



Проект PEER - "Адаптация управления  
водными ресурсами трансграничных вод  
бассейна Амударьи к возможным  
изменениям климата"



## Research report

### 1.Preparation (planning & design)

#### 1.3 Data collection & analysis

##### 1.3.2. Цены на продукцию сельского хозяйства и электроэнергию на 2050 г.

Руководитель проекта, проф.

В.А.Духовный

Исполнитель

А.Г.Сорокин

Ташкент, июль 2016 г

## Содержание

Введение

1.Цены на электроэнергию

2.Цены на продукцию сельского хозяйства

## Введение

В данном отчете приводится часть результатов по первому этапу исследований: результаты работ по сбору и анализу данных. Приводится анализ данных по ценам на электроэнергию и продукцию сельского хозяйства, включая возможные тренды на будущее.

### 1.Цены на электроэнергию

Об эффективности гидроэнергетики Таджикистана можно судить по ее **тарифной политике, себестоимости** выработки электроэнергии, по **ценам экспорта и импорта** электроэнергии (в центах на 1 кВт.ч). Для оценки эффективности мероприятий по восстановлению существующих электростанций необходимо знать **инвестиционные затраты** в \$ на 1 кВт. Тарифы являются механизмом государственного регулирования и определяются стратегией развития.

#### Себестоимость

По мнению специалистов Института водных проблем, гидроэнергетики и экологии Академии наук Республики Таджикистан И.Ш. Норматов и Г.Н. Петрова единственным надежным способом для оценки себестоимости является анализ результатов работы энергосистемы Таджикистана в период ее устойчивого функционирования (Норматов И.Ш., Петров Г.Н). Мощность энергосистемы в этот период уже достигла ее сегодняшнего уровня, финансовая система была устойчива. Согласно расчетам, себестоимость гидроэнергетики на уровне 1985-1990 гг оценивалась в 0.17 центов/кВт.ч. Современная себестоимость электроэнергии в целом, при среднем производстве электроэнергии в 15 млрд.кВт.ч, составляет 0.4 - 0.5 центов/кВт.ч.

#### Стоимость строительства и восстановления новых ГЭС

Опыт строительства ГЭС в Таджикистане показывает, что реальная **удельная стоимость строительства ГЭС** не превышает сегодня \$ 700 на 1 кВт мощности. Это говорит об их экономической эффективности, но при условии, что тариф на электроэнергию в энергосистеме не будет ниже 2 центов/кВт.ч (Норматов И.Ш., Петров Г.Н).

В проекте РЕЕР в качестве перспективы увеличения мощностей рассматриваются только те ГЭС, которые не имеют больших водохранилищ и призм регулирования: Сангтудинская -2 (полезный объем 0.005 км<sup>3</sup>), Шуробская (0.02 км<sup>3</sup>), малые гидроэлектростанции. Расчетная **себестоимость** Шуробская ГЭС оценивается в 25 центов/кВт.ч, малых ГЭС – около 22 центов/кВт.ч. Для сравнения: расчетная **себестоимость гарантированной электроэнергии новых** тепловых электростанций (Душанбинская 2, Шуробская 1, 2 ТЭЦ) оцениваются в 8.7–9.9 центов/кВт.ч.

Расчетные инвестиционные затраты на реконструкцию ГЭС составляют: для Нурекской ГЭС (рост выработки приблизительно 0.2 млрд.кВт.ч) 300 \$ / кВт, для Головной ГЭС Вахшского каскада (рост выработки приблизительно 0.02 млрд.кВт.ч) – 500 \$ / кВт.

## Дефицит энергии и тарифная политика

Современный дефицит электроэнергии в Таджикистане вызван двумя основными факторами: высоким **спросом** потребления электроэнергии в зимний период и недостаточным количеством **поставляемой электроэнергии** (в точках потребления). Первый фактор определяется структурой потребления (производство алюминия, отопление населения электроэнергией и др.) и **тарифами на электроэнергию**. Второй фактор во многом определяется эффективностью работы Нурекской ГЭС (наличие холостых сбросов) и потерями в энергосистемах и сетях передачи и распространения электроэнергии.

Анализ оплаты электроэнергии потребителями Таджикистана с начала 1996 года показывает, что до 2001 года она изменялась в пределах 30 – 60 %. Это свидетельствует о низкой **платежеспособности населения**, т.е. в некоторые годы был не дефицит, а перепроизводство электроэнергии (Петров Г.Н., 2009). После 2000 года оплата электроэнергии потребителями выросло (78 - 98 %).

Динамика тарифов на электроэнергию в Таджикистане с 1990 по 2008 год представлена на графике. Из графика видно, что тариф для населения 2008 года меньше его значения в 1980-1990 гг. в 3 раза. Общий тариф 2008 года превышает средний тариф за 1980-1990 гг в 1.08 раз. В 2012 году тариф в Таджикистане был увеличен до 2.25 центов/кВт.ч.



То, что разумный рост тарифов может привести к улучшению экономической ситуации, показывают **рыночные реформы**, проводимые в ГБАО Таджикистана. Повышение тарифов на электроэнергию в ГБАО **почти в три раза** по сравнению с общереспубликанскими позволило достроить ГЭС Памир – 1 (Петров Г.Н., Ахмедов Х.М., 2010). Был выделен зимний тариф и летний, бытовой, не бытовой (смотрите таблицу).

Тарифы на электроэнергию в ГБАО Таджикистана, цент/кВт.ч (Источник: Петров Г.Н., Ахмедов Х.М., 2010)

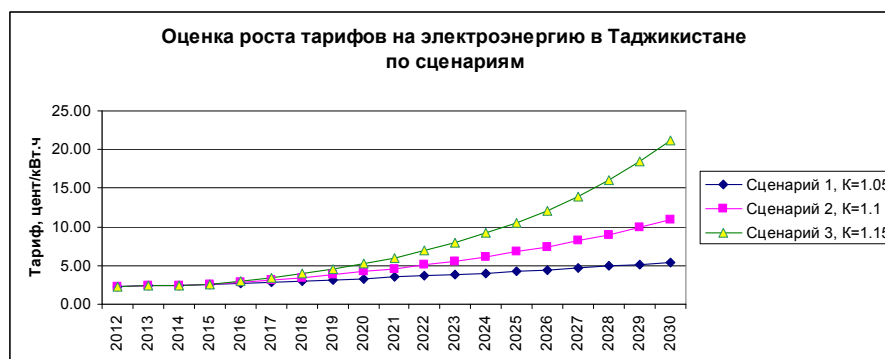
Годы	2004	2005	2006	2007
Зимний тариф				
Не бытовой	1.26	1.78	2.31	2.67
Бытовой	0.95	1.18	1.45	1.57

Летний тариф				
Не бытовой	0.90	1.27	1.65	1.91
Бытовой	0.68	0.84	1.03	1.12

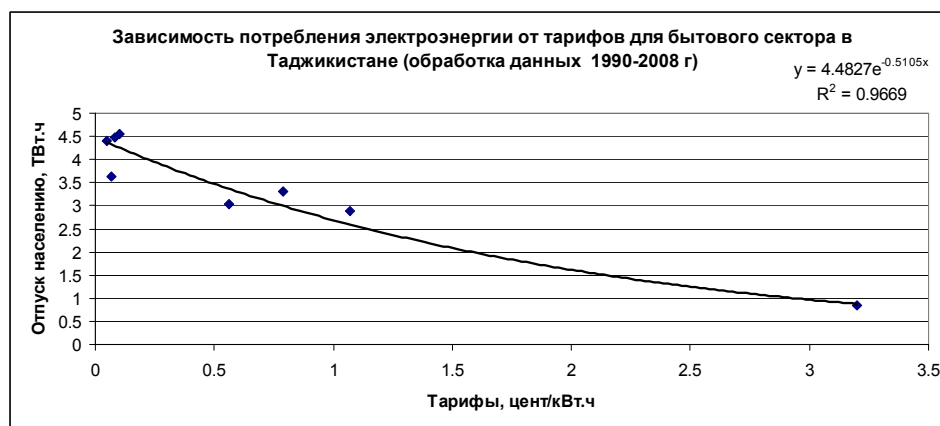
### Оценка тарифов на перспективу

Наиболее простой метод построить сценарии роста тарифов на перспективу – построить тренды на основе различных **коэффициентов роста тарифов**. Можно предложить три варианта: Вариант 1 – годовой рост на 5 % (коэффициент  $K = 1.05$ ), Вариант 2 - годовой рост на 10 % (коэффициент  $K = 1.1$ ), Вариант 3 - годовой рост на 15 % (коэффициент  $K = 1.15$ ). Такой подход был использован Г.Н.Петровы (2009) для **анализа вариантов тарифной политики** Таджикистана; по его оценке при росте тарифов на 5% Таджикистан в состоянии выйти на уровень тарифов стран ЦА, при росте тарифов на 10 % - будет ликвидировано сегодняшнее отставание от развитых стран и только при росте тарифов на 15 % возможно такое развитие, как мировая энергетика в целом.

Ниже на рисунке мы приводим оценку роста тарифов на электроэнергию в Таджикистане, выполненную нами на период 2012 - 2030 гг. на базе коэффициентов роста тарифов.



Сравнение тарифов на электроэнергию для бытового сектора с потреблением электроэнергии населением показывает определенную связь: с ростом тарифов падает потребление. С какой-то вероятностью можно утверждать, что если государство повысит тариф населению, оно может добиться снижения спроса, т.е. уменьшения дефицита. Однако, значительное повышение тарифов может привести к социальным проблемам; здесь важно оценить не только величину роста, исходную величину тарифа, но и **готовность платить** за электроэнергию.



По исследованиям Всемирного банка (Дерил Филдс и др., 2013) к **2025 году для жилого (бытового) сектора** максимальная сумма тарифа, которую потребители готовы платить за электроэнергию составляет **4.6 цента за 1 кВт.ч**, а для группы потребителей, **не относящихся к жилому сектору: 10.4 цента/кВт.ч**. Исходя из того, что потребление электроэнергии в жилом секторе составляет около 44 % от общего спроса, расчетное **среднее взвешенное значение** тарифа на электроэнергию по Таджикистану к 2025 году оценивается в **7 цента/кВт.ч**. В последующий период до 2040 года по прогнозу Всемирного банка тариф может расти с годовым темпом роста 3 % (Дерил Филдс и др., 2013). Если продолжить данные тренды до 2055 года (последний год для оценок сценариев по проекту PEER), то мы получим следующую динамику тарифов.

Оценка роста тарифов на электроэнергию Таджикистана в проекте PEER, цент/кВт.ч

Потребитель	2025 г	2035 г	2045 г	2055 г
Жилой сектор	4.6	6.2	8.3	11.2
Не жилой сектор	10.4	14.0	18.8	25.2
Средний тариф	7.0	9.4	12.6	17.0

#### Тарифы импортируемой электроэнергии

В долгосрочной перспективе в расчетах PEER может быть учтен импорт электроэнергии из Туркменистана. Импорт электроэнергии из Республики Узбекистан не рассматривается по причине возможного отсутствия избыточных мощностей для выработки зимней электроэнергии. Стоимость импорта электроэнергии из Туркменистана в Таджикистан оценивается в 6 – 7 цента/кВт.ч. По данным 2011 года Туркменистан имеет установленную мощность всех электростанций в 4110 МВт. К 2020 году планирует увеличить выработку до 27.4 млрд.кВт.ч; экспортные возможности – 6 млрд.кВт.ч (Дерил Филдс и др., 2013).

## Экспортные тарифы

В проекте CASA-1000 (объем экспорта из Таджикистана в Афганистан 2.4 млрд.кВт.ч) экспортный тариф оценивается в 4.4 цента/кВт.ч, а по проекту CASA – этап 2 (объем экспорта 4 млрд.кВт.ч) в 6.2 цента/кВт.ч. Тариф складывается из цены на электроэнергию в 3.5 цента/кВт.ч и цены на транзит – для CASA-1000 эта цена составляет 0.9 цента/кВт.ч, а для CASA – этап 2 составляет 2.7 цента/кВт.ч

## **2.Цены на продукцию сельского хозяйства**

Для оценки стоимости валовой продукции сельского хозяйства предлагаются **экономические цены**, поскольку они являются наиболее подходящей мерой для оценки экономической стоимости большинства видов сельскохозяйственных продуктов. Предполагается, что в перспективе **финансовые** цены стабилизируются на уровне экономических. Оценка цен проведена по Республике Узбекистан.

### Цены на хлопок

Оценка хлопчатника проведена по цене **хлопка-волокна**, в пересчете в цену **хлопка-сырца** по коэффициенту 3.75. Динамика экспортных цен Узбекского хлопка за период 1995-2005 гг в сравнении с мировыми ценами приводится в таблице. Прослеживается тесная зависимость экспортных цен от мировых.

Динамика цен на хлопок за 1995-2004 гг (источник: Экономическое обозрение. № 3(55), 2004. [www.review.uz](http://www.review.uz))

Цена, \$ / т	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Мировая цена на волокно (индекс А)	1900	1750	1700	1500	1300	1300	900	1000	1700	1600
Экспортная цена на волокно Узбекского хлопка (Биринчи урта)	1750	1600	1600	1600	1100	1150	1100	1100	1800	1700
Расчетная цена на хлопок-сырец	465	425	425	425	295	305	295	295	480	465

Низкие закупочные цены на хлопок-сырец в Узбекистане отражают наличие госзаказа на хлопок. После 2001 года наблюдается превышение цен Узбекского хлопка над мировыми. За период 1995-2001 гг произошло резкое падение мировых цен, и только с 2003 года цены стали стремительно расти. К 2003 году мировое производство хлопка упало с 21.4 млн.тонн в 2002 году до 19.2 млн.тонн, запасы снизились до уровня 1995 года, и спрос на хлопковое волокно вырос, - все это изменило ситуацию к повышению цен. **Прогнозы на перспективу** по хлопку связаны, в первую очередь, с высоким спросом на волокно (Китай и др. страны). **Максимальные ожидания** (2050 г): рост цены по хлопковому волокну принят до 2300-2500 \$ / т.

## Цены на продукцию сельского хозяйства

Начиная с середины 70-х годов до начала 90-х, на фоне расширения орошения, произошло значительное снижение цен на продовольствие; по данным ФАО с 1990 по 2001 год индекс мировых цен на продовольствие изменялся с 115 до 85 (1990 г = 100 ). Изменение цен на с/х продукты (продовольственные, кормовые культуры) в будущем будет определяться рядом факторов: во-первых, ростом спроса на продовольствие и кормовые культуры (если предположить, что спрос на продовольствие на 1 человека останется прежним, то рост спроса будет определяться ростом численности населения), во-вторых, нарастающим дефицитом водных ресурсов.

В условиях дефицита водных ресурсов спрос на продовольствие можно будет удовлетворить исключительно за счет более экономного расходования воды и повышения продуктивности воды и земли (урожайности) с/х культур. При этом, наблюдаемая в 70-х – 80-х годах тенденция снижения цен может быть прервана. Цены будут колебаться и во многом зависеть от природных условий (засухи, паводки), а также, от внедрения новых технологий, аграрных и торговых политик ведущих стран.

В данных условиях целесообразно принять следующую гипотезу изменения цен на сельскохозяйственную продукцию в перспективе (2015-2055 гг): экономические цены будут колебаться в пределах периода 1995-2015 гг.. Исключение составят цены на хлопок-волокно.

Такой подход дает возможность сравнивать продукцию орошаемого земледелия на 2015-2055 гг **в единых ценах базового периода**, адекватно оценивая эффективность производства по сценариям, исключая инфляционное влияние на цены и девальвацию (снижение курса по отношению к другим стран). Инфляция, т.е падение покупательской способности, проявляющаяся в повышении цен на все товары и услуги, вызывается рядом причин, действующих не только в сфере производства, но и денежного обращения, финансов, непроизводственных расходов государства и др.

Колебания цен на сельскохозяйственную продукцию: экономические, финансовые, экспертные, \$ / т

Сельхоз культуры	1995-2014 гг (по оценке проекта САВа-II, WP2, отчет НИЦ МКВК, 2014 г)		Из БД моделей модели бассейна Аральского моря		Предложение для проекта PEER на период 2016-2055 гг	
	Экономические	Финансовые	ASBmm	BEAM	MIN	MAX
Хлопок-сырец	295 - 480	230 - 340	500	700	300	650
Пшеница	130 - 320	120 – 140	300	300	130	320
Рис	300 - 450	200 - 280	490	500	300	450
Кукуруза	200 - 230	150 - 200	200	-	200	230
Овощи	200 - 350	80 - 190	250	100	200	350
Картофель	150 - 250	130 - 160	150	-	150	250
Фрукты	300 - 500	60 - 150	500	450	300	500
Виноград	400 - 600	90 - 210	500	-	400	600
Бахчевые	250 - 400	20 - 100	200	-	250	400



Кормовые	100 - 200	30 - 60	100	100	100	200
Сахарная свекла	100 - 150	80 - 100	120	-	100	150

## Использованная литература

1. Бисвас А, 1985. Системный подход к управлению водными ресурсами. – М.: Главная редакция физико-математической литературы.
2. Сорокин А.Г., 1994. Отчет о научно-исследовательской работе по программе МКВК “Разработать единую водохозяйственную стратегию по рациональному использованию и управлению водными ресурсами, обеспечивающую гарантированное развитие народного хозяйства Центрально-азиатского региона и восстановление природных комплексов до уровня экологического равновесия”, Раздел 01.04. НПО САНИИРИ
3. Сорокин А.Г., 2006. Рекомендации по эффективному управлению водными ресурсами реки Амударьи в различные по водности годы. Министерство сельского и водного хозяйства Республики Узбекистан. НИЦ МКВК, Ташкент.
4. Сорокин А.Г., 2005. Проблемы управления стоком реки Амударья. Материалы центральноазиатской международной научно-практической конференции. Алматы.
5. Сорокин А.Г., 2006. Управление водным и наносным режимами водохранилищ бассейна Амударьи: инструменты и оценка. Экстремальные гидрологические события в Арало-Каспийском регионе. Труды международной научной конференции, Москва.
6. Агальцева Н.А., 2002. Оценка влияния климатических изменений на располагаемые водные ресурсы в бассейне Аральского моря. Диалог о воде и климате: исследование случая бассейна Аральского моря, Ташкент, стр. 3-59.
7. Денисов М.В., Агальцева Н.А., Пак А.В., 2000. Автоматизированные методы прогнозов стока горных рек Средней Азии. Ташкент, САНИГМИ, 160 стр
8. Y. Hundaeha, A. Bardossy., 2004. Modeling of the effect of land use changes on the runoff generation of a river basin through parameter regionalization of a watershed model. Journal of Hydrology 292, с 281-295.
9. НИГМИ, 2014. Оценка будущего состояния водных ресурсов на основе климатических сценариев REMO. Проект CAWa – 2.
10. Агальцева Н.А., Болгов М.В и др, 2011. Оценка гидрологических характеристик в бассейне Амударьи в условиях изменения климата. Метеорология и гидрология. № 10.
11. ЕАБР и ИК МФСА, 2009. Влияние изменения климата на водные ресурсы в Центральной Азии (сводный доклад). Алматы
12. Агальцева Н.А., Пак А.В., 2007. Адаптация модели формирования стока в условиях информационного дефицита для будущей оценки климатических влияний на водные ресурсы // Климатические сценарии, оценка воздействия изменения климата. Бюллетень № 6. – Ташкент: НИГМИ, С. 38 -43.
13. Чуб В.Е., 2000. Изменение климата и его влияние на природно-ресурсный потенциал Республики Узбекистан. Ташкент, 252 стр
14. Чуб В.Е., 2007. Изменение климата и его влияние на гидрометеорологические процессы, агроклиматические и водные ресурсы Республики Узбекистан. “VORIS-NASHRIYOT”. Ташкент, 132 стр.
15. Arthur Lutz, 2016. Impact of climate change on the hydrology of High Mountain Asia. Published by Faculty of Geosciences, Utrecht University, The Netherlands, in: Utrecht studies in earth sciences (USES), ISSN 2211-4335.
16. Саогидропроект, 1983. Генеральная схема комплексного использования и охраны водных ресурсов Средней Азии на период до 2000 года и более отдаленную перспективу. Саогидропроект.

- 17.Средазгипроводхлопок, 1984. Уточнение схемы комплексного использования и охраны водных ресурсов Амударьи
- 18.Шульц В.Л, 1965. Реки Средней Азии.
- 19.Сельское хозяйство Узбекистана, 2015. Статистический сборник
- 20.Норматов И.Ш., Петров Г.Н., 2007. Экономические вопросы развития гидроэнергетики Таджикистана. Душанбе.
- 21.Петров Г.Н, 2009. Оптимизация режимов работы гидроузлов с водохранилищами. Душанбе.
- 22.Петров Г.Н, Ахмедов Х.М., 2010. Малая гидроэнергетика Таджикистана. Академия наук Таджикистана. Институт водных проблем, гидроэнергетики и экологии. Душанбе
- 23.Петров Г.Н, 2009. Экономика гидроэнергетики. Душанбе
24. Daryl Fields, Artur Kochnakyan, Takhmina Mukhamedova, Gary Stuggins, and John Besant-Jones, 2013. Tajikistan's Winter Energy Crisis: Electricity Supply and Demand Alternatives. World Bank Study. Washington.
- 25.The Turkmen lake of the "ALTYN ASYR", 2009.
- 26.David Grey, Claudia W. Sadoff., 2007. Sink or Swim? Water security for growth and development. Water Policy // Official Journal of World Water Council, Volume 9, Number 6, pp.545-571.
27. JAYHUN, 2010.Interstate Water Resource Risk Management. Towards a Sustainable Future for the Aral Basin. Edited by Oliver Olsson and Melanie Bauer. EC. IWA Publishing, London - New-York.

## **Список принятых сокращений**

**ББА** – Большой Бассейн реки Амударья - включает бассейны реки Амударья, ее притоков - Вахша, Пянджа, Кафирнигана, Сурхандарьи и Кундуза, а также бассейны рек, не впадающих сегодня в Амударью - Кашкадарьи, Заравшана, Мургаба, Теджена

**БВО “Амударья”** – Бассейновое водохозяйственное объединение “Амударья” – исполнительный орган МКВК, имеет четыре территориальные подразделения: ВДУ, СДУ, НДУ, Упрадик.

**БД** – База данных

**ВДУ** – Верхнедарьинское управление БВО “Амударья”, контролирует водозаборы из рек Вахш, Пяндж, Кафирниган и на участке реки Амударья до гидропоста Келиф (центр в Курган-Тюбе, Таджикистан)

**ВБ** – Всемирный Банк

**ВХК** – Водохозяйственный комплекс, в проекте PEER – управляемая часть ВХС бассейна, совокупность различных отраслей народного хозяйства, совместно использующих водные ресурсы; ВХК в проекте PEER исследуются в границах отдельных стран и ЗП в разрезе природного, водного, энергетического и ирригационного субкомплексов

**ВХР** – В проекте PEER - верхнее, среднее, нижнее течения Амударьи

**ВХС** – Водохозяйственная система, в проекте PEER – система управления водными ресурсами бассейна, включающая в себя управляемую часть, т.е объект управления (ВХК) и управляющую; задача PEER – дать рекомендации по улучшению управляющей части ВХС бассейна Амударьи

**ГБАО** - Горно-Бадахшанской Автономной Области Таджикистана.

**ЗП** – Зона планирования – репрезентативный представитель ВХК, включающий все элементы ее инфраструктуры, такие как: водоснабжение, гидроэнергетика, и особенно оросительная и дренажная сети; находится в границах административной области стран бассейна или ее части (например, для Республики Каракалпакистан – ее Южная и Северная части); в малом бассейне Амударьи выделено 22 зоны планирования

**ИВПГЭ** – Институт водных проблем, гидроэнергетики и экологии Академии наук Республики Таджикистан

**ИС** – Информационная система

**ИК** - Исполнительный комитет

**ИРА** – Исламская республика Афганистан

**ИУВР** – Интегрированное управление водными ресурсами

**КДС** – коллекторно-дренажный сток

**КР** – Кыргызская республика

**ЛПР** – Лицо принимаемое решения

**МБА** – Малый Бассейн реки Амударья - включает бассейны реки Амударья, ее притоков - Вахша, Пянджа, Кафирнигана, Сурхандарьи и Кундуза

**МСВХ** – Министерство сельского и водного хозяйства

**МКВК** – Межгосударственная координационная водохозяйственная комиссия стран Центральной Азии

**МФСА** – Международный фонд спасения Арала

**НАБУИС** – Нижнеамударьинское бассейновое управление ирригационных систем МСВХ Республики Узбекистан

**НДУ** – Нижнедарьинское управление БВО “Амударья”, осуществляет эксплуатацию Тахиаташского гидроузла, головных речных водозаборов каналов Хан-яб и Джумабайсака, контролирует все водозаборы из реки на участке нижнего течения реки от гидропоста Кипчак до Аральского моря (центр в Тахиаташе, Каракалпакстан)

**НИГМИ** - Научно-исследовательский институт Центра гидрометрической службы при Кабинете Министров Республики Узбекистан

**НИЦ** – Научно-информационный центр

**РКК** – Республика Каракалпакстан

**РТ** – Республика Таджикистан

**РУ** – Республика Узбекистан

**САНИИРИ** – Среднеазиатский научно-исследовательский ирригационный институт; преобразован в Научно-исследовательский институт ирригации и водных проблем

**Саогидропроект** - Среднеазиатское отделение проектно-изыскательского и научно-исследовательского института “Гидропроект”; преобразован в ООО “Гидропроект”

**СДУ** – Среднедарьинское управление БВО “Амударья”, контролирует водозаборы на участке среднего течения реки Амударья между гидропостами Келиф и Дарганата (центр в Туркменабаде, Туркменистан).

**Средазгипроводхлопок** – Среднеазиатский проектный и научно-исследовательский институт Министерства мелиорации и водного хозяйства, переименован в институт “UZ GIP”

**ТАЛКО** – Таджикская алюминиевая компания

**ТМГУ** – Тюямуюнский гидроузел, включающий в своем составе ГЭС, четыре водохранилища (Русловое, Капарас, Султансанджар, Кошбулак), гидротехнические сооружения (плотину, дамбы, водозаборы и др.).

**Узгидромет** – Центр гидрометеорологической службы при Кабинете Министров Республики Узбекистан.

**Упрадик** - Управление Амударьинских межреспубликанских каналов, контролирует водозаборы на участке нижнего течения реки от Тюямуюнского гидроузла до гидропоста Кипчак; в подчинении Упрадика находятся три крупные межгосударственные оросительные системы: Ташсакинская, Клычниязбайская, Кипчак-Бозсуйская (центр в Ургенче, Республика Узбекистан)

**УЭ ТМГУ** – Управление эксплуатацией ТМГУ

**ASBmm** – The Aral Sea Basin Management Model (UNESCO-IHE & SIC ICWC)

**BEAM** – Aral Sea Basin Economic Allocation Model, USAID.

**GAMS** – General Algebraic Modeling System