



Расчетно-финансовый центр
по поддержке возобновляемых
источников энергии

ГОДОВОЙ ОТЧЕТ



ТОО «Расчетно-финансовый центр
по поддержке возобновляемых
источников энергии»
по итогам 2019 года

ГОДОВОЙ ОТЧЕТ

ТОО «Расчетно-финансовый центр
по поддержке возобновляемых
источников энергии»

2019



СОДЕРЖАНИЕ

1	Введение	6
1.1	Приветственное обращение	6
1.2	О Компании	8
2	Функциональные направления деятельности	9
2.1	Сектор ВИЭ	10
2.2	Рынок электрической мощности.....	24
3	Корпоративное управление	29
3.1	Кадровая политика	30
3.1.1	Управление персоналом	30
3.1.2	Обучение и развитие персонала.....	31
3.1.3	Конкурсный отбор	31
3.2	Социальная ответственность.....	32
3.3	Управление рисками.....	32
4	Международное сотрудничество	33
4.1	Сотрудничество и взаимодействие с участниками рынка	34
4.2	Применение программного обеспечения PLEXOS.....	35
5	Финансовая отчетность за 2019 год	41
6	Глоссарий.....	77



Уважаемые коллеги!

Итоги 2019 года показали способность Компании качественно и эффективно оказывать соответствующие услуги на рынке возобновляемой энергетики и рынке электрической мощности. Наблюдательный совет уделяет большое внимание совершенствованию корпоративного управления, бизнес- процессов и управлению рисками.

Одним из главных событий минувшего года является запуск рынка электрической мощности, что стало значимым событием в развитии энергетики в Республике Казахстан.

Запуск рынка электрической мощности осуществлен благодаря совместной работе Министерства Энергетики РК, АО «Казахстанская компания по управлению электрическими сетями «KEGOC» и ТОО «РФЦ по ВИЭ». Достигнутые результаты в 2019 году говорят об успешности деятельности ТОО «РФЦ по ВИЭ» в целом.

ТОО «РФЦ по ВИЭ» постоянно демонстрирует приверженность соблюдению своих основополагающих принципов в работе, а именно обеспечение прозрачности и подотчетности деятельности, а также справедливость и ответственность в работе.

Подводя итоги, хочу пожелать всем успехов и плодотворного долгосрочного сотрудничества.

*С уважением, Председатель
Наблюдательного Совета ТОО «РФЦ по ВИЭ»,
Управляющий директор по финансам
и учету АО «KEGOC»
Айбек Ботабеков*



Уважаемый читатель!

За 6 лет своей деятельности ТОО «РФЦ по ВИЭ», благодаря плодотворной совместной работе со всеми стейкхолдерами показало себя важным, и самое главное, надежным игроком на рынке электроэнергетики Казахстана.

Несмотря на внешние вызовы, работа в секторе возобновляемой энергетики продолжается высокими темпами, вводятся в эксплуатацию новые объекты, растет

производство чистой энергии. Вместе с ростом объемов растут обороты компании, а вместе с оборотами растут и риски. Радует, что субъекты рынка понимают важность механизма поддержки ВИЭ и прикладывают все усилия для исправного выполнения обязательств. При этом механизм поддержки ВИЭ постоянно совершенствуется и Казахстан в результате получает хорошую возможность органично развивать ВИЭ, получая рекордно низкие цены на чистую энергию. Первый проектный аукцион по проекту СЭС 50 МВт в пос. Шаульдер Туркестанской области, успешно проведенный в 2019 году, является ярчайшим тому подтверждением.

Кроме того, в рамках реформы энергетической отрасли, в 2019 в Казахстане запущен рынок электрической мощности. Это знаковое и значимое событие для страны, которое сильно поменяло структуру взаимоотношений между всеми игроками на рынке электроэнергии. ТОО «РФЦ по ВИЭ» было определено единым закупщиком, осуществляющим централизованную покупку услуги по поддержанию готовности электрической мощности и централизованное оказание услуги по обеспечению готовности электрической мощности к несению нагрузки. Расчетно-финансовым центром совместно с Министерством энергетики и Системным оператором была проведена колоссальная подготовительная работа по запуску рынка мощности. Сегодня можно констатировать, что данная работа выполнена на отлично. Надеюсь, механизм рынка мощности, призванный привлечь инвестиции в сектор генерации, уже в ближайшем будущем позволит начать строительство новой, современной и так необходимой для республики генерации, в первую очередь, маневренной.

Сегодня можно констатировать, что Расчетно-финансовый центр является ключевой инфраструктурной организацией на рынке, правильная, слаженная и транспарентная работа которой является обязательным условием стабильности всей отрасли. В этой связи, подготовленный Компанией годовой отчет призван помочь заинтересованным стейкхолдерам лучше ориентироваться в ключевых цифрах отрасли и поможет ответить на имеющиеся вопросы. Я искренне рад, что в РФЦ собрана отличная и профессиональная команда, которой по плечу любые сложные задачи.

Как Системный оператор единой электроэнергетической системы Казахстана, АО «KEGOC» продолжит тесную совместную работу с ТОО «РФЦ по ВИЭ» по успешному функционированию и дальнейшему развитию электроэнергетического рынка.

*С уважением, Управляющий директор
по стратегии и развитию АО «KEGOC»
Жандос Нурмаганбетов*

1.2 О Компании

ТОО «РФЦ по ВИЭ» – компания, созданная при Системном операторе АО «Казахстанская компания по управлению электрическими сетями «KEGOC» в целях реализации механизма государственной поддержки использования возобновляемых источников энергии, основанного на централизованной покупке расчетно-финансовым центром электрической энергии, производимой объектами ВИЭ.

Основными направлениями деятельности Компании являются:

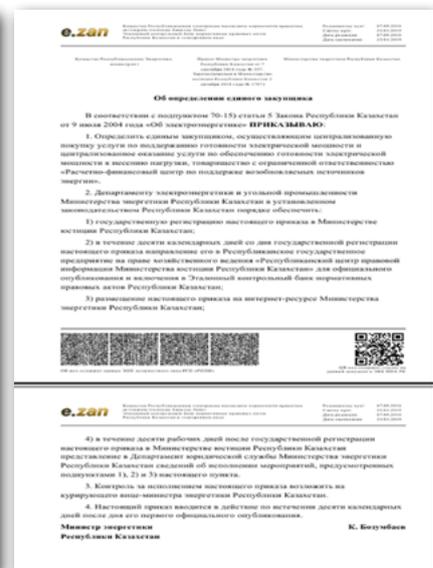
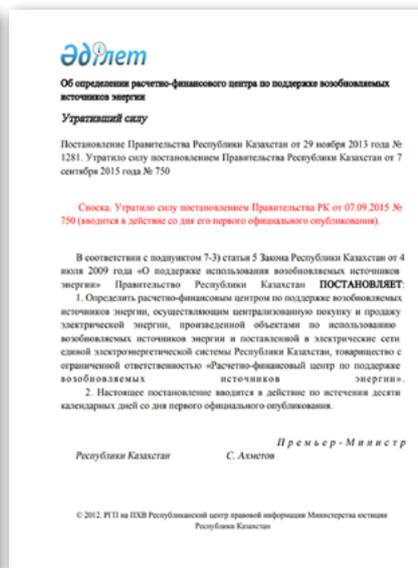
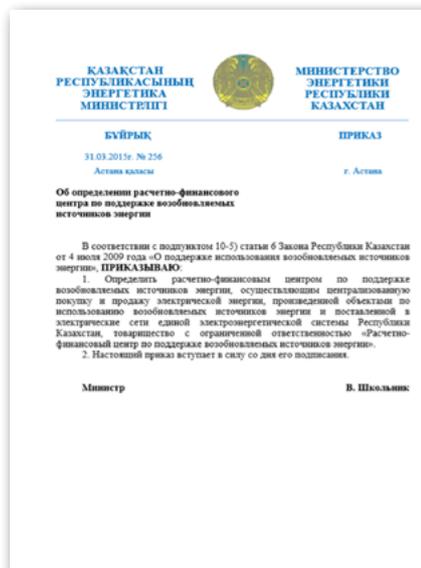
- централизованная покупка и продажа электрической энергии ВИЭ;
- централизованная покупка услуги по поддержанию готовности электрической мощности и централизованное оказание услуги по обеспечению готовности электрической мощности к несению нагрузки.

Отчетным периодом данного отчета является календарный год с 1 января по 31 декабря 2019 года.

Компания не имеет в своем составе зависимых и дочерних организаций, представительств и филиалов.

С подробной информацией о деятельности Компании можно ознакомиться на корпоративном сайте Компании по адресу: www.rfc.kegoc.kz.

По любым вопросам и информации, содержащейся в данном отчете, можно обращаться в офис ТОО «РФЦ по ВИЭ», расположенный по адресу: 010010, Республика Казахстан, г. Нур-Султан, пр. Тәуелсіздік, д. 59, Департамент развития и планирования, контактные телефоны: +7 (7172) 69 38 39, e-mail: rfc@kegoc.kz.



2 ФУНКЦИОНАЛЬНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

-
- Сектор ВИЭ
 - Рынок электрической мощности



2. Функциональные направления деятельности

2.1 Сектор ВИЭ

Электроэнергетика – базовая инфраструктурная отрасль экономики, от которой зависит эффективность функционирования производственного комплекса, сферы услуг, а также качество жизни населения Республики Казахстан.

Казахстан обладает большими запасами энергетических ресурсов (нефть, газ, уголь, уран). Электроэнергия в Казахстане вырабатывается в основном на угле, газе, гидроресурсах и в меньшей степени из возобновляемых источников энергии.

Структура производства электроэнергии в Казахстане



Производство электроэнергии в 2019 году по Казахстану составило 106 029,8 млн. кВтч (снижение -0,7% к 2018 году). Потребление электроэнергии по стране составило 105 193,1 млн. кВтч (рост 1,9% к 2018 году).

Объемы производства и потребления электроэнергии в разрезе типов энергопроизводящих организаций и зон Единой энергосистемы Республики Казахстан за период 2016-2019 годы представлены в таблице.

Таблица 1.

Объемы производства и потребления электроэнергии в Республике Казахстан за период 2016-2019 годы

НАИМЕНОВАНИЕ	Объем, млн. кВтч			
	2016	2017	2018	2019
Производство электроэнергии в целом по Казахстану	94 076,5	102 383,6	106 797,1	106 029,8
тепловыми электростанциями	74 702,8	82 424,8	86 795,1	85 955,0
газотурбинными электростанциями	7 407,6	8 372,6	9 119,3	8 975,6
гидроэлектростанциями	11 605,9	11 157,9	10 343,0	9 984,9
В том числе по зонам:				
- Северная зона	70 968,4	78 714,0	82 671,9	81 235,9
- Южная зона	11 731,4	11 347,2	10 814,3	10 552,4
- Западная зона	11 376,7	12 322,4	13 310,9	13 127,2
Потребление электроэнергии в целом по Казахстану	92 311,6	97 856,6	103 228,3	105 193,1
В том числе по зонам:				
- Северная зона	61 768,3	64 881,3	67 856,3	69 053,6
- Южная зона	19 012,9	20 551,2	21 940,1	22 680,7
- Западная зона	11 530,4	12 424,1	13 431,9	13 458,8

Примечание: данные АО «KEGOC»

Основная потребность в электроэнергии Республики Казахстан в 2019 году покрывалась за счет тепловых электрических станций, на долю которых приходится 81,9% от общей генерации в стране. Гидроэлектростанции страны в 2019 году занимали долю 9,5%, а газотурбинные электростанции обеспечили 8,6% от общей выработки электроэнергии.

Следуя международным тенденциям низкоуглеродного развития, в мае 2013 года Казахстан принял Концепцию по переходу страны к «зеленой экономике» и утвердил масштабную цель: к 2050 году 50% генерации должны включать альтернативные и возобновляемые источники энергии. Так, согласно Концепции перехода к «зеленой экономике» и Стратегическому плану развития

Республики Казахстан до 2025 года, доля ВИЭ в общем объеме производства электроэнергии должна составлять 3% к 2020г., 6% к 2025г., 10% к 2030г. и 50% (альтернативные + ВИЭ) в 2050г.

За последние 5 лет, с момента введения фиксированных тарифов на ВИЭ в 2014 году, произошел значительный рост в развитии проектов по ВИЭ. Так, по итогам 2019 года в Казахстане действовало 90 (19 ВЭС – 283,8 МВт; 31 СЭС – 541,7 МВт; 37 ГЭС – 222,2 МВт; 3 БиоЭС – 2,42 МВт) объектов ВИЭ общей установленной мощностью 1050,1 МВт.

(Рис. 2). К 2025 году ожидается, рост общей установленной мощности объектов ВИЭ до 3000 Мвт.

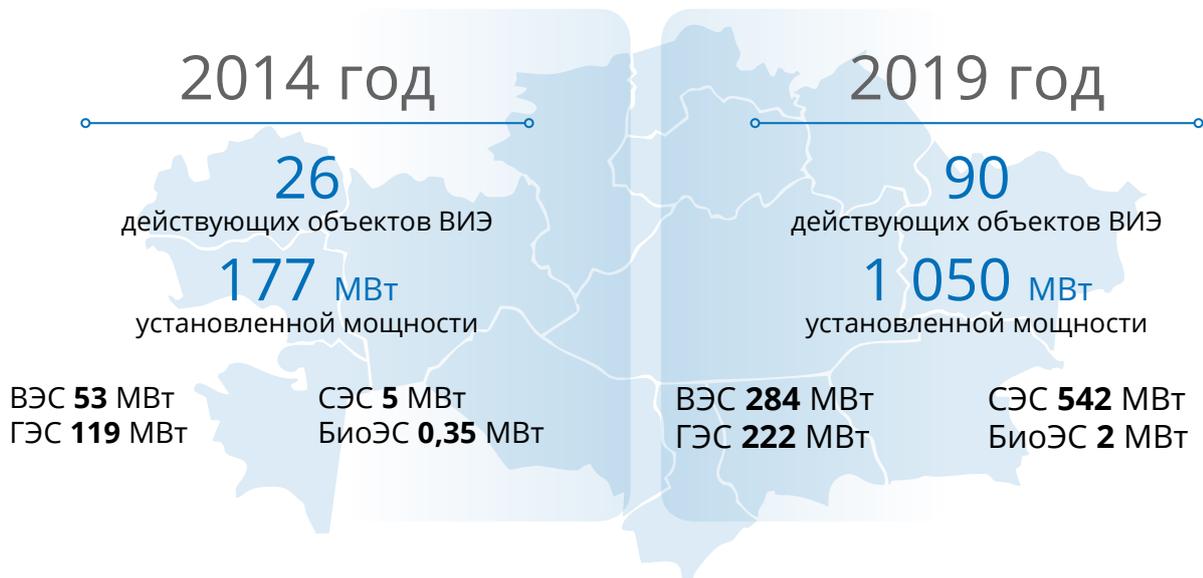
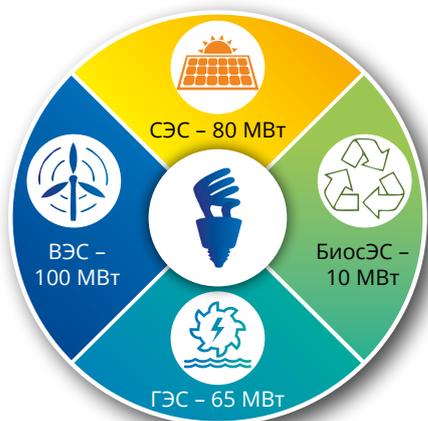


Рисунок 1.

Учитывая основные мировые тенденции, высокую заинтересованность инвесторов, стремительное снижение капитальных затрат на строительство объектов ВИЭ, а также в целях снижения стоимости электрической энергии, произведенной энергопроизводящими организациями, использующими ВИЭ в июле 2017 года в Закон о поддержке ВИЭ были внесены необходимые изменения и дополнения с целью внедрения механизма аукционных торгов по отбору проектов ВИЭ. Данные новшества предоставляли инвесторам, желающим участвовать в аукционных торгах конкурентные уровни предельных величин аукционных цен по технологиям ВИЭ (солнечные, ветровые, гидро и биостанций). Процедура проведения торгов предусматривала прозрачность процесса отбора проектов – победитель аукционов и аукционная цена для каждого проекта определялась в ходе аукционных торгов, проводимых в электронном формате на специальной независимой торговой площадке. Немаловажным фактором стала обязательная ежегодная индексация аукционных цен на изменение курса национальной валюты к доллару США (70%) и на индекс потребительских цен (30%).

Согласно Графику аукционов, утвержденному Министерством энергетики Республики Казахстан, на 2019 год было объявлено о проведении аукционов в общем объеме на 255 МВт установленной мощности, с разбивкой по следующим типам электростанций:



Всего в 2019 году было запланировано и проведено 8 аукционов (4 – по малым, 4 – по крупным проектам ВИЭ), из которых 7 аукционов – без документации и 1 аукцион – с документацией. В соответствии с Правилами определения фиксированных тарифов и предельных аукционных цен, предельные аукционные цены на 2019 год определяются по максимальной цене победителей по итогам аукционных торгов 2018 года. Исходя из этого, предельные стартовые цены для аукционов 2019 года были установлены на следующем уровне (без НДС): ВЭС – 22,66 тг/кВтч; СЭС – 29 тг/кВтч; ГЭС – 15,48 тг/кВтч; БиоЭС – 32,15 тг/кВтч. В целом, на аукционах 2019 г. было отобрано 13 проектов ВИЭ общей установленной мощностью 212,89 МВт, из них ВЭС – 108,99 МВт, СЭС – 86,5 МВт, ГЭС – 7 МВт и БиоЭС – 10,4 МВт. Всего приняло участие 32 компании из 8 стран: Казахстан, Россия, Китай, Германия, Малайзия, Италия, Испания, Нидерланды.

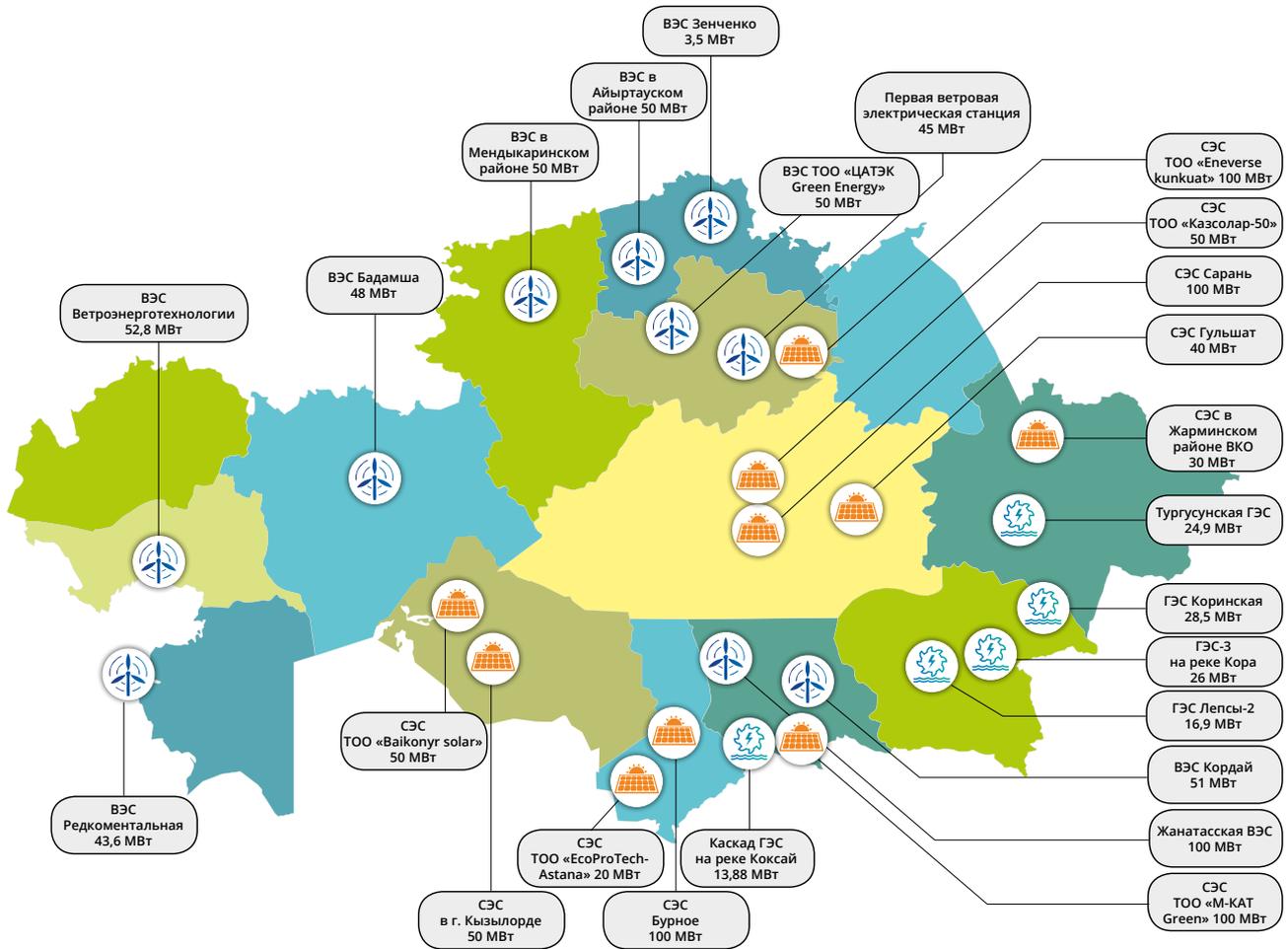
Выработка электрической энергии объектами ВИЭ по итогам 2019 года составила 2,4 млрд. кВтч. Увеличение выработки электрической энергии объектами ВИЭ по сравнению с аналогичным периодом 2018 года составляет – 77%.

По количеству объектов ВИЭ в разрезе технологий преобладают ГЭС и СЭС.

Наибольшее количество станций размещены в Алматинской, Туркестанской и Жамбылской областях. По установленной мощности также преобладает южная зона Казахстана.

При этом, по информации Министерства энергетики Республики Казахстан, 96% всей производимой электроэнергии ВИЭ сосредоточено в четырех областях Казахстана – Алматинская, Жамбылская, Восточно-Казахстанская и Туркестанская.

Крупные объекты ВИЭ



*данные Министерства энергетики Республики Казахстан

Таблица 2.

Информация по производству электрической энергии станциями ВИЭ по РК за 2016-2019 годы

Показатели	Единицы измерения	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год
Установленная мощность	МВт	295,7	342,3	531,0	1050,1
в том числе:					
ветровые электростанции	МВт	98,2	112,4	121,5	283,8
малые ГЭС	МВт	139,9	170,8	200,2	222,2
солнечные электростанции	МВт	57,2	58,8	209	541,7
биоэлектростанции	МВт	0,4	0,3	0,3	2,42
Выработка электроэнергии	млн. кВтч	927,9	1 102,5	1 352,9	2 400,7
в том числе:					
ветровые электростанции	млн.кВтч	262,0	339,0	401,9	717,4
малые ГЭС	млн.кВтч	577,2	649,1	807,4	1105,3
солнечные электростанции	млн.кВтч	86,8	114,3	142,3	563,14
биоэлектростанции	млн.кВтч	1,9	0,06	1,3	14,9

Централизованная покупка и продажа электрической энергии, произведенной объектами по использованию ВИЭ, осуществляется на основе заключенных договоров с энергопроизводящими организациями, использующими ВИЭ и условными потребителями по типовым формам, утвержденным Министерством энергетики Республики Казахстан.

На сегодняшний день ВИЭ является динамично развивающимся сектором в производстве электроэнергии в Казахстане, выработка электроэнергии от объектов ВИЭ с каждым годом увеличивается благодаря комплексу мероприятий по реализации программ развития ВИЭ в Республике Казахстан.

Привлекательность Казахстана, как страны с четкими целями и понятным правовым полем, позволила инвесторам привлечь необходимые капиталы для строительства первых крупнейших солнечных, ветровых и гидроэлектростанций. Наиболее крупными станциями на сегодняшний день являются:

- ▶ СЭС Бурное Солар – 100 МВт, СЭС EneverseKunkuat – 100МВт, СЭС Baikonyrsolar – 50 МВт, СЭС M-KATGreen – 100 МВт, СЭС Сарань – 100 МВт, СЭС Гульшат – 40 МВт;
- ▶ ВЭС Первая ветровая электростанция – 45 МВт, ВЭС ЦАТЭК GreenEnergy – 50 МВт,

ВЭС Ветроэнерготехнологии – 52,8 МВт, ВЭС Редкометальная – 43,6 МВт;

- ▶ ГЭС Коринская – 28,50 МВт, ГЭС Лепсы-2 – 16,99 МВт.

Для достижения установленных показателей развития сектора ВИЭ, в соответствии с формируемым Министерством энергетики РК перечнем ВИЭ, ТОО «РФЦ по ВИЭ» по состоянию на 01.01.2020 года заключено 129 договоров на общую установленную мощность 2 807 МВт (ВЭС – 1 374 МВт; СЭС – 1 135 МВт; ГЭС – 281 МВт; БиоЭС – 17 МВт), в том числе:

- ▶ 88 договоров по фиксированным тарифам, общей установленной мощностью 1850 МВт;
- ▶ 41 договора по аукционным ценам, установленной мощностью 957 МВт.

По итогам 2019 года, количество действующих станций ВИЭ, реализующих электроэнергию через ТОО «РФЦ по ВИЭ» составило 50 единиц общей установленной мощностью 951 МВт (ВЭС – 281 МВт; СЭС – 598 МВт; ГЭС – 71 МВт; БиоЭС – 1 МВт). Выработано и реализовано электроэнергии – 1,35 млрд.кВтч, в том числе: ВЭС – 699 млн. кВтч; СЭС – 409 млн.кВтч; ГЭС – 238 млн.кВтч; БиоЭС – 3 млн.кВтч.

Таблица 3.

Информация об объемах покупки электроэнергии ВИЭ и о затратах на поддержку ВИЭ за период 2014-2019 годы

Тип ВИЭ	Единица измерения	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Объемы электрической энергии ВИЭ							
ВЭС	млн.кВтч	2,3	127,8	271,0	335,4	397,9	699,0
СЭС	млн.кВтч	0,4	44,8	86,1	89,8	137,7	408,7
ГЭС	млн.кВтч	5,9	31,0	80,5	143,8	242,4	237,5
БиоЭС	млн.кВтч					1,3	3,0
Итого	млн.кВтч	8,7	203,6	437,6	569,0	779,3	1 348,2
Затраты на покупку электрической энергии ВИЭ							
ВЭС	млн.тенге	52,4	2 898,6	6 147,1	8 829,8	11 029,2	21 162,4
СЭС	млн.тенге	15,3	1 555,1	2 994,9	3 627,5	5 627,4	15 845,8
ГЭС	млн.тенге	81,8	436,5	1 246,2	2 403,6	4 194,5	4 331,4
БиоЭС	млн.тенге					42,4	95,6
Итого	млн.тенге	149,5	4 890,3	10 388,2	14 861,0	20 893,5	41 435,1
Средний тариф на покупку электрической энергии ВИЭ							
ВЭС	тенге/кВтч	22,68	22,68	22,68	26,33	27,72	30,27
СЭС	тенге/кВтч	34,61	34,75	34,79	40,42	40,86	38,77
ГЭС	тенге/кВтч	13,80	14,08	15,49	16,71	17,31	18,24
БиоЭС	тенге/кВтч					32,23	32,23

За 2019 год объем покупки ТОО «РФЦ по ВИЭ» электроэнергии у станций ВИЭ составил 1 348,2 млн. кВтч, затраты на покупку электроэнергии ВИЭ составил 41 435,1 млн. тенге.

С момента запуска механизма поддержки ВИЭ, основанного на централизованной покупке и продаже электроэнергии ВИЭ, объемы покупки электроэнергии ВИЭ увеличились с 8 млн. кВтч в 2014 году до 1 348,2 млн.кВтч к 2019 году. Количество энергопроизводящих организаций использующих ВИЭ, осуществляющих электроэнергию РФЦ увеличилось с 6 до 50 к 2019 году.

На протяжении нескольких лет ежегодный прирост объемов электроэнергии ВИЭ по сравнению с предыдущим годом составляет более 64%, при этом темп прироста затрат на продажу электрической энергии ВИЭ увеличивается более чем на 74%. Рост данных показателей связан с вводом в эксплуатацию новых объектов ВИЭ, а также ежегодной индексацией фиксированных тарифов на величину инфляции.

Величина тарифа на поддержку ВИЭ в 2019 году составила по зоне потребления электрической энергии 1 – 31,68 тенге/кВтч без НДС, по зоне потребления электрической энергии 2 – 24,10 тенге/кВтч без НДС. Порядок расчета и утверждения тарифа на поддержку регламентируется Правилами определения тарифа на поддержку ВИЭ, утвержденными Приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 20 февраля 2015 года № 118.

Кроме того, в соответствии с положениями Предпринимательского кодекса Республики Казахстан, с 1 января 2017 года централизованная покупка и продажа электрической энергии, произведенной объектами по использованию возобновляемых источников энергии, отнесена к государственному регулированию цен субъектов общественно значимых рынков.

В соответствии с Правилами определения фиксированных тарифов и предельных аукционных цен, утвержденных Постановлением Правительства Республики Казахстан от 27 марта 2014 года № 271, установлен порядок ежегодной индексации

уровней фиксированных тарифов. Величина индекса потребительских цен, примененного для индексации фиксированных тарифов по годам, выглядит следующим образом:

Таблица 4.

Индекс потребительских цен на 2015-2019 годы

Период	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год
Уровень ИПЦ	104,4%	116,6%	107,1%	106,1%	105,3%

Необходимо отметить, что в соответствии с пунктами 11 и 11.1 Правил определения фиксированных тарифов и предельных аукционных цен, применяется индекс потребительских цен, накопленный за двенадцать месяцев, предшествующих 1 октября года проведения индексации, определяемый по данным уполномоченного органа в области государственной статистики.

Резервный фонд

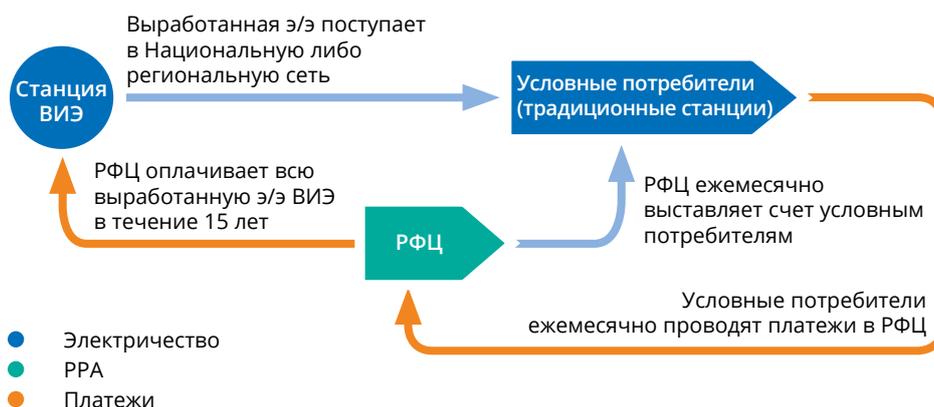
В соответствии с Законом РК «О поддержке использования ВИЭ» с 2017 года при ТОО «РФЦ по ВИЭ» создан резервный фонд на покрытие

кассовых разрывов и задолженности РФЦ перед энергопроизводящими организациями, использующими ВИЭ, возникающих вследствие неоплаты или задержки оплаты со стороны условных потребителей за поставленную им электроэнергию, произведенную объектами по использованию ВИЭ.

В соответствии с Правилами формирования и использования резервного фонда, утвержденными приказом и.о. Министра энергетики РК от 29 июля 2016 года № 361, величина резервного фонда составляет 3% (три) процента от величины годовых затрат расчетно-финансового центра на покупку электрической энергии от объектов по использованию ВИЭ.

Распределение между условными потребителями

В соответствии с законодательством в области поддержки использования ВИЭ, затраты на поддержку распределяются между условными потребителями (традиционные энергопроизводящие организации и импортеры электроэнергии) пропорционально объему отпуска в сеть электрической энергии в соответствии с зоной потребления.



По итогам 2019 года общее количество условных потребителей составило 59, в том числе по зоне 1 – 45, по зоне 2 – 14.

Объем распределения электроэнергии ВИЭ условным потребителям за 2019 год составил 1 348,2 млн. кВтч. В том числе, доли крупных

генерирующих групп компаний следующие: АО «Самрук-Энерго» – 29%, ERG – 17,4%, АО «ЦАЭК» – 6,2%, ТОО «KazakhmysHolding» – 6,8%, ТОО «ККС» – 5,8%, ТОО «KazzincHoldings» – 3,3%, и прочие – 31,6%.

Таблица 5.

Информация о распределении электроэнергии ВИЭ между условными потребителями за 2018-2019 годы по зоне 1

№	Энергопроизводящие организации	2018 год		2019 год	
		Объем покупки электроэнергии ВИЭ, млн.кВтч	Затраты, млн.тенге	Объем покупки электроэнергии ВИЭ, млн.кВтч	Затраты, млн.тенге
1	ТОО "Экибастузская ГРЭС-1 имени Булата Нуржанова"	166,6	4 496,1	238,7	7 562,4
2	АО "Евроазиатская энергетическая корпорация"	129,4	3 492,5	171,2	5 423,5
3	АО "Станция Экибастузская ГРЭС-2"	44,2	1 191,7	59,2	1 874,6
4	АО "Алматинские электрические станции"	43,4	1 172,1	61,0	1 931,4
5	ТОО "Караганда Энергоцентр"	35,6	961,6	51,0	1 615,0
6	АО "Казцинк" (Бухтарминская ГЭК)	31,3	845,3	42,0	1 330,0
7	АО "ПАВЛОДАРЭНЕРГО"	28,9	780,8	39,6	1 253,0
8	АО "СЕВКАЗЭНЕРГО" (ППТЭЦ-2)	24,9	672,1	40,2	1 273,7
9	АО "Астана-Энергия"	23,8	641,8	35,7	1 131,8
10	ТОО "Kazakhmysenergy"	19,7	531,9	31,0	980,9
11	ТОО "AES Усть-Каменогорская ГЭС"	18,0	486,6	24,2	766,6
12	ТОО "AES Шульбинская ГЭС"	18,0	486,0	24,4	772,7
13	АО "АрселорМиттал Темиртау"	17,7	478,5	29,7	939,7
14	АО "Алюминий Казахстана" (ТЭЦ-1)	15,7	423,0	22,5	711,8
15	ТОО "AES Усть-Каменогорская ТЭЦ"	13,2	354,8	24,2	766,2
16	АО "Жамбылская ГРЭС им. Т.И. Батурова"	13,1	354,1	22,3	705,0
17	АО "Мойнакская ГЭС"	10,5	282,9	13,0	412,3
18	ЭС АЗФ ТНК "Казхром"	9,4	254,4	13,7	434,2
19	АО "Актобе ТЭЦ"	6,9	185,8	10,4	329,7
20	ТОО "Кристалл Менеджмент"	6,4	173,5	9,0	285,6
21	ТОО "Степногорская ТЭЦ"	6,1	165,6	9,0	283,9
22	ТОО "Жаназолская ГТЭС" (ЖГТЭС-56)	6,1	164,7	10,6	336,3
23	АО "Соколовско-Сарбайское горно-обогатительное производственное объединение" (Рудненская ТЭЦ)	5,6	151,6	8,9	281,6
24	ТОО "Bassel Group LLS" (Кар.ГРЭС-1)	5,2	140,6	8,0	253,0
25	АО 3- Энергоорталык" (Шымк. ТЭЦ-3)	3,3	89,0	7,5	237,0
26	АО "Шардаринская ГЭС"	3,1	84,4	6,1	192,7
27	АО "ПетроКазахстанКумкольРесорсиз"	2,8	75,2	4,1	128,5
28	ТОО "Актюбинский рельсобалочный завод"	2,6	70,6	3,6	114,2
29	ТОО "УПНК-ПВ"	-	-	0,4	11,2
30	ТОО "АЭС Согринская ТЭЦ"	-	-	4,1	128,2
31	АО "Риддер ТЭЦ"	-	-	1,8	56,4
32	ТОО "ГРЭС Топар"	-	-	56,5	1 789,9
33	ТОО "Шахтинсктеплоэнерго"	-	-	0,1	4,5
34	ГКП "Костанайская ТЭЦ"	-	-	0,2	5,5
35	ГКП "Аркалыкская ТЭЦ"	-	-	0,0	0,4
36	АО СНПС "Актобемунайгаз"	-	-	8,1	256,4

№	Энергопроизводящие организации	2018 год		2019 год	
		Объем покупки электроэнергии ВИЭ, млн.кВтч	Затраты, млн.тенге	Объем покупки электроэнергии ВИЭ, млн.кВтч	Затраты, млн.тенге
37	ТОО "Казтуркмунай" ГПЭС Юж. Каратобе	-	-	0,2	7,3
38	ТОО "АМК-Мунай" ГПЭС Башенколь	-	-	0,2	4,7
39	ТОО "Восход-Oriel" (ГКП "Восход")	-	-	0,2	7,6
40	ТОО "Текелийский энергокомплекс" (ТЭЦ-2)	-	-	2,4	76,4
41	АО "Тараэнергоцентр" (Жам. ТЭЦ-4)	-	-	0,7	21,0
42	ГКП "Кентау сервис" (Кент. ТЭЦ-5)	-	-	0,0	0,9
43	ТОО "СКЗ-У"	-	-	1,5	48,5
44	АО "Кызылордатеплоэлектроцентр"	-	-	3,5	109,3
45	АО "KEGOC"	0,2	2,0	0,8	25,5
46	Прочее	48,0	1 295,8	-	-
	Итого	760,1	20 504,8	1 101,0	34 880,6

Таблица 6.

Информация о распределении электроэнергии ВИЭ между условными потребителями за 2018-2019 годы по зоне 2

№	Энергопроизводящие организации	2018 год		2019 год	
		Объем покупки электроэнергии ВИЭ, млн.кВтч	Затраты, млн.тенге	Объем покупки электроэнергии ВИЭ, млн.кВтч	Затраты, млн.тенге
1	ТОО "МАЭК-Казатомпром"	6,3	171,1	82,0	1 976,6
2	АО "Атырауская теплоэлектростанция"	3,5	94,0	45,2	1 089,6
3	ТОО "ТенгизШевройл" (ТГТЭС-1,2,3)	2,8	74,8	38,8	934,0
4	ЭС "Кашаган" NCOC N.V.	1,8	47,7	21,6	520,0
5	АОЗТ "КарачаганакПетролиумОперейтинг Б.В. Казахстанский филиал"	1,4	37,2	18,8	453,4
6	ТОО "БатысПауэр" (ГТЭС-200)	1,1	29,7	9,5	228,9
7	АО "Мангистаумунайгаз"	0,5	13,8	6,9	167,3
8	ГПЭС АО "КазАзот"	0,4	11,8	5,5	133,0
9	АО "Жайыктеплоэнерго"	0,4	10,2	4,5	109,2
10	ТОО "Уральская газотурбинная электростанция"	0,4	9,7	6,8	164,5
11	ТОО "Атырауский нефтеперерабатывающий завод" (ТЭЦ)	0,3	8,2	3,7	89,3
12	ТОО "Жаикмунай"	0,2	6,5	2,1	51,1
13	ГПЭС ТОО "SagatEnergy"	0,1	2,3	1,0	24,6
14	ТОО "АтырауЭнергоСату"	0,0	0,1	-	-
15	ТОО "Karabatanutilitiesolutions"	-	-	0,3	8,1
16	АО "KEGOC" (потери)	0,0	0,8	0,3	7,3
	Всего	19,2	517,8	247,2	5 956,9

Применение механизма квалифицированных условных потребителей

В 2017 году были приняты поправки в Закон РК «О поддержке использования возобновляемых источников энергии» по применению механизма квалифицированных условных потребителей (КУП).

Данные нормы и положения законодательства в области ВИЭ освобождают условных потребителей, входящих в КУП, от оплаты растущих расходов на поддержку развития ВИЭ, формирующихся в рамках обязательств по заключенным с инвесторами договорам о гарантированной покупке электрической энергии в течение 15 лет.

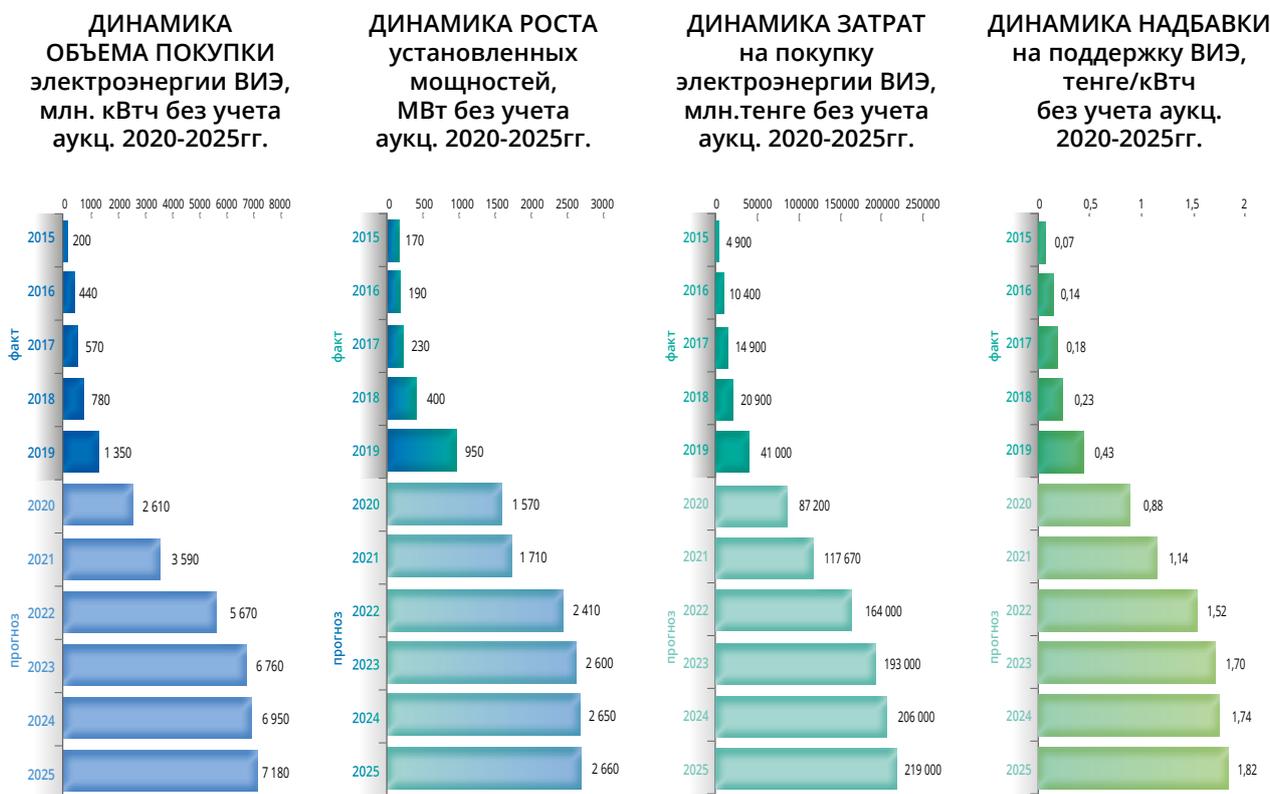
Согласно положениям законодательства в области ВИЭ, на энергопроизводящие организации, использующие ВИЭ, входящие в состав КУП, распространяются все меры

государственной поддержки, оказываемые энергопроизводящим организациям, использующим ВИЭ, а именно освобождение от оплаты услуг энергопередающих организаций на передачу электрической энергии, инвестиционные, налоговые и таможенные преференции.

В 2019 году Министерством энергетики РК впервые одобрена заявка на строительство электростанции КУП. Данная заявка подана от ТОО «Kazakhstanmys Holding» с тремя проектами общей установленной мощностью 170 МВт, из них две солнечные станции установленной мощностью 110 МВт и одна ветровая станция мощностью 60 МВт. В 2020 году планируется запуск солнечной станции мощностью 10 МВт в Жезказганском сельском округе г. Жезказган Карагандинской области.

Прогнозные показатели на 2020-2025 годы

Прогнозная информация о ключевых показателях развития сектора ВИЭ до 2025 года



Указанные прогнозные данные являются оценочными и зависят от количества и типов вводимых в эксплуатацию объектов по использованию ВИЭ, а также от объемов производства электроэнергии традиционных электростанций.

При расчете учитывались действующие энергопроизводящие организации, использующие ВИЭ, реализующие электроэнергию по фиксированным тарифам и по двусторонним договорам, а также победители аукционных торгов 2018-

2019 годов. Показатель ИПЦ для ежегодной индексации фиксированных тарифов и аукционных цен применялся на уровне 3,5%.

Согласно расчетам, средний ежегодный прирост объема выработки электроэнергии ВИЭ и затрат на покупку электроэнергии ВИЭ составляет около 74%, при этом вводы новых объектов ВИЭ преимущественно намечены на 2020-2022 годы, что объясняется окончанием сроков ввода в эксплуатацию объектов по использованию ВИЭ, реализуемых по механизму фиксированных тарифов.

Таблица 7.

Тарифы, объемы и затраты на покупку электроэнергии ВИЭ за 2019 год

№	Наименование	Объем покупки э/э ВИЭ, млн. кВтч	Цена за 1 кВт/ч	Стоимость, млн.тенге
ГЭС				
1	ТОО "Фирма Тамерлан"	5,72	13,80	79
2	ТОО "Кайнар-АКБ"	8,27	15,05	124
3	ТОО "Кайнар-АКБ"	8,36	15,11	126
4	ТОО "Жамбылские ГЭС"	8,18	16,38	134
5	ТОО "Энергия Әлемі"	4,43	22,13	98
6	Карагандинский филиал РГП ПХВ "Казводхоз"	3,81	22,13	84
7	ТОО "BaskanPower"	17,13	22,13	379
8	ТОО "ГЭС Лепсы-2"	63,16	18,98	1 199
9	ТОО "Аксу-Энерго" ГЭС "Манкент"	11,88	Применение индексации тарифа: до 1 июля -17,89, после -18,98	219
10	ТОО "Завод "Электрокабель"	8,00	Применение индексации тарифа: до 1 июля -17,89, после -18,98	148
11	ТОО "Коринская ГЭС"	87,58	17,72	1 552
12	ТОО "ГЭС - Энерго Алматы"	0,10	17,72	2
13	ТОО "Salem Consulting"	5,11	17,72	91
14	ТОО "ГидроПауэр"	2,16	16,71	36
15	ТОО "Аксу-Куат"	3,64	16,71	61
Итого		237,51		4 331
ВЭС				
16	ТОО "VistaInternational"	72,85	30,03	2 188
17	ТОО "Ветро Инвест"	114,57	30,03	3 440
18	ТОО "Первая ветровая электрическая станция"	152,92	30,03	4 592
19	КТ "Зенченко и Компания"	1,99	30,03	60
20	КТ "Зенченко и Компания"	1,86	30,03	56
21	ТОО "Аннар"	4,43	25,77	114
22	ТОО "ВЭС Нурлы"	7,72	Применение индексации тарифа: до 1 июля - 24,29, после - 25,77	193

№	Наименование	Объем покупки э/э ВИЭ, млн. кВтч	Цена за 1 кВт/ч	Стоимость, млн.тенге
23	ТОО "ВЭС Сарыбулак"	9,03	Применение индексации тарифа: до 1 июля – 22,68, после -24,06	211
24	ТОО "ВЭС Сарыбулак 2"	7,12	Применение индексации тарифа: до 1 июля – 22,68, после -24,06	167
25	ТОО "ЦАТЭК Green Energy"	73,89	59,70	4 411
26	ТОО "Иван Зенченко"	0,87	22,53	20
27	ТОО "ВЭС Кербулак"	6,52	22,68	148
28	ТОО "ВЭС Кербулак-2"	1,15	22,68	26
Итого		454,91		15 625
СЭС				
29	ТОО "Samruk-GreenEnergy"	3,15	47,86	151
30	ТОО "КазЭкоВатт"	0,70	20,89	15
31	ТОО "Burnoye Solar-1"	80,37	45,84	3 684
32	ТОО "Burnoye Solar – 2"	78,67	Применение индексации тарифа: до 1 июля -34,61, после – 36,72	2 806
33	ТОО "Аксу-Энерго" СЭС "Акбай"	1,57	45,84	72
34	ТОО "Аксу-Энерго" СЭС "Очистой"	1,64	45,84	75
35	ТОО "СКЗ-У"	0,53	72,31	39
36	ТОО "SES Saran" (СЭС Сарань)	102,18	34,61	3 537
37	ТОО "Эко Про Тех-Астана"	14,22	70,00	996
38	ТОО "КПМ-Дельта"	51,11	34,61	1 769
39	ТОО "ЖАНГИЗ СОЛАР"	11,75	34,61	406
40	ТОО "BaikonyrSolar"	1,57	34,61	54
41	ТОО "ENEVERSE KUNKUAT"	40,67	34,61	1 407
42	ТОО "M-KAT Green"	0,02	34,61	1
43	ТОО "Samruk-green Energy"	0,10	70,00	7
44	ТОО "Казсолар-50"	17,03	34,61	589
45	ТОО "Байкен-У"	0,36	70,00	25
Итого		405,65		15 633
БиоЭС				
46	ТОО "Агрофирма Курма"	2,96	32,23	96
ИТОГО Зона 1		1101,03		35 686

Таблица 8.

Перспективные направления деятельности

№	Наименование	Объем покупки э/э ВИЭ, млн.кВтч	Цена за 1 кВт/ч	Стоимость, млн.тенге
1	ТОО "Group Independent"	3,03	70,00	212
2	ТОО "ВетроЭнергоТехнологии"	207,46	22,68	4 705
3	ТОО "Совместное предприятие "КТ Редкометальная компания"	32,80	22,68	744
4	ТОО "БЕСТ-Групп НС"	3,88	22,68	88
ИТОГО Зона 2		247,17		5 749

Перспективные направления деятельности

В соответствии с функциями, возложенными на ТОО «РФЦ по ВИЭ» в области поддержки использования ВИЭ, а также обеспечения дальнейшего становления рынка электрической мощности, Компания планирует развитие своей деятельности по следующим ключевым направлениям:



повышение финансовой устойчивости механизмов поддержки использования ВИЭ и рынка электрической мощности



совершенствование законодательства в области поддержки использования ВИЭ и рынка электрической энергии и мощности



развитие механизмов, обеспечивающих интеграцию объектов по использованию ВИЭ в ЕЭС РК, в том числе путем внедрения передовых механизмов прогнозирования выработки ВИЭ, использование передовых программных комплексов для планирования широкомасштабного развертывания возобновляемой энергетики, наращивание потенциала маневренной генерации ЕЭС РК

Сектор ВИЭ – это часть энергорынка, определенный его сегмент, и все решения по дальнейшему объему отбора ВИЭ, их структуре и размещению должны определяться в увязке с развитием традиционной энергетики, текущими возможностями по балансированию и сохранением надежного электроснабжения потребителей.

- ▶ совершенствование механизма аукционных торгов, в том числе посредством подготовки проектной документации для выбранных площадок.

Законодательство в области ВИЭ также включает иную дополнительную поддержку проектов в сфере ВИЭ в Казахстане. Правительство продолжает работу над совершенствованием условий для развития ВИЭ в Казахстане. В частности, в 2019 году были внесены изменения в законодательство о ВИЭ, касательно следующих улучшений:

- ▶ возможность разрешения споров в международном арбитраже (при центре МФЦА);
- ▶ право передачи прав на прямое управление проектом «Step-inrights»;
- ▶ возможность продления срока строительства объекта ВИЭ на 1 год для проектов готовностью не менее 70% от общего объема работ (данное право предоставлено для субъектов генерации

ВИЭ, работающих как по аукционным ценам, так и по фиксированным тарифам);

- ▶ введен новый тип аукционов – с документацией (проектные аукционы);
- ▶ улучшение процедуры аукционов (сокращение времени проведения торговой сессии);
- ▶ смягчение требований к аукционам по отбору проектов БиоЭС.

Одновременно с этим, планируется дополнительное изменение законодательства с целью дальнейшего улучшения условий для инвестиций в ВИЭ. Так, в 2020 году планируется рассмотреть следующие вопросы:

- ▶ обеспечение гарантий финансовой устойчивости РФЦ;
- ▶ вопросы интеграции ВИЭ в электрические сети;
- ▶ стимулирование строительства маневренных мощностей (крупные ГЭС и газовые);
- ▶ долгосрочное планирование и совершенствование процесса аукционов ВИЭ;
- ▶ поддержка казахстанского производителя оборудования ВИЭ;
- ▶ предоставление стимулирующих механизмов и финансовых инструментов для населения и МСБ (лизинг, субсидирование %-ных ставок и т.д.).

Аукционный механизм, по своей сути, это набор настроек и опций, которые не являются статичными, они эволюционируют с учетом специфики задач каждой страны. Как показывает мировая практика, в странах, в которых аукционы дали максимальные результаты по снижению цены, аукционы проводились по так называемому механизму проектных аукционов. Данный механизм основывается на том, что государство заранее определяет земельный участок, пригодный для строительства, путем проведения измерений определяет его ресурсный потенциал и готовит точку подключения. В некоторых вариантах также разрабатывается предварительное ТЭО и проводится экологическая оценка (применительно в основном для ВЭС).

Вышеуказанный метод на данный момент находится на стадии проработки, такой метод позволяет решить сразу множество проблем, которые интересуют инвестора и государство. Целями данного метода является максимальное снижение цен покупаемой электрической энергии ВИЭ, облегчение выбора точки локации для подключения электростанции, с помощью квалификационных требований привлечь наиболее финансово и технически обеспеченные компании, а также снижение рисков инвесторов по достаточности первичного энергопотенциала.

По нашему мнению, тот опыт и задел, который был накоплен за 5 лет становления сектора в нашей стране позволяет сейчас сделать следующий шаг в вопросе организации аукционного отбора, обеспечить внедрение проектного отбора. Именно здесь мы видим тот потенциал реальной конкуренции, который в будущем позволит ВИЭ на равных конкурировать с традиционными станциями и занять свою достойную нишу в энергодбалансе.

В дальнейшем, на горизонте возникновения дефицита по мощности или электроэнергии данный опыт можно будет распространить и на всю отрасль, так как элементы тендерного отбора предусмотрены и в Законе «Об электроэнергетике» в части внедрения новой генерации на рынке электрической мощности где базовые принципы отбора схожи.



сотрудничество с ключевыми международными и казахстанскими организациями в области возобновляемой энергетики



развитие механизма нетто-потребления в Казахстане

Другим важным аспектом по дальнейшему развитию ВИЭ является проблема неразвитости механизма нетто-потребления. Этот перспективный механизм широко применяется во многих странах мира, в том числе в качестве инструмента развития сектора МСБ. В этом сегменте возобновляемой энергетики можно покрыть вопросы энергоснабжения удаленных поселков, развитие сектора сервисных компаний и увеличить долю казахстанского содержания.

На сегодняшний день необходимо провести технико-экономическое исследование по определению оптимального сценария развертывания нетто-потребления, определить экономику проектов, разработать технические требования к подключению, решить вопросы учета электроэнергии (сальдированные или раздельное) и разработать схему ее работы в целом.

Сейчас пилотные проекты имеются в Нур-Султане и в других регионах, но это скорее исключение, чем правило и требуется более фундаментальный подход с формированием базовых основ его поддержки.



2.2 Рынок электрической мощности

С целью активизации процессов обновления, модернизации и расширения технического фонда энергетических объектов страны и поддержания необходимого уровня надёжности энергоснабжения, в рамках реализации 50 и 52 шага Программы Президента Республики Казахстан «План нации – 100 конкретных шагов» с 1 января 2019 года запущен рынок электрической мощности, с формированием которого единый рынок электроэнергии разделился на два отдельных сегмента – электрической энергии и электрической мощности. Еще в июне 2014 года, в рамках утвержденной Концепции развития топливно-энергетического комплекса до 2030 года, были определены базовые задачи, направленные на дальнейшее совершенствование конкуренции и рыночных отношений в электроэнергетике для привлечения ведущих мировых энергетических компаний и финансовых институтов в роли инвесторов.

Общая информация по ЕЭС Казахстана

По результатам 2019 года, генерация электрической энергии достигла 106 млрд. кВтч. Снижение от показателя исторического максимума прошедшего года составило 0,77 млрд. кВтч. При этом, рост потребления зафиксирован на уровне 2 млрд. кВтч и составил 105 млрд.тг. Согласно прогнозному балансу электроэнергии и мощности ЕЭС

Казахстана от 15.01.2020 года, к концу 2026 года выработка электрической энергии достигнет 128,5 млрд. кВтч при потреблении в 124,1 млрд. кВтч.

Ниже представлена динамика производства/потребления электрической энергии с 1990 по 2026 год (факт/прогноз), а также основные производственные показатели за 2019 год.

Динамика производства/потребления электрической энергии с 1990 по 2025 год (факт/прогноз)



Установленная мощность	в.т.ч. ТЭС	ГЭС	ГТЭС	СЭС, ВЭС, БГУ
22,9 ГВт	17,3 ГВт	2,5 ГВт	1,9 ГВт	0,8 ГВт
Производство	в.т.ч. ТЭС	ГЭС	ГТЭС	СЭС, ВЭС, БГУ
106 млрд. кВтч	85,9 млрд. кВтч	9,9 млрд. кВтч	8,9 млрд. кВтч	1,1 млрд. кВтч
Потребление 105,2 млрд. кВтч Годовой максимум нагрузки 15,2 ГВт (26.11.2019 в 19:00) Располагаемая мощность..... 19,3 ГВт				



Рынок электрической мощности направлен на:

- стимулирование притока инвестиций для строительства новых и модернизации действующих генерирующих мощностей, через обеспечение долгосрочных гарантий для инвесторов;
- недопущение дефицита генерирующих мощностей в ЕЭС РК;
- обеспечение долгосрочной балансовой надежности ЕЭС РК посредством опережающего развития генерирующих мощностей.

Механизм рынка мощности, основанный на модели «Единого закупщика», внедрен в практику с целью стимулирования притока инвестиций на строительство новых и модернизацию действующих генерирующих мощностей в достаточном объеме для удовлетворения спроса на электроэнергию в Единой электроэнергетической системе страны (ЕЭС).

Результаты деятельности ТОО «РФЦ по ВИЭ» на рынке электрической мощности

По итогам функционирования рынка мощности в 2019 году ТОО «РФЦ по ВИЭ» проведена следующая работа:

По договорной компании с потребителями рынка мощности ТОО «РФЦ по ВИЭ» по состоянию на конец 2019 года заключено 236 договоров с потребителями на оказание услуги по обеспечению готовности электрической мощности к несению нагрузки на суммарную

мощность 9588 МВт*мес. Потребителями рынка мощности в обязательном порядке выступают энергоснабжающие и энергопередающие компании, а также потребители, в том числе промышленные комплексы, являющиеся субъектами оптового рынка электрической энергии.

Оплата услуги по обеспечению готовности электрической мощности Единому закупщику производится потребителями по единой, средневзвешенной цене. На 2019 год расчетная цена составила 613 413 тг./МВт*мес.

ТОО «РФЦ по ВИЭ» в 2019 году осуществил централизованную покупку мощности у 34 энергопроизводящих организаций:

- ▶ от действующих энергопроизводящих организаций, заключивших инвестиционные соглашения с Министерством энергетики. Министерством энергетики, на 2019 год заключены 2 инвестиционных соглашения, с ТОО «Караганда Энергоцентр» и АО «Севказэнерго» на суммарную мощность 311 МВт*мес;

- ▶ от действующих энергопроизводящих организаций, в состав которых входят теплоэлектростанции (ТЭС), в объеме технологического минимума генерирующей мощности. Так, ТОО «РФЦ по ВИЭ» заключено 19 договоров на суммарную мощность 2 489 МВт*мес;

- ▶ от действующих энергопроизводящих организаций по итогам централизованных торгов. Так, ТОО «РФЦ по ВИЭ» заключено 30 договоров на суммарную мощность 5 369 МВт*мес.

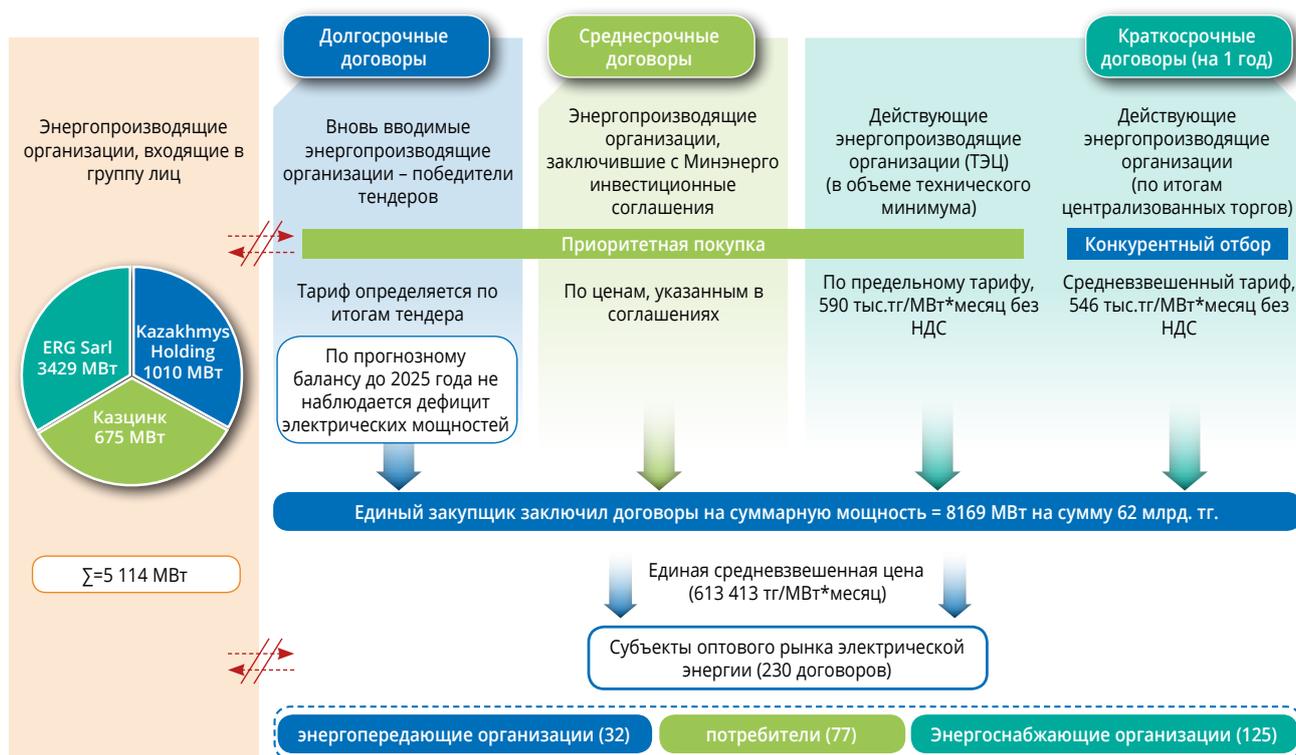
Согласно утвержденному прогнозируемому балансу электрической энергии и мощности на 2020-2026 годы в этом временном периоде в ЕЭС Республики Казахстан не наблюдается дефицит электрических мощностей, в связи с чем, объявление уполномоченным органом тендера на строительство новых генерирующих установок в 2019 году не проводилось.

Стоит отметить о необходимости прохождения ежегодной аттестации генерирующих установок энергопроизводящих

организаций на предмет подтверждения заявленных параметров аттестованной электрической мощности и аттестованных скоростей увеличения и уменьшения электрической мощности. По результатам мероприятий по аттестации электрической мощности генерирующих установок, проведенных Системным оператором в прошедшем году, к участию на рынке электрической мощности в 2020 году были допущены 37 станций.

Модель рынка электрической мощности с основными показателями 2019 года представлена в виде инфографики.

Модель рынка электрической мощности



По итогам функционирования рынка электрической мощности энергопроизводящими организациями суммарно получен доход в размере более 58 млрд.тг.

Таблица 9.

Список энергопроизводящих организаций, участвующих на рынке электрической мощности в 2019 год

№	Наименование энергопроизводящей организации	Фактическая сумма инвестиций за 2019 год, млн. тенге
1	АО "Севказэнерго"	5 240
2	ТОО "Караганда Энергоцентр"	8 509
3	АО "ПАВЛОДАРЭНЕРГО"	2 740
4	ТОО "Усть-Каменогорская ТЭЦ"	1 913
5	АО "Риддер ТЭЦ"	175
6	ТОО "Согринская ТЭЦ"	187
7	АО "Кристалл Менеджмент"	470
8	ТОО "Шахтинсктеплоэнерго"	46
9	ТОО "Bassel Group LLS"	483
10	АО "Жамбылская ГРЭС им.Т.И.Батурова"	2 108
11	АО "Астана-Энергия"	2 358
12	ТОО "Степногорская ТЭЦ"	651
13	ТОО "Актобе ТЭЦ"	668
14	ТОО "Уральская газотурбинная электростанция"	198
15	АО "Жайыктеплоэнерго"	137
16	ТОО "МАЭК-Казатомпром"	5 181
17	АО "Атырауская ТЭЦ"	1 549
18	АО "3-Энергоорталык"	98
19	АО "Алматинские электрические станции"	5 389
20	АО "Тараэнергоцентр"	175
21	ГКП "Кызылордатеплоэлектроцентр"	147
22	ТОО "АЭС Усть-Каменогорская ГЭС"	1 324
23	ТОО "АЭС Шульбинская ГЭС"	1 180
24	ТОО "Казцинк"	1 452
25	ТОО "Жанажолская ГТЭС"	759
26	ТОО "Kazakhstan Energy" (Казахмыс Энерджи)	297
27	ТОО "Главная распорядительная энергостанция Топар"	1 611
28	АО "Алюминий Казахстана"	79
29	АО "Евроазиатская энергетическая корпорация"	1 521
30	АО "Шардаринская ГЭС"	295
31	АО "Мойнакская ГЭС им. У.Д. Кантаева"	1 985
32	АО "Станция Экибастузская ГРЭС-2"	5 759
33	ТОО "Экибастузская ГРЭС-1 имени Булата Нуржанова"	3 334
34	ТОО "Текелийский энергокомплекс"	118
Итого		58 137

Законотворческая деятельность

В целях совершенствования законодательства Республики Казахстан в сфере электроэнергетики, ТОО «РФЦ по ВИЭ» совместно с участниками рынка инициировалось внесение изменений и дополнений в Правила организации и функционирования рынка электрической мощности, утвержденные приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 27 февраля 2015 года № 152 в редакции от 17.06.2019 года и 08.11.2019 года.

Внесение изменений и дополнений в Правила организации и функционирования рынка электрической мощности в редакции от 17.06.2019 года по следующим направлениям:

- ▶ участие потребителей и энергопроизводящих организаций Группы лиц на рынке электрической мощности;
- ▶ по вопросам подачи тестовых команд Системным оператором;
- ▶ по вопросам формирования и актуализации перечня потребителей рынка мощности;
- ▶ по вопросам условий расторжения договора с Единым закупщиком;
- ▶ изменены сроки подачи потребителями заявок на корректировку договорного объема;
- ▶ изменен порядок расчета объема услуг энергопроизводящих организаций;

Во 2-3 кварталах была продолжена работа по актуализации законодательства. Результатом данной работы было внесение изменений в Правила организации и функционирования рынка электрической мощности в редакции от 08.11.2019 года по следующим положениям:

- ▶ порядок формирования прогнозного спроса с разделением по зонам ЕЭС и областям с учетом пропускной способности линий;
- ▶ порядок проведения централизованных торгов электрической мощностью с разделением по зонам ЕЭС и учетом пропускной способности линий;
- ▶ учтена особенность работы теплоэлектроцентралей в летний период, вызванный сезонным снижением выдачи тепловой мощности;
- ▶ порядок подачи тестовых команд Системным операторам во время перегруза сечения линий и в период природоохранных пусков воды на ГЭС.



3 КОРПОРАТИВНОЕ УПРАВЛЕНИЕ



-
- Кадровая политика
 - Социальная ответственность
 - Управление рисками

3 Корпоративное управление

3.1 Кадровая политика

3.1.1 Управление персоналом

Кадровый потенциал ТОО «РФЦ по ВИЭ» является одним из важнейших факторов, определяющих успех и развитие организации. Менеджмент человеческих ресурсов ТОО «РФЦ по ВИЭ» осуществляется в соответствии с принципами Корпоративного стандарта по управлению человеческими ресурсами группы АО «Самрук-Қазына».

Кадровая политика направлена на формирование кадрового потенциала как важнейшего интеллектуального и профессионального ресурса, обеспечивающего реализацию Стратегии развития ТОО «РФЦ по ВИЭ» через эффективную корпоративную культуру, ориентированную на достижение высоких результатов и меритократию.

Для реализации цели ТОО «РФЦ по ВИЭ» в развитии Кадровой политики, стоят следующие направления:



привлечение, развитие и удержание высокопрофессиональных работников



внедрение передовых методов управления персоналом (совершенствование организационной структуры, планирование, подбор и расстановка кадров



создание в ТОО «РФЦ по ВИЭ» эффективного подразделения по работе с персоналом



управление кадровым резервом посредством разумного сочетания внутреннего кадрового резерва и внешних ресурсов



создание и выработка совместных ценностей, социальных норм и норм, регламентирующих поведение работника

Все элементы кадровой политики выстроены таким образом, чтобы быстро и эффективно адаптироваться к новым работникам, ускорить их скорое назначение в должность. Вместе с тем, на регулярной

основе проводятся ознакомительные мероприятия с нововведёнными работниками в целях изучения Правил и функции ТОО «РФЦ по ВИЭ» для дальнейшей совместной работы.

3.1.2 Обучение и развитие персонала

ТОО «РФЦ по ВИЭ» придает высокое значение процессу обучения и развития персонала и руководствуется следующими принципами:

1 Эффективность обучения и ориентированность на результативность – обучение должно быть направлено на решение конкретных задач, обеспечивающих повышение эффективности деятельности ТОО «РФЦ по ВИЭ»;

2 Целесообразность – выбор обучающих мероприятий должен отвечать потребностям в обучении, определенным в ИПР (индивидуальный план работы) Работника в соответствии с должностными обязанностями работника, результатами оценки его деятельности, а также поставленными перед работником целями и задачами;

3 Целостность системы развития, непрерывность и систематичность обучения;

4 Трансфер знаний и компетенций;

5 Использование передовых цифровых технологий в обучении, развитие дистанционного/модульного обучения.

Обучение персонала проведено с использованием всего спектра современных методов обучения – бизнес-практикумы, семинары, тренинги, повышение квалификации, программы профессиональной подготовки, форумы, конференции. В отчетном году прошли обучение 17 работников, что составляет 45,94% от списочной численности работников. Фактические затраты ТОО «РФЦ по ВИЭ» на обучение за 2019 год составили 1 834,9 тыс.тенге.

3.1.3 Конкурсный отбор

Процедура найма нововведённых сотрудников ТОО «РФЦ по ВИЭ» осуществляется в соответствии с установленными Правилами конкурсного отбора. Настоящие Правила определяют процедуру обеспечения потребности в квалифицированных специалистах и проведения конкурсного отбора на занятие вакантных должностей ТОО «РФЦ по ВИЭ». Для обеспечения прозрачности процедур, осуществляется поиск и отбор высококвалифицированных специалистов, а также ведение базы данных по кандидатам, внедрение прозрачных конкурсных процедур, при подборе персонала на вакантные должности с применением элементов тестирования для проверки уровня знания кандидатов.

В соответствии с Правилами конкурсного отбора, на вакантные должности в структурные подразделения ТОО «РФЦ по ВИЭ», в 2019 году проведено 8 конкурсов на занятие вакантных должностей, по итогам которого принято на работу 8 работников.

3.2 Социальная ответственность

Работники ТОО «РФЦ по ВИЭ» присоединяются к городскому донорскому движению и принимают активное участие в «Дне донора» организуемом среди работников структурных подразделений АО «KEGOC».

Команда ТОО «РФЦ по ВИЭ» постоянная участница спортивных мероприятий, так

в мае 2019 года работники ТОО «РФЦ по ВИЭ» пробежали разные дистанции в IV VI Marathon в городе Нур-Султан, а уже в апреле 2019 года в Алматинском марафоне. Также в декабре 2019 года команда ТОО «РФЦ по ВИЭ» приняла участие в турнире по волейболу посвященному Дню энергетика.

3.3 Управление рисками

Управление рисками и контроль в ТОО «РФЦ по ВИЭ» осуществляется в рамках системы управления рисками, которая сформирована в АО «KEGOC» на основе общепринятых концептуальных моделей управления рисками и требований АО «Самрук-Қазына».

Управление рисками является ключевым компонентом системы корпоративного управления, направленным на своевременную идентификацию рисков, их оценку и выработку мер по управлению рисками, которые могут негативно повлиять на достижение целей ТОО «РФЦ по ВИЭ».

Целью управления рисками является обеспечение непрерывности и стабильности деятельности путем ограничения степени воздействия внутренних и внешних негативных факторов на деятельность ТОО «РФЦ по ВИЭ».

Основными принципами управления рисками являются:

- ▶ вовлеченность руководства ТОО «РФЦ по ВИЭ» в управление рисками;
- ▶ постоянное совершенствование системы управления рисками;
- ▶ непрерывность обучения и обмена знаниями в сфере управления рисками сотрудниками ТОО «РФЦ по ВИЭ»;
- ▶ открытость и честность при предоставлении отчетности и эскалации рисков.

Риск-менеджмент осуществляется с участием Единственного участника, Наблюдательного совета, руководства, структурных подразделений.

ТОО «РФЦ по ВИЭ» осуществляет свою деятельность с учетом рисков, связанных с бизнесом, распределенным по категориям: финансовые риски, операционные риски, правовые и комплаенс риски. По результатам идентификации и оценки рисков в Реестр рисков АО «KEGOC» на 2019 год вошли 2 риска ТОО «РФЦ по ВИЭ» (Неплатежи контрагентов ТОО «РФЦ по ВИЭ», Риск неплатежей потребителями за оказанные услуги по обеспечению готовности электрической мощности к несению нагрузки Единому закупщику на рынке электрической мощности). По рискам разработаны мероприятия по их управлению. Проводится постоянный мониторинг за динамикой ключевых рисков и выполнением мероприятий по их митигированию путем направления информации в АО «KEGOC». Риски ТОО «РФЦ по ВИЭ», имеют среднюю вероятность реализации и (или) среднее потенциальное влияние на деятельность АО «KEGOC» – средние риски. Данные риски управляются в рамках ежедневной операционной деятельности.

4 МЕЖДУНАРОДНОЕ СОТРУДНИЧЕСТВО

- Сотрудничество и взаимодействие с участниками рынка
- Применение программного обеспечения PLEXOS



4. Международное сотрудничество

4.1 Сотрудничество и взаимодействие с участниками рынка

ТОО «РФЦ по ВИЭ» активно сотрудничает со многими основными игроками на электроэнергетическом рынке. Кроме того, проводится совместная активная законодательная деятельность в сотрудничестве с такими организациями, как НПП «Атамекен», Казахстанская Электроэнергетическая Ассоциация, Ассоциация KAZENERGY, Ассоциация возобновляемой энергетики Казахстана, Евразийская промышленная ассоциация, Казахстанская Ассоциация Солнечной Энергетики, ОЮЛ «Республиканская ассоциация горнодобывающих и горно-металлургических предприятий» (АГМП), и другими заинтересованными сторонами.

ТОО «РФЦ по ВИЭ» тесно сотрудничает с Министерством энергетики РК, АО «KEGOC», АО «КОРЭМ» в вопросах развития возобновляемой энергетики и рынка электрической мощности в Республике Казахстан. Кроме того, в ходе оценки дальнейшего развития механизма поддержки ВИЭ учитываются мнения таких международных финансовых институтов, как IFC, ЕБРР, АБР. Международные консультанты в лице TetraTech, IRENA, NREL и USAID способствуют проведению различных исследований и наращиванию компетенции сотрудников ТОО «РФЦ по ВИЭ».

В 2019 году совместно с Министерством энергетики РК, Программой развития ООН, АО «KEGOC», АО «КОРЭМ» и программой развития «Энергия будущего» USAID были проведены первые проектные аукционные торги по отбору проектов ВИЭ. Главное отличие проектных аукционных торгов от зональных аукционных торгов, которые были проведены в 2018 году в том, что инвесторам было предложено реализовать строительство объекта ВИЭ, с приложенной предпроектной документацией. В 2019 году таким пилотом стала солнечная электростанция (СЭС) установленной мощностью 50 МВт. Площадка под строительство СЭС расположена в Отырарском районе Туркестанской области, поселок Шаульдер, площадь земельного

участка 100 Га. Примененный подход позволил значительно снизить уровень аукционной цены, который достиг 12,49 тг/кВтч. Подготовка проектной документации, включающей в себя проработку вопросов подключения к сети, оценку ресурсного потенциала на уровне достаточном для финансирующих институтов, а также оценку пригодности земельного участка, позволяет существенно снизить проектные риски инвесторов и оптимизировать сроки ввода в эксплуатацию.

Начиная с 2017 года АО «KEGOC» и ТОО «РФЦ по ВИЭ» совместно с национальной лабораторией США по ВИЭ (NREL) проводится исследование по первоначальной оценке воздействия интеграции возобновляемой энергии в энергосистему Казахстана. Основным инструментом является модель производственных затрат, построенная с использованием специализированного программного обеспечения, которая моделирует почасовую работу энергосистемы в течение одного года. За счет моделирования полного временного ряда динамических показателей деятельности системы, программа позволяет выявить почасовые колебания в нагрузке и генерации возобновляемой энергии, а также связанные с этим требования к обеспечению гибкости, необходимой для балансирования генерации и спроса в каждый период времени. Этот подход

позволяет оценить воздействие повышения уровней переменной возобновляемой энергетики на деятельность традиционных электростанций, систему передачи, включая межгосударственные перетоки, и другие элементы ЭЭС РК. В 2019 году, на основе проведенных расчетов, были предоставлены рекомендации по реформированию ЭЭС РК в целях повышения надежности энергосистемы и ее устойчивого развития.

Также ведется активная работа, в том числе в рамках мероприятий организуемых и проводимых Международным агентством по возобновляемым источникам энергии (IRENA). Так, в 2019 году IRENA был проведен ряд семинаров по вопросам планирования развития ВИЭ с применением программных продуктов, на котором эксперты презентовали передовые практики и методики. Кроме того, делегация ТОО «РФЦ по ВИЭ» приняла участие в X сессии ассамблеи IRENA. Ассамблея, на которой обсуждались вопросы по глобальному

энергетическому переходу, собрала 1500 делегатов из 160 стран.

Первые шаги по наращиванию необходимой компетенции в области формирования качественных прогнозов генерации ВИЭ были сделаны в 2018 году в рамках специального гранта Азиатского банка развития. Формирование относительно точных прогнозов выработки объектов ВИЭ в условиях растущей ее доли является необходимостью и позволит оптимизировать использование ограниченных ресурсов регулирующих мощностей и соответственно снизить издержки на компенсацию возникающих дисбалансов. Данная работа продолжена совместным проектом АО «KEGOC», TetraTech и ТОО «РФЦ по ВИЭ» в 2019 году с привлечением иностранных компаний и расширением пула энергопроизводящих организаций ВИЭ, принимающих участие в проекте по прогнозированию выработки электроэнергии ВИЭ.

4.2 Применение программного обеспечения PLEXOS

Основной целью применения данного программного обеспечения является определение оптимального сценария интеграции возобновляемых источников энергии в энергетический баланс Республики Казахстан, анализ воздействия ВИЭ на работу Национальной энергосистемы.

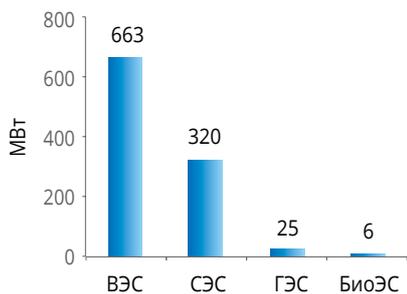
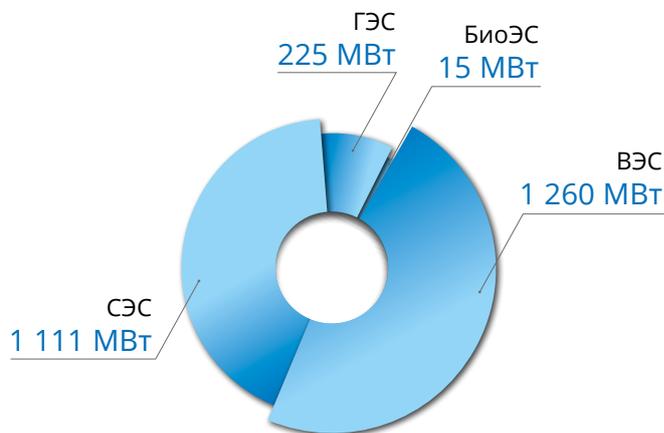
Горизонтом планирования на текущем этапе моделирования является 2023 год с последующим расширением.

Модель производственных затрат была создана для моделирования энергосистемы Казахстана, исследования эксплуатационного воздействия запланированной генерации ВИЭ на 2023 год и оценки потребности в дополнительной гибкости генерации. Программное обеспечение, используемое для моделирования, PLEXOS®, коммерческое программное обеспечение для моделирования энергосистем. Моделирование проводилось с использованием нескольких сценариев для определения затрат и

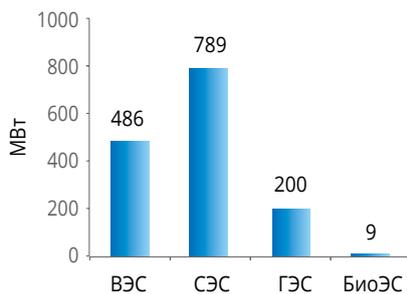
эффективности различных операционных стратегий с установленной мощностью ВИЭ в 2 372 МВт в 2023 году. Работа выполнялась в три фазы. Фаза I исследования была проведена Национальной лабораторией по ВИЭ, США (NREL) с 2018 по 2019 год. В Фазе II, текущей фазе, моделирование и анализ проводились совместно ТОО «РФЦ по ВИЭ», АО «KEGOC» и Региональной программой USAID «Энергия будущего» (USAID). USAID предоставил техническую помощь в этих областях: обновление модели до 2023 года, определение сценариев для анализа, помощь в решении различных вопросов моделирования и анализа в PLEXOS®, обучение членов команд ТОО «РФЦ по ВИЭ» и АО «KEGOC» работе с PLEXOS, а также разработка рабочего плана. Под руководством USAID команда ТОО «РФЦ по ВИЭ» и АО «KEGOC» выполнила сбор данных, разработку модели, симуляцию модели и обобщение результатов. Фаза III будет завершена в 2020 году.

Исходные данные

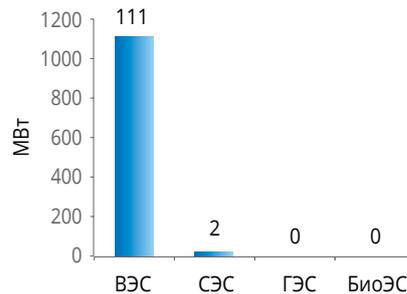
Прогнозная установленная мощность ВИЭ к 2023 году



Север, 1 014 МВт



Юг, 1 484 МВт

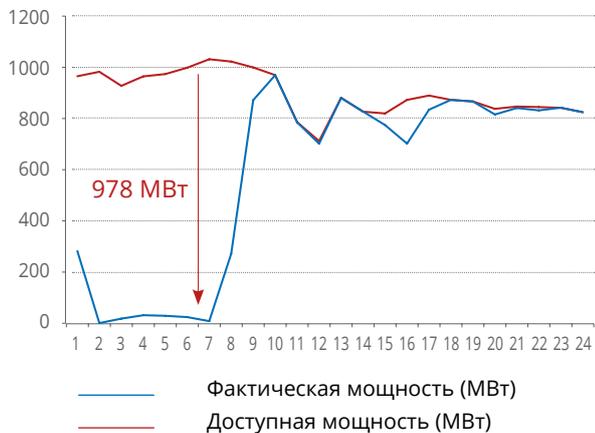


Запад, 113 МВт

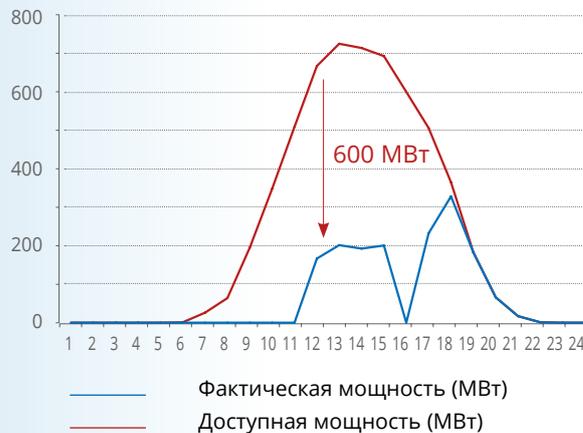
Моделирование с использованием ПО PLEXOS® позволяет рассчитать выработку станций в моделируемом году, а также уровень покрытия спроса как в отдельных регионах, так и во всей энергосистеме.

Предварительные результаты расчетов

Выработка всех ВЭС (12 января 2023 г.)



Выработка всех СЭС (3 июня 2023 г.)



Профиль ЭГРЭС-1 (12 января 2023 г.)



Профиль ЭГРЭС-1 (3 июня 2023 г.)



Профиль ГЭС (ШГЭС, УКГЭС, БГЭС, МГЭС) (12 января 2023 г.)



Профиль ГЭС (ШГЭС, УКГЭС, БГЭС, МГЭС) (3 июня 2023 г.)



Возможности по PLEXOS® не ограничиваются вышеперечисленными функциями. Данное программное обеспечение является одним из самых комплексных на рынке и позволяет, кроме прочего, моделировать работу сетей, рассчитывать надёжность энергосистемы, ошибки прогнозирования, а также проводить гидромоделирование.

Возможности PLEXOS

	Диспетчеризация и планирование	Целевая функция	Выработка или сети	Стохастическое моделирование	Учет надежности	Нестабильность ВИЭ	Ошибки прогнозирования	Гидромоделирование*
AURORAхmp	Д и П		В	+ (только для диспетчеризации)	+	+		2
EGEAS	П		В	+				0
WASP	П	минимизация затрат	В	+	+	-	-	1
EMCAS	Д и П	минимизация затрат и максимизация дохода	В			сценарный подход		1
GEM	П	минимизация затрат	В и С		+	-	-	1
Optgen	П	минимизация затрат	В и С	+	+	+	-	4
PLEXOS	Д и П	минимизация затрат	В и С	+	+	+	+	2
Ventyx System	П	минимизация приведенной стоимости	В и С	+	+	+		2
Optimizer		оптимизация затрат						
UPLAN	Д и П	минимизация затрат и максимизация потребительского излишка	В и С	+	+	+	+	3

* 0 = возможность моделирования отсутствует; 1 = фиксированная выработка электроэнергии; 2 = фиксированная выработка электроэнергии и приблизительный расчет; 3 = расчет одного типа ГЭС; 4 = стохастическое двойное динамическое моделирование

* Источник: IRENA – *Planning for the Renewable Future, Long-term Modelling and Tools to Expand Variable Renewable Power in Emerging Economies*





5 ФИНАНСОВАЯ ОТЧЕТНОСТЬ

За год, закончившийся 31 декабря
2019 года, с аудиторским отчётом
независимого аудитора



СОДЕРЖАНИЕ

Аудиторский отчёт независимого аудитора	43
---	----

Финансовая отчётность

Отчёт о финансовом положении.....	46
Отчёт о совокупном доходе.....	47
Отчёт о движении денежных средств	48
Отчёт об изменениях в капитале	49
Примечания к финансовой отчётности.....	50

АУДИТОРСКИЙ ОТЧЕТ НЕЗАВИСИМОГО АУДИТОРА

Участнику и Руководству ТОО «Расчетно-финансовый центр по поддержке возобновляемых источников энергии»

Мнение

Мы провели аудит финансовой отчетности ТОО «Расчетно-финансовый центр по поддержке возобновляемых источников энергии» (далее по тексту – «Организация»), состоящей из отчета о финансовом положении по состоянию на 31 декабря 2019 года, отчета о совокупном доходе, отчета об изменениях в капитале и отчета о движении денежных средств за год, закончившийся на указанную дату, а также примечаний к финансовой отчетности, включая краткий обзор основных положений учетной политики.

По нашему мнению, прилагаемая финансовая отчетность отражает достоверно во всех существенных отношениях финансовое положение Организации по состоянию на 31 декабря 2019 года, а также ее финансовые результаты и движение денежных средств за год, закончившийся на указанную дату, в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности (далее по тексту – «МСФО»).

Основание для выражения мнения

Мы провели аудит в соответствии с Международными стандартами аудита (далее по тексту – «МСА»). Наши обязанности в соответствии с этими стандартами описаны далее в разделе «Ответственность аудитора за аудит финансовой отчетности» нашего отчета. Мы независимы по отношению к Организации в соответствии с Кодексом этики профессиональных бухгалтеров Совета по международным стандартам этики для бухгалтеров (включая международные

стандарты независимости) (далее по тексту – «Кодекс СМСЭБ»), и нами выполнены прочие этические обязанности в соответствии с Кодексом СМСЭБ.

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

Прочая информация, включенная в годовой отчет Организации за 2019 год

Прочая информация включает информацию, содержащуюся в годовом отчете Организации за 2019 год, но не включает финансовую отчетность и наш аудиторский отчет по ней. Ответственность за прочую информацию несет руководство. Годовой отчет Организации за 2019 год, предположительно, будет нам предоставлен после даты настоящего аудиторского отчета.

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

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

Руководство несет ответственность за подготовку и достоверное представление указанной финансовой отчетности в соответствии с МСФО и за систему внутреннего контроля, которую руководство считает необходимой для подготовки финансовой отчетности, не содержащей существенных искажений вследствие недобросовестных действий или ошибок.

При подготовке финансовой отчетности руководство несет ответственность за оценку способности Организации 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 Организацию, прекратить ее деятельность или когда у него нет реальной альтернативы таким действиям.

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

Ответственность аудитора за аудит финансовой отчетности

Наши цели заключаются в получении разумной уверенности в том, что финансовая отчетность в целом 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 Международными стандартами аудита, всегда выявит существенное искажение при его наличии. Искажения могут быть результатом недобросовестных действий или ошибок и считаются существенными, если можно обоснованно предположить, что по отдельности или в совокупности они могли

бы повлиять на экономические решения пользователей, принимаемые на основе этой финансовой отчетности.

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

- ▶ выявляем и оцениваем риски существенного искажения 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 ошибок, 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 Организации;

- ▶ оцениваем надлежащий характер применяемой учетной политики и обоснованность определенных руководством бухгалтерских оценок и раскрытия соответствующей информации;

- ▶ делаем вывод о правомерности применения руководством допущения о непрерывности деятельности, и, на основании полученных аудиторских доказательств, вывод о том, имеется ли существенная неопределенность в связи с событиями или условиями, которые могут вызвать значительные сомнения в способности Организации 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 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 Организация утратит способность продолжать непрерывно свою деятельность;

► проводим оценку представления финансовой отчетности в целом, ее структуры и содержания, включая раскрытие

информации, а также того, представляет ли финансовая отчетность лежащие в ее основе операции и события так, чтобы было обеспечено их достоверное представление.

Мы осуществляем информационное взаимодействие с лицами, отвечающими за корпоративное управление ТОО «Расчетно-финансовый центр по поддержке возобновляемых источников энергии», 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, если мы выявляем таковые в процессе аудита.

ТОО «Эрнст энд Янг»



Адиль Сыздыков
Аудитор

Квалификационное свидетельство аудитора
№ МФ-0000172 от 23 декабря 2013 года

050060, Республика Казахстан, г. Алматы
пр. Аль-Фараби, 77/7, здание «Есентай Тауэр»

27 февраля 2020 года



Гульмира Турмагамбетова
Генеральный директор
ТОО «Эрнст энд Янг»

Государственная лицензия на занятие
аудиторской деятельностью на территории
Республики Казахстан серии МФЮ-2
№0000003, выданная Министерством
финансов Республики Казахстан
от 15 июля 2005 года

ОТЧЁТ О ФИНАНСОВОМ ПОЛОЖЕНИИ

По состоянию на 31 декабря 2019 года

В тысячах тенге

Активы	Прим.	31 декабря 2019 года	31 декабря 2018 года
Внеоборотные активы			
Основные средства		39.748	45.290
Нематериальные активы		20.605	23.328
Отложенный налоговый актив	12	53.436	3.760
		113.789	72.378
Оборотные активы			
Запасы		2.571	868
Торговая дебиторская задолженность	5	14.184.073	2.277.829
Авансы выданные		2.400	83
НДС к возмещению		–	20.419
Предоплата по подоходному налогу		–	44.484
Прочие текущие активы		85.655	390
Краткосрочные депозиты		11.691	2.908
Денежные средства и их эквиваленты	6	11.733.650	1.758.655
		26.020.040	4.105.636
Итого активы		26.133.829	4.178.014
Капитал и обязательства			
Капитал			
Уставный капитал	7	100.000	100.000
Нераспределённая прибыль		10.409.163	625.810
		10.509.163	725.810
Долгосрочные обязательства			
Отложенный доход		13.731	16.673
		13.731	16.673
Краткосрочные обязательства			
Торговая кредиторская задолженность	8	14.786.273	3.415.258
Отложенный доход		2.942	2.942
Задолженность по прочим налогам, кроме подоходного налога		82.912	3.816
Задолженность по подоходному налогу		696.433	–
Прочие текущие обязательства		42.375	13.515
		15.610.935	3.435.531
Итого обязательства		15.624.666	3.452.204
Итого капитал и обязательства		26.133.829	4.178.014

ОТЧЁТ О СОВОКУПНОМ ДОХОДЕ

За год, закончившийся 31 декабря 2019 года

В тысячах тенге

Наименование показателей	Прим.	2019 год	2018 год
Выручка по договорам с покупателями	9	111.964.206	21.025.149
Себестоимость	10	(99.865.777)	(20.964.126)
Валовая прибыль		12.098.429	61.023
Общие и административные расходы	11	(362.661)	(194.637)
Процентный доход	6	589.717	156.528
Прочие доходы		154.659	50.542
Прочие расходы		(13)	(2)
Начисление резерва под ожидаемые кредитные убытки		(243.581)	(3.111)
Прибыль до налогообложения		12.236.550	70.343
Расходы по подоходному налогу	12	(2.453.197)	(14.114)
Прибыль за год		9.783.353	56.229
Итого совокупный доход за год		9.783.353	56.229

ОТЧЁТ О ДВИЖЕНИИ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ

За год, закончившийся 31 декабря 2019 года

В тысячах тенге

Операционная деятельность	Прим.	2019 год	2018 год
Прибыль до налогообложения		12.236.550	70.343
Корректировки для сверки прибыли до налогообложения с чистыми денежными потоками			
Износ и амортизация	12	12.384	5.413
Начисление резервов по неиспользованным отпускам и бонусам	12	38.542	14.944
Начисление резерва под ожидаемые кредитные убытки	12	234.068	3.111
Процентный доход		(589.717)	(156.528)
Корректировки на оборотный капитал			
Изменение в запасах		(1.703)	(602)
Изменение в торговой дебиторской задолженности		(12.139.986)	(623.336)
Изменение в авансах выданных		(2.317)	(48)
Изменение в НДС к возмещению и других налогах		20.419	(20.419)
Изменение в прочих текущих активах		(85.587)	28.320
Изменение в торговой кредиторской задолженности		11.389.950	701.094
Изменение в отложенных доходах		(2.942)	19.615
Изменение в задолженности по налогам кроме подоходного налога		79.096	(9.968)
Изменение в прочих текущих обязательствах		(9.682)	(17.728)
		11.179.075	14.211
Подоходный налог уплаченный		(1.674.816)	(65.491)
Проценты полученные		493.790	156.528
Чистые денежные потоки, полученные от операционной деятельности		9.998.049	105.248
Инвестиционная деятельность			
Снятие депозитов, нетто		-	-
Приобретение основных средств		(19.904)	(18.317)
Приобретение нематериальных активов		(3.150)	(463)
Чистые денежные потоки, использованные в инвестиционной деятельности		(23.054)	(18.780)
Чистое изменение в денежных средствах и их эквивалентах		9.974.995	86.468
Эффект от начисления резерва под ожидаемые кредитные убытки на денежные средства и их эквиваленты		-	(2.350)
Денежные средства и их эквиваленты на 1 января		1.758.655	1.674.537
Денежные средства и их эквиваленты на 31 декабря	7	11.733.650	1.758.655

ОТЧЁТ ОБ ИЗМЕНЕНИЯХ В КАПИТАЛЕ

За год, закончившийся 31 декабря 2019 года

В тысячах тенге

Операционная деятельность	Уставный капитал	Нераспределённая прибыль	Итого
На 1 января 2018 года	100.000	575.416	675.416
Влияние применения МСФО 9	–	(5.835)	(5.835)
На 1 января 2018 года (пересчитано)	100.000	569.581	669.581
Прибыль за год	–	56.229	56.229
Итого совокупный доход	–	56.229	56.229
На 31 декабря 2018 года	100.000	625.810	725.810
Прибыль за год	–	9.783.353	9.783.353
Итого совокупный доход	–	9.783.353	9.783.353
На 31 декабря 2019 года	100.000	10.409.163	10.509.163

ПРИМЕЧАНИЯ К ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ

1. Общая информация

Товарищество с ограниченной ответственностью «Расчётно-финансовый центр по поддержке возобновляемых источников энергии» (далее – «Компания» или «РФЦ») было образовано 27 августа 2013 года в соответствии с законом Республики Казахстан от 4 июля 2013 года № 128-V «О внесении изменений и дополнений в некоторые законодательные акты Республики Казахстан по вопросам поддержки использования возобновляемых источников энергии» (далее – «Закон о возобновляемых источниках энергии»), а также в соответствии с решением Совета директоров АО «Казахстанская Компания по Управлению Электрическими Сетями» от 12 августа 2013 года.

На 31 декабря 2019 года АО «Казахстанская компания по управлению электрическими сетями» (далее – «KEGOC») является единственным акционером Компании. Основным акционером «KEGOC» является АО «Фонд Национального Благополучия «Самрук-Казына» (далее – «Самрук-Казына») (90 процентов плюс одна акция), соответственно все дочерние организации «Самрук-Казына» рассматриваются, как связанные стороны Компании (Примечание 13).

Основные виды деятельности:

- осуществление централизованной покупки и продажи электрической энергии, произведенной объектами по использованию возобновляемых источников энергии и поставленной в электрические сети единой электроэнергетической системы Республики Казахстан;
- осуществление централизованной покупки услуги по поддержанию готовности электрической мощности и централизованное оказание услуги по обеспечению готовности электрической мощности к несению нагрузки на рынке электрической мощности.

РФЦ не имеет дочерних и зависимых компаний, не имеет филиалов и представительств.

Головной офис Компании расположен по адресу: Республика Казахстан, 010000, г. Астана, пр. Тәуелсіздік, 59.

Прилагаемая финансовая отчетность была утверждена к выпуску Генеральным директором и Главным бухгалтером Компании 27 февраля 2020 года.

Для управленческих целей деятельность Компании подразделяется в соответствии с типом оказываемых услуг на два операционных сегмента:

- Услуги по обеспечению готовности электрической мощности к несению нагрузки

С 1 января 2019 года в Республике Казахстан начал функционировать рынок электрической мощности, основная цель ввода которого – это обеспечение балансовой надежности энергосистемы Республики Казахстан. Под балансовой надёжностью понимается способность энергосистемы удовлетворять потребительский спрос на электроэнергию в любой момент времени;

- Продажа покупной электроэнергии, произведенной объектами по использованию возобновляемых источников энергии

Сегмент реализации покупной электроэнергии включает сектор возобновляемых источников энергии (далее – «ВИЭ») созданный Правительством Республики Казахстан в целях создания условий развития сектора ВИЭ. Сектор ВИЭ регулируется Законом Республики Казахстан от 4 июля 2009 года №165-IV «О поддержке использования возобновляемых источников энергии».

Компания ведет отдельный учёт по видам деятельности в соответствии с

методикой раздельного учёта, утвержденной Наблюдательным советом Компании (протокол № 10, от 9 ноября 2019 года).

В соответствии с методикой раздельного учёта по виду деятельности: «осуществление централизованной покупки услуги по поддержанию готовности электрической мощности и централизованное оказание услуги по обеспечению готовности электрической мощности к несению нагрузки

на рынке электрической мощности» а также в соответствии с «Правилами расчета и размещения на интернет-ресурсе единым закупщиком цены на услугу по обеспечению готовности электрической мощности к несению нагрузки», утвержденными приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 3 декабря 2015 года № 685, Компанией за год, закончившийся 31 декабря 2019 года, получена следующая прибыль:

2. Основы подготовки финансовой отчётности

Услуги по обеспечению готовности электрической мощности к несению нагрузки

В тысячах тенге

Выручка по договорам с покупателями	71.093.279
Себестоимость	(58.284.128)
Валовая прибыль	12.809.151
Расходы периода (экономически обоснованные затраты)	(432.440)
Прибыль до налогообложения	12.376.711
Расходы по подоходному налогу (20% от прибыли до налогообложения)	(2.475.342)
Чистая прибыль	9.901.369

Финансовая отчётность Компании подготовлена в соответствии с международными стандартами финансовой отчётности («МСФО») в редакции, утверждённой Советом по международным стандартам финансовой отчётности («Совет по МСФО»).

Данная финансовая отчётность была подготовлена в соответствии с принципом оценки по первоначальной стоимости. Финансовая отчётность представлена в тенге, а все суммы округлены до целых тысяч, кроме случаев, где указано иное.

3. Существенные положения учётной политики

Новые стандарты, разъяснения и поправки к действующим стандартам и разъяснениям

Компания впервые применяет МСФО (IFRS) 16 «Аренда», согласно которому требуется пересчёт ранее представленной финансовой отчётности. Согласно требованиям МСФО, информация о характере и влиянии этих изменений раскрыта ниже.

В 2019 году Компания также впервые применила некоторые другие поправки и разъяснения, но они не оказали влияния на её финансовую отчётность.

МСФО (IFRS) 16 «Аренда»

МСФО (IFRS) 16 заменяет МСФО (IAS) 17 «Аренда», Разъяснение КРМФО (IFRIC) 4 «Определение наличия в соглашении признаков аренды», Разъяснение ПКР (SIC) 15 «Операционная аренда – стимулы» и Разъяснение ПКР (SIC) 27 «Определение сущности операций, имеющих юридическую форму аренды». Стандарт устанавливает принципы признания, оценки, представления и раскрытия информации об аренде и требует, чтобы арендаторы отражали большинство договоров аренды с использованием единой модели учёта в балансе.

Порядок учёта для арендодателя в соответствии с МСФО (IFRS) 16 практически не изменяется по сравнению с МСФО (IAS) 17. Арендодатели будут продолжать классифицировать аренду, используя те же принципы классификации, что и в МСФО (IAS) 17, выделяя при этом два вида аренды: операционную и финансовую. Таким образом, применение МСФО (IFRS) 16 не оказало влияния на учёт договоров аренды, в которых Компания является арендодателем.

Компания впервые применила МСФО (IFRS) 16 с 1 января 2019 года с использованием полного ретроспективного метода применения. При переходе на стандарт Компания решила использовать упрощение практического характера, позволяющее на дату первоначального применения применять стандарт только к договорам, которые ранее были идентифицированы как договоры аренды с применением МСФО (IAS) 17 и Разъяснения КРМФО (IFRIC) 4. Компания также решила использовать освобождения от признания для договоров аренды, срок аренды по которым на дату начала аренды составляет не более 12 месяцев и которые не содержат опциона на покупку (краткосрочная аренда), а также для договоров аренды, в которых базовый актив имеет низкую стоимость (аренда активов с низкой стоимостью).

Применение МСФО (IFRS) 16 не оказало существенного влияния на финансовую отчетность (Примечание 4).

Разъяснение КРМФО (IFRIC) 23 «Неопределённость в отношении правил исчисления налога на прибыль»

Разъяснение рассматривает порядок учёта налогов на прибыль в условиях существования неопределённости в отношении налоговых трактовок, что влияет на применение МСФО (IAS) 12 «Налоги на прибыль». Разъяснение не применяется к налогам или сборам, которые не относятся к сфере применения МСФО (IAS) 12, а также не содержит особых требований, касающихся процентов и штрафов, связанных с неопределёнными налоговыми трактовками. В частности, разъяснение рассматривает следующие вопросы:

- ▶ рассматривает ли организация неопределённые налоговые трактовки отдельно;

- ▶ допущения, которые организация делает в отношении проверки налоговых трактовок налоговыми органами;

- ▶ как организация определяет налогооблагаемую прибыль (налоговый убыток), налоговую базу, неиспользованные налоговые убытки, неиспользованные налоговые льготы и ставки налога;

- ▶ как организация рассматривает изменения фактов и обстоятельств.

Компания должна решить, рассматривать ли каждую неопределённую налоговую трактовку по отдельности или вместе с одной или несколькими другими неопределёнными налоговыми трактовками. Необходимо использовать подход, который позволит с большей точностью предсказать результат разрешения неопределённости.

Компания применяет значительное суждение при выявлении неопределённости в отношении правил исчисления налога на прибыль. Поскольку Компания осуществляет свою деятельность в сложной международной среде, она проанализировала, оказывает ли применение данного разъяснения влияние на её финансовую отчетность.

При применении разъяснения Компания проанализировала, имеются ли у неё какие-либо неопределённые налоговые трактовки, особенно касающиеся трансфертного ценообразования. Налоговые декларации Компании в различных юрисдикциях включают вычеты, связанные с трансфертным ценообразованием, и налоговые органы могут подвергнуть данные налоговые трактовки проверке. Учитывая то, что Компания выполняет требования налогового законодательства, и исходя из проведенного ею анализа применяемой практики трансфертного ценообразования, Компания пришла к выводу, что принятие применяемых ею налоговых трактовок налоговыми органами является вероятным. Данное разъяснение не оказало влияния на финансовую отчетность Компании.

Поправки МСФО (IFRS) 9 «Условия о досрочном погашении с потенциальным отрицательным возмещением»

Согласно МСФО (IFRS) 9 долговой инструмент может оцениваться по амортизированной стоимости или по справедливой стоимости через прочий совокупный доход при условии, что предусмотренные договором денежные потоки являются «исключительно платежами в счёт основной суммы долга и процентов на непогашенную часть основной суммы долга» (критерий «денежных потоков») и инструмент удерживается в рамках соответствующей бизнес-модели, позволяющей такую классификацию. Поправки к МСФО (IFRS) 9 разъясняют, что финансовый актив удовлетворяет критерию «денежных потоков» независимо от того, какое событие или обстоятельство приводит к досрочному расторжению договора, а также независимо от того, какая сторона выплачивает или получает обоснованное возмещение за досрочное расторжение договора. Данные поправки не оказали влияния на финансовую отчётность Компании.

Поправки к МСФО (IAS) 19 «Внесение изменений в программу, сокращение программы или погашение обязательств по программе»

Поправки к МСФО (IAS) 19 рассматривают порядок учёта в случаях, когда внесение изменений в программу, сокращение программы или погашение обязательств по программе происходит в течение отчётного периода. Поправки разъясняют, что если внесение изменений в программу, сокращение программы или погашение обязательств по программе происходит в течение годового отчётного периода, организация должна определить стоимость услуг текущего периода применительно к оставшейся части периода после внесения изменений в программу, её сокращения или полного погашения обязательств по программе, исходя из актуарных допущений, использованных для переоценки чистого обязательства (актива) программы с установленными выплатами, отражающих вознаграждения, предлагаемые по программе, и активы программы после

данного события. Организация также должна определить чистую величину процентов применительно к оставшейся части периода после внесения изменений в программу, её сокращения или полного погашения обязательств по программе, с использованием чистого обязательства (актива) программы с установленными выплатами, отражающих вознаграждения, предлагаемые по программе, и активы программы после данного события, а также ставки дисконтирования, использованной для переоценки этого чистого обязательства (актива) программы с установленными выплатами.

Данные поправки не оказали влияния на финансовую отчётность Компании, поскольку в отчётном периоде не производились изменения программы, её сокращение или погашение обязательств по ней.

Поправки к МСФО (IAS) 28 «Долгосрочные вложения в ассоциированные организации и совместные предприятия»

Поправки разъясняют, что организация должна применять МСФО (IFRS) 9 к долгосрочным вложениям в ассоциированную организацию или совместное предприятие, к которым не применяется метод долевого участия, но которые, в сущности, составляют часть чистой инвестиции в ассоциированную организацию или совместное предприятие (долгосрочные вложения). Данное разъяснение является важным, поскольку оно подразумевает, что к таким долгосрочным вложениям применяется модель ожидаемых кредитных убытков в МСФО (IFRS) 9.

В поправках также разъясняется, что при применении МСФО (IFRS) 9 организация не принимает во внимание убытки, понесенные ассоциированной организацией или совместным предприятием, либо убытки от обесценения чистой инвестиции, признанные в качестве корректировок чистой инвестиции в ассоциированную организацию или совместное предприятие, возникающих вследствие применения МСФО (IAS) 28 «Инвестиции в ассоциированные организации и совместные предприятия».

Данные поправки не оказали влияния на финансовую отчётность Компании, поскольку

у Компании отсутствуют ассоциированные организации или совместные предприятия.

МСБУ (IAS) 23 «Затраты по займам»

Поправки разъясняют, что организация должна учитывать займы, полученные специально для приобретения квалифицируемого актива, в составе займов на общие цели, когда завершены практически все работы, необходимые для подготовки этого актива к использованию по назначению или продаже.

Организация должна применять данные поправки в отношении затрат по займам, понесенных на дату начала годового отчетного периода, в котором организация впервые применяет данные поправки, или после этой даты. Данные поправки не оказали влияния на финансовую отчетность Компании, поскольку у Компании отсутствуют займы.

Стандарты, которые были выпущены, но еще не вступили в силу

Ниже приводятся новые стандарты, поправки и разъяснения, которые были выпущены, но еще не вступили в силу на дату выпуска консолидированной финансовой отчетности Группы. Ожидается, что данные поправки не окажут значительного влияния на консолидированную финансовую отчетность Группы.

- ▶ МСФО (IFRS) 17 «Договоры страхования»;
- ▶ Концептуальные основы финансовой отчетности;
- ▶ Поправка к МСФО (IFRS) 3 – «Объединение бизнеса»;
- ▶ Поправки к МСФО (IAS) 1 и МСФО (IAS) 8 – «Определение существенности»;
- ▶ Поправки к МСФО (IFRS) 7 «Финансовые инструменты: раскрытие информации» и МСФО (IFRS) 9 «Финансовые инструменты» – «Процентные ставки. Реформа эталонов»;
- ▶ Поправка к МСБУ (IAS) 1 «Представление финансовой отчетности» – «Классификация финансовых обязательств в качестве кратко- и долгосрочных».

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

В отчете о финансовом положении Компания представляет активы и обязательства на основе их классификации на оборотные/краткосрочные и внеоборотные/долгосрочные. Актив является оборотным, если:

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

Все прочие активы классифицируются в качестве внеоборотных.

Обязательство является краткосрочным, если:

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

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

Компания классифицирует все прочие обязательства в качестве долгосрочных.

Оценка справедливой стоимости

Компания оценивает такие финансовые инструменты, как финансовые активы оцениваемые по справедливой стоимости

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

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

Оценка справедливой стоимости (продолжение)

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

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

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

Все активы и обязательства, справедливая стоимость которых оценивается или раскрывается в финансовой отчётности, классифицируются в рамках описанной

ниже иерархии источников справедливой стоимости на основе исходных данных самого низкого уровня, которые являются существенными для оценки справедливой стоимости в целом:

▶ Уровень 1 – рыночные котировки цен на активном рынке по идентичным активам или обязательствам (без каких-либо корректировок).

▶ Уровень 2 – модели оценки, в которых существенные для оценки справедливой стоимости исходные данные, относящиеся к наиболее низкому уровню иерархии, являются прямо или косвенно наблюдаемыми на рынке.

▶ Уровень 3 – модели оценки, в которых существенные для оценки справедливой стоимости исходные данные, относящиеся к наиболее низкому уровню иерархии, не являются наблюдаемыми на рынке.

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

Операции в иностранной валюте

Финансовая отчётность Компании представлена в тенге. Тенге также является функциональной валютой материнской компании. Операции в иностранной валюте первоначально учитываются Компанией в её функциональной валюте по спот-курсу, действующему на дату, когда операция удовлетворяет критериям признания. В течение 2019 и 2018 годов все операции Компании осуществлялись в тенге.

Обменный курс КФБ на 31 декабря 2019 года составлял 381,18 тенге за 1 доллар США. Этот курс использовался для пересчёта монетарных активов и обязательств, выраженных в долларах США на 31 декабря 2019 года (на 31 декабря 2018 года: 384,2 тенге за 1 доллар США).

Финансовые инструменты – первоначальное признание и последующая оценка

Финансовые активы

Первоначальное признание и оценка

Финансовые активы Компании включают денежные средства и их эквиваленты, краткосрочные депозиты и торговую дебиторскую задолженность.

Финансовые активы при первоначальном признании классифицируются соответственно как финансовые активы, учитываемые по амортизированной стоимости; финансовые активы, учитываемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток; финансовые активы, учитываемые по справедливой стоимости через прочий совокупный доход.

Финансовый актив учитывается по амортизированной стоимости, если соблюдены два критерия:

1) целью бизнес-модели является удерживание финансового актива для получения всех договорных денежных потоков; и

2) договорные потоки денег представлены только платежами по процентному вознаграждению и основному долгу. Вознаграждение представляет собой плату за временную стоимость денег и кредитный риск, связанный с основным долгом к погашению в определённый период времени.

Если хотя бы один из вышеуказанных критериев не соблюден, финансовый актив измеряется по справедливой стоимости.

Финансовые активы Компании, не учитываемые по амортизированной стоимости, учитываются по справедливой стоимости.

Финансовый актив учитывается по справедливой стоимости через прочий совокупный доход, если соблюдены два критерия:

1) целью бизнес-модели является удерживание финансового актива как для получения всех договорных денежных потоков, так и путем продажи финансового актива; и

2) договорные потоки денег представлены только платежами по процентному вознаграждению и основному долгу. Вознаграждение представляет собой плату за временную стоимость денег и кредитный риск, связанный с основным долгом к погашению в определённый период времени.

Компания учитывает финансовые активы по справедливой стоимости через прибыль или убыток, за исключением случаев, когда они отражаются по амортизированной стоимости или по справедливой стоимости через прочий совокупный доход.

Последующая оценка

В последующем финансовые активы оцениваются по амортизированной или по справедливой стоимости через прочий совокупный доход или через прибыль или убыток, основываясь на бизнес-модели Компании по управлению финансовыми активами. Бизнес-модель определяется руководством Компании.

Прекращение признания

Финансовый актив (или, где применимо – часть финансового актива или часть группы аналогичных финансовых активов) прекращает признаваться на балансе, если:

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

Если Компания передала все свои права на получение денежных потоков от актива, либо заключила транзитное соглашение, она оценивает, сохранила ли она риски и выгоды, связанные с правом собственности, и если да, то в каком объёме. Если Компания не передала, но и не сохранила за собой практически все риски и выгоды от актива,

а также не передала контроль над активом, новый актив признаётся в той степени, в которой Компания продолжает своё участие в переданном активе. В этом случае Компания также признаёт соответствующее обязательство. Переданный актив и соответствующее обязательство оцениваются на основе, которая отражает права и обязательства, сохранённые Компанией.

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

Признание ожидаемых кредитных убытков

Компания признает оценочный резерв под ожидаемые кредитные убытки по финансовым активам, оцениваемым по амортизированной стоимости и по справедливой стоимости через прочий совокупный доход в сумме, равной ожидаемым кредитным убыткам за весь срок, если кредитный убыток с момента первоначального признания значительно увеличился. Компания не уменьшает балансовую стоимость финансового актива, оцениваемого по справедливой стоимости через прочий совокупный доход, а признает оценочный резерв в составе прочего совокупного дохода.

При определении того, нет ли значительного увеличения кредитного риска по финансовому активу с момента его первоначального признания, Компания ориентируется на изменения риска наступления дефолта на протяжении срока действия кредитного инструмента, а не на изменения суммы ожидаемых кредитных убытков.

Если условия предусмотренных договором денежных потоков по финансовому активу были пересмотрены или модифицированы и признание финансового актива не было прекращено, Компания оценивает, изменился ли значительно кредитный риск по финансовому инструменту, путем сравнения:

1) оценки риска наступления дефолта по состоянию на отчётную дату (на основании модифицированных договорных условий);

2) оценки риска наступления дефолта при первоначальном признании (на основе первоначальных немодифицированных договорных условий).

Если значительное увеличение кредитного риска отсутствует, Компания признает оценочный резерв под убытки по финансовому активу в сумме, равной 12-месячным ожидаемым кредитным убыткам, за исключением:

1) приобретенных или созданных кредитно-обесцененных финансовых активов;

2) торговой дебиторской задолженности или активов по договору, возникающих вследствие операций, относящихся к сфере применения МСФО (IFRS) 15 «Выручка по договорам с покупателями»; и

3) дебиторской задолженности по аренде.

По финансовым активам, указанным в пунктах (1)-(3), Компания оценивает резерв под убытки в сумме ожидаемых кредитных убытков за весь срок.

Если в предыдущем отчётном периоде Компания оценила оценочный резерв под убытки по финансовому инструменту в сумме, равной ожидаемым кредитным убыткам за весь срок, но по состоянию на текущую отчётную дату определяет, что значительное увеличение кредитного риска отсутствует, то на текущую отчётную дату Компания должна оценить оценочный резерв в сумме, равной 12-месячным ожидаемым кредитным убыткам.

Компания признает в качестве прибыли или убытка от обесценения сумму, необходимую для корректировки оценочного резерва под убытки до суммы ожидаемых кредитных убытков по состоянию на отчётную дату.

По приобретенным или созданным кредитно-обесцененным финансовым активам Компания признает благоприятные изменения ожидаемых кредитных убытков за весь срок в качестве восстановления убытка от обесценения, даже если ожидаемые кредитные убытки за весь срок меньше величины ожидаемых кредитных убытков, которые были включены в расчётные денежные потоки при первоначальном признании.

Оценка ожидаемых кредитных убытков

Компания оценивает ожидаемые кредитные убытки по финансовому инструменту способом, который отражает:

1) непредвзятую и взвешенную с учётом вероятности сумму, определённую путем оценки диапазона возможных результатов;

2) временную стоимость денег;

3) обоснованную и подтверждаемую информацию о прошлых событиях, текущих условиях и прогнозируемых будущих экономических условиях, доступных на отчётную дату.

Максимальный период, рассматриваемый при оценке ожидаемых кредитных убытков – это максимальный период по договору (с учётом опционов на продление), на протяжении которого Компания подвержена кредитному риску.

По финансовым инструментам, включающим как займ, так и неиспользованный компонент обязательства по предоставлению займов, предусмотренная договором возможность Компании требовать погашения займа и аннулировать неиспользованный компонент обязательства по предоставлению займов не ограничивает подверженность Компании риску кредитных убытков договорным сроком подачи уведомления. По таким финансовым инструментам Компания оценивает кредитные убытки за весь период подверженности кредитному риску, и ожидаемые кредитные убытки не будут уменьшаться в результате деятельности Компании по управлению кредитными рисками, даже если такой период превосходит максимальный период по договору.

Для достижения цели признания ожидаемых кредитных убытков за весь срок, обусловленных значительным увеличением кредитного риска с момента первоначального признания, может понадобиться оценка значительного увеличения кредитного риска на групповой основе, например, посредством анализа информации, указывающей на значительное увеличение кредитного риска по группе или подгруппе финансовых инструментов. Это гарантирует достижение

Компанией цели признания ожидаемых кредитных убытков за весь срок в случае значительного увеличения кредитного риска, даже если подтверждение такого значительного увеличения кредитного риска на уровне отдельного инструмента ещё недоступно.

Финансовые обязательства

Первоначальное признание и оценка

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

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

Финансовые обязательства Компании включают торговую кредиторскую задолженность.

Последующая оценка

Последующая оценка финансовых обязательств зависит от их классификации следующим образом:

Торговая кредиторская задолженность

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

Прекращение признания

Признание финансового обязательства прекращается, если обязательство погашено, аннулировано, или срок его действия истёк. Если имеющееся финансовое обязательство заменяется другим обязательством перед тем же кредитором, на существенно отличающихся условиях, или если условия имеющегося

обязательства значительно изменены, такая замена или изменения учитываются как прекращение признания первоначального обязательства и начало признания нового обязательства, а разница в их балансовой стоимости признаётся в консолидированном отчёте о совокупном доходе.

Денежные средства и их эквиваленты

Денежные средства в отчёте о финансовом положении включают денежные средства в банках.

Для целей отчёта о движении денежных средств денежные средства и их эквиваленты состоят из денежных средств согласно определению выше.

Резервы

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

Признание выручки

Выручка признаётся в том случае, если получение экономических выгод Компанией оценивается как вероятное, и, если выручка может быть надёжно оценена, вне зависимости от времени осуществления платежа. Выручка оценивается по справедливой стоимости полученного или подлежащего получению вознаграждения с учётом определённых в договоре условий платежа и за вычетом налогов или пошлин. Компания анализирует заключаемые ею договоры, предусматривающие получение выручки, в соответствии с определёнными

критериями с целью определения того, выступает ли она в качестве принципала или агента. Компания пришла к выводу, что она выступает в качестве принципала по всем таким договорам.

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

Компания, при признании выручки, осуществляет следующие шаги:

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

С 1 января 2019 года с введением в Республике Казахстан рынка мощности, Группа оказывает услуги по обеспечению готовности электрической мощности к несению нагрузки. Выручка от оказания услуг по обеспечению готовности электрической мощности к несению нагрузки признается ежемесячно исходя из объёмов оказанных услуг. Объёмом услуги по обеспечению готовности электрической мощности к несению нагрузки для каждого конкретного покупателя, является максимальная, за соответствующий месяц, электрическая мощность потребления, указанная в акте о фактическом максимальном значении электрической мощности потребления за месяц.

Процентный доход

По всем финансовым инструментам, оцениваемым по амортизированной стоимости, и процентным финансовым активам, классифицированным в качестве имеющихся в наличии для продажи, процентный доход или расход признаются с использованием метода эффективной процентной ставки, который точно дисконтирует ожидаемые будущие выплаты

или поступления денежных средств на протяжении предполагаемого срока использования финансового инструмента или, если это уместно, менее продолжительного периода до чистой балансовой стоимости финансового актива или обязательства. Процентный доход включается в отчет о совокупном доходе.

Аренда

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

Компания в качестве арендатора

Компания признаёт активы в форме права пользования на дату начала аренды (т.е. дату, на которую базовый актив становится доступным для использования). Активы в форме права пользования оцениваются по первоначальной стоимости, за вычетом накопленной амортизации и накопленных убытков от обесценения, с корректировкой на переоценку обязательств по аренде. Первоначальная стоимость актива в форме права пользования включает величину признанных обязательств по аренде, понесённые первоначальные прямые затраты и арендные платежи, произведённые на дату начала аренды или до такой даты за вычетом полученных стимулирующих платежей по аренде. Если у Компании отсутствует достаточная уверенность в том, что она получит право собственности на арендованный актив в конце срока аренды, признанный актив в форме права пользования амортизируется линейным методом на протяжении более короткого из следующих периодов: предполагаемый срок полезного использования актива или срок аренды. Активы в форме права пользования проверяются на предмет обесценения.

На дату начала аренды Компания признаёт обязательства по аренде, которые оцениваются по приведённой стоимости

арендных платежей, которые должны быть осуществлены в течение срока аренды. Арендные платежи включают фиксированные платежи (в том числе, по существу, фиксированные платежи) за вычетом любых стимулирующих платежей по аренде к получению, переменные арендные платежи, которые зависят от индекса или ставки, и суммы, которые, как ожидается, будут уплачены по гарантиям ликвидационной стоимости. Арендные платежи также включают цену исполнения опциона на покупку, если имеется достаточная уверенность в том, что Компания исполнит этот опцион, и выплаты штрафов за прекращение аренды, если срок аренды отражает потенциальное исполнение Компанией опциона на прекращение аренды. Переменные арендные платежи, которые не зависят от индекса или ставки, признаются в качестве расходов в том периоде, в котором наступает событие или условие, приводящее к осуществлению таких платежей.

Для расчёта приведённой стоимости арендных платежей Компания использует ставку привлечения дополнительных заёмных средств на дату начала аренды, если процентная ставка, заложенная в договоре аренды, не может быть легко определена. После даты начала аренды величина обязательств по аренде увеличивается для отражения начисления процентов и уменьшается для отражения осуществленных арендных платежей. Кроме того, в случае модификации, изменения срока аренды, изменения по существу фиксированных арендных платежей или изменения оценки опциона на покупку базового актива Компания производит переоценку балансовой стоимости обязательства по аренде.

Компания применяет освобождение от признания в отношении краткосрочной аренды (т.е. к договорам, по которым на дату начала аренды предусмотренный срок аренды составляет не более 12 месяцев и которые не содержат опциона на покупку).

Компания также применяет освобождение от признания в отношении аренды активов с низкой стоимостью к договорам аренды, стоимость которого считается низкой.

Арендные платежи по краткосрочной аренде и аренде активов с низкой стоимостью признаются в качестве расхода линейным методом в течение срока аренды.

Компания определяет срок аренды как не подлежащий досрочному прекращению период аренды вместе с периодами, в отношении которых предусмотрен опцион на продление аренды, если имеется достаточная уверенность в том, что он будет исполнен, или периодами, в отношении которых предусмотрен опцион на прекращение аренды, если имеется достаточная уверенность в том, что он не будет исполнен.

Компания в качестве арендодателя

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

Пенсионные обязательства

В соответствии с законодательством Республики Казахстан, Компания осуществляет платежи в размере 10% от заработной платы работников, но не более 212.500 тенге в месяц (2018 год: 212.130 тенге) в качестве отчислений в накопительные пенсионные фонды. Платежи в пенсионные фонды удерживаются из заработной платы работников и включаются в общие расходы по оплате труда совместно с прочими отчислениями, связанными с оплатой труда в отчёте о совокупном доходе, в момент их возникновения. Компания не имеет каких-либо других обязательств по пенсионным платежам.

Текущий подоходный налог

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

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

Отложенный налог

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

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

- ▶ отложенное налоговое обязательство возникает в результате первоначального признания гудвила, актива или обязательства, в ходе сделки, не являющейся объединением бизнеса, и на момент совершения операции не влияет ни на бухгалтерскую прибыль, ни на налогооблагаемую прибыль или убыток;

- ▶ в отношении налогооблагаемых временных разниц, связанных с инвестициями в дочерние организации, ассоциированные компании, а также с долями участия в совместной деятельности, если можно контролировать распределение во времени уменьшения временной разницы, и

существует значительная вероятность того, что временная разница не будет уменьшена в обозримом будущем.

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

- ▶ отложенный налоговый актив, относящийся к вычитаемой временной разнице, возникает в результате первоначального признания актива или обязательства, которое возникло не вследствие объединения бизнеса, и которое на момент совершения операции не влияет ни на бухгалтерскую прибыль, ни на налогооблагаемую прибыль или убыток;

- ▶ в отношении вычитаемых временных различий, связанных с инвестициями в дочерние организации, ассоциированные компании, а также с долями участия в совместной деятельности, отложенные налоговые активы признаются только в той степени, в которой есть значительная вероятность того, что временные различия будут использованы в обозримом будущем, и будет иметь место налогооблагаемая прибыль, против которой могут быть использованы временные различия.

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

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

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

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

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

Условные обязательства и условные активы

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

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

4. Существенные учётные суждения, оценочные значения и допущения

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

Оценочные значения и допущения

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

Налоги

В отношении интерпретации сложного налогового законодательства, а также сумм и сроков получения будущей налогооблагаемой прибыли существует неопределённость. С учётом значительного разнообразия международных операций Компании, а также долгосрочного характера и сложности имеющихся договорных отношений, разница, возникающая между фактическими результатами и принятыми допущениями, или

будущие изменения таких допущений могут повлечь за собой будущие корректировки уже отражённых в отчётности сумм расходов или экономии по подоходному налогу. Основываясь на обоснованных допущениях, Компания создаёт резервы под возможные последствия налоговых проверок. Величина подобных резервов зависит от различных факторов, например, от результатов предыдущих проверок и различных интерпретаций налогового законодательства компанией налогоплательщиком и соответствующим налоговым органом.

Подобные различия в интерпретации могут возникнуть по большому количеству вопросов в зависимости от условий, преобладающих в стране, в которой зарегистрирована соответствующая компания.

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

Отложенные налоговые активы признаются по всем неиспользованным налоговым убыткам в той мере, в которой является вероятным получение налогооблагаемой прибыли, против которой могут быть зачтены налоговые убытки. Для определения суммы отложенных налоговых активов, которую можно признать в консолидированной финансовой отчётности, на основании вероятных сроков получения и величины будущей налогооблагаемой прибыли, а также стратегии налогового планирования, необходимо существенное суждение руководства.

Роль Компании в договорах покупки и продажи электроэнергии, произведённой объектами по использованию ВИЭ

В целях создания условий развития сектора возобновляемых источников энергии (далее – «ВИЭ») Правительством Республики Казахстан был принят механизм

государственной поддержки, основанный на внедрении централизованной покупки единым покупателем – РФЦ электроэнергетики, производимой объектами ВИЭ. Деятельность РФЦ регулируется Законом Республики Казахстан «О поддержке использования возобновляемых источников энергии».

Проанализировав договоры покупки и продажи электроэнергии, произведенной объектами по использованию ВИЭ, руководство Компании применило значительное суждение о том, что Компания одновременно получает контроль над электроэнергией, произведенной объектами по использованию ВИЭ, и передает её покупателям. Руководство Компании считает, что покупатели рассматривают Компанию, как сторону несущую основную ответственность за исполнение договора продажи электроэнергии, произведенной объектами по использованию ВИЭ.

Более того, договоры на покупку электроэнергии, произведенной объектами по использованию ВИЭ, заключаются Компанией сроком на 15 лет, при этом договоры на продажу электроэнергии, заключаются с покупателями сроком на один год.

Таким образом, Руководство Компании определило, что Компания является принципалом в договорах продажи электроэнергии, произведенной объектами по использованию ВИЭ, и Компания признает выручку в валовой сумме возмещения, которое она ожидает получить.

Оценочный резерв под ожидаемые кредитные убытки по дебиторской задолженности и активам по договору

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

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

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

Определения компонента аренды в договорах на покупку электроэнергии ВИЭ

Компания заключила долгосрочные договоры покупки электроэнергии, произведенной на электростанциях, использующих возобновляемые источники энергии (далее – «электростанции ВИЭ»). По данным договорам Компания имеет право на получение практически всех экономических выгод от использования электростанции ВИЭ в течение срока пользования, определенного как 15-летний период действия договоров покупки. Компания закупает весь объем электроэнергии, произведенной на данных электростанциях ВИЭ. Договоры покупки электроэнергии ВИЭ предусматривают фиксированные тарифы в тенге за каждый кВт/ч электроэнергии, произведенной на электростанции ВИЭ.

Таким образом, руководство Компании определило, что договоры покупки электроэнергии ВИЭ содержит компонент аренды согласно МСФО (IFRS) 16. Однако, руководство Компании не может достоверно оценить объем электроэнергии из-за высоких колебаний в объемах производства, который

будет производиться на каждой конкретной электростанции, так как характер бизнеса ВИЭ зависит в значительной степени от внешних факторов, таких как погодные условия.

Соответственно, руководство Компании не смогло надежно и достоверно оценить обязательства по аренде (и, соответственно, актив в форме права пользования).

5. Торговая дебиторская задолженность

В тысячах тенге

	31 декабря 2019 года	31 декабря 2018 года
Торговая дебиторская задолженность	14.423.838	2.283.848
Минус: резерв под ожидаемые кредитные убытки	(239.765)	(6.019)
	14.184.073	2.277.829

Движение резерва под ожидаемые кредитные убытки представлено следующим образом:

В тысячах тенге

	2019 год	2018 год
На 1 января	6.019	-
Эффект применения МСФО 9	-	3.311
Начисление резерва	272.095	14.581
Восстановление резерва	(38.349)	(11.873)
На 31 декабря	239.765	6.019

По состоянию на 31 декабря 2019 года торговая дебиторская задолженность Компании включала дебиторскую задолженность за продажу электроэнергии, произведенной объектами ВИЭ и дебиторскую задолженность за оказание услуги по обеспечению готовности электрической мощности к несению нагрузки, и была выражена в тенге.

По состоянию на 31 декабря 2018 года торговая дебиторская задолженность Компании включала дебиторскую задолженность за продажу электроэнергии, произведённую объектами ВИЭ, и была выражена в тенге.

Анализ торговой дебиторской задолженности по срокам возникновения представлен следующим образом:

В тысячах тенге

	Торговая дебиторская задолженность				
	Итого	Текущая	Просрочка платежей		
			31-60 дней	61-90 дней	Более 90 дней
31 декабря 2019 года	14.423.838	13.015.589	279.540	240.753	887.956
Минус: резерв под ожидаемые кредитные убытки	(239.765)	(13.228)	(3.529)	(5.147)	(217.861)
	14.184.073	13.002.361	276.011	235.606	670.095
31 декабря 2018 года	2.283.848	2.276.558	3.467	117	3.706
Минус: резерв под ожидаемые кредитные убытки	(6.019)	(5.333)	(33)	(51)	(602)
	2.277.829	2.271.225	3.434	66	3.104

6. Денежные средства и их эквиваленты

В тысячах тенге

	31 декабря 2019 года	31 декабря 2018 года
Банковские депозиты в тенге	10.759.000	1.656.948
Текущие счета в банках в тенге	986.513	104.057
Минус: резерв под ожидаемые кредитные убытки	(11.863)	(2.350)
	11.733.650	1.758.655

В 2019 году на текущие счета Компании начислялись проценты от 4,5% до 7% годовых. За год, закончившийся 31 декабря 2019 года Компания начислила процентный доход в размере 173.510 тысяч тенге (2018 год: 62.076 тысяч тенге). В течение 2019 года, временно свободные денежные средства были размещены на краткосрочных депозитных счетах на срок до одного месяца со ставкой вознаграждения от 7% до 9% годовых. За год, закончившийся 31 декабря 2019 года Компания начислила вознаграждения по временно свободным денежным средствам на краткосрочных депозитах в размере 416.207 тысяч тенге (2018 год: 94.452 тысячи тенге).

Движение резерва под ожидаемые кредитные убытки представлено следующим образом:

В тысячах тенге

	2019 год	2018 год
На 1 января	2.350	–
Эффект применения МСФО 9	–	2.504
Начисление резерва	11.276	2.051
Восстановление	(1.763)	(2.205)
На 31 декабря	11.863	2.350

7. Уставный капитал

По состоянию на 31 декабря 2019 года уставный капитал Компании составил 100.000 тысяч тенге (2018 год: 100.000 тысяч тенге).

8. Торговая кредиторская задолженность

В тысячах тенге

	31 декабря 2019 года	31 декабря 2018 года
Кредиторская задолженность за покупную электроэнергию, произведенную объектами ВИЭ	9.054.967	3.386.833
Кредиторская задолженность за оказанные работы и услуги по поддержанию готовности электрической мощности	5.731.263	28.425
Прочая кредиторская задолженность	43	–
	14.786.273	3.415.258

9. Выручка по договорам с покупателями

В тысячах тенге

	2019 год	2018 год
Доход от реализации услуги по обеспечению готовности электрической мощности к несению нагрузки	71.093.278	–
Доход от реализации покупной электроэнергии по возобновляемым источникам энергии	40.837.478	21.025.149
Доход от реализации предпроектной технической документации по пилотному проекту СЭС для проведения аукциона ВИЭ с документацией	33.450	–
	111.964.206	21.025.149

В течение 2019 и 2018 годов Компания реализовывала все товары и услуги на территории Республики Казахстан.

Сроки признания выручки представлены следующим образом:

В тысячах тенге

	2019 год	2018 год
Сроки признания выручки		
В определенный момент времени	40.870.928	21.025.149
В течение периода времени	71.093.278	–
Итого выручка по договорам с покупателями	111.964.206	21.025.149

10. Себестоимость

В тысячах тенге

	2019 год	2018 год
Расходы по поддержанию готовности электрической мощности к несению нагрузки	58.282.988	–
Себестоимость покупной электроэнергии по возобновляемым источникам энергии	41.435.133	20.893.549
Расходы по организации балансирования производства и потребления электроэнергии	118.641	70.577
Себестоимость предпроектной технической документации	27.875	–
Расходы по организации и проведению централизованных торгов электрической мощности	1.140	–
	99.865.777	20.964.126

11. Общие и административные расходы

В тысячах тенге

	2019 год	2018 год
Расходы по оплате труда и прочие отчисления, связанные с оплатой труда	214.762	107.484
Расходы на аренду	39.923	24.709
Начисление резервов по неиспользованным отпускам и бонусам	38.542	14.944
Износ и амортизация	12.384	5.413
Затраты на обслуживание оргтехники	11.668	10.822
Услуги связи	8.610	2.443
Командировочные расходы	6.573	3.981
Материалы	5.232	2.160
Расходы по страхованию	3.942	2.116
Консультационные услуги	3.491	3.207
Расходы на ремонт	2.788	4.010
Расходы по обучению	1.952	3.244
Услуги банка	961	284
Затраты по организации закупок	923	923
Представительские расходы	–	1.452
Прочие	10.910	7.445
	362.661	194.637

12. Расходы по подоходному налогу

В тысячах тенге

	2019 год	2018 год
Текущий подоходный налог		
Расходы по текущему подоходному налогу	2.502.873	15.570
Корректировка подоходного налога прошлых лет	–	52
Отложенный налог		
Льгота по отложенному налогу	(49.676)	(1.508)
Итого расходы по подоходному налогу, отражённые в прибылях и убытках	2.453.197	14.114

В Республике Казахстан в 2019 и 2018 годах ставка подоходного налога составляла 20%.

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

В тысячах тенге

	2019 год	2018 год
Прибыль до учёта расхода по подоходному налогу	12.236.551	70.343
Налог, рассчитанный по официальной ставке 20%	2.447.310	14.069
Невычитаемые расходы	5.887	45
Расходы по подоходному налогу, отражённые в прибылях и убытках	2.453.197	14.114

Далее отражено налоговое влияние на основные временные разницы, которые приводят к возникновению активов и обязательств по отложенному налогу по состоянию на 31 декабря 2019 и 2018 годов:

В тысячах тенге

	Отчёт о финансовом положении		Отчёт о совокупном доходе	
	31 декабря 2019 года	31 декабря 2018 года	2019 год	2018 год
Начисленные обязательства	6.419	2.703	3.787	(556)
Отложенный доход	3.335	3.923	(589)	3.923
Торговая дебиторская задолженность	48.017	1.204	46.660	1.204
Налоги	677	310	444	86
Основные средства	(5.012)	(4.380)	(626)	(3.149)
Чистые отложенные налоговые активы	53.436	3.760		
Льгота по отложенному налогу			49.676	1.508

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

13. Операции со связанными сторонами

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

Следующая таблица показывает общую сумму сделок, которые были совершены со связанными сторонами по состоянию на 31 декабря 2019 года и 31 декабря 2018 года и за годы, закончившиеся на указанные даты:

В тысячах тенге

	Год	Продажи связанным сторонам	Закупки от связанных сторон	Торговая дебиторская задолжен- ность связанных сторон	Торговая кредиторская задолжен- ность связанным сторонам
Материнская компания – KEGOC	2019	3.401.035	158.564	639.501	–
	2018	1.892	94.660	842	7.520
Дочерние компании KEGOC	2019	–	11.766	–	1.190
	2018	–	8.246	–	724
Дочерние компании Самрук-Казына	2019	12.672.174	21.135.121	1.524.247	3.851.528
	2018	6.221.154	4.605.893	622.870	847.813
Ассоциированные компании Самрук-Казына	2019	13.202.540	13.765.582	1.153.294	1.146.275
	2018	2.284.644	5.148.563	215.774	555.174

Продажи связанным сторонам представлены продажей электроэнергии, произведённой объектами по использованию возобновляемых источников энергии.

В 2019 году ключевой управленческий персонал представлен 2 работниками (2018 год: 2 человека). За годы, закончившиеся 31 декабря 2019 и 2018 годов вознаграждение ключевого управленческого персонала, включённое в административные расходы в прилагаемом отчёте о совокупном доходе, составило 33.430 тысяч тенге и 26.399 тысяч тенге, соответственно. Вознаграждение ключевого управленческого персонала состоит из договорной заработной платы, премий по результатам операционной деятельности и материальной помощи в соответствии с внутренними нормативными актами.

14. Цели и политика управления финансовыми рисками

Основные финансовые обязательства Компании включают торговую кредиторскую задолженность. Основной целью данных финансовых обязательств является финансирование операций Компании. У Компании имеются торговая дебиторская задолженность, краткосрочные депозиты, денежные средства, которые возникают непосредственно в ходе её операционной деятельности.

Компания подвержена кредитному риску и риску ликвидности.

Кредитный риск

Кредитный риск – это риск того, что Компания понесёт финансовые убытки, поскольку контрагенты не выполняют свои обязательства по финансовому инструменту

или клиентскому договору. Компания подвержена кредитному риску, связанному с её операционной деятельностью, прежде всего, в отношении торговой дебиторской задолженности, и финансовой деятельностью, включая краткосрочные депозиты, денежные средства и их эквиваленты (Примечание 5). Подверженность Компании и кредитоспособность её контрагентов постоянно контролируются. Максимальная подверженность кредитному риску, ограничена балансовой стоимостью каждого финансового актива.

Балансовая стоимость финансовых активов, признанных в финансовой отчётности Компании за вычетом резервов под ожидаемые кредитные убытки, отражает максимальную величину кредитного риска Компании.

В Компании нет утверждённых политик, процедур и контролей, связанных с управлением кредитным риском, но, тем не менее, непогашенный баланс дебиторской задолженности от клиентов регулярно контролируется руководством Компании.

Анализ на обесценение проводится руководством Компании на каждую отчётную дату на индивидуальной основе на основании количества дней просрочки. Расчёты основываются на информации о фактически понесённых убытках в прошлом. Максимальная подверженность кредитному риску на отчётную дату представлена балансовой стоимостью каждого класса финансовых активов (Примечание 5). Компания не имеет имущества, переданного ей в залог.

Кредитный риск по денежным средствам ограничен, так как контрагентом Компании являются банки с высокими кредитными рейтингами, присвоенными международными рейтинговыми агентствами.

Риск ликвидности

Риск ликвидности связан с возможностью того, что Компания столкнется с трудностями при привлечении средств для выполнения своих финансовых обязательств. Риск ликвидности может возникнуть в результате невозможности оперативно реализовать финансовый актив по стоимости, приближающейся к его справедливой стоимости.

Требования к ликвидности регулярно контролируются, и руководство следит за наличием средств, в объёме, достаточном для выполнения обязательств по мере их возникновения.

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

В тысячах тенге

	До востре- бования	От 1 до 3 месяцев	От 3 месяцев до 1 года	От 1 года до 5 лет	Свыше 5 лет	Итого
На 31 декабря 2019 года						
Торговая кредиторская задолженность	-	14.786.273	-	-	-	14.786.273
Прочие текущие обязательства	-	42.375	-	-	-	42.375
	-	14.828.648	-	-	-	14.828.648
На 31 декабря 2018 года						
Торговая кредиторская задолженность	-	3.415.258	-	-	-	3.415.258
Прочие текущие обязательства	-	13.515	-	-	-	13.515
	-	3.428.773	-	-	-	3.428.773

Управление капиталом

Главная цель управления капиталом Компании состоит в обеспечении того, что Компания будет в состоянии продолжать придерживаться принципа непрерывности деятельности наряду с максимизацией доходов для акционера посредством

оптимизации отношения задолженности и капитала.

Компания управляет своим капиталом с учётом изменений в экономических условиях.

В течение года, закончившегося 31 декабря 2019 года, не было каких-либо изменений в целях, по политике или в процессах управления капиталом.

Справедливая стоимость финансовых инструментов

На 31 декабря 2019 года балансовая стоимость финансовых активов и обязательств приблизительно равна их справедливой стоимости, ввиду краткосрочного характера данных финансовых инструментов.

15. Условные обязательства

Налогообложение

Казахстанское налоговое законодательство и нормативно-правовые акты являются предметом постоянных изменений и различных толкований. Нередки случаи расхождения во мнениях между местными, региональными и республиканскими налоговыми органами, включая мнения по подходу МСФО к выручке, расходам и прочим статьям финансовой отчетности. Применяемая в настоящее время система штрафов и пени за выявленные правонарушения на основании действующих в Казахстане законов, весьма сурова. Штрафные санкции включают в себя штрафы, как правило, в размере 50-80% от суммы дополнительно начисленных налогов, и пеню, начисленную по ставке рефинансирования, установленной Национальным Банком Республики Казахстан, умноженной на 1,25. В результате, сумма штрафных санкций и пени может в несколько раз превышать суммы подлежащих доначислению налогов. Финансовые периоды остаются открытыми для проверки налоговыми органами в течение пяти календарных лет, предшествующих году, в котором проводится проверка. При определенных обстоятельствах, налоговые проверки могут охватывать более длительные периоды. Ввиду вышеизложенного, окончательная сумма налогов, штрафных санкций и пени, если таковые имеются, может превысить сумму, отнесенную на расходы в настоящее время и начисленную на 31 декабря 2019 года.

По состоянию на 31 декабря 2019 года руководство Компании считает, что толкование применимого законодательства

является верным и существует вероятность того, что позиция Компании по налогам будет подтверждена, за исключением случаев, предусмотренных или раскрытых в данной финансовой отчетности.

На 31 декабря 2019 и 2018 годов Компания не имела финансовых инструментов, классифицированных в качестве финансовых инструментов 1,2 или 3 уровней. За годы, закончившиеся 31 декабря 2019 и 2018 годов, не было переходов между Уровнями 1, 2 и 3 справедливой стоимости финансовых инструментов.

является верным и существует вероятность того, что позиция Компании по налогам будет подтверждена, за исключением случаев, предусмотренных или раскрытых в данной финансовой отчетности.

Договорные обязательства

На 31 декабря 2019 года Компания имеет 129 договоров с действующими производителями электрической энергии, использующими возобновляемые источники энергии (энергия солнца, ветра и воды): 31 договоров с Гидроэлектростанциями (ГЭС); 38 договоров с Солнечными электростанциями (СЭС), 55 договоров с Ветровыми электростанциями (ВЭС) и 5 договоров с Биологическими электростанциями (БиоЭС). Срок действия договоров составляет 15 лет с даты введения электростанции в эксплуатацию, при котором выработанная электроэнергия будет выдана в электрические сети энергопередающей организации. Компания имеет обязательство по покупке всей произведённой электроэнергии данными электростанциями. На 31 декабря 2019 года Компания имеет обязательство по договорам от 10 до 15 лет.

В 2019 году Компанией заключено 61 договор с условными потребителями на продажу электроэнергии, произведенной объектами, использующими ВИЭ. Из них: в Зоне 1 – 47 договоров; в Зоне 2 – 14 договоров.

На рынке электрической мощности по состоянию на 31 декабря 2019 года Компанией заключено 236 договоров с потребителями услуг по обеспечению готовности электрической мощности к несению нагрузки: в том числе с энергоснабжающими

организациями – 126 договоров; с энергопередающими организациями – 29 договоров; с потребителями – 81 договор.

С 34 энергопроизводящими организациями заключено 51 договор о покупке услуги по поддержанию готовности электрической мощности: в том числе с энергопроизводящими организациями по инвестиционным соглашениям – 2 договора; с энергопроизводящими организациями, в состав которых входят теплоэлектроцентрали – 19 договоров; с энергопроизводящими организациями по итогам централизованных торгов – 30 договоров.

Тарифы на покупку электроэнергии, производимой объектами по использованию возобновляемых источников энергии

Тарифы на покупку электроэнергии, производимой объектами по использованию возобновляемых источников энергии, которые были введены в эксплуатацию до введения в действие Закона № 165-IV «О возобновляемых источниках энергии» от 4 июля 2009 года, определены в Постановлении Правительства № 419 от 29 апреля 2014 года и равны тарифам, предусмотренным в технико-экономических обоснованиях проектов строительства данных объектов. Для объектов по использованию возобновляемых источников энергии, которые были введены в эксплуатацию после введения в действие Закона о возобновляемых источниках энергии, применяются фиксированные тарифы, одобренные Постановлением Правительства № 645 от 12 июня 2014 года и № 644 от 12 июня 2014 года. С переходом в 2017 году на аукционный механизм поддержки ВИЭ, ТОО «РФЦ по ВИЭ» заключает договора по аукционным ценам, сложившимся по итогам аукционных торгов по отбору проектов ВИЭ.

Тариф на продажу электроэнергии, производимой объектами по использованию возобновляемых источников энергии

Тариф на продажу электроэнергии, производимой объектами по использованию возобновляемых источников энергии условным потребителям рассчитывается в

соответствии с «Правилами определения тарифа на поддержку возобновляемых источников энергии», утверждёнными Постановлением Правительства № 290 от 1 апреля 2014 года и «Правилами ценообразования на общественно значимых рынках», утвержденными Приказом Министра национальной экономики Республики Казахстан от 1 февраля 2017 года № 36. Тариф на продажу электроэнергии включает в себя затраты расчётно-финансового центра на покупку электрической энергии, произведенной объектами по использованию возобновляемых источников энергии, затраты на услуги на организации балансирования производства-потребления электрической энергии, затраты на формирование резервного фонда и затраты, связанные с осуществлением деятельности Компании.

Руководство считает, что в 2019 году расчёт и применение тарифов на продажу и покупку электроэнергии, производимой объектами по использованию возобновляемых источников энергии, осуществлялось должным образом и в соответствии с применимыми нормами и законодательными актами.

Тариф на покупку услуг по поддержанию готовности электрической мощности

Согласно приказу Министра энергетики Республики Казахстан от 3 июля 2015 года № 465 утвержден предельный тариф на услугу по поддержанию готовности электрической мощности, составляющий на 2019-2025 годы 590 тысяч тенге/МВт*мес. (в редакции приказа Министра энергетики РК от 29 ноября 2018 года № 464).

Тариф на оказание услуг по обеспечению готовности электрической мощности к несению нагрузки

Тариф на услугу по обеспечению готовности электрической мощности к несению нагрузки рассчитывается в соответствии с «Правилами расчёта и размещения на интернет-ресурсе единым закупщиком цены на услугу по обеспечению готовности электрической мощности к несению нагрузки, утвержденного Приказом Министра энергетики Республики Казахстан

от 3 декабря 2015 года № 685». Расчёт цены на услугу по обеспечению готовности электрической мощности к несению нагрузки на предстоящий календарный год осуществляется Компанией на основании:

1) средневзвешенной цены на услугу по поддержанию готовности электрической мощности, сложившейся по результатам централизованных торгов электрической мощностью;

Тариф на оказание услуг по обеспечению готовности электрической мощности к несению нагрузки (продолжение)

2) средневзвешенной цены на услугу по поддержанию готовности электрической мощности всех договоров о покупке услуги по поддержанию готовности электрической мощности, заключенных единым закупщиком с победителями тендеров на строительство генерирующих установок, вновь вводимых в эксплуатацию, с действующими энергопроизводящими организациями, которые заключили инвестиционное соглашение на модернизацию, расширение, реконструкцию и (или) обновление с уполномоченным органом, а также с действующими энергопроизводящими организациями, в состав которых входят теплоэлектроцентрали;

3) прогнозных заявок на потребление энергоснабжающих, энергопередающих организаций и потребителей, являющихся субъектами оптового рынка;

4) прогнозного спроса на электрическую мощность на предстоящий и последующий календарные годы.

Компания ежегодно до 1 декабря размещает на своем интернет-ресурсе цену на услугу по обеспечению готовности электрической мощности к несению нагрузки на предстоящий календарный год вместе с подтверждающими расчетами.

Влияние изменений в законодательстве по виду деятельности «Рынок мощности»

Приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 8 ноября 2019 года № 361, внесены изменения и дополнения в приказ от 27 февраля 2015 года № 152

«Об утверждении Правил организации и функционирования рынка электрической мощности» (далее – «Правила»). Одним из дополнений в Правила было внесение изменений в расчёт фактического объёма услуги по поддержанию готовности электрической мощности для энергопроизводящих организаций путем включения дополнительного коэффициента k_8 . Применение данного коэффициента в расчёте фактического объёма услуги по поддержанию готовности электрической мощности в декабре 2019 года существенно повлияло на показатели выручки и себестоимости за декабрь 2019 года по данному виду деятельности.

Министерством энергетики Республики Казахстан рассматривается внесение изменений в Правила по действию коэффициента k_8 в имитационном режиме начиная с декабря 2019 года.

За декабрь 2019 года выручка от оказания услуги по обеспечению готовности электрической мощности к несению нагрузки составила 7.587.367 тыс. тенге, расходы по поддержанию готовности электрической мощности к несению нагрузки составили 3.538.195 тыс. тенге.

Руководство Компании считает, что в случае принятия изменений в Правила по действию коэффициента k_8 выручка от оказания услуги по обеспечению готовности электрической мощности к несению нагрузки может быть уменьшена на 1.262.281 тысячу тенге, а расходы по поддержанию готовности электрической мощности к несению нагрузки увеличены на 1.085.012 тысяч тенге.

Пересмотр методики расчета тарифа на услугу по обеспечению готовности электрической мощности к несению нагрузки

Руководством Компании направлено обращение в Министерство энергетики Республики Казахстан о необходимости пересмотра методики расчёта тарифа на услугу по обеспечению готовности электрической мощности для потребителей с учётом накопленной за предыдущие годы

аудированной чистой прибыли по данному виду деятельности.

Условия ведения деятельности

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

Снижение цен на нефть оказывает негативное влияние на казахстанскую экономику. Процентные ставки в тенге остаются высокими. Совокупность этих факторов привела к снижению доступности капитала и увеличению его стоимости, а также к повышению неопределённости относительно дальнейшего экономического роста, что может негативно повлиять на финансовое положение, результаты деятельности и экономические перспективы Компании. Руководство Компании считает, что оно предпринимает надлежащие меры по поддержанию экономической устойчивости Компании в текущих условиях.

16. События после отчётной даты

После отчётной даты до даты подписания финансовой отчётности не произошло существенных изменений.



6 ГЛОССАРИЙ



Глоссарий

АБР	– Азиатский банк развития	м³	– кубический метр
АО	– акционерное общество	МВт	– мегаватт
АО «KEGOC»	акционерное общество – «Казахстанская компания по управлению электрическими сетями (KazakhstanElectricityGrid OperatingCompany) «KEGOC»	МСБ	– малый и средний бизнес
АО «КОРЭМ»	акционерное общество – Казахстанский оператор рынка электрической энергии и мощности	НДС	– налог на добавленную стоимость
БиоЭС	– биоэлектростанция	НДЦ СО	– филиал АО «KEGOC» «Национальный диспетчерский центр Системного Оператора»
БГУ	– биогазовые установки	НПП «Атамекен»	Национальная палата предпринимателей Республики Казахстан «Атамекен»
ВИЭ	– возобновляемые источники энергии	ООН	– Организация Объединенных Наций
ВЭС	– ветровая электрическая станция	ПРООН	– Программа Развития Организации Объединенных Наций
ГВтч	– гигаватт-час	РК	– Республика Казахстан
ГВт	– гигаватт	СНГ	– Содружество Независимых Государств
Г/дм³	– грамм на кубический дециметр	СЭС	– солнечная электростанция
Гкал	– гигакалория	ТДж	– тераджоуль
ГКП	– государственное коммунальное предприятие	ТОО	– товарищество с ограниченной ответственностью
ГПЭС	– газопоршневая электростанция	т.у.т.	– тонна условного топлива
ГРЭС	– государственная районная электростанция	ТЭО	– технико-экономическое обоснование
ГТЭС	– газотурбинная электростанция	ТЭЦ	– теплоэлектроцентраль
ГЭК	– гидроэнергетический комплекс	IFC	– Международная финансовая корпорация
ГЭС	– гидроэлектростанция	IRENA	– Международное агентство по возобновляемым источникам энергии
ЕБРР	– Европейский банк реконструкции и развития	NREL	– Национальная лаборатория по изучению возобновляемой энергии
ЕЭС РК	– единая электроэнергетическая система Республики Казахстан	TetraTech	– Консалтинговая и инжиниринговая компания США
кВтч	– киловатт-час	USAID	– Агентство США по международному развитию
Компания	– товарищество с ограниченной ответственностью «Расчетно-финансовый центр по поддержке возобновляемых источников энергии»		