565,678
<b>Итого долгосрочные активы</b>		<b>1,176,104,546</b>	<b>992,770,359</b>
<b>Краткосрочные активы</b>			
Товарно-материальные запасы	10	29,035,568	24,375,011
Дебиторская задолженность по основной деятельности и прочая дебиторская задолженность	11	74,709,533	66,637,094
Прочие краткосрочные активы	12	29,493,131	15,683,819
Предоплата по подоходному налогу		9,991,326	4,389,702
Денежные средства и их эквиваленты	13	94,952,295	43,662,456
<b>Итого краткосрочные активы</b>		<b>238,181,853</b>	<b>154,748,082</b>
<b>ИТОГО АКТИВЫ</b>		<b>1,414,286,399</b>	<b>1,147,518,441</b>

\* - Сравнительная информация была пересчитана для отражения приобретения предприятий под общим контролем (Примечание 2).

Утверждено и подписано от имени руководства 5 марта 2025 года.



Камалов Алмасби Низамаддинович  
 Управляющий директор по  
 экономике и финансам




Тулєкова Сауле Бєкздаєвна  
 Директор департамента  
 «Бухгалтерский и налоговый учет»  
 – Главный бухгалтер

**АО «САМУРЫК-ЭНЕРГО»**  
**Консолидированный отчет о финансовом положении**

В тысячах казахстанских тенге		Прим. 31 декабря 2024 г. 31 декабря 2023 г.*	
<b>КАПИТАЛ</b>			
Акционерный капитал	14	507,435,225	443,567,998
Прочий резервный капитал	14	135,136,936	167,372,454
Норасподолонунная прибыль		127,401,285	78,607,607
<b>Капитал, причитающийся акционерам Группы</b>		<b>769,973,446</b>	<b>689,548,059</b>
Неконтролирующая доля участия	27	2,829,134	2,368,160
<b>ИТОГО КАПИТАЛ</b>		<b>772,802,580</b>	<b>691,916,219</b>
<b>ОБЯЗАТЕЛЬСТВА</b>			
<b>Долгосрочные обязательства</b>			
Резерв под обязательства по ликвидации активов	15	26,900,279	22,889,811
Прочие резервы	14	4,030,672	-
Обязательства по вознаграждениям работникам		2,689,601	2,041,793
Займы	16	289,404,650	218,207,129
Прочие долгосрочные обязательства		2,364,069	74,169
Долгосрочные обязательства по аренде		1,347,020	1,504,522
Обязательства по отсроченному подоходному налогу	25	75,713,682	69,244,143
<b>Итого долгосрочные обязательства</b>		<b>402,449,973</b>	<b>313,961,567</b>
<b>Краткосрочные обязательства</b>			
Резерв под обязательства по ликвидации активов	15	908,290	1,064,605
Займы	16	83,693,750	51,986,950
Обязательства по вознаграждениям работникам		348,190	267,402
Кредиторская задолженность по основной деятельности и прочая кредиторская задолженность	17	138,857,112	73,523,643
Задолженность по налогам и прочим выплатам в бюджет	18	8,684,278	10,736,129
Прочие резервы	14	4,843,000	-
Краткосрочные обязательства по аренде		859,584	1,028,595
Подоходный налог к уплате		839,642	3,033,331
<b>Итого краткосрочные обязательства</b>		<b>239,033,846</b>	<b>141,640,655</b>
<b>ИТОГО ОБЯЗАТЕЛЬСТВА</b>		<b>641,483,819</b>	<b>455,602,222</b>
<b>ИТОГО ОБЯЗАТЕЛЬСТВА И КАПИТАЛ</b>		<b>1,414,286,399</b>	<b>1,147,518,441</b>
Балансовая стоимость одной простой акции (в казахстанских тенге)	32	110,361	109,006

\* - Сравнительная информация была пересчитана для отражения приобретения предприятий под общим контролем (Примечание 2).

Утверждено и подписано от имени руководства 5 марта 2025 года.

Камалов Алмасби Низаматдинович  
 Управляющий директор по  
 экономике и финансам



Тулекова Сауле Бекзадаевна  
 Директор департамента  
 «Бухгалтерский и налоговый учет»  
 – Главный бухгалтер

Прилагаемые примечания со страницы 6 по страницу 74 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчетности

**АО «САМРУК-ЭНЕРГО»**  
**Консолидированный отчет о прибыли или убытке и прочем совокупном доходе**

<i>В тысячах казахстанских тенге</i>	<b>Прим.</b>	<b>2024 г.</b>	<b>2023 г.*</b>
Выручка	19	573,489,841	464,722,871
Себестоимость продаж	20	(371,644,629)	(340,403,237)
<b>Валовая прибыль</b>		<b>201,845,212</b>	<b>124,319,634</b>
Расходы по реализации	21	(8,845,348)	(8,931,004)
Общие и административные расходы	22	(20,013,339)	(14,350,022)
Доля в результатах совместных предприятий и ассоциированных компаний	8	(5,855,910)	3,121,404
Восстановление убытков/(убытки) от обесценения нефинансовых активов	4	41,326	(9,748,090)
(Убытки)/восстановление убытков от обесценения финансовых активов		(182,047)	2,250,509
Прочие доходы		3,033,056	2,666,488
Прочие расходы		(765,775)	(1,204,766)
Финансовые доходы	23	9,589,058	7,288,192
Финансовые расходы	24	(31,322,325)	(25,254,563)
<b>Прибыль до налогообложения</b>		<b>147,523,908</b>	<b>80,157,782</b>
Расходы по подоходному налогу	25	(34,555,095)	(22,773,349)
<b>Прибыль за год</b>		<b>112,968,813</b>	<b>57,384,433</b>
Прочий совокупный убыток ( <i>Статьи, которые впоследствии не будут реклассифицированы в состав прибылей или убытков</i> )			
Переоценка обязательств по вознаграждениям по окончании трудовой деятельности		(152,327)	135,881
<b>Итого совокупный доход за год</b>		<b>112,816,486</b>	<b>57,520,314</b>
<b>Прибыль причитающаяся:</b>			
Акционерам Группы		112,507,839	56,734,968
Неконтролирующей доле участия	27	460,974	649,465
<b>ПРИБЫЛЬ ЗА ГОД</b>		<b>112,968,813</b>	<b>57,384,433</b>
<b>Итого совокупный доход причитающийся:</b>			
Акционерам Группы		112,355,512	56,870,849
Неконтролирующей доле участия	27	460,974	649,465
<b>Итого совокупный доход за год</b>		<b>112,816,486</b>	<b>57,520,314</b>
<b>Прибыль за год на акцию, причитающаяся Акционерам Группы (в казахстанских тенге)</b>			
Базовая и разводненная	32	16,701	9,699

\* - Сравнительная информация была пересчитана для отражения приобретения предприятий под общим контролем (Примечание 2).

**АО «САМРУК-ЭНЕРГО»**  
**Консолидированный отчет об изменениях в капитале**

В тысячах казахстанских тенге	Прим.	Причитающиеся акционерам Группы			Итого	Неконтролирующая доля участия	Итого капитал
		Акционерный капитал	Прочий резервный капитал	Нераспределенная прибыль			
Остаток на 1 января 2023 г.		378,531,570	124,850,717	28,012,639	531,394,926	1,718,695	533,113,621
Эффект от приобретения предприятий под общим контролем*	2	-	42,385,856	-	42,385,856	-	42,385,856
Остаток на 1 января 2023 г. (пересчитано)*		378,531,570	167,236,573	28,012,639	573,780,782	1,718,695	575,499,477
Прибыль за год		-	-	56,734,968	56,734,968	649,465	57,384,433
Прочий совокупный доход		-	135,881	-	135,881	-	135,881
<b>Итого совокупный доход</b>		<b>-</b>	<b>135,881</b>	<b>56,734,968</b>	<b>56,870,849</b>	<b>649,465</b>	<b>57,520,314</b>
Эмиссия акций	14	65,036,428	-	-	65,036,428	-	65,036,428
Дивиденды	14	-	-	(6,140,000)	(6,140,000)	-	(6,140,000)
<b>Остаток на 31 декабря 2023 г.</b>		<b>443,567,998</b>	<b>167,372,454</b>	<b>78,607,607</b>	<b>689,548,059</b>	<b>2,368,160</b>	<b>691,916,219</b>
Прибыль за год		-	-	112,507,839	112,507,839	460,974	112,968,813
Прочий совокупный доход		-	(152,327)	-	(152,327)	-	(152,327)
<b>Итого совокупный доход</b>		<b>-</b>	<b>(152,327)</b>	<b>112,507,839</b>	<b>112,355,512</b>	<b>460,974</b>	<b>112,816,486</b>
Эмиссия акций	14	4,137,000	-	-	4,137,000	-	4,137,000
Эмиссия акций при приобретении предприятий под общим контролем	14	59,730,227	(33,428,805)	(26,301,422)	-	-	-
Дисконт по займам, полученным от Акционера		-	1,345,614	-	1,345,614	-	1,345,614
Дивиденды	14	-	-	(24,815,869)	(24,815,869)	-	(24,815,869)
Прочие операции с Акционером	14	-	-	(12,596,870)	(12,596,870)	-	(12,596,870)
<b>Остаток на 31 декабря 2024 г.</b>		<b>507,435,225</b>	<b>135,136,936</b>	<b>127,401,285</b>	<b>769,973,446</b>	<b>2,829,134</b>	<b>772,802,580</b>

\*Сравнительная информация была пересчитана для отражения приобретения предприятий под общим контролем (Примечание 2).

**АО «САМРУК-ЭНЕРГО»**  
**Консолидированный отчет о движении денежных средств**

В тысячах казахстанских тенге	Прим.	2024 г.	2023 г.*
<b>Движение денежных средств от операционной деятельности</b>			
Прибыль до налогообложения		147,523,908	80,157,782
Корректировки на:			
Износ и амортизация		59,161,013	66,008,675
Убытки от выбытия основных средств и нематериальных активов		308,793	400,939
(Восстановление убытков)/убыток от обесценения нефинансовых активов	4	(41,326)	9,748,090
Убыток/(восстановление убытков) от обесценения финансовых активов		182,047	(2,250,509)
Финансовые расходы		31,322,325	25,254,563
Финансовые доходы		(9,589,058)	(7,288,192)
Доля в результатах совместных предприятий и ассоциированных компаний	8	5,855,910	(3,121,404)
Резерв на приобретение дополнительных квот на выброс парниковых газов	18	(1,573,555)	(1,830,201)
Доход от безвозмездной передачи основных средств		(862,382)	-
Прочие начисления и корректировки		(265,572)	634,585
		<b>232,022,103</b>	<b>167,714,328</b>
<b>Движение денежных средств от операционной деятельности до изменений в оборотном капитале</b>			
Изменение дебиторской задолженности по основной деятельности и прочей дебиторской задолженности и прочих краткосрочных активов		295,310	(19,203,599)
Изменение товарно-материальных запасов		(5,037,144)	(9,140,213)
Изменение кредиторской задолженности по основной деятельности и прочей кредиторской задолженности и прочих долгосрочных обязательств		4,222,893	1,868,890
Изменение задолженности по вознаграждениям работникам		338,545	(243,495)
Изменение налогов к уплате		(11,522,280)	(4,660,671)
		<b>220,319,427</b>	<b>136,335,240</b>
<b>Денежные средства, полученные от операционной деятельности</b>			
Подходный налог уплаченный		(35,824,586)	(27,104,347)
Проценты уплаченные		(15,525,932)	(13,456,812)
Дивиденды полученные		-	1,803,645
		<b>168,968,909</b>	<b>97,577,726</b>
<b>Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности, в том числе</b>			
<b>Движение денежных средств от инвестиционной деятельности</b>			
Приобретение основных средств		(176,436,546)	(154,368,988)
Приобретение нематериальных активов		(2,037,954)	(305,042)
Приобретение долговых инструментов		(139,632,837)	(69,180,465)
Поступления от реализации долговых инструментов		126,472,886	65,580,140
Процентный доход полученный		8,504,032	4,870,067
Поступления от выбытия дочерних организаций, за вычетом выбывших в их составе денежных средств		-	7,901,055
Изменение банковских депозитов и денежных средств с ограничением в использовании балансе банковских депозитов, нетто		-	1,383,293
Взносы в уставный капитал ассоциированных компаний без увеличения доли участия		(2,094,000)	-
Приобретение прочих долгосрочных активов		-	(717,228)
Прочие поступления		131,791	238,360
		<b>(185,092,628)</b>	<b>(144,598,808)</b>
<b>Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности, в том числе</b>			
<b>Движение денежных средств от финансовой деятельности</b>			
Поступление займов	16	224,101,574	85,588,737
Поступление от эмиссии акций	14	4,137,000	62,746,343
Погашение займов и выплата основного долга по выпущенным облигациям	16	(131,137,015)	(89,663,811)
Выплата основного долга по финансовой аренде		(1,002,369)	(895,033)
Дивиденды, выплаченные акционерам	14	(24,815,868)	(2,041,000)
Прочие выплаты		(3,933,598)	(4,255,773)
		<b>67,349,724</b>	<b>51,479,463</b>
<b>Чистые денежные средства, полученные от финансовой деятельности, в том числе:</b>			
Влияние изменения обменного курса валют на денежные средства и их эквиваленты		61,670	60,347
Минус резерв на обесценение денежных средств		2,164	5,154
		<b>51,289,839</b>	<b>4,523,882</b>
<b>Изменение денежных средств, в том числе:</b>			
<b>Денежные средства на начало года</b>		<b>43,662,456</b>	<b>39,138,574</b>
<b>Денежные средства на конец года</b>	<b>13</b>	<b>94,952,295</b>	<b>43,662,456</b>

\* - Сравнительная информация была пересчитана для отражения приобретения предприятий под общим контролем (Примечание 2).

Движение денежных средств в результате приобретения основных средств включает выплаченное капитализированное вознаграждение в сумме 11,781,462 тысячи тенге (2023 год: 10,355,729 тысяч тенге).

## **1 Группа Самрук-Энерго и её деятельность**

Настоящая консолидированная финансовая отчетность подготовлена в соответствии со стандартами бухгалтерского учета МСФО за год, закончившийся 31 декабря 2024 года, для АО «Самрук-Энерго» (далее – «Компания», «Самрук-Энерго») и его дочерних компаний (далее совместно именуемые – «Группа»).

Компания была образована 18 апреля 2007 года и зарегистрирована 10 мая 2007 года. Компания создана в форме акционерного общества в соответствии с законодательством Республики Казахстан. Группа была создана с целью консолидации предприятий энергетического комплекса Республики Казахстан (далее – «РК»).

По состоянию на 31 декабря 2024 и 2023 годов единственным акционером Компании является АО «Фонд национального благосостояния «Самрук-Қазына» (далее – «Самрук-Қазына»). Правительство Республики Казахстан является конечной контролирующей стороной Компании.

### ***Основная деятельность***

Основными видами деятельности Группы являются производство электро- и теплоэнергии и горячей воды на основе угля, углеводородов, водных ресурсов и возобновляемых источников энергии (далее – «ВИЭ»), реализация населению и промышленным предприятиям, транспортировка электроэнергии и техническое распределение электричества в сети, а также аренда имущественных комплексов гидроэлектростанций.

Операционная деятельность дочерних компаний Группы и ее совместных предприятий, регулируются законами РК «Об электроэнергетике», «О естественных монополиях», «О поддержке использования возобновляемых источников энергии», и предпринимательским кодексом Республики Казахстан. Тарифное регулирование, в зависимости от вида деятельности энергокомпаний, относится к компетенции Комитета по регулированию естественных монополий Министерства национальной экономики РК (далее – «Комитет») или отраслевого министерства – Министерства энергетики РК (далее – «МЭ»).

Тарифы на электроэнергию для энергопроизводящих организаций утверждены приказом Министра энергетики РК от 27 февраля 2015 года № 160 «Об утверждении предельных тарифов на электрическую энергию для группы энергопроизводящих организаций» и последующими изменениями и дополнениями к нему. Тарифы на поставку электрической энергии, производимой объектами по использованию возобновляемых источников энергии, являются фиксированными и утверждены постановлением Правительства РК от 12 июня 2014 года № 645 «Об утверждении фиксированных тарифов» в зависимости от технологии ВИЭ (отдельно для ветровых, солнечных и других источников) и подлежат ежегодной индексации. При этом расчетно-финансовый центр выступает в качестве покупателя, и энергопроизводящая организация, выступает в качестве продавца. Тарифы на передачу и распределение электроэнергии для энергопередающих компаний, на производство тепловой энергии и тарифы на энергоснабжение (далее – «ЭСО») регулируются Комитетом. Регулирование и контроль Комитетом осуществляется в строгом соответствии с законодательными и нормативными правовыми актами Республики Казахстан.

Решения по тарифам в существенной степени подвержены влиянию социальных и политических вопросов. Экономические, социальные и прочие политики Правительства Республики Казахстан могут иметь существенное влияние на операционную деятельность Группы.

### ***Адрес и место осуществления деятельности***

Юридический адрес и место осуществления деятельности головного офиса Компании: Республика Казахстан, г. Астана, проспект Кабанбай батыра 15А, Блок Б.



## **2 Основа подготовки финансовой отчетности и существенная информация об учетной политике**

### ***Основа подготовки консолидированной финансовой отчетности***

Настоящая консолидированная финансовая отчетность подготовлена в соответствии со стандартами бухгалтерского учета МСФО, на основе правил учета по первоначальной стоимости. Существенная информация об учетной политике, применявшаяся при подготовке настоящей консолидированной финансовой отчетности, представлена ниже. Данные принципы применялись последовательно в отношении всех периодов, представленных в отчетности, если не указано иное.

Подготовка консолидированной финансовой отчетности в соответствии со стандартами бухгалтерского учета МСФО требует использования некоторых важнейших бухгалтерских оценок. Кроме того, руководству необходимо полагаться на свои суждения при применении учетной политики Группы. Области бухгалтерского учета, предполагающие более высокую степень оценки или сложности, а также области, в которых допущения и оценки являются существенными для консолидированной финансовой отчетности, указаны в Примечании 4.

### ***Принцип непрерывной деятельности***

Руководство подготовило данную консолидированную финансовую отчетность на основе принципа о непрерывности деятельности.

### ***Изменение в презентации***

2 мая 2024 года Самрук-Қазына передал Группе 100% доли участия в ТОО «АЭС Шульбинская ГЭС» и ТОО «АЭС Усть-Каменогорская ГЭС» (далее - «Шульбинская ГЭС» и «УК ГЭС») за счет эмиссии акций (Примечание 14). Данные операции представляют собой объединение предприятий под общим контролем и учитываются ретроспективно по методу объединения интересов на основе балансовой стоимости активов и обязательств Шульбинской ГЭС и УК ГЭС, отраженных в бухгалтерских книгах предшественника, т.е. Самрук-Қазына. Соответственно, данная консолидированная финансовая отчетность представлена таким образом, как если бы передачи акций Шульбинской ГЭС и УК ГЭС произошли на дату наиболее раннего представленного периода, и, как результат, сравнительная информация за прошлые отчетные периоды была пересчитана. Балансовая стоимость чистых активов Шульбинской ГЭС и УК ГЭС была отражена на 31 декабря 2023 года и 1 января 2023 года в составе Прочих резервов. В результате данных операций акционерный капитал Группы в 2024 году был увеличен на 59,730,227 тысяч тенге. Разница между номинальной стоимостью выпущенных акций и балансовой стоимостью чистых активов Шульбинской ГЭС и УК ГЭС была отражена в составе нераспределенной прибыли в настоящей консолидированной финансовой отчетности.

**2 Основа подготовки финансовой отчетности и существенная информация об учетной политике (продолжение)**

Эффект на сравнительные данные с учетом приобретения Шульбинской ГЭС и УК ГЭС приводится ниже:

Консолидированный отчет о финансовом положении

<i>В тысячах казахстанских тенге</i>	<b>31 декабря 2023 г.</b>
<b>Увеличение долгосрочных активов</b>	
Увеличение основных средств	48,878,203
Увеличение нематериальных активов	459,377
Увеличение прочих долгосрочных активов	1,641,393
<b>Итого увеличение долгосрочных активов</b>	<b>50,978,973</b>
<b>Увеличение краткосрочных активов</b>	
Увеличение товарно-материальных запасов	340,221
Увеличение дебиторской задолженности по основной деятельности и прочей дебиторской задолженности	2,392,113
Увеличение прочих краткосрочных активов	4,170,797
Увеличение предоплаты по подоходному налогу	70,502
Увеличение денежных средств и их эквивалентов	1,470,004
<b>Итого увеличение краткосрочных активов</b>	<b>8,443,637</b>
<b>ИТОГО УВЕЛИЧЕНИЕ АКТИВОВ</b>	<b>59,422,610</b>
<b>Увеличение капитала</b>	
Увеличение прочих резервов	42,385,856
Увеличение нераспределенной прибыли	9,555,668
<b>Итого увеличение капитала, причитающегося акционерам Группы</b>	<b>51,941,524</b>
<b>ИТОГО УВЕЛИЧЕНИЕ КАПИТАЛА</b>	<b>51,941,524</b>
<b>Увеличение долгосрочных обязательств</b>	
Увеличение обязательств по вознаграждениям работникам	104,432
Увеличение обязательств по отсроченному подоходному налогу	6,724,038
<b>Итого увеличение долгосрочных обязательств</b>	<b>6,828,470</b>
<b>Увеличение краткосрочных обязательств</b>	
Увеличение обязательств по вознаграждениям работникам	12,853
Увеличение кредиторской задолженности по основной деятельности и прочей кредиторской задолженности	329,348
Увеличение задолженности по налогам и прочим выплатам в бюджет	237,376
Увеличение подоходного налога к уплате	73,039
<b>Итого увеличение краткосрочных обязательств</b>	<b>652,616</b>
<b>ИТОГО УВЕЛИЧЕНИЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВ</b>	<b>7,481,086</b>
<b>ИТОГО УВЕЛИЧЕНИЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВ И КАПИТАЛА</b>	<b>59,422,610</b>

## 2 Основа подготовки финансовой отчетности и существенная информация об учетной политике (продолжение)

Консолидированный отчет о прибыли или убытке и прочем совокупном доходе

<i>В тысячах казахстанских тенге</i>	<b>2023 г.</b>
Выручка	19,763,243
Себестоимость продаж	(10,727,604)
<b>Валовая прибыль</b>	<b>9,035,639</b>
Общие и административные расходы	(824,942)
Восстановление убытков обесценения нефинансовых активов, (нетто)	8,057,283
Прочие доходы	51,892
Прочие расходы	(16,571)
Финансовые доходы	782,919
Финансовые расходы	(10,560)
<b>Прибыль до налогообложения</b>	<b>17,075,660</b>
Расходы по подоходному налогу	(3,420,992)
<b>Итого прибыль за период</b>	<b>13,654,668</b>

Консолидированный отчет о движении денежных средств

Чистые денежные потоки за год, закончившийся 31 декабря 2023 года, были следующими:

<i>В тысячах казахстанских тенге</i>	<b>2023 г.</b>
Денежные средства, полученные от операционной деятельности	8,602,066
Инвестиционные	(7,555,055)
Финансовые	(4,098,945)
Минус резерв на обесценение денежных средств	124
<b>Уменьшение денежных средств и их эквивалентов</b>	<b>(3,051,810)</b>

### Консолидированная финансовая отчетность

#### (i) Дочерние компании

Дочерние организации включаются в консолидированную финансовую отчетность, начиная с даты передачи Группе контроля над их операциями (даты приобретения) и исключаются из консолидированной отчетности, начиная с даты утери контроля.

Дочерние компании включаются в консолидированную финансовую отчетность по методу приобретения. Приобретенные идентифицируемые активы, а также обязательства и условные обязательства, полученные при объединении бизнеса, отражаются по справедливой стоимости на дату приобретения независимо от размера неконтролирующей доли участия.

Группа оценивает неконтролирующую долю участия, представляющую собой непосредственную долю участия и дающую держателю право на пропорциональную долю чистых активов в случае ликвидации, индивидуально по каждой операции либо а) по справедливой стоимости, либо б) пропорционально неконтролирующей доле участия в чистых активах приобретенной организации.

Неконтролирующая доля участия, которая не является непосредственной долей участия, оценивается по справедливой стоимости.

Компания и все ее дочерние компании применяют единую учетную политику, соответствующую учетной политике Группы.

## 2 Основа подготовки финансовой отчетности и существенная информация об учетной политике (продолжение)

### (ii) Совместная деятельность

Согласно МСФО (IFRS) 11 инвестиции в совместную деятельность классифицируются как совместные операции или совместные предприятия в зависимости от договорных прав и обязательств каждого инвестора. Группа оценила характер своей совместной деятельности и отнесло ее к категории совместных предприятий. Деятельность совместных предприятий учитывается по долевого методу.

Учетная политика совместных предприятий была скорректирована для обеспечения соответствия учетной политике Группы.

### (iii) Инвестиции в ассоциированные компании

Ассоциированными являются компании, на которые Компания оказывает значительное влияние (прямо или косвенно), но не имеет контроля над ними; как правило, доля голосующих акций в этих компаниях составляет от 20% до 50%. Инвестиции в ассоциированные компании учитываются по методу долевого участия и первоначально признаются по стоимости приобретения.

## Пересчет иностранной валюты

### (i) Функциональная валюта и валюта представления консолидированной финансовой отчетности

Если не указано иначе, все числовые данные, представленные в данной консолидированной финансовой отчетности, выражены в тысячах тенге.

Функциональной валютой является валюта основной экономической среды, в которой организация осуществляет свою деятельность. Функциональной валютой дочерних компаний, совместных предприятий, ассоциированных компаний и материнской компании является тенге.

### (ii) Операции и остатки в иностранной валюте

Операции в иностранной валюте пересчитаны в функциональную валюту по официальным курсам на даты совершения операций.

Прибыли или убытки от курсовой разницы, возникшие в результате расчетов по этим операциям, а также в результате пересчета выраженных в иностранной валюте денежных активов и обязательств по обменным курсам на конец года, отражаются в прибылях или убытках.

На 31 декабря 2024 года официальный обменный курс, используемый для пересчета остатков в иностранной валюте, составлял 499.11 тенге за 1 доллар США (31 декабря 2023 года: 454.56 тенге за 1 доллар США). В отношении конвертации тенге в другие валюты действуют правила валютного ограничения и контроля. В настоящее время тенге не является свободно конвертируемой валютой за пределами РК.

## Финансовые инструменты

Первоначальная стоимость представляет собой сумму уплаченных денежных средств или их эквивалентов, или справедливую стоимость иного возмещения, переданного для приобретения актива на дату покупки, и включает затраты по сделке. Оценка по первоначальной стоимости применяется только в отношении инвестиций в долевыми инструментами, которые не имеют рыночных котировок, и справедливая стоимость которых не может быть надежно оценена, и в отношении производных инструментов, которые привязаны к таким долевым инструментам, не имеющим котировок на открытом рынке, и подлежат погашению такими долевыми инструментами.

### (i) Финансовые активы

На 31 декабря 2024 года и 31 декабря 2023 финансовые активы Группы классифицировались как оцениваемые по амортизированной стоимости.

Долговые инструменты, оцениваемые по амортизированной стоимости, представляются в консолидированном отчете о финансовом положении за вычетом оценочного резерва под ожидаемые кредитные убытки.

## 2 Основа подготовки финансовой отчетности и существенная информация об учетной политике (продолжение)

Группа применяет «трехэтапную» модель учета обесценения на основании изменений кредитного качества с момента первоначального признания. Финансовый инструмент, который не является обесцененным при первоначальном признании, классифицируется как относящийся к Этапу 1. Для финансовых активов Этапа 1 ожидаемые кредитные убытки оцениваются в сумме, равной части ожидаемых кредитных убытков за весь срок, которые возникают в результате дефолтов, которые могут произойти в течение следующих 12 месяцев или до даты погашения согласно договору, если она наступает до истечения 12 месяцев («12-месячные ожидаемые кредитные убытки»). Если Группа идентифицирует значительное увеличение кредитного риска с момента первоначального признания, то актив переводится в Этап 2, а ожидаемые кредитные убытки по этому активу оцениваются на основе ожидаемых кредитных убытков за весь срок, то есть до даты погашения согласно договору, но с учетом ожидаемой предоплаты, если она предусмотрена («ожидаемые кредитные убытки за весь срок»). Если Группа определяет, что финансовый актив является обесцененным, актив переводится в Этап 3 и ожидаемые по нему кредитные убытки оцениваются как ожидаемые кредитные убытки за весь срок. Для приобретенных или созданных кредитно-обесцененных финансовых активов ожидаемые кредитные убытки всегда оцениваются как ожидаемые кредитные убытки за весь срок.

Группа прекращает признание финансовых активов, (а) когда эти активы погашены или срок действия прав на денежные потоки, связанных с этими активами, истек, или (б) Группа передала права на денежные потоки от финансовых активов или заключила соглашение о передаче, и при этом (i) также передала практически все риски и вознаграждения, связанные с владением этими активами, или (ii) ни передала, ни сохранила практически все риски и вознаграждения, связанные с владением этими активами, но утратила право контроля в отношении данных активов. Контроль сохраняется, если контрагент не имеет практической возможности полностью продать актив несвязанной третьей стороне без введения ограничений на продажу.

### (iii) Финансовые обязательства

Признание финансовых обязательств прекращается в случае их погашения (т. е. когда выполняется или прекращается обязательство, указанное в договоре, или истекает срок его исполнения).

Обмен долговыми инструментами с существенно различающимися условиями между Группой и ее первоначальными кредиторами, а также существенные модификации условий существующих финансовых обязательств учитываются как погашение первоначального финансового обязательства и признание нового финансового обязательства. Условия считаются существенно различающимися, если дисконтированная приведенная стоимость денежных потоков согласно новым условиям, включая все уплаченные вознаграждения за вычетом полученных вознаграждений, дисконтированные с использованием первоначальной эффективной процентной ставки, как минимум на 10% отличается от дисконтированной приведенной стоимости остальных денежных потоков по первоначальному финансовому обязательству. Кроме того, учитываются другие качественные факторы. Если обмен долговыми инструментами или модификация условий учитывается как погашение, все затраты или выплаченные вознаграждения признаются в составе прибыли или убытка от погашения. Если обмен или модификация не учитываются как погашение, все затраты или выплаченные вознаграждения отражаются как корректировка балансовой стоимости обязательства и амортизируются в течение оставшегося срока действия модифицированного обязательства.

Модификации обязательств, не приводящие к их погашению, учитываются как изменение оценочного значения по методу начисления кумулятивной амортизации задним числом, при этом прибыль или убыток отражается в составе прибыли или убытка, если экономическое содержание различия в балансовой стоимости не относится к операции с капиталом с собственниками.

### Основные средства

Основные средства отражаются в учете по первоначальной стоимости за вычетом накопленного износа и резерва на обесценение, если необходимо.

Резервы под обязательства по ликвидации активов капитализируются в состав основных средств.

На землю износ не начисляется. Износ прочих объектов основных средств рассчитывается по методу равномерного списания их первоначальной стоимости до их ликвидационной стоимости в течение срока их полезного использования, а именно:

	<u>Срок полезного использования (кол-во лет)</u>
Здания и сооружения	8 - 100
Машины и оборудование и транспортные средства	2 - 50
Прочие	3 - 20

## 2 Основа подготовки финансовой отчетности и существенная информация об учетной политике (продолжение)

Ликвидационная стоимость актива приравнена к нулю в том случае, если Группа предполагает использовать объект до окончания его физического срока службы. Ликвидационная стоимость активов и сроки их полезного использования пересматриваются и, при необходимости, корректируются в конце каждого отчетного периода.

### Нематериальные активы

Все нематериальные активы Группы имеют определенный срок полезного использования и включают в основном капитализированное программное обеспечение и лицензии. Приобретенное программное обеспечение капитализируется в сумме затрат, понесенных на его приобретение и ввод в эксплуатацию.

Все нематериальные активы амортизируются прямолинейным методом в течение срока их полезного использования, оцениваемого руководством от 2 до 25 лет.

### Обесценение нефинансовых активов

Основные средства и нематериальные активы, подлежащие амортизации, тестируются на предмет обесценения в тех случаях, когда имеют место какие-либо события или изменения обстоятельств, которые свидетельствуют о том, что их балансовая стоимость не может быть возмещена. Убыток от обесценения признается в размере превышения балансовой стоимости актива над его возмещаемой стоимостью. Возмещаемая стоимость представляет собой справедливую стоимость актива за вычетом затрат на выбытие или ценность его использования, в зависимости от того, какая из этих сумм выше. Для определения величины обесценения активы объединяются в наименьшие идентифицируемые группы активов, которые генерируют приток денежных средств, в значительной степени независимый от притока денежных средств от других активов или групп активов (единицы, генерирующие денежные потоки). Обесценение нефинансовых активов (кроме гудвила), отраженное в прошлые периоды, анализируется с точки зрения возможного восстановления на каждую отчетную дату.

### Инвестиционная собственность

Инвестиционная собственность отражается в консолидированной финансовой отчетности по первоначальной стоимости за вычетом накопленного износа и резерва на обесценение, если необходимо.

Износ инвестиционной собственности рассчитывается по методу равномерного списания ее первоначальной стоимости до ее ликвидационной стоимости в течение срока их полезного использования, а именно:

	<u>Срок полезного использования (кол-во лет)</u>
Плотина и прочие гидросооружения	100
Прочие	5 - 20

Полученный арендный доход учитывается в прибыли или убытке за год в составе выручки.

### Активы в форме права пользования

Группа арендует различные офисные помещения, оборудование и транспортные средства. Договоры могут включать как компоненты, которые являются договорами аренды, так и компоненты, которые не являются договорами аренды. Группа распределяет вознаграждение по договору между компонентами аренды и компонентами, не являющимися арендой, на основе их относительной цены обособленной сделки. Однако по договорам аренды недвижимости, в которых Группа выступает в качестве арендатора, она приняла решение не выделять компоненты аренды и компоненты, не являющиеся арендой, а отразить их в качестве одного компонента аренды.

Активы в форме права пользования, как правило, амортизируются линейным методом в течение срока полезного использования актива или срока аренды в зависимости от того, какой из них закончится раньше.

Группа рассчитывает амортизацию активов в форме права пользования линейным методом в течение оценочного срока их полезного использования, а именно:

	<u>Срок полезного использования (кол-во лет)</u>
Земля	34 – 63
Здания и сооружения	5 – 50

## 2 Основа подготовки финансовой отчетности и существенная информация об учетной политике (продолжение)

### **Товарно-материальные запасы**

Товарно-материальные запасы учитываются по наименьшей из двух величин: себестоимости и чистой цены продажи. Себестоимость запасов определяется по методу ФИФО.

### **Дебиторская задолженность по основной деятельности и прочая дебиторская задолженность**

Дебиторская задолженность по основной деятельности и прочая дебиторская задолженность, за исключением предоплат по налогам и авансов поставщикам, первоначально признается по справедливой стоимости и впоследствии учитывается по амортизированной стоимости, рассчитанной с использованием метода эффективной процентной ставки.

Авансы поставщикам отражаются в консолидированной финансовой отчетности по первоначальной стоимости за вычетом резерва под обесценение. Авансы классифицируются как долгосрочные, если ожидаемый срок получения товаров или услуг, относящихся к ним, превышает один год, или если авансы относятся к активам, которые будут отражены в учете как долгосрочные при первоначальном признании. Сумма авансов за приобретение активов включается в их балансовую стоимость при получении Группой контроля над этими активами и наличии вероятности того, что будущие экономические выгоды, связанные с ними, будут получены Группой. Прочие авансы списываются при получении товаров или услуг, относящихся к ним. Если имеется признак того, что активы, товары или услуги, относящиеся к авансам, не будут получены, балансовая стоимость авансов подлежит уменьшению, и соответствующий убыток от обесценения отражается через прибыль и убыток за год. Предоплаты по налогам отражаются по фактически оплаченным суммам за вычетом резерва под обесценение.

### **Денежные средства и их эквиваленты**

Денежные средства и их эквиваленты включают денежные средства в кассе, средства на текущих банковских счетах, а также договоры покупки и обратной продажи («обратное репо») с другими банками с первоначальным сроком погашения менее 10 дней. Денежные средства и эквиваленты денежных средств отражаются по амортизированной стоимости, так как (i) они удерживаются для получения предусмотренных договором денежных потоков до срока погашения и эти денежные потоки представляют собой исключительно платежи в счет основной суммы долга и процентов и (ii) они не отнесены к категории оцениваемых по справедливой стоимости через прибыль или убыток.

Остатки денежных средств с ограничением использования исключаются из состава денежных средств и их эквивалентов для целей составления консолидированного отчета о движении денежных средств.

Остатки денежных средств, по которым установлены ограничения на обменные операции или использование для погашения обязательств в течение как минимум двенадцати месяцев после отчетного периода, включаются в состав прочих долгосрочных активов; денежные средства с ограничением использования в течение более чем трех месяцев, но менее чем двенадцати месяцев после отчетного периода включаются в состав прочих краткосрочных активов.

### **Акционерный капитал**

Простые акции классифицируются как капитал. Дополнительные издержки, непосредственно связанные с выпуском новых акций, отражаются в составе капитала как вычеты из суммы поступлений за вычетом налогов. Решением Совета Директоров Компании при каждом индивидуальном выпуске акций определяется стоимость каждой акции, а также количество акций в соответствии с законодательством. Сумма превышения справедливой стоимости полученных средств над номинальной стоимостью выпущенных акций отражается в капитале как эмиссионный доход.

## 2 Основа подготовки финансовой отчетности и существенная информация об учетной политике (продолжение)

### *Прочий резервный капитал*

Прочие резервный капитал включает резерв объединения предприятий, результат операций с акционером и прочий совокупный доход/убыток.

Начисление затрат или распределение активов по распоряжению акционера, включая объекты основных средств, объединение бизнеса, доли участия в другом предприятии и группы выбытия, денежные средства и прочие, признаются в капитале в качестве «Прочего резервного капитала». Прочий резервный капитал также включает доход от первоначального признания займов, полученных от акционера, с нерыночными условиями.

### *Прибыль на акцию и балансовая стоимость одной акции*

Базовая прибыль на акцию рассчитывается как отношение прибыли, приходящегося на долю акционеров Группы, к средневзвешенному числу обыкновенных акций, находящихся в обращении в течение года. У Группы отсутствуют разводящие потенциальные обыкновенные акции, следовательно, разводненная прибыль на акцию совпадает с базовой прибылью на акцию (Примечание 32).

В соответствии с решением Биржевого совета АО «Казахстанская фондовая биржа» (далее – «КФБ») от 4 октября 2010 года, консолидированная финансовая отчетность должна содержать данные о балансовой стоимости одной акции (простой и привилегированной) на отчетную дату, рассчитанной в соответствии с утвержденными КФБ правилами.

### *Налог на добавленную стоимость*

Налог на добавленную стоимость (далее «НДС»), возникающий при реализации, подлежит уплате в налоговые органы при отгрузке товаров и оказании услуг. НДС, уплаченный при приобретении товаров и услуг, может быть зачтен в счет НДС, подлежащим к уплате, при получении налогового счета-фактуры от поставщика.

Налоговое законодательство позволяет проведение оплаты НДС на чистой основе. Соответственно, НДС по реализации и приобретениям отражается в консолидированном отчете о финансовом положении свернуто на чистой основе. НДС к возмещению классифицируется как долгосрочный актив, если его погашение не ожидается в течение года после отчетного периода.

### *Резервы*

Резервы признаются, если Группа вследствие определенного события в прошлом имеет юридические или обусловленные сложившейся практикой обязательства, для урегулирования которых с большой степенью вероятности потребуются отток ресурсов и которые можно оценить в денежном выражении с достаточной степенью надежности. Резервы не признаются по будущим операционным убыткам.

### *Резерв на ликвидацию золоотвалов и последствий эксплуатации объектов*

Резерв на ликвидацию золоотвалов и последствий эксплуатации объектов признается при высокой вероятности возникновения соответствующих обязательств и возможности обоснованной оценки их сумм. Резерв на ликвидацию формируется и относится на стоимость основных средств в том отчетном периоде, в котором возникает обязательство, вытекающее из соответствующего факта выработки отходов и эксплуатации объектов, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду, на основании чистой приведенной стоимости оцененных будущих затрат. Резерв на ликвидацию золоотвалов не включает какие-либо дополнительные обязательства, возникновение которых ожидается в связи с фактами нарушений или причинением ущерба в будущем.

В состав затрат по ликвидации золоотвалов входят затраты на демонтаж или снос объектов инфраструктуры золоотвала, очистка окружающей среды, проведение мониторинга выбросов.

Оценка затрат производится на основании плана ликвидации золоотвалов и последствий эксплуатации объектов. Оценочные значения сумм затрат исчисляются ежегодно по мере эксплуатации с учетом известных изменений, например, обновленных оценочных сумм и пересмотренных сроков эксплуатации активов или операционной деятельности, с проведением официальных проверок на регулярной основе.



## 2 Основа подготовки финансовой отчетности и существенная информация об учетной политике (продолжение)

Точная итоговая сумма необходимых затрат неизвестна. Группа оценивает свои затраты исходя из технико-экономического обоснования и инженерных исследований в соответствии с действующими техническими правилами и нормами проведения работ по ликвидации последствий в окружающую среду. Сумма амортизации или «отмены» дисконта, используемого при определении чистой приведенной стоимости резервов, относится на результаты деятельности за каждый отчетный период. Амортизация дисконта отражается в составе финансовых затрат.

### **Вознаграждения работникам**

#### *(i) Долгосрочные вознаграждения работникам*

Компании Группы обеспечивают своим работникам долгосрочные вознаграждения до, в момент и после выхода на пенсию в соответствии с положениями коллективного трудового договора. Договоры предусматривают выплату единовременных пособий по выходу на пенсию, оказание финансовой помощи работникам Группы на случай нетрудоспособности, по случаю юбилея и смерти. Право на получение отдельных пособий обычно предоставляется в зависимости от оставшегося срока работы до пенсии и наличия у работника минимального стажа работы.

Начисление ожидаемых расходов по выплате единовременных пособий осуществляется в течение трудовой деятельности работника по методике, которая используется при расчете пенсионных планов с установленным вознаграждением по окончании трудовой деятельности. Группа не имеет финансируемых пенсионных схем. Обязательство, признаваемое на конец каждого отчетного периода, представляет собой текущую стоимость пенсионных обязательств. Возникающие в течение года актуарные прибыли и убытки отражаются в прочем совокупном доходе за год. Для этой цели актуарные прибыли и убытки включают как влияние изменений в актуарных предположениях, так и влияние прошлого опыта в отношении отличия актуарных предположений от фактических данных.

Основные предположения, использованные в учете пенсионных обязательств, – это ставка дисконта и предположение о текучести кадров. Признание всех изменений в обязательствах по окончании трудовой деятельности в момент их возникновения учитываются следующим образом: (i) стоимость услуг и чистый процентный расход отражаются в прибыли или убытке; а (ii) переоценка – в прочем совокупном доходе.

Такие обязательства оцениваются на ежегодной основе независимыми квалифицированными актуариями.

#### *(ii) Расходы на оплату труда и связанные отчисления*

Расходы на заработную плату, пенсионные отчисления, взносы в фонд социального страхования, оплаченные ежегодные отпуска и больничные, премии и неденежные льготы начисляются по мере осуществления соответствующих работ сотрудниками Группы.

В соответствии с требованиями законодательства РК Группа от имени своих работников удерживает пенсионные отчисления и перечисляет в АО «Единый накопительный пенсионный фонд» (далее «ЕНПФ»). В отношении сотрудников, не включенных в Коллективный трудовой договор, при выходе работников на пенсию финансовые обязательства Группы прекращаются, и все выплаты осуществляются ЕНПФ.

### **Обязательства по аренде**

Обязательства, возникающие по договорам аренды, первоначально оцениваются по приведенной стоимости.

Опционы на продление и прекращение аренды предусмотрены в ряде договоров аренды Группы. Опционы на продление (или период времени после срока, определенного в условиях опционов на прекращение аренды) включаются в срок аренды только в том случае, если существует достаточная уверенность в том, что договор будет продлен (или не будет прекращен). В оценку обязательства также включаются арендные платежи, которые будут произведены в рамках исполнения опционов на продление, если имеется достаточная уверенность в том, что аренда будет продлена.

Арендные платежи дисконтируются с использованием процентной ставки, заложенной в договоре аренды. Если эту ставку нельзя легко определить, что, как правило, имеет место в случае договоров аренды, имеющих у Группы, Группа использует ставку привлечения дополнительных заемных средств – это ставка, по которой Группа могла бы привлечь на аналогичный срок и при аналогичном обеспечении заемные средства, необходимые для получения актива со стоимостью, аналогичной стоимости актива в форме права пользования в аналогичных экономических условиях.

## 2 Основа подготовки финансовой отчетности и существенная информация об учетной политике (продолжение)

Арендные платежи разделяются на основную сумму обязательств и финансовые расходы.

Платежи по краткосрочной аренде оборудования и транспортных средств и аренде любых активов с низкой стоимостью признаются линейным методом как расходы в составе прибыли или убытка. Краткосрочная аренда представляет собой договор аренды сроком не более 12 месяцев.

### **Займы**

Кредиты и займы первоначально учитываются по справедливой стоимости за вычетом произведенных затрат по сделке, а затем по амортизированной стоимости с использованием метода эффективной процентной ставки.

При учете займов от акционеров на нерыночных условиях Группа отражает доход/(убыток) от первоначального признания в капитале как вклад в капитал/(распределение капитала). Порядок учета, который отражает экономическую сущность операции, применяется последовательно ко всем аналогичным операциям и раскрывается в консолидированной финансовой отчетности.

Затраты по займам, привлеченным на общие и конкретные цели, непосредственно относимые к приобретению, строительству или производству актива, подготовка которого к использованию по назначению или для продажи обязательно требует значительного времени (актив, отвечающий определенным требованиям), входят в состав стоимости такого актива.

### **Кредиторская задолженность по основной деятельности и прочая кредиторская задолженность**

Кредиторская задолженность по основной деятельности и прочая кредиторская задолженность начисляется по факту исполнения контрагентом своих договорных обязательств. Кредиторская задолженность по основной деятельности и прочая кредиторская задолженность, за исключением полученных авансов, первоначально отражается по справедливой стоимости и впоследствии учитывается по амортизированной стоимости с использованием метода эффективной процентной ставки. Полученные авансы отражаются по фактическим суммам, полученным от третьих сторон.

### **Признание выручки**

Выручка – это доход, возникающий в ходе обычной деятельности Группы.

Выручка признается в размере цены сделки. Цена сделки представляет собой возмещение, право на которое Группа ожидает получить в обмен на передачу контроля над обещанными товарами или услугами покупателю, без учета сумм, получаемых от имени третьих сторон. Выручка отражается за вычетом налога на добавленную стоимость и скидок. Выручка от продажи электроэнергии признается в течение периода.

Основная доля консолидированной выручки Группы приходится на выручку от реализации и передачи электро- и теплоэнергии, а также производство горячей воды. Группа признает выручку по договорам с покупателями в течение времени.

Согласно условиям договоров, на реализацию и передачу электро- и теплоэнергии обязательства к исполнению выявляются на момент заключения договора. Договора на реализацию и передачу электро- и теплоэнергии не включают в себя сопутствующие и/или дополнительные услуги.

Группа не предполагает заключение договоров, в которых период между передачей обещанных товаров или услуг покупателю и оплатой их покупателем превышает один год. Следовательно, Группа не корректирует цены сделки на влияние временной стоимости денег.

Согласно условиям договора, на реализацию и передачу электро- и теплоэнергии сумма договора является ценой за реализованный или переданный объем электро- или теплоэнергии, что является самостоятельным объектом услуги/товара.

### **Производство и реализация электро- и теплоэнергии**

Выручка определяется на основании фактических объемов реализованной электро- и теплоэнергии электростанциями Группы.

Сумма выручки определяется исходя из тарифов, утвержденных уполномоченным органом.

## 2 Основа подготовки финансовой отчетности и существенная информация об учетной политике (продолжение)

Выручка от реализации электроэнергии и теплоэнергии признается на основании показаний приборов коммерческого учета ежемесячно. Приборы учета установлены в пункте присоединения станции Группы к сетям передачи электро- и теплоэнергии.

Дебиторская задолженность признается, когда электро- тепло энергия реализована в пункте присоединения станции Группы к сетям передачи электро- и теплоэнергии, так как на этот момент возмещение является безусловным ввиду того, что наступление срока платежа обусловлено лишь течением времени. Фактический объем переданной электро- и теплоэнергии за расчетный период подтверждается актом об объемах отпуска электроэнергии/актом сверки объемов теплоэнергии. Счета-фактуры выставляются покупателям ежемесячно.

### *Передача и распределение электрической энергии*

Группа предоставляет услуги по договорам с фиксированным вознаграждением за 1 кВт./ч. переданной и распределенной электрической энергии исходя из тарифов, утвержденных уполномоченным органом.

Выручка от предоставления услуг признается ежемесячно в том отчетном периоде, когда были оказаны услуги. Выручка признается исходя из фактического объема электрической энергии, переданной в течение отчетного периода, так как покупатель одновременно получает и потребляет выгоды.

Фактический объем переданной и распределенной электрической энергии за отчетный период подтверждается актами сверки объемов переданной и распределенной электрической энергии, которые составляются и подписываются с покупателями на основании показаний приборов коммерческого учета ежемесячно. Счета выставляются покупателям ежемесячно на последнюю дату каждого месяца, и возмещение подлежит уплате после выставления счета, в течение 5 рабочих дней.

Дебиторская задолженность признается на момент выставления счета, так как на этот момент возмещение является безусловным ввиду того, что наступление срока платежа обусловлено лишь течением времени.

### *Выручка от услуг по поддержанию готовности электрической мощности.*

Также, Группа предоставляет услугу по поддержанию готовности электрической мощности. Выручка от предоставления услуг по поддержанию готовности электрической мощности признается в том отчетном периоде, когда были оказаны эти услуги. Выручка определяется на основании фактически располагаемой электрической мощности, на основании ежемесячных отчетов о готовности электрической мощности от единого закупщика согласно Правилам рынка мощности.

Договор предусматривает оплату за один кВт поддерживаемой мощности за месяц, и выручка признается в сумме, на которую Группа имеет право выставить счет.

На основании акта, подписанного за отчетный месяц, Группа выставляет Единому закупщику счета-фактуры ежемесячно.

### *Сбыт электроэнергии*

Группа реализует электрическую энергию по договорам с физическими и юридическими лицами исходя из тарифов, согласованным уполномоченным органом.

Выручка от реализации юридическим лицам признается ежемесячно в том отчетном периоде, когда электроэнергия была потреблена, согласно показаниям счетчиков. Договор для юридических лиц предусматривает оплату в течение 5 рабочих дней с даты выставления платежного документа. Договор для юридических лиц, финансируемых из государственного бюджета, предусматривает оплату до 15 числа, следующего за расчетным.

Выручка от реализации физическим лицам признается ежемесячно в том отчетном периоде, когда электроэнергия была потреблена. Выручка по договорам с физическими лицами включает выручку за последние несколько дней месяца после снятия показания счетчиков, которая признается пропорционально общему объему проданной электроэнергии за расчетный месяц. Договор для физических лиц предусматривает оплату не позднее 25 числа месяца, следующего за расчетным, на основании платежного документа, выписанного Компанией. Расчетный период составляет один календарный месяц.

## 2 Основа подготовки финансовой отчетности и существенная информация об учетной политике (продолжение)

### Подходный налог

В настоящей консолидированной финансовой отчетности подходный налог отражен в соответствии с законодательством РК, действующим либо практически вступившим в силу на конец отчетного периода.

Текущий налог представляет собой сумму, которую предполагается уплатить в или возместить из государственного бюджета в отношении облагаемой прибыли или убытка за текущий и прошлые периоды.

Отсроченные налоговые активы могут быть зачтены против отсроченных налоговых обязательств только в рамках каждой отдельной компании Группы.

Группа контролирует сторнирование временных разниц, относящихся к налогам на дивиденды дочерних компаний или к доходам от их продажи. Группа не отражает отсроченные налоговые обязательства по таким временным разницам, кроме случаев, когда руководство ожидает сторнирование временных разниц в обозримом будущем.

Обязательство по отсроченному подходному налогу признается в отношении облагаемых временных разниц по затратам на ликвидацию активов, отнесенных на стоимость основных средств, а актив по отсроченному подходному налогу признается, с учетом вышеуказанных условий признания, в отношении вычитаемых временных разниц по резерву на ликвидацию активов.

### Неопределенные налоговые позиции

Неопределенные налоговые позиции Группы оцениваются руководством в конце каждого отчетного периода. Обязательства, отражающиеся в отношении позиций по подходному налогу, учитываются в тех случаях, когда руководство считает, что вероятность возникновения дополнительных налоговых обязательств, если налоговая позиция Группы будет оспорена налоговыми органами, выше, чем вероятность их отсутствия.

Такая оценка производится на основании толкования налогового законодательства, действующего или по существу действующего на конец отчетного периода, а также любых известных постановлений суда или иных решений по подобным вопросам. Обязательства по штрафам, пеням и налогам, за исключением налога на прибыль, отражаются на основе наилучшей оценки руководством расходов, необходимых для урегулирования обязательств на конец отчетного периода. Корректировки по неопределенным позициям по подходному налогу отражаются в составе расходов по подходному налогу.

## 3 Новые учетные положения

Перечисленные ниже пересмотренные стандарты и разъяснения стали обязательными для Группы с 1 января 2024 года, но не оказали существенного воздействия на Группу:

- Классификация обязательств на краткосрочные и долгосрочные – Поправки к МСФО (IAS) 1 (первоначально выпущены 23 января 2020 года и впоследствии изменены 15 июля 2020 года и 31 октября 2022 года, окончательно вступают в силу для годовых периодов, начинающихся с 1 января 2024 года или после этой даты). Согласно данным поправкам, обязательства классифицируются на краткосрочные или долгосрочные, в зависимости от прав, существующих на конец отчетного периода. Обязательства являются долгосрочными, если организация имеет на конец отчетного периода существенное право отложить их погашение по меньшей мере на двенадцать месяцев. Руководство более не содержит требования о том, что такое право должно быть безусловным. Поправка, внесенная в октябре 2022 года, установила, что договорные условия, т. е. ковенанты, которые должны соблюдаться после отчетной даты, не влияют на классификацию долга как краткосрочного или долгосрочного на отчетную дату. Ожидания руководства в отношении того, будет ли оно впоследствии использовать свое право отложить погашение, не влияют на классификацию обязательств. Обязательство классифицируется как краткосрочное, если условие нарушено на отчетную дату или до нее, даже в случае, когда по окончании отчетного периода от кредитора получено освобождение от обязанности выполнять условие. В то же время кредит классифицируется как долгосрочный, если условие кредитного соглашения нарушено только после отчетной даты. Кроме того, поправки уточняют требования к классификации долга, который организация может погасить посредством его конвертации в собственный капитал. Термин «погашение» определяется как прекращение обязательства посредством расчетов в форме денежных средств, других ресурсов, содержащих экономические выгоды, или собственных инструментов организации. Существует исключение для конвертируемых инструментов, которые могут быть конвертированы в собственный капитал, но только для тех инструментов, где опция на конвертацию классифицируется как долевой инструмент в качестве отдельного компонента комбинированного финансового инструмента.

### 3 Новые учетные положения (продолжение)

- Поправки к МСФО (IFRS) 16 «Аренда: обязательства по аренде при продаже с обратной арендой» (выпущены 22 сентября 2022 года и вступают в силу для годовых периодов, начинающихся 1 января 2024 года или после этой даты).
- Поправки к МСФО (IAS) 7 «Отчет о движении денежных средств» и МСФО (IFRS) 7 «Финансовые инструменты: раскрытие информации: соглашения о финансировании поставщика» (выпущены 25 мая 2023 года).

#### **Новые стандарты и интерпретации**

Опубликован ряд новых стандартов и интерпретаций, которые являются обязательными для годовых периодов, начинающихся 1 января 2025 года или после этой даты, и которые Группа не приняла досрочно.

- Поправки к МСФО (IAS) 21 «Ограниченная возможность обмена» (выпущены 15 августа 2023 года и вступают в силу для годовых периодов, начинающихся 1 января 2025 года или после этой даты).
- Поправки к требованиям классификации и оценки финансовых инструментов — Поправки к МСФО (IFRS) 9 и МСФО (IFRS) 7 (выпущены 30 мая 2024 года и вступают в силу для годовых периодов, начинающихся 1 января 2026 года или после этой даты).
- МСФО (IFRS) 18 «Представление и раскрытие информации в финансовой отчетности» (выпущен 9 апреля 2024 года и вступает в силу для годовых периодов, начинающихся с 1 января 2027 года или после этой даты). В настоящее время Группа проводит оценку того, как данные поправки повлияют на ее финансовую отчетность.
- МСФО (IFRS) 19 «Непубличные дочерние компании: раскрытия информации» (выпущен 9 мая 2024 года и вступает в силу для годовых периодов, начинающихся с 1 января 2027 года или после этой даты).
- Продажа или вклад активов между инвестором и его ассоциированной компанией или совместным предприятием – Поправки к МСФО (IFRS) 10 и МСФО (IAS) 28 (выпущены 11 сентября 2014 года и вступают в силу для годовых периодов, начинающихся с даты, которая будет определена Советом по МСФО)
- Ежегодные усовершенствования Стандартов бухгалтерского учета МСФО (выпущены в июле 2024 года и вступают в силу с 1 января 2026 года).
- МСФО (IFRS) 14 «Счета отложенных тарифных корректировок» (выпущен 30 января 2014 года).
- Договоры о возобновляемой электроэнергии - Поправки к МСФО (IFRS) 9 и МСФО (IFRS) 7 (выпущен 18 декабря 2024 года и вступают в силу с 1 января 2026 года). В настоящее время Группа проводит оценку того, как данные поправки повлияют на ее финансовую отчетность.

Если выше не указано иное, ожидается, что данные новые стандарты и разъяснения существенно не повлияют на консолидированную финансовую отчетность Группы.

### 4 Важные учетные оценки и профессиональные суждения в применении учетной политики

Группа производит бухгалтерские оценки и допущения, которые воздействуют на отражаемые в консолидированной финансовой отчетности суммы и на балансовую стоимость активов и обязательств в следующем финансовом году. Бухгалтерские оценки и суждения подвергаются постоянному анализу и основаны на прошлом опыте руководства и других факторах, в том числе на ожиданиях относительно будущих событий, которые считаются обоснованными в сложившихся обстоятельствах. В процессе применения учетной политики руководство также использует профессиональные суждения, помимо связанных с бухгалтерскими оценками. Профессиональные суждения, которые оказывают наиболее значительное влияние на суммы, отраженные в консолидированной финансовой отчетности, и бухгалтерские оценки, которые могут привести к необходимости существенной корректировки балансовой стоимости активов и обязательств в течение следующего финансового года, включают следующие:

#### **Обесценение нефинансовых активов**

На конец каждого отчетного периода руководство оценивает наличие признаков обесценения отдельных активов или групп активов, и признаков того, что убыток от обесценения, признанный в предыдущие периоды для активов или групп активов, отличных от гудвила, больше не существует или уменьшился.

При наличии любых таких признаков руководство оценивает возмещаемую стоимость актива, которая определяется как наибольшая из величин его справедливой стоимости за вычетом затрат на продажу и его ценности использования. Расчет ценности использования требует применения оценочных данных и профессиональных суждений со стороны руководства, которые считаются обоснованными в сложившихся обстоятельствах.

#### 4 Важные учетные оценки и профессиональные суждения в применении учетной политики (продолжение)

Определение наличия признаков обесценения нефинансовых активов также требует использования суждений и оценок в определении возможного технологического устаревания объектов основных средств, прекращения деятельности, остаточных сроков их полезной службы, и другие изменения условий эксплуатации.

Согласно МСФО (IAS) 36 одним из признаков обесценения является наличие существенных изменений, имевших отрицательные последствия для Группы, которые произошли в течение периода или ожидаются в ближайшем будущем в технологических, рыночных, экономических или юридических условиях, в которых осуществляет деятельность Группа, или на рынке, для которого предназначен актив.

При оценке возмещаемой стоимости активов Группа использует оценки и делает суждения. Оценки и суждения подвергаются постоянному критическому анализу и основаны на прошлом опыте руководства и других факторах, в том числе на ожиданиях относительно будущих событий, которые, как считается, являются обоснованными в сложившихся обстоятельствах. Руководство также использует некоторые суждения, кроме требующих оценок, в процессе применения учетной политики.

##### **Анализ признаков обесценения основных средств – производство электро и теплоэнергии на основе угля, передача и распределение электроэнергии**

Руководство Группы провело анализ признаков обесценения основных средств дочерних компаний АО «Алматинские Электрические Станции» (далее – «АЛЭС»), ТОО «Экибастузская ГРЭС-1 имени Булата Нуржанова» (далее «ЭГРЭС-1»), АО «Алатау Жарық Компаниясы» (далее «АЖК»), а также инвестиции в совместное предприятие АО «Станция Экибастузская ГРЭС-2» (далее «СЭГРЭС-2»), который проводился согласно МСФО (IAS) 36 «Обесценение активов».

Основными фактами и допущениями, использованными при анализе признаков обесценения, являются:

- Отсутствие негативных изменений в экономической эффективности дочерних компаний за отчетный период;
- Увеличение предельных тарифов на электроэнергию для энергопроизводящих организаций с 1 января 2024 года на 10–27% от действующих тарифов и с 01 ноября 2024 года тарифа ЭГРЭС-1 на 3% от действующего тарифа согласно Приказу МЭ РК, с возможностью корректировки тарифов при увеличении основных затрат, согласно Правил утверждения предельного тарифа на электрическую энергию;
- Изменение в процентных ставках по кредитам не окажет существенного влияния на возмещаемую стоимость активов, так как увеличение ставки заемного финансирования аналогичным образом отразится в ставке WACC при расчете нормы прибыли, в следующем периоде действия предельных тарифов, согласно методике определения нормы прибыли, учитываемой при утверждении предельных тарифов на электрическую энергию, а также фиксированной прибыли на балансирование, учитываемой при утверждении предельных тарифов на балансирующую электроэнергию, утвержденных Приказом Министра энергетики РК от 22 мая 2020 года №205, а также в затратную часть тарифа включаются расходы по вознаграждениям за предыдущий период;
- Изменение ставок инфляции не окажет существенного влияния, так как в затратную часть тарифа включаются затраты с учетом фактической инфляции за предыдущий год, а также изменения в Законе «О естественных монополиях» от 30 декабря 2022 года № 177-VII ЗРК предусматривают дополнительные условия для корректировки утвержденных на 5 лет тарифов на передачу электроэнергии до истечения его срока действия (изменение утвержденной инвестиционной программы в связи реализацией национальных проектов, получение на баланс либо в доверительное управление сетей, изменение среднемесячной номинальной заработной платы);
- Ввод новой целевой модели рынка реализации электроэнергии с 1 июля 2023 года (Примечание 19) не оказал существенного влияния на выручку электростанций Группы. Эффект от объема и цены покупки и реализации дисбалансов на балансирующем рынке электрической энергии составил менее 1% от выручки станций, что является незначительным отклонением. Станции Группы преимущественно работают согласно заявленным объемам, соответственно, план обычно соответствует факту, что позволяет минимизировать объем операций на балансирующем рынке электрической энергии.
- Отсутствие значительных изменений, имеющие неблагоприятные последствия для дочерних компаний, которые произошли в течение периода или предположительно могут иметь место в ближайшем будущем;
- Прогнозируемый рост в среднесрочной перспективе спроса на электроэнергию в северной и южной зоне Республики Казахстан.

#### 4 Важные учетные оценки и профессиональные суждения в применении учетной политики (продолжение)

*Дополнительные факты и допущения, использованные при анализе признаков обесценения по «АлЭС»:*

- Увеличение тарифа на теплоэнергию с вводом с 1 января и с 1 сентября 2024 года. В соответствии с Законом РК «О естественных монополиях», существует возможность корректировки тарифов при изменении вида и стоимости стратегических товаров;
- Планируется модернизация двух электростанций АлЭС, такие как Алматинская ТЭЦ-2 и ТЭЦ-3 (Примечание 26). Остаточная стоимость существующих активов угольных энергоблоков этих станций, подлежащих консервации или демонтажу, к моменту ввода в эксплуатацию новых парогазовых энергоблоков, будет равна нулю;
- Отсутствие значительных изменений, которые произошли в течение периода или предположительно могут иметь место в ближайшем будущем, и иметь существенное влияние на возмещаемую стоимость активов.

*Дополнительные факты и допущения, использованные при анализе признаков обесценения по «АЖК»:*

- Перевыполнение плана по основным операционным и финансовым показателям деятельности по состоянию на 31 декабря 2024 года;
- Прогнозируемый рост в среднесрочной перспективе спроса на электроэнергию в г. Алматы и Алматинской области;
- Увеличение тарифа на передачу электроэнергии с 1 января 2024 года на 6.7% и с 1 августа 2024 года на 28.5% согласно совместным приказам ДКРЕМ МНЭ РК г. Алматы и Алматинской области;
- Расходы по покупке электроэнергии у Единого закупщика и на балансирующем рынке электрической энергии (Примечание 19) включаются в тарифную смету;
- Законом Республики Казахстан от 30 декабря 2022 года № 177-VII внесены изменения в Закон РК «О естественных монополиях» от 27 декабря 2018 года № 204-VI ЗРК позволяющие корректировать утвержденные на 5 лет тарифы на передачу электроэнергии до истечения его срока действия. Приказом Республики Казахстан Министра национальной экономики РК от 08.12.2023 внесены изменения в Правила формирования тарифов субъектов естественной монополии, утвержденных приказом Министра национальной экономики Республики Казахстан от 19 ноября 2019 года № 90, в которых обновлен стимулирующий метод регулирования сфер естественной монополии, позволяющий использование 50% допустимого уровня прибыли на усмотрение субъекта естественной монополии, при достижении определенных указанными Правилами показателей эффективности.

*Результаты анализа признаков обесценения основных средств – производство электро и теплоэнергии на основе угля, передача и распределение электроэнергии*

В результате проведенного анализа внешних и внутренних признаков обесценения руководство Группы пришло к выводу, что признаки обесценения на дату проведения анализа отсутствуют. Соответственно, руководство Группы приняло решение не проводить тест на обесценение основных средств и нематериальных активов этих дочерних компании и инвестиции в совместное предприятие по состоянию на 31 декабря 2024 года.

В 2023 году Группа выявила индивидуальный признак обесценения по ТОО «Ereymentau Wind Power» в связи с задержкой реализации проекта строительства ВЭС 50 МВт в г. Ерейментау и судебными процессами ТОО «Ereymentau Wind Power» с ТОО «Расчетно-финансовый центр по поддержке возобновляемых источников энергии» в отношении продления договора на получение тарифа на реализацию электроэнергии. Группа признала в 2023 году полное обесценение объектов незавершенного строительства на сумму 4,912,900 тысяч тенге и предоплаты по долгосрочным активам сумму 9,155,825 тысяч тенге.

В 2023 году АО «Алатау Жарык Компаниясы» направила досудебные претензии в адрес ТОО «Электрремонт» и ТОО «ABM-Building 2007» с требованием о возмещении материального ущерба, причиненного в связи с неисполнением договорных обязательств. В виду того, что возмещаемость данных объектов незавершенного строительства не определена, в 2023 году Группа признала убыток от обесценения объектов незавершенного строительства АО «Алатау Жарык Компаниясы» на общую сумму 3,659,788 тысяч тенге.

Также в 2023 года Группа признала доходы от восстановления обесценения нефинансовых активов Шульбинской ГЭС и Усть-Каменогорской ГЭС в размере 8,057,283 тысячи тенге.

#### 4 Важные учетные оценки и профессиональные суждения в применении учетной политики (продолжение)

##### **«Стоимость оборудования, приобретенного для строительства энергоблока №3 на СЭГРЭС-2»**

В 2008 году СЭГРЭС-2 начала подготовку строительства энергоблока № 3 с мощностью 500 МВт. Впоследствии проект был пересмотрен и до 2016 года Компания находилась на стадии реализации проектно-сметной документации, предварительного строительства и закупки необходимого оборудования для нового энергоблока № 3 с мощностью 630 МВт. 29 августа 2016 года СЭГРЭС-2 расторгла договор генерального подряда по строительству энергоблока № 3, заключенного между СЭГРЭС-2 и ТОО «КВАРЦ KZ» из-за переноса сроков строительства.

В следующие годы были предприняты шаги для реализации проекта:

- 14 марта 2022 года Комиссия Совета рынка по рассмотрению инвестиционных программ вынесла единогласное решение рекомендовать к допуску на рассмотрение уполномоченным органом инвестиционную программу АО «СЭГРЭС-2» «Расширение и реконструкция СЭГРЭС-2 с установкой энергоблока ст. №3».
- Приняты меры по подготовке к приему и надлежащему хранению оборудования из Китайской Народной Республики, построены отапливаемые здания ангарного типа и выделены охраняемые складские помещения. Выполнена приемка значительной части технологического оборудования для энергоблока. Однако для завершения строительства энергоблока потребуются дополнительный заказ недостающего части оборудования.

В связи с планируемым увеличением доли возобновляемых источников электроэнергии до 2031 года, согласно прогнозным балансам Министерства энергетики Казахстана на 2025–2031 годы, возникает необходимость в строительстве дополнительных маневренных мощностей для обеспечения регулирования энергосистемы. В этих прогнозах предусмотрено строительство новых объектов генерации, включая расширение ЭГРЭС-2 и создание новой станции ГРЭС-3, что направлено на уменьшение дефицита электроэнергии и маневренных мощностей.

Руководство Группы, принимая во внимание изложенные факты, рассматривает стратегические варианты использования приобретенного китайского оборудования. Среди возможных сценариев: а) продолжение строительства маневренного энергоблока на СЭГРЭС-2 с использованием этого оборудования, и б) передача оборудования для реализации проекта строительства новой станции ГРЭС-3.

##### **По проекту «Строительство ГРЭС-3 на базе технологии чистого угля».**

18 апреля 2024 года Протоколом совещания Министерство Энергетики по вопросам развития электроэнергетической отрасли было рекомендовано внести изменения в техническое задание для предварительного технико-экономического обоснования проекта строительства ГРЭС-3 предусматривающие увеличение установленной мощности станции до четырех энергоблоков, а также рассмотреть возможность использования оборудования, приобретенного в КНР, которое изначально предназначалось для энергоблока №3 СЭГРЭС-2.

8 июля 2024 года внесены изменения в Закон РК «Об электроэнергетике» в рамках законопроекта «По вопросам теплоэнергетики» в части совершенствования действующего механизма проведения тендера на строительство вновь вводимых в эксплуатацию генерирующих установок (в части возврата инвестиций) для проекта «Строительство ГРЭС-3 на базе технологии чистого угля».

Согласно этому закону, если в утвержденном прогнозном балансе электрической энергии и мощности на предстоящий семилетний период прогнозируемый дефицит электрической мощности в ЕЭС РК или в какой-либо из ее зон в течение первых пяти лет прогноза превышает 100 МВт, уполномоченный орган обязан провести тендер на строительство новых генерирующих установок, осуществляющих производство электрической энергии на твердом топливе.

В настоящее время Группа разрабатывает предварительное технико-экономическое обоснование для проекта «Строительства ГРЭС-3 на базе технологии чистого угля».

В соответствии с текущими планами Правительства руководство рассматривает наиболее вероятным сценарием реализацию проекта строительства ГРЭС-3 и передачу технологического оборудования, приобретенного в КНР, в новую организацию по его балансовой стоимости. В связи с этим, на сумму прочих понесенных затрат, включая расходы на строительные и монтажные работы, подготовку фундамента и другие затраты, связанные с проектом строительства энергоблока №3 СЭГРЭС-2, учтенные в составе незавершенного строительства был доначислен дополнительный резерв в размере 18,524,342 тысячи тенге на 31 декабря 2024 года (31 декабря 2023 г.: 13,215,512 тысяч тенге) (Примечание 8).



#### 4 Важные учетные оценки и профессиональные суждения в применении учетной политики (продолжение)

##### **Модернизация Алматинской ТЭЦ-3 и ТЭЦ-2 с минимизацией воздействия на окружающую среду**

Проекты Модернизации Алматинской ТЭЦ-3 и ТЭЦ-2 (далее – Проекты) реализуются в рамках исполнения поручения Главы Государства.

Проект модернизации ТЭЦ-2 с минимизацией воздействия на окружающую среду включает строительство новой станции на газе мощностью до 600 МВт на площадке Алматинской ТЭЦ-2. 31 декабря 2024 года подписано Инвестиционное соглашение №52 на модернизацию, реконструкцию и (или) расширение со строительством генерирующих установок с использованием газа в качестве альтернативного типа топлива АО «Алматинские электрические станции» на 2024-2038 годы. Данное соглашение позволяет вернуть все вложенные инвестиции, через механизм рынка мощности.

Реконструкция Алматинской ТЭЦ-3 со строительством ПГУ мощностью не менее 450 МВт предусматривает замещение существующего пылеугольного оборудования, на современные экологически чистые парогазовые энергоблоки, строительство на существующей площадке новой ТЭЦ большей мощности с маневренным режимом работы, для частичного покрытия дефицита маневренных мощностей в Южной зоне Казахстана. 17 марта 2023 года подписан Договор о покупке услуги по поддержанию готовности электрической мощности при строительстве вновь вводимых в эксплуатацию генерирующих установок с маневренным режимом генерации с ТОО «Расчетно-финансовый центр по поддержке возобновляемых источников энергии».

Согласно оценкам руководства, остаточная стоимость существующих активов ТЭЦ-3 и ТЭЦ-2, подлежащих замещению, к моменту ввода в эксплуатацию новых парогазовых энергоблоков будет равна нулю.

Для организации финансирования Проектов Группа заключила Договоры Займа с различными финансовыми институтами (Примечание 16).

Для реализации Проектов по результатам конкурсов были заключены ЕРС-договора с поставщиками.

##### **Статус выполненных работ:**

##### **Реконструкция Алматинской ТЭЦ-2**

На 31 декабря 2024 года компания приняла решение капитализировать стоимость оборудования, отгруженного для ТЭЦ-2 в рамках ЕРС-контракта, на сумму 18,574,198 тысяч тенге. Кроме того, на 31 декабря 2024 года была капитализирована стоимость незавершенного оборудования для ТЭЦ-2 в размере 23,412,629 тысяч тенге. Строительно-монтажные работы в рамках ЕРС-контракта на сумму 7,345,497 тысяч тенге, выполненные в 2024 году, также были капитализированы. Оценка стоимости незавершенного оборудования и работ производилась на основе процента выполнения работ, указанного в еженедельных отчетах о статусе оборудования или работ, предоставленных ЕРС-подрядчиком. Цены были определены в соответствии с таблицей цен, приложенной к ЕРС-контракту.

##### **Реконструкция Алматинской ТЭЦ-3**

Строительно-монтажные работы по ТЭЦ-3 в рамках ЕРС-контракта на сумму 2,212,400 тысяч тенге, выполненные в 2024 году, были капитализированы. Оценка обязательств была произведена на основе проектно-сметной документации. Также, на 31 декабря 2024 года была капитализирована стоимость незавершенного оборудования для ТЭЦ-3 на сумму 22,135,105 тысяч тенге. Стоимость незавершенного оборудования была признана в соответствии с процентом выполнения работ, указанным в таблице прогресса, предоставленной ЕРС-подрядчиком. Цены были определены на основании утвержденных прайс-листов и коммерческих предложений, относящихся к проекту.

Капитализация была осуществлена в соответствии с требованиями МСФО (IAS) 16, так как затраты связаны с подготовкой актива к его предполагаемому использованию, и существует высокая вероятность получения будущих экономических выгод, при этом затраты могут быть надежно измерены.

В случаях, если актив создается в рамках долгосрочного ЕРС-контракта, и у актива нет альтернативного использования для подрядчика, а условия ЕРС-контракта предоставляют подрядчику право на получение оплаты за фактически выполненные работы, даже при расторжении контракта, затраты могут быть капитализированы.

#### 4 Важные учетные оценки и профессиональные суждения в применении учетной политики (продолжение)

##### **Страхование**

В рамках договора добровольного страхования строительно-монтажных рисков и проектных грузов, включая задержку ввода в эксплуатацию (пуска) и гражданско-правовой ответственности перед третьими лицами за причинение вреда, страховая премия была выплачена на общую сумму 10,388,767 тысяч тенге в 2024 году. Данные расходы по страхованию являются обязательными, поскольку они требуются банками-инвесторами и рассматриваются как неотъемлемая часть проектных затрат, которые невозможно избежать. В соответствии с МСФО, в частности, IAS 23 «Затраты по займам» и IAS 16 «Основные средства», общая сумма страховой премии в размере 10,388,767 тысяч тенге была капитализирована и учтена в стоимости проекта модернизации Алматинской ТЭЦ-2. Капитализация страховой премии обусловлена ее прямой связью с доведением актива до состояния готовности, а также защитой от финансовых потерь, которые могут повлиять на будущие экономические выгоды проекта.

##### **Учет основных средств ВИЭ**

Основные средства балансовой стоимостью 14,026,839 тысяч тенге представляют собой активы Первой Ветровой Электростанции (далее «ПВЭС») в сумме 12,918,858 тысяч тенге и ТОО «Samruk-Green Energy» в сумме 1,107,981 тысяча тенге (2023 год: 14,653,228 тысяч тенге, 13,554,452 тысячи тенге и 1,098,776 тысяч тенге).

Расчетно-Финансовый Центр – государственная организация выступает агентом, который выкупает весь объем произведенной электроэнергии у компаний, производящих электроэнергию из ВИЭ. Весь объем электроэнергии выкупается у станций по оговоренному тарифу, который ежегодно корректируется на ставку инфляции.

Согласно МСФО(IFRS) 16 договоры такого характера могут содержать в себе признаки договора аренды. Руководство оценило требования МСФО(IFRS) 16 и пришло к выводу, что данный договор является договором операционной аренды, в котором ПВЭС и ТОО «Samruk-Green Energy» выступают арендодателями. Соответственно, выручка от продажи электроэнергии данных станций была включена в состав дохода от аренды электрических станций. Выручка от аренды раскрыта в Примечании 19. Будущие арендные платежи раскрыты в Примечании 26.

##### **Сроки полезного использования основных средств**

Оценка срока полезной службы основных средств производилась с применением профессионального суждения на основе имеющегося опыта в отношении аналогичных активов. Будущие экономические выгоды, связанные с этими активами, в основном будут получены в результате их использования. Однако другие факторы, такие как устаревание, с технологической или коммерческой точки зрения, а также износ оборудования, часто приводят к уменьшению экономических выгод, связанных с этими активами. Руководство оценивает оставшийся срок полезного использования основных средств исходя из текущего технического состояния активов и с учетом расчетного периода, в течение которого данные активы будут приносить Группе экономические выгоды.

При этом во внимание принимаются следующие основные факторы: (а) ожидаемый срок использования активов; (б) ожидаемый физический износ оборудования, который зависит от эксплуатационных характеристик и регламента технического обслуживания; и (в) моральный износ оборудования с технологической и коммерческой точки зрения в результате изменения рыночных условий.

Если бы расчетные сроки полезного использования отличались на 10% от оценок руководства, амортизационные отчисления за год, закончившийся 31 декабря 2024 года, должны были бы увеличиться/уменьшиться на 6,037,439 тысяч тенге (31 декабря 2023 года: увеличиться/уменьшиться на 6,523,910 тысяч тенге).

##### **Балхашская ТЭС (далее «БТЭС»)**

29 октября 2019 года Компания приобрела 50%+1 акция БТЭС у Samsung C&T и стала владельцем 100% доли в БТЭС. На момент приобретения, БТЭС находился на грани банкротства, а также фактически не осуществлял значимой деятельности. Начиная с 2017 года кредиторы и поставщики неоднократно подавали в суд, из-за неплатежеспособности БТЭС, что в свою очередь привело к наложению ареста на имущество, а также значительно ограничило деятельность БТЭС. 6 декабря 2019 года по решению суда был назначен временный управляющий для контроля и ведения процесса банкротства.

#### 4 Важные учетные оценки и профессиональные суждения в применении учетной политики (продолжение)

20 апреля 2022 года по заявлению АО «Банк ЦентрКредит» Специализированным межрайонным судом Алматинской области (далее - СМЭС) возбуждено гражданское дело о признании банкротом БТЭС. Решением СМЭС Алматинской области от 27 июня 2022 года отказано в признании БТЭС банкротом. Постановлением Судебной коллегии по гражданским делам Верховного суда решение СМЭС оставлено без изменения, апелляционная жалоба АО «Банк ЦентрКредит» без удовлетворения. По мнению судов признание БТЭС банкротом является преждевременным ввиду отсутствия со стороны государства решения о дальнейшей судьбе Проекта и основано на рассуждениях о наличии у БТЭС активов и основных средств, стоимость которых может быть предметом исполнения обязательств в случае принятия Правительством РК отрицательного заключения в отношении проекта, а также перспективы возобновления Проекта и восстановление материального положения должника с возможностью погашения задолженности перед кредиторами.

В свою очередь, деятельность БТЭС, предусмотренная уставом, не осуществляется, по состоянию на 31 декабря 2024 года имущество БТЭС в полном объеме описано и арестовано судебными исполнителями по заявлениям кредиторов и налоговыми органами для последующей реализации через аукцион в счет погашения долга перед кредиторами. Таким образом, по мнению руководства Группа не имеет контроля и инвестиции в БТЭС полностью обесценены.

##### **Резервы на ликвидацию последствий эксплуатации объектов**

В соответствии с требованиями Экологического кодекса Республики Казахстан после прекращения эксплуатации объектов, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду, операторы объектов обязаны обеспечить ликвидацию последствий эксплуатации таких объектов в соответствии с требованиями законодательства Республики Казахстан. В соответствии с положениями Экологического кодекса мероприятия по ликвидации зависят от характера объектов и степени их воздействия на окружающую среду, в частности кодексом регламентируется классификация объектов по категориям, отражающим степень воздействия на окружающую среду.

Резервы определены на основе интерпретации Группой действующего законодательства Республики Казахстан в области экологии, подкрепленной технико-экономическим обоснованием и(или) инженерными исследованиями в соответствии с текущими нормами и методами ликвидации (демонтажа), проведения работ по рекультивации, уровня технологий и цен.

Следующие суждения были применены Группой при определении суммы обязательства на ликвидацию последствий эксплуатации объектов на 31 декабря 2024 года и 31 декабря 2023 года:

- расчет обязательств по ликвидации последствий эксплуатации объектов был выполнен Группой на основе результатов оценок, проведенных независимыми или внутренними специалистами. Объем работ, предусмотренный законодательством и включенный в расчет, включал в себя демонтаж и утилизацию основного оборудования и механизмов, непосредственно участвующих в производстве электрической и тепловой энергии (паровые котлы, турбины, генераторы, топливоподача и др.), инженерных систем и сооружений, предназначенных для отведения продуктов сгорания, а также оборудования мазутного хозяйства и склада химических реагентов, которые имеют негативное влияние на окружающую среду и безопасность жизни и (или) здоровья людей;
- в составе объектов операторов по Группе имеются активы (административные здания и иные сооружения), которые в последующем, с высокой степенью вероятности, могут быть репрофилированы, а также оказывают минимальное негативное воздействие на окружающую среду, по которым нет необходимости признания обязательств по ликвидации последствий их эксплуатации;
- по тепловым электростанциям, относящимся к объектам I категории, размер резервов определяется исходя из ожидаемых расходов, которые будут понесены объектами при ликвидации основного оборудования и механизмов, непосредственно участвующих в производстве электрической и тепловой энергии (паровые котлы, турбины, генераторы, топливоподача и др.), инженерных систем и сооружений, предназначенных для отведения продуктов сгорания, а также оборудования мазутного хозяйства и склада химических реагентов, которые действительно имеют негативное влияние на окружающую среду;
- руководство Группы применило суждение, что сроки ликвидации объектов I категории Экибастузской ГРЭС-1 и Станция Экибастузская ГРЭС-2, оказывающих негативное влияние на окружающую среду, наступают в 2055 и 2053 годах исходя из сроков службы активов. Данные сроки службы обоснованы тем, что парковый ресурс основных и вспомогательных сооружений и инженерных сооружений основного оборудования, будет поддерживаться и продлеваться посредством проведения капитальных ремонтов или реконструкции до момента окончания заполнения существующих золоотвалов. Сроки закрытия золоотвалов применены в соответствии с утвержденными рабочими проектами закрытия золоотвалов согласно «Правилам формирования ликвидационных фондов полигонов размещения отходов», утвержденных Постановлением Правительства РК от 10 июля 2007 года №591. Запасы угля достаточны для продолжения работы этих станций. Данные сроки продиктованы необходимостью обеспечения энергетической безопасности страны в условиях прогнозируемого дефицита электроэнергии в Республике Казахстан;

**4 Важные учетные оценки и профессиональные суждения в применении учетной политики (продолжение)**

- по АО «Алматинские электрические станции» сроки ликвидации объектов ТЭЦ-2 и ТЭЦ-3 применены с учетом сроков реализации, ввода и технических параметров проектов «Модернизация Алматинской ТЭЦ-2 с минимизацией воздействия на окружающую среду» и «Реконструкция Алматинской ТЭЦ-3»;
- гидроэлектростанции Группы относятся к объектам II категории. Шардаринская гидроэлектростанция, как стратегическое комплексное сооружение, являющаяся неотъемлемым элементом гидротехнического комплекса Шардаринского гидроузла на реке Сырдарья, имеющее прямое назначение по борьбе с наводнениями и ирригации, ввиду специфики деятельности, не ликвидируют плотины/дамбы и прилегающие гидросооружения; вместе с тем, по мнению руководства станции, ликвидационные работы Компании могут быть ограничены работами по демонтажу оборудования гидроагрегатов и некоторых наземных хозяйственных сооружений, и резерв на их покрытие не является существенным на отчетную дату;
- по Мойнакской гидроэлектростанции, в соответствии законодательством, руководство Группы применило суждение, что сроки службы основных гидротехнических сооружений, как сооружений I и II классов, в условиях своевременного проведенных капитальных ремонтов составляет 60 лет. После истечения сроков эксплуатации основного здания гидроэлектростанции, деривационного туннеля и плотины, согласно нормам «Методические рекомендации о порядке продления срока безопасной эксплуатации технических устройств, оборудования и сооружений на опасных производственных объектах», предполагается дальнейшее использование данных сооружений в качестве гидрологического поста и селесдерживателей в паводковый период на реке Шарын. Вместе с тем, по мнению руководства станции, ликвидационные работы могут быть ограничены работами по демонтажу оборудования гидроагрегатов и некоторых наземных хозяйственных сооружений, и резерв на их покрытие не является существенным на отчетную дату;
- объекты АЖК в III и IV категории. Ввиду того, что производственные объекты АЖК оказывают незначительное минимальное негативное воздействие на окружающую среду, Группа не начислила обязательства по ликвидации последствий деятельности в данной консолидированной финансовой отчетности, так как в настоящий момент нет обоснованного метода расчета для данных видов активов, и Группа получила подтверждение от государственных органов об отсутствии обязательств по ликвидации последствий в окружающую среду;
- ветровые и солнечные электростанции признают резервы по демонтажу и удалению генерирующих и технологических оборудований, при этом сроки ликвидации определены техническими паспортами оборудований и сооружений.

Основные допущения при проведении таких оценок включают в себя оценку ставки дисконта, суммы и сроков будущих денежных потоков. Ставка дисконта основывается на безрисковой ставке, определенной как доходность государственных облигаций со сроками погашения, совпадающими со сроками ликвидации объектов.

На 31 декабря 2024 года резервы по обязательствам по обеспечению ликвидации последствий эксплуатации объектов, пересчитаны с учетом актуализации стоимости расходов по ликвидации объектов на основе пересмотра ставок инфляции и ставки дисконтирования на отчетную дату.

Ниже в таблице представлена балансовая стоимость резерва по обеспечению ликвидации последствий эксплуатации объектов в разрезе дочерних организаций и совместных предприятий Группы на 31 декабря:

<i>В тысячах казахстанских тенге</i>	<b>Срок ликвидации</b>	<b>31 декабря 2024 г.</b>	<b>31 декабря 2023 г.</b>
<b>Дочерние организации</b>			
ТОО «Экибастузская ГРЭС-1 имени Булата Нуржанова»	2055 г.	8,522,546	7,821,736
АО «Алматинские электрические станции»	2026-2065 гг.	14,096,301	11,492,892
ТОО «Первая ветровая электрическая станция»	2035 г.	1,212,933	1,318,276
ТОО «Samruk-Green Energy»	2042-2051 гг.	205,432	152,533
АО «Мойнакская ГЭС»	2082 г.	32,008	25,540
<b>Итого по дочерним организациям</b>		<b>24,069,220</b>	<b>20,810,977</b>
<b>Совместные предприятия и ассоциированные компании</b>			
АО «Станция Экибастузская ГРЭС-2»	2053 г.	5,408,194	4,071,691

Изменение в резерве по ликвидации последствий эксплуатации объектов было отражено через стоимость основных средств (Примечание 7).

#### 4 Важные учетные оценки и профессиональные суждения в применении учетной политики (продолжение)

##### Анализ чувствительности

<i>В тысячах казахстанских тенге</i>	(Уменьшение)/увеличение существенных допущений	(Уменьшение)/увеличение обязательства по ликвидации последствий эксплуатации объектов
Ставки инфляции	-1%	(3,088,530)
	+1%	3,886,207
Ставки дисконтирования	-1%	3,378,641
	+1%	(2,602,743)
Срок ликвидации	-10%	2,163,515
	+10%	(1,867,473)

Так как фактические затраты по ликвидации последствий эксплуатации объектов могут отличаться от их оценок вследствие изменения соответствующего законодательства, интерпретации норм, технологий, цен и прочих условий, и данные затраты будут понесены в отдаленном будущем, балансовая стоимость резервов подлежит регулярному анализу и корректировке для учета таких изменений.

##### Учет договоров обратной покупки с Единым закупщиком электроэнергии с 1 июля 2023 года

С 1 июля 2023 года осуществлен переход на новую модель рынка реализации электроэнергии с внедрением единого закупщика электрической энергии, ТОО «Расчетно-финансовый центр по поддержке возобновляемых источников энергии» (далее – «РФЦ») и балансирующего рынка электрической энергии (далее – «БРЭ») в режиме реального времени (Примечание 19). Группа провела анализ по оценке влияния изменений на процесс признания выручки в соответствии с МСФО 15 «Выручка по договорам с покупателями».

В результате, Группа определила, что для целей консолидированной финансовой отчетности Группы договоры продажи электрической энергии энергопроизводящих организаций и договоры покупки электрической энергии распределительной и сбытовой компаний Группы с РФЦ являются договорами обратной покупки в соответствии с МСФО 15. Соответственно, Группа провела элиминации себестоимости от покупки электрической энергии и выручки электрической энергии энергопроизводящих организаций на уровне консолидации Группы.

Для расчета суммы элиминации, Группа использовала фактический объем покупки электрической энергии АО «Алатау Жарык Компаниясы» и ТОО «АлматыЭнергоСбыт» у РФЦ и средневзвешенную цену реализации электроэнергии согласно установленным действующим предельным тарифам электростанций Группы. Расчет проводился на ежемесячной основе.

Сумма элиминации за 2024 год составила 93,778,408 тысяч тенге (2023 г.: 35,516,055 тысяч тенге). Данная проводка отражена для целей презентации выручки и себестоимости Группы как единой экономической единицы и не влияет на финансовые результаты Группы.

За исключением вышеизложенного, новая модель рынка реализации электроэнергии, вступившая в силу с 1 июля 2023 года, не оказала существенного влияния на процесс признания выручки.

Если бы расчетная средневзвешенная цена реализации отличалась на 10% от оценок руководства, сумма элиминации за год, закончившийся 31 декабря 2024 года, выручка и себестоимость продаж должны были бы увеличиться/уменьшиться на 9,377,841 тысячу тенге (2023 г.: 3,551,606 тысяч тенге).

##### Задолженность перед Акиматом

В 2009 году АЖК участвовало в судебном процессе с Акиматом г. Алматы (далее «Акимат») о погашении задолженности АЖК перед Акиматом. 14 февраля 2014 года Акимат и АЖК подписали мировое соглашение о порядке урегулирования задолженности АЖК перед Акиматом. При этом, в счет погашения своей задолженности АЖК, кроме прочего, обязуется принять в собственность электрические сети, находящиеся в коммунальной собственности и доверительном управлении Акимата. Сумма обязательств АЖК перед Акиматом, за вычетом всех выплат, произведенных в течение предыдущих лет в рамках мирового соглашения, на 31 декабря 2024 года составляет 5,841,514 тысяч тенге (31 декабря 2023 года: 5,841,514 тысяч тенге). На 31 декабря 2024 года принятие в собственность электрических сетей не было завершено. Группа прекратит признание данного обязательства, когда она будет освобождена от выплат, т.е. в момент исполнения всех действий сторонами мирового соглашения, а именно в момент принятия в собственность электрических сетей от Акимата. При этом Группа признает прибыль от списания обязательства в размере 5,841,514 тысяч тенге.

#### 4 Важные учетные оценки и профессиональные суждения в применении учетной политики (продолжение)

##### *Оценка ожидаемых кредитных убытков*

Оценка ожидаемых кредитных убытков – значительная оценка, для получения которой используется методология оценки, модели и исходные данные. Детали методологии оценки ожидаемых кредитных убытков раскрыты в Примечании 29. Следующие компоненты оказывают серьезное влияние на оценочный резерв под кредитные убытки: определение дефолта, значительное увеличение кредитного риска, вероятность дефолта, подверженность риску дефолта и размер убытка в случае дефолта, а также модели макроэкономических сценариев. Группа регулярно проверяет и подтверждает модели и исходные данные для моделей в целях снижения расхождений между расчетными ожидаемыми кредитными убытками и фактическими убытками в отношении дебиторской задолженности.

##### *Прочие распределения Акционеру*

Группа учитывает обязательства по капитальному ремонту Экибастузской ТЭЦ по поручению конечного акционера Группы в капитале как прочие распределения акционеру (Примечание 14).

#### 5 Информация по сегментам

Операционные сегменты представляют собой компоненты, осуществляющие хозяйственную деятельность, при этом они могут генерировать выручку или могут быть связаны с расходами. Операционные результаты сегментов регулярно анализируются высшим органом оперативного управления, и для операционных сегментов имеется отдельная финансовая информация. Высший орган оперативного управления может быть представлен одним человеком или группой лиц, которые распределяют ресурсы и оценивают результаты деятельности компании. Функции высшего органа оперативного управления выполняет Правление Группы.

Сегментная финансовая информация, анализируемая высшим органом оперативного управления, включает информацию о выручке и прибыли до налогообложения. Высший орган оперативного управления также анализирует информацию о EBITDA Группы, которая рассчитывается как прибыль/(убыток) за период до финансовых доходов и расходов, расходов по подоходному налогу, амортизации основных средств и нематериальных активов, обесценения основных средств и инвестиционной собственности, обесценения гудвилла и, доли в прибыли/(убытках) совместных предприятий и ассоциированных компаний и другие подобные эффекты. Последовательность определения прибыли до вычета процентов, налогов и амортизационных отчислений (EBITDA) по Группе, возможно, будет отличаться от последовательности, используемой другими компаниями.

##### *(а) Описание продукции и услуг, от реализации которых каждый отчетный сегмент получает выручку*

Группа осуществляет деятельность в рамках трех основных операционных сегментов:

- Производство теплотенергии и электроэнергии;
- Передача и распределение электроэнергии;
- Реализация электроэнергии.

## 5 Информация по сегментам (продолжение)

## (б) Результаты деятельности операционных сегментов

Высший орган оперативного управления оценивает результаты деятельности каждого сегмента на основании оценки выручки и прибыли до налогообложения

	Производство тепло- электроэнергии		Передача и распределение электроэнергии		Реализация электроэнергии		Прочие		Итого		
	Двенадцать месяцев, закончившиеся		Двенадцать месяцев, закончившиеся		Двенадцать месяцев, закончившиеся		Двенадцать месяцев, закончившиеся		Двенадцать месяцев, закончившиеся		
	31 декабря 2024 г.	31 декабря 2023 г.	31 декабря 2024 г.	31 декабря 2023 г.	31 декабря 2024 г.	31 декабря 2023 г.	31 декабря 2024 г.	31 декабря 2023 г.	31 декабря 2024 г.	31 декабря 2023 г.	
<i>В тысячах казахстанских тенге</i>											
Общая выручка сегмента -											
Продажа электроэнергии	295,998,555	270,643,190	-	-	247,127,180	168,309,159	-	-	543,125,735	438,952,349	
Внутрисегментная выручка	(93,778,408)	(77,820,000)	-	-	(3,428)	(1,779)	-	-	(93,781,836)	(77,821,779)	
Внешняя выручка - Продажа электроэнергии	202,220,147	192,823,190	-	-	247,123,752	168,307,380	-	-	449,343,899	361,130,570	
Продажа тепловой энергии	33,992,515	23,285,275	-	-	-	-	-	-	33,992,515	23,285,275	
Доход от услуги по поддержанию готовности электрической мощности	58,076,148	35,478,333	-	-	-	-	-	-	58,076,148	35,478,333	
Доход от аренды возобновляемых источников энергии	6,982,393	6,470,409	-	-	-	-	-	-	6,982,393	6,470,409	
Общая выручка сегмента -											
Передача электроэнергии	-	-	93,846,945	66,721,625	-	-	-	-	93,846,945	66,721,625	
Внутрисегментная выручка	-	-	(87,872,205)	(55,038,232)	-	-	-	-	(87,872,205)	(55,038,232)	
Внешняя выручка - Передача электроэнергии	-	-	5,974,740	11,683,393	-	-	-	-	5,974,740	11,683,393	
Доход от аренды инвестиционной недвижимости	-	-	-	-	-	-	16,520,037	21,835,269	16,520,037	21,835,269	
Продажа химической воды	2,079,711	1,844,241	-	-	-	-	-	-	2,079,711	1,844,241	
Итого прочие	590,669	3,833,828	-	-	-	-	1,964,731	1,595,033	2,555,400	5,428,861	
Внутрисегментная выручка - прочие	(50,464)	(838,447)	-	-	-	-	(1,984,538)	(1,595,033)	(2,035,002)	(2,433,480)	
Внешняя выручка - прочие	540,205	2,995,381	-	-	-	-	(19,807)	-	520,398	2,995,381	
Итого общая выручка	397,719,991	341,555,276	93,846,945	66,721,625	247,127,180	168,309,159	18,484,768	23,430,302	757,178,884	600,016,362	
Итого внутрисегментная выручка	(93,828,872)	(78,658,447)	(87,872,205)	(55,038,232)	(3,428)	(1,779)	(1,984,538)	(1,595,033)	(183,689,043)	(135,293,491)	
<b>Итого внешняя выручка</b>	<b>303,891,119</b>	<b>262,896,829</b>	<b>5,974,740</b>	<b>11,683,393</b>	<b>247,123,752</b>	<b>168,307,380</b>	<b>16,500,230</b>	<b>21,835,269</b>	<b>573,489,841</b>	<b>464,722,871</b>	

## 5 Информация по сегментам (продолжение)

	Производство тепло- электроэнергии		Передача и распределение электроэнергии		Реализация электроэнергии		Прочие		Внутрисегментные операции		Итого	
	31 декабря 2024 г.	31 декабря 2023 г.	31 декабря 2024 г.	31 декабря 2023 г.	31 декабря 2024 г.	31 декабря 2023 г.	31 декабря 2024 г.	31 декабря 2023 г.	31 декабря 2024 г.	31 декабря 2023 г.	31 декабря 2024 г.	31 декабря 2023 г.
<i>В тысячах казахстанских тенге</i>												
Себестоимость продаж	(242,747,574)	(249,297,999)	(68,104,063)	(54,703,100)	(242,878,499)	(170,277,716)	(1,443,124)	(1,206,475)	183,528,631	135,082,053	(371,644,629)	(340,403,237)
- За минусом амортизации	48,507,841	56,061,596	9,777,585	9,107,651	233,136	273,774	642,451	565,654	-	-	59,161,013	66,008,675
Расходы по реализации	(8,845,348)	(8,931,004)	-	-	-	-	-	-	-	-	(8,845,348)	(8,931,004)
Финансовые расходы	(16,208,905)	(12,315,777)	(1,246,542)	(1,092,334)	(1,294,152)	(755,389)	(22,405,971)	(19,815,981)	9,833,245	8,724,918	(31,322,325)	(25,254,563)
-За минусом расходов по процентам	11,546,223	5,938,734	442,102	375,780	1,238,303	704,806	12,797,642	11,331,163	(7,052,740)	(3,874,057)	18,971,530	14,476,426
Финансовые доходы	3,270,310	3,440,795	1,258,840	390,433	550,446	313,515	16,327,443	11,719,565	(11,817,981)	(8,576,116)	9,589,058	7,288,192
Доля в результатах совместных предприятий и ассоциированных компаний	-	-	-	-	-	-	(5,855,910)	3,121,404	-	-	(5,855,910)	3,121,404
Капитальные затраты	(150,838,171)	(140,214,844)	(25,320,504)	(10,938,501)	(117,537)	(90,216)	(204,188)	(132,686)	43,854	-	(176,436,546)	(151,376,247)
Активы отчетного сегмента	1,068,601,682	854,291,570	185,541,239	162,726,904	32,952,850	23,313,733	921,358,820	193,730,307	(794,168,192)	(86,544,073)	1,414,286,399	1,147,518,441
Обязательства отчетного сегмента	430,009,439	273,161,258	52,066,740	49,677,249	42,614,869	35,816,961	264,986,011	167,136,312	(148,193,240)	(70,189,558)	641,483,819	455,602,222
<i>В тысячах казахстанских тенге</i>												
<b>Итого консолидированная скорректированная EBITDA</b>												
	184,883,349	142,085,971	35,086,173	17,332,157	4,103,317	(2,557,068)	59,094,977	38,749,232	(48,935,044)	(24,850,778)	234,232,772	170,759,514
Износ и амортизация	(48,507,841)	(56,061,596)	(9,777,585)	(9,107,651)	(233,136)	(273,774)	(642,451)	(565,654)	-	-	(59,161,013)	(66,008,675)
Финансовые доходы	3,270,310	3,440,795	1,258,840	390,433	550,446	313,515	16,327,443	11,719,565	(11,817,981)	(8,576,116)	9,589,058	7,288,192
Финансовые расходы	(16,208,905)	(12,315,777)	(1,246,542)	(1,092,334)	(1,294,152)	(755,389)	(22,405,971)	(19,815,981)	9,833,245	8,724,918	(31,322,325)	(25,254,563)
Обесценение	-	(9,748,090)	-	-	-	-	-	-	41,326	-	41,326	(9,748,090)
Доля в прибыли совместных предприятий и ассоциированных компаний	-	-	-	-	-	-	(5,855,910)	3,121,404	-	-	(5,855,910)	3,121,404
<b>Прибыль до налогообложения за год</b>	<b>123,436,913</b>	<b>67,401,303</b>	<b>25,320,886</b>	<b>7,522,605</b>	<b>3,126,475</b>	<b>(3,272,716)</b>	<b>46,518,088</b>	<b>33,208,566</b>	<b>(50,878,454)</b>	<b>(24,701,976)</b>	<b>147,523,908</b>	<b>80,157,782</b>



## 5 Информация по сегментам (продолжение)

### (в) Крупнейшие клиенты

Анализ выручки Группы в разрезе продуктов и услуг представлен в Примечании 19 (выручка от основной деятельности). Основная часть продаж осуществляется в Казахстане.

В течение 2024 и 2023 года, компаниям, находящимся под общим контролем Самрук-Қазына, было реализовано более 10 % от общей суммы выручки, относящейся к сегменту - Производство тепло-электроэнергии (Примечание 6).

Выручка Группы учитывается в течение периода, по мере выполнения обязательств, в соответствии с МСФО (IFRS) 15.

## 6 Расчеты и операции со связанными сторонами

Определение связанных сторон приводится в МСФО (IAS) 24 «Раскрытие информации о связанных сторонах». Связанными обычно считаются стороны, если одна из них имеет возможность контролировать другую, находится под общим контролем или может оказывать существенное влияние или совместный контроль над принятием другой стороной финансовых и операционных решений. При решении вопроса о том, являются ли стороны связанными, принимается во внимание характер взаимоотношений сторон, а не только их юридическая форма. Материнская компания и конечная контролирующая сторона Компании раскрыты в Примечании 1.

Связанные стороны включают компании под контролем Самрук-Қазына. Операции с государственными компаниями не раскрываются, если они осуществляются в ходе обычной деятельности согласно условиям, последовательно применяемым ко всем общественным и частным компаниям i) когда они не являются индивидуально значительными; ii) если услуги Группы предоставляются на стандартных условиях, доступных всем потребителям, или iii) при отсутствии выбора поставщика таких услуг, как услуги по передаче электроэнергии, телекоммуникационные услуги и т.д.

Группа осуществляет закупки и поставки товаров большому числу организаций с государственным участием. Такие закупки и поставки по отдельности составляют незначительные суммы и обычно осуществляются на коммерческой основе. К операциям с государством также относятся расчеты по налогам, которые раскрыты в Примечании 25.

В составе «Операций под контролем государства» были раскрыты остатки и операции с государственным коммунальным предприятием «Холдинг Алматы СУ», ТОО «Алматинские тепловые сети», РФЦ и АО «КОРЭМ».

Для целей консолидированной финансовой отчетности Группы договоры продажи электрической энергии энергопроизводящих организаций и договоры покупки электрической энергии распределительной и сбытовой компаний Группы с РФЦ являются договорами обратной покупки в соответствии с МСФО 15 (Примечание 4).

Ниже представлены непогашенные остатки по операциям со связанными сторонами на 31 декабря 2024 года:

<i>В тысячах казахстанских тенге</i>	Компании под общим контролем	Совместные предприятия и ассоцииро- ванные компании Самрук- Энерго	Совместные предприятия и ассоцииро- ванные компании Самрук- Қазына	Акционеры	Операции с государст- венными предприя- тиями
Дебиторская задолженность по основной деятельности и прочая дебиторская задолженность	234,253	20,975	2,672,642	-	42,003,545
Денежные средства и их эквиваленты	2,092,062	-	-	-	486
Прочие краткосрочные активы	958,036	15,355	-	-	1,973,081
Финансовые активы	-	-	-	17,803,646	-
Займы полученные	-	15,613,063	2,632	120,043,610	10,635,485
Обязательство по финансовой аренде	8,773	-	-	-	-
Кредиторская задолженность по основной деятельности и прочая кредиторская задолженность	6,571,443	4,622,482	1,857	20,270	16,357,672
Прочие обязательства	-	15	800	-	5,841,513

**6 Расчеты и операции со связанными сторонами (продолжение)**

Ниже представлены непогашенные остатки по операциям со связанными сторонами на 31 декабря 2023 года:

<i>В тысячах казахстанских тенге</i>	<b>Компании под общим контролем</b>	<b>Совместные предприятия и ассоциированные компании Самрук-Энерго</b>	<b>Совместные предприятия и ассоциированные компании Самрук-Қазына</b>	<b>Акционеры</b>	<b>Операции с государственными предприятиями</b>
Дебиторская задолженность по основной деятельности и прочая дебиторская задолженность	279,731	9,254	20,858,673	-	25,462,652
Денежные средства и их эквиваленты	109	-	-	-	-
Прочие краткосрочные активы	778,090	481	-	-	826,501
Займы полученные	-	15,489,216	3,008	79,746,328	6,865,626
Обязательство по финансовой аренде	14,352	-	-	-	-
Кредиторская задолженность по основной деятельности и прочая кредиторская задолженность	6,223,161	4,677,730	249,632	25,235	12,121,466
Прочие обязательства	-	2,142	800	-	5,841,513

Эмиссия акций раскрыта в Примечании 14.

Ниже указаны статьи доходов и расходов по операциям со связанными сторонами за двенадцать месяцев, закончившихся 31 декабря 2024 года:

<i>В тысячах казахстанских тенге</i>	<b>Компании под общим контролем</b>	<b>Совместные предприятия и ассоциированные компании Самрук-Энерго</b>	<b>Совместные предприятия и ассоциированные компании Самрук-Қазына</b>	<b>Акционеры</b>	<b>Операции с государственными предприятиями</b>
Выручка	3,438,251	19,813	16,756,103	-	276,525,914
Себестоимость	(54,909,927)	(53,580,907)	(572,959)	-	(64,481,971)
Общие и административные расходы	(770,417)	-	-	-	-
Расходы по реализации	(8,613,601)	-	-	-	-
Прочие расходы	(1,632)	-	-	(3,632)	(2,272,521)
Прочие доходы	4,908	80	2,901,874	-	-
Финансовые доходы	164,358	-	-	807,278	948,796
Финансовые расходы	(76,898)	(2,060,614)	-	(10,890,932)	(1,264,340)

Ниже указаны статьи доходов и расходов по операциям со связанными сторонами за двенадцать месяцев, закончившихся 31 декабря 2023 года:

<i>В тысячах казахстанских тенге</i>	<b>Компании под общим контролем</b>	<b>Совместные предприятия и ассоциированные компании Самрук-Энерго</b>	<b>Совместные предприятия и ассоциированные компании Самрук-Қазына</b>	<b>Акционеры</b>	<b>Операции с государственными предприятиями</b>
Выручка	26,595,779	1,061,003	22,157,553	-	198,963,729
Себестоимость	(47,825,384)	(48,655,128)	(254,487)	-	(102,921,734)
Общие и административные расходы	(542,540)	-	-	-	-
Расходы по реализации	(8,767,069)	-	-	-	-
Прочие расходы	(11,312)	-	-	-	(813,727)
Прочие доходы	12,491	19	29	-	140,140
Финансовые доходы	13,740	-	-	-	341,823
Финансовые расходы	(10,029)	(2,174,579)	-	(8,384,810)	-

**6 Расчеты и операции со связанными сторонами (продолжение)**

На 31 декабря 2024 года, Группой были получены следующие гарантии от связанных сторон и выданы связанным сторонам:

- Корпоративная гарантия Самрук-Қазына на сумму 12,285,000 тысяч тенге по договору займа с Банком развития Казахстана (2023 год: 12,285,000 тысяч тенге);
- Корпоративная гарантия Самрук-Қазына на сумму 130,000,000 тысяч тенге по договору займа АО «АлЭС» с Европейским банком реконструкции и развития («ЕБРР») в целях финансирования проекта по газификации Алматинской ТЭЦ-2. Также подписан договор гарантии от Самрук-Энерго в пользу Самрук-Қазына в размере 130,000,000 тысяч тенге в рамках гарантии, предоставленной Самрук-Қазына в пользу ЕБРР в качестве обеспечения по договору займа между АлЭС и ЕБРР.
- Корпоративная гарантия Самрук-Қазына на сумму 98,000,000 тысяч тенге по договору займа АО «АлЭС» с Азиатским банком развития в целях финансирования проекта по газификации Алматинской ТЭЦ-2. Также подписан договор гарантии от Самрук-Энерго в пользу Самрук-Қазына в размере 98,000,000 тысяч тенге в рамках гарантии, предоставленной Самрук-Қазына в пользу Азиатского банка развития в качестве обеспечения по договору займа между АлЭС и АБР.
- Корпоративная гарантия Самрук-Қазына на сумму 117,000,000 тысяч тенге по договору займа АО «АлЭС» с Банком Развития Казахстана (БРК) в целях финансирования проекта по газификации Алматинской ТЭЦ-2. Корпоративная гарантия от Самрук-Энерго в пользу Самрук-Қазына в размере 117,000,000 тысяч тенге в рамках гарантии, предоставленной Самрук-Қазына в пользу Банка Развития Казахстана. Освоение по данному займу не производилось.

Ниже представлено вознаграждение ключевого руководящего персонала:

<i>В тысячах казахстанских тенге</i>	<b>2024 г.</b>	<b>2023 г.</b>
Ключевой руководящий персонал – расходы	337,311	358,801
Независимые директора – члены Совета директоров – расходы	47,281	41,686
Независимые директора – члены Совета директоров – обязательство	8,667	12,017

Вознаграждение ключевого руководящего персонала Компании представляет собой заработную плату, премии и прочие краткосрочные вознаграждения работникам и вознаграждение независимым директорам – членам Совета директоров. Ключевой руководящий персонал по состоянию на 31 декабря 2024 года состоит из 7 человек (31 декабря 2023 года: 5 человек). Независимые директора – члены Совета директоров по состоянию на 31 декабря 2024 года составляют 4 человека (31 декабря 2023 года – 4 человека).

Сделки со связанными сторонами осуществлялись на условиях, согласованных между сторонами, которые не обязательно соответствуют рыночным ставкам, за исключением регулируемых услуг, которые предоставлены на основании тарифов, утвержденных приказом Министра энергетики «Об утверждении предельных тарифов на электрическую энергию для группы энергопроизводящих организаций».

## 7 Основные средства

Ниже представлены изменения балансовой стоимости основных средств:

<i>В тысячах казахстанских тенге</i>	Здания и сооружения	Машины и оборудование	Прочие	Незавершенное строительство	Итого
Стоимость на 1 января 2023 г.	315,926,847	743,426,298	20,781,045	177,900,610	1,239,693,267
Накопленный износ и обесценение	(115,555,807)	(368,107,499)	(9,236,560)	(3,105,899)	(477,664,232)
<b>Балансовая стоимость на 1 января 2023 г.</b>	<b>200,371,040</b>	<b>375,318,799</b>	<b>11,544,485</b>	<b>174,794,711</b>	<b>762,029,035</b>
Поступления	17,732	3,423,018	2,191,392	106,806,951	112,439,093
Изменение в учетной оценке по обязательствам по ликвидации активов	134,666	(358,792)	-	-	(224,126)
Перемещения	(25,956,805)	59,908,154	496,712	(34,448,061)	-
Выбытия	(287,065)	(1,459,635)	(252,699)	(1,225,399)	(3,224,798)
Износ	(13,493,248)	(49,984,962)	(1,408,980)	-	(64,887,190)
Износ по выбытиям	190,165	1,315,675	226,949	-	1,732,789
(Начисление)/восстановление обесценения (Примечание 4)	3,217,681	4,769,128	95,735	(8,641,947)	(559,403)
Стоимость на 31 декабря 2023 г.	289,835,375	804,939,043	23,216,450	249,034,101	1,367,024,969
Накопленный износ и обесценение	(125,641,209)	(412,007,658)	(10,322,856)	(11,747,846)	(559,719,569)
<b>Балансовая стоимость на 31 декабря 2023 г.</b>	<b>164,194,166</b>	<b>392,931,385</b>	<b>12,893,594</b>	<b>237,286,255</b>	<b>807,305,400</b>
Поступления	159,224	3,549,117	1,930,508	186,548,118	192,186,967
Изменение в учетной оценке по обязательствам по ликвидации активов	135,483	1,084,133	-	-	1,219,616
Перемещения	16,440,730	218,779,337	3,190,514	(238,410,581)	-
Выбытия	(222,206)	(1,121,248)	(359,410)	(29,935)	(1,732,799)
Износ	(14,213,264)	(41,738,382)	(1,720,943)	-	(57,672,589)
Износ по выбытиям	105,425	1,027,574	296,935	-	1,429,934
(Начисление)/восстановление обесценения (Примечание 4)	39,130	3,689	355	(12,694)	30,480
Стоимость на 31 декабря 2024 г.	306,348,606	1,027,230,382	27,978,062	197,141,703	1,558,698,753
Накопленный износ и обесценение	(139,709,918)	(452,714,777)	(11,746,509)	(11,760,540)	(615,931,744)
<b>Балансовая стоимость на 31 декабря 2024 г.</b>	<b>166,638,688</b>	<b>574,515,605</b>	<b>16,231,553</b>	<b>185,381,163</b>	<b>942,767,009</b>

**7 Основные средства (продолжение)**

Сумма поступлений включает в себя капитализированные затраты по займам в сумме 12,767,766 тысяч тенге (2023 год: 11,169,836 тысяч тенге). Средняя ставка капитализации расходов по вознаграждению составляет 17.13% (2023 год: 15.77%).

В 2023 году Группа реклассифицировала активы гидроэлектростанции АО «Шардаринская ГЭС» в сумме 29,407,848 тысяч тенге из зданий и сооружений в машины и оборудование в соответствии с разъяснениями, полученными от Комитета государственных доходов Министерства финансов РК и Министерства энергетики РК.

На 31 декабря 2024 года здания и сооружения включают балансовую стоимость ветроэнергетических установок, солнечных панелей и связанной с данными активами инфраструктуры в сумме 13,218,676 тысяч тенге (2023 год: 13,680,639 тысяч тенге), по которым был признан доход от сдачи в аренду электрических станций ВИЭ (Примечание 4, 19).

На 31 декабря 2024 года и 31 декабря 2023 года основные средства не были предоставлены в качестве обеспечения по заемным средствам (Примечание 16).

Износ отнесен на следующие статьи прибыли и убытка и основных средств за год:

<i>В тысячах казахстанских тенге</i>	<b>2024 г.</b>	<b>2023 г.</b>
Себестоимость продаж	57,405,600	64,522,548
Общие и административные расходы	202,393	284,001
Прочие операционные расходы	57,432	74,045
Капитализированные в незавершенное строительство	7,164	6,596
<b>Итого износ</b>	<b>57,672,589</b>	<b>64,887,190</b>

**8 Инвестиции в совместные предприятия и ассоциированные компании**

В таблице ниже представлены изменения балансовой стоимости инвестиций Группы в совместные предприятия и ассоциированные компании.

<i>В тысячах казахстанских тенге</i>	Совместные предприятия			Ассоциированные компании		Итого
	СЭГРЭС-2	Forum Muider	Кокшетауская ТЭЦ	Энергия Семи-речья	Altyn Dala	
Остаток на 1 января 2023 г.	20,408,582	68,158,762	-	1	-	88,567,345
Доля в прибыли/(убытке) за год	(8,660,877)	11,782,281	-	-	-	3,121,404
Дивиденды	(1,052,246)	-	-	-	-	(1,052,246)
<b>Остаток на 31 декабря 2023 г.</b>	<b>10,695,459</b>	<b>79,941,043</b>	<b>-</b>	<b>1</b>	<b>-</b>	<b>90,636,503</b>
Вклады в уставный капитал	-	-	2,069,000	-	25,000	2,094,000
Доля в прибыли/(убытке) за год	(5,363,967)	(456,103)	(15,821)	-	(20,019)	(5,855,910)
Доля в прочем совокупном доходе/(убытке)	79,210	(83,293)	-	-	-	(4,083)
<b>Остаток на 31 декабря 2024 г.</b>	<b>5,410,702</b>	<b>79,401,647</b>	<b>2,053,179</b>	<b>1</b>	<b>4,981</b>	<b>86,870,510</b>

**8 Инвестиции в совместные предприятия и ассоциированные компании (продолжение)**

На 31 декабря 2024 года Группа имеет доли владения в следующих совместно контролируемых предприятиях:

- СЭГРЭС-2 – 50%. Остальная 50% доля владения принадлежит АО «Фонд национального благосостояния «Самрук-Қазына» (Примечание 4).
- Forum Muider – 50%. Остальная 50% доля владения принадлежит UC RUSAL.
- ТОО «Кокшетауская ТЭЦ» - 50%. Остальная 50% доля владения принадлежит Самрук-Қазына.

Также, 24 июня 2024 года на основании Решения Правления Самрук-Қазына от 6 июня 2024 года и Решения СД Самрук-Қазына от 20 мая 2024 года созданы совместно контролируемые предприятия с равными долями участия с Самрук-Қазына: ТОО «Семей Энерго», ТОО «Өскемен Энерго» в рамках реализации проектов строительства угольных теплоэлектроцентралей в городах Семей, Усть-Каменогорск.

На 31 декабря 2024 года Группа имеет доли владения в следующих ассоциированных предприятиях:

- ТОО «Энергия Семиречья» (25%). Энергия Семиречья планирует строительство станции возобновляемых источников энергии. Акционерами ТОО «Энергия Семиречья» являются «Hydrochina Corpogation» (доля участия 50%), Самрук Энерго, «Powerchina Chegdu Engineering Corporation» (доля участия 15%), и Powerchina Resources Ltd (доля участия 10%).
- Частная компания «Altyn Dala Energy Ltd.» (доля участия 25%). Остальная 75% доля владения принадлежит ТОО «TUMAR COMMERCE».

Единственным расхождением при сверке нижеуказанных сумм и балансовой стоимости инвестиций в ассоциированные организации и совместные предприятия является сумма исключенной доли других инвесторов в данных ассоциированных организациях и совместных предприятиях.

Доля Группы в чистых активах в совместных предприятиях и ассоциированных компаниях, по мнению руководства Группы, ограничивается суммой инвестиции в данных компаниях.

Убытки от обесценения нефинансовых активов в 2023 СЭГРЭС-2 включали сумму признанного резерва по незавершенному строительству (Примечание 4).

Условные обязательства, связанные с долей участия Группы в совместных предприятиях, раскрыты в Примечании 26. Операции и остатки по расчетам с совместными предприятиями раскрыты в Примечании 6.

## 8 Инвестиции в совместные предприятия и ассоциированные компании (продолжение)

Ниже представлена обобщенная финансовая информация совместных предприятий и ассоциированных компаний на 31 декабря 2024 года и 31 декабря 2023 года, а также за периоды, закончившиеся на эту дату:

	СЭГРЭС-2		Forum Muider		Кокшетауская ТЭЦ		Энергия Семиречья		Altyn Dala Energy	
	31 декабря 2024 г.	31 декабря 2023 г.	31 декабря 2024 г.	31 декабря 2023 г.	31 декабря 2024 г.	31 декабря 2023 г.	31 декабря 2024 г.	31 декабря 2023 г.	31 декабря 2024 г.	31 декабря 2023 г.
<i>В тысячах казахстанских тенге</i>										
Краткосрочные активы в т. ч.	23,952,139	18,694,573	90,157,073	87,470,063	4,037,983	-	3,915,822	4,529,450	6,919	-
Денежные средства и их эквиваленты	3,375,496	2,276,795	4,486,155	5,196,189	4,012,934	-	2,192,263	2,399,478	4,139	-
Долгосрочные активы	107,874,141	116,171,943	195,986,986	191,625,293	90,160	-	26,739,494	30,888,080	94,804	-
Краткосрочные обязательства в т. ч.	(20,199,616)	(15,575,686)	(113,334,578)	(107,993,367)	(19,274)	-	(34,848,584)	(30,199,133)	(59,250)	-
Краткосрочные финансовые обязательства (за исключением торговой и прочей КЗ и резервов)	(14,283,731)	(9,667,550)	(96,017,139)	(93,780,914)	(10,508)	-	(34,196,292)	(28,903,714)	(40,588)	-
Долгосрочные обязательства в т. ч.	(100,805,260)	(97,899,912)	(14,006,187)	(11,219,903)	(2,511)	-	-	-	(22,549)	-
Долгосрочные финансовые обязательства (за исключением торговой и прочей КЗ и резервов)	(95,041,994)	(93,433,002)	(10,875,373)	(8,958,776)	(2,511)	-	-	-	-	-
<b>Чистые активы</b>	<b>10,821,404</b>	<b>21,390,918</b>	<b>158,803,294</b>	<b>159,882,086</b>	<b>4,106,358</b>	-	<b>(4,193,268)</b>	<b>5,218,397</b>	<b>19,924</b>	-
Доля Группы	50%	50%	50%	50%	50%	50%	25%	25%	25%	25%
<b>Доля Группы в чистых активах</b>	<b>5,410,702</b>	<b>10,695,459</b>	<b>79,401,647</b>	<b>79,941,043</b>	<b>2,053,179</b>	-	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>4,981</b>	-
Выручка	79,525,179	66,183,823	138,480,813	131,225,354	-	-	6,276,575	5,333,215	-	-
Износ и амортизация основных средств и нематериальных активов	(3,876,899)	(3,689,579)	(12,466,332)	(9,395,295)	(1,195)	-	(2,940,593)	(3,244,648)	(16,337)	-
Убыток от обесценения нефинансовых активов	(18,524,342)	(14,540,335)	-	-	-	-	-	-	-	-
Процентный доход	449,356	1,955,050	5,630,117	9,330,531	-	-	66,668	5,635	-	-
Процентный расход	(12,368,152)	(12,154,083)	(11,520,690)	(1,083,068)	(99,869)	-	(2,052,092)	(1,434,552)	(6,645)	-
Подходный налог	(6,679,839)	(2,271,496)	(20,679)	(7,139,284)	(2,511)	-	-	-	-	-
<b>Прибыль/(убыток) за год</b>	<b>(10,727,933)</b>	<b>(17,239,876)</b>	<b>(912,206)</b>	<b>23,759,925</b>	<b>(31,642)</b>	-	<b>(9,411,663)</b>	<b>(338,959)</b>	<b>(80,075)</b>	-
Прочий совокупный доход/(убыток) за год	158,419	(81,878)	(166,586)	(195,363)	-	-	-	-	-	-
<b>Итого совокупный доход/(убыток)</b>	<b>(10,569,514)</b>	<b>(17,321,754)</b>	<b>(1,078,792)</b>	<b>23,564,562</b>	<b>(31,642)</b>	-	<b>(9,411,663)</b>	<b>(338,959)</b>	<b>(80,075)</b>	-

**9 Прочие долгосрочные активы**

<i>В тысячах казахстанских тенге</i>	<b>Прим.</b>	<b>31 декабря 2024 г.</b>	<b>31 декабря 2023 г.</b>
Облигации		485,919	420,062
Денежные средства с ограничением в использовании		270,955	241,806
Прочие долгосрочные финансовые активы		10,609	19,754
Долгосрочная дебиторская задолженность		-	424,293
Минус: резерв на обесценение		(7,398)	(106,418)
<b>Итого прочие финансовые долгосрочные активы</b>		<b>760,085</b>	<b>999,497</b>
Предоплаты по долгосрочным активам		148,544,769	98,623,665
Долгосрочный НДС к возмещению		54,754	54,754
Прочие долгосрочные активы		3,974,175	3,400,301
Минус: резерв на обесценение	4	(15,512,539)	(15,512,539)
<b>Итого прочие долгосрочные активы</b>		<b>137,821,244</b>	<b>87,565,678</b>

На 31 декабря 2024 года предоплата на Строительство ВЭС 50 МВт в г. Ерейментау в сумме 15,376,102 тысячи тенге была полностью обесценена (Примечание 4). В 2023 году Группа признала убыток от обесценения данного аванса в сумме 9,155,825 и в 2022 году в сумме 6,220,277 тысяч тенге.

Валовая сумма прочих долгосрочных активов включает авансы и предоплаты за следующие услуги капитального характера и основные средства:

<i>В тысячах казахстанских тенге</i>	<b>31 декабря 2024 г.</b>	<b>31 декабря 2023 г.</b>
Модернизация Алматинской ТЭЦ-2 с минимизацией воздействия на окружающую среду	56,143,800	32,491,297
Реконструкция и модернизация топливоподдачи ТОО «Экибастузская ГРЭС-1 имени Б. Нуржанова»	38,857,777	-
Реконструкция Алматинской ТЭЦ-3	33,445,459	38,545,229
Строительство ВЭС 50 МВт в г. Ерейментау	15,376,102	15,376,102
Строительство и реконструкция подстанций в г. Алматы и Алматинской области	374,777	374,575
Восстановление блока №1 ТОО «Экибастузская ГРЭС-1 имени Б. Нуржанова» с установкой электрофильтров	301,311	7,193,085
Капитальный ремонт энергоблоков ТОО «Экибастузская ГРЭС-1 имени Б. Нуржанова»	-	4,482,914
Прочие	4,045,543	160,463
<b>Итого предоплаты по долгосрочным активам</b>	<b>148,544,769</b>	<b>98,623,665</b>

**10 Товарно-материальные запасы**

<i>В тысячах казахстанских тенге</i>	<b>31 декабря 2024 г.</b>	<b>31 декабря 2023 г.</b>
Вспомогательные производственные материалы	14,970,125	11,027,880
Топливо	11,301,585	9,967,550
Запасные части	3,812,679	4,193,988
Сырье	49,208	45,899
Прочие материалы	940,417	801,554
Минус: резерв на снижение стоимости до чистой цены продажи и резерв по неликвидным и устаревшим товарно-материальным запасам	(2,038,446)	(1,661,860)
<b>Итого товарно-материальные запасы</b>	<b>29,035,568</b>	<b>24,375,011</b>



**10 Товарно-материальные запасы (продолжение)**

На 31 декабря 2024 года и 31 декабря 2023 года товарно-материальные запасы не были предоставлены в качестве обеспечения по заемным средствам.

Ниже представлено движение в резервах Группы по товарно-материальным запасам:

<i>В тысячах казахстанских тенге</i>	<b>31 декабря 2024 г.</b>	<b>31 декабря 2023 г.</b>
Резерв на 1 января	1,661,860	1,176,812
Уменьшение резервов под обесценение запасов	(203,559)	(135,773)
Начисление резервов под обесценение запасов	580,145	534,909
Изменение в учетной оценке	-	85,912
<b>Резерв на 31 декабря</b>	<b>2,038,446</b>	<b>1,661,860</b>

**11 Дебиторская задолженность по основной деятельности и прочая дебиторская задолженность**

<i>В тысячах казахстанских тенге</i>	<b>Прим.</b>	<b>31 декабря 2024 г.</b>	<b>31 декабря 2023 г.</b>
Торговая дебиторская задолженность по основной деятельности		75,933,591	48,738,733
Дебиторская задолженность по операционной аренде	19	1,563,444	19,903,764
Минус: резерв на обесценение		(2,836,594)	(2,300,916)
<b>Итого финансовая дебиторская задолженность</b>		<b>74,660,441</b>	<b>66,341,581</b>
Прочая дебиторская задолженность		1,547,626	2,309,969
Минус: резерв на обесценение		(1,498,534)	(2,014,456)
<b>Итого дебиторская задолженность по основной деятельности и прочая дебиторская задолженность</b>		<b>74,709,533</b>	<b>66,637,094</b>

Балансовая стоимость финансовой дебиторской задолженности приблизительно равна справедливой стоимости в силу краткосрочности.

Вся финансовая дебиторская задолженность группы выражена в тенге. Ниже представлено движение резерва по дебиторской задолженности:

<i>В тысячах казахстанских тенге</i>	<b>2024 г.</b>		<b>2023 г.</b>	
	<b>Дебиторская задолженность по основной деятельности</b>	<b>Прочая дебиторская задолженность</b>	<b>Дебиторская задолженность по основной деятельности</b>	<b>Прочая дебиторская задолженность</b>
Резерв на обесценение на 1 января	2,300,916	2,014,456	2,916,480	2,879,299
Начисление резерва на обесценение	1,648,376	3,339,794	589,373	15,169
Восстановление резерва в течение года	(580,651)	(3,853,821)	(1,194,339)	(880,012)
Дебиторская задолженность, списанная в течение года	(532,047)	(1,895)	(10,598)	-
<b>Резерв на обесценение на 31 декабря</b>	<b>2,836,594</b>	<b>1,498,534</b>	<b>2,300,916</b>	<b>2,014,456</b>

Уровни дефолта и расчет резерва под кредитные убытки раскрыты в Примечании 29.

**12 Прочие краткосрочные активы**

<i>В тысячах казахстанских тенге</i>	<b>31 декабря 2024 г.</b>	<b>31 декабря 2023 г.</b>
Облигации и ценные бумаги	18,083,266	4,115,507
Прочая дебиторская задолженность	547,915	416,625
Денежные средства, ограниченные в использовании	305,005	307,929
Прочие краткосрочные финансовые активы	139,339	120,368
Срочные депозиты	3,270	1,673
Минус: резерв на обесценение	(612,810)	(514,938)
<b>Итого прочие финансовые краткосрочные активы</b>	<b>18,465,985</b>	<b>4,447,164</b>
Авансы поставщикам	5,152,018	4,940,567
НДС к возмещению и предоплаты по налогам	3,515,276	3,318,835
Прочие нефинансовые краткосрочные активы	2,778,584	3,395,985
Минус: резерв на обесценение	(418,732)	(418,732)
<b>Итого прочие краткосрочные активы</b>	<b>29,493,131</b>	<b>15,683,819</b>

Облигации и ценные бумаги на 31 декабря 2024 года включают облигации Самрук-Қазына на сумму 17,807,278 тысяч тенге и Ноты Национального Банка РК на сумму 259,950 тысяч тенге. Номинальная стоимость одной облигации Самрук-Қазына составляет 1,000 тенге и сроком до 1 года. Купонная ставка вознаграждения рассчитывается как среднее базовых ставок, установленных НБРК в течение купонного периода, за вычетом фиксированной маржи в размере 0.75%. На 31 декабря 2023 года облигации и ценные бумаги включают Ноты Национального Банка РК на сумму 4,100,000 тысяч тенге.

**13 Денежные средства и их эквиваленты**

<i>В тысячах казахстанских тенге</i>	<b>31 декабря 2024 г.</b>	<b>31 декабря 2023 г.</b>
Договоры покупки и обратной продажи («обратное репо») с другими банками с первоначальным сроком погашения менее трех месяцев	81,545,661	37,217,680
Срочные депозиты	11,121,513	5,175,994
Денежные средства на текущих банковских счетах	2,265,040	1,252,264
Денежные средства в кассе	20,081	16,518
<b>Итого денежные средства и их эквиваленты</b>	<b>94,952,295</b>	<b>43,662,456</b>

В целях диверсификации казначейского портфеля, на отчетную дату Группа использовала договоры покупки и обратной продажи («обратное репо»), которые представляют собой операции по размещению денежных средств на краткосрочный период (1-7 дней) на площадке фондовой биржи под залог ликвидных ценных бумаг.

Срочные депозиты имеют контрактные сроки погашения менее трех месяцев или подлежат погашению по требованию.

Денежные средства и их эквиваленты выражены в следующих валютах:

<i>В тысячах казахстанских тенге</i>	<b>31 декабря 2024 г.</b>	<b>31 декабря 2023 г.</b>
Тенге	94,951,744	43,661,984
Евро	551	1
Доллар	-	471
<b>Итого денежные средства и их эквиваленты</b>	<b>94,952,295</b>	<b>43,662,456</b>

**14 Капитал****Акционерный капитал**

На 31 декабря 2024 года 6,952,267 выпущенных простых акций были полностью оплачены в размере 507,435,225 тысяч тенге (31 декабря 2023 года: 6,311,967 акций в размере 443,567,998 тысяч тенге). Каждая простая акция предоставляет право одного голоса. Компания не имеет привилегированных акций. Количество объявленных акций равняется 8,602,187 (31 декабря 2023 года: 8,602,187 акций). На 31 декабря 2024 года Самрук-Қазына является 100% акционером Компании (2023 год: 100%).

2 мая 2024 года Самрук-Қазына передал Компании 100% доли участия в Шульбинская ГЭС и в УК ГЭС, в счет оплаты эмиссии акций Компании стоимостью 36,224,485 тысяч тенге и 23,505,742 тысяч тенге в количестве 375,500 и 260,000 акций. Справедливая стоимость долей участия была определена по состоянию на 30 апреля 2024 года путем привлечения Компанией независимых оценщиков согласно Закону об акционерных обществах. Разница между справедливой стоимостью приобретения и стоимостью выпущенных акции в сумме 8,957,051 тысяча тенге была отражена как увеличение прочего резервного капитала (Примечание 2).

25 апреля 2024 года Группа объявила о выплате дивидендов единственному акционеру в размере 20,565,904 тысячи тенге – 3,258.24 тенге за акцию. 11 апреля 2024 года Шульбинская ГЭС и УК ГЭС объявили о выплате дивидендов в пользу Самрук-Қазына в размере 3,249,965 и 1,000,000 тысяч тенге.

4 сентября 2024 года, Самрук-Қазына приобрело 4,800 акции Компании по цене размещения 861,875 тенге, за 1 простую акцию путем передачи денежных средств на общую сумму 4,137,000 тысяч тенге в соответствии с правом преимущественной покупки, в целях пополнения уставного капитала ТОО «Кокшетауская ТЭЦ».

1 июля 2023 года, Самрук-Қазына приобрело 253,500 акций Компании по цене размещения 95,468 тенге, за 1 простую акцию путем передачи денежных средств на общую сумму 24,201,138 тысяч тенге в соответствии с правом преимущественной покупки, в целях пополнение уставного капитала АО «АлЭС» в рамках реализации проекта «Модернизация Алматинской ТЭЦ-2 с минимизацией воздействия на окружающую среду» (Примечание 9, 26).

11 августа 2023 года, Самрук-Қазына приобрело 22,180 акций Компании по цене размещения 103,250 тенге, за 1 простую акцию на общую сумму 2,290,085 тысяч тенге, путем передачи 14 ноября 2023 года электросетевых объектов, расположенных в г. Алматы.

19 октября 2023 года, Самрук-Қазына приобрело 403,750 акций Компании по цене размещения 95,468 тенге, за 1 простую акцию путем передачи денежных средств на общую сумму 38,545,205 тысяч тенге в соответствии с правом преимущественной покупки, в целях пополнения уставного капитала АО «АлЭС» в рамках реализации проекта «Реконструкция Алматинской ТЭЦ-3» (Примечание 9, 26).

В 2024 году Самрук-Энерго полностью выплатила объявленные дивиденды Единственному Акционеру в размере 24,815,869 тысяч тенге.

Сверка выпущенных и объявленных простых акций представлена ниже:

<i>В тысячах казахстанских тенге</i>	<b>Количество выпущенных простых акций [штук]</b>	<b>Количество объявленных простых акций [штук]</b>
<b>На 1 января 2023 г.</b>	<b>5,632,537</b>	<b>8,602,187</b>
Эмиссия акций	679,430	-
<b>На 31 декабря 2023 г.</b>	<b>6,311,967</b>	<b>8,602,187</b>
Эмиссия акций	4,800	-
Эмиссия акций при приобретении предприятий под общим контролем	635,500	-
<b>На 31 декабря 2024 г.</b>	<b>6,952,267</b>	<b>8,602,187</b>

**14 Капитал (продолжение)****Прочие операции с Акционером**

В соответствии с поручением Правительства РК после аварийного сбоя теплоснабжения в городе Экибастуз рассмотрен вопрос о капитальной модернизации Экибастузской ТЭЦ. В то же время, учитывая отсутствие финансовых и технических возможностей у местных исполнительных органов по поддержанию и развитию станции, являющейся собственностью акимата города Экибастуза, Правительство поручило Самрук-Энерго заключить договор доверительного управления с Акиматом города Экибастуз со сроком до июня 2027 года, передав Группе активы Экибастузской ТЭЦ. В свою очередь Группа обязана провести капитальные ремонты активов за счет собственных средств. По истечении срока договора Группа должна вернуть переданные активы в состоянии, обеспечивающем их нормальную эксплуатацию и бесперебойное теплоснабжение населения. Поскольку решение о заключении договора доверительного управления, включающего обязательство по капитальному ремонту активов Экибастузской ТЭЦ было принято конечным акционером Группы и носит директивный характер, такие операции рассматриваются как «прочие операции с акционером» согласно учетной политике Группы. Группа не извлекает никаких экономических выгод из данного договора, поэтому он считается обременительным. Соответственно, Группа оценило стоимость капитального ремонта Экибастузской ТЭЦ и создала резерв для обязательств по капитальному ремонту, а также в консолидированном отчете об изменениях в капитале отразила их как прочие операции с акционером. На 31 декабря 2024 года Группа произвела передачу произведенных капитальных работ активов акимату города Экибастуз на сумму 3,723,198 тысяч тенге. В консолидированном отчете о финансовом положении на 31 декабря 2024 года Группа признала прочий долгосрочный резерв в размере 4,030,672 тысячи тенге и прочий краткосрочный резерв в размере 4,843,000 тысяч тенге.

**Прочий резервный капитал**

<i>В тысячах казахстанских тенге</i>	<b>Резерв объединения предприятий</b>	<b>Результат операций с акционером</b>	<b>Прочий совокупный убыток</b>	<b>Итого</b>
Остаток на 1 января 2023 г.	37,282,287	90,607,549	(3,039,119)	124,850,717
Эффект от приобретения предприятий под общим контролем	-	42,385,856	-	42,385,856
Остаток на 1 января 2023 г. (пересчитано)	37,282,287	132,993,405	(3,039,119)	167,236,573
Прочий совокупный доход	-	-	135,881	135,881
<b>Остаток на 31 декабря 2023 г. (пересчитано)</b>	<b>37,282,287</b>	<b>132,993,405</b>	<b>(2,903,238)</b>	<b>167,372,454</b>
Прочий совокупный доход	-	-	(152,327)	(152,327)
Дисконт по займам, полученным от Акционера	-	1,345,614	-	1,345,614
Эмиссия акций при приобретении предприятий под общим контролем	-	(33,428,805)	-	(33,428,805)
<b>Остаток на 31 декабря 2024 г.</b>	<b>37,282,287</b>	<b>100,910,214</b>	<b>(3,055,565)</b>	<b>135,136,936</b>

**15 Резерв под обязательства по ликвидации активов**

Ниже представлено движение по резерву под обязательства по ликвидации последствий эксплуатации объектов:

<i>В тысячах казахстанских тенге</i>	<b>Прим.</b>	<b>31 декабря 2024 г.</b>	<b>31 декабря 2023 г.</b>
Резерв на 1 января		20,810,977	19,146,405
Изменение в учетной оценке через основные средства	4, 7	983,639	(356,416)
Амортизация дисконта	24	2,345,145	2,020,988
Использование резерва		(70,541)	-
<b>Итого резерв под обязательства по ликвидации последствий эксплуатации объектов на 31 декабря</b>		<b>24,069,220</b>	<b>20,810,977</b>

Ниже представлено движение по резерву на ликвидацию золоотвалов:

<i>В тысячах казахстанских тенге</i>	<b>Прим.</b>	<b>31 декабря 2024 г.</b>	<b>31 декабря 2023 г.</b>
Резерв на 1 января		3,143,439	2,481,989
Изменение в учетной оценке через основные средства	4, 7	235,977	132,290
Изменение в учетной оценке, отраженное в прочих операционных доходах		265,393	226,874
Амортизация дисконта	24	388,311	311,011
Прочие		(293,771)	(8,725)
<b>Итого резерв на ликвидацию золоотвалов на 31 декабря</b>		<b>3,739,349</b>	<b>3,143,439</b>

**16 Займы**

<i>В тысячах казахстанских тенге</i>	<b>31 декабря 2024 г.</b>	<b>31 декабря 2023 г.</b>
<b>Долгосрочная часть</b>		
Срочные банковские займы	163,230,819	106,921,024
Заем от Самрук-Қазына	81,042,825	70,394,751
Выпущенные облигации	44,452,414	40,122,505
Займы от потребителей	678,592	768,849
<b>Итого займы – долгосрочная часть</b>	<b>289,404,650</b>	<b>218,207,129</b>
<b>Краткосрочная часть</b>		
Срочные банковские займы	32,539,739	26,317,015
Заем от Богатырь-Комир	15,613,063	15,489,217
Заем от Самрук-Қазына	2,761,153	9,351,577
Выпущенные облигации	32,332,561	413,567
Займы от потребителей	447,234	415,574
<b>Итого займы – краткосрочная часть</b>	<b>83,693,750</b>	<b>51,986,950</b>
<b>Итого займы</b>	<b>373,098,400</b>	<b>270,194,079</b>

Займы Группы выражены в следующих валютах:

<i>В тысячах казахстанских тенге</i>	<b>31 декабря 2024 г.</b>	<b>31 декабря 2023 г.</b>
<b>Займы, выраженные в:</b>		
- тенге	373,098,400	270,138,271
- евро	-	55,808
<b>Итого займы</b>	<b>373,098,400</b>	<b>270,194,079</b>

**16 Займы (продолжение)**

В таблице ниже представлен анализ суммы чистого долга и изменений в обязательствах Группы, возникающих в результате финансовой деятельности, для каждого из представленных периодов. Статьи этих обязательств отражены в консолидированном отчете о движении денежных средств в составе финансовой деятельности.

<i>В тысячах казахстанских тенге</i>	<b>Прим.</b>	<b>2024 г.</b>	<b>2023 г.</b>
Займы на 1 января		270,194,079	265,926,978
Поступления по займам полученным и выпущенным облигациям		224,101,574	85,588,737
Погашение займов		(131,137,015)	(89,663,811)
Вознаграждение уплаченное		(16,916,632)	(13,257,667)
Капитализированное вознаграждение, отраженное в движении денежных средств от инвестиционной деятельности (приобретения основных средств)		(11,781,462)	(10,355,729)
Начисление дисконта при первоначальном признании полученного займа		(1,345,613)	(1,089,771)
Капитализированное вознаграждение	7	12,767,766	11,169,836
Процентные расходы			
- начисление вознаграждения	24	18,971,530	14,476,424
- отмена дисконта приведенной стоимости	24	8,097,240	7,537,275
Корректировки по курсовым разницам		4,854	(54,122)
Прочие		142,079	(84,071)
<b>Займы на 31 декабря</b>		<b>373,098,400</b>	<b>270,194,079</b>

**Самрук-Энерго***Самрук-Қазына*

17 марта 2010 года Компания подписала кредитное соглашение с Самрук-Қазына на сумму 48,200,000 тысяч тенге с целью рефинансирования долга в результате приобретения 50% доли в Forum Muider. Заем предоставлен под процентную ставку в размере 1.2% годовых, со сроком погашения не позднее 15 сентября 2029 года. Основная сумма подлежит погашению равными ежегодными платежами, а проценты выплачиваются полугодовыми взносами, начиная со следующего отчетного года после получения займа.

14 января 2011 года Компания подписала кредитное соглашение с Самрук-Қазына на сумму 7,000,000 тысяч тенге с целью финансирования строительства подстанции АО «Алатау Жарык Компаниясы». Заем предоставлен под процентную ставку в размере 2% годовых, со сроком погашения не позднее 25 января 2024 года. В течение двенадцати месяцев, закончившихся 31 декабря 2024 года Компания подписала дополнительное соглашение о продлении срока кредитного соглашения с Самрук-Қазына с целью финансирования строительства подстанции АО «Алатау Жарык Компаниясы» до 25 декабря 2026 года, с изменением ставки вознаграждения по займу, равной средневзвешенной инфляции за 10 лет, предшествующих на начало отчетного года. Руководство считает, что такое изменение в условиях займа должно учитываться как прекращение признания изначального займа и признание нового займа по справедливой стоимости. Компания признала доход от первоначального признания займа в сумме 1,345,614 тысяч тенге в составе прочего резервного капитала.

16 января 2014 года Компания подписала кредитное соглашение с Самрук-Қазына на сумму 200,000,000 тысяч тенге в целях приобретения оставшейся доли участия в ЭГРЭС-1. Основная сумма подлежит выплате 1 декабря 2028 года, а проценты выплачиваются полугодовыми взносами по ставке 7.8%. 3 октября 2014 года сумма основного долга в размере 100,000,000 тысяч тенге была конвертирована в акции Компании. Процентная ставка по оставшейся сумме основного долга была увеличена до 9% годовых. 25 декабря 2015 года процентная ставка по сумме основного долга была уменьшена до 1% годовых, что являлось существенным изменением в условиях займа. Рыночная ставка на дату получения займа составляла 12.8% годовых. Компания признала доход от первоначального признания займа в сумме 72,581,903 тысячи тенге в составе прочего капитала.

*Облигации*

В ноябре 2018 года Компания выпустила и разместила облигации на сумму 21,736,200 тысяч тенге, номинальной стоимостью 1,000 тенге за 1 облигацию со сроком на семь лет. Купонная процентная ставка составила 11.2% годовых и подлежит оплате дважды в год.

**16 Займы (продолжение)**

25 ноября 2021 года Компания выпустила и разместила зеленые облигации в количестве 184 штук на сумму 18,400,000 тысяч тенге, номинальной стоимостью 100,000,000 тенге за 1 облигацию со сроком на 6.5 лет. Купонная процентная ставка составила 11.4 % годовых и подлежит оплате дважды в год.

19 сентября 2024 года, Компания выпустила купонные облигации на сумму в 34,736,552 тыс. тенге в рамках программы управления ликвидностью на площадке Astana International Exchange с плавающей ставкой НБРК +1% со сроком обращения до 19 сентября 2029 года.

**Евразийский банк развития**

30 июня 2023 года Компанией был получен заем в Евразийском банке развития на сумму 6,626,296 тысяч тенге со сроком погашения 31 октября 2034 года. Целевое назначение - предоставление займа ТОО «Ereumentau Wind Power» в целях погашения основного долга дочерней организации перед Евразийским банком развития. Процентная ставка – 11.5% годовых до 31 октября 2026 года. С 1 ноября 2026 года и до полного погашения основного долга процентная ставка равна сумме базовой ставки Национального Банка Казахстана и маржи в 2.25% годовых.

**ТОО «Богатырь Комир»**

В течение 2022 года Компания получила займы у дочерней компании совместного предприятия Группы Forum Muider - ТОО «Богатырь Комир», на общую сумму 12,482,770 тысяч тенге сроком на 12 месяцев с условием погашения основного долга и вознаграждения в конце срока займа. В ноябре 2023 года срок займов были продлен на 1 год, с увеличением годовой ставки вознаграждения, равной базовой ставке Национального банка Республики Казахстан, действующей на дату выдачи траншей, плюс маржа 3% годовых (на 31 декабря 2023 года: маржа составляла 2% годовых).

В феврале 2024 года было произведено частичное досрочное погашение займов на общую сумму 1,880,333 тенге. В течение 2024 года начислено вознаграждение по займу на сумму 2,060,614 тысяч тенге (2023 год: 2,174,579 тысяч тенге).

В сентябре 2024 года срок займов был продлен до 31 декабря 2025 года, с увеличением годовой ставки вознаграждения, равной базовой ставке Национального банка Республики Казахстан, действующей на июль 2024 года, плюс маржа в размере 2% годовых.

**АО «Алатау Жарық Компаниясы»****Народный Банк**

В 2015 году АЖК заключило с АО «Народный Банк Казахстана» соглашение о предоставлении кредитной линии. В течение 2024 года полностью были погашены обязательства по долгосрочным займам по инвестиционной деятельности согласно графикам, годовая сумма погашения основного долга составила 2,343,298 тыс.тенге, сумма погашения вознаграждений - 148,924 тыс.тенге.

8 января 2024 года в рамках действующего Соглашения с Народным Банком Казахстана в целях обеспечения ликвидности для пополнения оборотных средств открыта кредитная линия – Лимит-11 на возобновляемой основе на 1.5 миллиарда тенге.

В последующем данная кредитная линия была увеличена:

- до 3.0 миллиардов тенге в соответствии Дополнительным соглашением от 4 мая 2024 года;
- до 5.0 миллиардов тенге в соответствии Дополнительным соглашением от 27 сентября 2024 года.

Номинальный долг по данному лимиту по состоянию на 31 декабря 2024 года составляет 5,000,000 тысяч тенге с процентными ставками 16.25% -17.75% годовых.

В обеспечение исполнения обязательств предоставлено (будет предоставлено) в залог движимое имущество – деньги на текущих счетах в АО «Народный Банк Казахстана».

**Jusan Bank**

Задолженность перед АО «First Heartland Jusan Bank» по состоянию на 31 декабря 2024 года полностью погашена. Договор № 200/0096-21 от 16 августа 2021 года расторгнут 16 августа 2024 года.

## **16 Займы (продолжение)**

### **ТОО «Ereumentau Wind Power»**

#### *Евразийский Банк Развития*

В рамках кредитного договора о невозобновляемой кредитной линии № 193 от 31 октября 2019 года ТОО «Ereumentau Wind Power» (далее «EWP») привлекло долгосрочный заем на строительство ветровой электрической станции в Акмолинской области. Процентная ставка составила для траншей, выданных в течение семи лет с даты вступления кредитного договора в силу – 11.5% годовых, для траншей после истечения первых семи лет договора – сумма базовой ставки плюс маржа. В течение 2023 года ТОО «Ereumentau Wind Power» досрочно погасило задолженность по займу Евразийского Банка Развития.

### **АО «Алматинские электрические станции»**

#### *Народный банк*

26 ноября 2014 года АлЭС заключила Соглашение о предоставлении кредитной линии с АО «Народный банк Казахстана». Срок действия кредитной линии до 1 сентября 2026 года.

В соответствии с данным соглашением общая сумма кредитной линии составляет 14,100,000 тысяч тенге, из которых:

- 13,500,000 тысяч тенге (далее – Лимит 1). Целевое назначение Лимита 1 - пополнение оборотных средств;
- 600,000 (далее – Лимит 2). Целевое назначение Лимита 2 - предоставление банковских гарантий, банковские займы на покрытие гарантий, в том числе краткосрочные.

#### *Европейский Банк Реконструкции и Развития*

25 ноября 2022 года между АлЭС и Европейским Банком Реконструкции и Развития подписан Договор займа №52821 на общую сумму 130,000,000 тысяч тенге. В качестве залогового обеспечения предоставлена безусловная и безотзывная гарантия Самрук-Қазына.

2 июля 2024 года было освоение 1 транша по данному договору в размере 21,246,195 тысяч тенге.

3 декабря 2024 года было освоение 2 транша в размере 22,926,424 тысяч тенге.

Оплаченная комиссия за организацию финансирования в размере 0.1% от суммы займа, комиссия за резервирование 0.5% годовых от суммы займа, возмещение расходов банка на привлечение экспертов для получения заключений на соответствие клиента требованиям банка и условиям Договора включены в состав прочих активов. Данные выплаты были разделены на краткосрочные и долгосрочные расходы будущих периодов пропорционально траншам согласно графику их получения по годам.

Общая сумма комиссии и возмещения расходов банка на сумму 1,639,600 тысяч тенге, в том числе: долгосрочная часть составляет 1,337,242 тысяч тенге и краткосрочная часть 302,358 тысяч тенге.

#### *Банк Развития Казахстана*

8 июня 2023 года между АлЭС и АО «Банк Развития Казахстана» подписано Соглашение об открытии кредитной линии на сумму 117,000,000 тысяч тенге. В качестве залогового обеспечения предоставлена безусловная и безотзывная гарантия Самрук-Қазына. Освоение по данному договору не производилось.

#### *Азиатский Банк Развития*

9 июня 2023 года между АлЭС и Азиатским Банком Развития подписано Кредитное соглашение на сумму 98,000,000 тысяч тенге. В качестве залогового обеспечения предоставлена безусловная и безотзывная гарантия Самрук-Қазына.

20 декабря 2024 года было освоение первого транша по данному договору в размере 15,000,000 тысяч тенге.

Оплаченная комиссия за организацию финансирования в размере 0.1% от суммы займа, комиссия за резервирование 0.5% годовых от суммы займа, возмещение расходов банка на привлечение экспертов для получения заключений на соответствие клиента требованиям банка и условиям Договора включены в состав прочих активов. Данные выплаты были разделены на краткосрочные и долгосрочные расходы будущих периодов пропорционально траншам согласно графику их получения по годам.



**16 Займы (продолжение)**

Общая сумма комиссии и возмещения расходов банка на сумму 1,371,801 тысяча тенге, в том числе: долгосрочная часть составляет 1,074,302 тысячи тенге и краткосрочная часть 297,499 тысяч тенге.

*Евразийский банк развития*

28 сентября 2023 года первая облигационная программа АлЭС в размере, не превышающем 236,858,700 тысяч тенге, зарегистрирована на Бирже Международного финансового центра «Астана». 30 ноября 2023 года в целях закрепления ответственности Евразийского банка развития по выкупу облигаций АлЭС подписано Соглашение о совместной реализации проекта №137 с ЕАБР на сумму 188,000,000 тысяч тенге. Освоение по данному соглашению не производилось.

**АО «Мойнакская ГЭС»**

В 2023 году Мойнакская ГЭС провела полное досрочное погашение валютного займа по договору банковского займа с АО «Банк Развития Казахстана 14 декабря 2005 года, ставка по которому составляла - 1.15\*6MLIBOR+1.15%.

Балансовая стоимость займа по договорам банковского займа от 16 января 2008 года по состоянию на 31 декабря 2024 года составляет 5,484,528 тысяч тенге (31 декабря 2023 года: 6,865,628 тысяч тенге). Ставки по договору 10.72%, 12% и 7.55% годовых со сроками погашения 20 и 17 лет.

Банковские займы обеспечены следующими средствами:

- Гарантия Самрук-Энерго на сумму 1,079,213 тысяч тенге от 13 декабря 2012 года и на сумму 4,545,554 тысячи тенге от 28 ноября 2019 года;
- Гарантия Самрук-Қазына на сумму 12,285,000 тысяч тенге от 1 июля 2011 года.

**ТОО «Экибастузская ГРЭС-1»***АО «Народный Банк Казахстан»*

В течение 2024 года в рамках кредитной линии от АО «Народный Банк Казахстана» получены транши на общую сумму 54,543,424 тысячи тенге (2023 год: 27,648,403 тысяч тенге), в том числе для:

- капитальных проектов на сумму 47,003,424 тысячи тенге (2023 год: 23,348,403 тысяч тенге). Из них на сумму 7,663,261 тысячи тенге для проекта "Восстановление энергоблока №1" сроком до 2029 года по ставкам 16.25%-17.75%; на сумму 39,340,163 тысячи тенге для проекта "Реконструкция и модернизация Топливоподдачи" сроком до 2034 года по ставке 14.79%;
- для пополнения оборотных средств – 7,540,000 тысяч тенге (2023 год: 4,300,000 тысяч тенге), которые были досрочно погашены в первом квартале 2024 года.

В течение 2024 года ГРЭС-1 произвела погашение:

- частичное погашение траншей займов Народного банка, полученных для проекта "Восстановление энергоблока №1" сроком до 30 ноября 2029 года (ставки 12%-18.75%), согласно графиков на сумму 4,271,957 тысяч тенге;
- полное досрочное погашение части траншей займов Народного банка, полученных для проекта "Восстановление энергоблока №1" (ставки 16.5%-18.75%) сроком до 30 ноября 2029 года, на сумму 34,736,552 тысяч тенге с целью рефинансирования путем выпуска облигаций на аналогичную сумму (по ставке 16,25% сроком до 25.09.2029г.);

В июле 2024 года ГРЭС-1 заключила дополнительное соглашение №33 с АО «Народный банк Казахстана» об открытии Лимита 5 в рамках действующего Соглашения на расходы, связанные с реконструкцией и модернизацией производственного комплекса топливоподдачи со сроком траншей по июль 2034 года. Общий срок кредитной линии по 3 июля 2034 года. В рамках данного дополнительного соглашения добавлен ковенант об осуществлении выплат дивидендов при поддержании показателя Совокупный долг/ЕБИТДА не выше 4.

В декабре 2024 года ГРЭС-1 заключила дополнительное соглашение с АО «Народный банк Казахстана» по изменению Периода доступности: по Лимиту 1 – по 31 декабря 2025 года, по Лимиту 4 – по 31 января 2025 года, по Лимиту 5 – по 1 июля 2027 года. На 31 декабря 2024 года задолженность ГРЭС-1 по займам от АО «Народный банк Казахстана» составляет 90,457,808 тысяч тенге (31 декабря 2023 года: 82,248,998 тысяч тенге).

**17 Кредиторская задолженность по основной деятельности и прочая кредиторская задолженность**

<i>В тысячах казахстанских тенге</i>	Прим.	31 декабря 2024 г.	31 декабря 2023 г.
Финансовые обязательства по ЕРС-контрактам		41,876,154	-
Кредиторская задолженность по основной деятельности		37,855,999	32,111,766
Кредиторская задолженность по приобретению ОС		37,799,256	20,589,140
Задолженность по дивидендам		420,342	420,565
Прочая финансовая кредиторская задолженность		3,028,217	4,414,121
<b>Итого финансовая кредиторская задолженность</b>		<b>120,979,968</b>	<b>57,535,592</b>
Задолженность перед Акиматом г. Алматы	4	5,841,514	5,841,514
Задолженность по заработной плате		4,192,983	3,138,316
Начисленные резервы по неиспользованным отпускам		3,652,270	3,432,479
Авансы, полученные от покупателей и заказчиков		2,261,103	1,860,470
Прочая нефинансовая кредиторская задолженность		1,929,274	1,715,272
<b>Итого кредиторская задолженность по основной деятельности и прочая кредиторская задолженность</b>		<b>138,857,112</b>	<b>73,523,643</b>

Финансовые обязательства по ЕРС-контрактам включают обязательства по выполненным работам, за отгруженное оборудование и оборудование в процессе производства в рамках ЕРС-контрактов по инвестиционным проектам «Модернизация Алматинской ТЭЦ-2 с минимизацией воздействия на окружающую среду» и «Реконструкция Алматинской ТЭЦ-3».

Основная сумма кредиторской задолженности перед поставщиками по основным средствам включает задолженность POWERCHINA SEPCO1 Electric Power Construction Co по отгруженному оборудованию в размере 70% на сумму 13,076,116 тысяч тенге по инвестиционному проекту «Модернизация Алматинской ТЭЦ-2 с минимизацией воздействия на окружающую среду».

Финансовая кредиторская задолженность выражена в следующих валютах:

<i>В тысячах казахстанских тенге</i>	31 декабря 2024 г.	31 декабря 2023 г.
Тенге	89,303,501	57,524,990
Евро	30,677,467	10,602
Рубль	409	-
Юань	998,591	-
<b>Итого кредиторская задолженность по основной деятельности и прочая кредиторская задолженность</b>	<b>120,979,968</b>	<b>57,535,592</b>

**18 Задолженность по налогам и прочим выплатам в бюджет**

<i>В тысячах казахстанских тенге</i>	Прим.	31 декабря 2024 г.	31 декабря 2023 г.
НДС		3,254,312	3,768,169
Резерв на приобретение дополнительных квот на выброс парниковых газов	26	1,214,581	2,788,136
Плата за загрязнение окружающей среды		1,756,884	1,942,780
Индивидуальный подоходный налог		948,411	843,934
Социальный налог		731,298	667,137
КПН у источника выплаты с нерезидентов		14,163	55,456
Прочие		764,629	670,517
<b>Итого задолженность по налогам и прочим выплатам в бюджет</b>		<b>8,684,278</b>	<b>10,736,129</b>

**19 Выручка**

<i>В тысячах казахстанских тенге</i>	<b>2024 г.</b>	<b>2023 г.</b>
<b>Выручка по договорам с покупателями - МСФО (IFRS) 15:</b>		
Реализация электроэнергии	449,343,899	361,130,570
Доход от услуги по поддержанию готовности электрической мощности	58,076,148	35,478,333
Реализация теплоэнергии	33,992,515	23,285,275
Передача и распределение электроэнергии	5,974,740	11,683,393
Реализация химической воды	2,079,711	1,844,241
Прочее	520,398	2,995,381
<b>Итого</b>	<b>549,987,411</b>	<b>436,417,193</b>
<b>Доходы от аренды – МСФО (IFRS) 16:</b>		
Доход от сдачи в аренду инвестиционной собственности	16,520,037	21,835,269
Доход от сдачи в аренду электрических станций ВИЭ	6,982,393	6,470,409
<b>Итого</b>	<b>23,502,430</b>	<b>28,305,678</b>
<b>Итого выручка</b>	<b>573,489,841</b>	<b>464,722,871</b>

Вся выручка по договорам с покупателями признается в течение времени.

С 1 июля 2023 года осуществлен переход на новую целевую модель рынка реализации электроэнергии, предусматривающий механизм работы оптового рынка электрической энергии с внедрением единого закупщика электрической энергии и балансирующего рынка электрической энергии (далее – «БРЭ») в режиме реального времени. В рамках модели вся электрическая энергия, выработанная энергопроизводящими организациями, продается Единственному закупщику электрической энергии – ТОО «Расчетно-финансовый центр по поддержке возобновляемых источников энергии», которое в процессе своей деятельности с 1 июля 2023 года ежедневно осуществляет плановую покупку электрической энергии за сутки вперед от электростанций путем проведения централизованных торгов на электронной площадке централизованных торгов АО «КОРЭМ». Реализация (продажа) балансирующей электроэнергии и покупка отрицательных дисбалансов, осуществляется на БРЭ только расчетному центру - АО «КОРЭМ». Цены на БРЭ рассчитываются расчетным центром в порядке, установленном Министерством энергетики. Выручка от реализации балансирующей электроэнергии включена в выручку от реализации электроэнергии. Себестоимость от покупки отрицательных дисбалансов включается в стоимость приобретенной электроэнергии.

В течение 2024 и 2023 года, компаниям, находящимся под общим контролем Самрук-Қазына, было реализовано более 10 % от общей суммы выручки, относящейся к сегменту - Производство тепло-электроэнергии (Примечание 6).

Доход от сдачи в аренду инвестиционной собственности представляет собой доход от аренды Имущественного комплекса Бухтарминской ГЭС. 26 декабря 2023 года Группа подписала дополнительное соглашение с ТОО «КазЦинк», продлившее срок действия договора аренды имущественного комплекса до 31 декабря 2023 года.

**20 Себестоимость продаж**

<i>В тысячах казахстанских тенге</i>	<b>2024 г.</b>	<b>2023 г.</b>
Топливо	105,269,337	91,379,417
Оплата труда и связанные расходы	69,099,177	55,516,448
Износ основных средств и амортизация нематериальных активов	58,019,529	65,077,927
Стоимость приобретенной электроэнергии	46,365,785	57,917,265
Услуги по передаче электроэнергии и прочие услуги	20,306,862	16,922,260
Услуги по поддержанию готовности электрической мощности	15,644,033	8,848,167
Ремонт и содержание	12,979,153	12,442,562
Услуги сторонних организаций	11,718,949	4,489,980
Водообеспечение	10,463,768	7,581,742
Налоги, кроме подоходного налога	10,379,183	9,511,988
Материалы	4,334,980	2,920,873
Услуги охраны	2,729,122	2,340,364
Начисление резервов по неликвидным товарно-материальным запасам	318,089	458,572
Прочие	4,016,662	4,995,672
<b>Итого себестоимость продаж</b>	<b>371,644,629</b>	<b>340,403,237</b>

**21 Расходы по реализации**

<i>В тысячах казахстанских тенге</i>	<b>2024 г.</b>	<b>2023 г.</b>
Диспетчеризация и контроль электроэнергии	8,786,175	8,863,414
Оплата труда и связанные расходы	50,307	54,096
Передача электроэнергии	-	5,309
Прочее	8,866	8,185
<b>Итого расходы по реализации</b>	<b>8,845,348</b>	<b>8,931,004</b>

**22 Общие и административные расходы**

<i>В тысячах казахстанских тенге</i>	<b>2024 г.</b>	<b>2023 г.</b>
Оплата труда и связанные расходы	12,382,621	9,575,259
Консультационные и прочие профессиональные услуги	1,338,365	748,279
Износ основных средств и амортизация нематериальных активов	1,077,983	1,012,861
Обслуживание программного обеспечения	908,230	603,919
Благотворительность	823,878	-
Командировочные и представительские расходы	486,082	263,463
Материалы	338,061	207,054
Прочие налоги, кроме подоходного налога	190,457	(601,193)
Услуги по охране	184,126	196,077
Государственные пошлины	(727,902)	(158,765)
Прочие	3,011,438	2,503,068
<b>Итого общие и административные расходы</b>	<b>20,013,339</b>	<b>14,350,022</b>

Государственные пошлины включают восстановление резерва в сумме 890,683 тысячи тенге в соответствии с Постановлением Верховного суда (2023 год: 497,054 тысячи тенге) (Примечание 26).

**23 Финансовые доходы**

<i>В тысячах казахстанских тенге</i>	<b>2024 г.</b>	<b>2023 г.</b>
Вознаграждение по средствам в кредитных учреждениях и денежным средствам и их эквивалентам	7,343,897	4,431,596
Процентные доходы и амортизация дисконта по облигациям и займам	1,396,511	1,271,722
Процентные доходы - амортизация дисконта по долгосрочной дебиторской задолженности	41,372	427,241
Доходы при первоначальном признании займов полученных	-	1,089,771
Прочие	807,278	67,862
<b>Итого финансовые доходы</b>	<b>9,589,058</b>	<b>7,288,192</b>

**24 Финансовые расходы**

<i>В тысячах казахстанских тенге</i>	<b>Прим.</b>	<b>2024 г.</b>	<b>2023 г.</b>
<i>Процентные расходы по облигациям и займам</i>			
- расходы по вознаграждению	16	18,971,530	14,476,424
- амортизация дисконта приведенной стоимости	16	8,097,240	7,537,275
<i>Амортизация дисконта приведенной стоимости</i>			
- резерва под обязательства по ликвидации	15	2,733,456	2,331,999
- обязательства по вознаграждениям работникам		237,724	205,792
Прочие		1,282,375	703,073
<b>Итого финансовые расходы, признанные в прибыли или убытке</b>		<b>31,322,325</b>	<b>25,254,563</b>
Капитализированные затраты по кредитам и займам	7	12,767,766	11,169,836
<b>Итого финансовые расходы</b>		<b>44,090,091</b>	<b>36,424,399</b>

**25 Подоходный налог**

<i>В тысячах казахстанских тенге</i>	<b>2024 г.</b>	<b>2023 г.</b>
Расходы по текущему подоходному налогу	28,085,556	25,607,373
Экономия по отсроченному подоходному налогу	6,469,539	(2,834,024)
<b>Итого расходы по подоходному налогу</b>	<b>34,555,095</b>	<b>22,773,349</b>

Ниже представлена сверка теоретического и фактического расхода по налогу:

<i>В тысячах казахстанских тенге</i>	<b>2024 г.</b>	<b>2023 г.</b>
<b>Прибыль до налогообложения</b>	<b>147,523,908</b>	<b>80,157,782</b>
Теоретический расход по подоходному налогу по действующей ставке 20% (2023 г.: 20%)	29,504,782	16,031,556
<b>Корректировки на:</b>		
Доля в убытке/(прибыли) совместных предприятий и ассоциированных компаний, необлагаемая подоходным налогом	1,171,182	(624,280)
Корректировка по отношению к предыдущим периодам, включая истечение срока давности по переносимым налоговым убыткам	148,538	1,407,979
Прочие необлагаемые расходы	1,050,268	6,113,337
Подоходный налог у источника выплаты	78,180	154,500
Изменения в непризнанных активах по отсроченному подоходному налогу	2,602,145	(309,743)
<b>Итого расходы по подоходному налогу</b>	<b>34,555,095</b>	<b>22,773,349</b>

**25 Подоходный налог (продолжение)**

Различия между стандартами бухгалтерского учета МСФО и налоговым законодательством РК приводят к возникновению временных разниц между балансовой стоимостью активов и обязательств в бухгалтерском учете и их налоговой базой. Налоговое влияние изменений временных разниц представлено ниже и отражено согласно налоговым ставкам, применение которых ожидается в период восстановления временных разниц.

<i>В тысячах казахстанских тенге</i>	<b>1 января 2024 г.</b>	<b>Отнесено на счет прибылей и убытков</b>	<b>31 декабря 2024 г.</b>
<b>Налоговый эффект вычитаемых временных разниц</b>			
Перенесенные налоговые убытки	9,071,477	(394,641)	8,676,836
Обязательства по вознаграждениям работникам	210,094	(210,094)	-
Облигации	190,663	(190,663)	-
Резерв на ликвидацию золотоотвалов	4,729,396	(1,407,685)	3,321,711
Товарно-материальные запасы	452,339	2,452,399	2,904,738
Дебиторская задолженность по основной деятельности и прочая дебиторская задолженность	714,628	(571,072)	143,556
Налоги кроме подоходного налога	159,740	4,464	164,204
Резерв по неиспользованным отпускам	783,679	(134,906)	648,773
Прочее	250,177	1,424,163	1,674,340
<b>Валовые активы по отсроченному подоходному налогу</b>	<b>16,562,193</b>	<b>971,965</b>	<b>17,534,158</b>
Непризнанные активы по отсроченному подоходному налогу	(440,434)	(2,602,145)	(3,042,579)
Минус зачет с обязательствами по отсроченному подоходному налогу	16,121,759	(1,630,180)	14,491,579
<b>Признанные активы по отсроченному подоходному налогу</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Налоговый эффект облагаемых временных разниц</b>			
Основные средства*	(77,063,359)	(6,899,373)	(83,962,732)
Займы	(8,302,543)	2,060,014	(6,242,529)
<b>Валовые обязательства по отсроченному подоходному налогу</b>	<b>(85,365,902)</b>	<b>(4,839,359)</b>	<b>(90,205,261)</b>
Минус зачет с активами по отсроченному подоходному налогу	16,121,759	(1,630,180)	14,491,579
<b>Признанные обязательства по отсроченному подоходному налогу</b>	<b>(69,244,143)</b>	<b>(6,469,539)</b>	<b>(75,713,682)</b>

25 Подоходный налог (продолжение)

<i>В тысячах казахстанских тенге</i>	1 января 2023 г.	Отнесено на счет прибылей и убытков	31 декабря 2023 г.
<b>Налоговый эффект вычитаемых временных разниц</b>			
Перенесенные налоговые убытки	8,411,234	660,243	9,071,477
Обязательства по вознаграждениям работникам	204,315	5,779	210,094
Облигации	889,751	(699,088)	190,663
Резерв на ликвидацию золототвалов	4,888,637	(159,241)	4,729,396
Товарно-материальные запасы	1,328	451,011	452,339
Дебиторская задолженность по основной деятельности и прочая дебиторская задолженность	1,122,088	(407,460)	714,628
Налоги кроме подоходного налога	115,461	44,279	159,740
Резерв по неиспользованным отпускам	475,641	308,038	783,679
Прочее	2,397,575	(2,147,398)	250,177
<b>Валовые активы по отсроченному подоходному налогу</b>	<b>18,506,030</b>	<b>(1,943,837)</b>	<b>16,562,193</b>
Непризнанные активы по отсроченному подоходному налогу	(750,177)	309,743	(440,434)
Минус зачет с обязательствами по отсроченному подоходному налогу	17,755,853	(1,634,094)	16,121,759
<b>Признанные активы по отсроченному подоходному налогу</b>	-	-	-
<b>Налоговый эффект облагаемых временных разниц</b>			
Основные средства*	(79,846,466)	2,783,107	(77,063,359)
Займы	(9,987,554)	1,685,011	(8,302,543)
<b>Валовые обязательства по отсроченному подоходному налогу</b>	<b>(89,834,020)</b>	<b>4,468,118</b>	<b>(85,365,902)</b>
Минус зачет с активами по отсроченному подоходному налогу	17,755,853	(1,634,094)	16,121,759
<b>Признанные обязательства по отсроченному подоходному налогу</b>	<b>(72,078,167)</b>	<b>2,834,024</b>	<b>(69,244,143)</b>

В контексте текущей структуры Группы налоговые убытки и текущие налоговые активы различных компаний Группы не могут быть зачтены с текущими налоговыми обязательствами и налоговыми прибылями других компаний Группы и, соответственно, налоги могут быть начислены даже при наличии консолидированного налогового убытка. Поэтому, активы и обязательства по отсроченному подоходному налогу зачитываются, если только они относятся к одному и тому же объекту налогообложения.

У Группы существуют потенциальные отсроченные налоговые активы в отношении неиспользованных налоговых убытков, перенесенных на будущие периоды. Срок использования данных налоговых убытков истекает в 2025-2034 годах (31 декабря 2023 г.: 2024-2033 годы).

Группа не имела отсроченные налоговые обязательства в 2024 году (2023 год: не имела отсроченные налоговые обязательства) в отношении временных разниц, связанных с инвестициями в совместные предприятия, так как Группа имеет возможность контролировать сроки изменения этих временных разниц и не планирует их пересмотр в обозримом будущем.



## **26 Условные и договорные обязательства и операционные риски**

### **Операционная среда**

24 февраля 2022 года Россия начала военное вторжение в Украину. В ответ на вторжение, США, Европейский союз и ряд других государств ввели широкомасштабные санкции в отношении России, включая запрет российским банкам пользоваться системой Swift. Россия является крупнейшим торговым партнером Казахстана. Россия также является ключевым торговым транзитом, в частности, через Каспийский трубопроводный консорциум (КТК), по которому транспортируется до 80% нефти на экспорт. Ожидается, что концентрация экспорта через КТК останется высокой в среднесрочной перспективе, учитывая его ценовые преимущества. Казахстан прилагает усилия по диверсификации маршрутов, в частности через Каспийское море в Баку и с началом экспорта не по КТК в Германию, однако данные перевозки составляют примерно 2% от годовых объемов КТК.

В ноябре 2024 года международное рейтинговое агентство Fitch Ratings подтвердило долгосрочный рейтинг дефолта эмитента (РДЭ) Казахстана в иностранной валюте на уровне «BBB» со стабильным прогнозом. По данным Fitch, РДЭ Казахстана «BBB» поддерживается очень большим внешним буфером, третьей по величине позицией суверенных чистых иностранных активов (SNFA) в рейтинговой категории «BBB», что также обеспечивает гибкость финансирования, подкрепленную накопленной экономией доходов от нефти. Этим факторам противопоставляются очень высокая зависимость от сырьевых товаров, риск концентрации экспорта, высокая инфляция, которая отчасти отражает менее развитую структуру макроэкономической политики по сравнению со странами с рейтингом «BBB», и слабые показатели управления.

Казахстан, как ожидается, останется очень зависимым от сырой нефти и нефтяных конденсатов, на которые приходится более половины экспорта. Кроме того, почти 80% казахстанской сырой нефти экспортируется через Россию через Каспийский трубопроводный консорциум (КТК), что создает геополитический риск. Доля, вероятно, останется высокой, учитывая преимущества в плане стоимости, несмотря на некоторую недавнюю диверсификацию маршрутов.

В целом, экономика Республики Казахстан продолжает проявлять некоторые характерные особенности, присущие развивающимся рынкам. Эти особенности также включают, но не ограничиваются национальной валютой, которая не имеет свободной конвертации за пределами страны, и низким уровнем ликвидности рынка ценных бумаг.

По состоянию на дату настоящего отчета официальный обменный курс Национального Банка Республики Казахстан составил 499.74 тенге за 1 доллар США по сравнению с 523.54 тенге за 1 доллар США по состоянию на 31 декабря 2024 года (31 декабря 2023 года: 454.56 тенге за 1 доллар США).

Уровень инфляции был относительно стабильным в течение 2024 года и составил 8.6% в декабре 2024 года по сравнению с 9.8% в декабре 2023 года. Рост экономики в 2024 году замедлился до 3.8% по сравнению с 5.1% в 2023 году. Аналитики прогнозируют, что рост ВВП ускорится до 5% в 2025 году.

Экономическая среда оказывает значительное влияние на деятельность и финансовое положение Группы. Руководство принимает необходимые меры для обеспечения устойчивой деятельности Группы. Однако, будущие последствия сложившейся экономической ситуации сложно прогнозировать, и текущие ожидания и оценки руководства могут отличаться от фактических результатов.

Кроме того, электроэнергетический сектор в Республике Казахстан остается подверженным влиянию политических, законодательных, налоговых и регуляторных изменений в Республике Казахстан. Перспективы экономической стабильности Республики Казахстан в существенной степени зависят от эффективности экономических мер, принимаемых Правительством, а также от развития правовой, контрольной и политической систем, то есть от обстоятельств, которые находятся вне сферы контроля Группы.

Руководство Группы следит за текущими изменениями в экономической и политической ситуации и принимает меры, которые оно считает необходимыми для поддержания устойчивости и развития бизнеса Группы в ближайшем будущем.

Для оценки ожидаемых кредитных убытков Группа использует подтверждаемую прогнозную информацию, включая прогнозы макроэкономических показателей. Однако, как и в любых экономических прогнозах, предположения и вероятность их реализации неизбежно связаны с высоким уровнем неопределенности, и, следовательно, фактические результаты могут значительно отличаться от прогнозируемых.

## 26 Условные и договорные обязательства и операционные риски (продолжение)

### *Налоговое законодательство*

Казахстанское законодательство и практика налогообложения находятся в состоянии непрерывного развития, и поэтому подвержены различному толкованию и частым изменениям, которые могут иметь обратную силу. В некоторых случаях, в целях определения налогооблагаемой базы, налоговое законодательство ссылается на положения стандартов бухгалтерского учета МСФО, при этом толкование соответствующих положений стандартов бухгалтерского учета МСФО казахстанскими налоговыми органами может отличаться от учетных политик, суждений и оценок, применённых руководством при подготовке данной консолидированной финансовой отчетности, что может привести к возникновению дополнительных налоговых обязательств у Группы. Налоговые органы могут проводить ретроспективную проверку в течение пяти лет после окончания налогового года.

С июля 2020 года Комитетом государственных доходов Министерства финансов Республики Казахстан (далее – «КГД») осуществлен запуск пилотного проекта по внедрению горизонтального мониторинга, который продлился до 31 декабря 2023 года. Так, в 2021-2022 годах КГД в рамках пилотного проекта по горизонтальному мониторингу было проведено изучение исторических данных на ЭГРЭС-1 и Самрук-Энерго (Корпоративный центр) за пятилетний период, по итогам которого проведены налоговые проверки, выставлены Уведомления о результатах налоговой проверки. Основные выявленные нарушения включали в себя вычеты по вознаграждениям по займам, а также занижение КРН у источника выплаты. Группа выразила свое несогласие, были поданы иски и жалобы в суды и Апелляционную комиссию Министерства Финансов РК. В декабре 2023 года Апелляционная комиссия Министерства Финансов РК вынесла решение по Корпоративному центру в пользу Группы, 14 августа 2024 года Верховный Суд вынес решение касательно вычетов вознаграждений по кредитам, которые были направлены на проект «Восстановление энергоблока №1» и на погашение обязательств по выплатам дивидендов, в пользу ЭГРЭС-1, касательно вычетов вознаграждений по займу, которые были направлены на приобретение облигаций, в пользу налогового органа. В результате, ЭГРЭС-1 выплатила штраф и пеню в размере 502 миллиона тенге за счет ранее начисленного резерва.

Руководство Группы считает, что ее интерпретации соответствующего законодательства являются приемлемыми, и налоговая позиция Группы обоснована. По мнению руководства, Группы не понесет существенных убытков по текущим и потенциальным налоговым искам, превышающим резервы, сформированные в данной консолидированной финансовой отчетности (Примечание 22).

### *Проверка Генеральной прокуратуры*

Прокуратурой была проведена проверка на предмет соблюдения законодательства о закупках отдельных субъектов квазигосударственного сектора, налогах, законности расходования средств и противодействия коррупции в ЭГРЭС-1 в 2024 году и СЭГРЭС-2 в 2023 году. По итогам проверки вынесена справка о результатах проверки. В связи с несогласием с выводами, указанными в справке, Группа направила в Генеральную Прокуратуру мотивированное возражение и замечание к справке. В ответ на Представление об устранении нарушений законности, с учетом возражений и замечаний Группой был разработан План мероприятий по исполнению Представления Генеральной прокуратуры об устранении нарушений законности. Данный План мероприятий был направлен в Генеральную прокуратуру. Руководство Группы считает, что ее интерпретации соответствующего законодательства являются приемлемыми, и правовая позиция Группы обоснована. По мнению руководства, Компания не понесет убытков по итогам проверки прокуратуры, и поэтому не видит необходимости создавать резервы.

### *Страхование*

Страховой рынок в РК находится на стадии раннего развития, и многие виды страхования, которые широко распространены в других странах, не доступны в Казахстане. Группа не имеет полной страховой защиты в отношении своих производственных помещений, убытков от прекращения деятельности или обязательств перед третьими лицами за ущерб, причиненный недвижимости или окружающей среде в результате аварий или операций Группы. Пока Группа не имеет полного страхования, существует риск того, что утрата или повреждение отдельных активов может оказать существенное негативное влияние на деятельность и финансовое положение Группы.

## 26 Условные и договорные обязательства и операционные риски (продолжение)

### Вопросы охраны окружающей среды

В настоящее время в Республике Казахстан ужесточается природоохранное законодательство и продолжается пересмотр позиции казахстанских государственных органов относительно обеспечения его соблюдения. В 2021 году в Республике Казахстан вступил в силу новый экологический кодекс, который регулирует общественные отношения в сфере взаимодействия человека и природы (экологические отношения), возникающие в связи с осуществлением физическими и юридическими лицами деятельности, оказывающей или способной оказать воздействие на окружающую среду. Помимо увеличения ответственности промышленных предприятий за загрязнение окружающей среды, экологический кодекс также предусматривает внедрение иерархии управления отходами и предписывает требования по ликвидации последствий деятельности.

Положения данного кодекса обязывает получение комплексных экологических разрешений (далее – «КЭР») с 2025 года для пятидесяти объектов I категории, наиболее крупных по суммарным выбросам загрязняющих веществ в окружающую среду (далее – «ТОП – 50»), основанием для которого служит внедрение на производстве наилучших доступных техник, связанных с применением наилучших доступных техник (далее – «НДТ»), выдаваемые Комитетом экологического регулирования и контроля Министерства экологии и природных ресурсов Республики Казахстан.

В перечень ТОП-50 вошли четыре объекта Самрук-Энерго ТОО «ЭГРЭС-1», АО «СЭГРЭС-2», АО «АлЭС» (ТЭЦ-2, ТЭЦ-3).

Для энергопроизводящих организаций (далее – ЭПО) был разработан Справочник по наилучшим доступным техникам «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии» (далее – «СНДТ»), утвержденный Постановлением Правительства Республики Казахстан от 23 января 2024 года. Основание для получения Комплексного экологического разрешения является заключение к СНДТ, утвержденное Постановлением Правительства Республики Казахстан от 11 марта 2024 года.

В настоящее время Руководство Группы оценивает влияние внедрения НДТ на стоимость будущих операционных и капитальных затрат, так как возврат инвестиций на внедрение НДТ через предельный тариф приведет к перекосам предельных тарифов на электроэнергию.

Вместе с тем, внесены изменения в Постановление Правительства Республики Казахстан от 27 декабря 2024 года № 1131 «Об утверждении перечня пятидесяти объектов I категории, наиболее крупных по суммарным выбросам загрязняющих веществ в окружающую среду на 1 января 2021 года» в части переноса сроков внедрения НДТ для ЭПО с 2025 года на 2031 год, что создает условия для начала реализации мероприятий по внедрению НДТ в ЭПО с 2031 года.

Прочие положения экологического кодекса, применимые к определенным предприятиям Группы, включают установку автоматизированных систем мониторинга выбросов и методы обращения с отходами. До проведения полной оценки, невозможно оценить финансовые последствия новых требований нового экологического кодекса Казахстана, но ожидается увеличение стоимости соблюдения экологических требований, либо в виде дополнительных инвестиций, необходимых для управления отходами и разработки соответствующих процессов мониторинга, либо в виде повышения платы за производство отходов.

Согласно вновь введенным нормам экологического кодекса у предприятий есть обязательства по ликвидации последствий эксплуатации объектов, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду, но требования по ликвидации последствий зависят от категории производственных предприятий и объектов строительства, которые определяются в зависимости характера объектов, степени воздействия на окружающую среду и сферы деятельности предприятий. В 2022 году, Группа признала дополнительные обязательства в отношении ликвидации последствий эксплуатации ее объектов (Примечание 4, 15).

**26 Условные и договорные обязательства и операционные риски (продолжение)**

При действующей редакции Экологического кодекса у Группы имеется обязательство по предоставлению финансового обеспечения для ликвидации последствий объектов категории I в срок до 1 июля 2029 года. Финансовое обеспечение предоставляется в виде: гарантии; залога банковского вклада; залога имущества; страхования. Финансовое обеспечение предоставляется в одном из нескольких видов финансового обеспечения перечисленных выше, или в их сочетании по выбору оператора объекта I категории при условии, что доля финансового обеспечения в виде залога банковского вклада должна составлять:

- 1) по истечении десяти лет с даты ввода в эксплуатацию объекта (для действующих объектов по состоянию на 1 июля 2026 года до 2036 года) - не менее пятидесяти процентов от общей суммы финансового обеспечения;
- 2) по истечении двадцати лет с даты ввода в эксплуатацию объекта (для действующих объектов по состоянию на 1 июля 2026 года до 2046 года) - сто процентов от общей суммы финансового обеспечения.

Оператор объекта I категории обязан обеспечить наличие финансового обеспечения непрерывно до полного исполнения всех своих обязательств по ликвидации последствий эксплуатации такого объекта.

Размер финансового обеспечения определяется в соответствии с методикой, утвержденной уполномоченным органом в области охраны окружающей среды, исходя из расчетной стоимости работ по ликвидации последствий эксплуатации объекта I категории, и подлежит перерасчету каждые семь лет.

С учетом переноса срока предоставления финансового обеспечения для ликвидации последствий объектов I категории Группой продолжается работа по анализу возможных вариантов финансового обеспечения и мониторингу изменений нормативных требований касательно финансового обеспечения.

Группа проводит периодическую оценку своих обязательств, связанных с охраной окружающей среды, как минимум на ежегодной основе. По мере выявления обязательств они незамедлительно отражаются в финансовой отчетности. Потенциальные обязательства, которые могут возникнуть в результате изменения существующего законодательства и нормативных актов, а также в результате судебной практики, не могут быть оценены с достаточной степенью надежности, хотя и могут оказаться значительными. Руководство Группы считает, что в условиях существующей системы контроля за соблюдением действующего природоохранного законодательства не имеется существенных обязательств, возникающих в связи с нанесением ущерба окружающей среде, за исключением признанных или раскрытых в настоящей финансовой отчетности.

В соответствии с природоохранным законодательством Группа имеет юридические обязательства по приобретению дополнительных квот на выброс парниковых газов. Для Группы установлены объемы углеродных квот до 2025 года в зависимости от плановой выработки электроэнергии и удельного коэффициента выбросов парниковых газов на единицу продукции. В связи с увеличением объемов производства электроэнергии у ЭГРЭС-1 и СЭГРЭС-2 ожидается дефицит квот на выбросы парниковых газов за 2024 год.

В настоящее время Группа ведет работы по инвентаризации и верификации выбросов парниковых газов за 2024 год. Подача заявлений на получение дополнительных углеродных квот на выбросы парниковых газов в соответствии с Экологическим кодексом Республики Казахстан ожидается после 15 апреля 2025 года.

**Резерв на ликвидацию золоотвалов**

В соответствии с Экологическим кодексом, Группа также имеет юридическое обязательство на ликвидации участка золоотвалов, представляющих собой полигоны размещения отходов операционной деятельности Группы. На 31 декабря 2024 года балансовая стоимость резерва на ликвидацию золоотвалов составила 3,739,349 тысяч тенге (31 декабря 2023 года: 3,143,439 тысяч тенге). Оценка существующего резерва на ликвидацию золоотвалов основана на интерпретации Группой действующего природоохранного законодательства РК, подкрепленной технико-экономическим обоснованием и инженерными исследованиями в соответствии с текущими нормами и методами восстановления и проведения работ по рекультивации. Данная оценка может измениться при завершении последующих природоохранных исследовательских работ и пересмотра существующих программ по рекультивации и восстановлению.

**26 Условные и договорные обязательства и операционные риски (продолжение)****Воздействие вопросов экологии, социального и корпоративного управления (ESG) – учет изменения климата и связанных рисков**

Группа солидарна с озабоченностью мирового сообщества по вопросам изменения климата и поддерживает глобальные усилия по сокращению выбросов парниковых газов, повышению энергоэффективности, переходу на возобновляемые источники энергии и отказу от углеродного топлива. Стратегической целью Самрук-Қазына, материнской компании Группы, является сокращение углеродного следа на 10% к 2032 году по сравнению с 2021 годом и стремится достичь углеродной нейтральности к 2060 году. В целом, углеродная нейтральность не исключает выбросы парниковых газов - объем выбросов, который невозможно уменьшить, необходимо компенсировать.

В отношении выявленных рисков, связанных с изменением климата, Группа оценила их влияние на признание/прекращение признания активов и обязательств, оценку таких активов и обязательств, а также раскрытие информации в консолидированной финансовой отчетности. Перечисленные ниже области преимущественно подвержены влиянию рисков, связанных с изменением климата:

- а) Группа инициировала проекты по строительству новых парогазовых установок на Алматинских ТЭЦ-2 и ТЭЦ-3 с целью замены существующего пылеугольного оборудования современными экологически чистыми парогазовыми энергоблоками; и
- б) Группа оценила и признала резервы на ликвидацию объектов эксплуатации и восстановление экологического ущерба в связи с недавно введенными нормативными требованиями в соответствии с Экологическим кодексом (Примечание 4, 15).

В отношении выявленных рисков, связанных с изменением климата, Группа оценила их влияние на признание/прекращение признания активов и обязательств, оценку таких активов и обязательств, а также раскрытие информации в консолидированной финансовой отчетности.

**Проект строительства ветровой электростанции с Total Eren**

1 ноября 2023 года между Total Eren (далее - "Разработчик", Самрук-Қазына, АО НК «КазМунайГаз» (далее также "со-разработчики") заключено Соглашение о совместном предприятии с Total Eren по проекту строительства ветровой электростанции (ВЭС) мощностью 1 ГВт в Жамбылской области с системой накопления энергии (далее "Проект").

19 декабря 2024 года было подписано Соглашение о новации прав, обязанностей и обязательств по соглашению о совместном предприятии между Группой, Самрук-Қазына, АО НК «КазМунайГаз» и ТОО «KMG GREEN ENERGY». В соответствии с данным Соглашением, Самрук-Қазына переуступает Группе посредством новации и передает все свои права, обязательства и обязанности по Соглашению о совместном предприятии.

В рамках договора гарантии между Самрук-Қазына, Самрук-Энерго и Total Eren S.A. от 19 декабря 2024 года Самрук-Қазына выступает гарантом перед Total Eren S.A. на своевременное исполнение Самрук-Энерго своих обязательств, включая платежи и другие финансовые обязательства по данному проекту. Одновременно Группа выдала корпоративную гарантию в пользу Самрук-Қазына по возмещению всех и любых расходов, возникших в рамках реализации Проекта.

В соответствии с данными соглашениями Компания должна приобрести 20% долю участия или подписаться на долю участия в Компании при условии одобрения Совета Директоров и Акционеров по цене, которая не превышает фактические затраты, понесенные Разработчиком и одобренные Со-разработчиками. В соответствии с условиями Соглашения при разработке Проекта до завершения Сделки, с корректировкой на соответствующую пропорцию приобретенной или иным образом подписанной доли участия каждым Со-разработчиком.

На отчетную дату 100% доля проектной компании принадлежит Total Eren.

**Обязательства капитального характера**

Группа проанализировала свою подверженность сезонным и другим возникающим бизнес-рискам, но не определила какие-либо риски, которые могли бы повлиять на финансовые показатели или положение Группы по состоянию на 31 декабря 2024 года. Группа обладает необходимыми средствами и источниками финансирования для исполнения обязательств капитального характера и для обеспечения оборотного капитала.

По состоянию на 31 декабря 2024 года у Группы имелись договорные обязательства по приобретению основных средств на общую сумму 481,295,663 тысячи тенге (31 декабря 2023 года: 530,059,552 тысячи тенге).

**26 Условные и договорные обязательства и операционные риски (продолжение)****Обязательства капитального характера совместных предприятий**

По состоянию на 31 декабря 2024 года доля Группы в долгосрочных договорных обязательствах Forum Muider и СЭГРЭС-2 составила 4,576,543 тысячи тенге и 574,774 тысячи тенге соответственно (31 декабря 2023 года: 3,495,602 тысячи тенге и 2,801,004 тысячи тенге соответственно).

**Операционная аренда**

В таблице ниже представлены будущие минимальные арендные платежи к получению по договорам операционной аренды объектов основных средств:

<i>В тысячах казахстанских тенге</i>	<b>31 декабря 2024 г.</b>	<b>31 декабря 2023 г.</b>
1 год	32,080,353	6,982,393
2 года	32,080,353	7,179,649
3 года	32,080,353	7,179,649
4 года	32,080,353	7,179,649
5 лет	8,218,593	7,179,649
После 5 лет	6,178,267	11,365,115
<b>Итого недисконтированные платежи по операционной аренде к получению на 31 декабря</b>	<b>142,718,272</b>	<b>47,066,104</b>

**Ковенанты по займам**

У Группы есть определенные ковенанты по всем банковским займам и обязательствам по облигациям, банковским гарантиям Самрук-Энерго, а также займу Самрук-Энерго от Самрук-Қазына (Примечание 16). Несоблюдение данных ковенантов может привести к негативным последствиям для Группы, включая рост затрат по займам и объявление дефолта. По состоянию на 31 декабря 2024 года Группа соблюдала свои ковенанты, за исключением несоблюдения ТОО «Богатырь Комир», описанному ниже.

Займы в сумме 356,359,510 тысяч тенге на 31 декабря 2024 года (31 декабря 2023 года: 253,520,439 тысяч тенге) имели ряд финансовых и нефинансовых ковенантов). Следующей датой тестирования соблюдения после отчетной даты является 31 марта 2025 года. Руководство не ожидает нарушения ковенантов на следующий отчетный период.

На 31 декабря 2024 года ТОО «Богатырь Комир» имело несоответствие по поддержанию Debt Service Coverage Ratio и Net Debt/EBITDA по займу от Евразийского Банка Развития. Также есть нарушение по нефинансовым ковенантам, связанным со своевременной реализацией проекта циклично-поточной технологии добычи и транспортировки угля. Нарушение ковенантов со стороны ТОО «Богатырь Комир» не влияет на классификацию займов Группы. На 31 декабря 2024 года, долгосрочная часть займов полученных от Евразийского Банка Развития была реклассифицирована в краткосрочные обязательства (Примечание 8).

ТОО «Богатырь Комир» своевременно выполняет свои обязательства по обслуживанию займа, включая выплаты по основному долгу и процентам. Согласно результатам анализа ликвидности на 31 декабря 2024 года, ТОО «Богатырь-Комир» располагает возможностью полного погашения задолженности по востребованию. 26 декабря 2024 года в ответ на запрос ТОО «Богатырь Комир» по получению вейверов по нарушению ковенантов от ЕАБР было получено подтверждение, что запрос ТОО «Богатырь Комир» находится на рассмотрении. При этом, руководство Группы на основе предварительных обсуждений с представителями Евразийского Банка Развития ожидает положительного решения уполномоченного органа.

## 27 Неконтролирующая доля

В таблице ниже представлена информация обо всех дочерних предприятиях, в которых имеется неконтролирующая доля, значительная для Группы.

В тысячах казахстанских тенге	Место осуществления деятельности (и страна регистрации, если она отличается от места осуществления деятельности)	Процент неконтролирующей доли	Процент прав голоса, принадлежащих на неконтролирующую долю	Прибыль или убыток, приходящийся на неконтролирующую долю	Накопленные неконтролирующие доли в дочернем предприятии	Дивиденды, выплаченные неконтролирующей доле в течение года			
<b>Год, закончившийся 31 декабря 2024 г.</b>									
	АО «Бухтарминская ГЭС»	Казахстан	3.7%	3.7%	461,173	2,804,043	646,242		
	АО «Шульбинская ГЭС»	Казахстан	7.86%	7.86%	-	23,450	-		
	АО «Усть-Каменогорская ГЭС»	Казахстан	10%	10%	(199)	1,641	-		
	<b>Итого</b>				<b>460,974</b>	<b>2,829,134</b>	<b>646,242</b>		
<b>Год, закончившийся 31 декабря 2023 г.</b>									
	АО «Бухтарминская ГЭС»	Казахстан	3.7%	3.7%	649,887	2,342,870	156,828		
	АО «Шульбинская ГЭС»	Казахстан	7.86%	7.86%	-	23,450	-		
	АО «Усть-Каменогорская ГЭС»	Казахстан	10%	10%	(422)	1,840	-		
	<b>Итого</b>				<b>649,465</b>	<b>2,368,160</b>	<b>156,828</b>		
В тысячах казахстанских тенге	Краткосрочные активы	Долгосрочные активы	Краткосрочные обязательства	Долгосрочные обязательства	Выручка	Прибыль/ (убыток)	Итого совокупный доход	Потоки денежных средств	
<b>Год, закончившийся 31 декабря 2024 г.</b>									
	АО «Бухтарминская ГЭС»	13,444,665	1,708,017	639,704	10,213	16,520,037	12,537,593	12,537,593	6,803,706
	АО «Шульбинская ГЭС»	-	-	-	-	-	-	-	-
	АО «Усть-Каменогорская ГЭС»	-	-	127,413	-	-	(1,984)	(1,984)	-
	<b>Итого</b>	<b>13,444,665</b>	<b>1,708,017</b>	<b>767,117</b>	<b>10,213</b>	<b>16,520,037</b>	<b>12,535,609</b>	<b>12,535,609</b>	<b>6,803,706</b>
<b>Год, закончившийся 31 декабря 2023 г.</b>									
	АО «Бухтарминская ГЭС»	19,851,529	1,384,306	4,047,805	25,317	21,836,995	17,564,508	17,722,549	574,414
	АО «Шульбинская ГЭС»	-	-	598,444	12,156	-	-	-	-
	АО «Усть-Каменогорская ГЭС»	400	-	125,828	-	-	(4,209)	(4,209)	-
	<b>Итого</b>	<b>19,851,929</b>	<b>1,384,306</b>	<b>4,772,077</b>	<b>37,473</b>	<b>21,836,995</b>	<b>17,560,299</b>	<b>17,718,340</b>	<b>574,414</b>

## 28 Основные дочерние, ассоциированные и совместные предприятия

Название предприятия	Вид деятельности	% прав голоса	Доля участия	Страна регистрации
<b>Дочерние предприятия:</b>				
АО «Алатау Жарык Компаниясы»	Передача и распределение электроэнергии по городу Алматы и Алматинской области	100%	99.16%	Казахстан
АО «Алматинские электрические станции»	Производство электро- и теплоэнергии и горячей воды в городе Алматы и Алматинской области	100%	100%	Казахстан
ТОО «АлматыЭнергоСбыт»	Реализация электроэнергии на территории города Алматы и Алматинской области	100%	100%	Казахстан
АО «Шардаринская ГЭС»	Производство электроэнергии на гидроэлектростанции в Южном Казахстане	100%	100%	Казахстан
АО «Мойнакская ГЭС»	Производство электроэнергии на гидроэлектростанции в Алматинской области	100%	100%	Казахстан
Станция ТОО «Экибастузская ГРЭС-1 имени Булата Нуржанова»	Производство электрической и тепловой энергии на основе угля	100%	100%	Казахстан
АО «Бухтарминская ГЭС»	Является собственником Бухтарминской гидроэлектростанции, переданной в аренду с момента передачи гидроэлектростанции в аренду данная компания является бездействующей	100%	96.32%	Казахстан
АО «Усть-Каменогорская ГЭС»	С момента передачи гидроэлектростанции в аренду данная компания является бездействующей	89.99%	89.99%	Казахстан
АО «Шульбинская ГЭС»	Развитие возобновляемой электроэнергии	92.14%	92.14%	Казахстан
ТОО Samruk Green Energy	Производство электроэнергии на ветровой электростанции	100%	100%	Казахстан
ТОО «Первая ветровая электрическая станция»	Реализация проектов в сфере возобновляемых источников энергии	100%	100%	Казахстан
ТОО «Казгидротехэнерго»	Реализация проектов в сфере возобновляемых источников энергии	100%	100%	Казахстан
ТОО «Теплоэнергомаш»	Производство теплоэнергии в городе Экибастуз	95%	95%	Казахстан
ТОО «Energy Solutions Center»	Транспортировка и прочие услуги	100%	100%	Казахстан
Филиал ТОО «Energy Solutions Center»	Строительство Балхашской ТЭС	100%	100%	Казахстан
АО «Балхашская ТЭС»	Производство электроэнергии на ветровой электростанции	100%	100%	Казахстан
ТОО «Ereymenau Wind Power»	Производство зеленой энергетики	100%	100%	Казахстан
Qazaq Green Power PLC	Производство электроэнергии на гидроэлектростанции в Восточном Казахстане	100%	100%	Казахстан
ТОО «АЭС Шульбинская ГЭС»	Производство электроэнергии на гидроэлектростанции в Восточном Казахстане	100%	100%	Казахстан
ТОО «АЭС Усть-Каменогорская ГЭС»				
<b>Ассоциированные предприятия:</b>				
ТОО «Энергия Семиречья»	Производство электроэнергии на ветровой электростанции возле Алматы	25%	25%	Казахстан
Частная компания Altyn Dala Energy Ltd.	Производство электроэнергии на ветровой электростанции	25%	25%	Казахстан
<b>Совместные предприятия:</b>				
АО «Станция Экибастузская ГРЭС-2»	Производство электро- и теплоэнергии на основе угля	50%	50%	Казахстан
Forum Muider BV и Forum Muider Limited («Forum Muider»)*	На 31 декабря 2023 г. Forum Muider BV, на 31 декабря 2024 г. Forum Muider Limited владеет 100% долями уставного капитала ТОО «Богатырь Комир» (Компания занимается производством энергетического угля)	50%	50%	Казахстан Forum Muider BV - Нидерланды Forum Muider Limited - Республика Кипр
ТОО «Кокшетауская ТЭЦ»	Реализация проекта по строительству угольной теплоэлектроцентрали в городе Кокшетау.	50%	50%	Казахстан
ТОО «Өскемен Энерго»	Реализация проекта по строительству угольной теплоэлектроцентрали в городе Усть-Каменогорск	50%	50%	Казахстан
ТОО «Семей Энерго»	Реализация проекта по строительству угольной теплоэлектроцентрали в городе Семей	50%	50%	Казахстан

\* В целях редомициляции Forum Muider B.V. в юрисдикцию МФЦА, в связи с невозможностью прямого перевода в МФЦА из юрисдикции Нидерландов, 18 октября 2023 года в Республике Кипр учреждена компания Forum Muider Limited. Акционерами Forum Muider Limited являются Самрук-Энерго и ОК «РУСАЛ» (РФ) в равных долях (по 50 % акций). В ноябре 2024 года завершено присоединение Forum Muider B.V. к Forum Muider Ltd. Таким образом, все активы, права и обязательства Forum Muider B.V. перешли к Forum Muider Ltd в порядке универсального правопреемства, а Forum Muider B.V. в свою очередь прекратила существование.



## 29 Управление финансовыми рисками

### *Факторы финансового риска*

Деятельность Группы подвергает её ряду финансовых рисков: рыночный риск (включая валютный риск, риск влияния изменения процентной ставки), кредитный риск и риск ликвидности. Программа управления рисками на уровне Группы сосредоточена на непредвиденности финансовых рынков и направлена на максимальное сокращение потенциального негативного влияния на финансовые результаты Группы. Группа не использует производные финансовые инструменты для хеджирования подверженности рискам.

Управление рисками проводится руководством в соответствии с политикой, установленной материнской компанией Группы (Примечание 1), предусматривающей принципы управления рисками и охватывающей специфические сферы, такие как кредитный риск, риск ликвидности и рыночный риск.

### *(а) Кредитный риск*

Группа подвержена кредитному риску, который является риском того, что одна из сторон операции с финансовым инструментом послужит причиной понесения финансовых убытков другой стороной вследствие невыполнения обязательства по договору.

Кредитный риск возникает в результате кредитных и прочих операций Группы с контрагентами, вследствие которых возникают финансовые активы.

Максимальный уровень кредитного риска Группы отражается в балансовой стоимости финансовых активов в консолидированном отчете о финансовом положении.

### *Управление кредитным риском*

Кредитный риск является единственным наиболее существенным риском для бизнеса Группы. Следовательно, руководство уделяет особое внимание управлению кредитным риском.

Оценка кредитного риска для целей управления рисками представляет собой сложный процесс и требует использования моделей, так как риск изменяется в зависимости от рыночных условий, ожидаемых денежных потоков и с течением времени. Оценка кредитного риска по портфелю активов требует дополнительных оценок в отношении вероятности наступления дефолта, соответствующих коэффициентов убыточности и корреляции дефолтов между контрагентами.

### *Система классификации кредитного риска*

В целях оценки кредитного риска и классификации финансовых инструментов по уровню кредитного риска Группа использует два подхода: внутренняя система рейтингов на основе рисков или оценка уровней риска, оцениваемых внешними международными рейтинговыми агентствами (Standard & Poor's [S&P], Fitch, Moody's). Внутренние и внешние кредитные рейтинги сопоставляются по единой внутренней шкале с определенным диапазоном вероятностей наступления дефолта. Внутренняя система рейтингов на основе рисков является внутренней разработкой, и рейтинги оцениваются руководством. Группа использует разные методы оценки кредитного риска в зависимости от класса активов.

Группа применяет внутренние рейтинговые системы на основе рисков для оценки кредитного риска по долгосрочной дебиторской задолженности.

Рейтинговые модели регулярно пересматриваются, бэк-тестируются на основе фактических данных о дефолтах и обновляются в случае необходимости. Независимо от используемого метода Группа регулярно подтверждает точность рейтингов, рассчитывает и оценивает прогнозирующие способности моделей.

Внешние рейтинги присваиваются контрагентам независимыми международными рейтинговыми агентствами, такими как S&P, Moody's и Fitch. Эти рейтинги имеются в открытом доступе. Такие рейтинги и соответствующие диапазоны вероятностей дефолта применяются для всех финансовых активов, за исключением торговой дебиторской задолженности и долгосрочной дебиторской задолженности.

## 29 Управление финансовыми рисками (продолжение)

### Оценка ожидаемых кредитных убытков (ОКУ)

Ожидаемые кредитные убытки – это оценка приведенной стоимости будущих недополученных денежных средств, взвешенная с учетом вероятности (т. е. средневзвешенная величина кредитных убытков с использованием соответствующих рисков наступления дефолта в определенный период времени в качестве весов). Оценка ожидаемых кредитных убытков является объективной и определяется посредством расчета диапазона возможных исходов. Оценка ожидаемых кредитных убытков выполняется на основе четырех компонентов, используемых Группой: вероятность дефолта, величина кредитного требования, подверженная риску дефолта, убыток в случае дефолта и ставка дисконтирования. Задолженность на момент дефолта – оценка риска на будущую дату дефолта с учетом ожидаемых изменений в сумме риска после завершения отчетного периода, включая погашение основной суммы долга и процентов, и ожидаемое использование средств по кредитным обязательствам. Задолженность на момент дефолта по обязательствам кредитного характера оценивается с помощью коэффициента кредитной конверсии (CCF). Коэффициент кредитной конверсии – это коэффициент, отражающий вероятность конверсии сумм обязательства по договору в балансовое обязательство в течение определенного периода времени. *Вероятность дефолта (PD)* – оценка вероятности наступления дефолта в течение определенного периода времени. *Убыток в случае дефолта (LGD)* – оценка убытка, возникающего при дефолте. Она основывается на разнице между предусмотренными договором денежными потоками к выплате и теми потоками, которые кредитор ожидает получить, в том числе от реализации обеспечения. Обычно этот показатель выражается в процентах от задолженности на момент дефолта (EAD). Ожидаемые убытки дисконтируются до приведенной стоимости на конец отчетного периода. Ставка дисконтирования представляет собой эффективную процентную ставку (ЭПС) по финансовому инструменту или ее приблизительную величину.

Ожидаемые кредитные убытки моделируются за весь срок действия инструмента. Весь срок действия инструмента равен оставшемуся сроку действия договора до срока погашения долговых инструментов с учетом непредвиденного досрочного погашения, если оно имело место.

В модели управления «*Ожидаемые кредитные убытки за весь срок*» оцениваются убытки, которые возникают в результате наступления всех возможных событий дефолта в течение оставшегося срока действия финансового инструмента. Модель «*12-месячные ожидаемые кредитные убытки*» представляет часть ожидаемых кредитных убытков за весь срок, которая возникает в результате наступления событий дефолта по финансовому инструменту, возможных в течение 12 месяцев с конца отчетного периода или в течение оставшегося срока действия финансового инструмента, если он меньше года.

Оценка руководством ожидаемых кредитных убытков для подготовки консолидированной финансовой отчетности основана на оценках на определенный момент времени, а не на оценках за весь цикл, которые, как правило, используются в целях регулирования. В оценках используется *прогнозная информация*. Таким образом, ОКУ отражают изменения основных макроэкономических показателей, взвешенные с учетом вероятности, которые влияют на кредитный риск.

Моделирование ОКУ для созданных или приобретенных обесцененных финансовых активов (РОС1) выполняется таким же образом, за исключением того, что (а) валовая балансовая стоимость и ставка дисконтирования определяются на основе денежных потоков, которые могли быть получены на момент первоначального признания актива, а не на основе предусмотренных договором денежных потоков, и (б) ОКУ всегда равны ОКУ за весь срок. Созданные или приобретенные обесцененные активы – это финансовые активы, которые были обесцененными на момент первоначального признания, такие как обесцененные займы, приобретенные в результате объединения бизнеса в прошлом.

## 29 Управление финансовыми рисками (продолжение)

Для оценки вероятности дефолта Группа определяет дефолт как ситуацию, в которой подверженность риску соответствует одному или нескольким из перечисленных ниже критериев:

- просрочка заемщиком предусмотренных договором платежей превышает 90 дней;
- международные рейтинговые агентства включают заемщика в класс рейтингов дефолта;
- заемщик соответствует критериям вероятной неплатежеспособности, указанным ниже:
  - приостановка начисления процентов/снижение процентной ставки по финансовому активу;
  - списание основного долга;
  - продажа финансового актива со значительным дисконтом к номинальной стоимости;
  - реструктуризация, приводящая к снижению/списанию стоимости займа/прощению задолженности;
  - увеличение срока погашения финансового актива;
  - предоставление отсрочки платежа по основному долгу/процентному платежу на более поздний период;
  - подача иска о признании банкротства контрагента в соответствии с законодательством Республики Казахстан;
  - иск, поданный контрагентом по заявлению о банкротстве;
  - просрочка по обязательствам, покрываемым договором гарантии или выплатой по договору гарантии, превышает 90 дней.

Для раскрытия информации Группа привела определение дефолта в соответствие определению обесцененных активов. Вышеуказанное определение дефолта применяется ко всем видам финансовых активов Группы.

Инструмент более не считается дефолтным (т.е. просрочка платежей ликвидирована), если он более не удовлетворяет какому-либо из критериев дефолта в течение трех месяцев подряд. Этот период был определен на основании анализа, учитывающего вероятность возвращения статуса дефолта финансовому инструменту после ликвидации просрочки платежа с использованием разных возможных определений ликвидации просрочки.

Оценка наличия или отсутствия значительного увеличения кредитного риска (SICR) с момента первоначального признания выполняется как на индивидуальной, так и на портфельной основе. Отдел управления рисками Группы осуществляет периодический мониторинг и проверку критериев, используемых для определения факта значительного увеличения кредитного риска, с точки зрения их надлежащего характера.

Для оценки ожидаемых кредитных убытков Группа применяет следующие модели оценки компонентов кредитного риска:

- модели оценки вероятности дефолта (PD TTC и PD PiT);
- модели оценки уровня убытков при дефолте (LGD);
- модели оценки суммы требований при дефолте (EAD).

Модели оценки компонентов кредитного риска разрабатываются с учетом использования прогнозных данных о предполагаемых будущих экономических условиях. Эти данные включают в себя различные макроэкономические показатели, такие как уровень инфляции, динамика ВВП, уровень безработицы и другие ключевые индикаторы, влияющие на экономическую активность. Список макроэкономических факторов:

- Уровень безработицы;
- Обменный курс национальной валюты (KZT) к доллару США (USD);
- Процентное изменение индекса потребительских цен (Consumer Price Index, CPI) по отношению к предыдущему кварталу;
- Процентное изменение индекса потребительских цен (Consumer Price Index, CPI) по сравнению с аналогичным кварталом предыдущего года;
- Индекс физического объема валового внутреннего продукта (ВВП), рассчитанный методом производства, отражающий реальный рост или снижение экономической активности в стране за определенный период;

**29 Управление финансовыми рисками (продолжение)**

Индекс физического объема валового внутреннего продукта (ВВП), рассчитанный методом конечного пользования, отражающий реальный рост или снижение экономической активности в стране за определенный период.

Уровень ожидаемых кредитных кредитов, признаваемых в настоящей консолидированной финансовой отчетности, зависит от присутствия значительного увеличения кредитного риска заемщика с момента первоначального признания. Этот подход основан на трехэтапной модели оценки ожидаемых кредитных убытков. Этап 1 – для финансового инструмента, который не являлся обесцененным на момент первоначального признания, и с этого момента по нему не было значительного увеличения кредитного риска, оценочный резерв под кредитные убытки создается на основе 12-месячных ожидаемых кредитных убытков.

Этап 2 – если выявлено значительное увеличение кредитного риска с момента первоначального признания, финансовый инструмент переводится в Этап 2, однако пока еще не считается обесцененным, но оценочный резерв под кредитные убытки создается на основе ожидаемых кредитных убытков за весь срок. Этап 3 – если финансовый инструмент является обесцененным, он переводится в Этап 3 и оценочный резерв под убытки создается на основе ожидаемых кредитных убытков за весь срок. В результате перевода актива в Этап 3 организация перестает признавать процентный доход на основе валовой балансовой стоимости и при расчете процентного дохода применяет к балансовой стоимости эффективную процентную ставку актива за вычетом ожидаемых кредитных убытков.

При наличии доказательства того, что критерии значительного увеличения кредитного риска более не выполняются, инструмент переводится обратно в Этап 1. Если риск был переведен в Этап 2 на основании качественного признака, Группа осуществляет мониторинг данного признака, чтобы удостовериться в его сохранении или изменении.

Ожидаемые кредитные убытки по приобретенным или созданным обесцененным финансовым активам всегда оцениваются за весь срок. Таким образом, Группа признает только кумулятивные изменения в ожидаемых кредитных убытках за весь срок.

## 29 Управление финансовыми рисками (продолжение)

Ниже в таблице представлены классификация финансовых активов, таких как прочая дебиторская задолженность, по отдельным этапам моделей обесценения. Оценочный резерв под кредитные убытки других финансовых активов по состоянию на 31 декабря 2024 и 2023 года является незначительным.

	Оценочный резерв под кредитные убытки				Валовая балансовая стоимость			
	Этап 1	Этап 2	Этап 3	Итого	Этап 1	Этап 2	Этап 3	Итого
	(ОКУ за весь срок при значительном увеличении кредитного риска)	(ОКУ за весь срок по обесцененным активам)			(ОКУ за весь срок при значительном увеличении кредитного риска)	(ОКУ за весь срок по обесцененным активам)		
<i>В тысячах казахстанских тенге</i>	(ОКУ за 12 мес.)				(ОКУ за 12 мес.)			
<b>Прочая дебиторская задолженность</b>								
На 1 января 2024 г.	(116,283)	-	(84,940)	(201,223)	642,983	-	84,940	727,923
Вновь созданные или приобретенные	(35,190)	-	-	(35,190)	-	-	-	-
Прекращение признания в течение периода/поступления денежных средств	-	-	49,892	49,892	(285,433)	-	49,892	(235,541)
Амортизация дисконта	-	-	-	-	41,372	-	-	41,372
Прочие изменения	-	-	-	-	-	-	-	-
Перевод из торговой дебиторской задолженности	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Итого изменения, влияющие на отчисления в оценочный резерв под кредитные убытки за год</b>	<b>(35,190)</b>	<b>-</b>	<b>49,892</b>	<b>14,702</b>	<b>(244,061)</b>	<b>-</b>	<b>49,892</b>	<b>(194,169)</b>
<b>На 31 декабря 2024 г.</b>	<b>(151,473)</b>	<b>-</b>	<b>(35,048)</b>	<b>(186,521)</b>	<b>398,922</b>	<b>-</b>	<b>134,832</b>	<b>533,754</b>

	Оценочный резерв под кредитные убытки				Валовая балансовая стоимость			
	Этап 1	Этап 2	Этап 3	Итого	Этап 1	Этап 2	Этап 3	Итого
	(ОКУ за весь срок при значительном увеличении кредитного риска)	(ОКУ за весь срок по обесцененным активам)			(ОКУ за весь срок при значительном увеличении кредитного риска)	(ОКУ за весь срок по обесцененным активам)		
<i>В тысячах казахстанских тенге</i>	(ОКУ за 12 мес.)				(ОКУ за 12 мес.)			
<b>Прочая дебиторская задолженность</b>								
На 1 января 2023 г.	(116,736)	(559,489)	(317,200)	(993,425)	712,490	7,560,135	317,200	8,589,825
Вновь созданные или приобретенные	(6,427)	-	-	(6,427)	-	-	-	-
Прекращение признания в течение периода/поступления денежных средств	6,880	559,489	232,260	798,629	(115,073)	(7,901,055)	(232,260)	(8,248,388)
Амортизация дисконта	-	-	-	-	45,566	340,920	-	386,486
Прочие изменения	-	-	-	-	-	-	-	-
Перевод из торговой дебиторской задолженности	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Итого изменения, влияющие на отчисления в оценочный резерв под кредитные убытки за год</b>	<b>453</b>	<b>559,489</b>	<b>232,260</b>	<b>792,202</b>	<b>(69,507)</b>	<b>(7,560,135)</b>	<b>(232,260)</b>	<b>(7,861,902)</b>
<b>На 31 декабря 2023 г.</b>	<b>(116,283)</b>	<b>-</b>	<b>(84,940)</b>	<b>(201,223)</b>	<b>642,983</b>	<b>-</b>	<b>84,940</b>	<b>727,923</b>

Для оценки ожидаемых кредитных убытков по финансовым активам, кроме торговой дебиторской задолженности, Группа применяет три подхода: (i) оценка на индивидуальной основе; (ii) оценка на портфельной основе: внутренние рейтинги оцениваются на индивидуальной основе, однако в процессе расчета ожидаемых кредитных убытков для одинаковых рейтингов кредитного риска и однородных сегментов кредитного портфеля применяются одинаковые параметры кредитного риска (например, вероятность дефолта, убыток в случае дефолта); (iii) оценка на основе внешних рейтингов.

## 29 Управление финансовыми рисками (продолжение)

В целом ожидаемые кредитные убытки равны произведению следующих параметров кредитного риска: задолженность на момент дефолта, вероятность дефолта и убытки в случае дефолта, которые определены выше, дисконтированному до приведенной стоимости с использованием эффективной процентной ставки инструмента. Ожидаемые кредитные убытки определяются путем прогнозирования параметров кредитного риска (задолженность на момент дефолта, вероятность дефолта и убыток в случае дефолта) для каждого будущего месяца в течение срока действия каждого отдельного финансового актива или совокупного сегмента. Эти три компонента перемножаются и корректируются с учетом вероятности «выживания» (т.е. был ли финансовый актив погашен в течение предыдущего месяца или наступил дефолт). Это фактически обеспечивает расчет ожидаемых кредитных убытков для каждого будущего периода, которые затем дисконтируются обратно на отчетную дату и суммируются. Ставка дисконтирования, используемая для расчета ожидаемых кредитных убытков, представляет собой первоначальную эффективную процентную ставку или ее приближительную величину. Ниже в таблице представлены внешние (при их наличии) и внутренние кредитные рейтинги на конец соответствующего отчетного периода. Данная информация основана на рейтинге контрагента, за исключением операций обратного РЕПО, которые основаны на рейтинге ценных бумаг, предоставленных в качестве обеспечения:

<i>В тысячах казахстанских тенге</i>	Денежные средства	Денежные средства, ограниченные в использовании	Срочные депозиты	Облигации и займы
<b>31 декабря 2024 г.:</b>				
BBB+ (S&P)	173	-	-	-
BBB (стабильный) (S&P)	39,864	-	-	-
BBB- (стабильный) (S&P)	89,812,776	204	-	18,063,596
BB+ (стабильный) (S&P)	2,827,848	270,955	3,270	-
BB (стабильный) (S&P)	328,864	-	-	476,620
BB- (стабильный) (S&P)	-	-	-	-
B+ (стабильный) (S&P)	1,918,284	100	-	-
Отсутствует(S&P)	24,486	304,701	-	28,969
<b>Итого финансовые активы</b>	<b>94,952,295</b>	<b>575,960</b>	<b>3,270</b>	<b>18,569,185</b>

<i>В тысячах казахстанских тенге</i>	Денежные средства	Денежные средства, ограниченные в использовании	Срочные депозиты	Облигации и займы
<b>31 декабря 2023 г.:</b>				
BBB+ (S&P)	-	-	-	-
BBB (стабильный) (S&P)	720,996	-	-	-
BBB- (стабильный) (S&P)	38,599,901	-	-	4,431,290
BB+ (стабильный) (S&P)	2,431,637	204	-	-
BB (стабильный) (S&P)	987,298	241,906	1,173	91,783
BB- (стабильный) (S&P)	911,954	-	-	-
B+ (стабильный) (S&P)	-	-	-	-
Отсутствует(S&P)	10,670	307,625	500	12,496
<b>Итого финансовые активы</b>	<b>43,662,456</b>	<b>549,735</b>	<b>1,673</b>	<b>4,535,569</b>

Группа применяет матрицу резервирования для расчета ожидаемых кредитных убытков по дебиторской задолженности. Для оценки ожидаемых кредитных убытков торговая дебиторская задолженность была классифицирована, исходя из общих характеристик кредитного риска и просроченных дней.

## 29 Управление финансовыми рисками (продолжение)

Ниже в таблице представлены уровни дефолта и расчет резерва под убытки на конец соответствующего отчетного периода:

В тысячах казахстанских тенге	Торговая дебиторская задолженность от юридических лиц					
	Итого	Текущая	1-30 дней	31-60 дней	61-90 дней	>90 дней
Дебиторская задолженность на 31 декабря 2024 г.	66,636,774	53,355,368	6,548,427	3,132,125	627,321	2,973,533
Уровень дефолта		0.26%	1.16%	1.41%	13.83%	79.68%
Ожидаемые кредитные убытки	(2,715,095)	(138,888)	(76,210)	(44,014)	(86,788)	(2,369,195)
<b>Итого</b>	<b>63,921,679</b>	<b>53,216,480</b>	<b>6,472,217</b>	<b>3,088,111</b>	<b>540,533</b>	<b>604,338</b>

В тысячах казахстанских тенге	Торговая дебиторская задолженность от юридических лиц					
	Итого	Текущая	1-30 дней	31-60 дней	61-90 дней	>90 дней
Дебиторская задолженность на 31 декабря 2023 г.	60,218,296	52,746,292	2,956,106	1,346,335	620,927	2,548,636
Уровень дефолта		0.13%	1.21%	3.53%	3.10%	79.89%
Ожидаемые кредитные убытки	(2,207,729)	(69,171)	(35,751)	(47,470)	(19,251)	(2,036,086)
<b>Итого</b>	<b>58,010,567</b>	<b>52,677,121</b>	<b>2,920,355</b>	<b>1,298,865</b>	<b>601,676</b>	<b>512,551</b>

В тысячах казахстанских тенге	Торговая дебиторская задолженность – физических лиц					
	Итого	Текущая	1-30 дней	31-60 дней	61-90 дней	>90 дней
Дебиторская задолженность на 31 декабря 2024 г.	10,860,262	10,516,288	204,342	46,172	7,880	85,580
Уровень дефолта		0.10%	6.97%	25.91%	43.88%	94.76%
Ожидаемые кредитные убытки	(121,500)	(10,741)	(14,242)	(11,961)	(3,458)	(81,098)
<b>Итого</b>	<b>10,738,762</b>	<b>10,505,547</b>	<b>190,100</b>	<b>34,211</b>	<b>4,422</b>	<b>4,482</b>

В тысячах казахстанских тенге	Торговая дебиторская задолженность – физических лиц					
	Итого	Текущая	1-30 дней	31-60 дней	61-90 дней	>90 дней
Дебиторская задолженность на 31 декабря 2023 г.	8,424,201	8,137,250	154,564	37,174	11,386	83,827
Уровень дефолта		0.12%	1.68%	7.07%	25.32%	89.98%
Ожидаемые кредитные убытки	(93,187)	(9,653)	(2,597)	(2,628)	(2,883)	(75,426)
<b>Итого</b>	<b>8,331,014</b>	<b>8,127,597</b>	<b>151,967</b>	<b>34,546</b>	<b>8,503</b>	<b>8,401</b>

## Прогнозная информация, включенная в модели ожидаемых кредитных убытков

Оценка значительного увеличения кредитного риска и расчет ожидаемых кредитных убытков предполагают включение подтверждаемой прогнозной информации. Группа выявила следующие экономические переменные, которые коррелируют с изменением кредитного риска и ожидаемых кредитных убытков: валовый внутренний продукт, инфляция, обменный курс, цена на нефть и краткосрочный экономический индикатор, используемый для описания тенденции экономического развития на основе изменения производительности базовых секторов.

Влияние этих экономических переменных на вероятность дефолта, задолженность на момент дефолта и убыток в случае дефолта определяется с помощью статистического регрессионного анализа, чтобы понять влияние, оказанное этими переменными на уровень дефолтов в прошлые периоды и на компоненты убытка в случае дефолта и задолженности на момент дефолта.

**29 Управление финансовыми рисками (продолжение)**

Как и в любых экономических прогнозах, предположения и вероятность их реализации неизбежно связаны с высоким уровнем неопределенности, и, следовательно, фактические результаты могут значительно отличаться от прогнозируемых. Группа проводит регулярную проверку своей методологии и допущений для уменьшения расхождений между оценками и фактическими убытками по финансовым активам. Такое бэк-тестирование проводится как минимум один раз в год.

Результаты бэк-тестирования методологии оценки ожидаемых кредитных убытков доводятся до сведения руководства Группы, и после обсуждения с уполномоченными лицами определяются дальнейшие шаги по доработке моделей и допущений.

**(б) Риск ликвидности**

Риск ликвидности – это риск того, что организация столкнется с трудностями при исполнении финансовых обязательств. В соответствии с действующими Правилами формирования и мониторинга Планов развития Группы, планирование и мониторинг движения денежных потоков производится как на краткосрочной ежемесячной основе, так и в рамках формирования среднесрочного планирования деятельности на 5 лет. Кроме того, в Группе разрабатывается и утверждается Стратегия развития Группы на 10 лет. При планировании денежных потоков также учитывается получение доходов от размещения временно свободных денежных средств на депозитах.

Ниже в таблице представлен анализ финансовых обязательств Группы в разбивке по срокам погашения с указанием сроков, остающихся на конец отчетного периода до конца предусмотренных условиями договоров сроков погашения. Анализ по срокам погашения, основан на недисконтированных суммах, включая будущее погашение процентов и основной суммы долга.

<i>В тысячах казахстанских тенге</i>	<b>До востребования и в срок менее 1 месяца</b>	<b>От 1 до 3 месяцев</b>	<b>От 3 до 12 месяцев</b>	<b>От 12 месяцев до 5 лет</b>	<b>Свыше 5 лет</b>	<b>Итого</b>
<b>На 31 декабря 2024 г.</b>						
Займы	8,658,762	13,043,373	96,994,043	342,837,448	71,897,736	533,431,362
Кредиторская задолженность по основной деятельности и прочая кредиторская задолженность	113,933,497	2,713,879	1,563,419	3,156,631	1,957,386	123,324,812
Финансовая аренда	40,370	170,707	654,762	2,667,067	341,291	3,874,197
<b>Итого будущие выплаты, включая будущие выплаты основной суммы и процентов</b>	<b>122,632,629</b>	<b>15,927,959</b>	<b>99,212,224</b>	<b>348,661,146</b>	<b>74,196,413</b>	<b>660,630,371</b>
<b>На 31 декабря 2023 г.</b>						
Займы	13,641,232	16,895,396	48,237,105	305,024,210	10,714,783	394,512,726
Кредиторская задолженность по основной деятельности и прочая кредиторская задолженность	54,871,955	1,624,109	883,370	816	-	57,380,250
Финансовая аренда	62,785	191,716	763,504	2,482,608	261,606	3,762,219
<b>Итого будущие выплаты, включая будущие выплаты основной суммы и процентов</b>	<b>68,575,972</b>	<b>18,711,221</b>	<b>49,883,979</b>	<b>307,507,634</b>	<b>10,976,389</b>	<b>455,655,195</b>



## 29 Управление финансовыми рисками (продолжение)

### (в) Рыночный риск

Группа подвержена рыночному риску, связанному с открытыми позициями по (а) валютным и (б) процентным инструментам, которые подвержены риску общих и специфических изменений на рынке.

#### Валютный риск

Некоторые займы Группы (Примечание 16) и кредиторская задолженность по основной деятельности (Примечание 17) выражены в иностранной валюте (в долларах США и евро), поэтому, Группа подвержена валютному риску. По причине ограниченного выбора производных финансовых инструментов на казахстанском рынке и в виду того, что такие инструменты являются дорогостоящими, руководство приняло решение не хеджировать валютный риск Группы, поскольку выгоды от таких инструментов не покрывают соответствующих расходов. Несмотря на это, Группа продолжает отслеживать изменения на рынке финансовых производных для внедрения структуры хеджирования в будущем или при необходимости.

Ниже в таблице отражены общие суммы выраженных в иностранной валюте обязательств, вызывающие подверженность валютному риску:

<i>В тысячах казахстанских тенге</i>	Доллар США	Евро	Юань	Рубль	Итого
<b>На 31 декабря 2024 г.</b>					
Активы	512	590	-	-	1,102
Обязательства	-	(30,677,467)	(998,591)	(409)	(31,676,467)
<b>Чистая позиция</b>	<b>512</b>	<b>(30,676,877)</b>	<b>(998,591)</b>	<b>(409)</b>	<b>(31,675,365)</b>
<b>На 31 декабря 2023 г.</b>					
Активы	-	-	-	-	-
Обязательства	-	(66,411)	-	-	(66,411)
<b>Чистая позиция</b>	<b>-</b>	<b>(66,411)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(66,411)</b>

Ниже в таблице представлено изменение финансового результата и собственного капитала в результате возможных изменений обменных курсов, используемых на конец отчетного периода для функциональной валюты организаций Группы, при том, что все остальные переменные характеристики остаются неизменными.

<i>В тысячах казахстанских тенге</i>	<b>Влияние на прибыль или убыток</b>	
	<b>На 31 декабря 2024 г.</b>	<b>На 31 декабря 2023 г.</b>
Укрепление доллара США на 9% (2023 г.: укрепление на 14%)	47	-
Ослабление доллара США на 7% (2023 г.: ослабление на 14%)	(38)	-
Укрепление евро на 9% (2023 г.: укрепление на 13%)	(2,760,703)	(8,600)
Ослабление евро на 6% (2023 г.: ослабление на 13%)	1,825,264	8,600
Укрепление прочих валют на 9% (2023 г.: укрепление на 17%)	(85,356)	-
Ослабление прочих валют на 13% (2023 г.: ослабление на 27%)	132,141	-

Группа имеет валютный риск и подвержена негативным изменениям волатильности курса тенге, так как финансовые обязательства в иностранной валюте составляют около 5% от всех обязательств по состоянию на 31 декабря 2024 года.

**29 Управление финансовыми рисками (продолжение)***Процентный риск*

Группа принимает на себя риск, связанный с влиянием колебаний рыночных процентных ставок на ее финансовое положение и денежные потоки. Риск изменения процентных ставок возникает по займам от Азиатского Банк Развития (Самрук-Энерго, АлЭС), Европейский Банк Реконструкции (АлЭС) и Самрук-Қазына и процентная ставка которых привязана к приросту фактических показателей инфляции Республики Казахстан (Примечание 16). Группа проводит тщательный мониторинг изменений переменных ставок. У Группы нет официальных соглашений по анализу и смягчению рисков, связанных с изменением процентных ставок.

Если бы на 31 декабря 2024 года процентные ставки были на 100 базисных пунктов выше/ниже, при том, что все другие переменные характеристики остались бы неизменными, прибыль за год составила бы на 338,469 тысяч тенге меньше и на 338,469 тысяч тенге больше в результате более высоких/низких процентных расходов по обязательствам с переменной процентной ставкой (31 декабря 2023 года: на 154,460 тысяч тенге меньше и на 154,460 тысяч тенге больше).

**Управление капиталом**

Задачи Группы в управлении капиталом заключаются в обеспечении способности Группы продолжать свою деятельность в соответствии с принципом непрерывности деятельности для обеспечения прибылей для акционеров и выгод для других заинтересованных сторон и в поддержании оптимальной структуры капитала для снижения стоимости капитала. Для поддержания или корректировки структуры капитала Группа может корректировать сумму дивидендов, выплачиваемых акционерам, вернуть капитал акционерам или реализовать активы для уменьшения заемных средств. Как и другие компании отрасли, Группа проводит мониторинг капитала на основе соотношения собственного и заемного капитала. Такое соотношение определяется как чистые заемные средства, деленные на общую сумму капитала. Чистые заемные средства определяются как общая сумма займов (включая «краткосрочные займы» и «долгосрочные займы», отраженные в консолидированном отчете о финансовом положении) за минусом денежных средств и их эквивалентов. Общая сумма капитала определяется как «Итого капитал», отраженный в консолидированном отчете о финансовом положении, плюс чистые заемные средства. Руководство рассматривает соотношение заемного и собственного капитала равное 30-40% приемлемым для уровня рисков Группы.

У Группы существуют следующие внешние требования по поддержанию капитала:

- Поддержание уставного капитала не ниже 378,531,570 тысяч тенге;
- Поддержание собственного капитала не менее 170,000,000 тысяч тенге;
- Поддерживание показатель Debt/Equity на уровне не более 2.0.

<i>В тысячах казахстанских тенге</i>	<b>Прим.</b>	<b>31 декабря 2024 г.</b>	<b>31 декабря 2023 г.</b>
<b>Итого займы</b>	<b>16</b>	<b>373,098,400</b>	<b>270,194,079</b>
Минус:			
Денежные средства и их эквиваленты	13	(94,952,295)	(43,662,456)
Чистые заемные средства		278,146,105	226,531,623
<b>Итого собственный капитал</b>		<b>772,802,580</b>	<b>691,916,219</b>
<b>Итого капитал</b>		<b>1,050,948,685</b>	<b>918,447,842</b>
Соотношение заемного и собственного капитала		<b>26%</b>	<b>25%</b>

## 30 Справедливая стоимость финансовых инструментов

## Оценка справедливой стоимости

Чтобы дать представление о достоверности данных, используемых при определении справедливой стоимости, Группа классифицирует свои финансовые инструменты на трех уровнях, установленных в соответствии со стандартами бухгалтерского учета МСФО. Результаты оценки справедливой стоимости анализируются и распределяются по уровням иерархии справедливой стоимости следующим образом: (i) к 1 уровню относятся оценки по котировочным ценам (некорректируемым) на активных рынках для идентичных активов или обязательств, (ii) ко 2 уровню - полученные с помощью методов оценки, в котором все используемые существенные исходные данные, прямо или косвенно являются наблюдаемыми для актива или обязательства (т.е., например, цены), и (iii) оценки 3 уровня, которые являются оценками, не основанными на наблюдаемых рыночных данных (т.е. основаны на ненаблюдаемых исходных данных). При отнесении финансовых инструментов к той или иной категории в иерархии справедливой стоимости руководство использует суждения. Если в оценке справедливой стоимости используются наблюдаемые данные, которые требуют значительной корректировки, то она относится к 3 Уровню. Значимость используемых данных оценивается для всей совокупности оценки справедливой стоимости. Ниже приводится анализ справедливой стоимости по уровням иерархии справедливой стоимости и балансовая стоимость активов и обязательств, не оцениваемых по справедливой стоимости:

В тысячах казахстанских тенге	31 декабря 2024 г.				31 декабря 2023 г.			
	Уровень 1	Уровень 2	Уровень 3	Балансовая стоимость	Уровень 1	Уровень 2	Уровень 3	Балансовая стоимость
<b>АКТИВЫ</b>								
Денежные средства и их эквиваленты	-	94,952,295	-	94,952,295	-	43,662,456	-	43,662,456
Денежные средства, ограниченные в использовании	-	270,995	-	270,995	-	241,806	-	241,806
Депозиты с фиксированным сроком	-	3,270	-	3,270	-	1,673	-	1,673
Финансовая дебиторская задолженность	-	74,660,441	-	74,660,441	-	66,341,581	-	66,341,581
Прочая финансовая дебиторская задолженность	-	382,070	-	382,070	-	667,132	-	667,132
Дивиденды к получению	-	-	550	550	-	-	481	481
Облигации	-	18,569,185	-	18,569,185	-	4,535,569	-	4,535,569
<b>ИТОГО ФИНАНСОВЫЕ АКТИВЫ</b>	<b>-</b>	<b>188,838,256</b>	<b>550</b>	<b>188,838,806</b>	<b>-</b>	<b>115,450,217</b>	<b>481</b>	<b>115,450,698</b>
<b>ОБЯЗАТЕЛЬСТВА</b>								
Займы	-	355,707,072	-	373,098,400	-	246,621,133	-	270,194,079
Финансовая кредиторская задолженность	-	120,979,968	-	120,979,968	-	57,535,592	-	57,535,592
Долгосрочная кредиторская задолженность	-	2,344,844	-	2,344,844	-	-	45,010	45,010
<b>ИТОГО ФИНАНСОВЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА</b>	<b>-</b>	<b>479,031,884</b>	<b>-</b>	<b>496,423,212</b>	<b>-</b>	<b>304,156,725</b>	<b>45,010</b>	<b>327,774,681</b>

## Финансовые активы, отражаемые по амортизированной стоимости

Оценочная справедливая стоимость инструментов с фиксированной процентной ставкой определяется на основе сумм ожидаемых к получению оценочных денежных потоков, дисконтированных по действующим процентным ставкам для новых инструментов с аналогичным кредитным риском и сроком до погашения. Примененные нормы дисконтирования зависят от кредитного риска контрагента.

## Финансовые обязательства, отражаемые по амортизированной стоимости

Оценочная справедливая стоимость инструментов с фиксированной процентной ставкой и установленным сроком погашения, по которым рыночные котировки отсутствуют, определяется исходя из оценочных денежных потоков, дисконтированных по действующим процентным ставкам для новых инструментов с аналогичным кредитным риском и сроком погашения.

**31 События после отчетной даты**

6 января 2025 года Группа частично выплатила задолженность перед Самрук-Қазына в сумме 1,736,828 тысяч тенге в счет основной суммы долга и 1,324,331 тысячу тенге в счет суммы вознаграждения по облигациям.

13 января 2025 года Группа частично выплатила задолженность перед ТОО «Богатырь-Комир» 1,500,000 тысяч тенге в счет основной суммы долга по полученным займам и 533,035 тысяч тенге в счет суммы вознаграждения по займам.

21 февраля 2025 года между АО «БГЭС» и ТОО «Казцинк» подписан новый Договор аренды Имущественного комплекса Бухтарминской ГЭС, вступающий в силу при условии выполнения ряда отлагательных условий, включая получения решения Правительства РК, предусматривающее разрешение на обременение стратегического объекта правами третьих лиц. Срок аренды: с 1 января 2024 года до 31 декабря 2028 года. В Примечании 26 будущие арендные платежи включают потоки по этому договору.

В январе и феврале 2025 года АлЭС получила займы в рамках действующей кредитной линии с АО «Народный Банк Казахстана» на пополнение оборотных средств на сумму 4,932,813 тысяч тенге по ставке 17.25 % годовых.

В январе и феврале 2025 года АЖК получила заем в рамках действующей кредитной линии с АО «Народный Банк Казахстана» на сумму 3,900,000 тысяч тенге по ставке 17.75% годовых (базовая НБРК +2.5%).

**32 Прибыль на акцию и балансовая стоимость одной акции****Прибыль на акцию:**

<i>В тысячах казахстанских тенге</i>	<b>2024 г.</b>	<b>2023 г.</b>
Прибыль за год, причитающаяся акционерам Группы (в тысячах казахстанских тенге)	112,507,839	56,734,968
Средневзвешенное количество обыкновенных акций в обращении	6,736,618	5,849,608
<b>Прибыль на акцию, причитающаяся акционерам Группы (с округлением до тенге), базовая и разводненная</b>	<b>16,701</b>	<b>9,699</b>

**Балансовая стоимость одной акции**

На 31 декабря 2024 года данный показатель, рассчитанный руководством Группы на основании данных консолидированной финансовой отчетности, составил 110,361 тенге (31 декабря 2023 года: 109,006 тенге). Ниже представлена таблица по расчету балансовой стоимости одной акции:

<i>В тысячах казахстанских тенге</i>	<b>2024 г.</b>	<b>2023 г.</b>
Итого активы	1,414,286,399	1,147,518,441
Минус: нематериальные активы	(5,545,328)	(3,873,844)
Минус: итого обязательства	(641,483,819)	(455,602,222)
Чистые активы для простых акций	767,257,252	688,042,375
Количество простых акций на 31 декабря (Примечание 14)	6,952,267	6,311,967
Балансовая стоимость одной акции, тенге	110,361	109,006