



АО «САМРУК-ЭНЕРГО»

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

31 декабря 2023 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	6
3 Новые учетные положения	16
4 Важные учетные оценки и профессиональные суждения в применении учетной политики	18
5 Информация по сегментам	25
6 Расчеты и операции со связанными сторонами	28
7 Основные средства	32
8 Инвестиции в совместные предприятия и ассоциированные компании	34
9 Прочие долгосрочные активы	35
10 Товарно-материальные запасы	36
11 Дебиторская задолженность по основной деятельности и прочая дебиторская задолженность	37
12 Прочие краткосрочные активы	38
13 Денежные средства и их эквиваленты	38
14 Капитал	39
15 Резерв под обязательства по ликвидации активов	40
16 Займы	40
17 Кредиторская задолженность по основной деятельности и прочая кредиторская задолженность	45
18 Задолженность по налогам и прочим выплатам в бюджет	45
19 Выручка	46
20 Себестоимость продаж	47
21 Расходы по реализации	47
22 Общие и административные расходы	47
23 Финансовые доходы	48
24 Финансовые расходы	48
25 Подоходный налог	49
26 Прекращенная деятельность	52
27 Условные и договорные обязательства и операционные риски	52
28 Неконтролирующая доля	58
29 Основные дочерние, ассоциированные и совместные предприятия	59
30 Управление финансовыми рисками	60
31 Справедливая стоимость финансовых инструментов	68
32 События после отчетной даты	69
33 Прибыль на акцию и балансовая стоимость одной акции	69



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 2023 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 2023 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;
- 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: 4,325,000 тысяч казахстанских тенге, что составляет приблизительно 1 % от выручки за год, закончившийся 31 декабря 2023 года.
- Мы провели работу по аудиту на пяти дочерних предприятиях и двух совместно контролируемых предприятиях, 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 основных средств и нематериальных активов.
- Реализация электрической энергии Единому закупщику и Расчетному центру балансирующего рынка электрической энергии с 1 июля 2023 года.

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.

Существенность на уровне консолидированной финансовой отчетности Группы в целом	4,325,000 тысяч казахстанских тенге
Как мы ее определили	приблизительно 1 % от выручки
Обоснование примененного базового показателя для определения уровня существенности	<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 основных средств и нематериальных активов

См. Примечание 4 к консолидированной финансовой отчетности.

На 31 декабря 2023 года Руководство Группы провело анализ индикаторов обесценения основных средств и нематериальных активов. На основании проведенного анализа Руководство Группы не выявило индикаторов обесценения для энергопроизводящих и распределительных предприятий.

Однако Группа выявила индикаторы индивидуального обесценения следующих активов Группы, по которым было признано обесценение:

1) объекты незавершенного строительства и авансов выданных ТОО «Ereumentau Wind Power» на общую сумму 14,068,725 тысяч тенге;

2) объекты незавершенного строительства АО «Алатау Жарык Компаниясы» в сумме 3,659,788 тысяч тенге.

Также Группа признала долю в убытке от обесценения по объектам незавершенного строительства в совместном предприятии Группы - АО «Станция Экибастузская ГРЭС-2», которое учитывается методом долевого участия. Влияние на балансовую стоимость инвестиций в совместное предприятие на 31 декабря 2023 года составило 6,620,611 тысяч тенге.

Мы уделили вопросу обесценения 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 нефинансовых активов и обесценения индивидуальных активов включали следующее:

- анализ определения идентифицируемых групп активов, которые генерируют приток денежных средств независимо от денежных потоков, генерируемых другими активами;
- проверку точности и 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.

Мы также привлекли наших экспертов в области оценки для формирования вывода в отношении допущений, использованных при выполнении оценок индикаторов обесценения и индивидуального обесценения.

По индивидуальному обесценению активов мы также провели оценку основных допущений, использованных в анализе и их соответствие бюджету и бизнес-плану, внешней информации и нашим экспертным знаниям с учетом специфики отрасли.

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

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

*Реализация электрической энергии
Единому закупщику и Расчетному
центру балансирующего рынка
электрической энергии
с 1 июля 2023 года*

*См. Примечание 4 и 19 к
консолидированной финансовой
отчетности.*

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. 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.

Наши процедуры в отношении оценки влияния изменения в модели рынка реализации электроэнергии, вступившие в силу с 1 июля 2023 года, включали следующее:

- проведение ряда интервью с руководством и техническими специалистами Группы и дочерних предприятий Группы;
- анализ договоров с РФЦ и Расчетным центром балансирующего рынка электрической энергии, АО «КОРЭМ», в соответствии с МСФО 15;
- анализ входящих данных АО «КОРЭМ» по балансирующему рынку электроэнергии;
- мы привлекли наших технических экспертов по бухгалтерскому учету для подтверждения подхода и анализа Группы.

Для проверки суммы элиминации в консолидированной финансовой отчетности Группы, мы провели следующие процедуры:

- мы подтвердили подход к расчету элиминаций с техническими экспертами по бухгалтерскому учету;
- проверка математической точности расчетов;
- сверка фактических объемов покупки электрической энергии АО «Алатау Жарык Компаниясы», ТОО «АлматыЭнергоСбыт» у РФЦ и объемов реализации электрической энергии энергопроизводящих организаций к первичной документации (счета-фактуры, акты выполненных работ) и отчетам национального системного оператора единой электроэнергетической системы РК.
- сверка цены реализации электроэнергии, использованной в расчете средневзвешенной цены реализации электроэнергии, к

Ключевой вопрос аудита	Какие аудиторские процедуры были выполнены в отношении ключевого вопроса аудита
<p>Сумма элиминации за 2023 год составила 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.</p> <p>За исключением вышеизложенного, новая модель рынка реализации электроэнергии, вступившая в силу с 1 июля 2023 года, не оказала существенного влияния на процесс признания выручки от электроэнергии.</p> <p>Данный вопрос потребовал значительного внимания аудитора ввиду наличия существенных суждений.</p>	<p>установленным действующим предельным тарифам электростанций Группы.</p> <p>Мы также уделили внимание достаточности раскрытия информации в Примечании 4 к консолидированной финансовой отчетности в соответствии с требованиями МСФО (IAS) 1 «Представление финансовой отчетности».</p>

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 22 субъектам (компонентам), включая ассоциированные компании и совместные предприятия. Из них, мы определили восемь в качестве существенных компонентов, включая Компанию, ее пять дочерних компаний и два совместно контролируемых предприятия.

Для семи 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 и надлежащие аудиторские доказательства в отношении консолидированной финансовой отчетности Группы и обеспечить основание для нашего мнения по ней.

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. Годовой отчет предположительно 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 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 указанной выше прочей информацией, которая еще не была получена мы придем к выводу о том, что в ней 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:

- 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;

Аудиторский отчет независимого аудитора (продолжение)

Страница 9

- получаем достаточные надлежащие аудиторские доказательства, относящиеся к финансовой информации организаций или деятельности внутри Группы, чтобы выразить мнение о консолидированной финансовой отчетности. Мы отвечаем за руководство, контроль и проведение аудита Группы. 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.

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
№0000005 от 21 октября 1999 года)

Подписано:



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

4 марта 2024 года

Алматы, Казахстан

АО «САМРУК-ЭНЕРГО»
Консолидированный отчет о финансовом положении

<i>В тысячах казахстанских тенге</i>	Прим.	31 декабря 2023 г.	31 декабря 2022 г.
АКТИВЫ			
Долгосрочные активы			
Основные средства	7	758,427,197	720,275,568
Инвестиционная собственность		101,630	104,999
Нематериальные активы		3,414,467	3,726,203
Актив в форме права пользования		3,287,300	2,652,394
Инвестиции в совместные предприятия и ассоциированные компании	8	90,636,503	88,567,345
Прочие долгосрочные активы	9	85,924,289	40,566,491
Итого долгосрочные активы		941,791,386	855,893,000
Краткосрочные активы			
Товарно-материальные запасы	10	24,034,790	15,432,827
Дебиторская задолженность по основной деятельности и прочая дебиторская задолженность	11	64,244,981	39,619,591
Прочие краткосрочные активы	12	11,513,022	16,273,052
Предоплата по подоходному налогу		4,319,200	4,010,796
Денежные средства и их эквиваленты	13	42,192,452	34,616,760
Итого краткосрочные активы		146,304,445	109,953,026
ИТОГО АКТИВЫ		1,088,095,831	965,846,026

Подписано от имени руководства 4 марта 2024 года.

Камалов Азизби Низаматдинович
 Управляющий директор по экономике и финансам



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

АО «САМРУК-ЭНЕРГО»
Консолидированный отчет о финансовом положении (продолжение)

<i>В тысячах казахстанских тенге</i>	Прим.	31 декабря 2023 г.	31 декабря 2022 г.
КАПИТАЛ			
Акционерный капитал	14	443,567,998	378,531,570
Прочий резервный капитал	14	124,986,598	124,850,717
Нераспределенная прибыль		69,051,939	28,012,639
<hr/>			
Капитал, причитающийся акционерам Группы		637,606,535	531,394,926
Доля неконтролирующих акционеров	28	2,368,160	1,718,695
<hr/>			
ИТОГО КАПИТАЛ		639,974,695	533,113,621
<hr/>			
ОБЯЗАТЕЛЬСТВА			
Долгосрочные обязательства			
Резерв под обязательства по ликвидации активов	15	22,889,811	21,561,994
Обязательства по вознаграждениям работникам		1,937,361	2,139,845
Займы	16	218,207,129	147,794,163
Прочие долгосрочные обязательства		74,169	376,922
Долгосрочные обязательства по аренде		1,504,522	1,132,295
Обязательства по отсроченному подоходному налогу	25	62,520,105	67,254,045
<hr/>			
Итого долгосрочные обязательства		307,133,097	240,259,264
<hr/>			
Краткосрочные обязательства			
Резерв под обязательства по ликвидации активов	15	1,064,605	66,400
Займы	16	51,986,950	118,132,815
Обязательства по вознаграждениям работникам		254,549	187,295
Кредиторская задолженность по основной деятельности и прочая кредиторская задолженность	17	73,194,295	57,497,678
Задолженность по налогам и прочим выплатам в бюджет	18	10,498,753	11,311,801
Краткосрочные обязательства по аренде		1,028,595	925,658
Подоходный налог к уплате		2,960,292	4,351,494
<hr/>			
Итого краткосрочные обязательства		140,988,039	192,473,141
<hr/>			
ИТОГО ОБЯЗАТЕЛЬСТВА		448,121,136	432,732,405
<hr/>			
ИТОГО ОБЯЗАТЕЛЬСТВА И КАПИТАЛ		1,088,095,831	965,846,026
<hr/>			
Балансовая стоимость одной простой акции (в казахстанских тенге)	33	100,850	93,987

Подписано от имени руководства 4 марта 2024 года.

Камалов Алмасол Нызамардинов
 Управляющий директор по экономике и финансам



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

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

<i>В тысячах казахстанских тенге</i>	Прим.	2023 г.	2022 г.
Выручка	19	444,959,628	381,464,992
Себестоимость продаж	20	(329,675,633)	(288,928,586)
Валовая прибыль		115,283,995	92,536,406
Расходы по реализации	21	(8,931,004)	(9,110,402)
Общие и административные расходы	22	(13,525,080)	(18,851,978)
Доля в результатах совместных предприятий и ассоциированных компаний	8	3,121,404	16,103,114
Убытки от обесценения нефинансовых активов	4	(17,805,571)	(10,448,192)
Восстановление убытков от обесценения финансовых активов		2,250,707	593,668
Прочие доходы		2,614,596	3,941,056
Прочие расходы		(1,188,195)	(610,716)
Финансовые доходы	23	6,505,273	2,747,376
Финансовые расходы	24	(25,244,003)	(29,747,698)
Прибыль до налогообложения		63,082,122	47,152,634
Расходы по подоходному налогу	25	(19,352,357)	(16,110,545)
Прибыль за год от продолжающейся деятельности		43,729,765	31,042,089
Убыток за год от прекращенной деятельности	26	-	(735,820)
Итого прибыль за год		43,729,765	30,306,269
Прочий совокупный убыток (<i>Статьи, которые впоследствии не будут реклассифицированы в состав прибылей или убытков</i>)			
Переоценка обязательств по вознаграждениям по окончании трудовой деятельности		135,881	(277,742)
Итого совокупный доход за год		43,865,646	30,028,527
Прибыль причитающийся:			
Акционерам Группы		43,080,300	30,131,677
Неконтролирующим акционерам	28	649,465	174,592
Прибыль за год		43,729,765	30,306,269
Итого совокупный доход причитающийся:			
Акционерам Группы		43,216,181	29,853,935
Неконтролирующим акционерам	28	649,465	174,592
Итого совокупный доход за год		43,865,646	30,028,527
Прибыль за год на акцию от продолжающейся деятельности (в казахстанских тенге)	33	7,365	5,509
Убыток за год на акцию от прекращенной деятельности (в казахстанских тенге)	33	-	(131)

В тысячах казахстанских тенге	Прим.	Причитающиеся акционерам Группы			Итого	Доля неконтролирующих акционеров	Итого капитал
		Акционерный капитал	Прочий резервный капитал	Нераспределенная прибыль/ (накопленный убыток)			
Остаток на 1 января 2022 г.		376,045,927	125,128,459	(78,038)	501,096,348	1,544,103	502,640,451
Прибыль за год		-	-	30,131,677	30,131,677	174,592	30,306,269
Прочий совокупный убыток		-	(277,742)	-	(277,742)	-	(277,742)
Итого совокупный (убыток)/доход		-	(277,742)	30,131,677	29,853,935	174,592	30,028,527
Эмиссия акций	14	2,485,643	-	-	2,485,643	-	2,485,643
Дивиденды	14	-	-	(2,041,000)	(2,041,000)	-	(2,041,000)
Остаток на 1 января 2023 г.		378,531,570	124,850,717	28,012,639	531,394,926	1,718,695	533,113,621
Прибыль за год		-	-	43,080,300	43,080,300	649,465	43,729,765
Прочий совокупный доход		-	135,881	-	135,881	-	135,881
Итого совокупный доход		-	135,881	43,080,300	43,216,181	649,465	43,865,646
Эмиссия акций	14	65,036,428	-	-	65,036,428	-	65,036,428
Дивиденды	14	-	-	(2,041,000)	(2,041,000)	-	(2,041,000)
Остаток на 31 декабря 2023 г.		443,567,998	124,986,598	69,051,939	637,606,535	2,368,160	639,974,695

Прилагаемые примечания со страницы 6 по страницу 70 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчетности

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

<i>В тысячах казахстанских тенге</i>	Прим.	2023 г.	2022 г.
Движение денежных средств от операционной деятельности			
Прибыль до налогообложения от продолжающейся деятельности		63,082,122	47,152,634
Прибыль до налогообложения от прекращенной деятельности			(735,820)
Корректировки на:			
Износ и амортизация		63,611,755	60,804,491
Убытки от выбытия основных средств и нематериальных активов		393,108	146,214
Убытки от обесценения нефинансовых активов	4	17,805,571	10,448,192
Восстановление от обесценения финансовых активов		(2,250,707)	(593,668)
Финансовые расходы		25,244,003	29,903,128
Финансовые доходы		(6,505,273)	(2,748,608)
Доля в результатах совместных предприятий и ассоциированных компаний	8	(3,121,404)	(16,103,114)
Резерв на приобретение дополнительных квот на выброс парниковых газов	18	(1,830,201)	2,180,157
Доход от безвозмездной передачи основных средств		-	(400,659)
Прочие начисления и корректировки		627,148	(105,978)
		157,056,122	129,946,969
Движение денежных средств от операционной деятельности до изменений в оборотном капитале			
Изменение дебиторской задолженности по основной деятельности и прочей дебиторской задолженности и прочих краткосрочных активов		(18,420,689)	(1,354,374)
Изменение товарно-материальных запасов		(9,060,479)	(1,166,191)
Изменение кредиторской задолженности по основной деятельности и прочей кредиторской задолженности и прочих долгосрочных обязательств		2,430,264	(369,302)
Изменение задолженности по вознаграждениям работникам		(243,495)	89,791
Изменение налогов к уплате		(4,660,671)	3,814,547
		127,101,052	130,961,440
Денежные средства, полученные от операционной деятельности			
Подоходный налог уплаченный		(25,720,826)	(21,940,332)
Проценты уплаченные		(13,456,812)	(21,684,136)
Дивиденды полученные		1,052,246	-
		88,975,660	87,336,972
Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности, в том числе			
Чистые денежные средства, использованные в операционной прекращенной деятельности		-	(54,790)
Движение денежных средств от инвестиционной деятельности			
Приобретение основных средств		(151,644,877)	(52,482,365)
Приобретение нематериальных активов		(290,647)	(423,837)
Приобретение долговых инструментов		(26,002,767)	-
Поступления от реализации долговых инструментов		26,502,441	9,584,600
Процентный доход полученный		4,870,067	1,887,792
Поступления от выбытия дочерних организаций, за вычетом выбывших в их составе денежных средств		7,901,055	14,447,066
Изменение банковских депозитов и денежных средств с ограничением в использовании			
балансе банковских депозитов, нетто		1,383,293	(1,365,080)
Предоставление финансовой помощи Акционеру		-	(518,700)
Возврат финансовой помощи Акционером		-	518,700
Прочие поступления		237,682	190,630
		(137,043,753)	(28,161,194)
Чистые денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности, в том числе			
Чистые денежные средства, полученные от инвестиционной прекращенной деятельности		-	5,515
Движение денежных средств от финансовой деятельности			
Поступление займов	16	85,588,737	97,623,873
Поступление от эмиссии акций	14	62,746,343	2,485,643
Погашение займов и выплата основного долга по выпущенным облигациям	16	(89,663,811)	(134,108,186)
Выплата основного долга по финансовой аренде		(895,033)	(674,019)
Дивиденды, выплаченные акционерам	14	(2,041,000)	(2,041,000)
Прочие (выплаты)/поступления		(156,828)	35,000
		55,578,408	(36,678,689)
Чистые денежные средства, полученные от/(использованные в) финансовой деятельности, в том числе:			
Чистые денежные средства, полученные от финансовой прекращенной деятельности		-	53,833
Влияние изменения обменного курса валют на денежные средства и их эквиваленты		60,347	(7,352)
Минус резерв на обесценение денежных средств		5,030	(5,120)
		7,575,692	22,484,617
Изменение денежных средств от продолжающейся деятельности, в том числе:			
Изменение денежных средств по прекращенной деятельности		-	4,558
Денежные средства на начало года, в том числе:			
Денежные средства на начало по прекращенной деятельности		-	1,470
Денежные средства на конец года	13	42,192,452	34,616,760
Денежные средства на конец по прекращенной деятельности		-	6,028

Движение денежных средств в результате приобретения основных средств включает выплаченное капитализированное вознаграждение в сумме 10,355,729 тысяч тенге (2022 год: 6,610,277 тысяч тенге).

1 Группа Самрук-Энерго и её деятельность

Настоящая консолидированная финансовая отчетность подготовлена в соответствии со стандартами бухгалтерского учета МСФО (далее – «МСФО») за год, закончившийся 31 декабря 2023 года, для АО «Самрук-Энерго» (далее – «Компания») 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 2023 и 2022 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 с 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 по 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.

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

Принцип непрерывной деятельности

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

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.

(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.

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

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 2023 года официальный обменный курс, используемый для пересчета остатков в иностранной валюте, составлял 454.56 тенге за 1 доллар США (31 декабря 2022 года: 462.65 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 долевые инструменты, 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 2023 года и 31 декабря 2022 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.

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.

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

(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

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.

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

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

Прекращенная деятельность

Прекращенной деятельностью является компонент Группы, который либо выбыл, либо классифицируется как предназначенный для продажи и: (а) представляет собой отдельный значительный вид деятельности или географический район ведения операций; (б) является частью единого скоординированного плана выбытия отдельного значительного вида деятельности или географического района ведения операций; или (в) является дочерней организацией, приобретенной исключительно с целью последующей перепродажи. Прибыли и денежные потоки от прекращенной деятельности, если таковые имеются, отражаются отдельно от продолжающейся деятельности; при этом представление сравнительных показателей изменяется соответствующим образом.

Товарно-материальные запасы

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

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

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.

Прочий резервный капитал

Прочие резервный капитал – это часть капитала, распределение собственникам которой запрещено в соответствии с требованиями МСФО, законодательства или по инициативе Группы и предусмотрено учредительными документами.

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.

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

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 разводняющие потенциальные обыкновенные акции, следовательно, разводненная прибыль на акцию совпадает с базовой прибылью на акцию (Примечание 33).

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.

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.

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

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. Признания 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.

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.

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

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.

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.

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.

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

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 течении 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

Пересмотренные ниже стандарты стали обязательными для Группы с 1 января 2023 года и оказали влияние на консолидированную финансовую отчетность Группы:

- Поправки к МСФО (IAS) 1 и Положению о практике МСФО 2: Раскрытие информации об учетной политике (выпущены 12 февраля 2021 года и вступают в силу в отношении годовых периодов, начинающихся 1 января 2023 года или после этой даты). В МСФО (IAS) 1 были внесены поправки, требующие от организаций раскрывать существенную информацию о своей учетной политике вместо основных положений учетной политики. Поправки содержат определение существенной информации об учетной политике. Кроме того, поправки разъясняют, что информация об учетной политике, как ожидается, будет существенной, если без нее пользователи финансовой отчетности не смогут понять другую существенную информацию в финансовой отчетности. В поправках приводятся примеры информации об учетной политике, которая с вероятностью будет считаться существенной для финансовой отчетности организации. Кроме того, поправка к МСФО (IAS) 1 разъясняет, что несущественную информацию об учетной политике не нужно раскрывать. Однако, если такая информация раскрывается, она не должна затруднять понимание существенной информации об учетной политике. В поддержку этой поправки были также внесены изменения в Практическое руководство 2 по МСФО «Формирование суждений о существенности», содержащее рекомендации по применению концепции существенности к раскрытию информации об учетной политике. В настоящей консолидированной финансовой отчетности Группа отразила соответствующие изменения в раскрытии существенной информации о своей учетной политике в соответствии с вступившими в силу требованиями МСФО (IAS) 1 и Положению о практике МСФО 2 (Примечание 2).

3 Новые учетные положения (продолжение)

- Отложенный налог в отношении активов и обязательств, возникающих в результате одной и той же операции – Поправки к МСФО (IAS) 12 (выпущены 7 мая 2021 года, вступают в силу для годовых периодов, начинающихся 1 января 2023 года или после этой даты)). В поправках к МСФО (IAS) 12 разъясняется, каким образом необходимо отражать отложенный налог по таким операциям, как аренда и начисление обязательств по выводу активов из эксплуатации. В определенных обстоятельствах организации освобождаются от отражения отложенного налога при первоначальном признании активов или обязательств. Ранее существовала неопределенность в отношении применения этого исключения к таким операциям, как аренда и вывод активов из эксплуатации, – операциям, по которым одновременно признается и актив, и обязательство. В поправках разъясняется, что данное исключение не применяется, и что организации обязаны отражать отложенный налог по таким операциям. Согласно этим поправкам, организации должны признавать отложенный налог по операциям, по которым при первоначальном признании возникают равные суммы налогооблагаемых и вычитаемых временных разниц.

В соответствии со вступившими в силу Поправками к МСФО (IAS) 12, Группа изменила подход к презентации отложенного налога в отношении затрат на ликвидацию активов. Ранее при определении отложенного налога по затратам на ликвидацию активов, отнесенных на стоимость основных средств и резерва на ликвидацию активов, Группа распределяла на будущие налоговые вычеты на обязательства. В Примечании 25 сравнительная информация на 31 декабря 2022 года представлена с учетом этих изменений.

Перечисленные ниже пересмотренные стандарты и разъяснения стали обязательными для Группы с 1 января 2023 года, но не оказали существенного воздействия на Группу:

- МСФО (IFRS) 17 «Договоры страхования» (выпущен 18 мая 2017 года и вступает в силу для годовых периодов, начинающихся 1 января 2023 года или после этой даты).
- Поправки к МСФО (IFRS) 17 и поправки к МСФО (IFRS) 4 (выпущены 25 июня 2020 года и вступают в силу для годовых периодов, начинающихся 1 января 2023 года или после этой даты).
- Переходная опция для страховщиков в применении МСФО (IFRS) 17 – Поправки к МСФО (IFRS) 17 (выпущена 9 декабря 2021 года и вступает в силу для годовых периодов, начинающихся 1 января 2023 года или после этой даты).
- Поправки к МСФО (IAS) 8: «Определение бухгалтерских оценок» (выпущены 12 февраля 2021 года и вступают в силу для годовых периодов, начинающихся 1 января 2023 года или после этой даты).
- Поправки к МСФО (IAS) 12 «Налоги на прибыль: Международная налоговая реформа – Типовые правила второго компонента» (выпущены 23 мая 2023 года).

Новые стандарты и интерпретации

Опубликован ряд новых стандартов и интерпретаций, которые являются обязательными для годовых периодов, начинающихся 1 января 2024 года или после этой даты, и которые Группа не приняла досрочно.

- 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).
- Классификация обязательств как краткосрочных и долгосрочных – Поправки к МСФО (IAS) 1 (первоначально выпущены 23 января 2020 года и впоследствии изменены 15 июля 2020 года и 31 октября 2022 года, в конечном итоге 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: механизмы финансирования поставщиков» (выпущены 25 мая 2023 года).
- Поправки к МСФО (IAS) 21 «Отсутствие взаимозаменяемости» (выпущены 15 августа 2023 года).

Поправки опубликованные, но отложенные, и которые Компания не приняла досрочно:

- 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)

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.

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 июня 2023 года согласно Приказу Министра энергетики РК от 26 мая 2023 года № 192, с возможностью корректировки тарифов, согласно п.2 ст.12-1 Закона РК «Об электроэнергетике» и Правил утверждения предельного тарифа на электрическую энергию, утвержденных Приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 27 февраля 2015 года № 147;
- 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 методики 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;

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

- 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);
- Введение новой целевой модели рынка реализации электроэнергии с 1 июля 2023 года (Примечание 19) не оказало существенного влияния на финансовые результаты электростанций Группы. Объем покупки и реализации дисбалансов на балансирующем рынке электрической энергии составил менее 5% от общего объема реализации, что является незначительным отклонением. Цена покупки и продажи электроэнергии на централизованных торгах при дисбалансах также не оказала существенного влияния на результаты Группы. 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.

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

- Увеличение тарифа на теплоэнергию с 1 августа 2023 года в связи с корректировкой тарифов при изменении вида и стоимости стратегических товаров, согласно Закону РК «О естественных монополиях»;
- Планируется модернизация двух электростанций АлЭС, такие как Алматинская ТЭЦ-2 и ТЭЦ-3 (Примечание 27). Остаточная стоимость существующих активов угольных энергоблоков этих станций, подлежащих консервации или демонтажу, к моменту ввода в эксплуатацию новых газотурбинных/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 2023 года;
- Прогнозируемый рост в среднесрочной перспективе спроса на электроэнергию в г. Алматы и Алматинской области;
- Увеличение тарифа на передачу электроэнергии с 1 июля 2023 года согласно совместному приказу ДКРЕМ Министерства национальной экономики Республики Казахстан по г. Алматы и Алматинской области №50-ОД от 23 июня 2023 года;
- Расходы по покупной электроэнергии у Единого закупщика и на балансирующем рынке электрической энергии (Примечание 20) 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 2023 года.

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

В таблице ниже приведены суммы индивидуального обесценения нефинансовых активов в разрезе дочерних и ассоциированных предприятий Группы:

<i>В тысячах казахстанских тенге</i>	2023 г.	2022 г.
Обесценение авансов выданных - ТОО «Ereumentau Wind Power» (Примечание 9)	9,155,825	6,220,277
Обесценение объектов незавершенного строительства - ТОО «Ereumentau Wind Power» (Примечание 7)	4,912,900	-
Обесценение объектов незавершенного строительства - АО «Алатау Жарык Компаниясы» (Примечание 7)	3,659,788	-
Обесценение основных средств ТОО «Samruk-Green Energy»	-	2,720,934
Обесценение инвестиции в ТОО «Энергия Семиречья»	-	1,529,090
Прочие	77,058	(22,109)
Итого убытки от обесценения нефинансовых активов	17,805,571	10,448,192

ТОО «Ereumentau Wind Power»

Группа выявила индивидуальный признак обесценения по ТОО «Ereumentau Wind Power» в связи с задержкой реализации проекта строительства ВЭС 50 МВт в г. Ерейментау и истечением срока действия договора с ТОО «Расчетно-финансовый центр по поддержке возобновляемых источников энергии» на реализацию электроэнергетики.

Группа признала полное обесценение объектов незавершенного строительства на сумму 4,912,900 тысяч тенге (Примечание 7) и предоплаты по долгосрочным активам на сумму 9,155,825 тысяч тенге (Примечание 9) (31 декабря 2022 года: обесценение предоплаты по долгосрочным активам на сумму 6,220,277 тысяч тенге). В настоящее время Группа в судебном порядке проводит работу по расторжению договора с подрядчиками и возврата предоплаты.

«Расширение и реконструкция Экибастузской ГРЭС-2 с установкой энергоблока №3»

В 2008 году ЭГРЭС-2 начала подготовку строительства энергоблока № 3 с мощностью 500 МВт. Впоследствии план строительства был пересмотрен и до 2016 года Компания находилась на стадии реализации проектно-сметной документации, предварительного строительства и покупки необходимого оборудования для нового энергоблока № 3 с мощностью 630 МВт. 29 августа 2016 года ЭГРЭС-2 расторгла договор генерального подряда по строительству энергоблока № 3, заключенного между ЭГРЭС-2 и ТОО «КВАРЦ КЗ», в связи с переносом срока строительства энергоблока № 3.

ЭГРЭС-2 был проведен ряд мероприятий, связанных со строительством энергоблока № 3, в том числе:

- 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 ЭГРЭС-2 с установкой энергоблока ст. №3».
- Приняты меры по подготовке станции к приему и надлежащему хранению оборудования из Китайской Народной Республики, построены отопляемые здания ангарного типа и выделены охраняемые складские помещения. Выполнена приемка значительной части технологического оборудования для энергоблока. При этом для завершения строительства энергоблока необходимо дополнительно заказать изготовление недостающей части оборудования. С ноября 2023 года инженер-заказчик проводит технический аудит оборудования, по итогам которого будет определено техническое состояние оборудования.

В связи с недостаточностью генерирующих мощностей, согласно прогнозным балансам электрической энергии и мощности на 2024 – 2030 годы Министерства энергетики Казахстана, прогнозируется значительный дефицит электрической энергии к 2030 году. А также в связи вводом значительного объема возобновляемых источников электроэнергии до 2030 года, требуется строительство дополнительных маневренных мощностей для регулирования. В прогнозном балансе, для уменьшения дефицита электроэнергии и маневренной мощности были предусмотрены строительство новых станции, в том числе расширение ЭГРЭС-2 и строительство новой станции ГРЭС-3.

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

Руководство Группы, учитывая вышеперечисленные факты, рассматривает возможность использования имеющегося китайского оборудования а) для дальнейшего строительства маневренного энергоблока на ЭГРЭС-2, а также б) возможную продажу оборудования ГРЭС-3 для строительства новой станции. В настоящее время Группа осуществляет разработку Предварительного технико-экономического обоснования по проекту «Строительство ГРЭС-3. I Этап».

Оценка возмещаемой стоимости основных средств

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

Использованная методология оценки справедливой стоимости основывалась на оценке амортизируемой стоимости замещения («затратный метод»). Затратный метод применяется в случае, если оцениваемый объект новый или находится на стадии строительства, относится к специализированным объектам, для которых не представляется возможным получить информацию о ценах возможной продажи при отсутствии активного рынка. Оборудование энергоблока №3 относится к специализированному и сделки с активами, подобными оцениваемым, отсутствуют. При использовании затратного метода приняты во внимание определенные ключевые элементы, такие как: а) понимание специфики актива, в) срока полезной службы актива и дата изготовления оборудования, с) оценка экономического/внешнего устаревания и другие.

В результате анализа возмещаемой стоимости актива был начислен дополнительный резерв в сумме 13,215,512 тысяч тенге на 31 декабря 2023 года.

Учет основных средств ВИЭ

Основные средства балансовой стоимостью 14,653,228 тысяч тенге представляют собой активы Первой Ветровой Электростанции (далее «ПВЭС») в сумме 13,554,452 тысяч тенге и ТОО «Samruk-Green Energy» в сумме 1,098,776 тысяч тенге (2022: 14,296,747 тысяч тенге и 844,974 тысячи 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.

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 2023 года, должны были бы увеличиться/уменьшиться на 6,523,910 тысяч тенге (31 декабря 2022 года: увеличиться/уменьшиться на 5,952,097 тысяч тенге).

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

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 осуществляла 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.

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 восстановления материального положения должника с возможностью погашения задолженности перед кредиторами.

В свою очередь, деятельность БТЭС полностью приостановлена по состоянию на 31 декабря 2023 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 Группы 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 2023 года и 31 декабря 2022 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;

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

- 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 оборудований 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;
- 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 платины/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 своевременно 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 селездерживателей в паводковый период на реке Шарын. 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;
- 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 2023 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.

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

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>	Срок ликвидации	31 декабря 2023 г.	31 декабря 2022 г.
Дочерние организации			
ТОО «Экибастузская ГРЭС-1 имени Булата Нуржанова»	2055 г.	7,821,736	7,402,232
АО «Алматинские электрические станции»	2026-2065 гг.	11,492,892	10,494,727
ТОО «Первая ветровая электрическая станция»	2035 г.	1,318,276	1,161,534
ТОО «Samruk-Green Energy»	2042-2051 гг.	152,533	87,912
АО «Мойнакская ГЭС»	2082 г.	25,540	-
Итого по дочерним организациям		20,810,977	19,146,405
Совместные предприятия и ассоциированные компании			
АО «Станция Экибастузская ГРЭС-2»	2053 г.	4,071,691	4,218,679

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

Анализ чувствительности

<i>В тысячах казахстанских тенге</i>	(Уменьшение)/увеличение существенных допущений	(Уменьшение)/увеличение обязательства по ликвидации последствий эксплуатации объектов
Ставки инфляции	-1%	(2,866,285)
	+1%	3,604,937
Ставки дисконтирования	-1%	3,148,448
	+1%	(2,398,073)
Срок ликвидации	-10%	3,326,785
	+10%	(3,100,852)

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.

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

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 2023 год составила 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 2023 года, выручка и себестоимость продаж должны были бы увеличиться/уменьшиться на 3,551,605 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 2023 года составляет 5,841,514 тысяч тенге (31 декабря 2021 года: 5,841,514 тысяч тенге). На 31 декабря 2023 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.

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 30. 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. Компания 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.

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.

5 Информация по сегментам (продолжение)

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

Группа осуществляет деятельность в рамках трех основных операционных сегментов:

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

(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 2023 г.	31 декабря 2022 г.	31 декабря 2023 г.	31 декабря 2022 г.	31 декабря 2023 г.	31 декабря 2022 г.	31 декабря 2023 г.	31 декабря 2022 г.	31 декабря 2023 г.	31 декабря 2022 г.
<i>В тысячах казахстанских тенге</i>										
Общая выручка сегмента -Продажа электроэнергии	257,399,417	247,999,677	-	-	168,309,159	137,577,644	-	-	425,708,576	385,577,321
Внутрисегментная выручка	(77,820,000)	(79,820,339)	-	-	(1,779)	(1,534)	-	-	(77,821,779)	(79,821,873)
Внешняя выручка - Продажа электроэнергии	179,579,417	168,179,338	-	-	168,307,380	137,576,110	-	-	347,886,797	305,755,448
Продажа тепловой энергии	23,285,275	19,763,640	-	-	-	-	-	-	23,285,275	19,763,640
Доход от услуги по поддержанию готовности электрической мощности	29,087,985	34,277,444	-	-	-	-	-	-	29,087,985	34,277,444
Доход от аренды возобновляемых источников энергии	6,470,410	5,208,620	-	-	-	-	-	-	6,470,410	5,208,620
Общая выручка сегмента -Передача электроэнергии	-	-	66,721,625	53,654,220	-	-	-	-	66,721,625	53,654,220
Внутрисегментная выручка	-	-	(55,038,232)	(45,447,720)	-	-	-	-	(55,038,232)	(45,447,720)
Внешняя выручка - Передача электроэнергии	-	-	11,683,393	8,206,500	-	-	-	-	11,683,393	8,206,500
Доход от аренды инвестиционной недвижимости	-	-	-	-	-	-	21,835,269	4,179,075	21,835,269	4,179,075
Продажа химической воды	1,844,241	1,852,349	-	-	-	-	-	-	1,844,241	1,852,349
Итого прочие	3,686,225	3,266,398	-	-	-	-	1,595,033	1,514,637	5,281,258	4,781,035
Внутрисегментная выручка - прочие	(819,967)	(1,044,482)	-	-	-	-	(1,595,033)	(1,514,637)	(2,415,000)	(2,559,119)
Внешняя выручка - прочие	2,866,258	2,221,916	-	-	-	-	-	-	2,866,258	2,221,916
Итого внешняя выручка	243,133,586	231,503,307	11,683,393	8,206,500	168,307,380	137,576,110	21,835,269	4,179,075	444,959,628	381,464,992

Выручка от прекращенной деятельности отсутствует в 2023 и 2022 годах (Примечание 26).

5 Информация по сегментам (продолжение)

	Производство тепло-электроэнергии		Передача и распределение электроэнергии		Реализация электроэнергии		Прочие		Внутрисегментные операции		Итого	
	31 декабря 2023 г.	31 декабря 2022 г.	31 декабря 2023 г.	31 декабря 2022 г.	31 декабря 2023 г.	31 декабря 2022 г.	31 декабря 2023 г.	31 декабря 2022 г.	31 декабря 2023 г.	31 декабря 2022 г.	31 декабря 2023 г.	31 декабря 2022 г.
<i>В тысячах казахстанских тенге</i>												
Себестоимость продаж	(238,561,003)	(227,126,793)	(54,703,100)	(47,039,813)	(170,277,716)	(140,489,635)	(1,206,475)	(1,130,375)	135,072,661	126,858,030	(329,675,633)	(288,928,586)
- За минусом амортизации	53,664,676	51,001,584	9,107,651	8,970,835	273,774	251,689	565,654	580,383	-	-	63,611,755	60,804,491
Расходы по реализации	(8,931,004)	(9,110,402)	-	-	-	-	-	-	-	-	(8,931,004)	(9,110,402)
Финансовые расходы	(12,305,217)	(14,137,600)	(1,092,334)	(1,290,316)	(755,389)	(568,527)	(19,815,981)	(25,902,413)	8,724,918	12,151,158	(25,244,003)	(29,747,698)
-За минусом расходов по процентам	5,938,734	7,115,587	375,780	601,177	704,806	515,222	11,331,163	15,363,648	(3,874,057)	(2,440,986)	14,476,426	21,154,648
Финансовые доходы	2,657,876	4,594,700	390,433	72,220	313,515	122,408	11,719,565	10,349,159	(8,576,116)	(12,391,111)	6,505,273	2,747,376
Доля в результатах совместных предприятий и ассоциированных компаний	-	-	-	-	-	-	3,121,404	16,103,114	-	-	3,121,404	16,103,114
Капитальные затраты	(137,527,693)	(64,008,045)	(10,938,501)	(12,043,530)	(90,216)	(63,935)	(132,686)	(105,570)	-	50,401	(148,689,096)	(76,170,679)
Активы отчетного сегмента	794,868,357	723,868,101	162,726,904	147,606,124	23,313,733	18,727,952	193,730,307	143,126,555	(86,543,470)	(67,482,706)	1,088,095,831	965,846,026
Обязательства отчетного сегмента	265,679,569	270,199,431	49,677,249	44,446,934	35,816,961	28,024,182	167,136,312	180,264,176	(70,572,621)	(90,202,318)	447,737,470	432,732,405

Расходы, активы и обязательства по прекращенной деятельности относятся к прочим сегментам и не были включены в таблицу выше. Финансовые расходы от прекращенной деятельности составили в 2022 году составили 155,429 тысяч тенге и не включали расходы по процентам.

	Производство тепло-электроэнергии		Передача и распределение электроэнергии		Реализация электроэнергии		Прочие		Внутрисегментные операции		Итого	
	31 декабря 2023 г.	31 декабря 2022 г.	31 декабря 2023 г.	31 декабря 2022 г.	31 декабря 2023 г.	31 декабря 2022 г.	31 декабря 2023 г.	31 декабря 2022 г.	31 декабря 2023 г.	31 декабря 2022 г.	31 декабря 2023 г.	31 декабря 2022 г.
<i>В тысячах казахстанских тенге</i>												
Итого консолидированная скорректированная ЕБИТДА	131,419,900	124,457,979	17,332,157	14,654,605	(2,557,068)	(2,112,596)	38,749,232	1,244,788	(24,827,448)	(8,942,251)	160,116,773	129,302,525
Износ и амортизация	(53,664,676)	(51,001,584)	(9,107,651)	(8,970,835)	(273,774)	(251,689)	(565,654)	(580,383)	-	-	(63,611,755)	(60,804,491)
Финансовые доходы	2,657,876	4,594,700	390,433	72,220	313,515	122,408	11,719,565	10,349,159	(8,576,116)	(12,391,111)	6,505,273	2,747,376
Финансовые расходы	(12,305,217)	(14,137,600)	(1,092,334)	(1,290,316)	(755,389)	(568,527)	(19,815,981)	(25,902,413)	8,724,918	12,151,158	(25,244,003)	(29,747,698)
Обесценение	(17,805,570)	(8,919,102)	-	-	-	-	-	(1,529,090)	-	-	(17,805,570)	(10,448,192)
Доля в прибыли совместных предприятий и ассоциированных компаний	-	-	-	-	-	-	3,121,404	16,103,114	-	-	3,121,404	16,103,114
Прибыль до налогообложения за год	50,302,313	54,994,393	7,522,605	4,465,674	(3,272,716)	(2,810,404)	33,208,566	(314,825)	(24,678,646)	(9,182,204)	63,082,122	47,152,634

5 Информация по сегментам (продолжение)

(в) Сверка выручки и прибыли или убытка

<i>В тысячах казахстанских тенге</i>	2023 г.	2022 г.
Итого выручка отчетных сегментов	556,804,337	503,599,992
Выручка от прочих операций	23,430,302	5,693,712
Итого выручка	580,234,639	509,293,704
Исключение продаж между сегментами	(135,275,011)	(127,828,712)
Итого консолидированная выручка	444,959,628	381,464,992

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

(г) Крупнейшие клиенты

В течение 2023 и 2022 года, компаниям, находящимся под общим контролем Самрук-Қазына, было реализовано более 10 % от общей суммы выручки (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).

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>	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	279,731	9,254	20,858,673	-	25,462,652
Денежные средства и их эквиваленты	109	-	-	-	-
Средства, ограниченные в использовании	-	-	-	-	-
Средства в кредитных учреждениях	-	-	-	-	-
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	4,679,872	250,432	25,235	17,939,333

Ниже представлены непогашенные остатки по операциям со связанными сторонами на 31 декабря 2022 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	983,678	-	12,871	-	18,265,171
Денежные средства и их эквиваленты	179	-	-	-	-
Средства, ограниченные в использовании	212,885	-	-	-	-
Средства в кредитных учреждениях	1,106	-	-	-	-
Прочие краткосрочные активы	1,337,074	4,541	-	-	35,600
Займы полученные	-	13,258,829	3,384	75,136,656	11,756,694
Обязательство по финансовой аренде	28,435	-	-	-	-
Кредиторская задолженность по основной деятельности и прочая кредиторская задолженность	5,932,455	4,104,161	7,919	30,199	10,680,628

Эмиссия акций раскрыта в Примечании 14.

6 Расчеты и операции со связанными сторонами (продолжение)

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>	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
Выручка	26,595,779	1,061,003	22,157,553	-	186,687,234
Себестоимость	(47,825,384)	(48,655,128)	(254,487)	-	(99,977,403)
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)	-

Ниже указаны статьи доходов и расходов по операциям со связанными сторонами за двенадцать месяцев, закончившихся 31 декабря 2022 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
Выручка	40,356,569	1,677,240	356,037	-	63,997,325
Себестоимость	(25,674,707)	(37,766,959)	(5,998)	-	(57,030,197)
Общие и административные расходы	(462,755)	-	-	-	-
Расходы по реализации	(8,961,413)	-	-	-	-
Прочие расходы	(689,344)	-	-	-	-
Прочие доходы	7,213	30	1,501	-	86,947
Финансовые доходы	1,819	-	-	-	-
Финансовые расходы	(3,756)	(776,058)	-	(7,809,328)	(926,587)

На 31 декабря 2023 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 (2022 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. Освоение по данному займу не производилось;
- 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. Освоение по данному займу не производилось;
- 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.

6 Расчеты и операции со связанными сторонами (продолжение)

Ниже представлено вознаграждение ключевого руководящего персонала:

<i>В тысячах казахстанских тенге</i>	2023 г.	2022 г.
Ключевой руководящий персонал – расходы	358,801	295,528
Независимые директора – члены Совета директоров – расходы	41,686	48,737
Независимые директора – члены Совета директоров – обязательство	12,017	15,049

Вознаграждение ключевого руководящего персонала 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 2023 года состоит из 5 человек (31 декабря 2022 года: 5 человек). Независимые директора – члены Совета директоров по состоянию на 31 декабря 2023 года составляют 4 человека (31 декабря 2022 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>	Нефтегазовые активы	Здания и сооружения	Машины и оборудование	Прочие	Незавершенное строительство	Итого
Стоимость на 1 января 2022 г.	14,873,572	282,192,793	683,659,927	18,425,459	124,755,184	1,123,906,935
Накопленный износ и обесценение	(315,663)	(99,659,826)	(310,392,517)	(7,757,743)	(3,072,078)	(421,197,827)
Балансовая стоимость на 1 января 2022 г.	14,557,909	182,532,967	373,267,410	10,667,716	121,683,106	702,709,108
Поступления	9,955	259,332	1,305,764	878,356	73,430,651	75,884,058
Изменение в учетной оценке*	-	8,290,071	10,517,389	-	-	18,807,460
Перемещения	-	5,030,541	18,031,458	936,687	(23,998,686)	-
Потеря контроля над дочерней компанией	(14,883,527)	(1,386)	(155)	(146,948)	-	(15,032,016)
Выбытия	-	(4,595,132)	(830,611)	(200,218)	(676)	(5,626,637)
Износ	-	(12,157,270)	(46,155,291)	(1,208,409)	-	(59,520,970)
Износ по выбытиям	315,663	4,568,947	700,806	186,329	-	5,771,745
Начисление обесценения	-	(2,647,655)	(18,507)	(17,197)	(33,821)	(2,717,180)
Стоимость на 31 декабря 2022 г.	-	291,176,219	712,683,772	19,893,336	174,186,473	1,197,939,800
Накопленный износ и обесценение	-	(109,895,804)	(355,865,509)	(8,797,020)	(3,105,899)	(477,664,232)
Балансовая стоимость на 31 декабря 2022 г.	-	181,280,415	356,818,263	11,096,316	171,080,574	720,275,568
Поступления	-	15,175	3,368,295	2,096,276	104,277,267	9,757,013
Изменение в учетной оценке	-	134,666	(358,792)	-	-	(224,126)
Перемещения	-	(26,356,021)	56,685,435	493,378	(30,822,792)	-
Выбытия	-	(287,065)	(1,014,309)	(238,117)	(127,895)	(1,667,386)
Износ	-	(13,056,338)	(47,993,084)	(1,347,245)	-	(62,396,667)
Износ по выбытиям	-	190,165	871,951	212,367	-	1,274,483
(Начисление)/восстановление обесценения	-	173,295	(125,419)	2,383	(8,641,947)	(8,591,688)
Стоимость на 31 декабря 2023 г.	-	264,682,974	771,364,401	22,244,873	247,513,053	1,305,805,301
Накопленный износ и обесценение	-	(122,588,682)	(403,112,061)	(9,929,515)	(11,747,846)	(547,378,104)
Балансовая стоимость на 31 декабря 2023 г.	-	142,094,292	368,252,340	12,315,358	235,765,207	758,427,197

*Изменение в учетной оценке в 2022 году включают признание обязательства по ликвидации последствий эксплуатации объектов в соответствии с требованиями Экологического кодекса в сумме 19,146,405 тысяч тенге (Примечание 4, 15).

7 Основные средства (продолжение)

Сумма поступлений включает в себя капитализированные затраты по займам в сумме 11,169,836 тысяч тенге (2022 год: 7,109,611 тысяч тенге). Средняя ставка капитализации расходов по вознаграждению составляет 15.77% (2022 год: 12.32%).

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.

Обесценение

В 2023 года Группа выявила индивидуальные признаки обесценения по ТОО «Ereumentau Wind Power» и признала полное обесценение объектов незавершенного строительства на сумму 4,912,900 тысяч тенге (Примечание 4) и предоплаты по долгосрочным активам сумму 9,155,825 тысяч тенге (Примечание 9).

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

На 31 декабря 2023 года здания и сооружения включают балансовую стоимость ветроэнергетических установок, солнечных панелей и связанной с данными активами инфраструктуры в сумме 13,680,639 тысяч тенге (2022 год: 14,449,822 тысяч тенге), по которым был признан доход от сдачи в аренду электрических станций ВИЭ (Примечание 4, 19).

На 31 декабря 2023 года и 31 декабря 2022 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>	2023 г.	2022 г.
Себестоимость продаж	62,066,653	59,121,184
Общие и административные расходы	249,373	328,525
Прочие операционные расходы	74,045	64,366
Капитализированные в незавершенное строительство	6,596	5,933
Расходы по износу прекращенной деятельности	-	962
Итого износ	62,396,667	59,520,970

8 Инвестиции в совместные предприятия и ассоциированные компании

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

В тысячах казахстанских тенге	Совместные предприятия		Ассоциированная компания		Итого
	СЭГРЭС-2	Forum Muider B.V.	Энергия Семиречья		
Остаток на 1 января 2022 г.	18,140,608	53,747,149	2,105,564		73,993,321
Доля в прибыли/(убытке) за год	2,267,974	14,411,613	(576,473)		16,103,114
Обесценение	-	-	(1,529,090)		(1,529,090)
Остаток на 31 декабря 2022 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)
Остаток на 31 декабря 2023 г.	10,695,459	79,941,043	1		90,636,503

На 31 декабря 2021 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.

Группа имеет долю участия в ассоциированной компании ТОО «Энергия Семиречья» (25%). Энергия Семиречья производит электроэнергию на ветровой электростанции. Акционерами «ТОО Энергия Семиречья» являются «Hydrochina Corporation» (доля участия 50%), АО «Самрук Энерго» (доля участия 25%), «Powerchina Chegdu Engineering Corporation» (доля участия 15%), и Powerchina Resources Ltd (доля участия 10%).

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 27. 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 2023 года и 31 декабря 2022 года, а также за периоды, закончившиеся на эту дату:

В тысячах казахстанских тенге	СЭГРЭС-2		Forum Muider B.V.		Энергия Семиречья	
	31 декабря 2023 г.	31 декабря 2022 г.	31 декабря 2023 г.	31 декабря 2022 г.	31 декабря 2023 г.	31 декабря 2022 г.
Краткосрочные активы в т. ч.	18,694,573	28,539,706	87,470,063	75,715,328	4,529,450	4,204,479
Денежные средства и их эквиваленты	2,276,795	2,203,850	5,196,189	7,686,764	2,399,478	1,999,350
Долгосрочные активы	116,171,943	124,194,199	191,625,293	175,947,357	30,888,080	34,866,486
Краткосрочные обязательства в т. ч.	(15,575,686)	(14,113,693)	(107,993,367)	(41,222,330)	(30,199,133)	(32,954,602)
Краткосрочные финансовые обязательства (за исключением торговой и прочей КЗ и резервов)	(9,667,550)	(9,513,823)	(93,780,914)	(8,771,705)	(28,903,714)	(30,298,159)
Долгосрочные обязательства в т. ч.	(97,899,912)	(97,803,048)	(11,219,903)	(74,122,830)	-	-
Долгосрочные финансовые обязательства (за исключением торговой и прочей КЗ и резервов)	(93,433,002)	(97,456,803)	(8,958,776)	(72,070,990)	-	-
Чистые активы	21,390,918	40,817,164	159,882,086	136,317,524	5,218,397	6,116,363
Доля Группы	50%	50%	50%	50%	25%	25%
Доля Группы в чистых активах	10,695,459	20,408,582	79,941,043	68,158,762	1	1
Выручка	66,183,823	67,649,879	131,225,354	113,612,131	5,333,215	1,959,646
Износ и амортизация основных средств и нематериальных активов	(3,689,579)	(43,474,244)	(9,395,295)	(9,018,470)	(3,244,648)	-
Убыток от обесценения нефинансовых активов	(14,540,335)	-	-	-	-	-
Процентный доход	1,955,050	2,187,571	9,330,531	7,416,508	5,635	969
Процентный расход	(12,154,083)	(12,032,492)	(1,083,068)	(1,051,753)	(1,434,552)	(643,953)
Подходный налог	(2,271,496)	(5,824,458)	(7,139,284)	(8,180,076)	-	-
Прибыль/(убыток) за год	(17,239,876)	(4,657,642)	23,759,925	29,230,744	(338,959)	(2,305,894)
Прочий совокупный доход/(убыток) за год	(81,878)	121,693	(195,363)	(407,518)	-	-
Итого совокупный (доход/убыток)	(17,321,754)	(4,535,949)	23,564,562	28,823,226	(338,959)	(2,305,894)

9 Прочие долгосрочные активы

В тысячах казахстанских тенге	31 декабря 2023 г.	31 декабря 2022 г.
Облигации	420,062	380,375
Долгосрочная дебиторская задолженность	424,293	621,228
Денежные средства с ограничением в использовании	241,806	246,252
Прочие долгосрочные финансовые активы	19,756	43,878
Минус: резерв на обесценение	(106,418)	(112,272)
Итого прочие финансовые долгосрочные активы	999,499	1,179,461
Предоплаты по долгосрочным активам	98,623,665	45,229,892
Долгосрочный НДС к возмещению	54,754	54,754
Прочие долгосрочные активы	1,758,910	322,661
Минус: резерв на обесценение (Примечание 4)	(15,512,539)	(6,220,277)
Итого прочие долгосрочные активы	85,924,289	40,566,491

На 31 декабря 2023 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.

9 Прочие долгосрочные активы (продолжение)

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

<i>В тысячах казахстанских тенге</i>	31 декабря 2023 г.	31 декабря 2022 г.
Модернизация Алматинской ТЭЦ-2 с минимизацией воздействия на окружающую среду	38,545,229	-
Реконструкция Алматинской ТЭЦ-3	32,491,297	-
Строительство ВЭС 50 МВт в г. Ерейментау	15,376,102	15,376,102
Восстановление блока №1 ТОО "Экибастузская ГРЭС-1 имени Б. Нуржанова" с установкой электрофильтров	7,193,085	27,975,024
Капитальный ремонт энергоблоков ТОО "Экибастузская ГРЭС-1 имени Б. Нуржанова"	4,482,914	1,257,704
Строительство и реконструкция подстанций в г. Алматы и Алматинской области	374,575	-
Прочие	160,463	621,062
Итого предоплаты по долгосрочным активам	98,623,665	45,229,892

В рамках реализаций проектов «Модернизация Алматинской ТЭЦ-2 с минимизацией воздействия на окружающую среду» и «Реконструкция Алматинской ТЭЦ-3» Группа в течение 2023 года выплатила аванс поставщикам на общую сумму 71,036,526 тысяч тенге.

10 Товарно-материальные запасы

<i>В тысячах казахстанских тенге</i>	31 декабря 2023 г.	31 декабря 2022 г.
Вспомогательные производственные материалы	10,689,120	6,612,285
Топливо	9,966,657	5,891,790
Запасные части	4,193,988	3,549,713
Сырье	774,455	39,234
Прочие материалы	45,898	516,617
Минус: резерв на снижение стоимости до чистой цены продажи и резерв по неликвидным и устаревшим товарно-материальным запасам	(1,635,328)	(1,176,812)
Итого товарно-материальные запасы	24,034,790	15,432,827

На 31 декабря 2023 года и 31 декабря 2022 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>	2023 г.	2022 г.
Резерв на 1 января	1,176,812	1,089,507
Уменьшение резервов под обесценение запасов	(76,393)	(71,711)
Начисление резервов под обесценение запасов	534,909	159,016
Резерв на 31 декабря	1,635,328	1,176,812

11 Дебиторская задолженность по основной деятельности и прочая дебиторская задолженность

<i>В тысячах казахстанских тенге</i>	31 декабря 2023 г.	31 декабря 2022 г.
Торговая дебиторская задолженность по основной деятельности	46,359,833	41,969,907
Дебиторская задолженность по операционной аренде (Примечание 19)	19,903,764	-
Минус: резерв на обесценение	(2,300,916)	(2,916,480)
Итого финансовая дебиторская задолженность	63,962,681	39,053,427
Прочая дебиторская задолженность	2,296,756	3,445,463
Минус: резерв на обесценение	(2,014,456)	(2,879,299)
Итого дебиторская задолженность по основной деятельности и прочая дебиторская задолженность	64,244,981	39,619,591

Балансовая стоимость финансовой дебиторской задолженности приблизительно равна справедливой стоимости в силу краткосрочности. По состоянию на 31 декабря 2023 года прочая дебиторская задолженность ТОО «Майкубен-Вест» обесценена на сумму 1,874,011 тысяч тенге (2022 год: 2,732,541 тысяч тенге).

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

<i>В тысячах казахстанских тенге</i>	2023 г.		2022 г.	
	Дебиторская задолженность по основной деятельности	Прочая дебиторская задолженность	Дебиторская задолженность по основной деятельности	Прочая дебиторская задолженность
Резерв на обесценение на 1 января	2,916,480	2,879,299	2,116,932	3,260,504
Начисление резерва на обесценение	589,373	15,169	1,445,060	52,865
Восстановление резерва в течение года	(1,194,339)	(880,012)	(642,415)	(434,070)
Дебиторская задолженность, списанная в течение года	(10,598)	-	(3,097)	-
Резерв на обесценение на 31 декабря	2,300,916	2,014,456	2,916,480	2,879,299

Уровни дефолта и расчет резерва под кредитные убытки раскрыты в Примечании 30.

12 Прочие краткосрочные активы

<i>В тысячах казахстанских тенге</i>	31 декабря 2023 г.	31 декабря 2022 г.
Денежные средства, ограниченные в использовании	307,929	1,708,866
Прочая дебиторская задолженность	418,438	8,083,588
Прочие финансовые краткосрочные активы	119,887	150,733
Облигации	15,507	385,631
Срочные депозиты	1,673	12,765
Минус: резерв на обесценение	(514,938)	(1,316,278)
Итого прочие финансовые краткосрочные активы	348,496	9,025,305
Авансы поставщикам	4,940,567	2,850,335
НДС к возмещению и предоплаты по налогам	3,246,703	2,913,218
Прочие нефинансовые краткосрочные активы	3,395,988	1,902,300
Минус: резерв на обесценение	(418,732)	(418,106)
Итого прочие краткосрочные активы	11,513,022	16,273,052

Прочая дебиторская задолженность ТОО «ОЭСК Холдинг» (ранее - ТОО "Восточно-Казахстанская Энергетическая Компания") в сумме 7,560,135 тысяч тенге за акции АО «ВК РЭК», которые были реализованы в течение 2017 года, полностью погашена в течение 2023 года.

13 Денежные средства и их эквиваленты

<i>В тысячах казахстанских тенге</i>	31 декабря 2023 г.	31 декабря 2022 г.
Договоры покупки и обратной продажи («обратное репо») с другими банками с первоначальным сроком погашения менее трех месяцев	36,886,390	9,999,119
Срочные депозиты	4,103,192	21,523,461
Денежные средства на текущих банковских счетах	1,187,305	3,072,728
Денежные средства в кассе	15,565	21,452
Итого денежные средства и их эквиваленты	42,192,452	34,616,760

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. Данные сделки позволили снизить кредитный риск и увеличить доходность.

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>	31 декабря 2023 г.	31 декабря 2022 г.
Тенге	42,191,980	33,705,253
Доллар	471	-
Евро	1	911,507
Итого денежные средства и их эквиваленты	42,192,452	34,616,760

14 Капитал

Акционерный капитал

На 31 декабря 2023 года 6,311,967 выпущенных простых акций были полностью оплачены в размере 443,567,998 тысяч тенге (31 декабря 2022 года: 5,632,537 акций в размере 378,531,570 тысяч тенге). Каждая простая акция предоставляет право одного голоса. Компания не имеет привилегированных акций. Количество объявленных акций равняется 8,602,187 (31 декабря 2022 года: 8,602,187 акций). На 31 декабря 2023 года ФНБ «Самрук-Қазына» является 100% акционером Компании (2022 год: 100%).

1 июля 2023 года, АО «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, 27).

11 августа 2023 года, АО «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, АО «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, 27).

26 апреля 2023 года Компания объявила о выплате дивидендов Единственному Акционеру в размере 2,041,000 тысяч тенге – 362.36 тенге за акцию (2022 год: 2,041,000 тысячи тенге). 29 мая 2023 года АО «Самрук-Энерго» полностью выплатила объявленные дивиденды Единственному Акционеру в размере 2,041,000 тысяч тенге (2022 год: 2,041,000 тысячи тенге).

20 декабря 2022 года, АО «Самрук-Қазына» приобрело 30,725 акций Группы по цене размещения 80,899.7 тенге за 1 простую акцию путем передачи денежных средств на общую сумму 2,485,643 тысячи тенге в соответствии с правом преимущественной покупки.

Прочий резервный капитал

<i>В тысячах казахстанских тенге</i>	Резерв объединения предприятий	Результат операций с акционером	Прочий совокупный убыток	Итого
Остаток на 1 января 2022 г.	37,282,287	90,607,549	(2,761,377)	125,128,459
Прочий совокупный убыток	-	-	(277,742)	(277,742)
Остаток на 31 декабря 2022 г.	37,282,287	90,607,549	(3,039,119)	124,850,717
Прочий совокупный доход	-	-	135,881	135,881
Остаток на 31 декабря 2023 г.	37,282,287	90,607,549	(2,903,238)	124,986,598

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>	Прим.	2023 г.	2022 г.
Резерв на 1 января		19,146,405	-
Изменение в учетной оценке через основные средства	4, 7	(356,416)	19,146,405
Амортизация дисконта	24	2,020,988	-
Итого резерв под обязательства по ликвидации последствий эксплуатации объектов на 31 декабря		20,810,977	19,146,405

Ниже представлено движение по резерву на ликвидацию золоотвалов:

<i>В тысячах казахстанских тенге</i>	Прим.	2023 г.	2022 г.
Резерв на 1 января		2,481,989	2,826,592
Изменение в учетной оценке через основные средства	4, 7	132,290	(672,037)
Изменение в учетной оценке, отраженное в прочих операционных доходах		226,874	-
Амортизация дисконта	24	311,011	316,612
Прочие		(8,725)	10,822
Итого резерв на ликвидацию золоотвалов на 31 декабря		3,143,439	2,481,989

16 Займы

<i>В тысячах казахстанских тенге</i>	31 декабря 2023 г.	31 декабря 2022 г.
Долгосрочная часть		
Срочные банковские займы	106,921,024	34,264,857
Заем от Самрук-Қазына	70,394,751	72,571,081
Выпущенные облигации	40,122,505	40,113,235
Займы от потребителей	768,849	844,990
Итого займы – долгосрочная часть	218,207,129	147,794,163
Краткосрочная часть		
Срочные банковские займы	26,317,015	101,502,163
Заем от Богатырь-Комир	15,489,217	13,258,829
Заем от Самрук-Қазына	9,351,577	2,565,578
Выпущенные облигации	413,567	413,567
Займы от потребителей	415,574	392,678
Итого займы – краткосрочная часть	51,986,950	118,132,815
Итого займы	270,194,079	265,926,978

16 Займы (продолжение)

Займы Группы выражены в следующих валютах:

<i>В тысячах казахстанских тенге</i>	31 декабря 2023 г.	31 декабря 2022 г.
Займы, выраженные в:		
- тенге	270,138,271	262,518,901
- евро	55,808	-
- долларах США	-	3,408,077
Итого займы	270,194,079	265,926,978

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>	2023 г.	2022 г.
Займы на 1 января	265,926,978	294,894,666
Поступления по займам полученным и выпущенным облигациям	85,588,737	97,623,873
Погашение займов	(89,663,811)	(134,108,186)
Вознаграждение уплаченное	(13,257,667)	(21,424,925)
Капитализированное вознаграждение уплаченное	(10,355,729)	(6,610,277)
Начисление дисконта при первоначальном признании полученного займа	(1,089,771)	-
Капитализированное вознаграждение (Примечание 7)	11,169,836	7,109,611
Процентные расходы		
- начисление вознаграждения (Примечание 24)	14,476,424	21,154,648
- отмена дисконта приведенной стоимости (Примечание 24)	7,537,275	6,979,871
Корректировки по курсовым разницам	(54,122)	352,116
Прочие	(84,071)	(44,419)
Займы на 31 декабря	270,194,079	265,926,978

АО «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 Forgm 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. Основная сумма подлежит выплате в конце срока, а проценты выплачиваются полугодовыми взносами.

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.

16 Займы (продолжение)

Облигации

В августе и в сентябре 2017 года Компания выпустила и разместила облигации на общую сумму 20,000,000 тысяч тенге и 28,000,000 тысяч тенге, соответственно, с номинальной стоимостью 1,000 тенге за 1 облигацию со сроком на пять лет. Купонная процентная ставка составила 13% годовых и 12.5%, соответственно, и подлежит оплате дважды в год и ежеквартально соответственно.

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.

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.

Европейский банк реконструкции и развития

В 2023 году Компания полностью погасила долг перед Европейским банком реконструкции и развития. Процентная ставка основана на независимой индикативной ставке предоставления кредитов All-in cost расчет которой базируется на основе инфляции, плюс маржа 3.5% и 4.5% годовых.

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 «Ereymenau 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.

Азиатский Банк Развития

8 ноября и 5 декабря 2018 года Компания открыла не возобновляемые кредитные линии на сумму 120 миллионов долларов США в Азиатском Банке Развития для целей повышения операционной эффективности основных видов деятельности и идентификация возможностей, связанных с возобновляемыми источниками энергии. В 2019 году Компания получила три транша по кредитным линиям на общую сумму 45,860,800 тысяч тенге со сроками погашения транша А и В через 5 лет, транша С через 7 лет. Процентная ставка устанавливается на основе прироста фактических показателей инфляции Республики Казахстан (All-in cost), плюс маржа банка (3.75% по Траншам А и В, 4.50% по Траншу С). В 2022 году транши А и В были досрочно погашены в полном объеме.

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 2022 года: маржа составляла 1% годовых).

16 Займы (продолжение)

АО «Алатау Жарық Компаниясы»

Народный Банк

В 2015 году АЖК заключило с АО «Народный Банк Казахстана» соглашение о предоставлении кредитной линии. Балансовая стоимость займа по состоянию на 31 декабря 2023 года составляет 2,357,789 тысячи тенге с процентной ставкой 11.5% годовых (31 декабря 2022 года: 5,457,423 тысячи тенге). В обеспечение исполнения обязательств предоставлено (будет предоставлено) в залог движимое имущество – деньги на текущих счетах в АО «Народный Банк Казахстана».

Jusan Bank

Сумма задолженности перед АО «First Heartland Jusan Bank» по состоянию на 31 декабря 2023 года составила 1,509,375 тысяч тенге со ставкой вознаграждения 18,75% годовых, сроком до 6 месяцев.

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.

Jusan Bank

14 декабря 2021 года АлЭС заключила генеральное кредитное соглашение с АО «First Heartland Jusan Bank» на общую сумму кредитной линии 18,419,719 тысяч тенге, сроком до 28 февраля 2025 года, со следующими лимитами:

- 12,419,719 тысяч тенге (далее – Лимит 1). Целевое назначение Лимита 1 - Рефинансирование ссудной задолженности в АО «Народный Банк Казахстана»;
- 6,000,000 тысяч тенге (далее – Лимит 2). Целевое назначение Лимита 2 – пополнение оборотных средств.

Европейский Банк Реконструкции и Развития

25 ноября 2022 года между АлЭС и Европейским Банком Реконструкции и Развития подписан Договор займа на общую сумму 130,000,000 тысяч тенге. В качестве залогового обеспечения предоставлена безусловная и безотзывная гарантия АО ФНБ «Самрук-Қазына». Освоение по данному договору не производилось.

16 Займы (продолжение)

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 АО ФНБ «Самрук-Қазына». Освоение по данному договору не производилось.

Азиатский Банк Развития

9 июня 2023 года между Компанией и Азиатским Банком Развития подписано Кредитное соглашение на сумму 98,000,000 тысяч тенге. В качестве залогового обеспечения предоставлена безусловная и безотзывная гарантия АО ФНБ «Самрук-Қазына». Освоение по данному договору не производилось.

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 - $1.15 \times 6\text{MLIBOR} + 1.15\%$.

Балансовая стоимость займа по договорам банковского займа от 16 января 2008 года по состоянию на 31 декабря 2023 года составляет 6,865,628 тысяч тенге (31 декабря 2022 года: 8,321,221 тысяч тенге). Ставки по договору 10.72% и 7.55% годовых со сроками погашения 20 и 17 лет.

Банковские займы обеспечены следующими средствами:

- Гарантия АО «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 АО «Фонд Национального Благосостояния «Самрук-Қазына» на сумму 12,285,000 тысяч тенге от 1 июля 2011 года.

ТОО «Экибастузская ГРЭС-1»

АО «Народный Банк Казахстан»

В течение 2023 года в рамках кредитной линии от АО «Народный Банк Казахстана» получены транши на общую сумму 27,648,403 тысячи тенге (2022 год: 15,087,315 тысяч тенге), в том числе для капитальных проектов на сумму 23,348,403 тысячи тенге (2022 год: 7,921,315 тысяч тенге), для пополнения оборотных средств – 4,300,000 тысяч тенге (2022 год: 7,166,000 тысяч тенге). 5 января 2022 года ЭГРЭС-1 заключила дополнительные соглашения с АО «Народный банк Казахстана» о продлении срока займов на сумму 37,132,612 тысяч тенге до 2029 года. Процентные ставки по займам – 11.0-18.0%. На 31 декабря 2023 года задолженность ГРЭС-1 по займам от АО «Народный банк Казахстана» составляет 82,248,998 тысяч тенге (31 декабря 2022 года: 62,526,408 тысяч тенге).

ТОО «АлматыЭнергоСбыт»

Балансовая стоимость займа АЭС с АО «Народный Банк Казахстан» по состоянию на 31 декабря 2023 года составляет 8,084,044 тысячи тенге (31 декабря 2022 года: 5,003,532 тысяч тенге). В 2023 году ставка вознаграждения в тенге была понижена с 18.75% до 17.75% годовых в тенге. Займы предоставлены на пополнение оборотных средств.

17 Кредиторская задолженность по основной деятельности и прочая кредиторская задолженность

<i>В тысячах казахстанских тенге</i>	31 декабря 2023 г.	31 декабря 2022 г.
Кредиторская задолженность по основной деятельности	32,025,833	19,498,687
Кредиторская задолженность по приобретению ОС	20,589,140	16,990,391
Задолженность по дивидендам	420,565	420,552
Прочая финансовая кредиторская задолженность	4,344,712	4,306,966
Итого финансовая кредиторская задолженность	57,380,250	41,216,596
Задолженность перед Акиматом г. Алматы (Примечание 4)	5,841,514	5,841,514
Задолженность по заработной плате	3,432,422	2,352,092
Начисленные резервы по неиспользованным отпускам	3,018,096	2,637,241
Авансы, полученные от покупателей и заказчиков	1,860,470	4,167,068
Прочая нефинансовая кредиторская задолженность	1,661,543	1,283,167
Итого кредиторская задолженность по основной деятельности и прочая кредиторская задолженность	73,194,295	57,497,678

Финансовая кредиторская задолженность выражена в следующих валютах:

<i>В тысячах казахстанских тенге</i>	31 декабря 2023 г.	31 декабря 2022 г.
Тенге	57,369,648	39,806,669
Евро	10,602	1,409,927
Итого кредиторская задолженность по основной деятельности и прочая кредиторская задолженность	57,380,250	41,216,596

18 Задолженность по налогам и прочим выплатам в бюджет

<i>В тысячах казахстанских тенге</i>	31 декабря 2023 г.	31 декабря 2022 г.
НДС	3,570,131	1,639,693
Резерв на приобретение дополнительных квот на выброс парниковых газов (Примечание 27)	2,788,136	4,618,337
Плата за загрязнение окружающей среды	1,942,780	1,565,921
Индивидуальный подоходный налог	809,899	687,585
Социальный налог	667,088	558,274
КПН у источника выплаты с нерезидентов	55,456	1,425,740
Прочие	665,263	816,251
Итого задолженность по налогам и прочим выплатам в бюджет	10,498,753	11,311,801

19 Выручка

<i>В тысячах казахстанских тенге</i>	2023 г.	2022 г.
Реализация электроэнергии	347,886,797	305,755,457
Доход от услуги по поддержанию готовности электрической мощности	29,087,984	34,277,444
Реализация теплоэнергии	23,285,275	19,763,641
Доход от сдачи в аренду инвестиционной собственности	21,835,269	4,179,075
Передача и распределение электроэнергии	11,683,393	8,206,498
Доход от сдачи в аренду электрических станций ВИЭ	6,470,409	5,208,621
Реализация химической воды	1,844,241	1,852,350
Прочее	2,866,260	2,221,906
Итого выручка	444,959,628	381,464,992

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.

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. Согласно дополнительному соглашению была установлена новая формула для расчета арендной платы, действующая с 1 июля 2022 года.

20 Себестоимость продаж

<i>В тысячах казахстанских тенге</i>	2023 г.	2022 г.
Топливо	91,379,417	68,246,607
Износ основных средств и амортизация нематериальных активов	62,556,411	59,763,569
Стоимость приобретенной электроэнергии	56,404,466	50,991,047
Оплата труда и связанные расходы	53,766,008	45,643,212
Услуги по передаче электроэнергии и прочие услуги	16,922,260	16,847,331
Ремонт и содержание	11,376,901	9,950,215
Налоги, кроме подоходного налога	9,067,694	12,305,995
Услуги по поддержанию готовности электрической мощности	8,848,167	8,818,587
Водообеспечение	7,581,742	7,106,102
Услуги сторонних организаций	3,350,272	3,384,800
Материалы	2,777,495	2,180,674
Услуги охраны	1,841,660	1,198,170
Начисление резервов по неликвидным товарно-материальным запасам	458,572	88,432
Прочие	3,344,568	2,403,845
Итого себестоимость продаж	329,675,633	288,928,586

21 Расходы по реализации

<i>В тысячах казахстанских тенге</i>	2023 г.	2022 г.
Диспетчеризация и контроль электроэнергии	8,863,414	8,058,046
Оплата труда и связанные расходы	54,096	52,820
Передача электроэнергии	5,309	979,871
Прочее	8,185	19,665
Итого расходы по реализации	8,931,004	9,110,402

22 Общие и административные расходы

<i>В тысячах казахстанских тенге</i>	2023 г.	2022 г.
Оплата труда и связанные расходы	8,939,639	8,490,918
Износ основных средств и амортизация нематериальных активов	977,929	940,866
Консультационные и прочие профессиональные услуги	727,266	466,856
Обслуживание программного обеспечения	603,919	350,685
Командировочные и представительские расходы	251,820	201,676
Материалы	208,074	254,087
Услуги по охране	196,077	466,722
Государственные пошлины	(158,765)	4,035,216
Прочие налоги, кроме подоходного налога	(610,214)	1,346,863
Прочие	2,389,335	2,298,089
Итого общие и административные расходы	13,525,080	18,851,978

Прочие налоги, кроме подоходного налога и государственные пошлины включают восстановление резерва Самрук-Энерго (Корпоративный центр) в сумме 834,894 тысячи тенге и 497,054 тысячи тенге, соответственно, в соответствии с Решением Апелляционной комиссии Министерства Финансов РК, полученным в декабре 2023 года по результатам налоговой проверки за 2017 год (Примечание 27).

23 Финансовые доходы

<i>В тысячах казахстанских тенге</i>	2023 г.	2022 г.
Вознаграждение по средствам в кредитных учреждениях и денежным средствам и их эквивалентам	3,648,677	1,849,383
Процентные доходы - амортизация дисконта по облигациям и займам	1,271,722	238,265
Доходы при первоначальном признании займов полученных	1,089,771	-
Процентные доходы - амортизация дисконта по долгосрочной дебиторской задолженности	427,241	625,782
Прочие	67,862	33,946
Итого финансовые доходы	6,505,273	2,747,376

24 Финансовые расходы

<i>В тысячах казахстанских тенге</i>	2023 г.	2022 г.
<i>Процентные расходы по облигациям и займам</i>		
- расходы по вознаграждению (Примечание 16)	14,476,424	21,154,648
- амортизация дисконта приведенной стоимости (Примечание 16)	7,537,275	6,979,871
<i>Амортизация дисконта приведенной стоимости</i>		
- резерва под обязательства по ликвидации (Примечание 15)	2,331,999	316,612
- обязательства по вознаграждениям работникам	205,792	175,439
Убыток за вычетом прибыли от курсовой разницы	-	352,116
Дивиденды по привилегированным акциям дочерних компаний	158,041	211,391
Прочие	534,472	557,621
Итого финансовые расходы, признанные в прибыли или убытке	25,244,003	29,747,698
Капитализированные затраты по кредитам и займам (Примечание 7)	11,169,836	7,109,611
Итого финансовые расходы	36,413,839	36,857,309

25 Подоходный налог

<i>В тысячах казахстанских тенге</i>	2023 г.	2022 г.
Расходы по текущему подоходному налогу	24,086,297	21,055,060
Экономия по отсроченному подоходному налогу	(4,733,940)	(4,944,515)
Итого расходы по подоходному налогу	19,352,357	16,110,545

Ниже представлена сверка теоретического и фактического расхода по налогу:

<i>В тысячах казахстанских тенге</i>	2023 г.	2022 г.
Прибыль по МСФО до налогообложения	63,082,122	47,152,634
Теоретический расход по подоходному налогу по действующей ставке 20% (2022 г.: 20%)	12,616,424	9,430,527
Корректировки на:		
Доля в прибыли совместных предприятий и ассоциированных компаний, необлагаемая подоходным налогом	(624,280)	(3,220,623)
Постоянные разницы: реструктуризация активов	-	7,294,502
Корректировка по отношению к предыдущим периодам, включая истечение срока давности по переносимым налоговым убыткам	1,398,847	4,411,959
Прочие необлагаемые расходы	6,116,611	2,287,440
Расход/(доход) Мойнакской ГЭС, освобожденный от подоходного налога	-	94,701
Подоходный налог у источника выплаты	154,500	49,641
Изменения в непризнанных активах по отсроченному подоходному налогу	(309,743)	(4,237,602)
Итого расходы по подоходному налогу	19,352,359	16,110,545

25 Подоходный налог (продолжение)

Различия между 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>	1 января 2023 г. (пересчитано)	Отнесено на счет прибылей и убытков	31 декабря 2023 г.
Налоговый эффект вычитаемых временных разниц			
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 золоотвалов*	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	2,340,571	(2,090,394)	250,177
Валовые активы по отсроченному подоходному налогу	18,449,026	(1,886,833)	16,562,193
Непризнанные активы по отсроченному подоходному налогу	(750,177)	309,743	(440,434)
Минус зачет с обязательствами по отсроченному подоходному налогу	17,698,849	(1,577,090)	16,121,759
Признанные активы по отсроченному подоходному налогу	-	-	-
Налоговый эффект облагаемых временных разниц			
Основные средства*	(74,965,340)	4,626,019	(70,339,321)
Займы	(9,987,554)	1,685,011	(8,302,543)
Валовые обязательства по отсроченному подоходному налогу	(84,952,894)	6,311,030	(78,641,864)
Минус зачет с активами по отсроченному подоходному налогу	17,698,849	(1,577,090)	16,121,759
Признанные обязательства по отсроченному подоходному налогу	(67,254,045)	4,733,940	(62,520,105)

*Сравнительная информация на 1 января 2023 года была пересмотрена (Примечание 3).

25 Подоходный налог (продолжение)

<i>В тысячах казахстанских тенге</i>	1 января 2022 г.	Отнесено на счет прибылей и убытков	31 декабря 2022 г.
Налоговый эффект вычитаемых временных разниц			
Перенесенные налоговые убытки	14,550,285	(6,139,051)	8,411,234
Обязательства по вознаграждениям работникам	164,468	39,847	204,315
Облигации	281,101	608,650	889,751
Резерв на ликвидацию золоотвалов	534,401	(534,401)	-
Товарно-материальные запасы	77,185	(75,857)	1,328
Дебиторская задолженность по основной деятельности и прочая дебиторская задолженность	1,156,945	(34,857)	1,122,088
Налоги кроме подоходного налога	622,909	(507,448)	115,461
Резерв по неиспользованным отпускам	443,145	32,496	475,641
Прочее	698,171	1,642,400	2,340,571
Валовые активы по отсроченному подоходному налогу	18,528,610	(4,968,221)	13,560,389
Непризнанные активы по отсроченному подоходному налогу	(4,987,778)	4,237,601	(750,177)
Минус зачет с обязательствами по отсроченному подоходному налогу	13,540,832	(730,620)	12,810,212
Признанные активы по отсроченному подоходному налогу	-	-	-
Налоговый эффект облагаемых временных разниц			
Основные средства	(74,589,516)	4,512,813	(70,076,703)
Займы	(11,149,877)	1,162,323	(9,987,554)
Валовые обязательства по отсроченному подоходному налогу	(85,739,393)	5,675,136	(80,064,257)
Минус зачет с активами по отсроченному подоходному налогу	13,540,832	(730,620)	12,810,212
Признанные обязательства по отсроченному подоходному налогу	(72,198,561)	4,944,516	(67,254,045)

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 2027 году.

Группа не имела отсроченные налоговые обязательства в 2023 году (2022 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 Прекращенная деятельность

28 декабря 2022 года Компания реализовала («ТМ») и ее дочернюю компанию ТОО «Мангышлак Мунай» («ММ») в пользу АО «НК «QazaqGaz» по рыночной цене 13,178,650 тысяч тенге.

Так как операции ТМ и ММ представляют собой отдельные значительные виды деятельности, эта группа выбытия представлена как прекращенная деятельность в консолидированной финансовой отчетности.

Ниже представлена информация о выбывших активах и обязательствах, а также о вознаграждении при продаже:

<i>В тысячах казахстанских тенге</i>	28 декабря 2022 г.
Основные средства	14,716,353
Прочие долгосрочные активы	626,768
Товарно-материальные запасы	362
Прочие краткосрочные активы	7,791
Денежные средства и их эквиваленты	6,028
Итого внеоборотные активы проданной выбывающей группы	15,357,302
Прочие долгосрочные обязательства	2,102,121
Прочие обязательства	104,996
Итого обязательства, непосредственно связанные с проданной выбывающей группой	2,207,117

<i>В тысячах казахстанских тенге</i>	ТМ 28 декабря 2022 г.
Возмещение, полученное за продажу дочерней организации	13,178,650
Балансовая стоимость проданных чистых активов	(13,150,185)
Расходы при реализации дочерней организации	(678,309)
Убыток от выбытия дочерней организации	(649,844)

27 Условные и договорные обязательства и операционные риски

Операционная среда

24 февраля 2022 года Россия начала военную операцию на Украине, в ответ на которую 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. В данный момент власти Казахстана рассматривают альтернативные маршруты по экспорту нефти, в том числе через трубопровод Баку-Тбилиси-Джейхан (БТД), однако воплощение данных инициатив требует значительных вложений в инфраструктуру.

В ноябре 2023 года международное рейтинговое агентство Fitch Ratings подтвердило суверенный рейтинг Казахстана на уровне «BBB» со «стабильным» прогнозом, данный рейтинг отражает сильные бюджетные и внешние балансы, устойчивые к внешним шокам, а также гибкость финансирования, подкрепленную накопленными сбережениями от нефтяных доходов. Этим сильным сторонам противопоставляется высокая зависимость от сырьевых товаров, высокая инфляция, которая частично отражает менее развитую макроэкономическую политику по сравнению с аналогичными странами в категории «BBB», а также слабые показатели управления. Сырая нефть и нефтяной конденсат по-прежнему вносят наибольший вклад в бюджетные доходы и экспорт, а на долю этого экспорта приходится 17% ВВП, что может подвергать экономику внешним шокам. Предпринимаются усилия по диверсификации экономики, на реализацию которых потребуется время в связи с имеющимися проблемами, связанными с бизнес средой и нехваткой квалифицированных кадров.

27 Условные и договорные обязательства и операционные риски (продолжение)

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 451.03 тенге за 1 доллар США по сравнению с 454.56 тенге за 1 доллар США по состоянию на 31 декабря 2023 года (31 декабря 2022 года: 462.65 тенге за 1 доллар США).

Уровень инфляции составил 9.8% в декабре 2023 года после достижения пика в размере 21.3% в феврале 2023 года. Рост экономики в 2023 году составил 4.8%, и, по прогнозам аналитиков, темпы роста национальной экономики в ближайшие три года составят в среднем чуть менее 4% в год.

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, предпринимаемых 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.

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 МСФО, при этом толкование соответствующих положений МСФО казахстанскими налоговыми органами может отличаться от учётных политик, суждений и оценок, применённых руководством при подготовке данной консолидированной финансовой отчётности, 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 (Примечание 22), по ЭГРЭС-1 оспаривание в судах продолжается.

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).

27 Условные и договорные обязательства и операционные риски (продолжение)

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 недвижимостью 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.

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, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан.

В перечень ТОП-50 вошли четыре объекта АО «Самрук-Энерго» ТОО «ЭГРЭС-1», АО «СЭГРЭС-2», АО «АлЭС» (ТЭЦ-2, ТЭЦ-3). Протокольным поручением от 12 декабря 2023 года предприятиями Группы разработаны Дорожные карты по получению Комплексного экологического разрешения и предварительные Проекты Программ повышения экологической эффективности. В настоящее время предприятиями Группы ведется поиск технологий по снижению воздействия на окружающую среду в энергетической отрасли.

Для энергопроизводящих организаций 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, утверждение которого ожидается в 2024 году.

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.

Также ОЮЛ «Казахстанская электроэнергетической ассоциацией» совместно с энергопроизводящими организациями Казахстана инициированы предложения по переносу срока внедрения НДТ с получением Комплексного экологического разрешения с 2025 года на 2031 год.

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).

27 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 2024 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 2021 года до 2031 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 2021 года до 2041 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.

В настоящее время Группой проводится работа по определению вида финансового обеспечения. Ведутся переговоры с банками по поводу гарантий, со страховыми компаниями по поводу заключения договоров страхования. Расходы по комиссиям по страховым выплатам, согласно Правил формирования тарифа на электроэнергию покрывается тарифом на производство электрической энергии. Также в 2024 году Группа получила заверения со стороны материнской компании о предоставлении гарантии в пользу дочерних компаний Группы, являющихся объектами I категории в срок до 30 июня 2024 года.

В рамках обсуждений с представителями Министерства экологии у руководства Группы есть понимание, что будут внесены изменения в нормы законодательства, в соответствии с которыми будут пересмотрены условия и сроки предоставления финансового обеспечения, а также пересмотрены сроки требования по внедрению НДТ с 2025 года на 2031 год.

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 ЭГРЭС-1 у Группы сложился дефицит квот на выбросы парниковых газов в 2023 и 2022 годах. Группа ведет работы для подачи заявления на получения дефицита квот на выбросы парниковых газов в соответствии с Экологическим кодексом Республики Казахстан. На 31 декабря 2023 года резерв включает обязательства ЭГРЭС-1 на приобретение дополнительных квот на выброс парниковых газов за 2023 год (31 декабря 2022 года: за 2022 и 2021 года) (Примечание 18).

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 2023 года балансовая стоимость резерва на ликвидацию золоотвалов составила 3,143,439 тысяч тенге (31 декабря 2022 года: 2,481,989 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.

27 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 АО «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. Перечисленные ниже области преимущественно подвержены влиянию рисков, связанных с изменением климата:

Модернизация Алматинской ТЭЦ-2

В 2023 году по проекту «Модернизация Алматинской ТЭЦ-2 с минимизацией воздействия на окружающую среду» заключен ЕРС контракт, подписаны кредитные соглашения с рядом финансовых институтов (Примечание 16). 5 июля 2023 года по ЕРС Контракту был выдан аванс (Примечание 9). Руководство Группы планирует завершить проект перевода ТЭЦ-2 на газ до 31 декабря 2026 года.

Заключение инвестиционного соглашения и получение индивидуального тарифа на мощность, для финансирования проекта перевода ТЭЦ-2 на газ, ожидается до конца 2024 года. Проект по модернизации ТЭЦ-2 предусматривает консервацию действующих мощностей ТЭЦ-2 после ввода новой станции на газе. Группа признала в 2021 году резерв под обесценение в размере 20,737,321 тысяча тенге основных активов ТЭЦ-2, включая угольные энергоблоки, подлежащие консервации или демонтажу после ввода в эксплуатацию парогазовой установки. Соответственно, остаточная стоимость этих активов, к моменту ввода в эксплуатацию новых парогазовых энергоблоков будет равна нулю.

Модернизация Алматинской ТЭЦ-3

АлЭС реализует проект «Реконструкция Алматинской ТЭЦ-3 (со строительством ПГУ мощностью не менее 450 МВт)» (далее – «Проект»). Сроки реализации проекта: 2022-2026 годы. Цель Проекта: Реконструкция Алматинской ТЭЦ-3 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.

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». Подписан ЕРС-контракт, проводится работа по организации финансирования. Заключено SRA (соглашение о резервировании) ЕРС-подрядчика с компанией Ansaldo Energia по поставке основного оборудования ГТУ.

Проект реконструкции Алматинской ТЭЦ-3 предусматривает замещение существующего оборудования, парковый ресурс которого будет отработан к моменту ввода новой станции и, соответственно, также будет полностью амортизирован, на современные экологически чистые парогазовые энергоблоки, таким образом существенных изменений, имеющих отрицательные последствия для Группы, которые ожидаются в ближайшем будущем руководством Группы не определено.

27 Условные и договорные обязательства и операционные риски (продолжение)**Расследование Прокуратуры Павлодарской области ЭГРЭС-2**

16 февраля 2024 года, в казахстанских средствах массовой информации появилась информация о том, что Прокуратура Павлодарской области проводит расследование в отношении СЭГРЭС-2 по факту растраты денежных средств, предназначенных на расширение и реконструкцию тепловой электростанции с установкой 3-го энергоблока. На дату выпуска данной консолидированной финансовой отчетности, руководство Группы пришло к выводу, что все операции и СЭГРЭС-2 были осуществлены в рамках законодательства и данное событие не имеет влияния на консолидированную финансовую отчетность Группы. Руководство Группы отслеживает данный вопрос и предоставляет необходимую информацию и поддержку в Прокуратуре Павлодарской области в рамках данного вопроса.

Расследование Агентства по защите и развитию конкуренции РК ЭГРЭС-1

В настоящее время в ТОО «ЭГРЭС-1» Агентством по защите и развитию конкуренции РК (далее – «АЗРК») проводится проверка по вопросу необоснованного отказа от реализации товара при наличии на момент обращения возможности реализации соответствующего товара, который привел к устранению конкуренции на централизованных торгах на рынке услуг по поддержанию готовности электрической мощности.

По мнению АЗРК РК, в период с 2019 года по 2022 год ЭГРЭС-1, принимая участие в централизованных торгах электрической мощностью, из-за отказа в конкуренции реализовывало на торгах не весь объем мощности, указанный в заявке, тем самым преднамеренно отказываясь от состязательности с другими ЭПО и создавая мнимую конкуренцию с участниками торгов.

Компания осуществляла реализацию мощности по утвержденному тарифу в соответствии с Правилами организации и функционирования рынка электрической мощности (утверждены Приказом Министра Энергетики Республики Казахстан от 27 февраля 2015 года № 152) и категорически не согласна с вынесенным Приказом Антимонопольного органа.

В феврале 2024 года Компания направила исковое заявление в Специализированный межрайонный административный суд г.Астана об оспаривании решений, действий административных органов, должностных лиц по антимонопольным спорам, которое принято в производство.

Руководство Группы считает, что вероятность убытков или репутационных потерь по данным расследованиям является низкой, а также что результаты данных расследований не окажут существенного влияния на консолидированную финансовую отчетность Группы.

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 2023 года. Группа обладает необходимыми средствами и источниками финансирования для исполнения обязательств капитального характера и для обеспечения оборотного капитала.

По состоянию на 31 декабря 2023 года у Группы имелись договорные обязательства по приобретению основных средств на общую сумму 530,059,552 тысячи тенге (31 декабря 2022 года: 65,331,177 тысячи тенге).

Обязательства капитального характера совместных предприятий

По состоянию на 31 декабря 2023 года доля Группы в долгосрочных договорных обязательствах Forum Muider и СЭГРЭС-2 составила 3,495,602 тысячи тенге и 2,801,004 тысячи тенге соответственно (31 декабря 2022 года: 3,997,304 тысяч тенге и 11,812,824 тысяч тенге соответственно).

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 2023 года Группа соблюдала свои ковенанты, за исключением несоблюдения ТОО «Богатырь Комир», описанному ниже.

По итогам 2023 года и 2022 года Группа исполнила нормативные значения ковенантов по займам, а также получила вейверы по снижению порогов, в случаях где прогнозировалось место события нарушения.

27 Условные и договорные обязательства и операционные риски (продолжение)

На 31 декабря 2023 года ТОО «Богатырь Комир» имело несоответствие по поддержанию Debt Service Coverage Ratio по займу от Евразийского Банка Развития. Несоответствие носит технический характер и возникло по причине финансирования инвестиционной программы за счет собственных средств. Также согласно нефинансовым ковенантам по займу от Евразийского Банка Развития у ТОО «Богатырь Комир» имелось обязательство по реализации проекта циклично-поточной технологии добычи и транспортировки угля в срок не позднее 1 сентября 2023 года. Событием неисполнения является срыв срока реализации более, чем на 6 месяцев, то есть позднее 1 марта 2024 года. В настоящее время ТОО «Богатырь Комир» ведется работа по подписанию дополнительного соглашения и увеличения срока реализации проекта с 6 месяцев до 16 месяцев, т.е. до 31 декабря 2024 года. Нарушение ковенантов со стороны ТОО «Богатырь Комир» не влияет на классификацию займов Группы. В Примечании 8 обязательства материнской компании ТОО «Богатырь Комир», Forum Muider B.V., представлены с учетом реклассификации займов в краткосрочные обязательства.

28 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		
Год, закончившийся 31 декабря 2023 г.								
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	-		
Итого				649,465	2,368,160	156,828		
Год, закончившийся 31 декабря 2022 г.								
АО «Бухтарминская ГЭС»	Казахстан	3.7%	3.7%	176,031	1,692,983	211,657		
АО «Шульбинская ГЭС»	Казахстан	7.86%	7.86%	(1,098)	23,450	-		
АО «Усть-Каменогорская ГЭС»	Казахстан	10%	10%	(341)	2,262	-		
Итого				174,592	1,718,695	211,657		
В тысячах казахстанских тенге	Краткосрочные активы	Долгосрочные активы	Краткосрочные обязательства	Долгосрочные обязательства	Выручка	Прибыль/убыток	Итого совокупный доход	Потоки денежных средств
Год, закончившийся 31 декабря 2023 г.								
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)	-
Итого	19,851,929	1,384,306	4,772,077	37,473	21,836,995	17,560,299	17,718,340	574,414
Год, закончившийся 31 декабря 2022 г.								
АО «Бухтарминская ГЭС»	4,677,361	1,265,122	128,221	145,964	4,180,758	3,340,728	3,552,119	617,668
АО «Шульбинская ГЭС»	-	-	598,444	12,156	-	(13,964)	(13,964)	-
АО «Усть-Каменогорская ГЭС»	-	-	121,219	-	-	(3,411)	(3,411)	-
Итого	4,677,361	1,265,122	847,884	158,120	4,180,758	3,323,353	3,534,744	617,668

29 Основные дочерние, ассоциированные и совместные предприятия

Название предприятия	Вид деятельности	% прав голоса	Доля участия	Страна регистрации
Дочерние предприятия:				
АО «Алатау Жарык Компаниясы»	Передача и распределение электроэнергии по городу Алматы и Алматинской области	100%	97.4%	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	100%	96.32%	Казахстан
АО «Усть-Каменогорская ГЭС»	бездействующей	89.99%	89.99%	Казахстан
	С момента передачи гидроэлектростанции в аренду данная компания является			
АО «Шульбинская ГЭС»	бездействующей	92.14%	92.14%	Казахстан
ТОО Samruk Green Energy	Развитие возобновляемой электроэнергии	100%	100%	Казахстан
ТОО «Первая ветровая электрическая станция»	Производство электроэнергии на ветровой электростанции	100%	100%	Казахстан
ТОО «Казгидротехэнерго»	Реализация проектов в сфере возобновляемых источников энергии	100%	100%	Казахстан
ТОО «Теплоэнергомаш»	Реализация проектов в сфере возобновляемых источников энергии	95%	95%	Казахстан
ТОО «Energy Solutions»	Транспортировка и прочие услуги	100%	100%	Казахстан
АО «Балхашская ТЭС»	Строительство Балхашской ТЭС	100%	100%	Казахстан
ТОО «Ereymtau Wind Power»	Производство электроэнергии на ветровой электростанции	100%	100%	Казахстан
Qazaq Green Power PLC	Производство зеленой энергетики	100%	100%	Казахстан
Ассоциированные предприятия:				
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
Совместные предприятия:				
АО «Станция Экибастузская ГРЭС-2»	Производство электро- и теплоэнергии на основе угля	50%	50%	Казахстан
Forum Muider BV	Компания владеет 100% долями уставного капитала ТОО «Богатырь Комир» (Компания занимается производством энергетического угля) и ряда компаний, зарегистрированных в Российской Федерации и Республике Кипр, и не осуществляющих значительных операций	50%	50%	Нидерланды Республика Кипр
Forum Muider Limited	Компания создана в целях редомициляции Forum Muider B.V. в юрисдикцию МФЦА	50%	50%	Кипр

4 ноября 2022 года зарегистрирована новая дочерняя организация Qazaq Green Power PLC (далее – QGP) в юрисдикции Международного финансового центра «Астана». В декабре 2022 года Компания осуществила вклад в уставный капитал QGP путем передачи полного пакета акций АО «Мойнакская ГЭС» и долей участия в ТОО «Первая ветровая электрическая станция» ТОО «Samruk-Green Energy». В данной консолидированной финансовой отчетности операция отражена как реструктуризация активов.

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 АО «Самрук-Энерго» и ОК «РУСАЛ» (ПФ) в равных долях (по 50 % акций).

15 декабря 2023 года в МФЦА зарегистрирована Частная компания Altyn Dala Energy Ltd. QGP владеет 25 % акции Altyn Dala Energy Ltd. Взносов в уставный капитал Altyn Dala Energy Ltd. не осуществлялось.

30 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.

30 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.

30 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 соответствии 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.

Уровень ожидаемых кредитных убытков, 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.

30 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 2023 и 2022 года является несущественным.

	Оценочный резерв под кредитные убытки				Валовая балансовая стоимость			
	Этап 1	Этап 2	Этап 3	Итого	Этап 1	Этап 2	Этап 3	Итого
	(ОКУ за 12 мес.)	(ОКУ за весь срок при значительном увеличении кредитного риска)	(ОКУ за весь срок по обесцененным активам)		(ОКУ за 12 мес.)	(ОКУ за весь срок при значительном увеличении кредитного риска)	(ОКУ за весь срок по обесцененным активам)	
<i>В тысячах казахстанских тенге</i>								
Прочая дебиторская задолженность								
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	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого изменения, влияющие на отчисления в оценочный резерв под кредитные убытки за год	453	559,489	232,260	792,202	(69,507)	(7,560,135)	(232,260)	(7,861,902)
На 31 декабря 2023 г.	(116,283)	-	(84,940)	(201,223)	642,983	-	84,940	727,923

	Оценочный резерв под кредитные убытки				Валовая балансовая стоимость			
	Этап 1	Этап 2	Этап 3	Итого	Этап 1	Этап 2	Этап 3	Итого
	(ОКУ за 12 мес.)	(ОКУ за весь срок при значительном увеличении кредитного риска)	(ОКУ за весь срок по обесцененным активам)		(ОКУ за 12 мес.)	(ОКУ за весь срок при значительном увеличении кредитного риска)	(ОКУ за весь срок по обесцененным активам)	
<i>В тысячах казахстанских тенге</i>								
Прочая дебиторская задолженность								
На 1 января 2022 г.	(95,729)	(1,440,208)	(469,205)	(2,005,142)	777,819	8,232,231	469,205	10,455,549
Вновь созданные или приобретенные	(40,390)	-	-	(40,390)	-	-	-	-
Прекращение признания в течение периода/поступления денежных средств	19,383	880,719	-	900,102	(115,073)	(1,268,416)	-	(1,383,489)
Амортизация дисконта	-	-	-	-	49,744	483,810	-	533,554
Прочие изменения	-	-	152,005	152,005	-	-	(152,005)	(152,005)
Перевод из торговой дебиторской задолженности	-	-	-	-	-	112,510	-	112,510
Итого изменения, влияющие на отчисления в оценочный резерв под кредитные убытки за год	(21,007)	880,719	152,005	1,011,717	(65,329)	(672,096)	(152,005)	(889,430)
На 31 декабря 2022 г.	(116,736)	(559,489)	(317,200)	(993,425)	712,490	7,560,135	317,200	9,566,119

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.

30 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 приблизительную 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
31 декабря 2023 года:				
BBB+ (S&P)	-	-	-	-
BBB (стабильный) (S&P)	658,766	-	-	-
BBB- (стабильный) (S&P)	37,946,721	-	-	-
BB+ (стабильный) (S&P)	2,431,637	204	-	-
BB (стабильный) (S&P)	232,704	241,906	1,173	423,073
BB- (стабильный) (S&P)	911,954	-	-	-
B+ (стабильный) (S&P)	-	-	-	-
Отсутствует(S&P)	10,670	307,625	500	12,496
Итого финансовые активы	42,192,452	549,735	1,673	435,569

<i>В тысячах казахстанских тенге</i>	Денежные средства	Денежные средства, ограниченные в использовании	Срочные депозиты	Облигации и займы
31 декабря 2022 года:				
BBB+ (S&P)	-	-	1,000	-
BBB- (стабильный) (S&P)	15,019,756	-	1,106	-
BB+ (стабильный) (S&P)	11,902,680	1,708,866	-	-
BB (стабильный) (S&P)	-	-	-	-
BB- (стабильный) (S&P)	6,250,245	-	-	382,858
B+ (стабильный) (S&P)	1,429,160	-	10,659	-
Отсутствует(S&P)	14,919	246,252	-	383,148
Итого финансовые активы	34,616,760	1,955,118	12,765	766,006

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.

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

<i>В тысячах казахстанских тенге</i>	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.	57,839,396	52,408,365	2,218,016	391,289	273,218	2,548,508
Уровень дефолта		0.13%	1.61%	12.13%	7.05%	79.89%
Ожидаемые кредитные убытки	(2,207,729)	(69,171)	(35,751)	(47,470)	(19,251)	(2,036,086)
Итого	55,631,667	52,339,194	2,182,265	343,819	253,967	512,422

30 Управление финансовыми рисками (продолжение)

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 2022 г.	34,970,175	22,480,639	4,603,014	2,019,820	1,068,442	4,798,260
Уровень дефолта		0.26%	0.67%	5.52%	14.51%	49.64%
Ожидаемые кредитные убытки	(2,736,828)	(57,541)	(31,032)	(111,426)	(155,048)	(2,381,781)
Итого	32,233,347	22,423,098	4,571,982	1,908,394	913,394	2,416,479

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)
Итого	8,331,014	8,127,597	151,967	34,546	8,503	8,401

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 2022 г.	6,999,732	6,611,831	138,358	32,687	12,441	204,415
Уровень дефолта		0.15%	1.94%	7.54%	25.22%	78.98%
Ожидаемые кредитные убытки	(179,652)	(9,918)	(2,684)	(2,465)	(3,138)	(161,447)
Итого	6,820,080	6,601,913	135,674	30,222	9,303	42,968

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.

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 Компании 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.

30 Управление финансовыми рисками (продолжение)

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>	До востребо- вания и в срок менее 1 месяца	От 1 до 3 месяцев	От 3 до 12 месяцев	От 12 месяцев до 5 лет	Свыше 5 лет
На 31 декабря 2023 г.					
Займы	13,641,232	16,895,396	48,237,105	305,024,210	10,714,783
Кредиторская задолженность по основной деятельности и прочая кредиторская задолженность	54,871,955	1,624,109	883,370	816	-
Финансовая аренда	62,785	191,716	763,504	2,482,608	261,606
Итого будущие выплаты, включая будущие выплаты основной суммы и процентов	68,575,972	18,711,221	49,883,979	307,507,634	10,976,389
На 31 декабря 2022 г.					
Займы	11,783,756	13,571,593	139,287,768	121,010,160	134,480,684
Кредиторская задолженность по основной деятельности и прочая кредиторская задолженность	37,383,803	2,071,263	1,542,731	218,799	-
Финансовая аренда	52,156	115,037	502,387	1,946,787	369,725
Итого будущие выплаты, включая будущие выплаты основной суммы и процентов	49,219,715	15,757,893	141,332,886	123,175,746	134,850,409

(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	Прочие	Итого
На 31 декабря 2023 г.				
Активы	-	-	-	-
Обязательства	-	(66,411)	-	(66,411)
Чистая позиция	-	(66,411)	-	(66,411)
На 31 декабря 2022 г.				
Активы	-	911,507	-	911,507
Обязательства	(3,408,077)	(1,409,927)	-	(4,818,004)
Чистая позиция	(3,408,077)	(498,420)	-	(3,906,497)

30 Управление финансовыми рисками (продолжение)

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>	Влияние на прибыль или убыток	
	На 31 декабря 2023 г.	На 31 декабря 2022 г.
Укрепление доллара США на 14% (2022 г.: укрепление на 21%)	-	(572,574)
Ослабление доллара США на 14% (2022 г.: ослабление на 21%)	-	572,574
Укрепление евро на 13% (2022 г.: укрепление на 18%)	(8,600)	(71,722)
Ослабление евро на 13% (2022 г.: ослабление на 18%)	8,600	71,722

В целом Группа не имеет значительных валютных рисков и не подвержена негативным изменениям волатильности курса тенге, так как финансовые обязательства в иностранной валюте составляют около 1% от всех обязательств по состоянию на 31 декабря 2023 года. Валютные риски были минимизированы в предыдущие периоды путем рефинансирования займов в иностранной валюте.

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*, 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 2023 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 154,460 тысяч тенге меньше и на 154,460 тысяч тенге больше в результате более высоких/низких процентных расходов по обязательствам с переменной процентной ставкой (31 декабря 2022 года: на 83,659 тысяч тенге меньше и на 83,659 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.

<i>В тысячах казахстанских тенге</i>	Прим.	31 декабря 2023 г.	31 декабря 2022 г.
Итого займы	16	270,194,079	265,926,978
Минус:			
Денежные средства и их эквиваленты	13	(42,192,452)	(36,616,760)
Чистые заемные средства		228,001,627	229,310,218
Итого собственный капитал		639,974,695	533,113,621
Итого капитал		867,976,322	762,423,839
Соотношение заемного и собственного капитала		26%	30%

31 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 с 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 2023 г.				31 декабря 2022 г.			
	Уровень 1	Уровень 2	Уровень 3	Балансовая стоимость	Уровень 1	Уровень 2	Уровень 3	Балансовая стоимость
Активы								
Денежные средства и их эквиваленты	-	42,192,452	-	42,192,452	-	34,616,760	-	34,616,760
Денежные средства, ограниченные в использовании	-	549,735	-	549,735	-	1,955,118	-	1,955,118
Депозиты с фиксированным сроком	-	1,673	-	1,673	-	12,765	-	12,765
Финансовая дебиторская задолженность	-	63,962,681	-	63,962,681	-	39,053,877	-	39,053,877
Прочая финансовая дебиторская задолженность	-	317,875	-	668,163	-	7,470,101	-	7,470,101
Дивиденды к получению	-	-	481	481	-	-	488	488
Облигации	-	406,418	-	435,569	-	769,766	-	766,006
Итого финансовые активы	-	107,430,834	481	107,810,754	-	83,878,387	488	83,875,115
Обязательства								
Займы	-	246,621,133	-	270,194,079	-	220,483,525	-	265,926,979
Финансовая кредиторская задолженность	-	60,812,672	-	60,812,672	-	43,568,688	-	43,568,688
Обязательства по аренде	-	2,533,117	-	2,533,117	-	2,057,953	-	2,057,953
Долгосрочная кредиторская задолженность	-	-	33,799	33,799	-	-	-	-
Итого финансовые обязательства	-	309,966,922	33,799	333,573,667	-	266,110,166	-	311,553,620

Справедливая стоимость инвестиционной собственности

26 июня 2023 года принято постановление Правительства РК №494 «Об обременении стратегического актива правами третьих лиц», в соответствии с которым Правительство РК дало разрешение на обременение Имущественного комплекса Бухтарминской ГЭС путем передачи в долгосрочную аренду.

На основании планов руководства в отношении имущественного комплекса Бухтарминской ГЭС и текущего размера арендной платы, Группа оценила справедливую стоимость инвестиционного комплекса в размере 76,742,366 тысяч тенге (Уровень 3). Ставка дисконтирования – 15.55%.

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.

32 События после отчетной даты

9 января 2024 года подписан договор корпоративной гарантии Самрук-Қазына на сумму 117,000,000 тысяч тенге по договору займа АО «АлЭС» с Банком Развития Казахстана в целях финансирования проекта по газификации Алматинской ТЭЦ-2.

25 января 2024 года Группа подписала дополнительное соглашение к Договору № С.Э./45-и от 14 января 2011 года с Самрук-Қазына о продлении срока займа до 25 декабря 2026 года, с изменением ставки вознаграждения по займу, равной средневзвешенной инфляции за 10 лет, предшествующих на начало отчетного года.

16 февраля 2024 года Группа выплатила ТОО «Богатырь-Комир» 1,500,000 тысяч тенге в счет частичного погашения основной суммы долга по полученным займам и 323,815 тысяч тенге вознаграждения по займам.

В январе и феврале 2024 года ЭГРЭС-1 получила займы от АО «Народный Банк Казахстана» на сумму 2,705,897 тенге для проекта "Восстановление энергоблока №1" сроком до 30 ноября 2029 года со ставкой 17.75% и на сумму 7,540,000 тысяч тенге для пополнения оборотных средств сроком погашения в течение 12 месяцев и ставкой 17.25%.

В январе и феврале 2024 года, АЛЭС получила займы в рамках действующей кредитной линии с АО «Народный банк Казахстана» на пополнение оборотных средств на сумму 2,373,626 тысяч тенге по ставке 18.25 % годовых и 4,318,841 тысяч тенге по ставке 17.25 % годовых.

23 февраля 2024 года в список очередных санкций против российских компаний, опубликованном Министерством финансов США, внесена компания АО «СУЭК». В группу АО «СУЭК» входит потребитель угля, поставляемого ТОО «Богатырь-Комир», в связи с чем, возникает риск введения «вторичных санкций» в отношении ТОО «Богатырь-Комир». Руководством Группы прорабатывается возможность получения лицензии OFAC (США), которая позволит разрешить возникшую ситуации по способам взаимодействия с подсанкционным потребителем, в том числе с рассмотрением возможности дальнейшего исполнение договора поставки угля. Также, АО «СУЭК» рассматриваются иные альтернативные пути решения возникшей ситуации. Вместе с тем, по оценке Руководства Группы, потеря крупного российского потребителя не окажет существенного влияния на непрерывность деятельности Группы, так как объем угля, реализуемый в пользу АО «СУЭК», может быть реализован иным потребителям на внутреннем рынке Республики Казахстан.

33 Прибыль на акцию и балансовая стоимость одной акции**Прибыль на акцию от продолжающейся деятельности:**

<i>В тысячах казахстанских тенге</i>	2023 г.	2022 г.
Прибыль за год, причитающаяся акционерам Группы (в тысячах казахстанских тенге) от продолжающейся деятельности	43,080,300	30,867,497
Средневзвешенное количество обыкновенных акций в обращении	5,849,013	5,602,741
Прибыль на акцию от продолжающейся деятельности, причитающаяся акционерам Группы (с округлением до тенге)	7,365	5,509

Убыток на акцию от прекращенной деятельности:

<i>В тысячах казахстанских тенге</i>	2023 г.	2022 г.
Убыток за год, причитающийся акционерам Группы (в тысячах казахстанских тенге) от прекращенной деятельности	-	(735,820)
Средневзвешенное количество обыкновенных акций в обращении	-	5,602,741
Убыток на акцию от прекращенной деятельности, причитающаяся акционерам Группы (с округлением до тенге)	-	(131)

33 Прибыль на акцию и балансовая стоимость одной акции (продолжение)**Балансовая стоимость одной акции**

На 31 декабря 2023 года данный показатель, рассчитанный руководством Группы на основании данных консолидированной финансовой отчетности, составил 100,850 тенге (31 декабря 2022 года: 93,987 тенге). Ниже представлена таблица по расчету балансовой стоимости одной акции:

<i>В тысячах казахстанских тенге</i>	2023 г.	2022 г.
Итого активы	1,088,095,831	965,846,026
Минус: нематериальные активы	(3,414,467)	(3,726,203)
Минус: итого обязательства	(448,121,136)	(432,732,405)
Чистые активы для простых акций	636,560,228	529,387,418
Количество простых акций на 31 декабря	6,311,967	5,632,537
Балансовая стоимость одной акции, тенге	100,850	93,987