КАЗАНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

Особенности тарифного регулирования в энергетической отрасли

Часть 2

Международный опыт регулирования тарифной политики

УЧЕБНОЕ ПОСОБИЕ
Презентационный курс лекций

Казань
2021

УДК
ББК
С56

Рекомендовано к печати Методическим советом Института цифровых технологий и экономики КГЭУ

Рецензенты:
Баймуратов У.Б., академик Национальной Академии Наук Республики Казахстан, д.э.н., профессор
Васильев Д.А., начальник Управления регулирования Электроэнергетики ФАС РФ

Редакционная коллегия:
Ахметова И.Г., проректор по НР, д.т.н., зав. каф. Экономики и организации производства ФГБОУ ВО «КГЭУ»
Ахорова А.Д., д.э.н., профессор, заведующая НИЦ «Энергетика» НИИ «Политехник» ТТУ имени академика М.С. Осими
Валеева Ю.С., к.э.н., доцент каф. Экономики и организации производства, директор Центра публикационной активности ФГБОУ ВО «КГЭУ»
Курдюкова Г.Н., к.т.н., профессор, проректор по экономике, НИУ "МЭИ"

Техническая редакция:
Гильманова А.Р., инженер Центра публикационной активности ФГБОУ ВО «КГЭУ»

С56 **Особенности тарифного регулирования в энергетической отрасли:** учебное пособие в 2 частях. Часть 2. / кол. авторов ; под науч. ред. Ю.С. Валеевой. — Казань : Издательство КГЭУ, 2021. — 437 с.

ISBN

В учебном пособии в виде презентационного курса лекций представлены результаты анализа перспектив развития энергетической отрасли, разработаны научно-теоретические и методологические аспекты тарифного регулирования и устойчивого развития энергетической отрасли с учетом требований международных стандартов, мировых тенденции и условий сотрудничества стран ближнего и дальнего зарубежья. Рассмотрены потенциальные возможности эффективного функционирования рынков электроэнергии и мощности, а также механизмы совершенствования экологически устойчивых систем.
Материалы учебного пособия предназначены для научных работников, аспирантов и специалистов, работающих в сфере энергетики, а также для студентов вузов энергетического профиля.
Ключевые слова: тарифы, тарифообразование, тарифная политика, регулирование тарифов, электроэнергетика, теплоэнергетика.

УДК
ББК
© Коллектив авторов, 2021 **ISBN**

Содержание

Часть 2. Международный опыт регулирования тарифной политики

2.1 Индикаторы тарифов на энергоресурсы в общей системе индикаторов энергетической безопасности Молдовы……..……4
2.2 Тарифная политика в электроэнергетике в обеспечении устойчивого развития Республики Таджикистан…….…..…92
2.3 Влияние инфляции на тарифную политику в электроэнергетике Республики Таджикистан……..…156
2.4 Тарифное регулирование и реструктуризация электроэнергетики Таджикистана……..179
2.5 Методология и особенности государственного регулирования тарифов на электроэнергию в Кыргызской Республике……...242
2.6 Тарифная и социальная политика в энергетическом секторе Грузии……289
2.7 Особенности тарифного регулирования в Азербайджане……..…299
2.8 Особенности тарифного регулирования в Кыргызской Республике…….339
2.9 Особенности тарифного регулирования в Туркменистане…….351
2.10 Особенности тарифного регулирования в Казахстане……..370
2.11 Реализация тарифной политики Казахстана в сфере жилищно-коммунального хозяйства……402
2.12 Особенности тарифного регулирования в США……...419

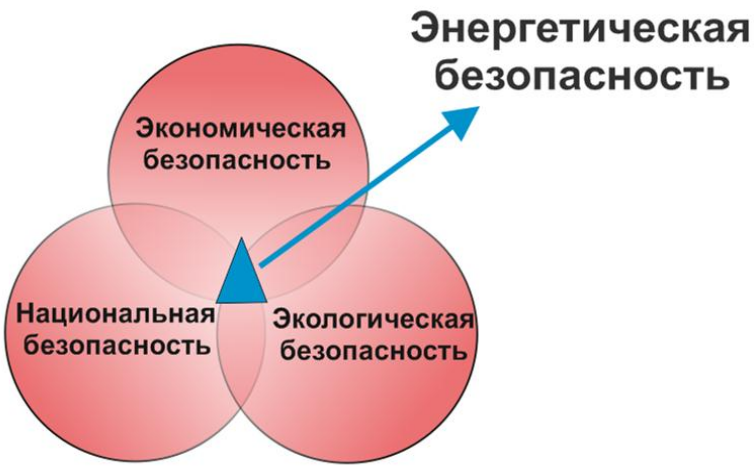
2.1 Индикаторы тарифов на энергоресурсы в общей системе индикаторов энергетической безопасности Молдовы

Быкова Е.В., Васильева И.В.
Институт энергетики Молдовы

Индикаторы тарифов на энергоресурсы в общей системе индикаторов энергетической безопасности Молдовы

Тарифное регулирование относится к вопросам *энергетической безопасности*.

Необходимость постоянного обеспечения страны топливно-энергетическим ресурсами (ТЭР), их экономическая доступность для разных групп потребителей при различных вариантах экономических условий (нормальное развитие экономики, спад или рост экономики) отмечены в определении энергетической безопасности:



Энергетическая безопасность – это состояние защищённости граждан, общества, государства, экономики от обусловленных внешними и внутренними факторами **угроз дефицита** их обоснованных **потребностей** в энергии **экономически доступными** ТЭР **приемлемого качества** в н**ормальных** условиях и чрезвычайных ситуациях, а также от нарушений **стабильности**, бесперебойности топливо- и энергоснабжения [1] и включает 7 основных направлений для исследований:

Основные направления исследований

- *Анализ возможных **угроз** энергетической безопасности- прямых и косвенных, явных и скрытых, внутренних и внешних, и причин их возникновения и мероприятий для предупреждения и ликвидации;*
- *Анализ **потребностей** в энергетических ресурсах территории, региона, объекта;*
- *Анализ возможного предложения собственных и импортируемых энергетических **ресурсов,** предупреждение дефицита, **прогнозы** потребления энергетических ресурсов;*
- *Вопросы экономической **доступности** энергетических ресурсов в сравнении с доходами населения, и анализ платежеспособности населения за ТЭР;*
- *Анализ **качества** энергетических ресурсов и соответствия стандартам;*
- *Анализ **обеспеченности** энергетическими ресурсами в **нормальных** условиях и в случаях **чрезвычайных** ситуаций, наличие запасов топлив;*
- *Анализ **бесперебойности** поставок энергетических ресурсов, анализ причин и продолжительности перерывов в энергоснабжении, анализ аварийных ситуаций;*

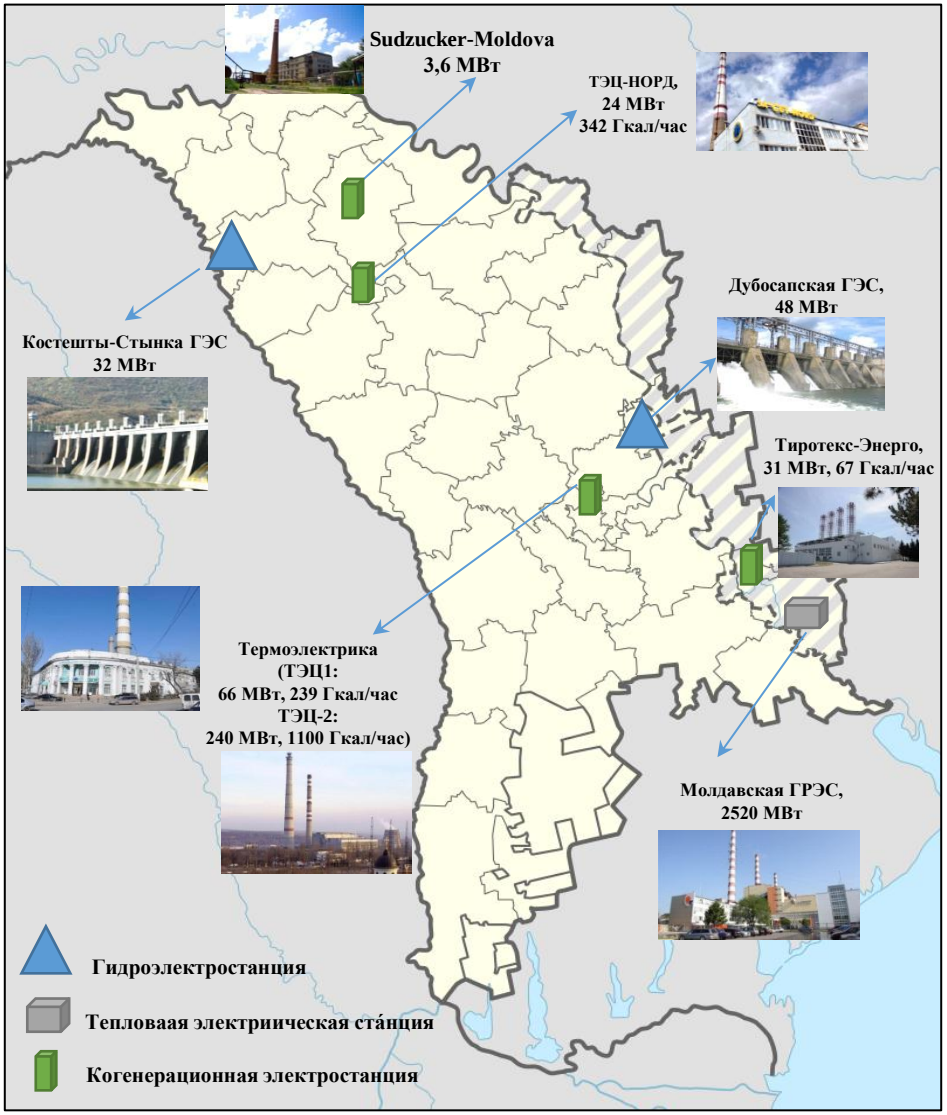
Методические подходы

Методические подходы к анализу энергетической безопасности включают применение системного анализа, индикативного анализа, математического программирования, прогнозирования показателей, разработки оптимизационных моделей для выявления взаимосвязей показателей.

Индикативный анализ

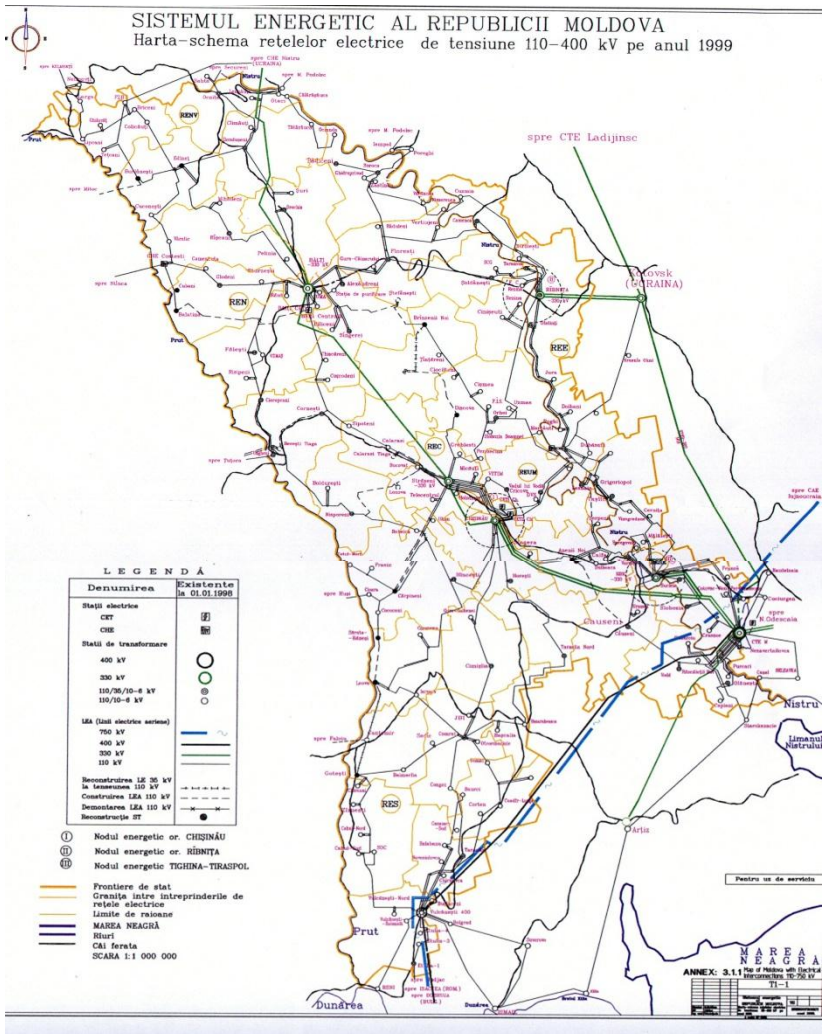
Индикативный анализ представляет собой метод, который предполагает построение системы индикаторов для выбранного объекта анализа (это может быть предприятие, отрасль, топливно-энергетический комплекс, энергетическая система, отдельная территория или регион). Для каждого индикатора определяется ряд его значений. При этом рассматривается определённый (выбранный или доступный) период лет для ретроспективного анализа динамики выявления причин изменений индикатора. Далее выполняется построение прогнозов его значений, выявление будущих состояний на ближайшую и среднесрочную перспективу, определение степени кризисности по специальной шкале, которая строится для каждого индикатора отдельно по определённым правилам. Определяются мероприятия по улучшению состояния индикатора.

В качестве объекта исследования при анализе энергетической безопасности Молдовы рассматривается ***топливно-энергетический комплекс страны***



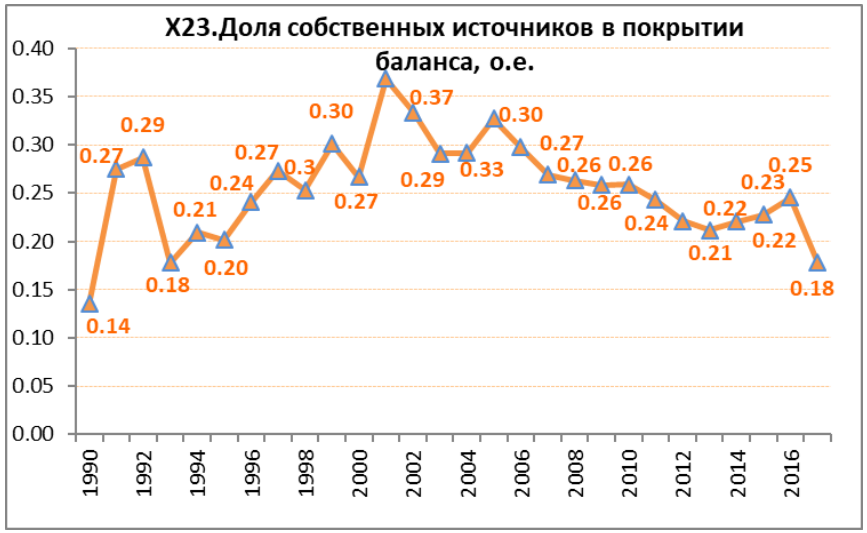
Электроэнергетическая система РМ

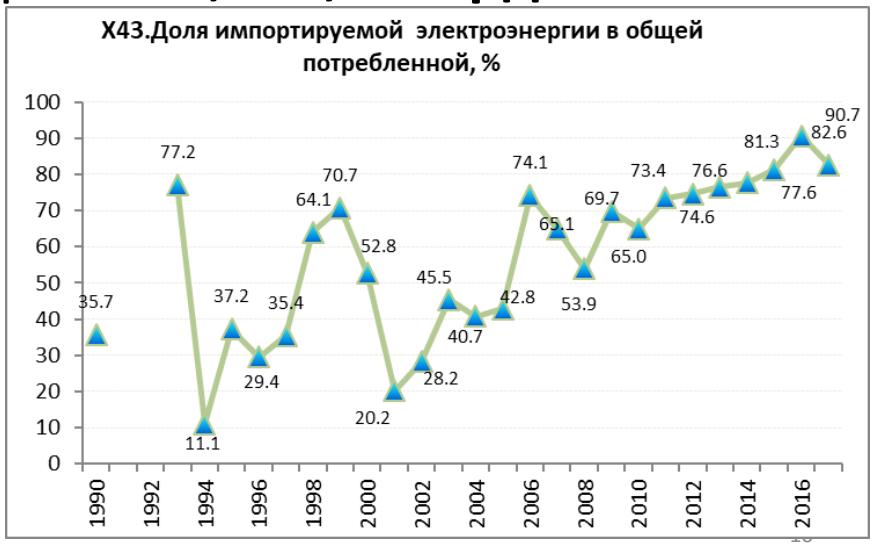
Электроэнергетическая система включает одну конденсационную системообразующую электростанцию Молдавскую ГРЭС (***МГРЭС***) мощностью 2520 МВт с 2 газотурбинными установками (находится в Левобережном регионе), Кишиневскую объединенную ТЭЦ с двумя источниками – ***ТЭЦ-1*** (66 МВт) и ***ТЭЦ-2*** (240 МВт), ***Бельцкую ТЭЦ*** (24 МВт плюс 4 газопоршневые установки суммарной мощностью 13,2 МВт), имеется ряд блок-станций небольшой мощности на промышленных предприятиях.



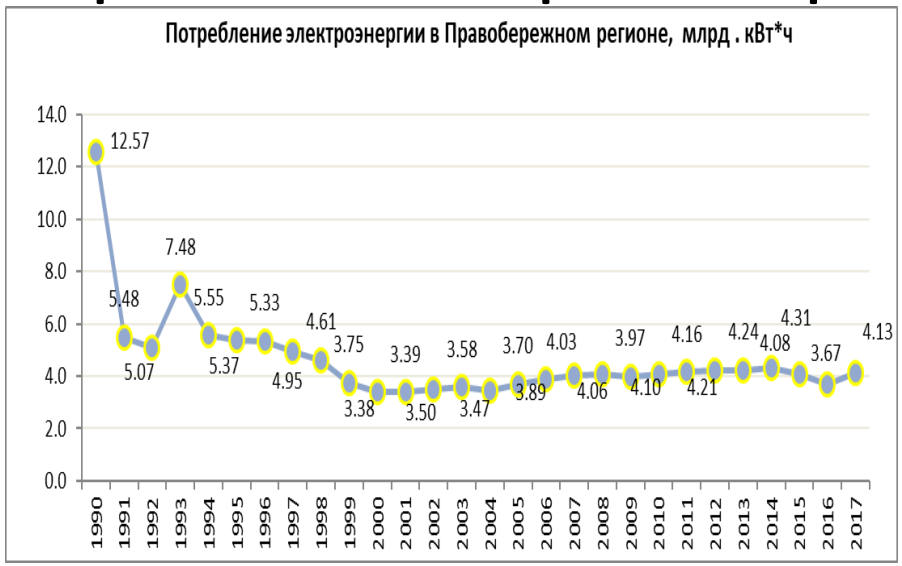
Электроэнергетическая система РМ

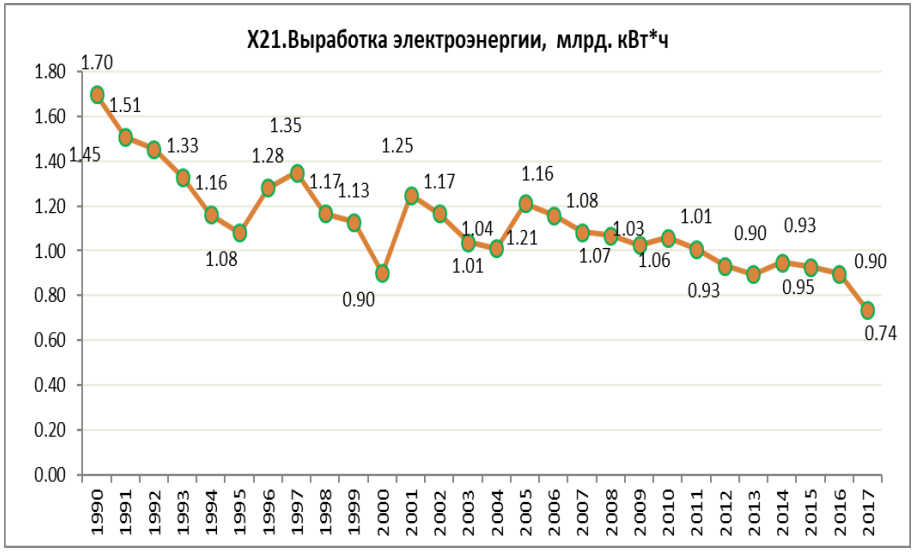
- Транспорт, передача и распределение электроэнергии осуществляется по ВЛ 330 кВ, по линиям электропередач 110 кВ, 35 кВ, 10 кВ и 0,4 кВ. Энергосистема Молдовы работает параллельно с энергосистемой Украины, имея межсистемные связи по 14 ВЛ 110 кВ и 6 ВЛ 330 кВ. С Румынией имеются связи по 3 ВЛ 110 кВ, которые работают в островном режиме.
- Общее потребление электроэнергии в *Правобережном* регионе находится на уровне **4 - 4.5 млрд кВт*ч**, в *Левобережном* регионе - на уровне **1,2- 1,5 млрд кВт*ч**.

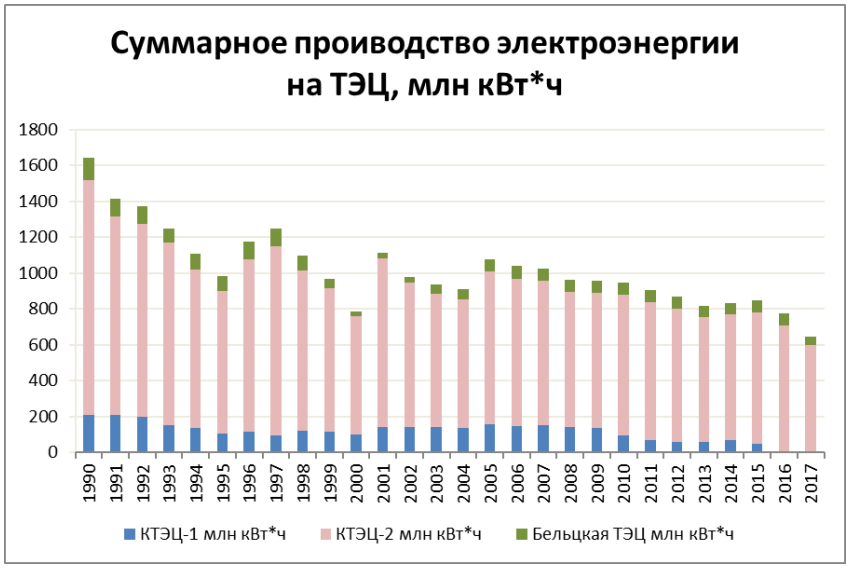


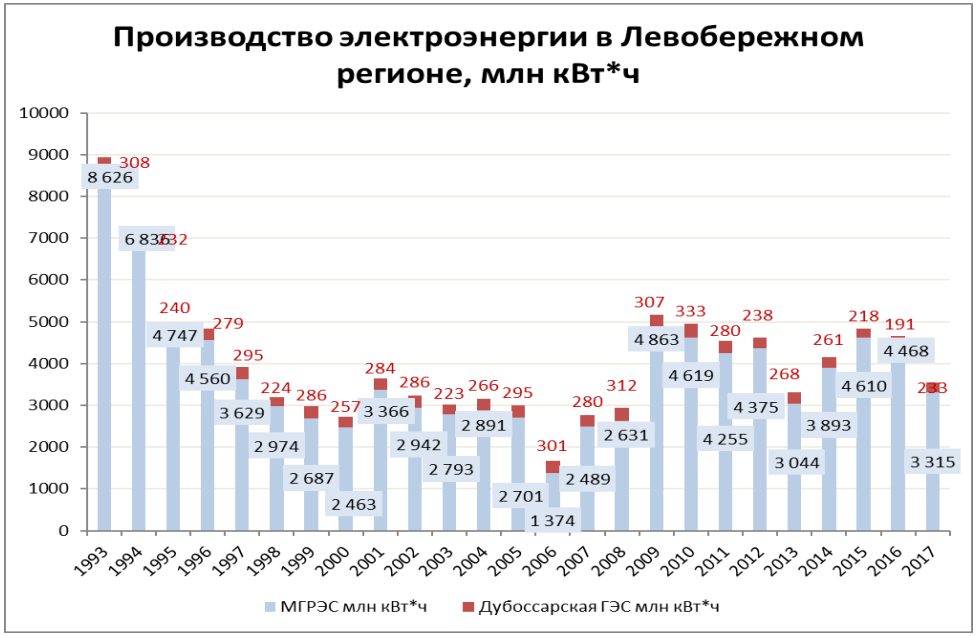


Собственное производство электроэнергии и потребление-Правобережный регион









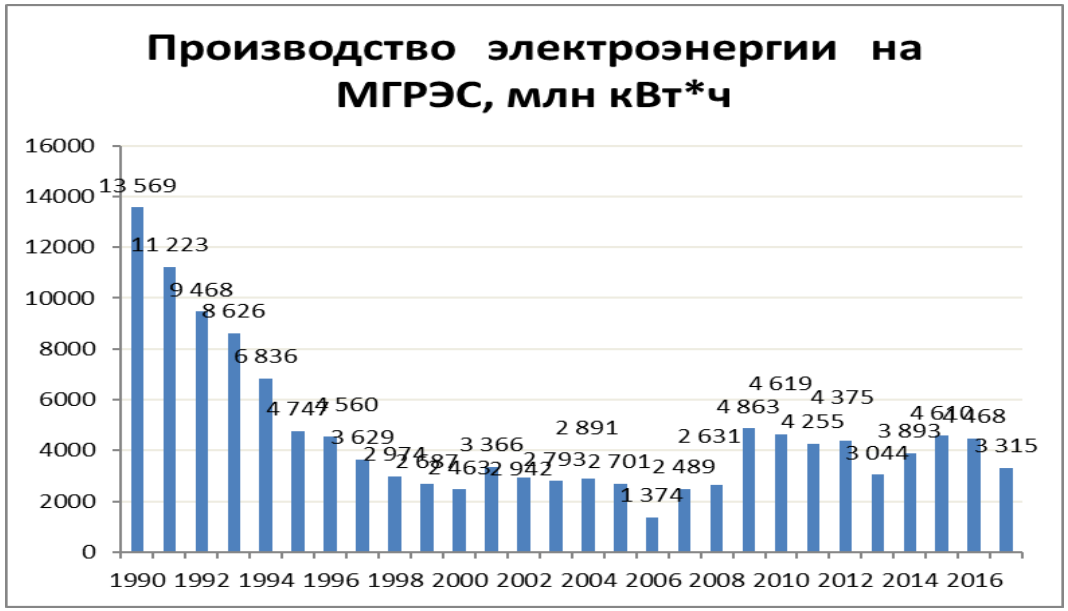
Собственное производство электроэнергии- Левобережный регион

Импорт электроэнергии из Украины и от МГРЭС в Правобережье

Импорт и экспорт электроэнергии в РМ

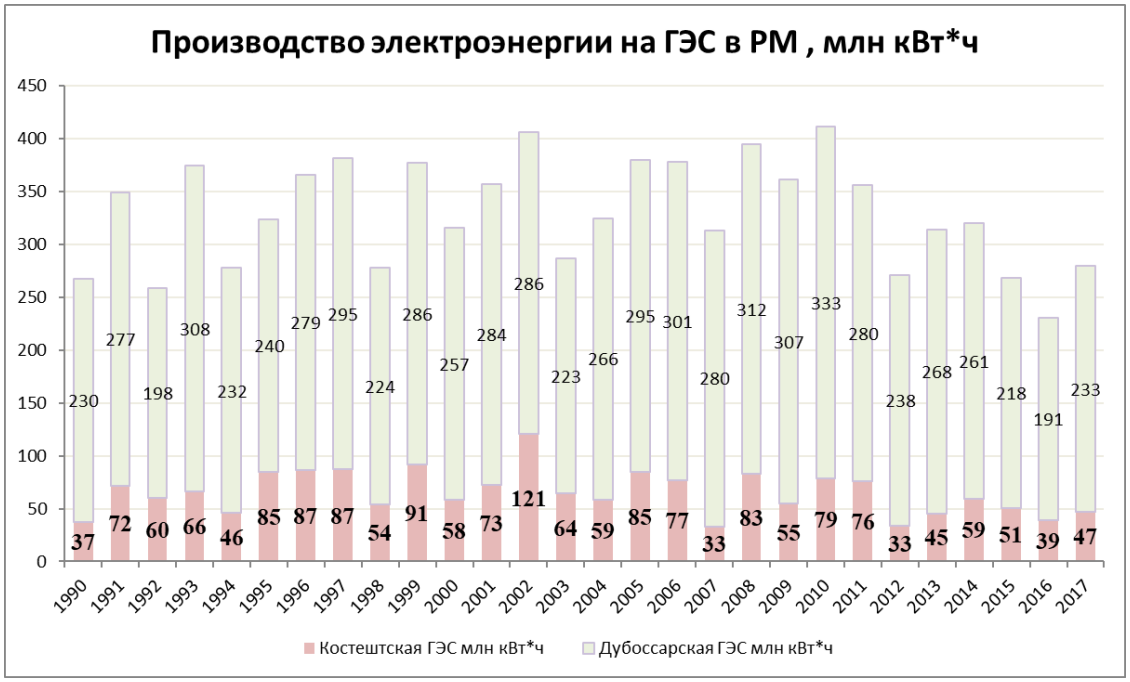
Электроэнергетическая система РМ

- Самый крупный генерирующий источник *Молдавская ГРЭС* может работать на твердом, жидком и газообразном топливе. Теплоцентрали Правобережного региона работают на газе, но возможна работа и на мазуте. Основной вид топлива в настоящее время для всех ТЭЦ и МГРЭС - это **природный газ**. На электростанциях страны имеются резервуары для хранения аварийного запаса жидких топливных продуктов, на МГРЭС - и угля.



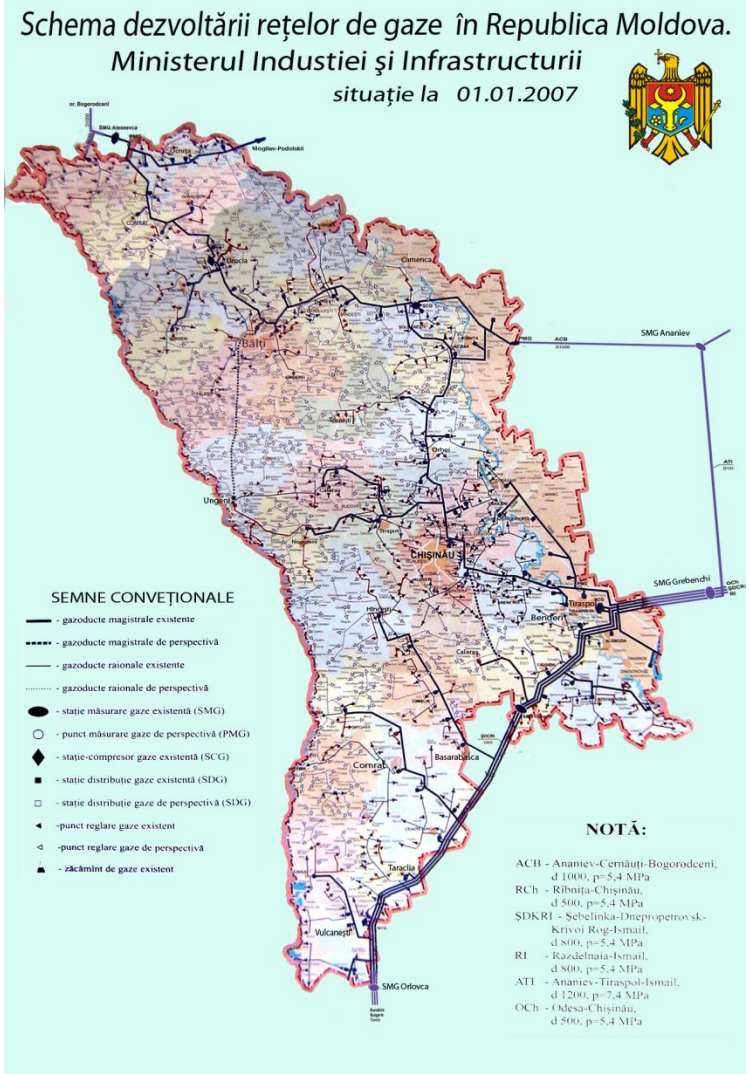
Электроэнергетическая система РМ

- Также на территории страны работают две гидроэлектростанции: **Костештская ГЭС** мощностью 16 МВт на реке Прут с средней выработкой 30-50 млн кВт*ч в год, и **Дубоссарская ГЭС** мощностью 48 МВт на Днестре (Левобережный регион) со средней ежегодной выработкой на уровне 280-320 млн кВт*ч.
- Также в стране развиваются местные **возобновляемые источники** энергии (ветровые, солнечные, биоустановки, тепловые насосы).



Газотранспортная система РМ

- *Газотранспортная система* включает трубопроводы высокого, среднего и низкого давления и газораспределительные станции. Магистральные трубопроводы связаны с украинской газовой системой и газовой системой стран Европы. Через территорию Молдовы много лет осуществляется транзит природного газа из России в Балканский регион, составляя ежегодно **15-20 млрд. м^3** (в 2019 -10 млрд. м^3). Собственное потребление газа в Молдове находится на уровне **1,3 - 1,0 млрд м^3** с тенденцией снижения.



Поставки нефтепродуктов РМ

- Поставки *жидких нефтепродуктов* осуществляются из разных стран, включая Румынию, Беларусь, Россию, Казахстан и другие страны. Распределение жидких нефтепродуктов осуществляется через сеть автозаправочных станций. Ежегодное потребление нефтепродуктов в стране в последние годы имеет тренд постоянного роста:
  - *дизельного топлива на уровне* ***450 - 500 тысяч тонн,***
  - *бензина-****150-200 тысяч тонн,***
  - *сжиженного природного газа -* ***70-80 тысяч тонн****.*
- Остатки нефтепродуктов на начало года невелики и составляли в 2015-2018 порядка **6-12 тысячи тонн**.

Поставки твёрдых топлив

- Импорт *твердых топлив* (каменного угля, прочего битуминозного угля, кокса и угольных продуктов) осуществляется из России, Польши, Украины и других стран. Общий объем ежегодного потребления угля находится на уровне **100-170** тысяч тонн **(**для 2015-2018: в диапазоне 123-157 тысяч тонн**).**
- Запасы угля на начало года составляли порядка **8-16 тысячи тонн** (в 2015-2020).

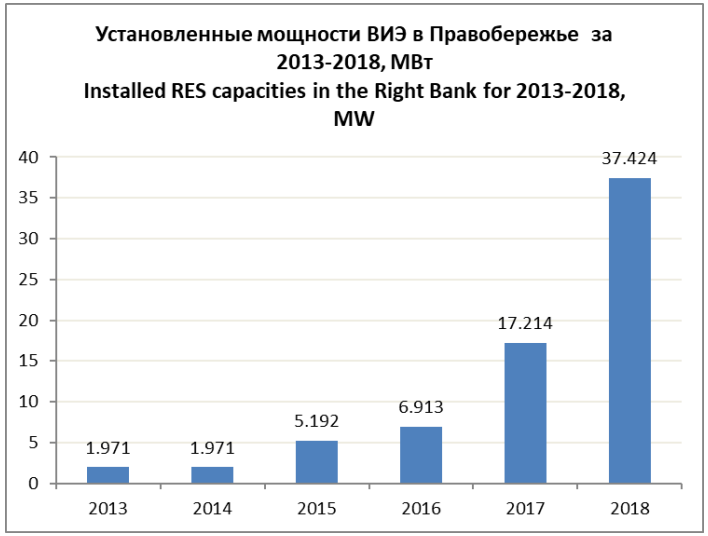
	уголь		тысяч тонн	
	2015	**2016**	**2017**	**2018**
Производство	0.00	0.00	0.00	0.00
Импорт	**165.22**	**100.11**	**100.11**	**135.94**
Изменения в запасах	8.15	-23.46	-23.46	-5.73
Экспорт	0.03	0.00	0.00	0.00
Валовое потребление угля	**157.04**	**123.57**	**123.57**	**141.63**

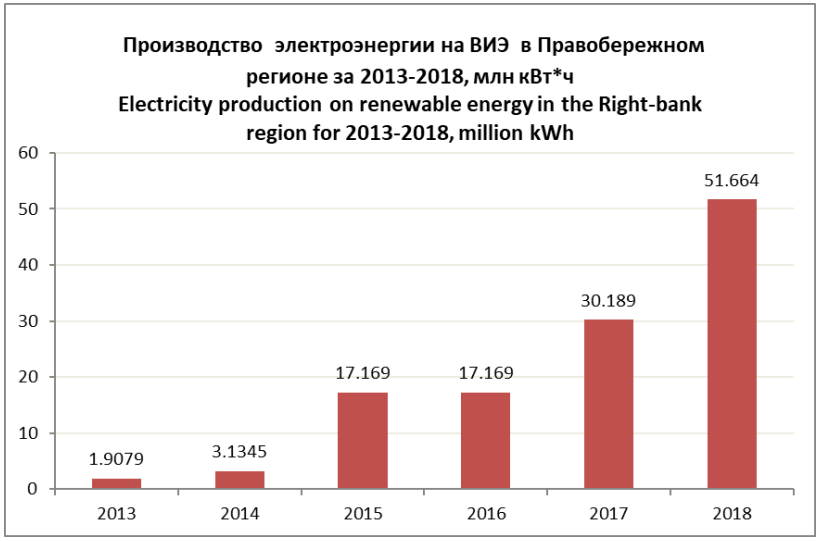
Собственные энергетические ресурсы РМ

- Собственные энергетические ресурсы в Молдове включают в малых количествах добычу *нефти* (на уровне **10-17 тысячи тонн** ежегодно), добычу *природного газа* - на уровне **0,11-0,23 млн. м^3** ежегодно (на месторождениях на юге страны); производство *древесины* в объеме (2019) - **3024 тысяч плотных м^3**, *древесных остатков*- **277 тысяч тонн**, *брикетов* – **24 тысячи тонн**, *сельскохозяйственных остатков*- **85 тысяч тонн**, *биогаза* из органических отходов- 17 млн. м^3.
- К собственным ресурсам относится электроэнергия, выработанная на двух имеющихся ГЭС.

Собственные энергетические ресурсы РМ

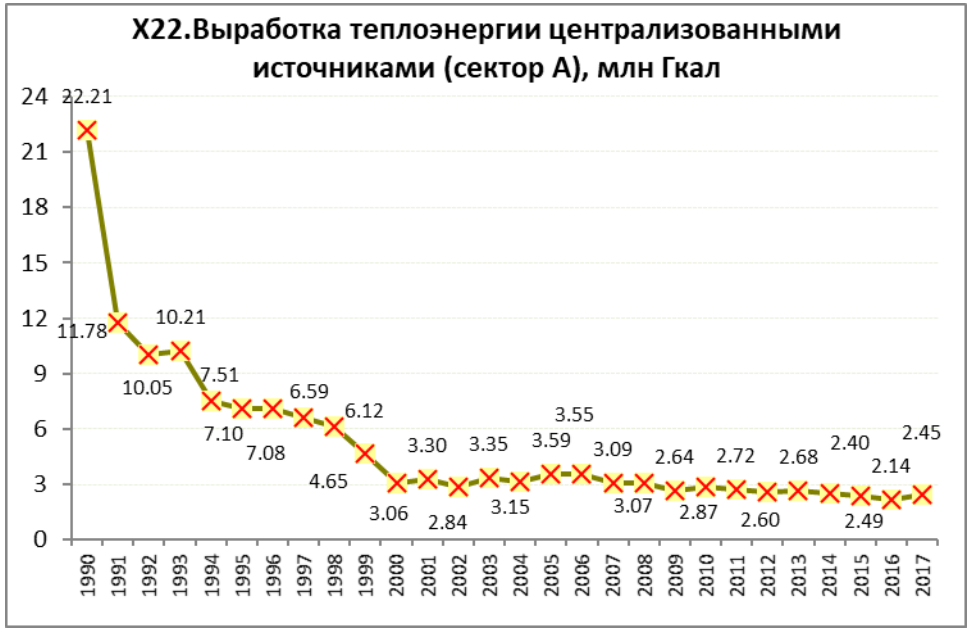
- Производство электроэнергии на всех возобновляемых источниках суммарно составило **30,2 млн. кВт*ч**. (2017), **51 млн. кВт*ч**. (2018), **67,43 млн. кВт*ч.** (2019). Общая тенденция выработки электроэнергии на ВИЭ имеет тренд постоянного небольшого роста в связи с ежегодным ростом суммарной величины установленной мощности ВИЭ (в 2017 - 17,2 МВт, в 2018 году - 37 МВт, за 2019 – **41,8 МВт**).





Производство теплоэнергии

- Сектор производства *теплоэнергии* разделяется на 2 части - централизованного производства тепловой энергии на ТЭЦ, на котельных установках различной мощности (для общественных нужд) и на котельных промышленных предприятий. Общий тренд – постоянное снижение производства тепловой энергии. В 2019 году выработка тепловой энергии составила **2308 тысяч Гкал** (в 1995- 7097 тысяч Гкал).



Производство теплоэнергии

- *Децентрализованное производство* теплоэнергии также разделяется на 2 части - индивидуальное отопление домовладений с помощью газовых котлов (в городской и сельской местности), и отопление жилья с помощью печей на твёрдом биотопливе и угле (большей частью в сельской местности). Прямых данных о производстве тепловой энергии в секторе децентрализованного теплоснабжения в статистических изданиях нет, но косвенно эти величины можно определить из топливно-энергетических балансов страны (по потреблению населением природного газа и биотоплив разных видов).

Общие законодательные документы в области экономики и энергетики

Общее направление развития экономики определяется **Стратегией развития Молдовы**-2010, 2020, 2030 года. В настоящее время актуальной является Стратегия развития Молдовы до 2030 года.

Стратегия включает **4 основных направления** развития с долгосрочными задачами:

А) устойчивая и всеобъемлющая экономика:

- *1) увеличение доходов из устойчивых источников и смягчение экономического неравенства;*
- *2) расширение доступа людей к инфраструктуре, коммунальным услугам и повышение качества жизни;*
- *3) улучшение условий труда и сокращение неформальной занятости;*

Б) надёжный человеческий и социальный капитал:

- *4) гарантирование качественного образования для всех и обеспечение возможностей обучения на протяжении всей жизни;*
- *5) обеспечение фундаментального права на лучшее физическое и психическое здоровье;*
- *6) надежная и всеобъемлющая система социальной защиты;*
- *7) обеспечение баланса между работой и семьей;*

В) эффективные учреждения:

- *8) обеспечение эффективного и всеобъемлющего управления и верховенства закона;*
- *9) продвижение мирного, безопасного и инклюзивного общества;*

Г) здоровая окружающая среда:

- *10) обеспечение фундаментального права на здоровую и безопасную окружающую среду.*

Общие законодательные документы в области экономики и энергетики

Стратегии развития энергетики до 2010, 2020, 2030 года. В настоящее время актуальной является **Стратегия развития энергетики до 2030 года**. Ее главными целями являются:

- *Обеспечение энергетической безопасности;*
- *Повышение энергетической **эффективности** в цепи производства, транспортировки, распределения и снабжения электрической и тепловой энергии;*
- *Продвижение использования энергии из **возобновляемых** источников*
- *обеспечение безопасности снабжения энергией;*
- *Развитие конкурентных **рынков** и их региональное и европейское интегрирование;*
- *Обеспечение устойчивости энергетического сектора и борьба с **климатическими** изменениями;*

Отдельные направления в энергетике описываются специальными документами

- **в области повышения** энергоэффективности использования энергетических ресурсов - **Программа, Планы действий на три года** – несколько версий для прошедший период;
- в области развития возобновляемой энергетики - **Законы по ВИЭ** в нескольких версиях в разные годы
- **В области охраны окружающей среды** принято много нормативных **актов, законов и Стратегий.** Страна присоединилась к большому числу Конвенций по сохранению окружающей среды и имеет обязательства по Конвенции по изменению климата, по Орхусской Конвенции и Гетеборгскому протоколу, по стойким органическим загрязнителям (СОЗ), по EMEP, по PRTR и ряду других. По ряду подписанных документов страна предоставляет Национальные Доклады, Сообщения, Обзоры, Отчеты, Информационные Доклады и другие документы о состоянии окружающей среды и объёмах выбросов загрязнителей с определенной периодичностью.
- Можно отметить действующую в настоящее время **Стратегию по снижению эмиссий парниковых газов**, которая имеет планы мероприятий по уменьшению эмиссий.

Законы:

- Закон № 107 от 27.05.2016 **об электроэнергии** // Официальный вестник №193-203 / 413, 08.07.2016;
- Закон № 108 от 27.05.2016 **по природному газу** // Официальный вестник №193-203 / 415, 08.07.2016;
- Закон № 10 от 26.02.2016 **о продвижении использования энергии из возобновляемых источников** // Официальный вестник №9-77 / 117, 25.03.2016;
- Закон № 174 от 21.09.2017 **по энергетике**. Опубликовано: 20.10.2017 в Официальном вестнике № 364-370 Арт. № 620;
- Закон № 34 от 16.03.2018 о внесении изменений и дополнений в Закон № 10/2016 о продвижении использования энергии из возобновляемых источников. Опубликовано: 06.04.2018 в Официальном вестнике №113-120 статья 222 Дата вступления в силу: 25.03.2018;
- Закон № 139 от 19.07.2018 **по энергоэффективности**. Опубликовано: 17.08.2018 в Официальном вестнике № 309-320 Арт. № 476;

Постановления Правительства

- Постановление Правительства № 833 от 10.11.2011 о Национальной программе энергоэффективности на 2011-2020 годы;

- Постановление Правительства № 102 от 05.02.2013 об Энергетической стратегии Республики Молдова до 2030 года. Опубликовано: 08.02.2013 в Официальном вестнике № 27-30 Арт. №: 146;

- Постановление Правительства № 558 от 14.08.2015 г. об утверждении Перспективного энергетического баланса на 2015 г.//Официальный вестник №224-233 / 637 от 21.08.2015;

- Постановление Правительства № 409 от 16.06.2015 Решение о дорожных картах в сфере энергетики на период 2015-2030 гг.//Официальный вестник № 177-184 / 472 от 10.07.2015;

- Другие

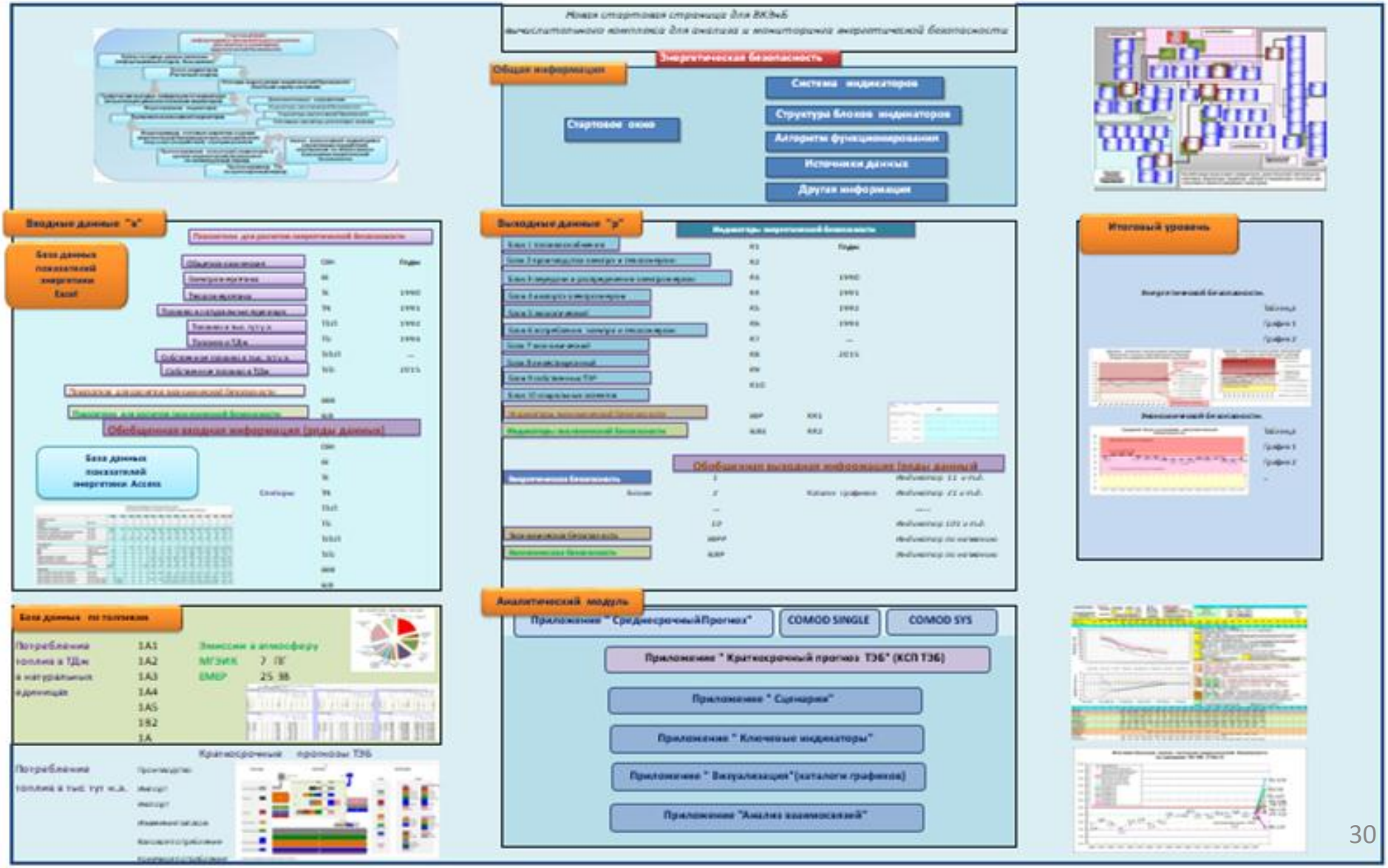
Исследование энергетической безопасности РМ

- Исследования в некоторых случаях проводились и отдельно для отраслевой системы индикаторов, а также отдельной системы индикаторов электроэнергетического сектора. В целом исследовано множество вопросов (более 100 публикаций), касающихся ТЭК страны, в том числе:
- вопросов методологии и анализа и мониторинга,
- вопросов разработки пороговых значений .
- вопросов краткосрочного прогнозирования .
- вопросов среднесрочного прогнозирования .
- разработки вычислительного комплекса,
- сектора децентрализованного теплоснабжения .
- сектора ВИЭ .
- электроэнергетического сектора, его нормальной работе и наиболее тяжёлых угроз.
- экологического влияния энергетического сектора .
- влияния энергетики на экономику .

Вычислительный комплекс

- В настоящее время для анализа энергетической безопасности используется **специальный софт**, который представляет собой информационно - аналитическую систему:
- с входным модулем,
- расчетным модулем,
- модулем прогнозирования,
- модулем сценариев,
- позволяет анализировать целый комплекс индикаторов, определять их пороговые значения, определять степень кризисности каждого индикатора, строить прогнозы как отдельных индикаторов, так и их групп с учетом взаимосвязей.

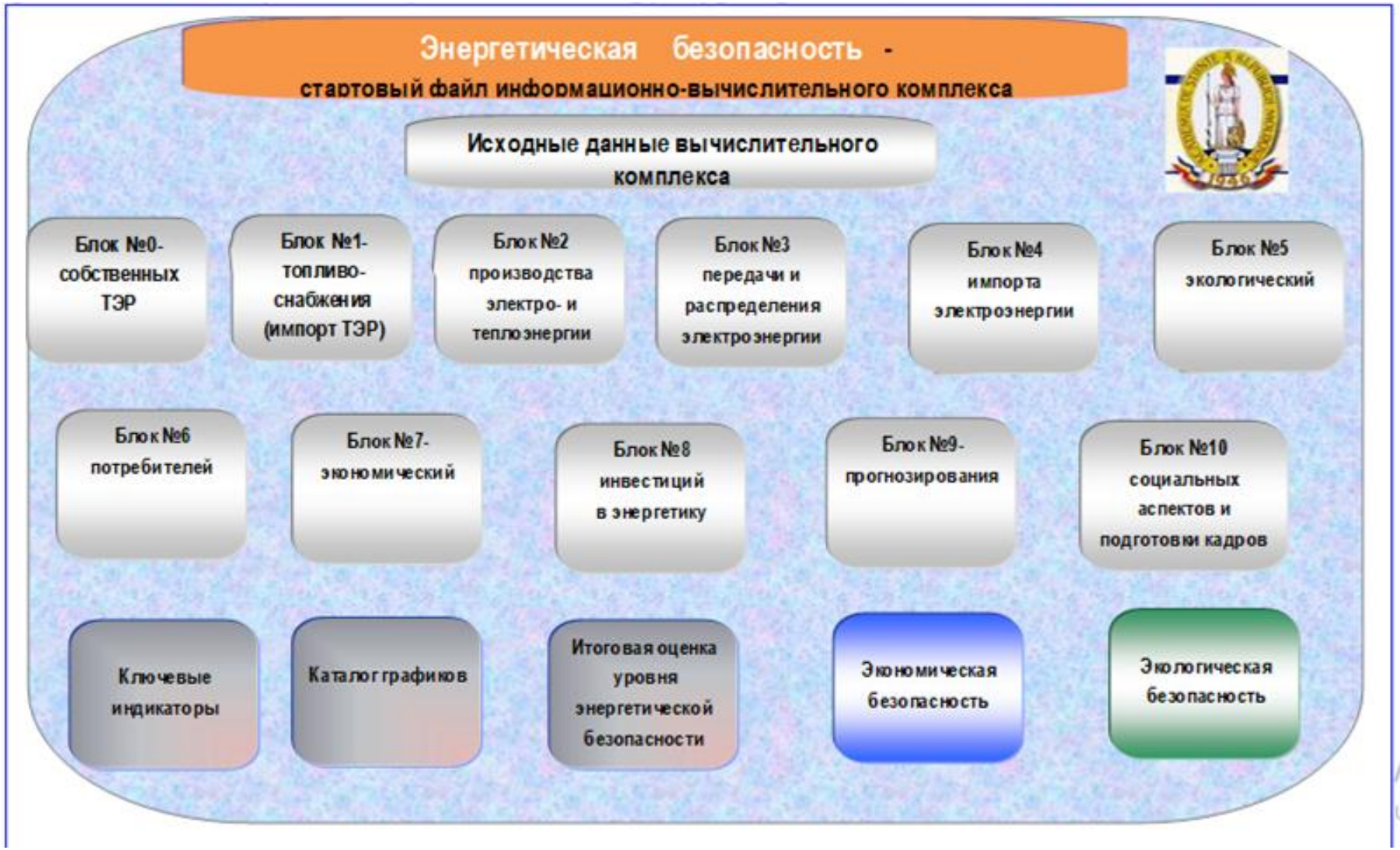
Центральная страница Вычислительного комплекса-стартовая



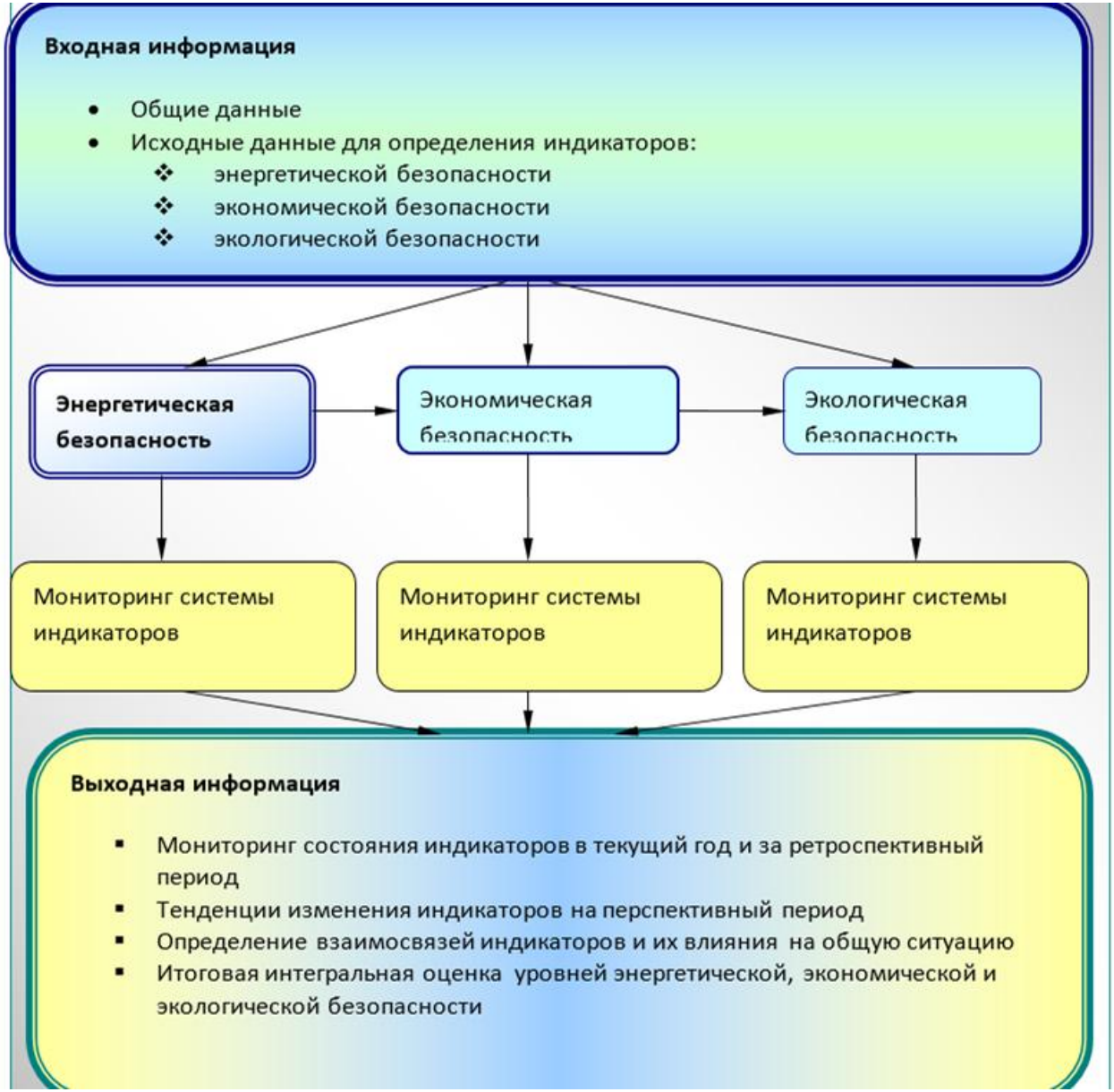
Структура

Стартовый файл информационно-вычислительного комплекса для анализа и мониторинга энергетической безопасности
Ключевые индикаторы для экспресс -анализа
Переход к системе индикаторов экономической безопасности
Переход к системе индикаторов экологической безопасности
файл исходных данных комплекса
(информационный модуль , база данных)
Входная информация
Выявление взаимосвязей индикаторов- различные виды анализа
Блоки индикаторов
(Расчетный и аналитический модули)
функции выравнивания (описания) индикаторов
динамика изменения индикаторов
Итоговая оценка уровня энергетической безопасности
(балльная оценка состояния)
Выходная информация
Моделирование состояния энергетики и уровня энергетической безопасности при учете различного вида угроз (воздействий)- прогнозирование значений, сценарии развития

Блоки индикаторов



Составные части вычислительного комплекса



Общая система индикаторов для оценки энергетической безопасности

Принцип: Обеспеченность Потребление Баланс

- **Электроэнергетический сектор** описывается индикаторами:
- производства электроэнергии на собственных источниках разных типов (конденсационные, теплофикационные генерирующие источники, возобновляемые источники энергии)
- импорт электроэнергии от МГРЭС и из Украины,
- потребления электроэнергии отраслями экономики
- потери электроэнергии,
- также электробаланс в целом.

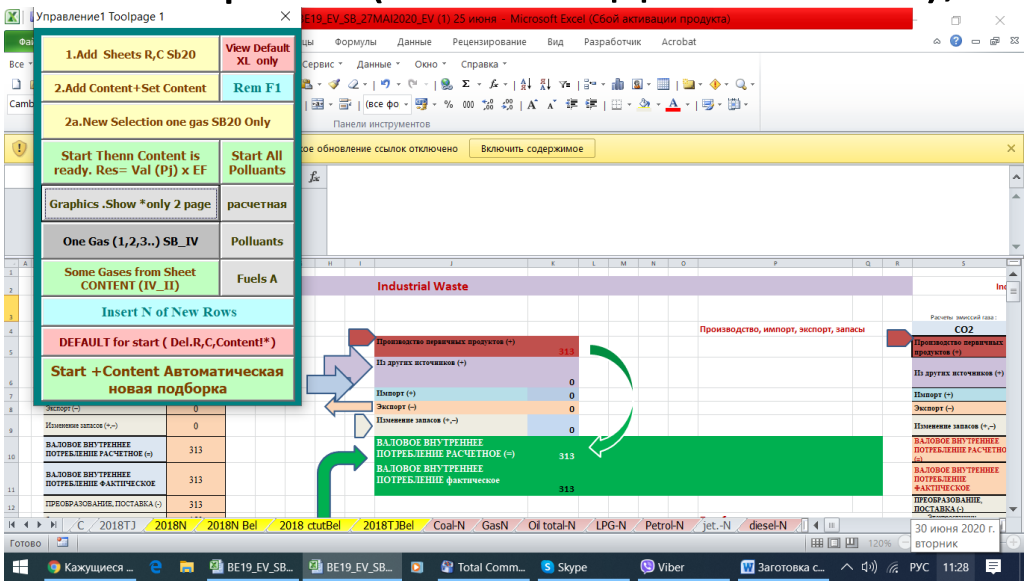
Общая система индикаторов для оценки энергетической безопасности

- **Теплоэнергетический сектор** описывается индикаторами:
- производства тепловой энергии на централизованных источниках на ТЭЦ и на котельных установках различной мощности,
- потребление тепловой энергии от централизованных источников отраслями экономики,
- рассматриваются индикаторы по сектору децентрализованного индивидуального отопления с помощью природного газа, и
- индикаторы децентрализованного отопления домовладений с помощью печей с использованием биотоплив,

Рассматриваются отдельно индикатор потерь тепловой энергии, и индикаторы использования собственных топлив разных видов для целей теплоснабжения.

Общая система индикаторов для оценки энергетической безопасности

- **Топливный сектор** описывается индикаторами:
- импорта топливных ресурсов различных групп - твердых, жидких, газообразных,
- собственного производства топливных ресурсов в стране (в основном, биомассы).
- потребления топлива всеми отраслями экономики,
- полный топливный баланс в стране (по 20 видам топлив),
- потери,
- изменение запасов.



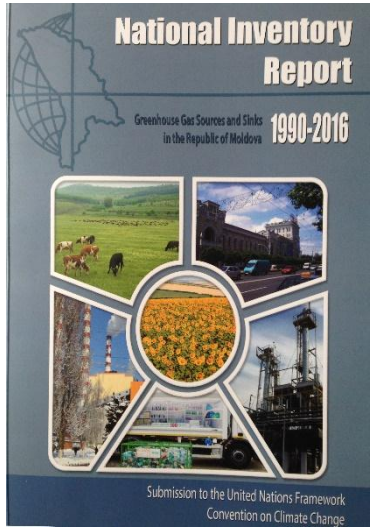
Общая система индикаторов для оценки энергетической безопасности

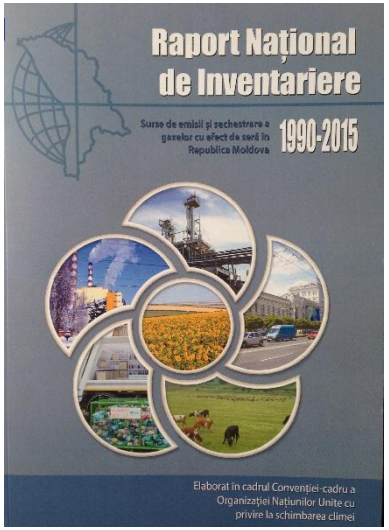
- **Экономический сектор** включает индикаторы, отражающие:
- уровень энергоемкости ВВП и электроемкости ВВП,
- тарифов на природный газ, электроэнергию, теплоэнергию,
- кредиторские обязательства по экономике и энергетике,
- стоимости ТЭР в стране,
- среднедушевой доход населения,
- инвестиции в экономику и энергетику, и ряд других (всего 30).
- Эти индикаторы выделены в отдельную систему индикаторов **экономической безопасности**, и анализируются параллельно с системой индикаторов энергетической безопасности, для дальнейшего определения взаимного влияния индикаторов.

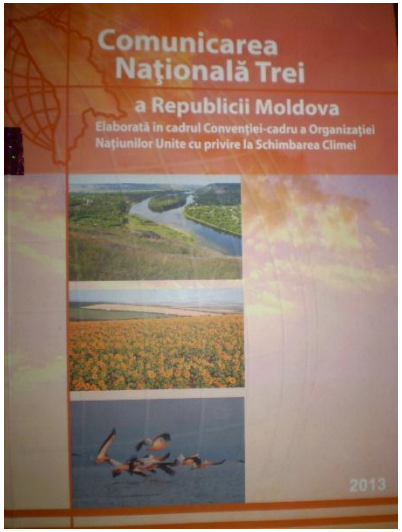
Общая система индикаторов для оценки энергетической безопасности

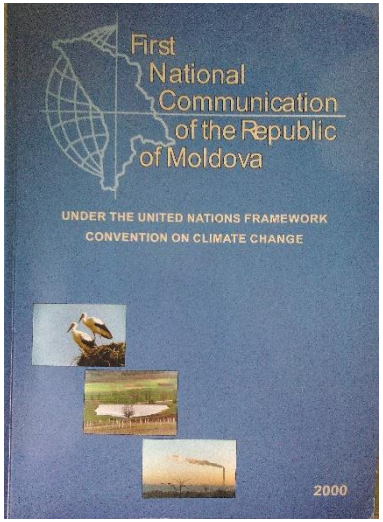
- **Экологический сектор** описывается индикаторами валовых выбросов CO_2 на единицу сожженного топлива, а также в расчете на 1 жителя. В отдельной системе экологических индикаторов также рассчитываются выбросы 25 загрязняющих веществ при производстве электро- и теплоэнергии в стране. Отдельными публикациями выходят оценки валовых выбросов **7 парниковых газов и 25 загрязнителей** от сжигания топлива (не только при производстве электро - и теплоэнергии, но и при мобильном сжигании на транспортных средствах разных видов, при прямом сжигании топлива в стране в бытовом, коммерческом, сельскохозяйственном, промышленном секторах, а также летучих эмиссий от систем нефти и газа).

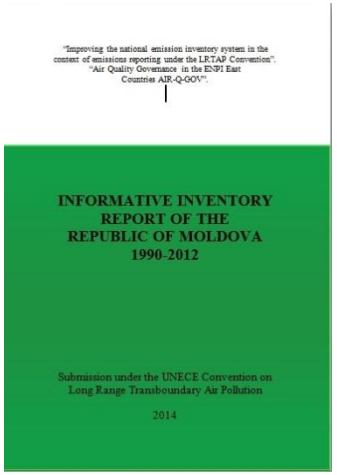
Национальные инвентари по эмиссиям парниковых газов и Информационные Доклады по кадастрам загрязнителей- -более 12 изданий, начиная с 1999 года,-фото некоторых книг

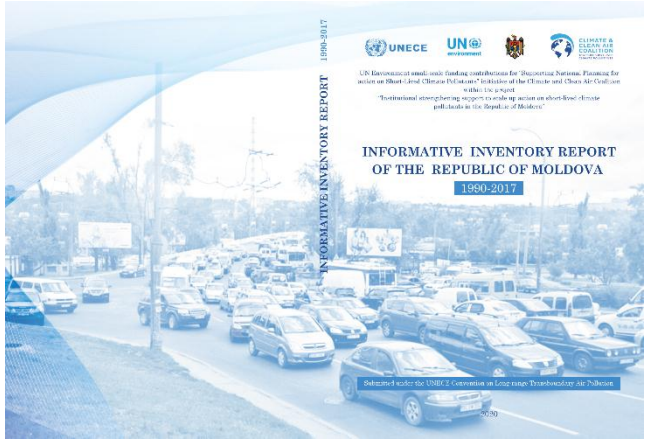






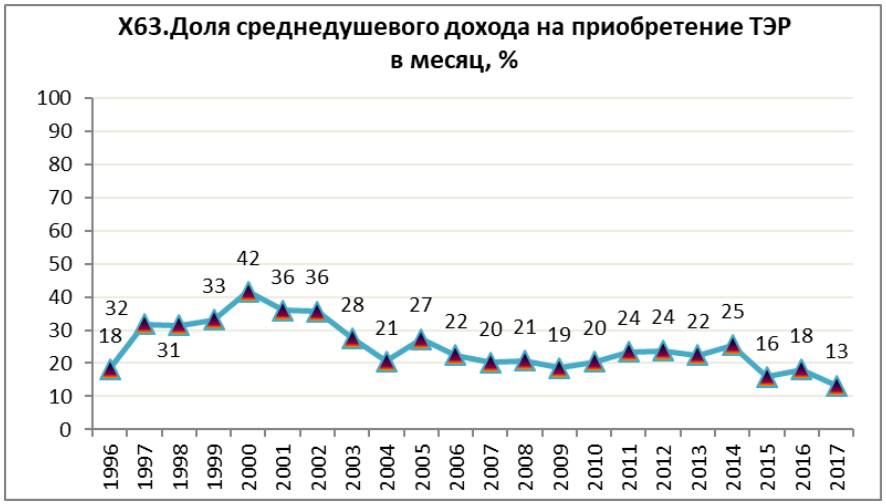






Общая система индикаторов для оценки энергетической безопасности

- **Социальный сектор** описывается специальным индикатором - доли затрат населения из среднедушевого дохода на приобретение ТЭР. Этот индикатор объединяет три группы составляющих - *стоимость ТЭР в целом, среднедушевой доход в месяц, расходы населения на приобретение электроэнергии, тепловой энергии, природного газа, твердых и жидких топлив для своих потребностей*. Для расчета индикатора требуется около 15 первичных показателей из разных источников информации

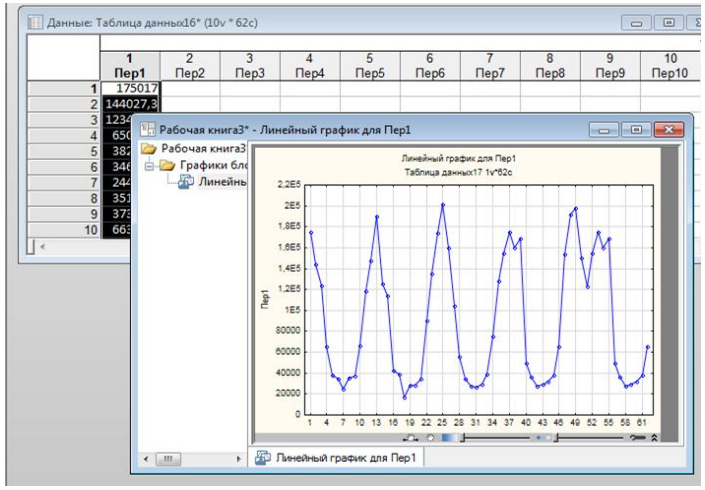


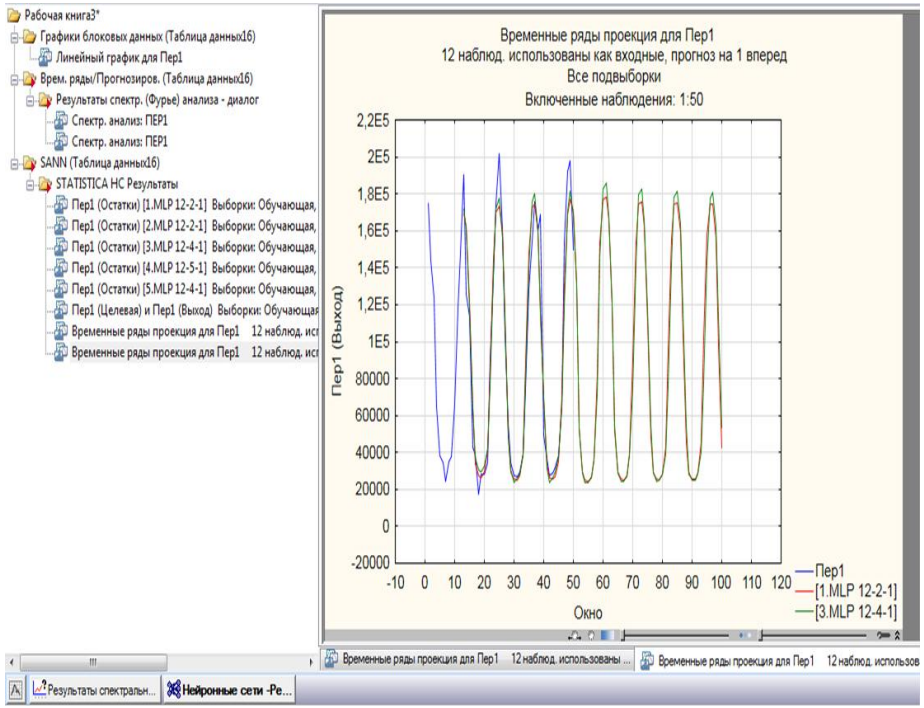
Общая система индикаторов для оценки энергетической безопасности

- **Источниками данных** для расчета индикаторов служат статистические издания Национального бюро статистики Молдовы, официальные сайты энергетических предприятий, годовые отчёты предприятий, годовые отчёты Национального Агентства по регулированию в энергетике (НАРЭ), ежемесячная доступная информация о технико-экономических показателях электростанций и предприятий электрических сетей, Пресс – релизы и другая доступная информация.

  Ее учет и сбор ведется на постоянной основе с годовым шагом в специальном модуле входной информации по унифицированным таблицам, начиная с 1990 года. Для ряда топливных показателей статистическая информация уже доступна на основе ежемесячного учета (с начала 2015 года), что позволило сразу применить более сложные методы для прогнозирования индикаторов, в частности, **нейросетевой анализ .**

Нейросетевая модель прогноза потребления природного газа на 2 года вперед

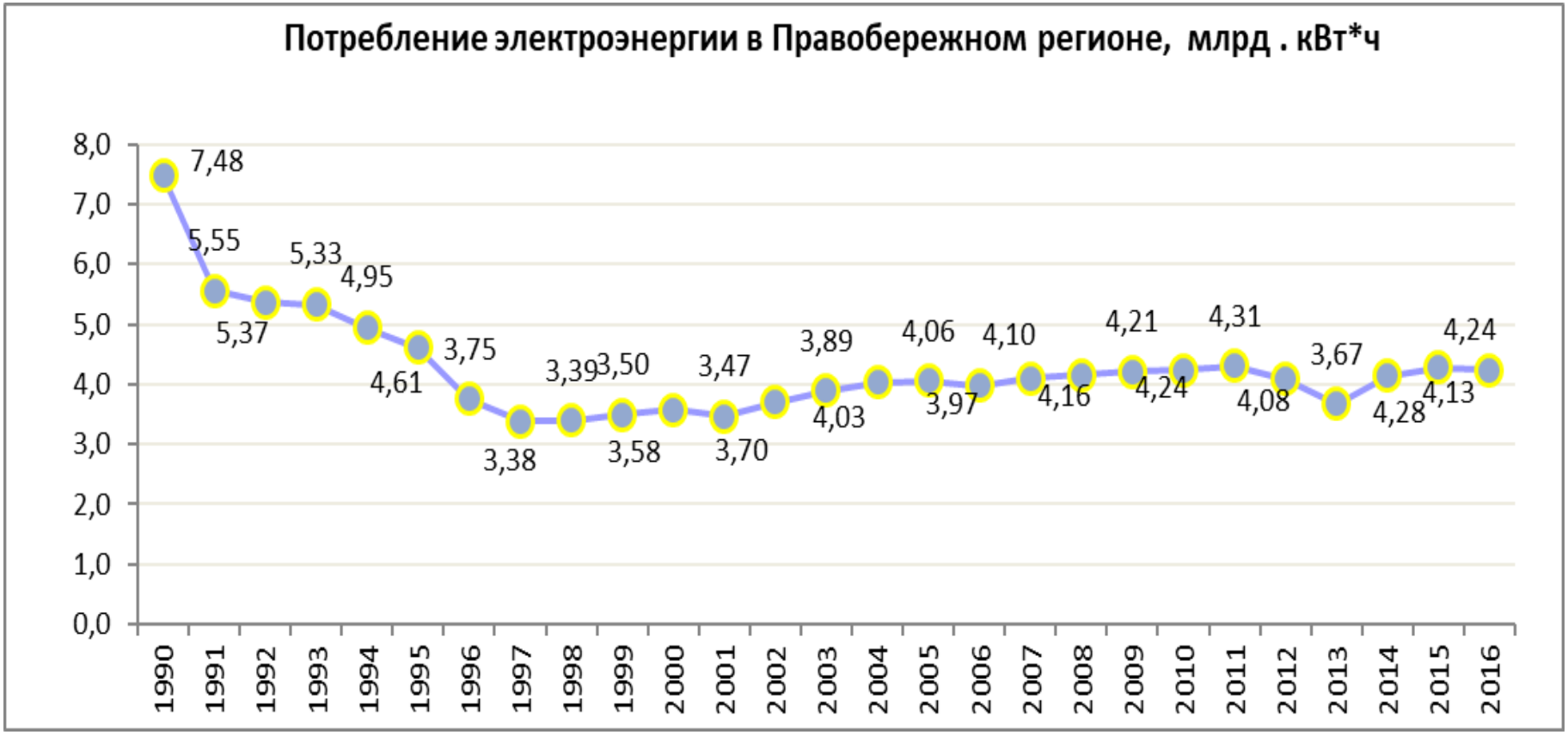




С помощью нейросетей построены экспериментальные модели прогнозов на **2 года** вперед (на 24 точки) на основе данных по месяцам **за 5 лет**. Наилучшая модель для валового потребления природного газа показала сходимость на уровне **7%** (на текущий момент)

Индикатор тарифов на электроэнергию

Индикатор тарифов на электроэнергию



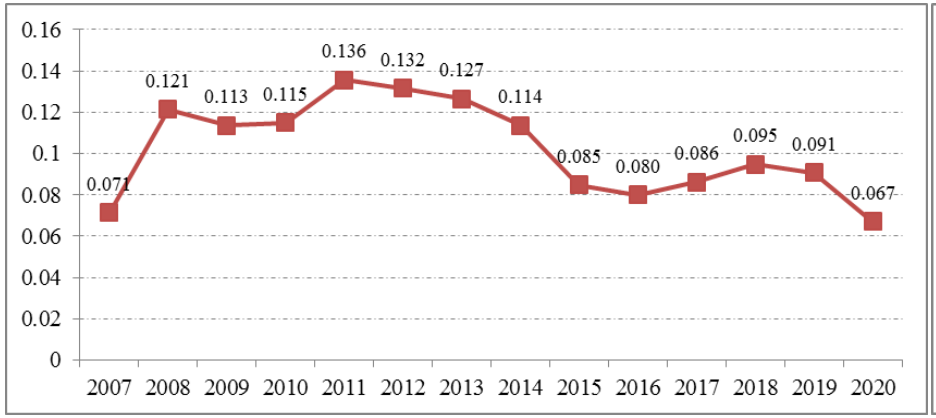
Индикатор тарифов на электроэнергию

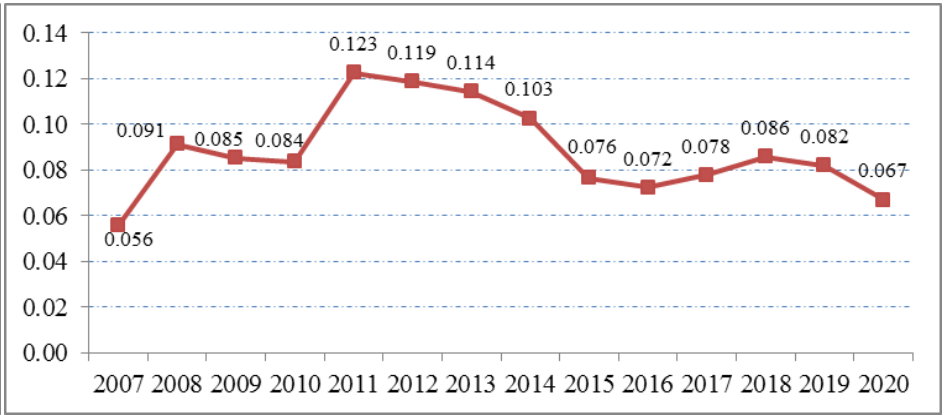
Тарифы на электроэнергию имеют несколько градаций:

1. *Тарифы на **выработанную и отпускаемую электроэнергию** с шин Кишиневских ТЭЦ (SA „CET-1”, SA „CET-2”) и Бельцкой ТЭЦ (SA „CET-Nord”), а также от Костештской ГЭС (IS „NHE Costesti”) .*

1. *Тарифы на **поставку электроэнергии** конечным потребителям предприятиями электрических сетей.*

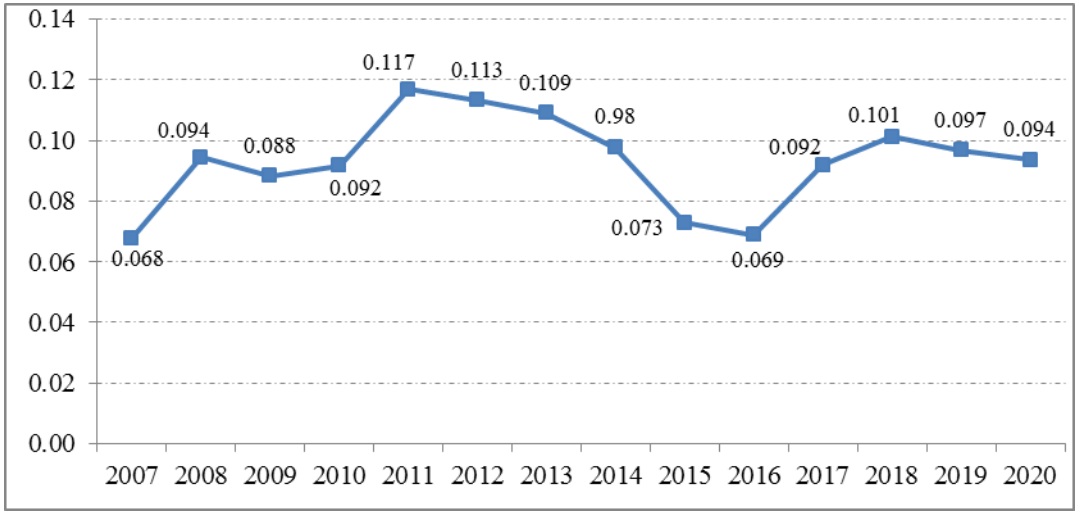
Тарифы на *электроэнергию*, поставляемую от Кишиневских ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2, за период 2007-2020, $/кВт*ч

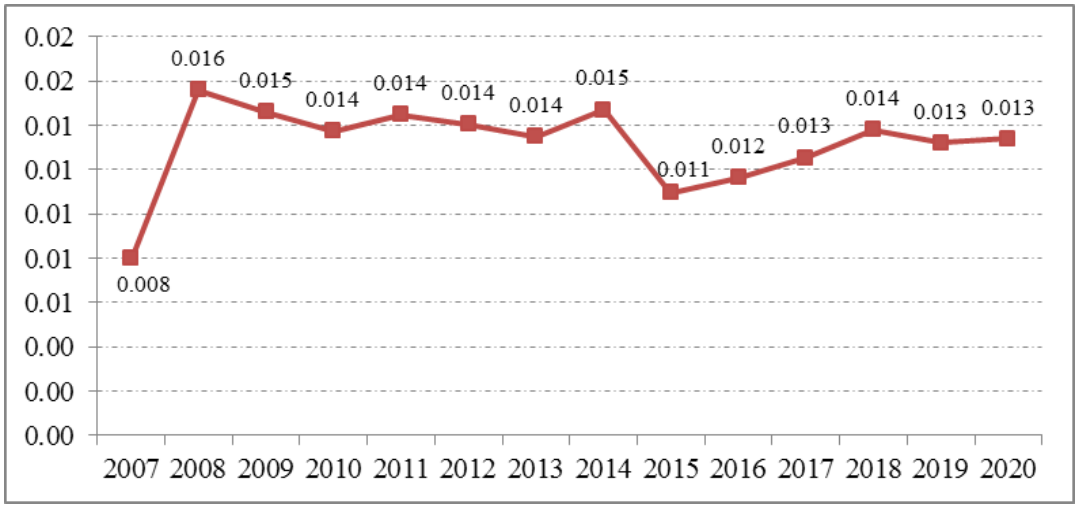




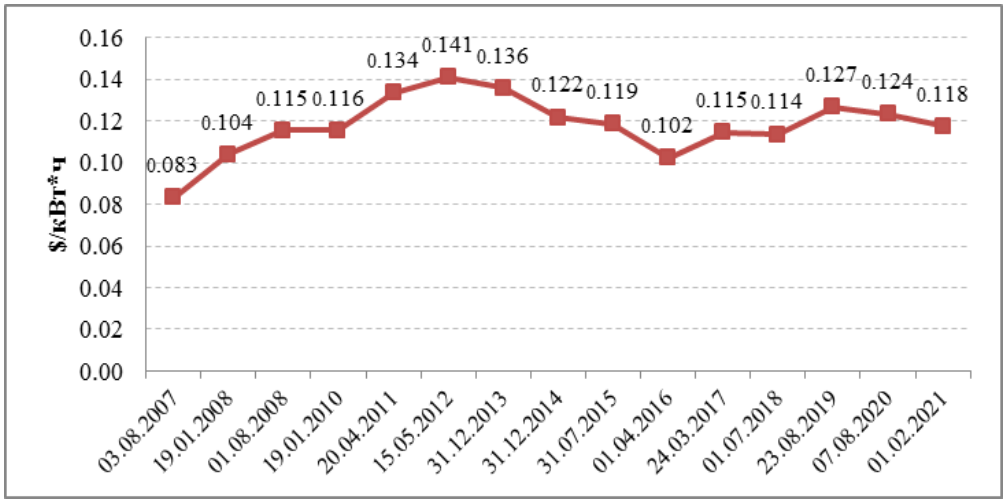
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
ТЭЦ- 2, бань/кВт*ч	68	95*	95	104*	144*	144	144
Среднегодовой курс валют, лей/доллар	12.1402	10.392	11.1096	12.3693	11.7382	12.1114	12.5874
ТЭЦ- 2, $/кВт*ч	0.056	0.091	0.085	0.084	0.123	0.119	0.114
	2014	**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**
ТЭЦ- 2, бань/кВт*ч	144	144	144	144	144	144	116
Среднегодовой курс валют, лей/доллар	14.0356	18.8185	19.9238	18.499	16.8021	17.5735	17.3218
ТЭЦ- 2, $/кВт*ч	0.103	0.076	0.072	0.078	0.086	0.082	0.067

Тарифы на электроэнергию, поставляемую от Бельцкой ТЭЦ (верхний график) и Костештской ГЭС (нижний график), $/кВт*ч



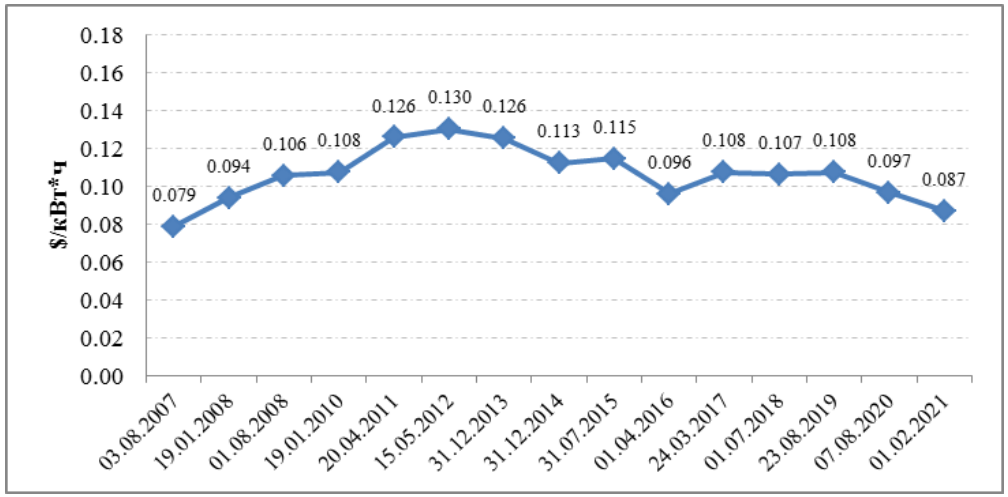


Тарифы на электроэнергию, поставляемую от АО «FEE NORD» и Î.C.S. „Premier Energy” S.R.L, за период 2007-2021, $/кВт*ч

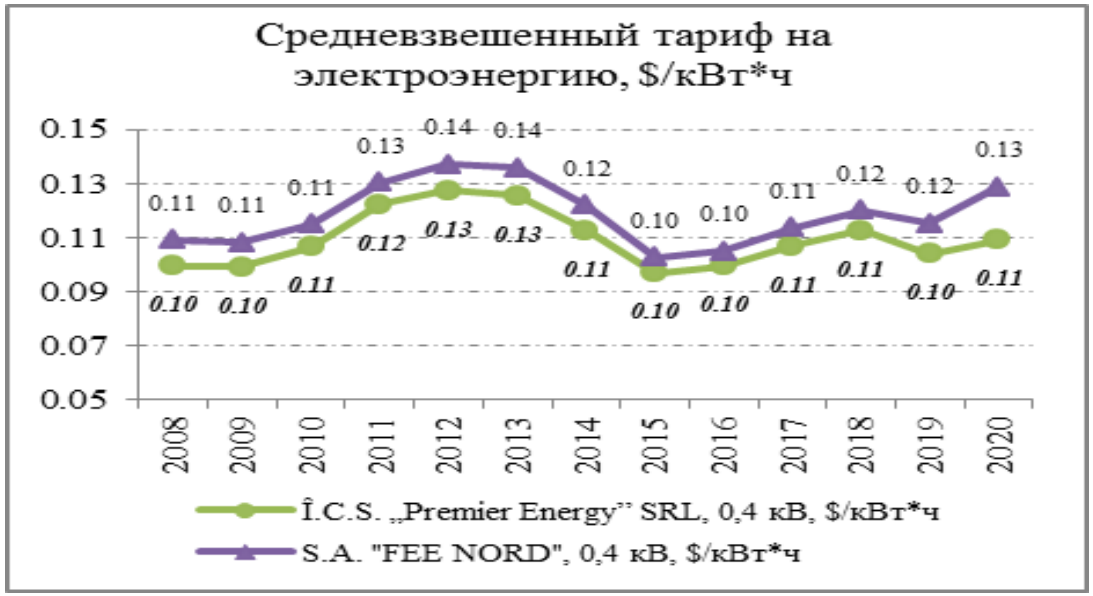


АО «FEE NORD»
(ранее Предприятия Северных и Северо-западных электросетей)

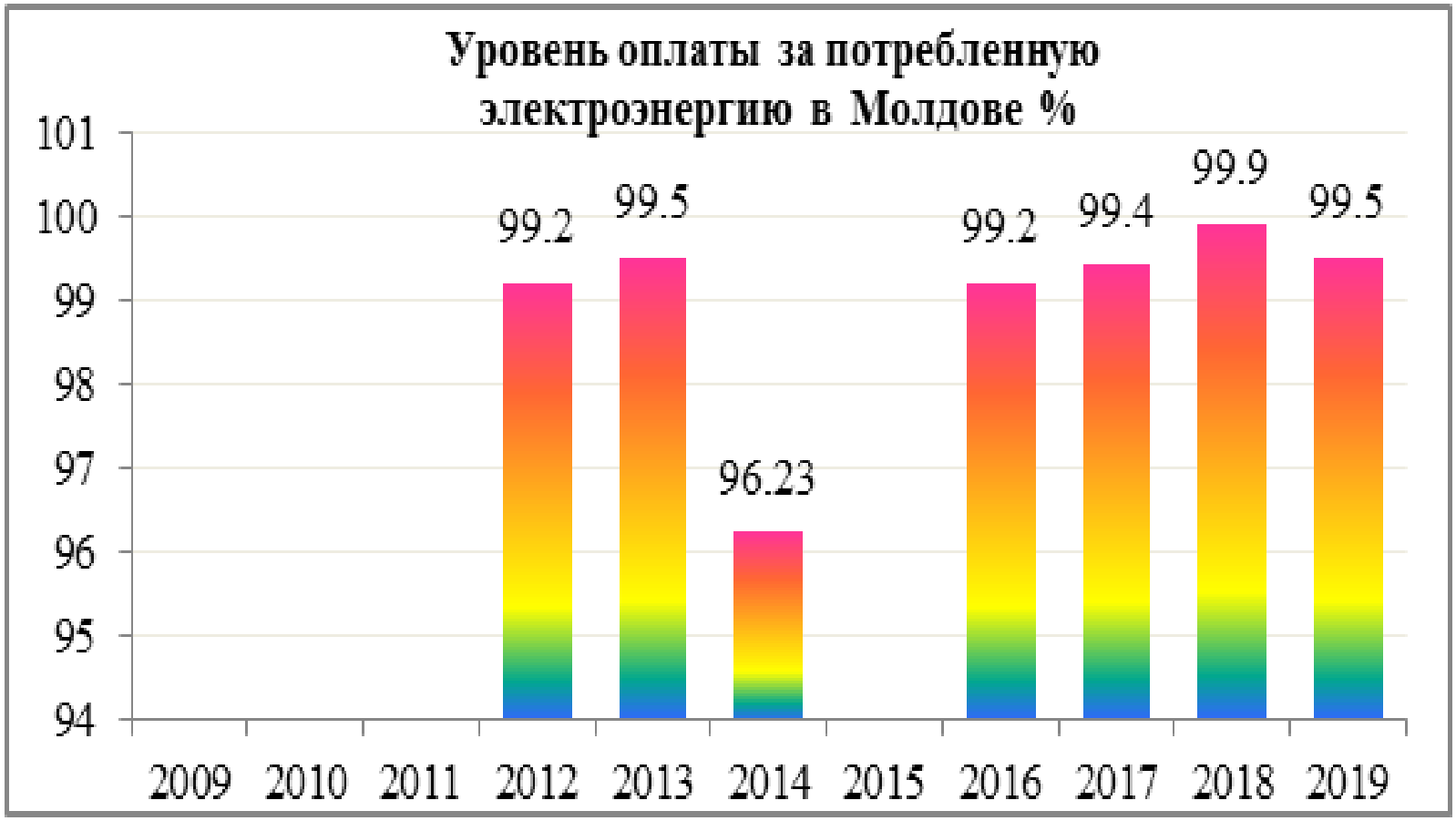
Î.C.S. „Premier Energy” S.R.L,
(ранее «Gas Natural Fenosa», до 1995 – Предприятия Центральных, Кишиневских и Южных электросетей)



Средний тариф на электроэнергию и средневзвешенный тариф



Степень оплаты тарифов на электроэнергию населением



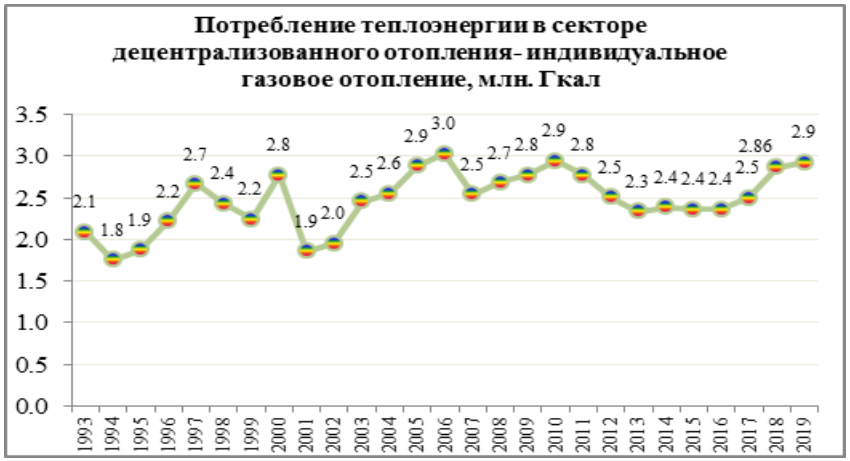
Индикатор тарифов на теплоэнергию

Индикатор тарифов на теплоэнергию

- В столице страны г. Кишиневе задействованы два предприятия по поставкам тепловой энергии:
- АО «Termoelectrica», включающая ТЭЦ-1, ТЭЦ-2, Южную и Западную котельные и 19 пригородных котельных;
- S.A. "Apa Canal Chisinau" (котельная предприятия «Водоканал»).
- В муниципии Бельцы работают два предприятия A.O."CET-Nord" (Бельцкая ТЭЦ) и Î.M. "Termogaz-Bălţi", и для каждого поставщика установлен отдельный тариф на тепловую энергию.

Потребление тепловой энергии от централизованных источников

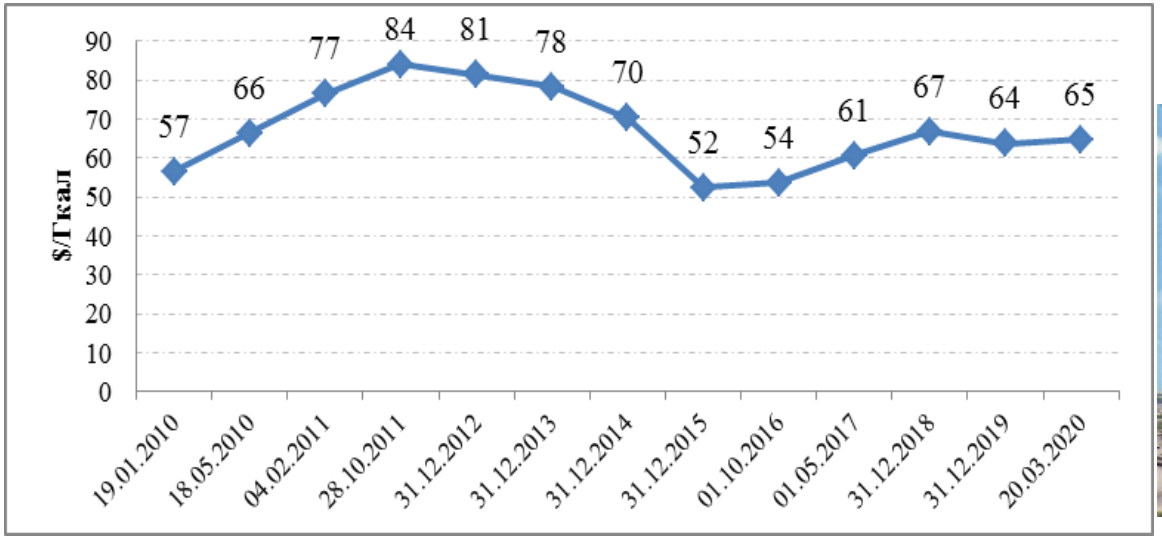
Потребление тепловой энергии от децентрализованных источников

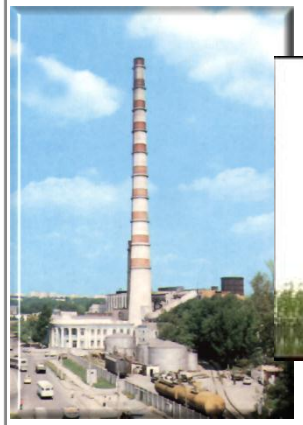


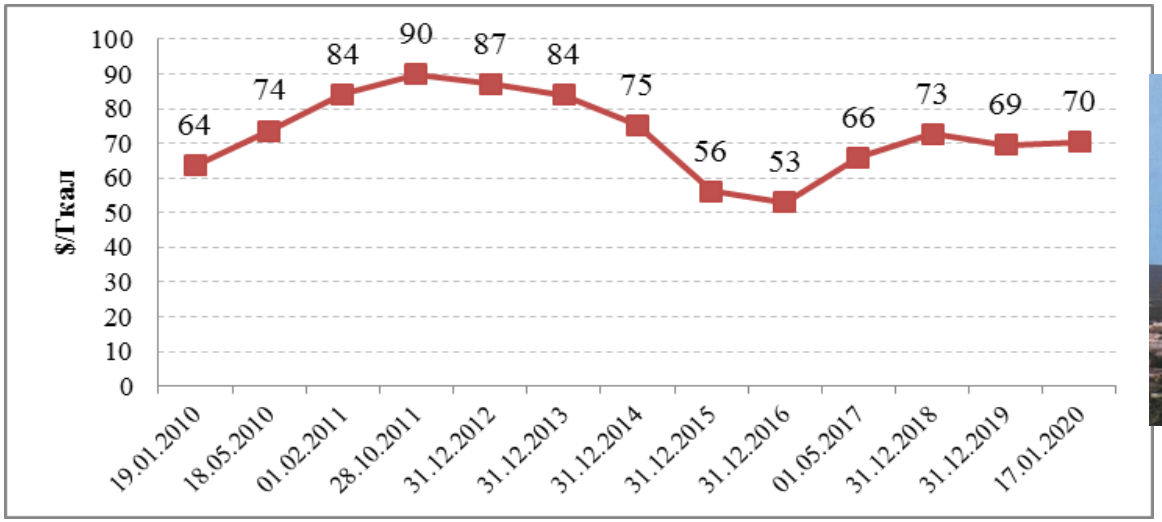
Районные системы теплоснабжения

№.	Тарифы на поставки тепловой энергии			Постановление НАРЭ
	Предприятия	лей/Гкал	**$/Гкал***	
1.	A.O. "Termoelectrica", Кишинев	1122	**65**	№ 60/2020 от 10.03.2020 (МО №. 87-93/307 от 20.03.2020)
2	A.O. "Apa-Canal Chisinau" Кишинев	1132	**65**	№. 50/2020 от 28.02.2020 (МО №. 75-83/277 от 13.03.2020)
3.	A.O."CET-Nord", Бельцы	1220	**70**	№. 540/2019 от 27.12.2019 (МО №. 7-13/34 от 17.01.2019)
4.	Î.M. "Termogaz-Bălţi", Бельцы	1083	**63**	№. 428/2019 от 22.11.2019 (МО №. 352-359/1996 от 29.11.2019)
5.	A.O. "Comgaz - Plus", Унгень	1400	**81**	№. 01/2021 от 15.01.2021 (МО №. 22-32/76 от 29.01.2021)
6.	Întreprinderea Municipală a Reţelelor şi Centralelor Termice Comrat, Комрат	1200	**69**	№. 425/2019 от 22.11.2019 (МО №. 352-359/1993 от 29.11.2019)
7.	Î.M. ”Servicii Comunale Glodeni”, Глодень	955	**55**	№. 427/2019 от 22.11.2019 (МО №. 352-359/1995 от 29.11.2019)

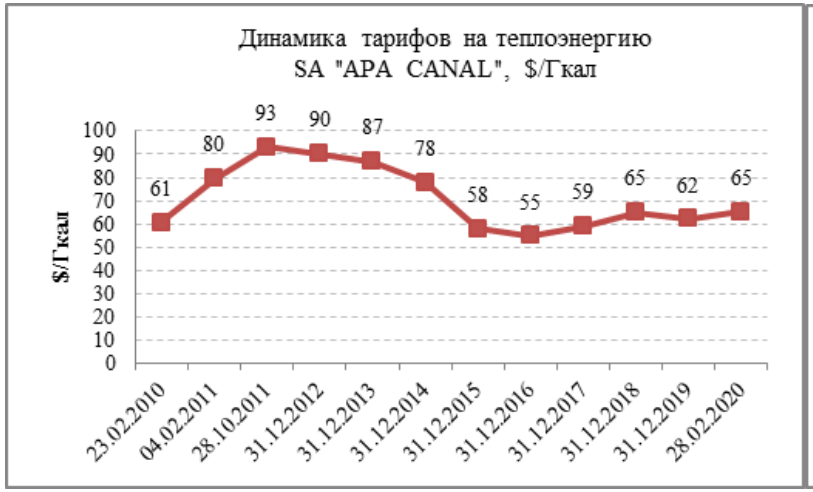
Тарифы на теплоэнергию, поставляемую от АО «Termoelectrica» (ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2) (*верхний график*) и от Бельцкой ТЭЦ (*нижний график*), $/Гкал

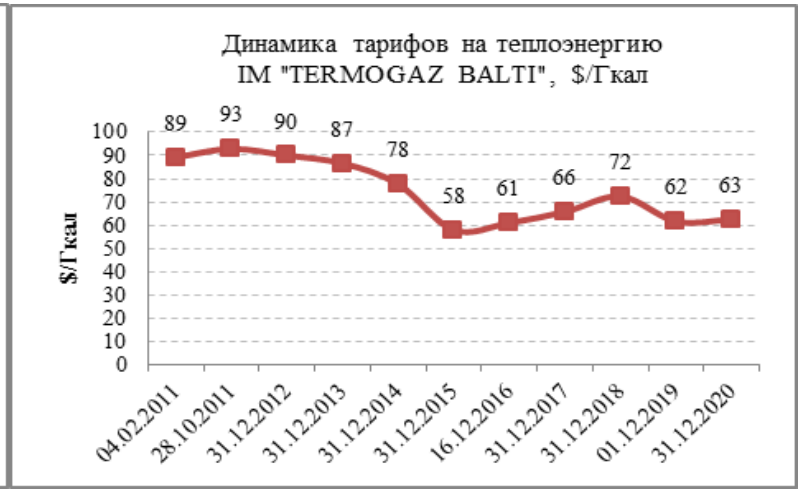


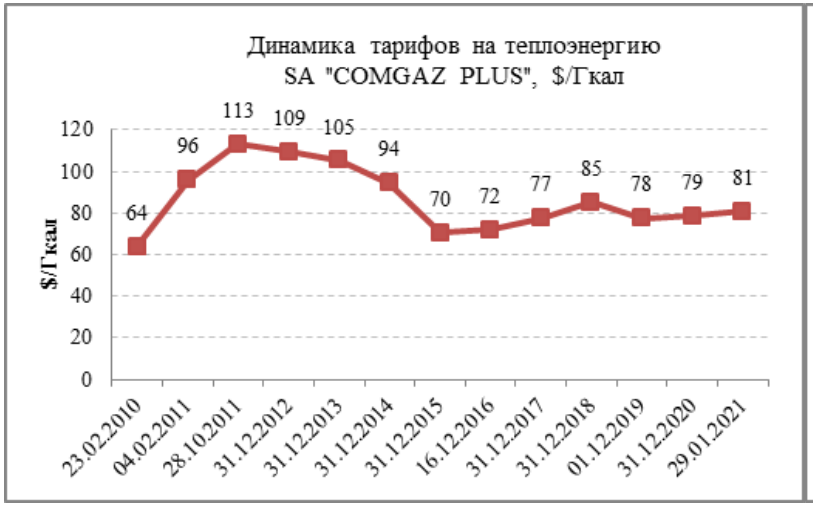


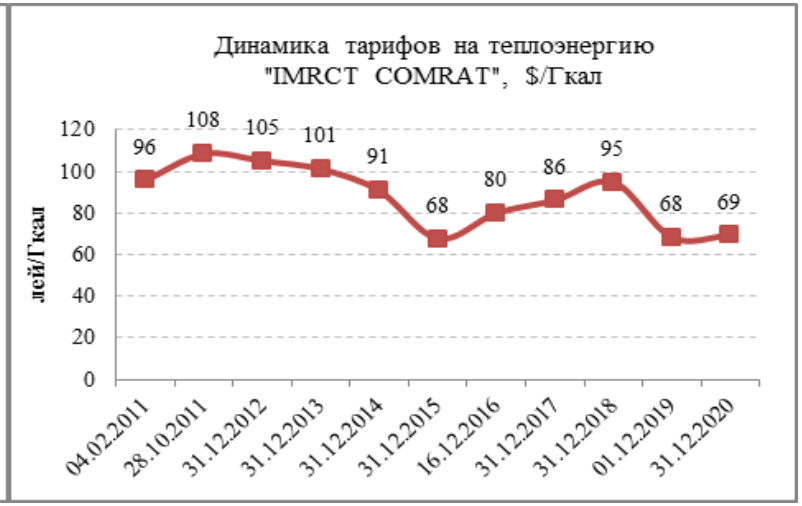


Тарифы на тепловую энергию по районным системам теплоснабжения

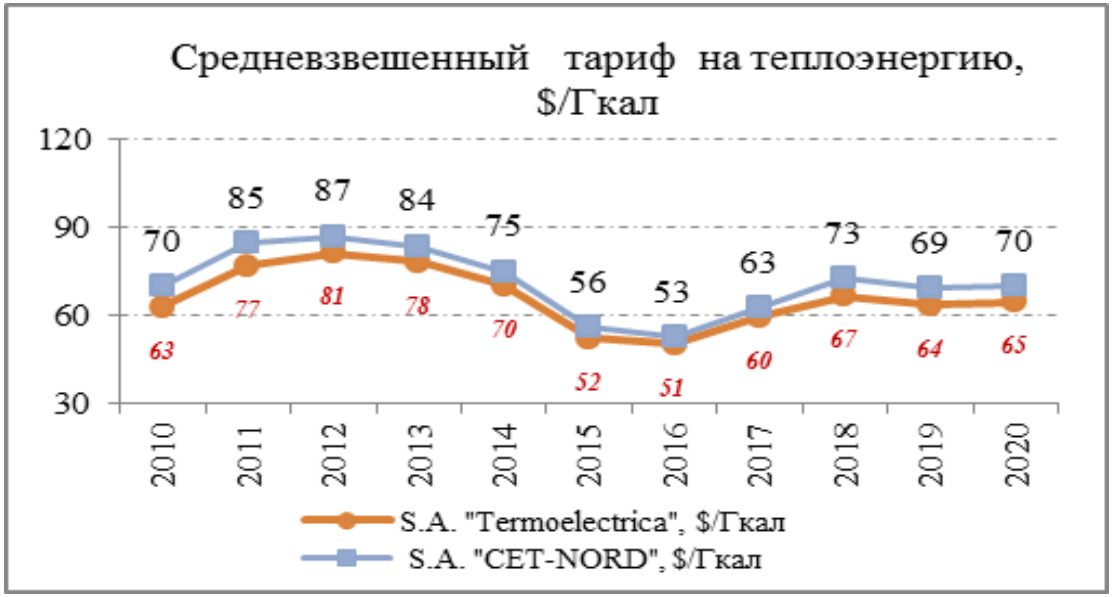








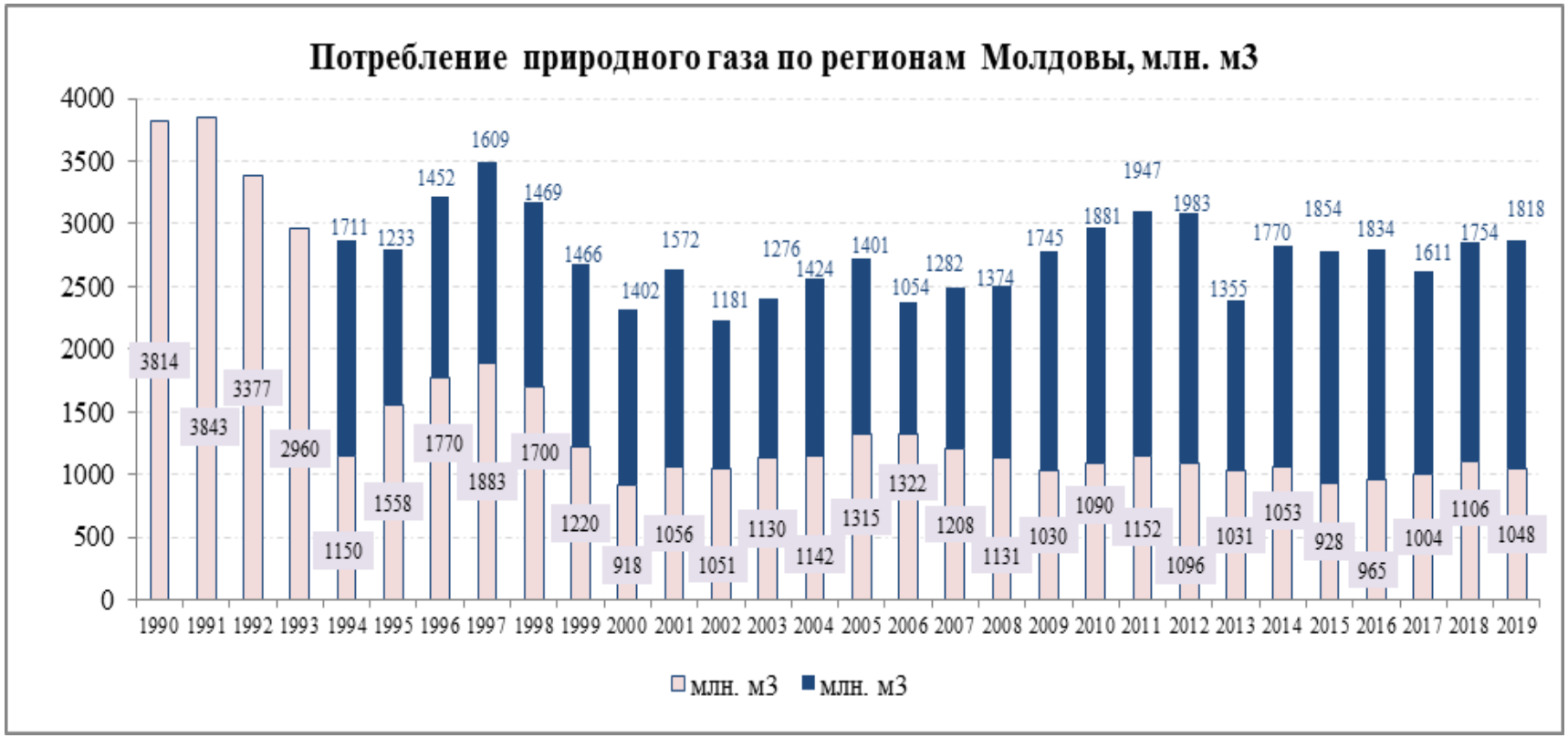
Средний и средневзвешенный тарифы на тепловую энергию по Молдове



Степень оплаты за теплоэнергию конечными потребителями

Индикатор тарифов на природный газ

Индикатор тарифов на природный газ (Правобережье-нижняя часть, Левобережье- верхняя)



Градации тарифов на природный газ

Тарифы на природный газ имеют **8 градаций**:

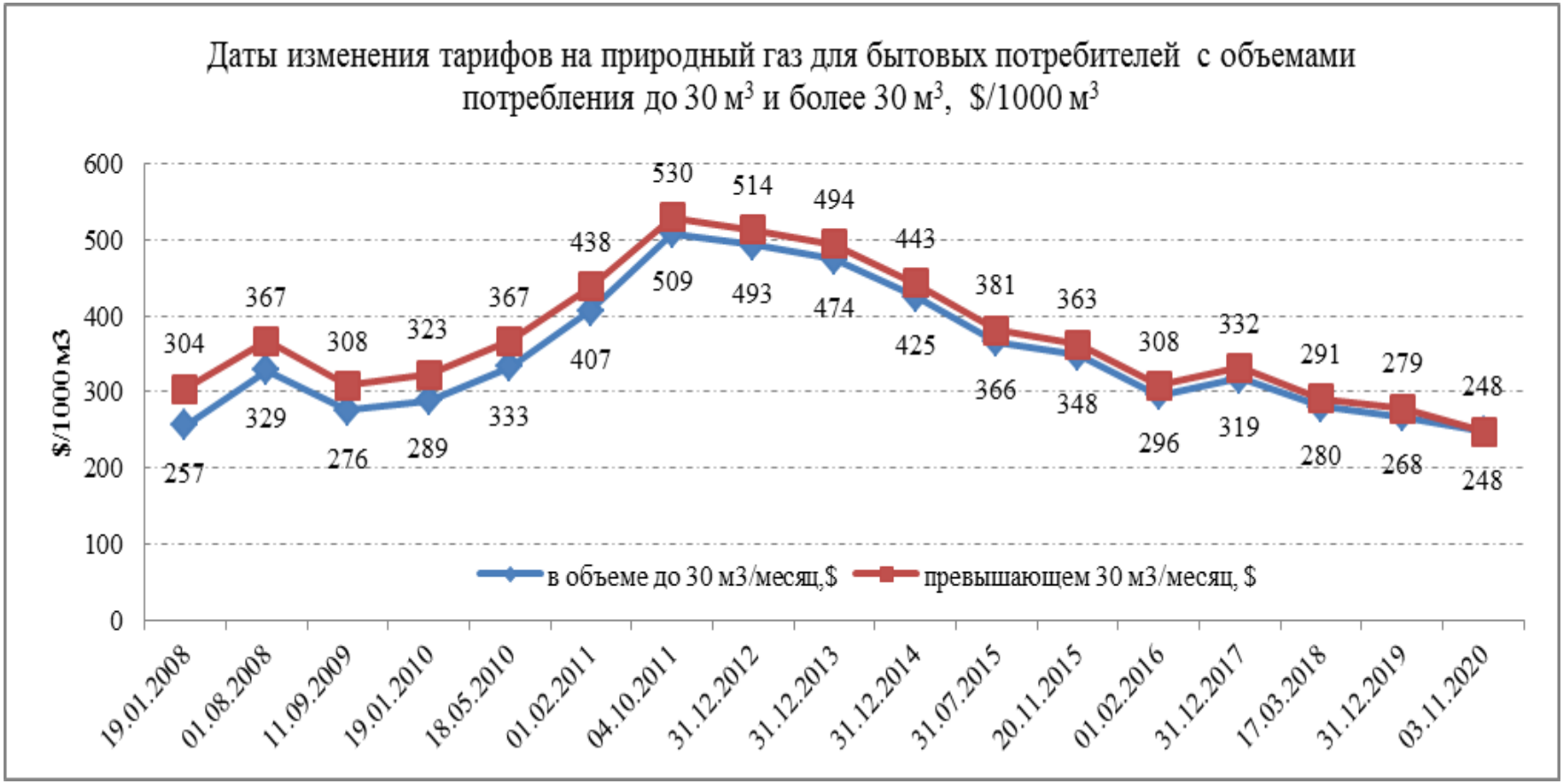
1. *Поставки природного газа предприятиями - **поставщиками**, по распределительным сетям, сети которых подключены к выходному трубопроводу газораспределительных станций (ГРС).*
2. *Природный газ, поставляемый АО «Молдовагаз» по распределительным сетям предприятиям, не входящим в систему ОАО «Молдовагаз», для их последующей поставки конечным потребителям:*
3. *распределительным компаниям, подключенным к сетям **высокого давления**;*
4. *распределительным компаниям, подключенным к сетям **среднего давления**;*
5. *Поставка природного газа на тепловые электростанции (ТЭЦ), котельные установки для производства и поставки тепловой энергии городским потребителям через централизованные системы снабжения;*
6. *Поставка природного газа бытовым потребителям в объеме **до 30м^3** (включительно) в месяц на квартиру.*
7. *Поставка природного газа бытовым потребителям в объеме **более 30 м^3** в месяц;*
8. *Поставки природного газа другим конечным потребителям, в т.ч. на котельные установки, для производства и поставки тепловой энергии потребителям через локальные системы теплоснабжения, подключенные к распределительным сетям: высокого давления; среднего давления; низкого давления;*

Закупочные цены на природный газ

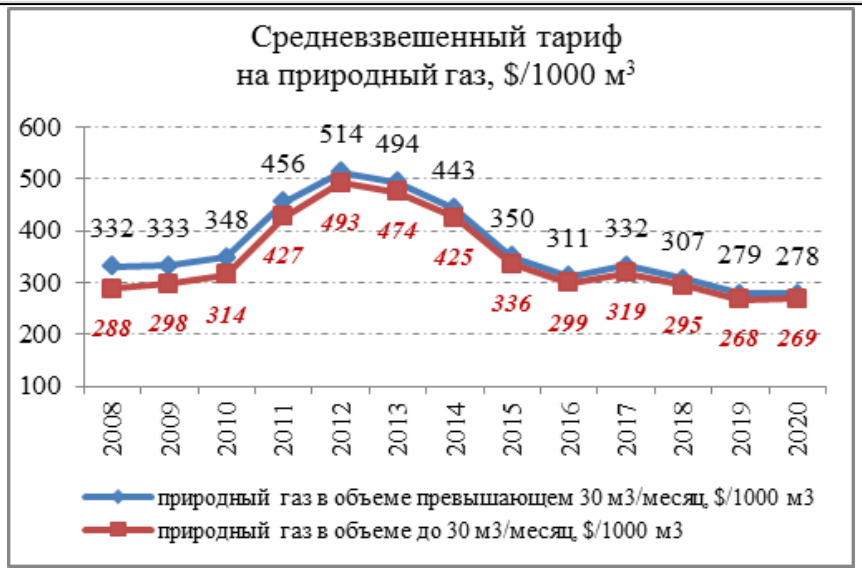
Рисунок 6.1.14. Иерархическая структура тарифов на природный газ в РМ, 2018 г

	1 квартал	2 квартал	3 квартал	4 квартал	среднегодовая
2015	316,77	258,79	217,00	184,39	255,98
2016	223,02	177,39	167,16	171,97	193,44
2017	149,44	165,34	172,44	174,75	162,05
2018	191,44	208,67	232,07	248,20	217,46
2019	241,16	235,62	229,93	223,93	233,67
2020	180,26	168,28	136,74	н/д	н/д

Динамика тарифов на природный газ в РМ



Динамика изменения среднего тарифа на природный газ (для населения с объемами потребления до 30 м³ в месяц) в Молдове за 1993-2020, $/1000 м³



Степень оплаты за потребленный природный газ

Расходы населения на приобретение топливно-энергетических ресурсов из среднедушевого дохода

Специальный индикатор энергетической безопасности описывает **долю из среднедушевого дохода населения (СДД), затрачиваемого на приобретение ТЭР**. В своей динамике индикатор показывает улучшение ситуации за последние 10 лет после 8 лет кризисного состояния (был выше 30% СДД).

Рост доходов населения способствовал снижению доли затрат на ТЭР из среднедушевого дохода, и к концу 2005 ситуация в целом улучшилась. Значения индикатора стали ниже кризисного порога в 30%, но ещё не достигли нормального состояния (на уровне 10% СДД). Колебания и небольшой рост по данному индикатору, наблюдавшиеся в период 2009-2014, связаны с ростом тарифов.

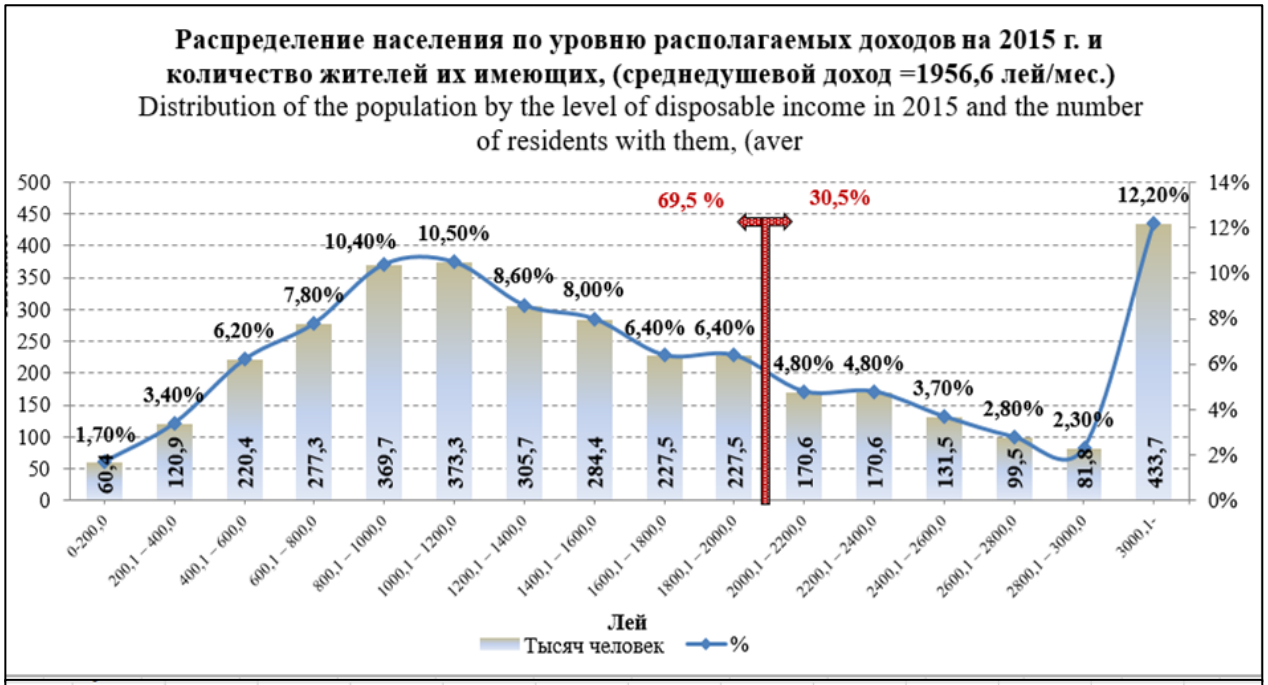
Динамика изменения среднемесячного располагаемого дохода населения и индикатора «Доля из среднедушевого дохода населения, затрачиваемого на приобретение топливно-энергетических ресурсов»

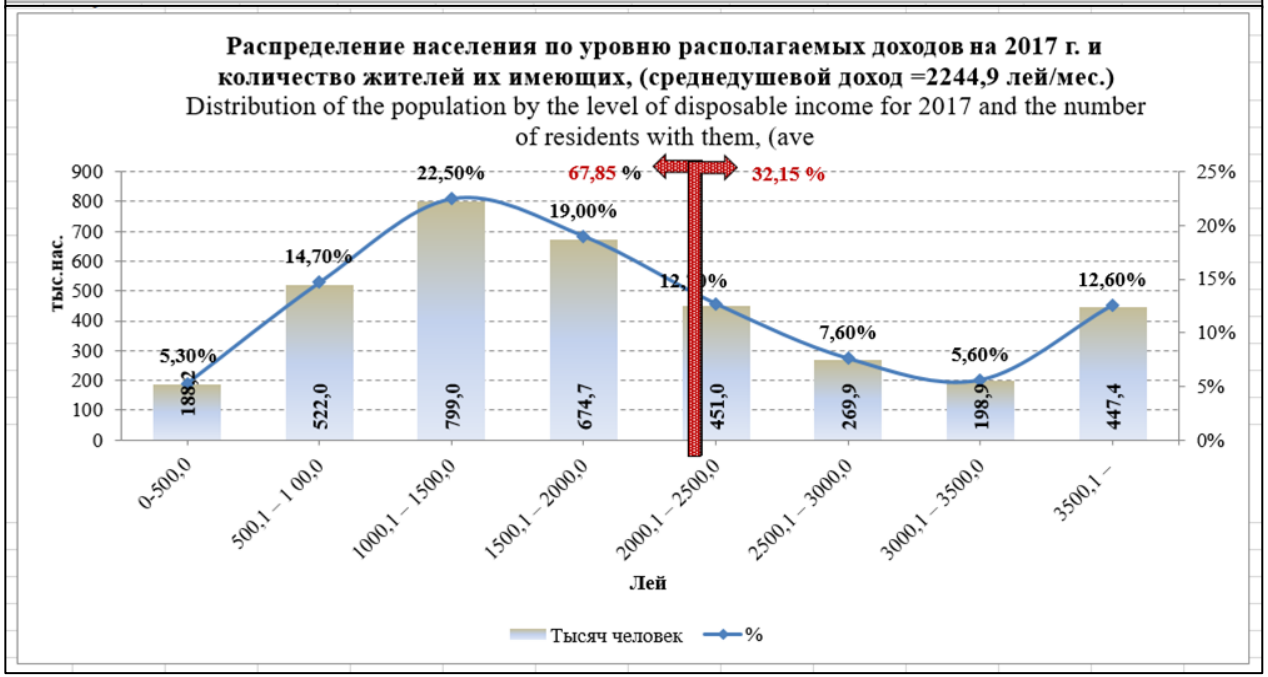
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Среднедушевой денежный доход населения России, $ в месяц	624	707	747	814	719	499	465	539	521		490
Среднедушевой располагаемый доход населения Украины, $ в месяц	193	225	259	272	183	114	119	148	180	223	

Среднедушевой доход населения

Численность населения, имеющая доходы выше и ниже среднедушевой величины

На графике показаны: % населения с разными уровнями доходов (линия, шкала справа) и количество населения в тысячах человек по каждой группе доходов (столбики и шкала слева); вертикальная бордовая линия показывает среднедушевой доход для текущего года и суммарные % численности населения, которые имеют доходы выше (для 2015: **30,5%**-число справа от вертикальной линии) и ниже этой величины (для 2015: 69,5%-число слева от вертикальной линии)



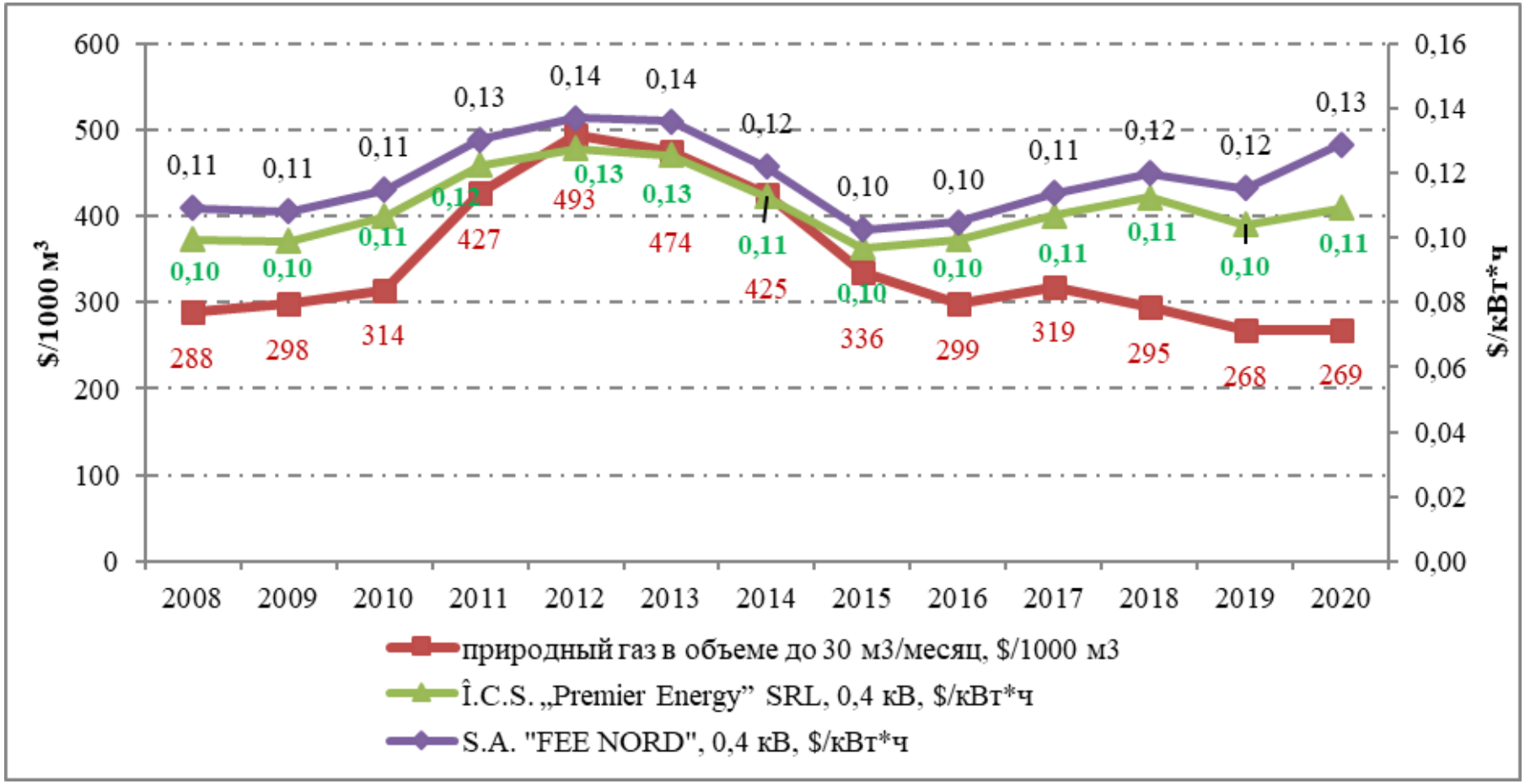


Основные причины изменения тарифов

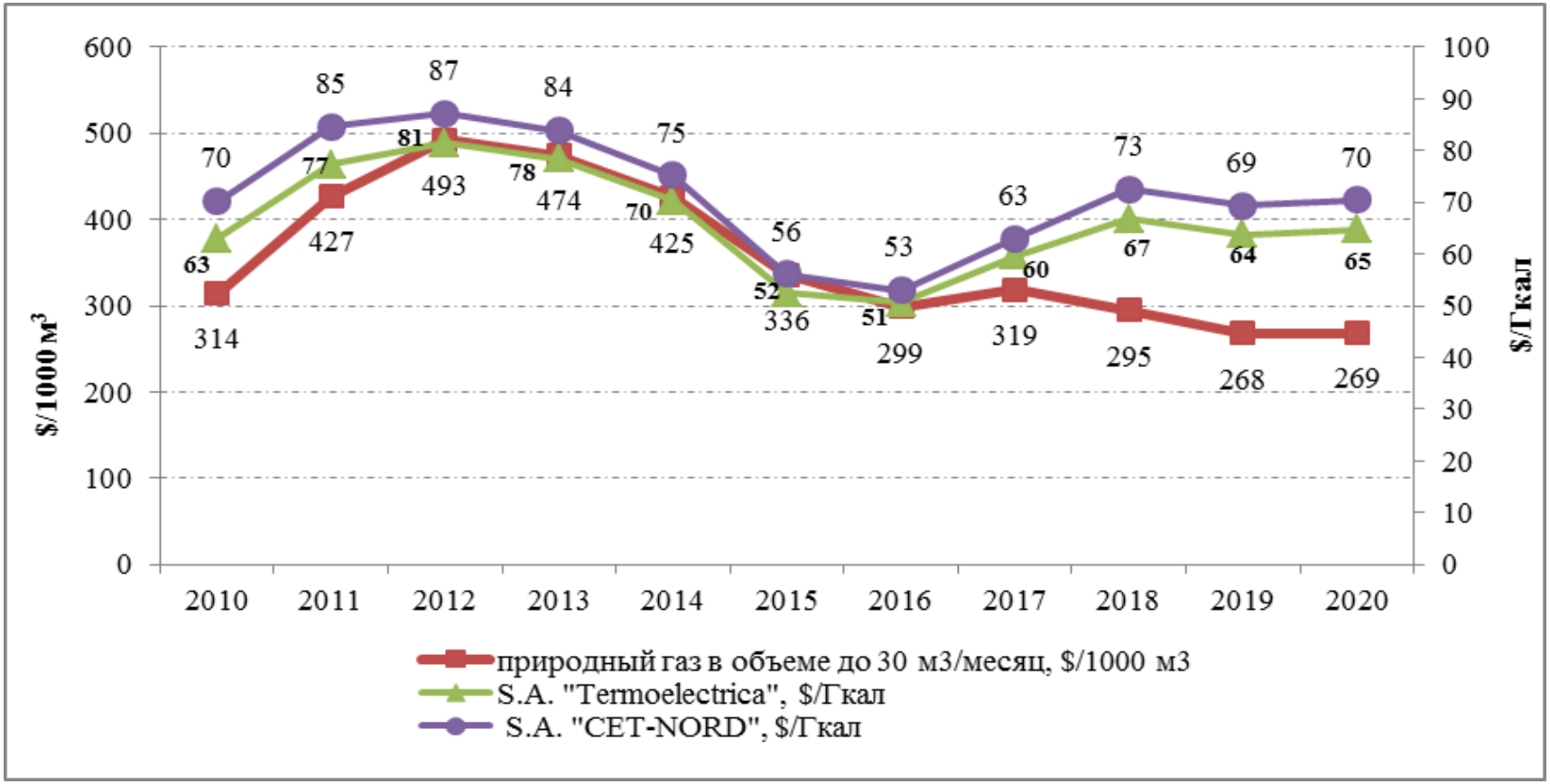
- *изменение цены на импорт природного газа;*
- *колебания курса валют;*
- *накопление задолженности;*

Соотношение тарифов

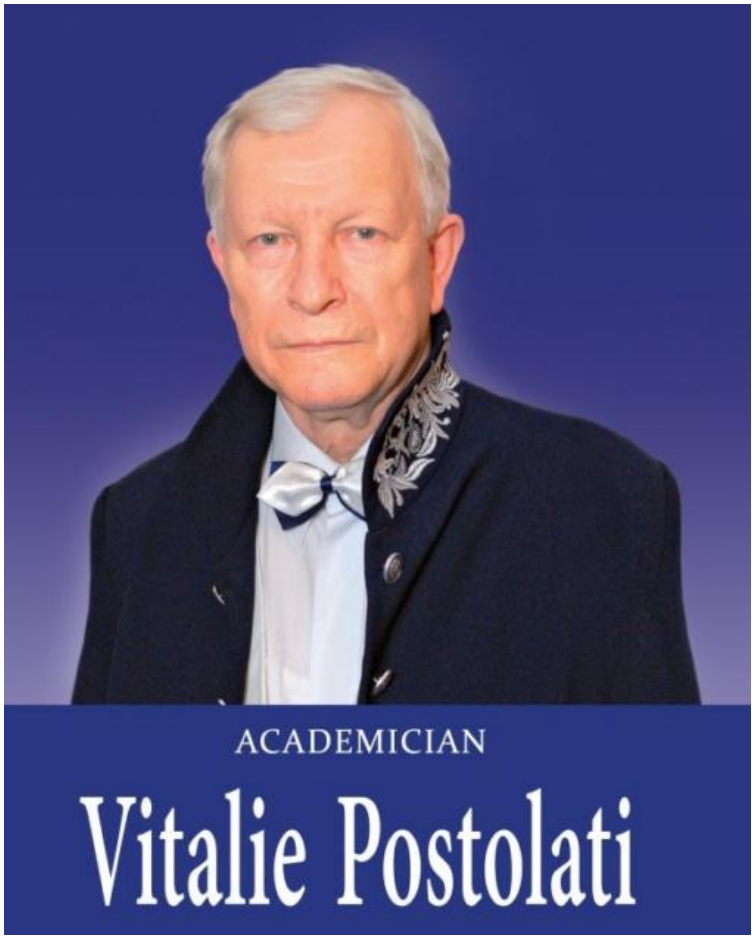
Сравнение динамики средневзвешенного тарифа на природный **газ** (ось *слева-нижний график*) и средневзвешенного тарифа на **электроэнергию** для двух предприятий электрических сетей (*ось справа-две верхних кривых*)



Сравнение динамики средневзвешенного тарифа на природный газ (ось слева) и средневзвешенного тарифа на теплоэнергию, поставляемую двумя самыми крупными источниками в стране (ось справа)



Идеи Постолатия В.М. по регулированию тарифов



Идеи Постолатия В.М. по регулированию тарифов

- Тарифы входят в **Промежуточное потребление**, которое является одним из составляющих **ВВП**, но их влияние малозаметно. Вместе с тем, чем тарифы выше, тем больше Промежуточное потребление.

- При росте тарифов Промежуточное потребление также растёт, а ВВП снижается и может даже стремиться к нулю.

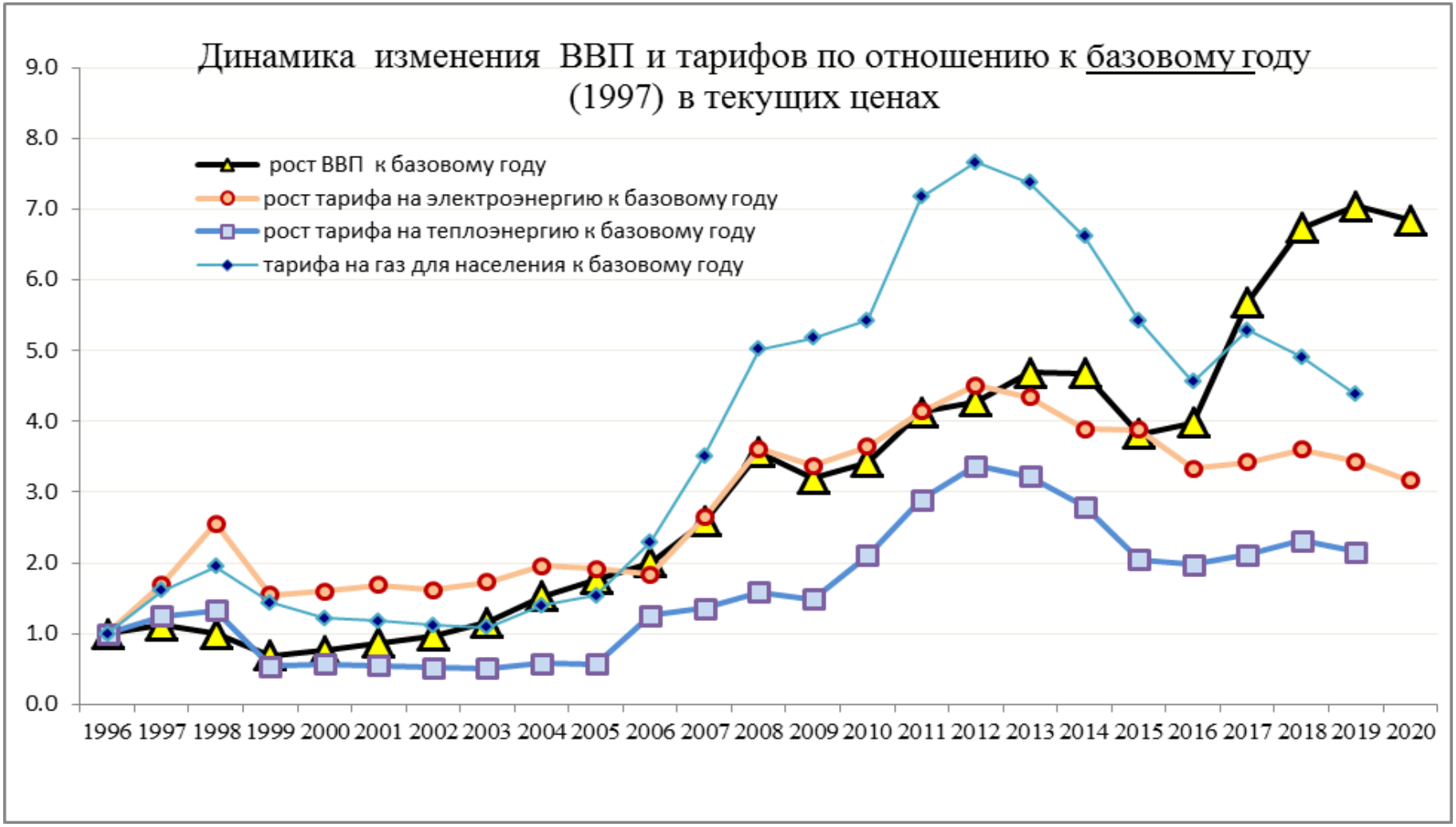
Идеи Постолатия В.М. по регулированию тарифов

- академик Постолатий В. М. для регулирования тарифов предложил **специальную формулу,** связывающую изменение тарифов Т с изменениями ВВП:

$$\Delta T\ (\%) = \alpha\ \Delta ВВП\ (\%) \qquad (1)$$

- Основную идею этой формулы можно выразить так: если величина ВВП возросла в сравнении с предыдущим годом на Δ%, то тарифы можно увеличить не более чем на Δ%.
- **Коэффициент α** является связующим. Для того, чтобы экономика имела развитие, рост тарифов должен быть меньше роста ВВП, т.е. **α<1**. Если скорость роста тарифов превышает скорость прироста ВВП, то **α>1**, и тариф замедляет развитие экономики, в связи с чем должен быть снижен.
- Если **α=1**, то скорость изменения тарифа и скорость изменения ВВП одинаковы, и тариф в таком случае не является одной из движущих сил изменения ВВП, и может быть сохранен на предыдущем уровне.

Сопоставление динамики изменения тарифов и ВВП



Идеи Постолатия В.М. по регулированию тарифов

Формула **ΔТ (%) = α ΔВВП (%)** показывает динамические связи между ростом тарифов и ростом ВВП и может применяться для ежегодного регулирования тарифов. Также она позволяет определить **пороговые значения** индикаторов тарифов (граничные величины), которые необходимы для построения шкал кризисности для каждого индикатора тарифов.

Динамические («плавающие») пороговые значения для индикаторов, отражающих тарифы на природный газ, электро- и теплоэнергию.

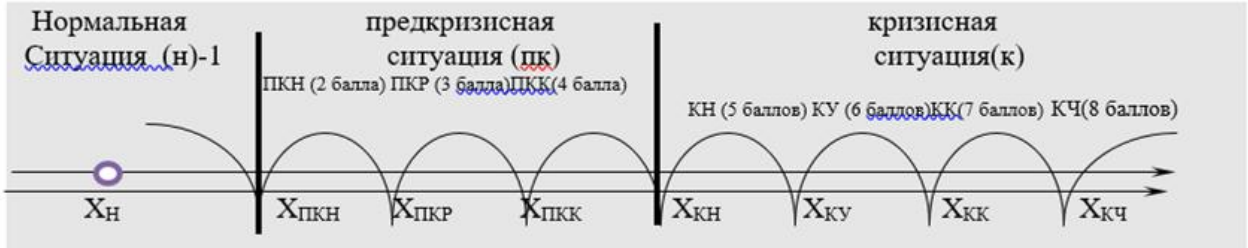
- Выбор правил для построения шкал кризисности индикаторов является **важнейшим** вопросом анализа уровня энергетической безопасности в целом. Для каждого индикатора отдельно определяется степень его кризисности по специальной шкале.
- Постановка задач по энергетической безопасности в РМ состоялась благодаря знакомству с исследованиями ученых из Института системных исследований им. Мелентьева (г. Иркутск) и Кафедры автоматизированных электрических систем Уральского Политехнического Университета, Института экономики УрО РАН(г. Екатеринбург).

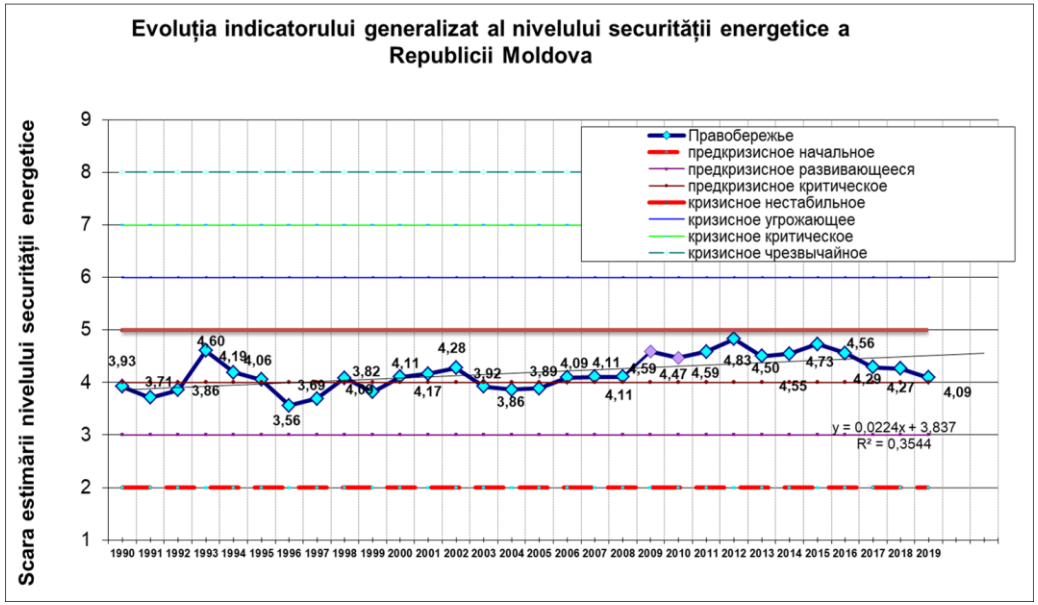
Подходы к построению шкал кризисности, применяемые в исследованиях энергетической безопасности Молдовы

- Для анализа индикаторов энергетической безопасности Молдовы применяются два метода расчета пороговых значений.
- Первый метод - **экспертный** с равномерной шкалой от 1 до 8 баллов состояния.
- Второй метод - **метод функциональных взаимосвязей** (предложенный в 2003 году Быковой Е.В. [20]), в котором только одно пороговое значение задается экспертно – изменение индикатора уровня ВВП, а все остальные пороговые величины индикаторов рассчитываются, исходя из принципа равнозначности индикаторов. Второй метод даёт более строгие пороги (в среднем на 10%) по сравнению с экспертными пороговыми величинами, и обладает преимуществом понижения субъективности оценок состояния индикаторов по сравнению с экспертным методом.

Шкалы кризисности

На основе пороговых кризисных величин рассчитываются граничные точки интервалов утяжеления и строится шкала кризисности. Шкала значений имеет диапазоны утяжеления по мере отклонения от кризисного заданного значения и разделяется на **8 интервалов-** от нормального состояния (**1 балл**) до кризисного (**5-8 баллов**).





Варианты базовых значений

- Для ряда индикаторов экспертное пороговое кризисное значение отсчитывается от уровня базового (например, покрытие спроса на электроэнергию должно быть на уровне 100%; или износ оборудования должен быть на уровне 0% для нормального состояния), для других в качестве нормального рассматривается диапазон значений (например, доля газа в топливном балансе должна быть 20-40%), для некоторых – среднее многолетнее значение (например, потребление собственных топливных ресурсов для децентрализованного теплоснабжения).
- Для индикаторов тарифов - ни один из описанных вариантов не подходит.

Подходы к построению шкал кризисности, применяемые в исследованиях энергетической безопасности Молдовы

- Приведённая выше формула **ΔТ (%) = α ΔВВП (%)**, связывающая рост ВВП и рост тарифов, позволяет определить кризисные граничные значения для тарифов в каждом году, т.е. задаёт **динамические («плавающие») пороги** для любого диапазона временного ряда значений индикаторов. Такой подход позволяет решить проблему пороговых значений индикаторов тарифов на топливно-энергетические ресурсы.

- Описанный метод является новым третьим подходом, и *назван* ***методом динамических пороговых величин***. Этот метод более адекватно отражает фактическую ситуацию, является развитием метода функциональных взаимосвязей, и позволяет определять ежегодные пороговые величины (динамические), в отличие от фиксированных величин, которые имеют место при экспертных пороговых значениях.

Принципы построения динамических (плавающих) кризисных пороговых значений

- Для тех лет, для которых наблюдалось повышение ВВП на Δ(%), рост тарифов возможен на величину не более Δ (%). Кризисное пороговое значение для индикаторов тарифов равно Δ (%), предкризисное равно ½ Δ (%) ;

- Для тех лет, для которых рост ВВП составил 0%, роста тарифов не должно быть совсем. Кризисное пороговое значение тарифов для такого года равно 0 (%);

- Для тех лет, для которых наблюдалось падение ВВП, тарифы должны быть снижены на аналогичную величину. В крайнем случае, тарифы должны быть сохранены на прежнем уровне, чтобы ВВП мог иметь положительный прирост. Но ни в коем случае не должно быть их повышения. Кризисное пороговое значение будет составлять также 0% роста. Соответственно, и, предкризисное равно 0%.

	Проценты прироста ВВП к предыдущему году	Пороговое кризисное значение, % (к)	Пороговое предкризисное значение, % (половина от кризисного) (пк)
1997	12	12	6
1998	-11	0	0
1999	-31	0	0
2000	10	10	5
2001	15	15	7,5
2002	12	12	6
2003	19	19	9,5
2004	31	31	155
2005	15	15	75
2006	14	14	7
2007	29	29	14,5
2008	38	38	19
2009	-10	0	0
2010	7	7	3,5
2011	21	21	10,5
2012	4	4	2
2013	9	9	4,5

Интервалы шкалы кризисности

Промежуточные интервалы шкалы кризисности рассчитываются по общему принципу (предложены учеными Уральского Политехнического Университета):

Для кризисного интервала (К):

- К(ку)=К·1,2 (кризисное угрожающее);
- К(кк)=К·1,4 (кризисное критическое);
- К(кч)=К·1,6 (кризисное чрезвычайное).

Для предкризисного (ПК) интервала разделение осуществляется на 3 равные части:

- ПК(н)=ПК (предкризисное начальное);
- ПК(р)=ПК+(К-ПК)·1/3 (предкризисное развивающееся);
- ПК(к)=ПК+(К-ПК)·2/3 (предкризисное критическое)

Пример расчёта для 1997 года

Для 1997 года имеем (таблица) величину прироста ВВП, равную 12%. Следовательно, кризисное пороговое составляет также 12%. Точки начала каждого диапазона шкалы вычислены по формулам, приведённым выше, и составляют:

К=12%; ПК=6%; К(ку)=12·1,2=14,4%;
К(кк)=12·1,4=16,8%;К(кч)=12·1,6=19,2%.

ПК(н)=6%; ПК(р)=ПК+(К-ПК)·1/3=6+12-6/3=6+2=8%;

ПК(к)=ПК+(К-ПК)·2/3=6+(12-6)·2/3=6+4=10%.

На основе граничных точек интервалов построена шкала кризисности. На ней отмечены значения прироста всех трёх тарифов для 1997 г и значение прироста ВВП. Рост тарифа на газ в 1997 году составил 62%, тарифа на электроэнергию - 70%, тарифа на теплоэнергию - 26%. Эти значения сразу попадают в интервал кризисного чрезвычайного состояния,

Шкала кризисности и фактические значения прироста тарифов и ВВП для 1997 года

				11,76						
	5,88	7,84	9,80	11,76	14,12	16,47	18,82	26,00	61,57	70,33
1,00	2,00	3,00	4,00	5,00	6,00	7,00	8,00			
н	пкн	пкр	пкк	кн	ку	кк	кр			
Нормальное состояние	Предкризисное состояние 3 интервала утяжеления			Кризисное состояние - 4 интервала утяжеления						

Динамическая шкала кризисности (для 1997 года) для индикаторов **трех тарифов**: на электроэнергию, на теплоэнергию и на природный газ. На шкале отложены фактические значения для 1997 года в виде цветных точек: роста ВВП-оранжевого цвета, роста тарифа на электроэнергию-жёлтого цвета, роста тарифа на теплоэнергию- розового цвета, роста тарифа на природный газ- голубого цвета.

Шкала кризисности и фактические значения прироста тарифов и ВВП для <u>1999</u> года

-31,18	-20,17					19,05	45,14	
		0	0,00	0,00	0	20,00	40,00	60,00
1,00		2,00	3,00	4,00	5,00	6,00	7,00	8,00
н		пкн	пкр	пкк	кн	ку	кк	кч
Нормальное состояние		Предкризисное состояние 3 интервала утяжеления			Кризисное состояние – 4 интервала утяжеления			

Прироста величины ВВП в 1999 к уровню 1998 не было, поэтому тарифы не должны повышаться совсем. Прирост величины всех тарифов должен быть равен 0. А фактически тарифы выросли по электроэнергии на 22% и по теплоэнергии на 25,27%. Тариф на природный газ не изменился и его прирост равен 0%. Поэтому ситуация кризисная для двух тарифов -по электроэнергии и газу.

Выводы

- Для ***электроэнергии*** приведены тарифы на поставки электроэнергии от каждого источника генерации, а также по предприятиям электрических сетей. Средневзвешенный тариф на электроэнергию для конечных потребителей изменялся в диапазоне: наименьшее значение - 0.10 $/ кВт*ч, наибольшее - 0,14 $/ кВт*ч. В 2020 году средневзвешенный тариф по двум имеющимся предприятиям электрических сетей составлял значения 0.11 и 0.14 $/ кВт*ч.

- Для ***теплоэнергии*** показаны тарифы на поставки тепловой энергии от каждой ТЭЦ, усреднённые тарифы для населения на тепловую энергию, получаемую от всех ТЭЦ и по районным системам теплоснабжения. Средневзвешенный тариф для конечных потребителей изменялся в диапазоне: наименьшее значение - 51 $/Гкал, наибольшее -87 $/Гкал. В 2020 средневзвешенный тариф составлял величины 70 и 65 $/Гкал в двух самых крупных системах теплоснабжения в стране.

Выводы

- Для *природного газа* имеется градация тарифов с разделением на 8 пунктов. Динамика изменения средневзвешенных тарифов по позиции «тариф для населения до 30м3» была в диапазоне: наименьшее значение 288 $/1000 м^3, наибольшее - 493 $/1000 м^3, в 2020- 269 $/1000 м^3.

- Наиболее критичными для конечных потребителей являются высокие тарифы на тепловую энергию, уровень оплаты которой не превышает 75%.

- Также имеет место несбалансированность тарифов на природный газ с тарифами на электро- и теплоэнергию между собой. В последние пять лет они имеют разнонаправленные тенденции (в долларовом эквиваленте) - тариф на природный газ снижается, в то время как тарифы на вторичные виды энергии остаются теми же или увеличиваются.

2.2 ТАРИФНАЯ ПОЛИТИКА В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ В ОБЕСПЕЧЕНИИ УСТОЙЧИВОГО РАЗВИТИЯ РЕСПУБЛИКИ ТАДЖИКИСТАН

Ахророва Альфия Дадахановна
- инженер-электромеханик, д.э.н., профессор, заслуженный деятель науки и техники Республики Таджикистан

ТАДЖИКСКИЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ
имени академика М.С. Осими
Научно-исследовательский институт «Политехник»

АХРОРОВА А.Д.

ТАРИФНАЯ ПОЛИТИКА В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ В ОБЕСПЕЧЕНИИ УСТОЙЧИВОГО РАЗВИТИЯ РЕСПУБЛИКИ ТАДЖИКИСТАН

Лекция.

ТАРИФНАЯ ПОЛИТИКА В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ И УСТОЙЧИВОЕ РАЗВИТИЕ

- **ЦЕЛЬ:** ***количественная оценка упущенных возможностей использования тарифной политики в обеспечении устойчивого энергетического развития Республики Таджикистан***

Ахорова А.Д.

СОДЕРЖАНИЕ

- Доктрина «устойчивого развития», как новая модель развития цивилизации.
- Устойчивое развитие и энергетическая безопасность.
- Энергетика, как важнейшая составляющая экономики страны.
- Энергоресурсы - мощный экономический, социальный и политический инструмент.
- Энергетическая стратегия и Энергетическая безопасность.
- Стратегические приоритеты в обеспечении устойчивого энергетического развития Таджикистана
- Тарифы на электроэнергию, как механизм обеспечения устойчивого развития и энергетической безопасности.
- Количественная оценка влияния тарифов на устойчивое развитие энергетического бизнеса и экономики Таджикистана

УСТОЙЧИВОЕ РАЗВИТИЕ И ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

Доктрина «устойчивого развития»

- является новой моделью развития цивилизации.
- призвана объединить усилия мирового сообщества для предотвращения глобальной социальной, экономической и экологической катастрофы, перед которой стоит человечество.

Взаимосвязи устойчивого развития с энергетикой

- рассматриваются учеными как основа национальной безопасности, важный фактор социально-экономического развития, и внешнеполитические приоритеты сотрудничества на мировых рынках.

УСТОЙЧИВОЕ РАЗВИТИЕ И ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

Энергоресурсы сегодня

- средство социального и экономического давления
- мощный политический инструмент

Мировой рынок энергоресурсов

- арена столкновения политических интересов
- возможность реализации своих интересов в международных отношениях (эмбарго на экспорт, и политическое давление, прямое вооруженное вмешательство и многое другое).

Энергетическая стратегия

- концептуальный документ, разрабатываемый правительством
- определяет курс развития ЭК, вызовы и механизмы энергетической политики по достижению поставленных целей
- базируется на энергоресурсном потенциале и уровне экономического развития страны

Энергетическая безопасность

- *заключается в защищенности государства от всех возможных негативных событий, способных нарушить бесперебойное энергоснабжение страны*

Таджикистан, как страна с открытой экономикой, подвержен влиянию внешних и внутренних вызовов, которые могут повлиять на достижение стратегических целей устойчивого энергетического развития.

Таджикистан,

имея колоссальные ресурсы энергии,

полезные ископаемые,

значительный человеческий потенциал,

относится к слаборазвитым странам, с выраженной энергетической уязвимостью своей экономики

ТАДЖИКИСТАНУ НЕОБХОДИМА СМЕНА МОДЕЛИ РОСТА

- **Развитие экономики Таджикистана под воздействием переводов трудовых мигрантов.**
- **Переводы мигрантов и завышение курса национальной валюты «сомони».**
- **Таджикская экономика - «голландская болезнь».**
- **Снижение конкурентоспособности продукции сельского хозяйства и обрабатывающей промышленности.**
- **Проблематичность возвращения к прежней модели: депрессивное состояние внешних рынков труда (российского) и пандемия «COVID-19».**
- **Как сохранить темпы развития, как компенсировать снижение переводов мигрантов?**
- **Переход к росту, основанному на инвестициях, увеличение экспорта и импортозамещения.**

Ахорова А.Д.

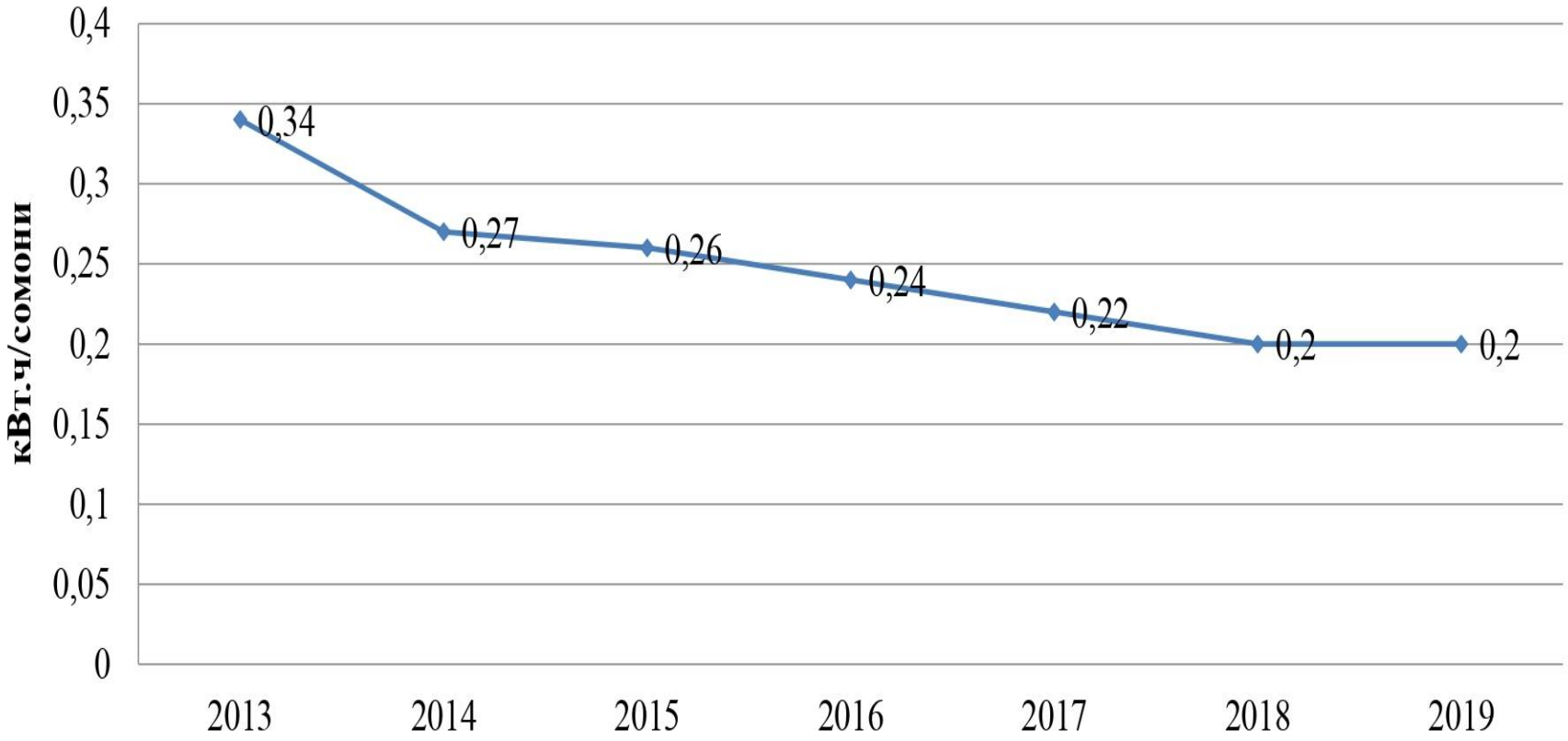
СТРАТЕГИЧЕСКИЕ ПРИОРИТЕТЫ В ОБЕСПЕЧЕНИИ УСТОЙЧИВОГО ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ СТРАНЫ

СТРАТЕГИЧЕСКИЕ ПРИОРИТЕТЫ

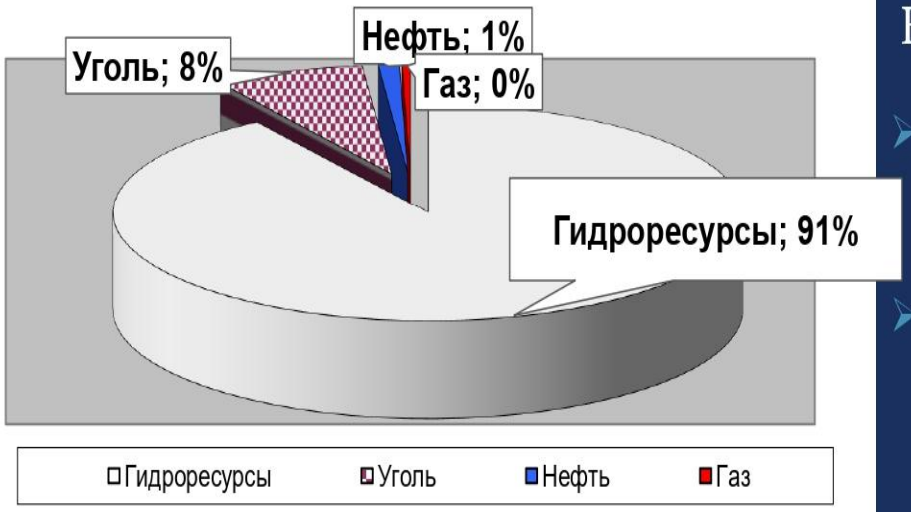
- **Эффективная энергетическая политика**
- **Водно-энергетическая дипломатия**
- **Повышение качества подготовки специалистов и**
- **Эффективное сотрудничество в рамках ШОС и других интеграционных формирований**

Ахророва А.Д.

ДИНАМИКА ЭЛЕКТРОЁМКОСТИ ВВП РЕСПУБЛИКИ ТАДЖИКИСТАН



СТРУКТУРА ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ РЕСПУБЛИКИ ТАДЖИКИСТАН



Наличие природных ресурсов:

- не является гарантией экономического процветания страны;
- как правило, ведет к отставанию в экономике и политической нестабильности, нарастанию социальных проблем.

- **В настоящее время гидроэнергетический потенциал таджикских рек используется только на 3,77%. После завершения строительства Рогунской ГЭС коэффициент использования гидроэнергетического потенциала страны составит 4,3 %.**

Ахророва А.Д.

СТРУКТУРА ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ РЕСПУБЛИКИ ТАДЖИКИСТАН

- ***«Великой нацией нас делает не наше богатство,***
- ***а то, как мы его используем».***

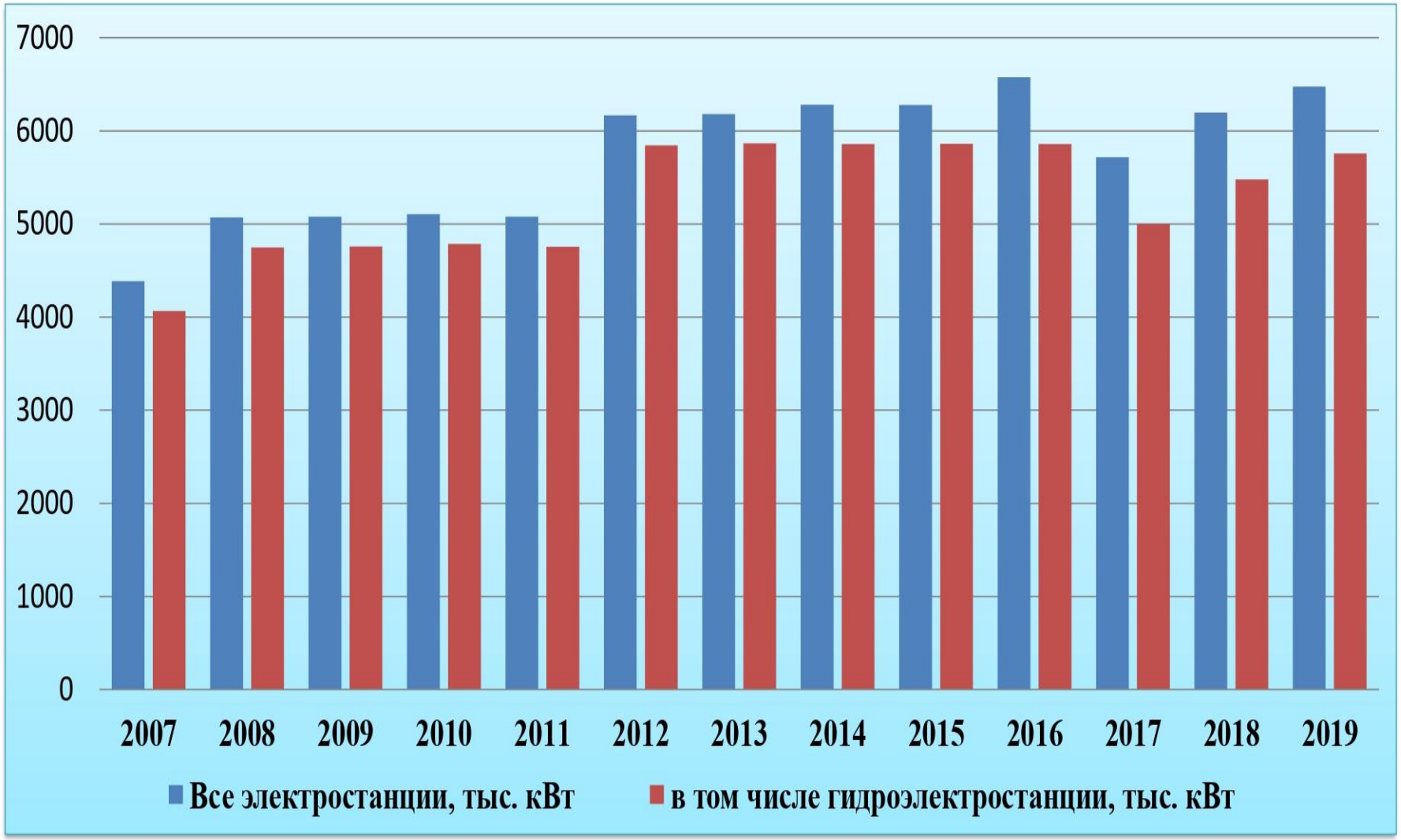
- Теодор Рузвельт

Обеспечение энергетической безопасности, устойчивого энергетического развития не столько проблема отсутствия или наличия природных энергоресурсов, сколько вопрос **эффективной государственной энергетической политики и умения эффективно использовать эти ресурсы.**

ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ РЕСПУБЛИКИ ТАДЖИКИСТАН

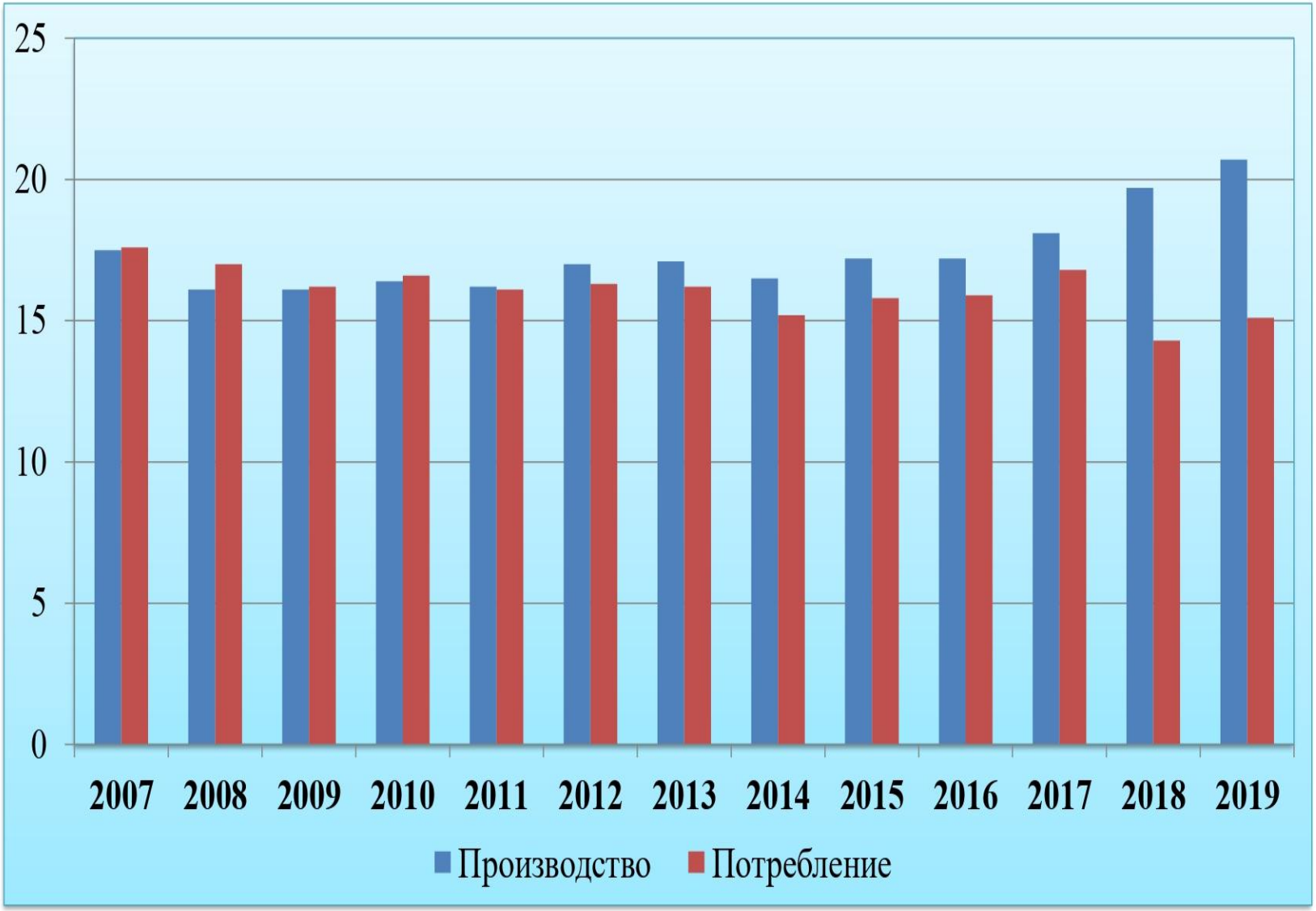
В настоящее время у Таджикистана нет конкурентоспособной альтернативы в собственной энергетике, кроме освоения гидроэнергетических ресурсов.

Освоение гидроэнергетического потенциала - стратегический приоритет в Национальной стратегии развития страны до 2030 г.

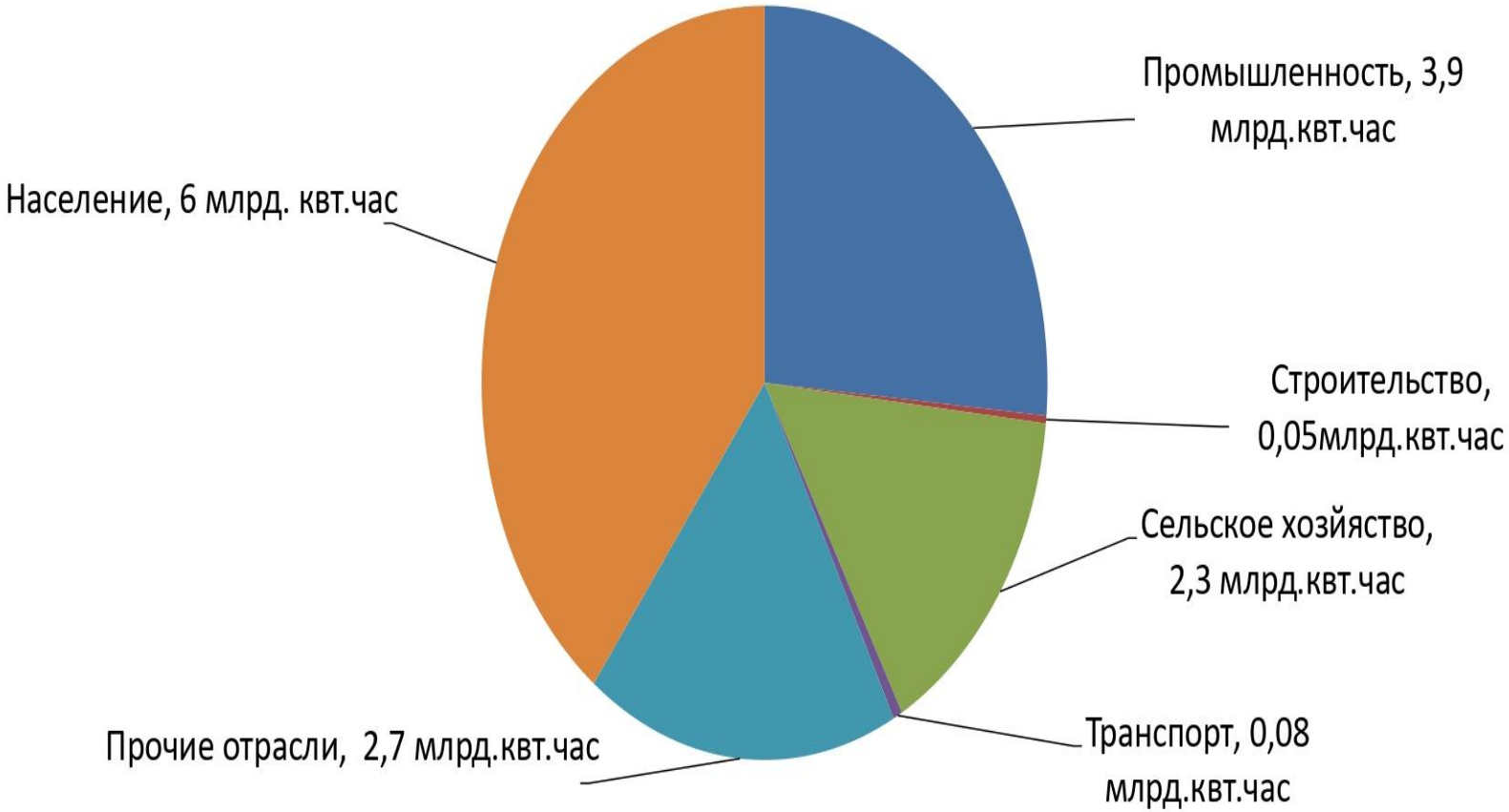


Установленная мощность электростанций в 2007-2019 гг., тыс. кВт

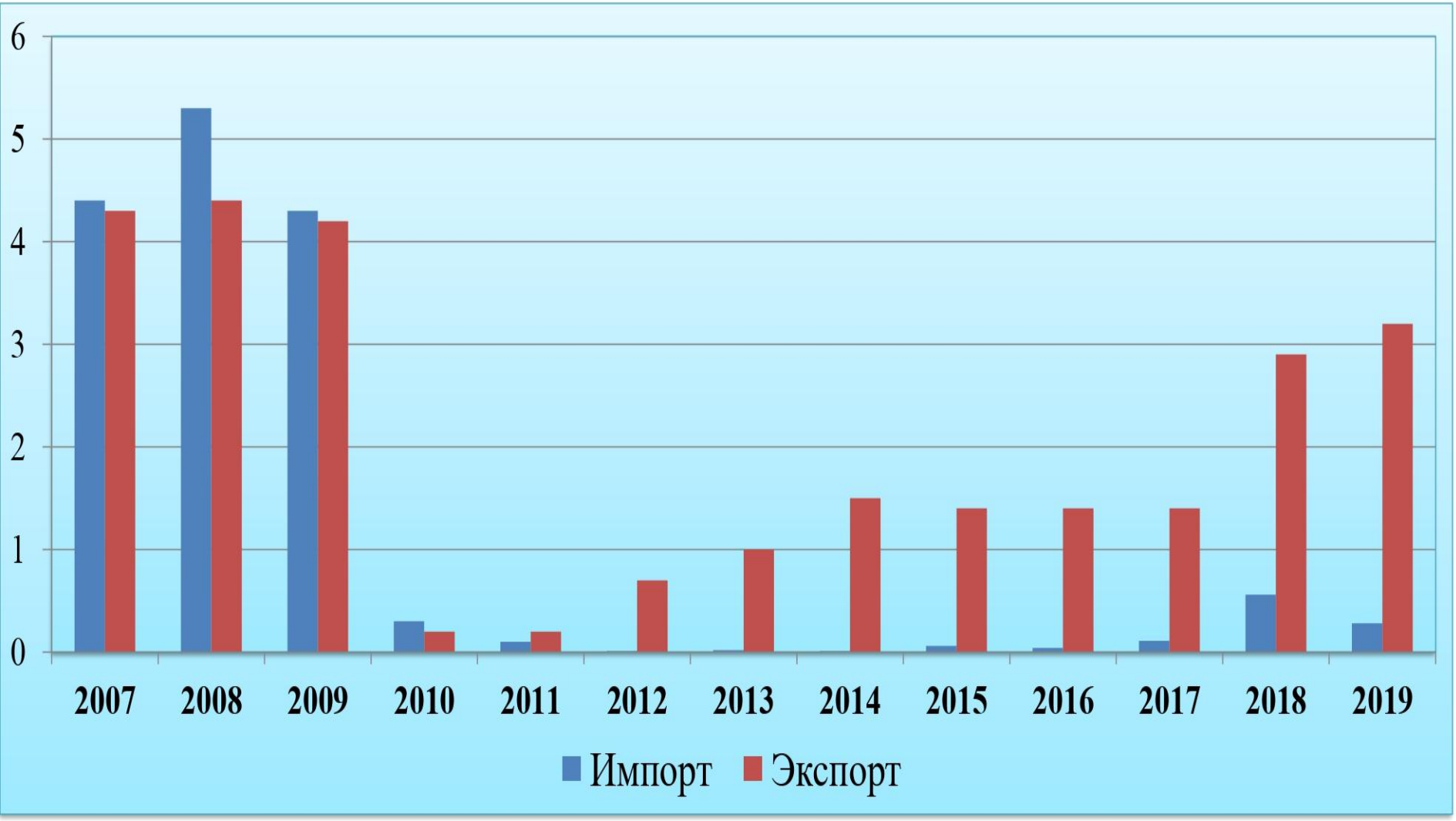
Ахророва А.Д.



Производство и потребление электроэнергии, млрд. кВт.час



Потребление электроэнергии внутри страны по секторам экономики в 2019 г., *млрд. кВт.ч.*



Динамика импорта и экспорта электроэнергии РТ, млрд. кВт.ч

ТАРИФЫ И ТАРИФНАЯ ПОЛИТИКА В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

- Одним из аспектов проблемы обеспечения устойчивого энергетического развития и энергетической безопасности являются адекватная **тарифная политика на электроэнергию.**

УГРОЗЫ

Для потребителей угрозой становится их рост, требующий дополнительных средств для приобретения необходимого количества электроэнергии и уменьшающий возможность доступа к ней

Для производителей электроэнергии угрозой является слишком низкая цена, снижающая доходы, что становится фактором, сдерживающим поддержание и развитие национальной электроэнергетики.

В этих условиях актуализируется проблема разработки тарифов, основанных на компромиссе.

Адекватная тарифная политика в энергетике – это механизм:

- регулирования рынка
- устойчивого развития энергетики
- регулирования деятельности энергокомпании
- управления спросом и предложением на энергию
- повышения качества услуг энергокомпании
- привлечения инвестиций
- снижения энергетической бедности
- повышения конкурентоспособности отечественной продукции
- реализации политики энергосбережения

В Таджикистане:

повышение тарифов на электроэнергию

- негативно влияет на платежноспособность и повышает дебиторскую задолженность потребителей,
- способствует решению проблемы привлечения инвестиций в отрасль, ускорению срока их окупаемости.

ТАРИФЫ НА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЮ И ДОХОДЫ НАСЕЛЕНИЯ В РТ

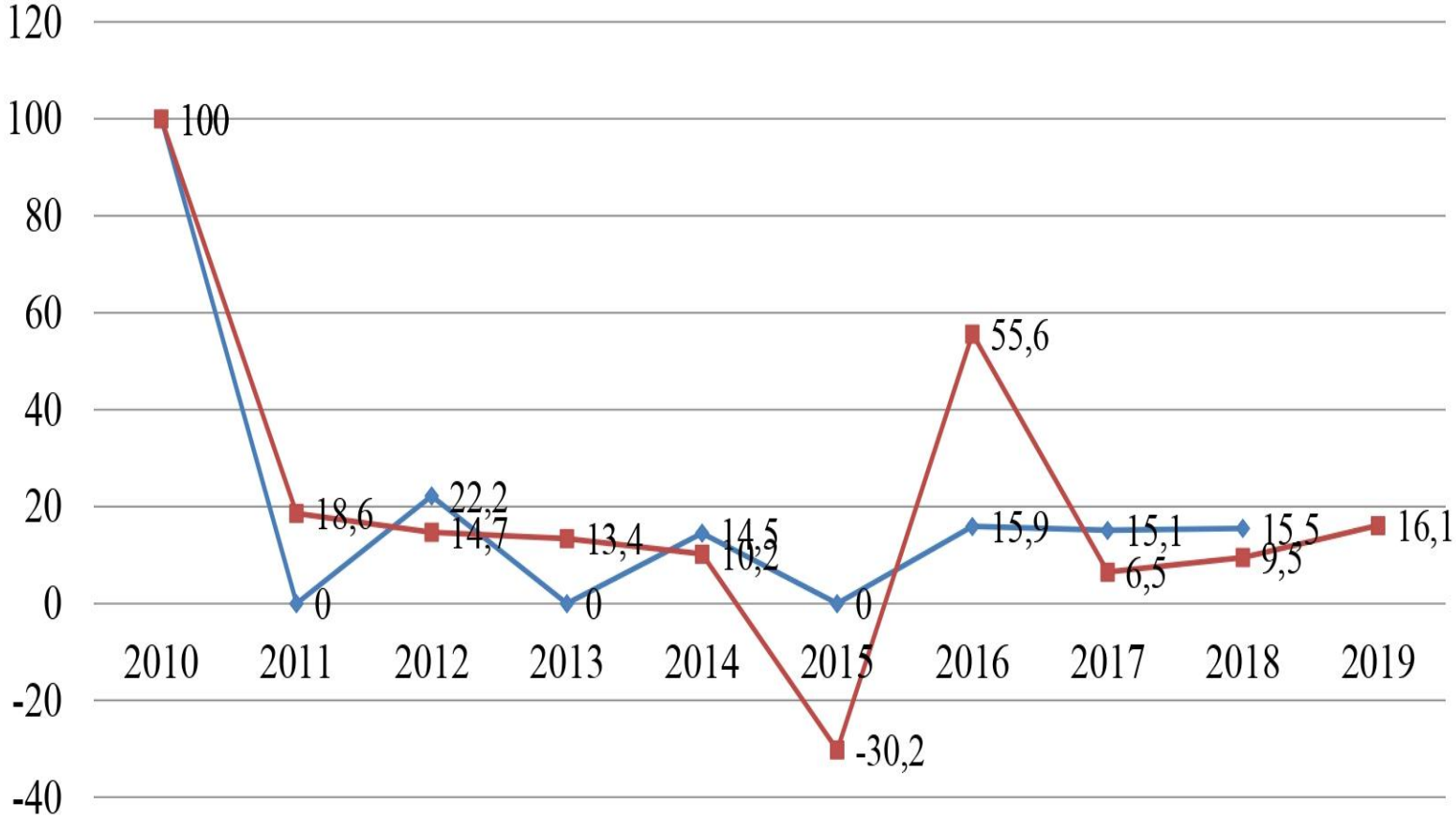
Показатели	Ед. изм	Годы							2019/ 2013, в %
		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	
Средний тариф на электроэнергию	сомони / кВт.ч	0,102	0,1264	0,127	0,143	0,1592	0,1812	0,2144	210,2
Среднедушевые денежные доходы,	сомони	293,6	323,6	225,6	351,1	374,1	409,8	475,7	155,9
Средняя заработная плата одного работника	сомони	694,9	816,3	878,9	962,2	1144,2	1233,8	1335,5	192,2
Средний размер месячной пенсии	сомони	228,27	230,14	228,17	272,13	270,67	309,94	303,21	132,8
Минимальный размер оплаты труда, в среднем за месяц	сомони	250	250	250	400	400	400	400	160

Страны	Средняя стоимость электроэнергии для населения, $
Таджикистан	0,02
Кыргызстан	0,01
Узбекистан	0,01
Армения	0,09
Россия	0,05
Италия	0,27
Германия	0,36
Португалия	0,25
Испания	0,24
Бельгия	0,31
Франция	0,21
Австрия	0,23
Нидерланды	0,25

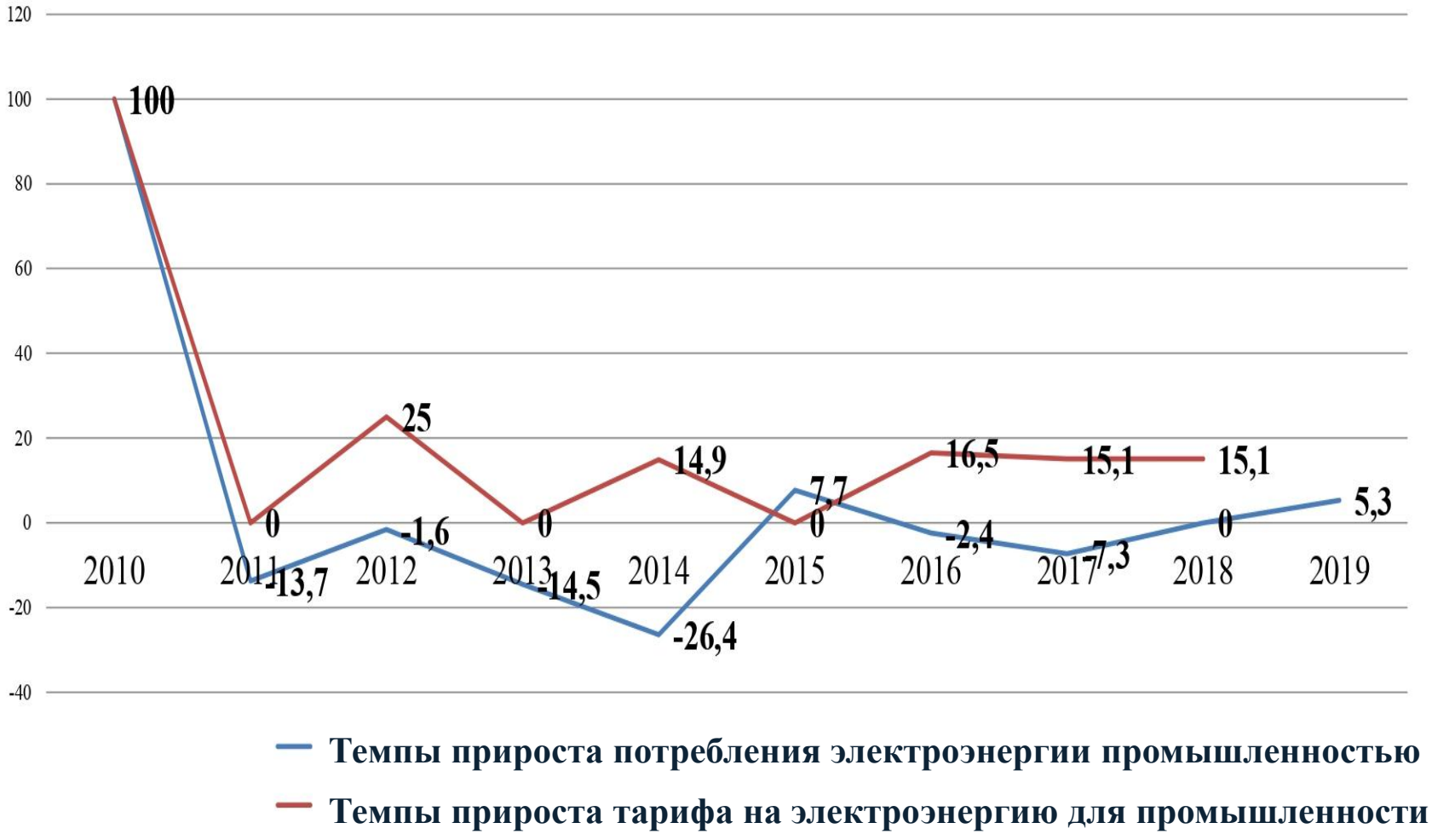
Стоимость электроэнергии в Таджикистане значительно ниже, чем в большинстве государств СНГ и странах Европы.

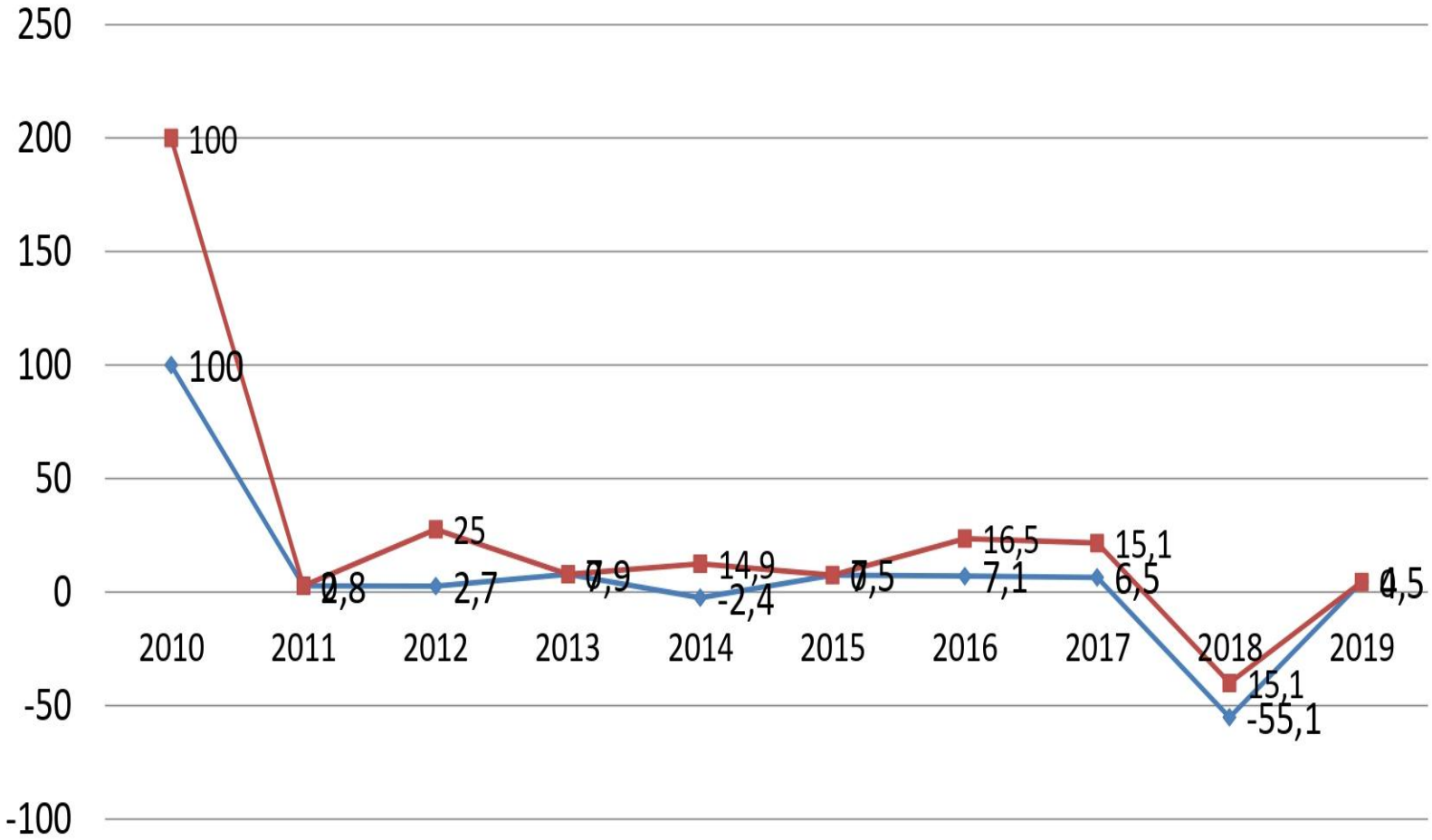
Однако если сравнить существующие тарифы с уровнем благосостояния населения, то ситуация будет выглядеть по-другому.

120
100
80
60
40
20
0
-20
-40
-60
100
-5,1
-31,2
-42,2
100
-31,1
19,6
9,8
-19,4
48,4
2010
2011
2012
2013
2014
2015
2016
2017
2018
2019
Темпы прироста среднего тарифа на электроэнергию, в %
Темпы прироста инфляции, в %


120
100
80
60
40
20
0
-20
-40
2010
2011
2012
2013
2014
2015
2016
2017
2018
2019
100
18,6
0
22,2
14,7
0
13,4
14,5
10,2
0
-30,2
55,6
15,9
15,1
6,5
15,5
9,5
16,1
Темпы прироста тарифа на электроэнергию для населения
Темпы прироста среднедушевого дохода населения

250
200
150
100
50
0
-50
100
100
0,4
22,2
-10
7,4
14,5
3,4
0
15,9
33,3
15,1
-2,5
15,5
41
0,1
2010
2011
2012
2013
2014
2015
2016
2017
2018
2019
Темпы прироста тарифа на электроэнергию для населения
Темпы прироста потребления электроэнергии


120
100
80
60
40
20
0
-20
-40
100
0
25
-1,6
0
14,9
7,7
16,5
15,1
15,1
5,3
0
-2,4
-7,3
0
-13,7
-14,5
-26,4
2010
2011
2012
2013
2014
2015
2016
2017
2018
2019
Темпы прироста потребления электроэнергии промышленностью
Темпы прироста тарифа на электроэнергию для промышленности


250
200
150
100
50
0
-50
-100
100
100
25
2,8
2,7
7,9
14,9
-2,4
7,5
16,5
7,1
15,1
6,5
4,5
15,1
-55,1
2010
2011
2012
2013
2014
2015
2016
2017
2018
2019
Темпы прироста тарифа на электроэнергию для сельского хозяйства
Темпы прироста потребления электроэнергии сельским хозяйством

Социальная направленность тарифов на электроэнергию для населения Таджикистана.

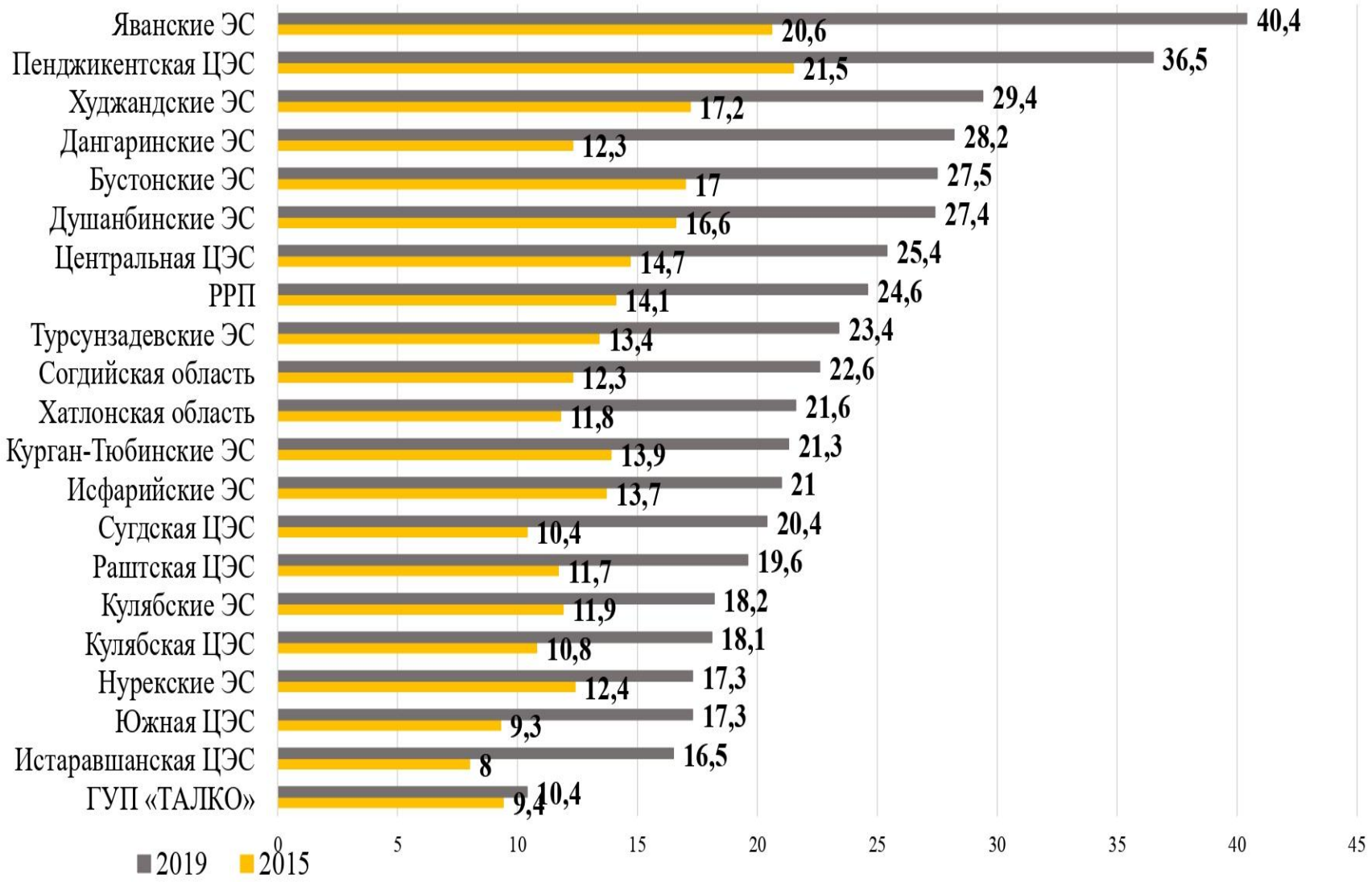
Перекрестное субсидирование тарифа для населения через повышение тарифа для других категорий потребителей.

Структура потребления электрической энергии в целом по стране:

- **промышленность 48,4%**
- **население 29%**
- **ирригационные системы 19%**

Ранжирование территории Таджикистана по среднему тарифу на электрическую энергию.

Ахорова А.Д.



- **ДИНАМИКА ИЗМЕНЕНИЯ ТАРИФОВ ПО РЕГИОНАМ ТАДЖИКИСТАНА в 2015 и 2019 гг., дир/кВт*ч.**

Ахророва А.Д.

Дебиторская задолженность **-**
несвоевременная оплата отпущенной энергии ее потребителями.

Дебиторская задолженность энергетической компании при некотором снижении в 2011 г. имеет устойчивую тенденцию роста.

Причины, последствия.

Дебиторская задолженность в определенной мере свидетельствует о недостаточной обоснованности тарифной политики.

700
600
500
400
300
200
100
0
563,8
187,3
267,8
444,4
361,1
410,8
420,3
544,1
645,5
2010
2011
2012
2013
2014
2015
2016
2017
2018
2019
Дебиторская задолженность, тыс. сом

Платежеспособность населения за потребленную электрическую энергию, имея выраженную тенденцию роста, достаточно высокая (73,8 - 83,3)%.

Насосы и насосные станции и влияние их задолженности по оплате за потребленную электроэнергию на финансовую устойчивость энергетической компании .

Платежеспособный спрос на электрическую энергию в целом по стране за рассматриваемый период уменьшился на 30%.

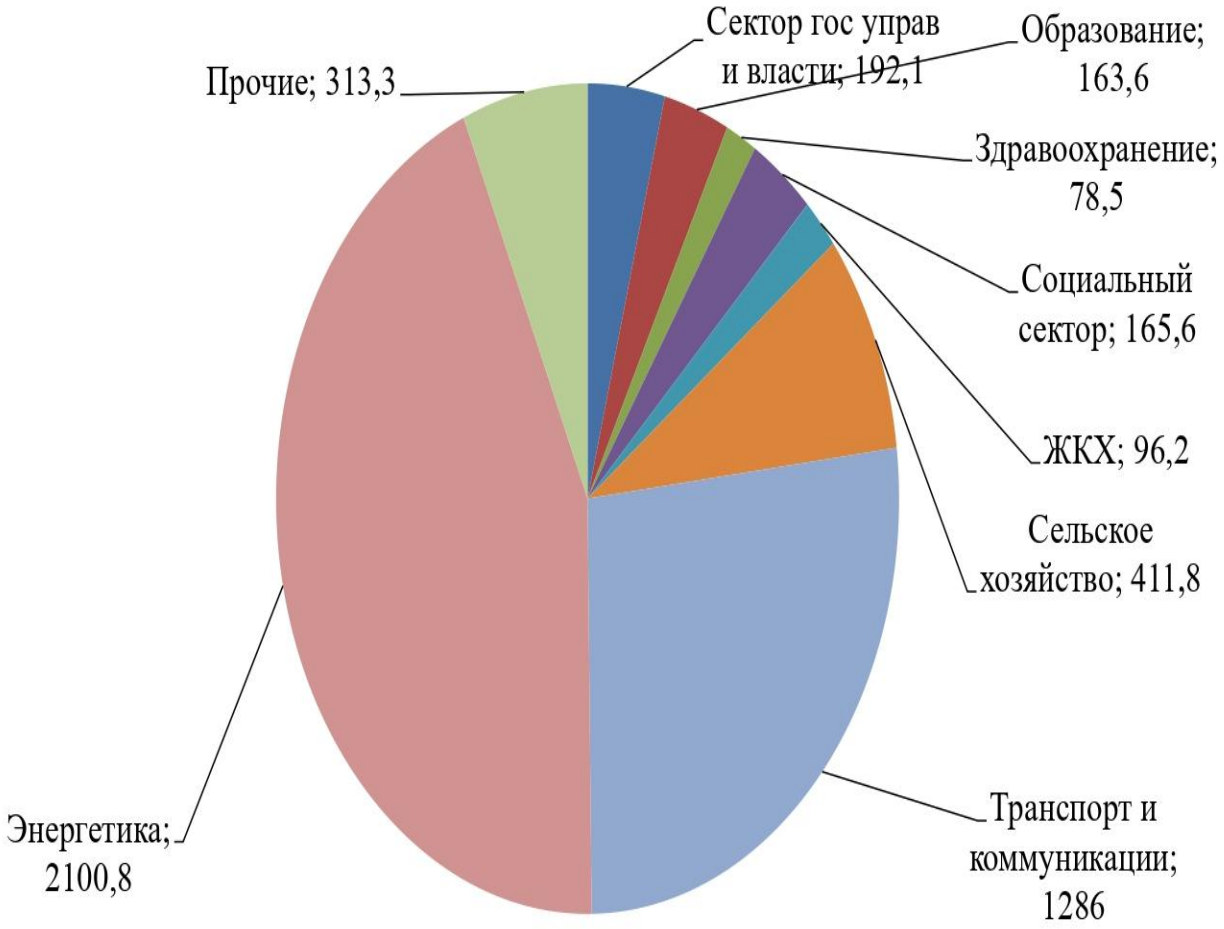
ВНЕШНИЙ ДОЛГ, АККУМУЛИРОВАННЫЙ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ, И ТАРИФНАЯ ПОЛИТИКА

Ахророва А.Д.

ВНЕШНИЙ ДОЛГ РЕСПУБЛИКИ ТАДЖИКИСТАН ПО ОТРАСЛЯМ ЭКОНОМИКИ НА 01.01.2020 ГОДА., $. МЛН.

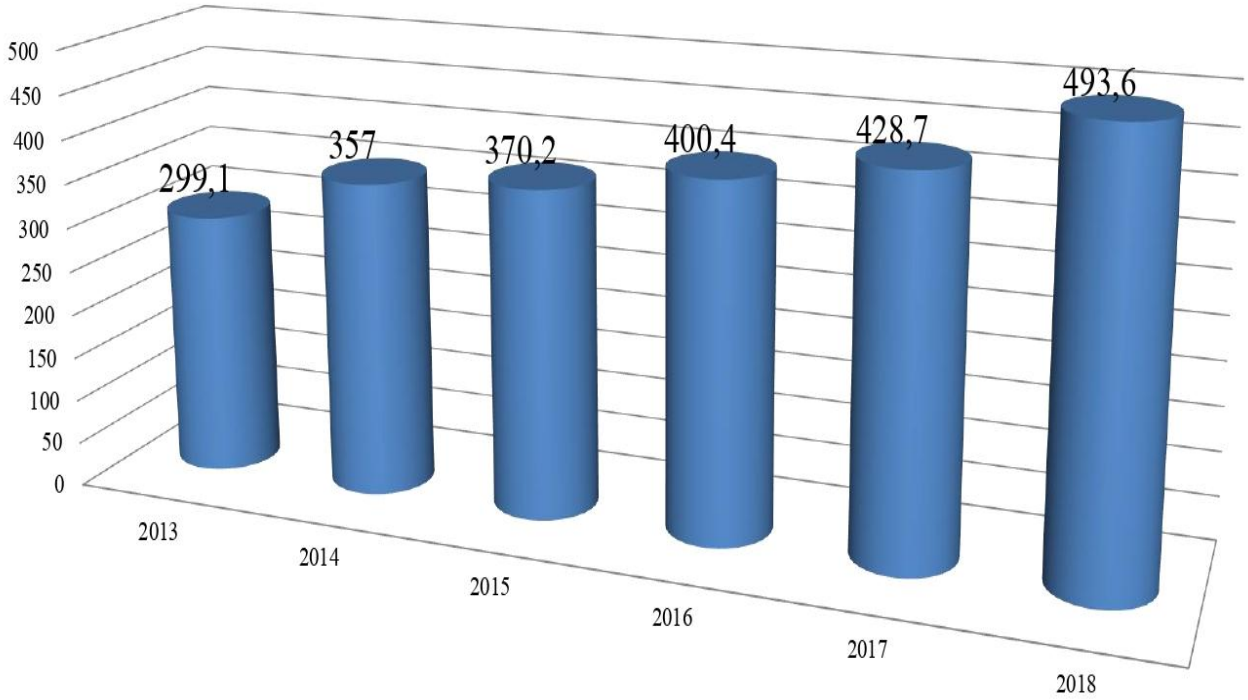
По состоянию на 01.01.2020 года на энергетический сектор страны приходится 31 кредитных соглашений на сумму 2 100,8 $. млн.

Удельный вес энергетики в общем объёме внешнего долга составляет 44,1%.



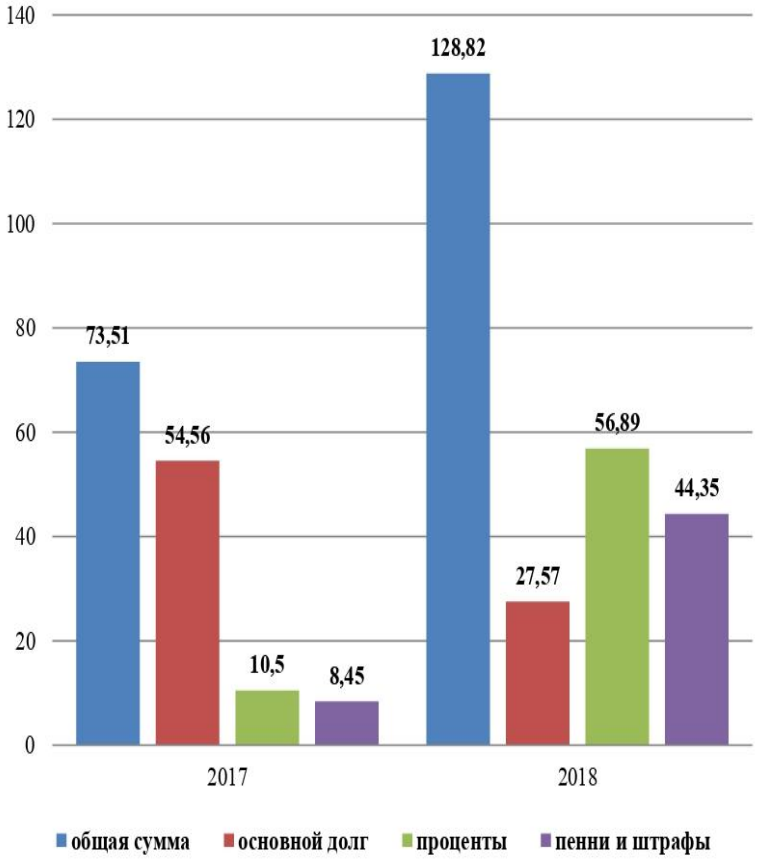
Ахророва А.Д.

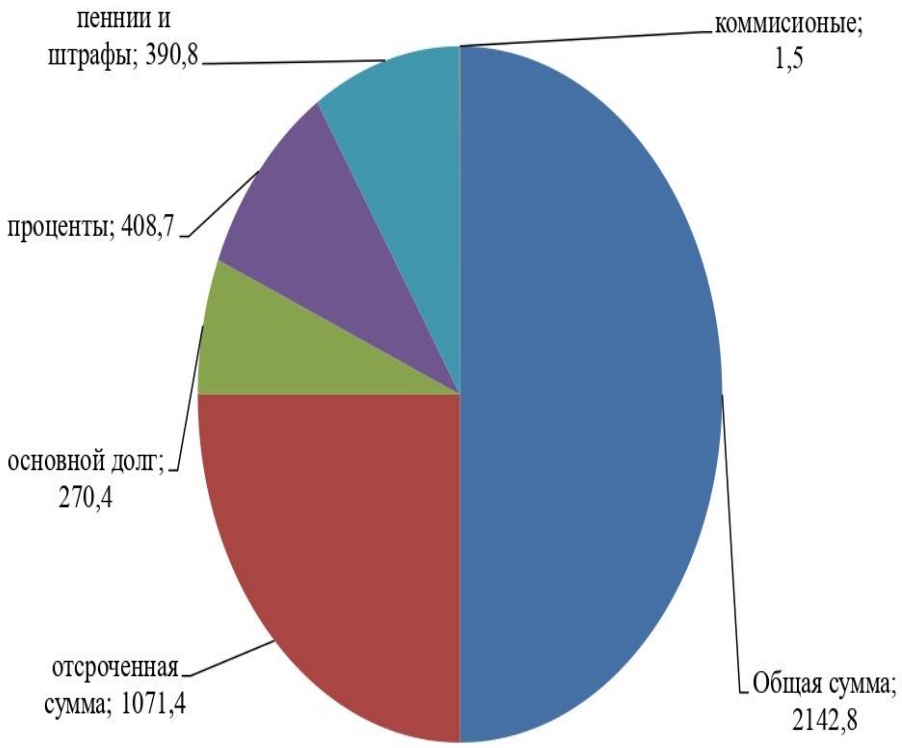
НАЛОГОВЫЕ ПОСТУПЛЕНИЯ ОТ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО СЕКТОРА В ГОСУДАРСТВЕННЫЙ БЮДЖЕТ СТРАНЫ ЗА 2013-2018 ГГ., МЛН. СОМОНИ.



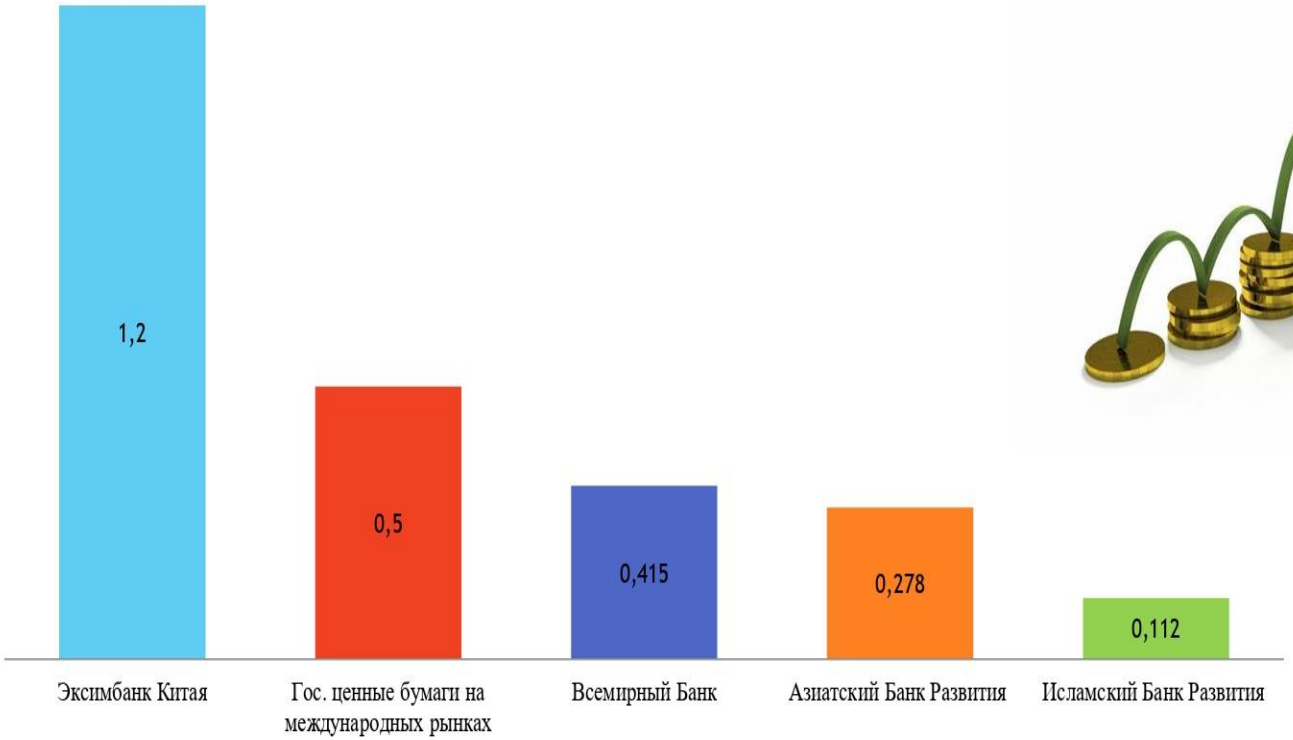
Ахророва А.Д.

ВНЕШНИЙ ДОЛГ ЭНЕРГОКОМПАНИИ «БАРКИ ТОЧИК» НА 1 ЯНВАРЯ 2019 Г. , $. МЛН.





Основные кредиторы Республики Таджикистан на 1.10.2018. , $ млрд.

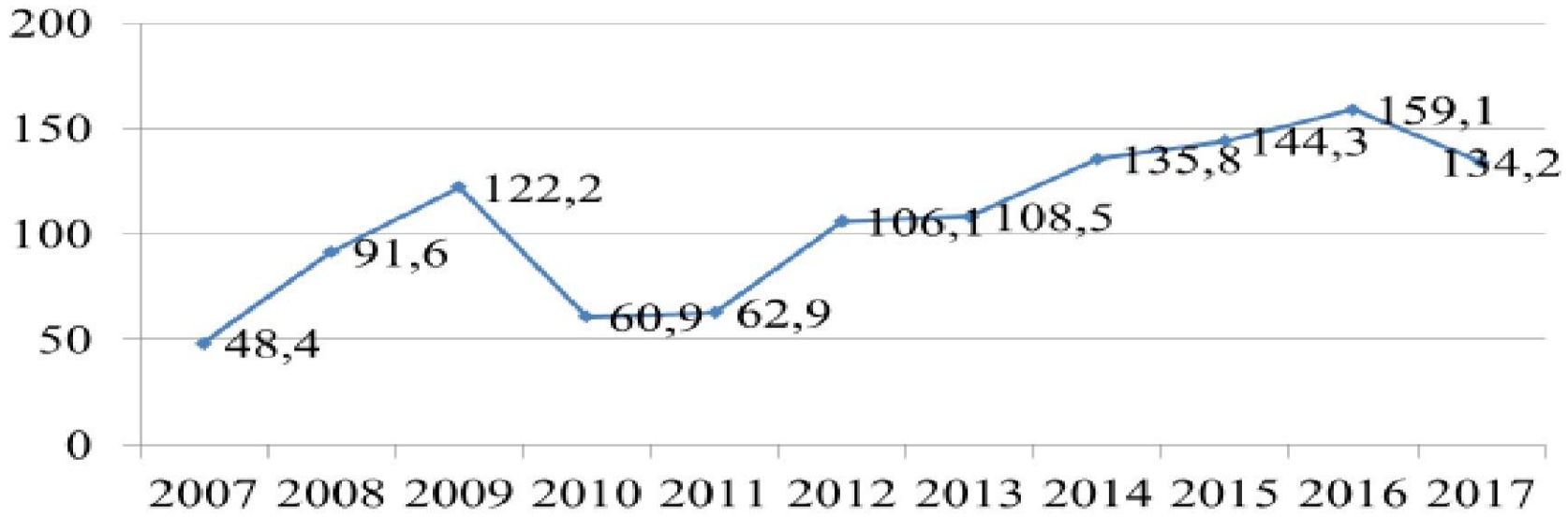


Ахорова А.Д.

- Реализация проекта CASA-1000 позволит снизить холостые сбросы воды на таджикских ГЭС в летний период, которые эквивалентны годовой выработке 4-7 млрд. кВтч. и обеспечит возможность увеличить поступление валютных средств.

Исследование показало, что из-за просчетов на стадиях проектно-изыскательских работ 38% установленной мощности МГЭС не используется, замороженные финансовые ресурсы составляют около $ 7,42 млн., или 56 % от общих привлеченных кредитных ресурсов на сооружение МГЭС.

ДИНАМИКА ОБСЛУЖИВАНИЯ ВНЕШНЕГО ДОЛГА ЗА СЧЕТ ЭКСПОРТА ТОВАРОВ И УСЛУГ., $. МЛН.



ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА, АККУМУЛИРУЯ ОГРОМНЫЙ ВНЕШНИЙ ДОЛГ, ДОЛЖНА ВНОСИТЬ ОЩУТИМЫЙ ВКЛАД В ЕГО ОБСЛУЖИВАНИЕ

Кредиторская задолженность энергетической компании другим физическим и юридическим лицам оказывает существенное влияние на ее финансовую устойчивость.

По состоянию на 16.09. 2016 г. общий объем кредиторской задолженности ОАХК «Барки точик» достиг 13,7 млрд. сомони, в том числе

- перед Сангтудинской ГЭС-1 - 655 млн. сомони,
- Сангтудинской ГЭС-2 около 460 млн. сомони,
- налоговым ведомством - 194 млн. сомони.

Кредиторская задолженность ОАХК «Барки Точик» по имеющимся оценкам эквивалентна 17 % ВВП, что свидетельствует о выраженной угрозе ее финансовому благополучию.

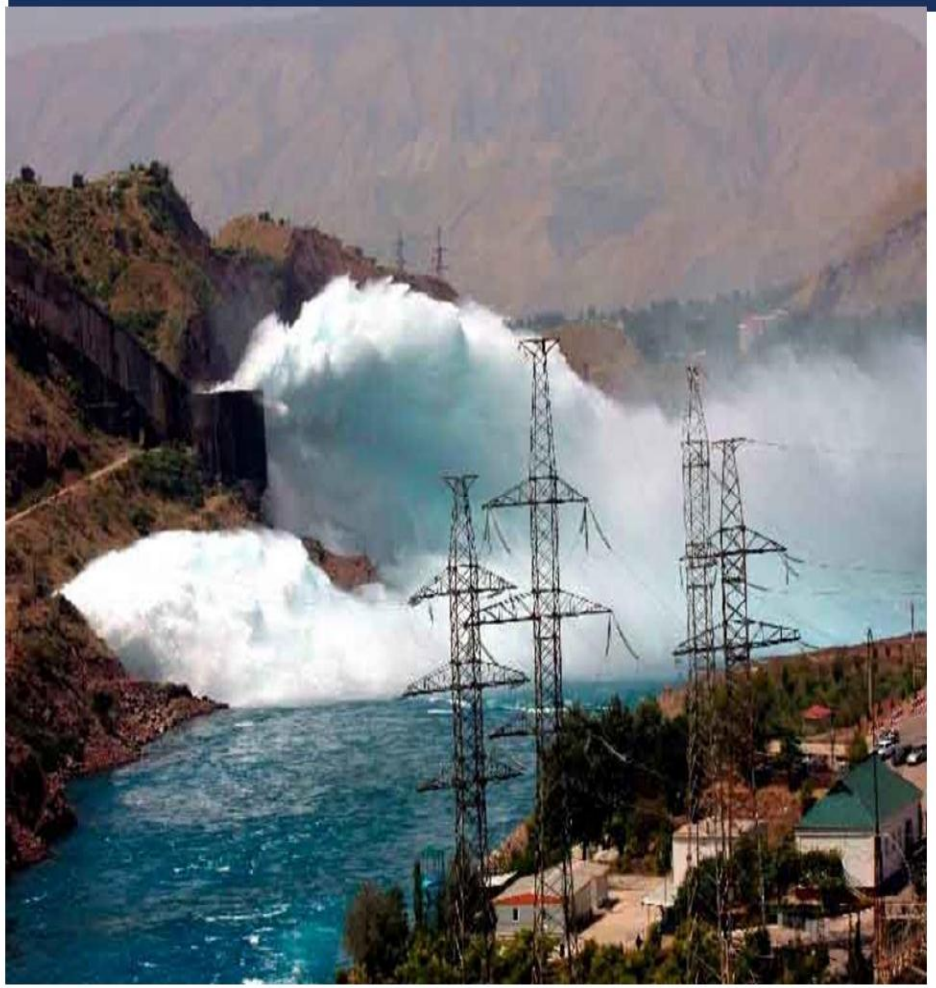
12000
10000
8000
6000
4000
2000
0
667,7
860,1
663,9
1,1378
1,335
1,227
1,666
2,139
3,017
2010
2011
2012
2013
2014
2015
2016
2017
2018
2019
Кредиторская задолженность, тыс. сом

Ахророва А.Д.

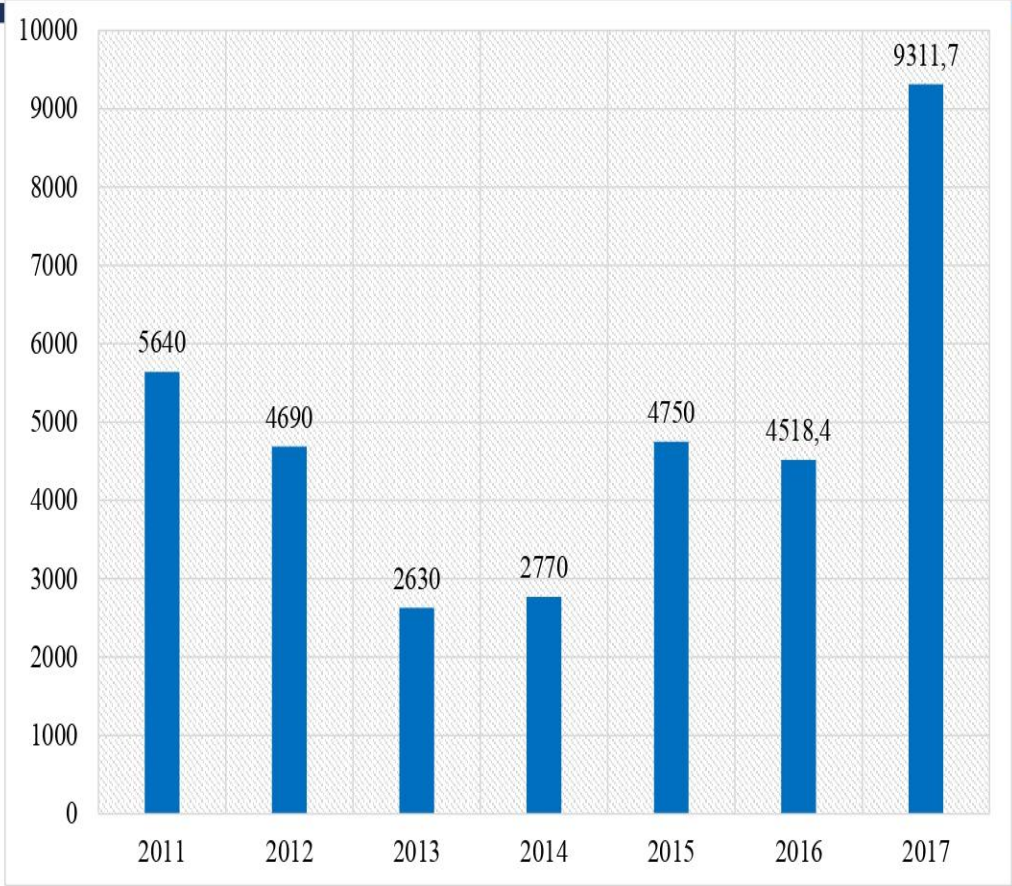
- **БАРЬЕРЫ В ПОВЫШЕНИИ ВКЛАДА ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ В ФОРМИРОВАНИЕ ПРИХОДНОЙ ЧАСТИ ГОСБЮДЖЕТА**

- *Неэффективный энергетический менеджмент;*
- *Отсутствие рынка сбыта в весенне-летний период;*
- *Слабая диверсификация структуры генерирующих мощностей энергосистемы;*
- *Неплатежеспособный спрос;*
- *Особенности энергетической дипломатии.*

РИСКИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ ТАДЖИКИСТАНА



- Неустойчивое функционирование электроэнергетики Таджикистана зависит, как от водообеспеченности ГЭС, так и от наличия рынков сбыта электрической энергии (мощности).
- Риск ухудшения водообеспеченности ГЭС возрастает в условиях потепления климата
- Ограниченный доступ к внешним рынкам сбыта и, как следствие, снижение эффективности использования установленной мощности характерны для паводкового периода из-за имевшего место отсутствия связи с ОЭС ЦА.



Недовыработка электроэнергии по всем ГЭС РТ, млн. кВт.ч

- В краткосрочной перспективе интенсивное таяние ледников и снежных запасов, вызванное более высокими температурами, может увеличить выработку гидроэлектроэнергии, однако в долгосрочной перспективе водообеспеченность ГЭС сократится. По имеющимся прогнозам к 2050 году объём водных ресурсов сократится на 12% по всему региону ЦА.

- Расчеты показывают, что суммарные потери прибыли при действующих тарифах из-за холостых сбросов, потерь объема водохранилища Нурекской ГЭС составили $478,9 млн., а недополученные налоговые поступления в государственный бюджет составили свыше $71,81 млн.

ИЗМЕНЕНИЯ КЛИМАТА

ИЗМЕНЕНИЕ КЛИМАТА И УСТОЙЧИВОЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ РАЗВИТИЕ

- **В условиях потепления климата повышается уязвимость ГЭС.**

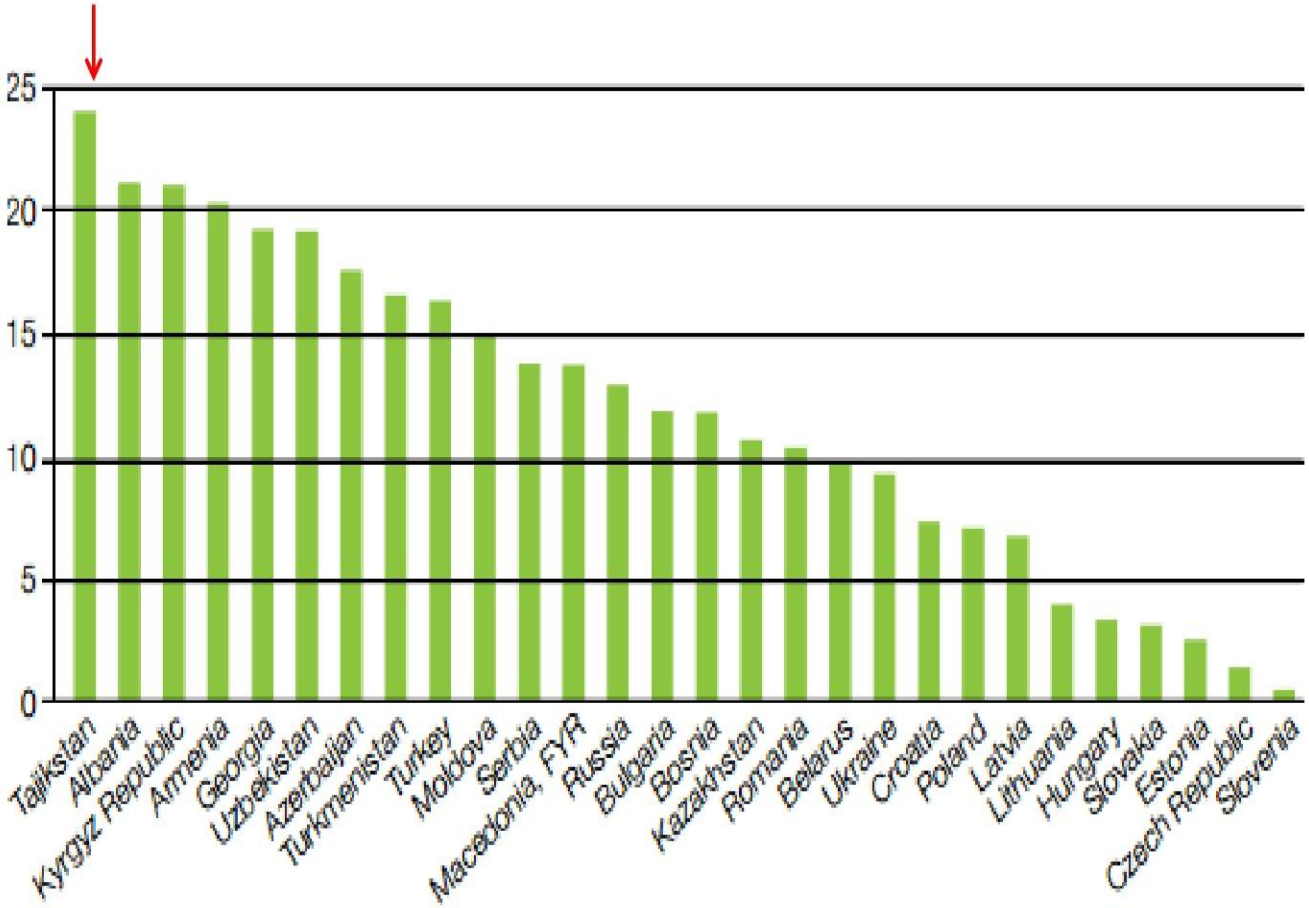
Причины: сокращение основных источников питания горных рек вследствие снижения количества осадков в виде снега и таяния сезонного снежного покрова, уменьшения потенциала ледников в долгосрочной перспективе.

- Эти процессы сопровождаются ростом электропотребления, заилением водохранилищ, увеличением потерь воды с испарением, ростом объемов водопотребления во всех секторах экономики.

- Таджикистан в Центральной Азии имеет наименьший потенциал адаптации к изменению климата.

- Низкий индекс способности адаптироваться к последствиям изменения климата имеют и Туркменистан, Узбекистан, Киргизстан и Казахстан.

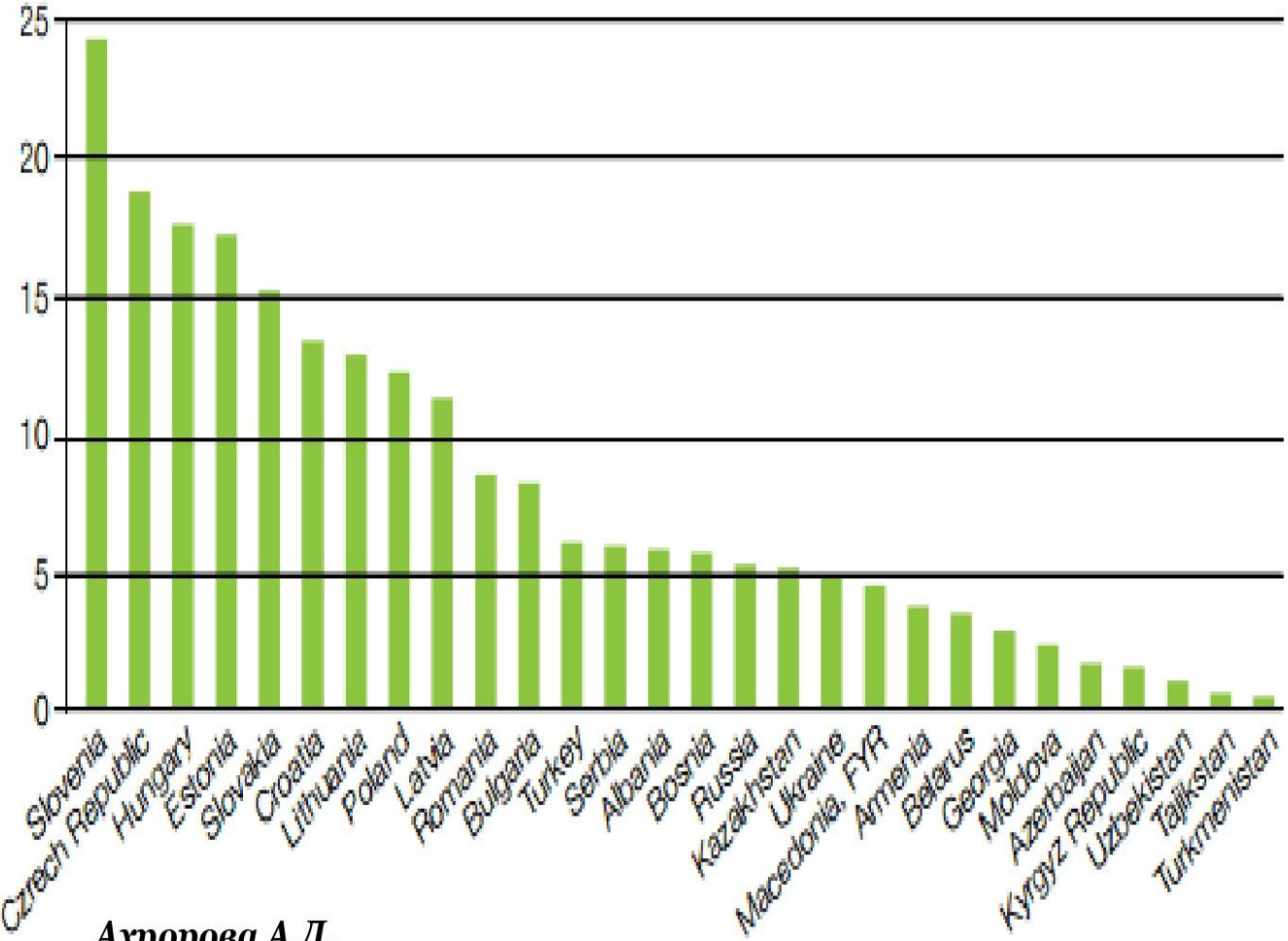
ИНДЕКС УЯЗВИМОСТИ ВСЛЕДСТВИЕ ИЗМЕНЕНИЯ КЛИМАТА: ЕВРОПА И ЦЕНТРАЛЬНАЯ АЗИЯ



Таджикистан является самым уязвимым в Центральной Азии.

Подверженность Таджикистана к воздействию изменения климата и чувствительность к нему увеличивают энергетическую уязвимость.

Индекс способности адаптироваться к изменению климата: Европа и Центральная Азия



ПРОГНОЗ:
Площадь оледенения территории Таджикистана уменьшиться по сравнению с настоящим временем на 15-20%, а запасы воды в ледниках на 80-100 км^3.
В прошлом веке самый крупный ледник Таджикистана - ледник Федченко отступил на 1 км в длину, 11 км^2 по площади и потерял в объеме 2 км^3 льда.

ИЗМЕНЕНИЕ КЛИМАТА

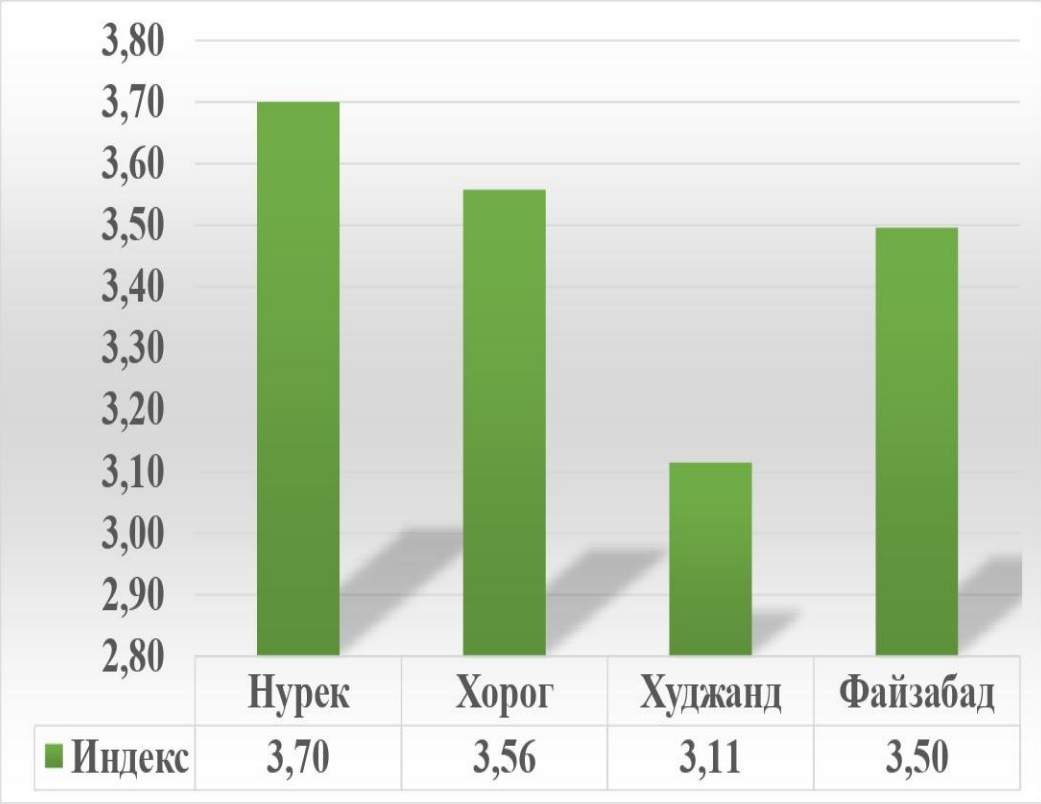
По имеющимся прогнозам к 2055 году температура воздуха на значительной территории горной зоны Центральной Азии повысится по различным сценариям на 3–5°С. Все страны региона находятся в зоне риска и будут испытывать снижение количества осадков на 3%.

Согласно оценкам Всемирного банка, Таджикистан является наиболее уязвимой к изменению климата страной в регионе Центральной Азии.

1. Подверженность Таджикистана к воздействию изменения климата и чувствительность к нему увеличивают уязвимость страны, а способность к адаптации её снижается.
2. Таджикистан в Центральной Азии имеет наименьший потенциал адаптации к изме-нению климата.

СТИМУЛИРУЮЩАЯ РОЛЬ ТАРИФОВ В ПОВЫШЕНИИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ УСТАНОВЛЕННОЙ МОЩНОСТИ НУРЕКСКОЙ ГЭС

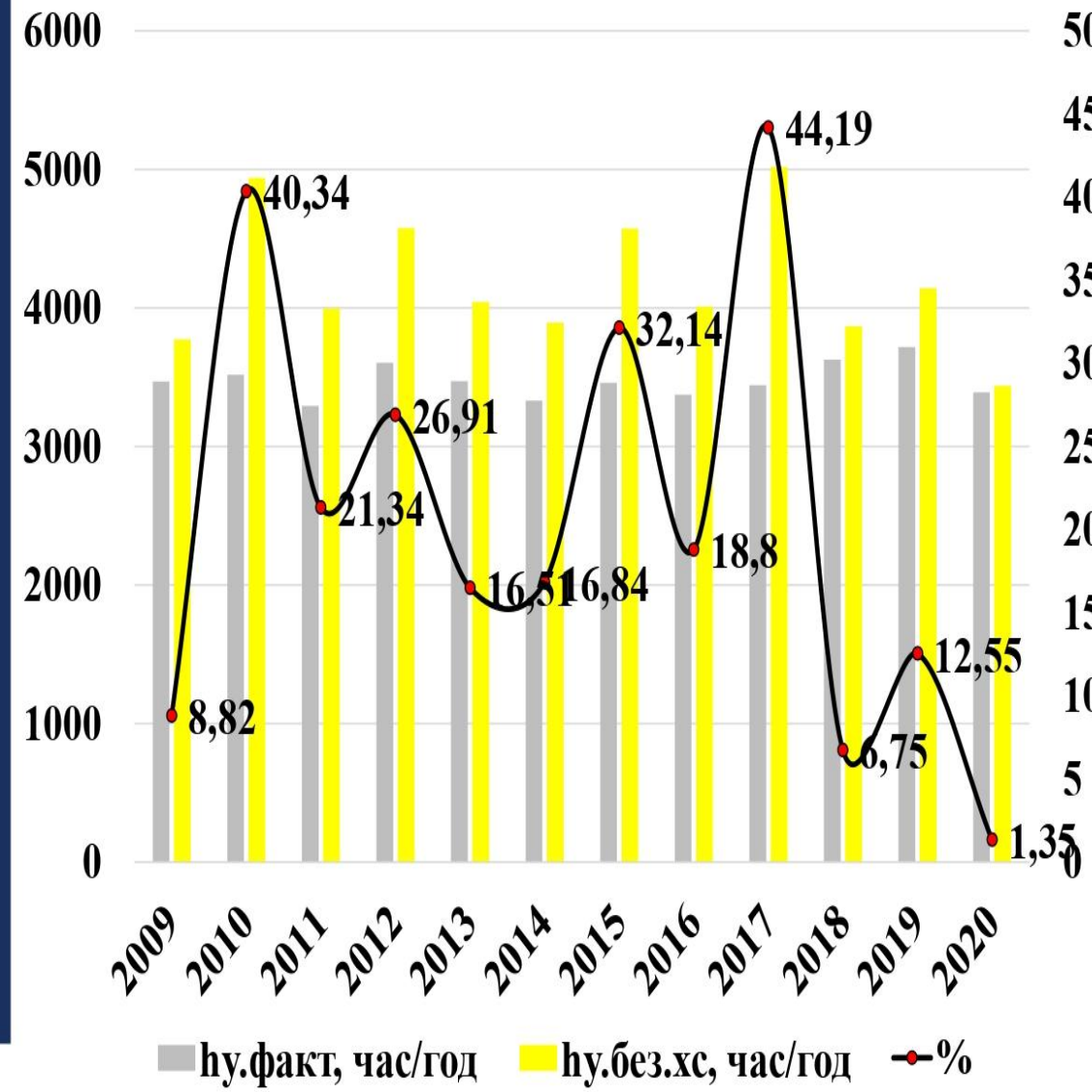
В Таджикистане наиболее уязвимыми к изменению климата в Таджикистане являются город Нурек, где расположена Нурекская ГЭС, Горно-Бадахшанская автономная область (город Хорог) и районы республиканского подчинения (город Файзабад), основу электроснабжения которых составляют ГЭС малой и средней мощности.



Индекс климатической уязвимости регионов Таджикистана

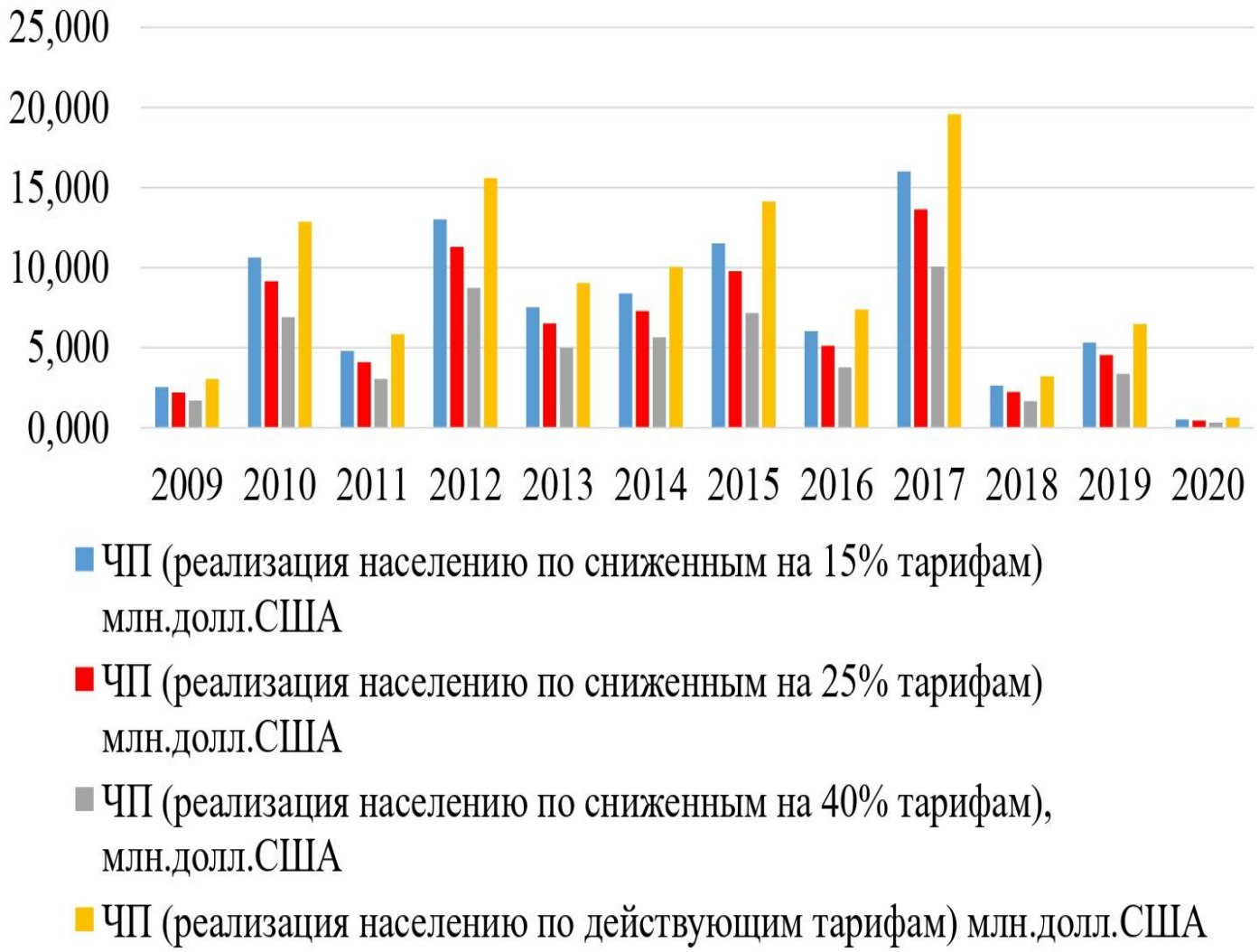
Ахророва А.Д.

Исследования показали, что исключение холостых сбросов воды на Нурекской ГЭС за счет проведения соответствующей тарифной политики для двух наиболее значимых в республике групп потребителей («населения» и «промышленности и строительства») позволит повысить эффективность использования установленной мощности гидроэлектростанции и используемого на ней первичного ресурса – воды.



Влияние холостых сбросов воды на Нурекской ГЭС на число часов использования ее установленной мощности

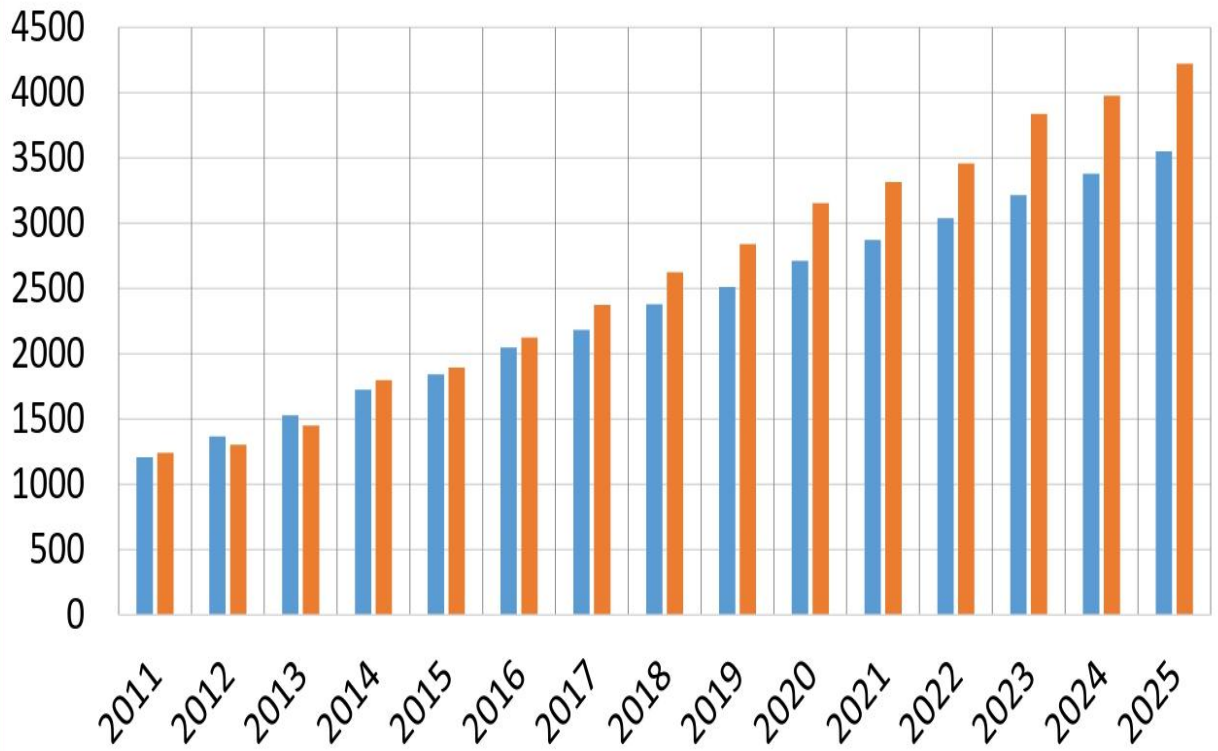
В денежном выражении за 2009 – 2020 гг. из – за холостых сбросов воды на Нурекской ГЭС энергокомпания потеряла 361,925 млн. долл. США прибыли, а недополученные налоговые поступления в государственный бюджет, при ставке налога на прибыль 15 % составили 63,869 млн. долл. США.



Дополнительная чистая прибыль (ЧП) энергокомпании от реализации населению 30% дополнительно выработанной электроэнергии (без холостых сбросов) по действующим и сниженным тарифам.

ВЛИЯНИЕ ТАРИФНОЙ ПОЛИТИКИ НА ФИНАНСОВУЮ УСТОЙЧИВОСТЬ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ КОМПАНИИ

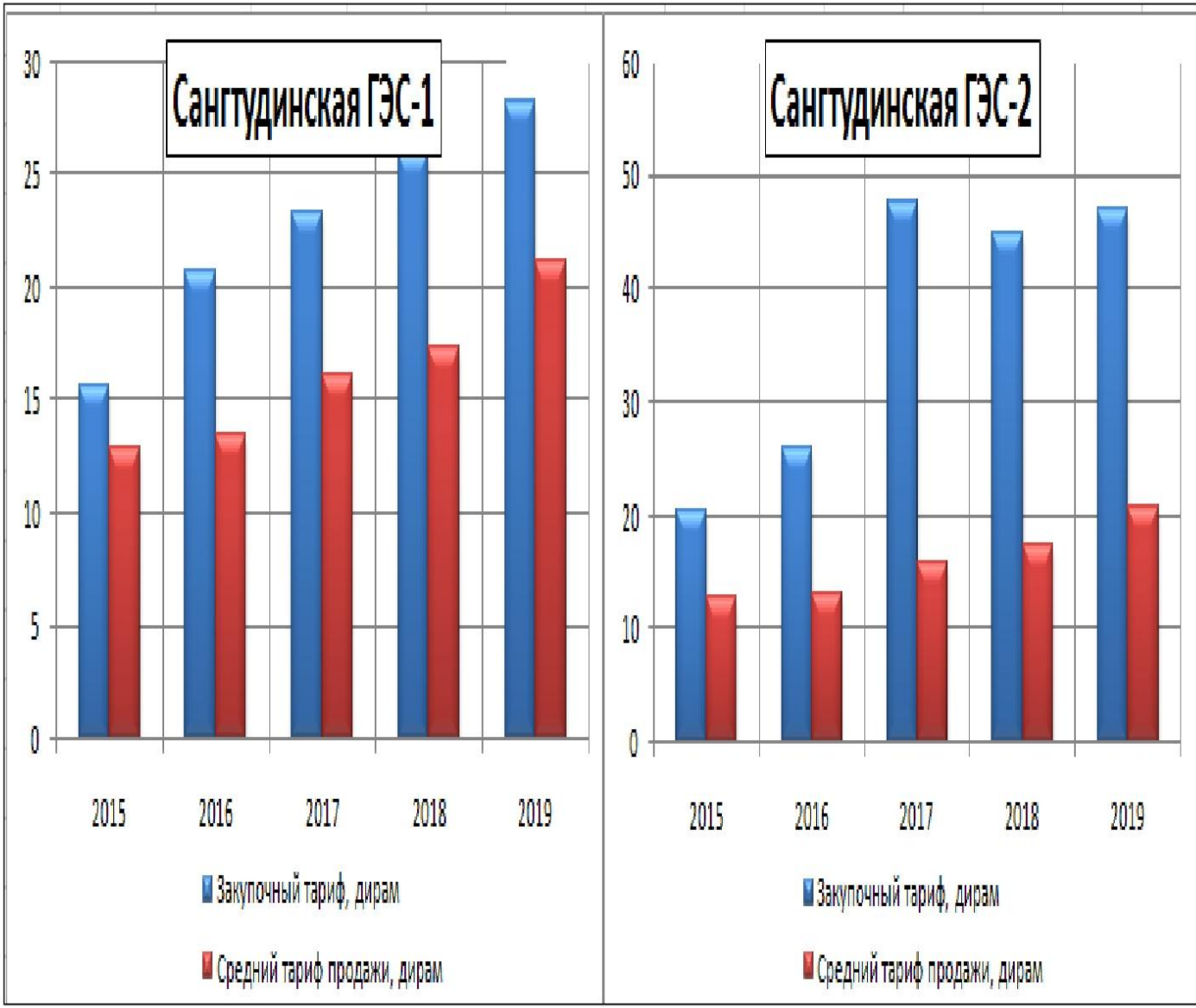
- Результаты исследования показывают, что на величину чистых активов энергетической компании влияют действующие в энергосистеме тарифы на электроэнергию.
- При установлении высоких тарифов для потребителей финансовое состояние энергокомпании улучшается. Однако увеличение тарифов приведет к росту неплатежеспособного спроса потребителей электроэнергии.



Стоимость чистых активов при средневзвешенных тарифах всех групп потребителей включая ТАЛКО

Минимальное превышение закупочного тарифа на электроэнергию Сангтудинской ГЭС - 1 среднего тарифа ее реализации составило 21,7 % в 2015 году и максимальное - 54, 5% в 2016 году.

По Сангтудинской ГЭС-2 в рассматриваемый период максимальное превышение закупочного тарифа на электроэнергию среднего тарифа ее реализации имело место в 2017 году, составив 300,6 %.



Ахророва А.Д.

Динамика дебиторской задолженности ОАХК «Барки точик» Сангтудинской ГЭС-1, в млн. сомони

Показатель	Годы						
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Сумма покупки электроэнергии	222,8	293,3	393,5	431,1	620	170,7	514,07
Оплата за электроэнергию	210,5	227	245	290	358,6	52,3	226,15
Задолженность нарастающим итогом	**439,5**	**505,8**	**654,3**	**794,5**	**1056**	**1170**	**1590**

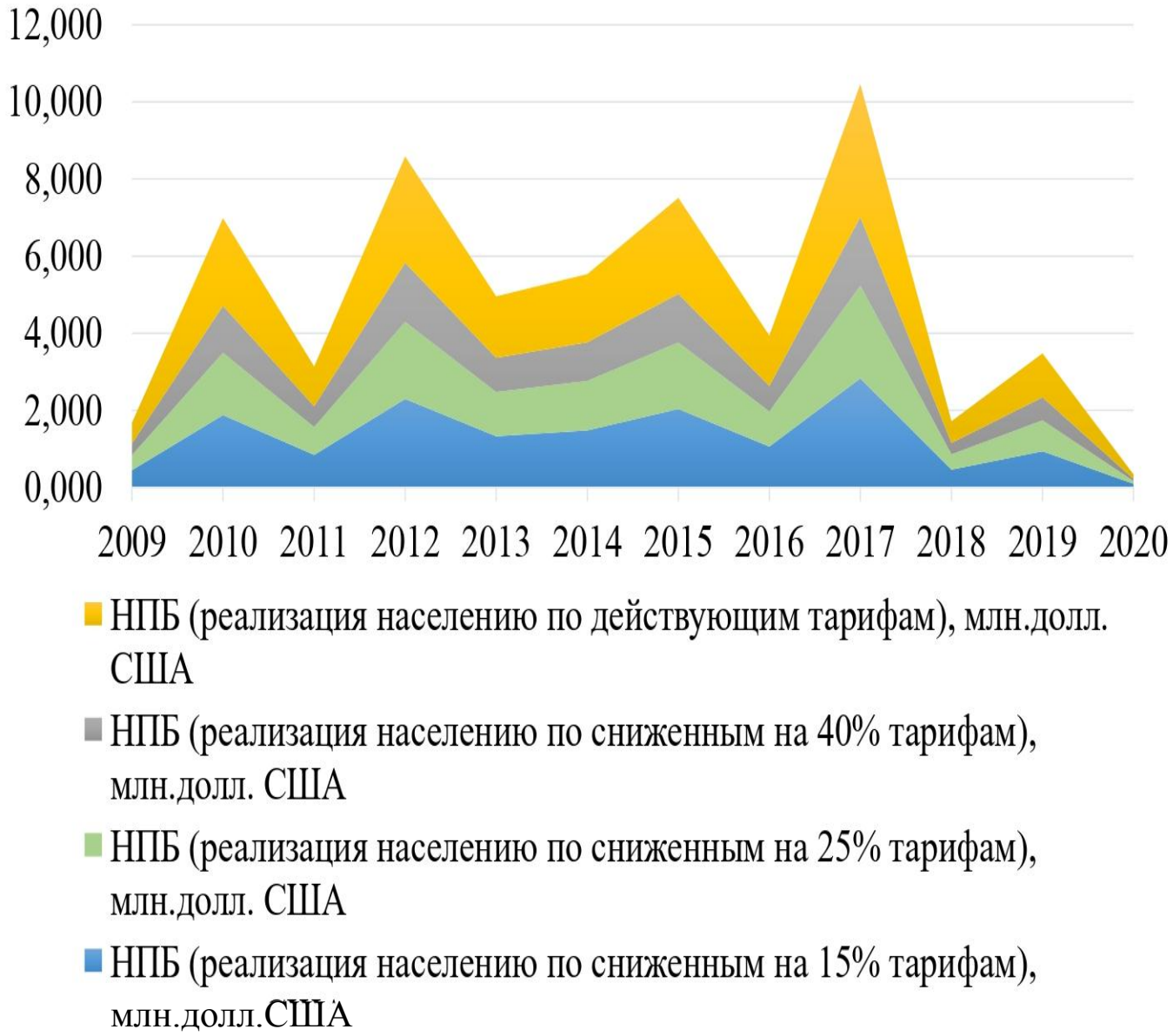
Ахорова А.Д.

УПУЩЕННЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ

ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТАРИФНОЙ ПОЛИТИКИ В ОБЕСПЕЧЕНИИ УСТОЙЧИВОГО ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ

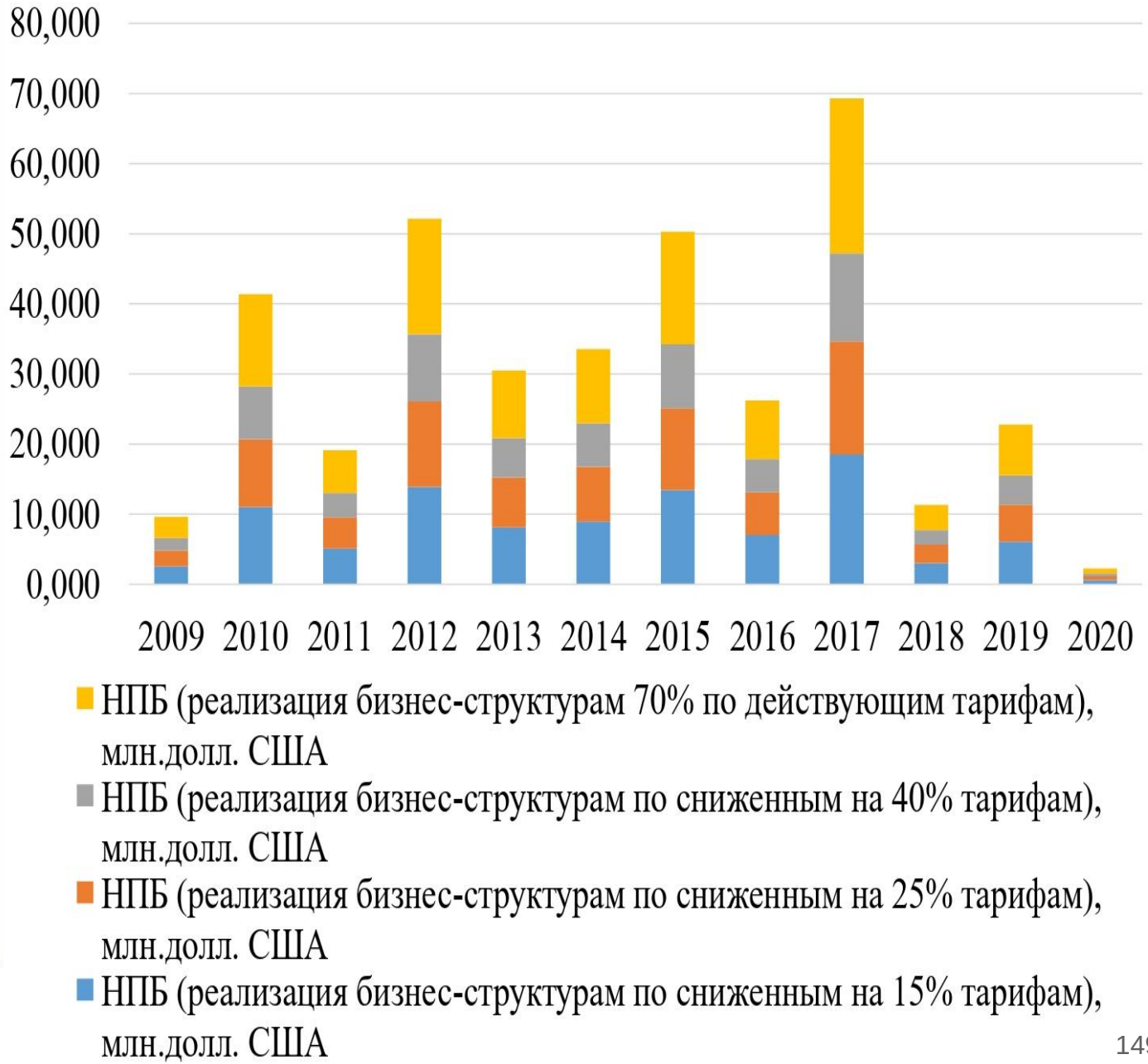
Ахророва А.Д.

Дополнительные налоговые поступления в бюджет государства от реализации населению 30% дополнительно выработанной электроэнергии (без холостых сбросов) по действующим и сниженным тарифам.



Ахорова А.Д.

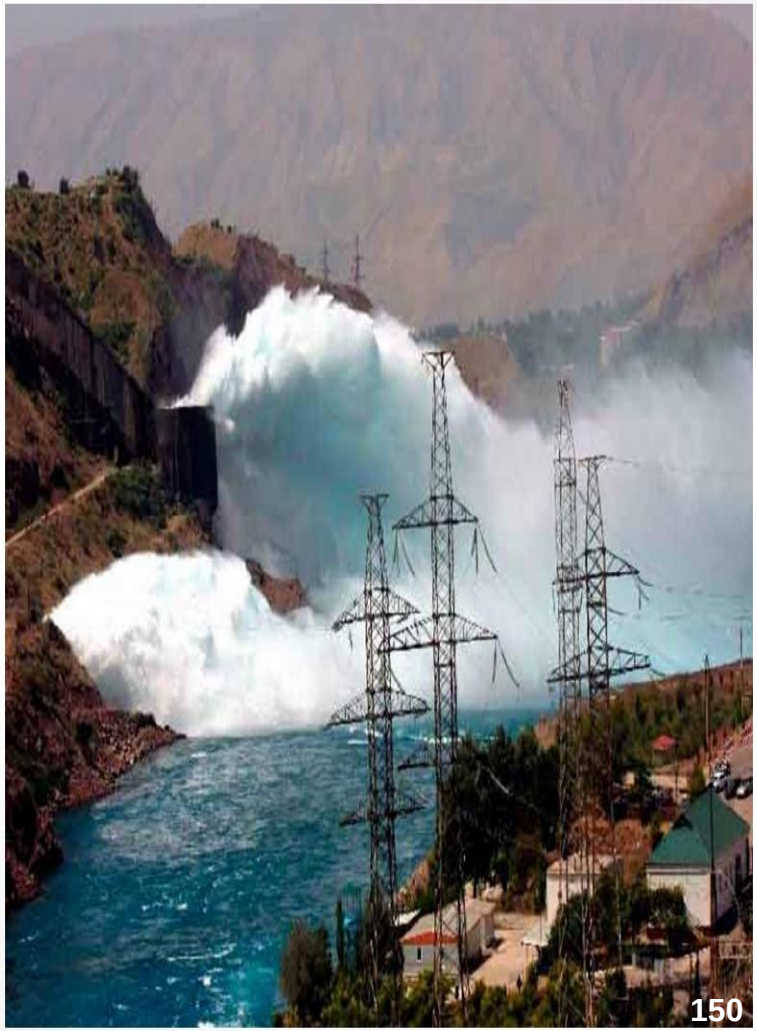
Дополнительные налоговые поступления в бюджет (НПБ) государства от реализации бизнес-структурам 70% дополнительно выработанной электроэнергии (без холостых сбросов) по действующим и сниженным тарифам



«ВКЛАД» ХОЛОСТЫХ СБРОСОВ В ВВП И БЮДЖЕТ СТРАНЫ

- Расчеты показывают, что недовыработка электроэнергии из-за холостых сбросов воды по ГЭС страны за период 2012-2017 гг. составила 28,67 млрд. кВт.час, что равноценно потери 3,59 млрд.сомони ВВП.

Суммарные потери прибыли из-за отсутствия возможности экспорта в рассматриваемом периоде составили 2,63млрд. сомони, а недополученные налоговые поступления в государственный бюджет, при ставке налога на прибыль, составили 392 млн. сомони.



Реструктуризация электроэнергетики Таджикистана приведет к пересмотру принципов регулирования тарифов, необходимости разработки и принятия целого комплекса нормативных правовых актов по регулированию тарифов на тепловую и электрическую энергию, содержание которых должно включать следующее:

01 *сущность и принципы регулирования тарифов с учетом тарифной философии и тарифной стратегии, реальностей в Таджикистане и международного опыта;*

02 *предельный уровень и сроки действия тарифов*

03 *включение в состав тарифов всех технически и экономически обоснованных затрат в электроэнергетике и получение разумной прибыли во всех структурных частях единой энергосистемы*

04 *предусмотреть государственные компенсации для социально-уязвимых слоев населения при повышении тарифов на электроэнергию*

05 *дифференцировать тарифы на электроэнергию по времени суток и сезонам года для всех групп потребителей электрической энергии*

ТАРИФНАЯ ПОЛИТИКА В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ В ОБЕСПЕЧЕНИИ УСТОЙЧИВОГО РАЗВИТИЯ РЕСПУБЛИКИ ТАДЖИКИСТАН

- **Эффективная тарифная политика – это консенсус противоречивых интересов.**

Ахророва А.Д.

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ДИПЛОМАТИЯ, КАК МЕХАНИЗМ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ВОДНОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ ЦЕНТРАЛЬНОЙ АЗИИ

1. Доступ к водно-энергетическим ресурсам в Центральной Азии.

2. Вопросы энергетики и внешнеполитические стратегии государств региона.

3. Водно-энергетическая дипломатия, как средство реализации внешнеполитических стратегий.

Ахорова А.Д.

ВАЖНО…

- Существующие прогнозы: вряд ли можно рассматривать и стремиться обеспечить устойчивое развитие отдельно взятой страны в Центральной Азии по всем 17 индикаторам ООН.

- Энергетика - реальная возможность успешной интеграции усилий наших стран в достижении целей устойчивого развития в Центральной Азии.

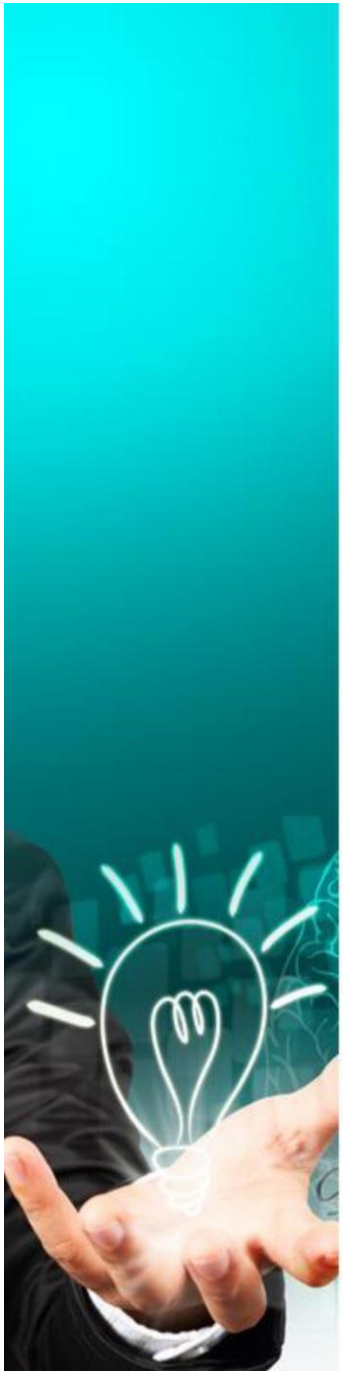
ПРЕДПОСЫЛКИ ИНТЕГРАЦИИ

01 Исторические, культурные и родственные связи государств Центральной Азии

02 Ресурсный потенциал стран Центральной Азии - реальная возможность формирования мощного интеграционного объединения, способного стать сильнейшим региональным и мировым игроком.

2.3 Влияние инфляции на тарифную политику в электроэнергетике Таджикистана

Камилова Нигина Мухаммадавазовна,
Таджикский технический университет,
Энергетический факультет,
Кафедра экономики и управления производства, докторант



Таджикский технический университет
имени академика М.С.Осими

Камилова Нигина М

Влияние инфляции на тарифную политику в электроэнергетике

Лекция

План лекции:

- 1. Инфляция. Сущность.
- 2. Причины возникновения инфляции в РТ.
- 3. Влияние тарифной политики на рыночную стоимость через инфляцию.
- 4. Сценарии изменения инфляции и ее влияние на тарифную политику в электроэнергетике и рыночную стоимость энергетических компаний.
- 5. Выводы

- 4

Сущность инфляции.

- Деньги, как и любой товар имеют свою цену.
- Если цена товара выражается в количестве денег, то это значит, что цена денег выражается в количестве товаров, которую можно приобрести числом денежных знаков.
- Вот почему цену денег называют покупательской способностью.
- Если цена на товар растет, то на ту же сумму денег приобретаешь меньше товаров, т.е. покупательская способность денег понизится.
- Это явление и называется инфляция.

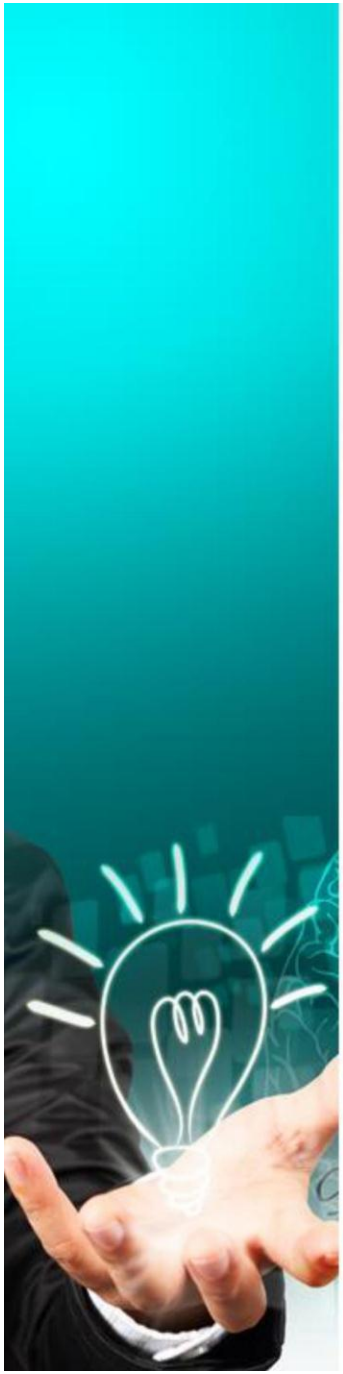
Причины возникновения инфляции в РТ

- Последствия Covid-19, выразившиеся в спаде производства в реальном секторе экономики, увеличении спроса на электроэнергию, в том числе неплатежеспособного, при сокращении ее предложения, ослаблении национальной валюты и др., привели к росту инфляции, ухудшили экономическую и финансовую ситуацию в стране.

Таблица 1. Динамика изменения тарифов на электроэнергию и инфляции

Показатели	Годы									
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Средний тариф за электроэнергию, сом/кВт*ч	0,08	0,07	0,07	0,07	0,09	0,10	0,16	0,18	0,21	0,23
Годовая инфляция, %	8,90	6,4	3,7	7,4	5,1	6,1	6,7	5,4	8	9,4
Обменный курс (1$ в сомони)	4,76	4,76	4,77	5,31	6,99	7,88	8,82	9,43	9,69	11,3

Диаграмма 1. Сравнение динамики изменения тарифов на электроэнергию и инфляции



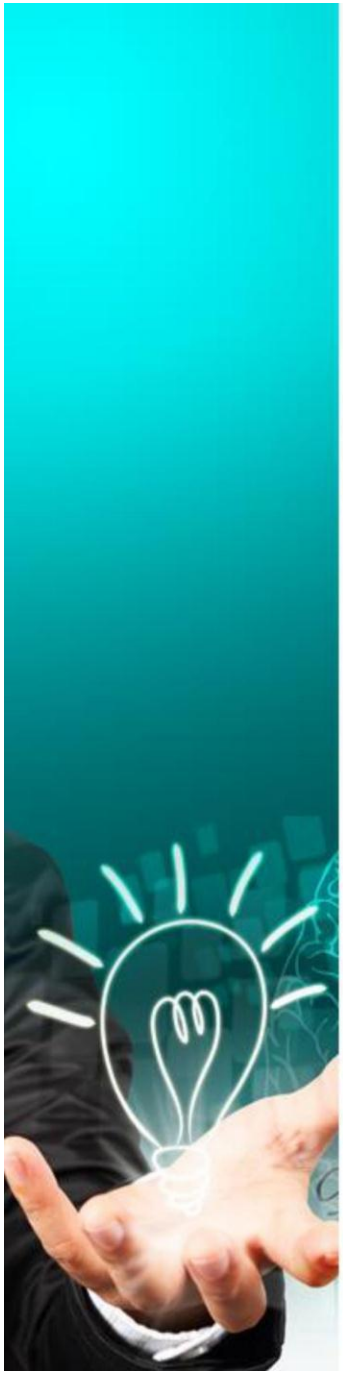
3. Влияние тарифной политики на рыночную стоимость энергетических компаний через инфляцию.

- Одним из факторов, предопределяющих необходимость регулирования тарифов на электрическую энергию и отслеживание изменения рыночной стоимости акций энергетической компании является инфляция.

<u>Сценарий 1.</u> Высокий уровень инфляции способствует росту тарифов на электроэнергию.

- Если экономическая ситуация в стране не стабилизируется и инфляция будет интенсивно повышаться, то тарифы на электроэнергию будут по-прежнему иметь тенденцию роста и отрицательно скажутся на макроэкономических показателях.

- Высокие тарифы увеличат прибыль энергетических предприятий, будет расти рентабельность и появятся средства, для финансирования собственных программ по совершенствованию техники и технологии энергетической компании. Также из-за роста прибыли повысится доходность акций энергетических компаний, соответственно будет расти их рыночная стоимость.



Однако повышение тарифов (выше темпа инфляции) приведет:

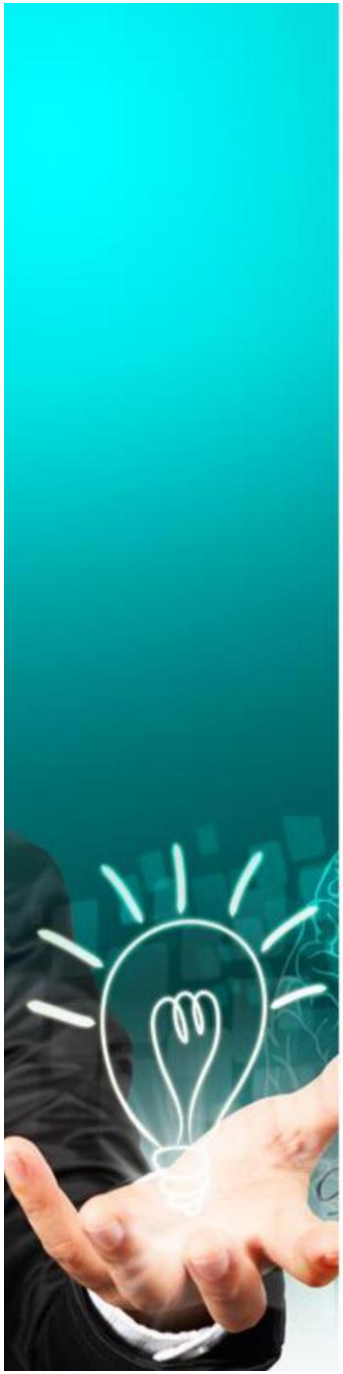
- к росту неплатежеспособного спроса со стороны потребителей электрической энергии (дебиторская задолженность);
- росту кредиторской задолженности;
- необходимости повышения заработной платы работникам;
- росту условно-постоянных расходов в структуре себестоимости электроэнергии при неплатежеспособном спросе.

- В результате ухудшатся показатели финансовой устойчивости энергетической компании. Из-за сокращения прибыли предприятий доходность акций будет падать и инвесторам не выгодно вкладывать деньги в акций. **Стоимость акций** энергетических предприятий будет падать и соответственно рыночная стоимость будет понижаться

- Последствия повышения тарифов коснутся и госбюджета страны.

Диаграмма 2. Макроэкономические показатели Таджикистана за 2012-2019 гг.

- Государство не имеет право списывать образовавшиеся дебиторские задолженности и недостаток налоговых поступлений в госбюджет. Так как государство является главным кредитором- оно занимает деньги, выпуская облигации, или берет кредиты у международных финансовых институтов для погашения долговых обязательств. В результате эти расходы (дебиторская задолженность и др.) приведут к дефициту бюджета. Но, как известно, накопление дефицита приводит к образованию государственного долга.

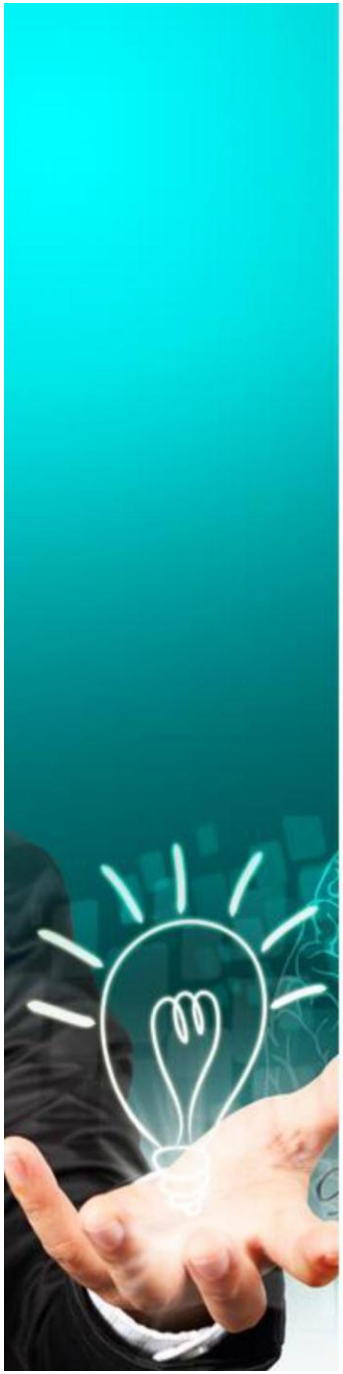


<u>Сценарий 2.</u> Сдерживание тарифов на электроэнергию при высоком уровне инфляции.

Сценарий сдерживания тарифов на электроэнергию при высоком уровне инфляции рассмотрен экспертами всемирного банка. Они утверждают, что сдерживание роста тарифов на электроэнергию и цен на газ в 1998-1999 гг. Обеспечило рост ВВП и выход из экономического кризиса 1998 г.

Неизменный уровень тарифов в течение долгосрочного периода способствует торможению инфляционных процессов, сохранению экономической стабильности. При этом тарифы не только могут оставаться постоянными на протяжении длительного промежутка времени, но и могут снижаться.

- У энергетических предприятий возникнет необходимость поиска мер по снижению себестоимости электроэнергии. Если тарифы не покрывают полностью потребности энергетического предприятия в дополнительных ресурсах, то для сохранения тарифов на прежнем уровне необходимо изыскать средства для поддержания инвестиционных программ в энергетическом секторе в бюджете страны [4].
- Однако, при сдерживании тарифов на электроэнергию и снижению покупательской способности денег, инвесторам невыгодно вкладывать деньги в акции энергетических компаний. Ведь в данном случае доходность акций упадет. Рыночная стоимость энергетических компаний будет падать.



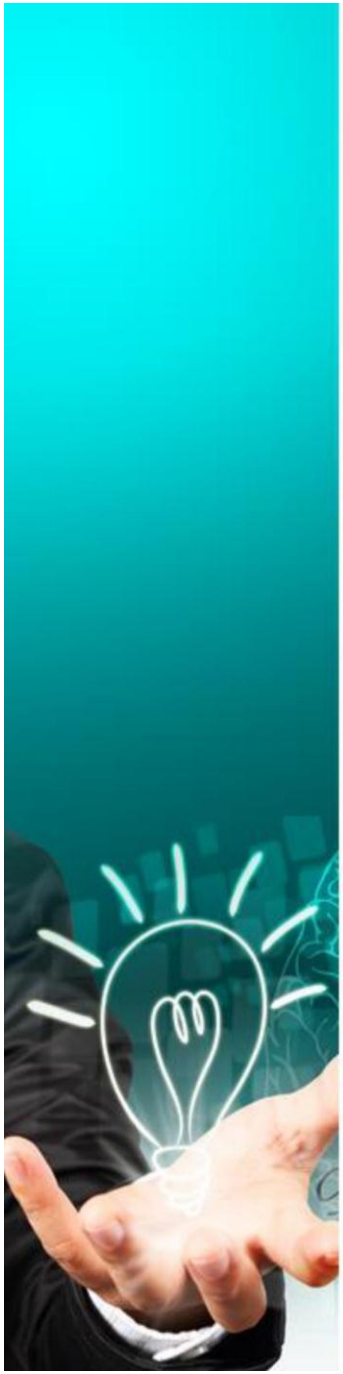
<u>Сценарий 3.</u> Умеренная или низкая инфляция способствует снижению или сохранению неизменными тарифов на электроэнергию.

При устойчивом экономическом росте в стране, характеризующимся:

- ростом уровня жизни населения;
- увеличением размеров налоговых поступлений в государственный бюджет страны;
- сокращением расходов государственного бюджета страны из-за отсутствия необходимой поддержки бизнесу (малому, среднему, большому) и населению;
- отсутствием необходимости государственного регулирования и поддержки энергетических предприятий, полностью обеспечивающих свои программы и нужды из своих средств;
- ростом объема ВВП на душу населения
- т.е. имеет место ***снижение инфляции.***

- Негативные последствия снижения тарифов, заключаются в ослаблении их роли в стимулировании энергосбережение и выравнивание графика электрической нагрузки потребителями. Это приведет к угрозе снижения надежности и безопасности энергоснабжения. Возникнут дополнительные расходы по смягчению угроз и энергетическое предприятие будет нуждаться в государственной поддержке. В данном случае рыночная стоимость энергетических компаний будет падать, вследствие роста вышеописанных издержек и сокращению прибыли компаний.

- Вышеуказанные сценарии развития тарифной политики и влияние ее на рыночную стоимость энергетических компаний имеет место быть в случае функционирующего фондового рынка, в листинг которых включены действующие компании, участвующие в торгах. Тогда мы в зависимости от различных факторов, в данном случае- инфляция, можем в реальном режиме времени наблюдать за изменениями стоимости акций энергетических компаний. В данном случае мы можем произвести адекватную оценку стоимости акции, а значит оценить рыночную стоимость компании в момент оценки.



Выводы и предложения:

Энергетическим предприятиям следует находить способы:

- снижения себестоимости электроэнергии;
- совершенствовать НИОКР;
- стимулировать внедрение комплексных энергосберегающих технологий, в частности устанавливать автоматические частотные регуляторы или щиты частотного управления для того, чтобы при пуске электродвигателей использовать частоту колебания тока 25 Гц, после завершения пуска двигатель автоматически переключается на 50 Гц. В соответствии с результатами опытно-экспериментальных работ, проводимых на ремонтно-экскаваторном заводе города Душанбе, это позволит сэкономить до 30% потребляемой электроэнергии;
- стимулировать потребителей к выравниванию графиков электрической нагрузки на основе введения дифференцированных в разрезе суток тарифов;
- развивать маркетинговую среду и др.

- Мы можем сделать вывод, что инфляция имеет место быть, если она умеренная. В этом случае, это позволяет создать комфортные условия для бизнеса, которому необходимо планировать свой бюджет и инвестиции на годы вперед.
  Инфляция обеспечивает стимулы для потребления, предсказуемые условия для бизнеса и дополнительный запас прочности для экономики в случае ослабления спроса.

Например, в США Федеральная резервная система (ФРС) ставит цель по инфляции на уровне 2%. В России Центробанк считает оптимальным отметку в 4%.

- Умеренное повышение тарифов в условиях умеренной инфляции способствует росту прибыли энергетического предприятия, повышению его финансовой устойчивости. Финансовое благополучие энергетического предприятия влияет на его рыночную стоимость. Высокая рыночная стоимость энергетического предприятия свидетельствует о доходности его акций, создает благоприятную среду для инвестиций (внешних и внутренних), обеспечивает возможность изменения структуры экспорта в направлении наращивания объемов экспортируемых конечных товаров и участия в мировом фондовом рынке.

Камилова Нигина Мухаммадавазовна, Таджикский технический университет, энергетический факультет, кафедра экономики и управления производства, докторант.
Таджикистан, 734042, Душанбе, проспект академиков Раджабовых 10, тел.моб. (+992) 987766006;
E-mail: nk_1777@bk.ru

2.4 Тарифное регулирование и реструктуризация электроэнергетики Таджикистана

Республика Таджикистан

Авезов Азизулло Хабибович
доктор экономических наук, профессор,
академик Международной инженерной академии

Политехнический институт Таджикского технического университета имени академика М.С. Осими в г. Худжанд

Проблема исследования

Выявить вероятные риски организации тарифного регулирования и реструктуризации в электроэнергетике Таджикистана и наметить пути их предупреждения.

Содержание

1. Современное состояние и предпосылки реструктуризации и тарифного регулирования электроэнергетики Таджикистана
2. Вероятностные риски и основные принципы реструктуризации электроэнергетики в условиях конкурентного рынка
3. Основные проблемы реструктуризации и организации тарифного регулирования в электроэнергетике Таджикистана
4. Оценка рисков реструктуризации электроэнергетики Таджикистана и перспективные гипотезы их предупреждения

Выводы и рекомендации

1. Современное состояние и предпосылки реструктуризации и тарифного регулирования электроэнергетики Таджикистана

Краткая характеристика электроэнергетической системы Таджикистана

- По запасам гидроресурсов в расчете на 1 км2 площади Таджикистан занимает первое место в мире
- по потенциальным запасам гидроэнергии на душу населения - второе место, после Российской Федерации
- и восьмое в мире по общим запасам гидроэнергии

- Запасы гидроресурсов равны 527 млрд. кВт-ч в год, из которых технически доступны 317,8 млрд. кВт-ч в год, используется 5% потенциала.
- В 2020 году в стране произведено 19,8 млрд. кВт-ч электроэнергии.

- Примечателен тот факт, что в конце 1980-х годов в соответствие с государственной программой развития гидроэнергетики СССР на 1990-2005 годы, на долю Таджикистана, занимавшего всего 0,64% территории и 2% населения СССР, приходилось 17% общей установленной мощности ГЭС.
- Это свидетельствует о высокой эффективности гидроэнергетических ресурсов Таджикистана.

- Организационно электроэнергетическая система Таджикистана состоит из четырех акционерных энергетических компаний.
- В 2020 году в электроэнергетической отрасли было произведено 19,8 млрд. кВт-ч электроэнергии.

Оценка долей рынка энергетических компаний РТ

Субъекты	Выработка, млрд. кВт-ч	Доля рынка, %
ОАХК «Барки Точик»	16,6	84
ОАО «Сангтудинская ГЭС-1»	2,2	11
ОАО «Сангтудинская ГЭС-2»	0,8	4
ОАО «Памир Энерджи»	0,2	1
Всего	19,8	100

- Территориально электроэнергетическая система условно разделена на три региона: центральный и южный, северный регионы и Горно-Бадахшанская автономная область (ГБАО).
- Электроэнергетическая система Таджикистана связана с энергетическими системами Центральной Азии, включающих Узбекистан, Кыргызстан и Казахстан и с энергетической системой Афганистана.

- Общая установленная мощность энергосистемы Таджикистана составляет 5757 МВт, из которых на гидроэлектростанции приходится 87,6%, а на тепловые станции – 12,4% всей мощности.

- Управление электрическими станциями и сетями, а также выработкой, передачей и распределением электроэнергии в Таджикистане, до ее реструктуризации осуществляла принадлежащая государству открытая акционерная холдинговая компания (ОАХК) «Барки Точик».

Гидравлические электростанции Таджикистана …

№	Наименование электростанции	Установленная мощность генерирующих установок (МВт)	Количество генерирующих установок	Установленная мощность электростанции (МВт)
1.	Нурекская ГЭС	320/335	1/8	3000
2.	Байпазинская ГЭС	150	4	600
3.	Головная ГЭС	35/45	3/3	240
4.	Кайракумская ГЭС	21	6	126
5.	Сангтудинская ГЭС 1	167	4	670
6.	Сангтудинская ГЭС 2	110	2	220
7.	Перепадная ГЭС	10,8/8,35	2/1	29,95

… Гидравлические электростанции Таджикистана

8.	Центральная ГЭС	7,5	2	15
9.	Каскад Варзобских ГЭС	3,72/7,2/1,76	2/2/2	7,44/14,4/3,52
10.	Душанбинская ТЭЦ	35/42/86	2/1/1	198
11.	Яванская ТЭЦ	60	2	120
12.	Душанбинская ТЭЦ-2	50/150	2/2	400
13.	Душанбинская ТЭЦ	35/42/86	2/1/1	198
14.	Памир энерджи	—	—	28

Источники: Здесь и далее показатели взяты из официальных сайтов Министерства энергетики и водных ресурсов Республики Таджикистан (дата обращения 3 марта 2021 года) и ст. сборников: Промышленность Республики Таджикистан. Статистический сборник. Агентство по статистике при Президенте РТ, 2019. С.25-26,87. и др.

Тепловые электроцентрали

В Таджикистане функционируют две ТЭЦ: Душанбинская мощностью 198 МВт, построенная в период СССР и работающая на газе и мазуте и Душанбинская – 2 мощностью 400 МВт работающая на угле. В 2014 году осуществлён ввод в эксплуатацию первой очереди Душанбинской ТЭЦ-2 мощностью 100 МВт

Наименование электростанции	Установленная мощность генерирующих установок (МВт)	Количество генерирующих установок	Установленная мощность электростанции (МВт)
Душанбинская ТЭЦ	35/42/86	2/1/1	198
Яванская ТЭЦ	60	2	120
Душанбинская ТЭЦ-2	50/150	2/2	400

Возобновляемые источники энергии в энергосистеме

Источники	Количество установок (шт.)	Установленная мощность (кВт)
СЭС (солнечные установки)	2433	8,87
ВЭС (ветровые установки)	9	5,1
Малые ГЭС	285	26565

Системообразующие линии электропередачи

Системообразующие сети в Таджикистане состоят из линий электропередач с уровнем напряжения 500 кВ, 220 кВ и 110 кВ.

Системообразующие ЛЭП	Общая протяженность (км)
ЛЭП напряжением 500 кВ	489,74
ЛЭП напряжением 220 кВ	1161,29
Всего	1651,03

Распределительные линии электропередачи

Распределительные линии электропередач включают ЛЭП с уровнем напряжения 220 кВ, 110 кВ, 35 кВ и 6-10-20 кВ.

Распределительные ЛЭП	Протяженность (км)
ЛЭП напряжением 220 кВ	563,315
ЛЭП напряжением 110 кВ	3055,208
ЛЭП напряжением 35 кВ	2476,219
ЛЭП напряжением 6-10-20 кВ	21499,851
Всего	27594,593

Тарифы на электрическую и тепловую энергию

В 2019 Антимонопольной службой при Правительстве РТ и ОАХК «Барки Точик» разработан Прейскурант №09-01-2019 «Тарифы на электрическую и тепловую на электрическую и тепловую энергию», который действует по настоящее время.

Тарифы на электрическую и тепловую энергию …

Электрическая энергия	Цент за 1 кВт. час*
Для промышленных и непромышленных потребителей	4,87
Для потребителей бюджетной сферы, коммунальной отрасли и спортивных комплексов	2,00
Для электрического транспорта	2,00
Для водопроводных насосов и насосных станций машинного орошения, ремонтно-производственных баз Агентства по мелиорации и ирригации при Правительстве РТ - с 1 апреля по 30 сентября - с 1 октября по 31 марта	0,70 2,00
Для мелиоративных вертикальных скважин и мелиоративных насосных станций	0,70
Для населения с учетом налога на добавленную стоимость	2,00

... Тарифы на электрическую и тепловую энергию

Для использования электроэнергии в электрокотлах и электроустановках, с целью обеспечения горячей водой и отопления зданий: - для не бюджетной сферы - для бюджетных организаций и учреждений	12,07 3,57
Для общества с ограниченной ответственностью «Таджикский металлургический комбинат»: - с 1 мая по 30 сентября - с 1 октября по 30 апреля	0,86 4,87
Для насосов подачи питьевой воды (за исключением индивидуальных насосов) и канализация	0,95
Тепловая энергия	**Доллар США за 1 Гкал**
Для учреждений и органов управления, финансируемых за счет бюджетных средств	8,72
Для учреждения «Тепловые сети города Душанбе»	1,50
Для всех прочих потребителей	10,03

Основные проблемы и предпосылки для реструктуризации электроэнергетики

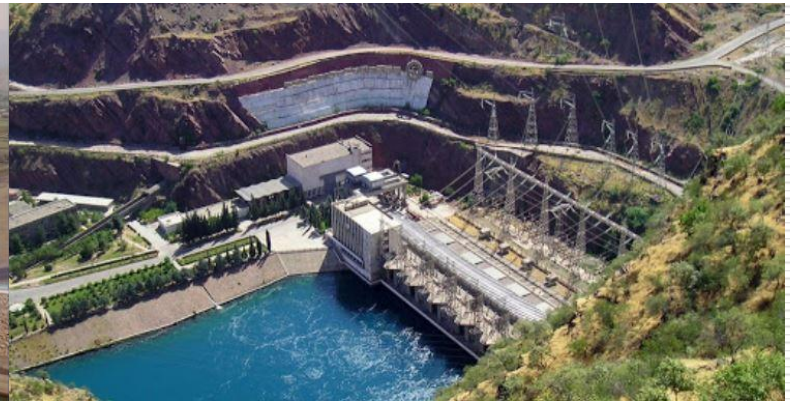
- Технические возможности существующих гидроэлектростанций, функционирующих уже более 30 лет, значительно исчерпаны.
- Более 50% оборудования, распределительных сетей и подстанций нуждаются в систематическом и капитальном ремонте.
- Потери электроэнергии в сети превышают 14%.

Основные проблемы и предпосылки для реструктуризации электроэнергетики

- недостаток высокопрофессиональных кадров в отрасли, система менеджмента требует корректировки;
- отсутствие долгосрочной стратегии развития межгосударственного сотрудничества в области энергетики и водных ресурсов в ЦАР, путем организации региональных энергосистем, как наиболее перспективного направления развития;
- отсутствие глубоко продуманной стратегии реформы электроэнергетики, поддержанной большинством профессионалов отрасли;

- нарастающий процесс физического износа основного оборудования генерирующих, передающих и распределительных мощностей;
- малые объёмы инвестиций в электроэнергетику, не позволяющие обеспечить простое воспроизводство;
- нерациональная политика цен на первичные энергоносители, вследствие чего значительный объем электрической энергии расходуется на отопление и образуется дефицит энергии;

- отсутствие серьезных стимулов для повышения эффективности, рационального производства, потребления электроэнергии, обеспечения энергосбережения и энергетической безопасности;
- сокращение научно-технического и строительного потенциала отрасли;
- отставание в сфере внедрения новой техники и новых технологий производства, транспорта, распределения и потребления электрической энергии и др.



- Недостаточная научная исследованность вопросов организации тарифного регулирования в электроэнергетических системах с преимущественно гидроэнергетическими генерирующими мощностями, в условиях их ирригационно-энергетического назначения и расположения на трансграничных реках.

- Для решения этих проблем и обеспечения нормальной эксплуатации энергосистемы, в первую очередь, требуются значительные финансовые вложения.
- По выполненным ранее оценкам, только для решения первоочередных проблем жизнеобеспечения энергетики Таджикистана необходимы порядка 750 – 1000 млн. долл.
- Счет идет на миллиарды долларов в случае модернизации существующих и строительства новых гидроэлектростанций.

- Практика последних лет показывает, что, несмотря на все усилия Правительства Республики для реабилитации энергетической системы, удалось привлечь незначительный объем краткосрочных внешних инвестиций
- Все это вызывает необходимость преобразований в электроэнергетике. Они должны создать стимулы для повышения эффективности энергетических предприятий и позволить увеличить объем инвестиций в отрасли.

2. Вероятностные риски и основные принципы реструктуризации электроэнергетики в условиях конкурентного рынка

С точки зрения экономических механизмов, электроэнергетические системы обладают некоторыми особенностями, которые определяют ее нерыночный характер. Этими особенностями являются:

- тесная режимная связь параллельно работающих электрогенерирующих и энергопотребляющих установок
- высокая скорость распространения на значительные расстояния переходных процессов и аварийных ситуаций
- практически мгновенный процесс производства и потребления электроэнергии

- невозможность или слишком высокая стоимость резервирования электроэнергии
- техническая сложность управления такими системами и необходимость высокой надежности ее работы.

- Есть необходимость в единой системе автоматического управления режимами и взвешенного государственного подхода к регулированию для предупреждения ценового давления на потребителей электроэнергии.
- Предупреждение монопольного ценового давления необходимо для предотвращения снижения конкурентоспособности экономики страны.
- При этом главным требованиям к таким системам является надежность функционирования, обеспечивающая энергетическую, экономическую и национальную безопасность страны.

- Поэтому для обеспечения потребителя электроэнергией предполагается по возможности его объединение с несколькими источниками, что вызывает необходимость объединения энергосистем в целях использования свободных мощностей соседних объектов.
- Все подходы к реструктуризации направлены на децентрализацию электроэнергетической системы. Но в условиях экономической децентрализации обеспечение надежности работы таких систем становится особенно сложным.
- Создание значительных объемов резервных мощностей является капиталоемким процессом, однако издержки от перерыва в электроснабжении потребителей потребуют в последствии бОльших затрат. Поэтому обеспечение высокого уровня надежности достигается за счет их увеличения.

- Анализ международного опыта организации конкурентного рынка в энергетике свидетельствует о неординарности и сложности этой задачи.
- Несмотря на общность поставленных целей, каждая страна имеет свои особенности организации конкурентного рынка, которые обусловлены структурой генерирующих мощностей энергетики, наличия энергетических и финансовых ресурсов, профессиональных кадров, исторически сложившихся в энергосистеме корпоративных традиций и др.

Наибольшие сложности связаны с обеспечением главных требований, предъявляемых к энергетическим системам – надежности, безопасности и экономической эффективности функционирования.

- Предполагалось, что наиболее эффективным способом управления и функционирования электроэнергетики, как естественной монополии, является система ее централизованного регулирования.
- Однако в 1970-х годах прошлого века начался пересмотр теоретических взглядов и подходов к эффективному управлению системами электроэнергетики. Начало практических преобразований относят к 1978 г., когда в США был принят акт «О политике регулирования в электроэнергетике (PURPA)», в котором предлагалось несколько моделей.

Одной из главных моделей (третья модель) предполагалось полное разделение сфер производства, передачи и сбыта электроэнергии, с максимальным внедрением в эти сферы конкурентных отношений путем организации торговли электроэнергии по договорам и через оптовый рынок.

В начале 1990-х годов во многих странах мира ускорился процесс реструктуризации принципов управления электроэнергетикой с целью привнесения в нее элементов рыночной конкуренции для повышения эффективности функционирования.

Изучение международного опыта реформы энергетики развитых стран, свидетельствует о том, что результаты рыночных реформ в электроэнергетике часто оказывались отрицательными.

Улучшение финансового положения энергетических предприятий во многих случаях достигалось за счет снижения энергетической безопасности экономики, ухудшения надежности энергоснабжения, появления в системе дефицита электроэнергии и повышения тарифов на электроэнергию.

Негативные результаты реструктуризации электроэнергетики наблюдались даже в странах с высоко развитой экономикой. Первоначальный положительный эффект проводимых реформ в перспективе трансформировался в сторону осознания необходимости реализации принципов координации в управлении.

Так, одной из главных причин энергетической катастрофы в США 14 августа 2003 г. Правительство США считало проведенную децентрализацию электроэнергетики США. В ходе реформ были ликвидированы вертикально-интегрированные энергосистемы и организовано множество генерирующих, сетевых и сбытовых компаний.

В докладе на 40-й сессии независимых американских системных экспертов СИГРЭ также было отмечено, что реструктуризация электроэнергетики США, проводившаяся Департаментом энергетики, явилась основной причиной системной аварии в США и Канаде в августе 2003 г.

В конце февраля 2005 г. на конференции энергетиков в Сан-Диего (США) было заявлено, что разрушение ВИК-энерго и введение конкурентного рынка электроэнергии дали отрицательный результат.

Анализ показывает, что в большей части развитых стран с рыночной экономикой, например, в большинстве штатов США, в Германии, Франции, Японии и др. действуют вертикально-интегрированные компании.

Разделение структуры электроэнергетики на генерирующие, сетевые и сбытовые компании проведено лишь в отдельных странах: Великобритании, Швеции, Финляндии. Директива Евросоюза по энергетике 1997 года, предписывает ведение раздельного учета в генерации, передаче и сбыте, но не требует обязательной ликвидации вертикально-интегрированной компании.

По-видимому, это обусловлено тем, что ВИК несут полную ответственность за энергоснабжение страны или региона. Поэтому они заинтересованы в проведении мероприятий по энергосбережению и внедрению энергосберегающих технологий у потребителей.

В общем случае, следствием дробления единой системы, регулируемой государством, оказывается сохранение или даже некоторое снижение цены на электроэнергию. Однако затем следует снижение уровня инвестиций и нарастание дефицита. Через несколько лет происходит резкое многократное увеличение тарифов на электроэнергию.

3. Основные проблемы реструктуризации и организации тарифного регулирования в электроэнергетике Таджикистана

- Эффективное управление энергетическими активами государства является основой экономического развития страны. Поэтому, современное состояние электроэнергетики Таджикистана, несомненно, требует определения путей повышения ее эффективности.
- Основные проблемы управления электроэнергетикой Таджикистана связаны с неплатежами, перекрестным субсидированием, проблемами привлечения инвестиций, кредитной и дебиторской задолженностью и отсутствием финансовой прозрачности.
- Осознавая важность решения перечисленных проблем, Правительство Таджикистана ориентировано на стратегию улучшения финансовой деятельности в электроэнергетике и привлечение в него инвестиций частного сектора.

Основные вехи реструктуризации электроэнергетики

- В 2011 году в Таджикистане было принято Постановление Об индивидуальном плане реструктуризации ОАХК «Барки Точик», которое предполагало начать реструктуризацию с разработки эффективной коммерческой модели управления энергетическим холдингом.

- Постановление обозначило план реструктуризации, предусматривающий три этапа работы в этом направлении: коммерциализация в 2011-2013 годах, организация конкуренции в 2014-2015 годах и приватизация в 2016-2018 годах.

- В рамках первого этапа, из состава ОАХК «Барки Точик» были отделены сбытовые организации. Однако в последующем план процесса реструктуризации несколько изменился.

- В соответствие с Постановлением, через год в стране началась реструктуризация электроэнергетического сектора. Реформа предполагала преобразование государственной компании ОАХК «Барки Точик» в три самостоятельные организации, ответственные за производство, распределение и передачу электроэнергии.

- Преобразование было проведено в 2018 году принятием Постановления, предусматривающего создание двух самостоятельных организаций: ОАО «Передающие электрические сети» и ОАО «Распределительные электрические сети» на базе предприятий ОАХК «Барки Точик».
- Задачи производства электроэнергии были оставлены в функции ОАХК «Барки Точик». Созданные самостоятельные организации ответственны за передачу и распределение электроэнергии на всей территории Таджикистана, кроме энергосистемы Горно-Бадахшанской автономной области (ГБАО).
- Изолированная энергосистема ГБАО до этого была передана компании «Памир Энерджи» на основании Концессионного соглашения.

- На сегодня, выполнен большой объем работ. ОАХК "Барки Точик" и его подразделения переведены на международные стандарты финансовой отчетности (МСФО), проведена переоценка ее основных средств. Списаны физически и морально устаревшие основные средства, а из состава ОАХК "Барки Точик" выведены вспомогательные структуры, хозяйства и объекты социально-бытового и культурного характера.

- После создания в действующей организации структур по передаче и распределению электроэнергии, им были переданы соответствующие подведомственные предприятия, назначены руководители, произведено техническое разделение и распределение основных средств между структурами в регионах.

Концепции тарифного регулирования в электроэнергетической отрасли Республики Таджикистан

- Для вновь образованных структур определены стратегические цели и приоритеты тарифного регулирования в электроэнергетической отрасли Таджикистана.

- Они обозначены в Концепции тарифного регулирования электроэнергетической отрасли Республики Таджикистан, принятой постановлением Правительства Республики Таджикистан от 27 мая 2017 года, № 259.

- Концепция разработана исходя из того, что существующие тарифы в электроэнергетической отрасли страны не могут обеспечить экономическую самостоятельность организаций, предоставляющих услуги по обеспечению потребителей электроэнергией и эффективному функционированию системы электроснабжения.
- Эти тарифы оказывают существенное негативное влияние на функционирование предприятий электроэнергетической отрасли и на доходную часть государственного бюджета, не стимулируют инвестиции в объекты электроэнергетики, не покрывают всех затрат, характеризуются наличием перекрестного субсидирования потребителей.

В соответствии с этими принципами доход регулируемых энергетических объектов включает следующие составляющие:

- производственные затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание;

- амортизационные отчисления;

- другие затраты;

- доход от инвестиций.

При этом, в производственные затраты включаются только те затраты, которые обоснованы и необходимы для предприятия электроснабжения потребителей.

- Нормы амортизационных отчислений объектов, генерирующих электроэнергию, установлены на уровне 2 процентов для предприятий, основной функцией которых является производство электроэнергии, и 3 процентов для других предприятий отрасли.
- Это связано с преобладанием гидроэлектростанций среди генерирующих мощностей в Таджикистане. Перечень других затрат для расчета требуемого дохода регулируемых предприятий предусмотрен в Учетной политике ОАХК "Барки Точик".

- Доход от инвестиций в энергетические объекты устанавливается на уровне, который обеспечит привлекательность инвестиций в отрасль для создания потенциала электроэнергетики для электроснабжения экономики и социальной сферы, а также образования ресурсов денежных средств для роста и развития отрасли.
- То есть доход от инвестиций должен обеспечить финансирование активов предприятий электроэнергетики. Он должен быть равен затратам энергетического предприятия на приобретение основных производственных фондов за вычетом суммы амортизационных отчислений.

4. Оценка рисков реструктуризации электроэнергетики Таджикистана и перспективные гипотезы их предупреждения

Основные риски реструктуризации электроэнергетики обусловлены следующим:

1) дроблением вертикально-интегрированных компаний и внедрением в электроэнергетику принципов рыночной конкуренции

2) проблемами привлечения зарубежных частных инвестиций в электроэнергетику

3) повышением тарифов на электроэнергию для покрытия производственных расходов и обеспечения развития.

Перспективные гипотезы предупреждения рисков реформ

Перспективные гипотезы предупреждения рисков реформ

Риск 1) *дробление вертикально-интегрированных компаний для внедрения в электроэнергетику принципов рыночной конкуренции на основе*

Гипотеза 1. Предполагается, что сохранение ВИК с ведением раздельного учета в генерации, передаче и сбыте, а в последующем объединение их в единую энергосистему, по примеру ЕЭС ЦА, повысит надежность электроснабжения, по сравнению с дроблением единой системы.

- Так как **ВИК несут полную ответственность за энергоснабжение региона**, они заинтересованы в повышении надежности системы, в мероприятиях по энергосбережению.
- И, наоборот, у независимых компаний по генерации, передаче и сбыту электроэнергии **мало стимулов** по энергосбережению и повышению надежности.
- Разделение систем на генерирующие, сетевые и сбытовые проведено лишь в Великобритании, Швеции, Финляндии.
- Директива Евросоюза по энергетике 1997 года, предписывает ведение раздельного учета в генерации, передаче и сбыте, но **не требует обязательной ликвидации ВИК.**

Риск 2) *привлечение зарубежных частных инвестиций в электроэнергетику для повышения надежности.*

Гипотеза 2. Источниками финансирования инвестиций в электроэнергетику могут стать собственные средства предприятий отрасли, образованные за счет амортизационного фонда и части прибыли, реинвестируемых в основные производственные фонды после переоценки последних.

Для этого необходимо временно освободить от налогов реинвестируемую часть прибыли предприятия, что может рассматриваться как увеличение объема государственных активов в электроэнергетике.

- **Снижение налоговой нагрузки** на электроэнергетику позволит инвестировать в отрасль и **снизить средние тарифы на электроэнергию.**
- Снижение налоговых поступлении от компаний электроэнергетикой отрасли компенсируется налоговыми платежами, поступающих за счет реализации выпуска валовой продукции и услуг других отраслей экономики Таджикистана при условии снижения тарифных ставок на электроэнергию.
- Это позволит **за счет амортизационного фонда и реинвестируемой части прибыли обеспечить финансирование** инвестиций в электроэнергетические объекты.

Риск 3) *повышение тарифов на электроэнергию, в целях того, чтобы энергетические предприятия покрыли производственные расходы и обеспечили прибыль для развития.*

Гипотеза 3. Повышение тарифов на электроэнергию, при прочих равных условиях, приведет к сокращению производства, а снижение тарифов на электроэнергию, наоборот, обусловит рост производства.

Экономическая сущность регулирования тарифов есть изменение ценовых пропорций, обуславливающих перераспределение добавленной стоимости, создаваемой в экономике.

- Наиболее адекватным инструментом исследования результатов изменения ценовых пропорций в экономике на сегодня, является матрица «затраты – выпуск» межотраслевого баланса В. Леонтьева.

$$x_i = y_i + \sum_{j=1}^{n} a_{ij}\, x_i$$

$$X = Y + A * X$$

$$Y = X * (I - A)$$

- Согласно этой модели, если цены на продукцию отрасли растут, и вся продукция этой отрасли потребляется другими отраслями, то приращение доходов этой отрасли равно сумме сокращений доходов в остальных отраслях.

- Суммарная добавленная стоимость в экономике увеличивается быстрее суммарных материальных затрат только в том случае, если доля конечной продукции отрасли в ее валовом выпуске выше среднего значения.
- В электроэнергетике ситуация совершенно иная: доля конечного продукта электроэнергетики в ее валовом выпуске значительно ниже среднего уровня.
- Поэтому вопросы повышения тарифов в электроэнергетике требуют всестороннего анализа с точки зрения интересов всей экономики.

Выводы и рекомендации

1. Накопившиеся проблемы в электроэнергетической системе Таджикистана обуславливают высокую актуальность проведения реформ.

2. Вероятностные риски реформ в электроэнергетике обусловлены следующим:

1) дроблением вертикально-интегрированных компаний и внедрением в электроэнергетику принципов рыночной конкуренции

2) проблемами привлечения зарубежных частных инвестиций в электроэнергетику

3) повышением тарифы на электроэнергию, для покрытия производственных расходов и обеспечения развития.

3. Альтернативными перспективными направлениями достижения поставленных целей являются следующие:

1) сохранение ВИК с ведением раздельного учета в генерации, передаче и сбыте, а в последующем объединение их в единую энергосистему, по примеру ЕЭС ЦА. Это повысит надежность электроснабжения, по сравнению с дроблением единой системы.

2) Дополнение источников финансирования инвестиций в электроэнергетику собственными средствами предприятий отрасли, образованными за счет амортизационного фонда и части прибыли, реинвестируемых в основные производственные фонды, после переоценки последних.

3) стабилизация или снижение тарифов на электроэнергию, которое может обусловить рост в экономике страны

4. Наиболее неисследованными являются проблемы тарифного регулирования в системах с преимущественно гидроэнергетическими генерирующими мощностями ирригационно-энергетического назначения, расположенных на трансграничных реках.

5. Проблемы тарифного регулирования и реструктуризации в электроэнергетике Таджикистана весьма актуальны и ***требуют дальнейших глубоких исследований*** *и практических проработок.*

2.5 Методология и особенности государственного регулирования тарифов на электроэнергию в Кыргызской Республике

Касымова В.М. – д.э.н., засл.деятель науки КР, засл.энергетик СНГ, профессор кафедры «Экономика промышленности»
ОмурзаковаЖ.Т.. – к.э.н., и.о.доцента кафедры «Экономика промышленности»
Ишеналиев А. –Директор Госагентства по регулированию в ТЭК при Минэнергопроме КР, аспирант кафедры «Экономика промышленности» КГТУ им.И. Раззакова. Госагентство по регулированию в ТЭК при Минэнергопроме КР, аспирант кафедры «Экономика промышленности»

Современное состояние энергетической системы КР

Энергетика или ТЭК – ведущий сектор экономики Кыргызской Республики, обеспечивающий жизнедеятельность населения страны и развитие народного хозяйства, обеспечивающий значительную часть бюджетных доходов и валютных поступлений. ТЭК составляет реальный сектор Кыргызской Республики и играет важную роль в экономическом развитии страны как основной поставщик топлива и энергии для предприятий и населения, обеспечивая вклад в ВВП от реализации электроэнергии внутренним потребителям и экспорта при ее избытке.

Основа энергетической системы Кыргызской Республики, состоящей на 90 % из гидроэлектростанций была заложена в период плановой советской экономики 1960-х гг. Причиной строительства крупных ГЭС было обеспечение их потребности в водно-энергетическом решении и водных ресурсах не только Кыргызскую Республику, но и соседних республик Узбекистана и Казахстана в вегетационный период. При этом следует отметить, что последний раз ввод новых мощностей был осуществлен в 2010 году (первый гидроагрегат на Камбар-Атинской ГЭС-2).

Национальные условия функционирования ТЭК

- Запасы ТЭР: КР обладает большим гидроэнергетическим потенциалом, из них технически приемлемые -18,5 млн.кВт мощности и 142 млрд.кВт.ч годовой выработки электроэнергии с уровнем освоенности 8-10%, малых рек - 0,025%.; уровень использования промышленных запасов угля – 0,15%; по нефти 0,07%, по газу 0,6%
- ТЭК представлен отраслями и предприятиями электроэнергетики, угольной и нефтегазовой промышленности, тепло- и газоснабжения; возобновляемая энергетика не получила еще своего должного развития.
- Структура организации, управления и регулирования периодически меняется и не отвечает требованиям обеспечения энергетической безопасности страны и регионов.
- Реформы в электроэнергетике проведены по функциональному признаку и образованы 8 открытых акционерных энергетических компаний, которые на сегодня находятся в кризисном состоянии и имеют дефицит финансовых средств.

Ключевые угрозы энергетической безопасности КР

Внутренние:

- **Нерациональная структура топливно-энергетического баланса** и неравномерность размещения энергоресурсов по территории; отставание темпов производства энергоресурсов над темпами потребления и высокая зависимость от одного энергоносителя – электроэнергии ГЭС;
- **Недостаточный ввод и отсутствие резерва мощностей в энергосистеме,**
- **Сокращение геологоразведочных работ и отсутствие резервных промышленных запасов к освоению;**
- **неэффективного финансового менеджмента на** предприятиях ТЭК из-за ценовой и тарифной политики; кризиса неплатежей; высоких потерь и кредитов;
- **Снижение потока инвестиций и износ основных средств,** превышение сроков эксплуатации объектов, оборудования и приборов учета;
- **Высокий уровень энергоемкости ВВП** и отсутствие государственной энергосберегающей политики.

Внешние: Природно-климатические (циклическое маловодье и многоводье, глобальное потепление, стихийные бедствия);

Утеря позиций по регулированию водно-энергетического режима в бассейне р.Сырдарья и параллельной работы в ОЭС ЦА;

Зависимость от импорта газа, нефти и нефтепродуктов и колебаний цен на них.

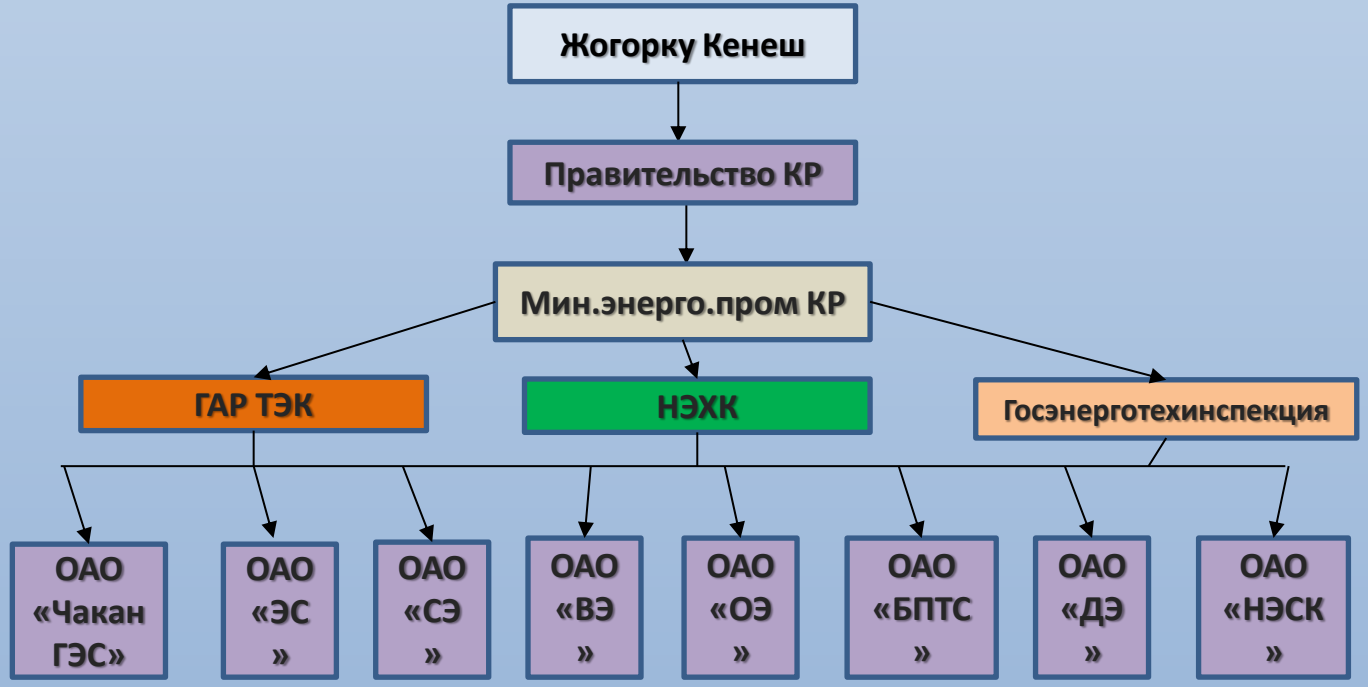
За годы реформирования и реорганизации энергетической отрасли промышленности Кыргызской Республики структура управления и регулирования в период с 1998 года и до 2021 года претерпела ряд изменений и реорганизаций.

На сегодняшний день создано и существует:

- Министерство энергетики и промышленности КР
- Госагентство по регулированию в ТЭК ;
- Управляющая компания Национальный энергохолдинг КР(НЭХК)
- Гостехинспекция
- Научно-исследовательский институт энергетики и экономики, создана на базе КНТЦ «Энергия».;

Структура регулирования и управления предприятиями электроэнергетики в 2016-2020 гг

Структура организации, управления и регулирования в топливно-энергетическом комплексе КР с 2021 года.



Регулирование отрасли электроэнергетики КР

1. Для регулирования деятельности отраслей ТЭК в 1996 году в ходе рыночных реформ было создано Госагентство по регулированию ТЭК при Правительстве КР основные функции были определены Законом КР Об Энергетике и об электроэнергетике, утвержденных Постановлениями Жогорку Кенеша –Парламента КР в октябре 1996 года, которые претерпели ряд изменений ;

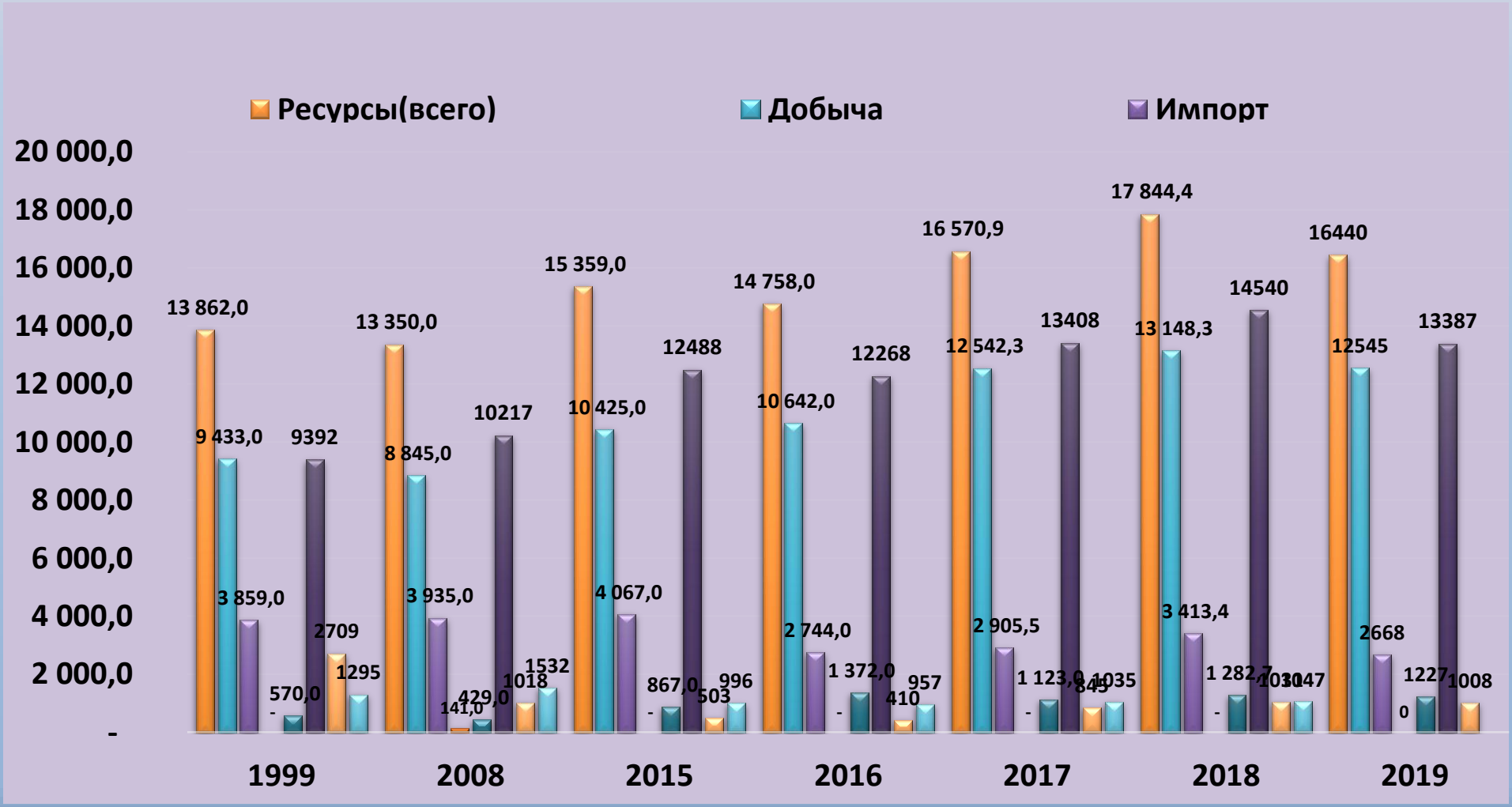
2.Законом КР Об энергетике Госагентство по регулированию в ТЭК наделен следующими полномочиями:

- **выдавать лицензии на право производства, передачи, распределения электро- и теплоэнергии, продажи электроэнергии, природного газа:**
- **устанавливать экономически обоснованные и социально приемлемые механизмы цено- и тарифообразования :**
- **проводить политику демонополизации производителей, содействовать конкуренции, обеспечивая равные возможности и условия доступа всех конкурентов к линиям электропередачи и газоснабжающим системам;**
- **осуществляить контроль за эффективностью мер по обеспечению конкуренции и сообщать компетентным органам о фактах нарушений антимонопольных законов:**
- **содействовать эффективному использованию электро-, тепло-энергии и природного газа, угля, нефти и нефтепродуктов, поощрять энергосбережение:**
- **содействовать созданию благоприятных условий для развития ВИЭ:**
- **согласовывать стандарты и нормативные документы предоставления услуг потребителям;**
- **соблюдать интересы производителей и потребителей**

Регулирование отрасли электроэнергетики КР

- **Для отслеживания качества услуг по энергоснабжению и эффективности функционирования субъектов энергетической системы Кыргызской Республики, Госагентство по регулированию ТЭК разработало и утвердило Положение о ключевых показателях эффективности в электроэнергетическом секторе.**
- Ключевые показатели (КПЭ) направлены на измерение эффективности потерь, количество отключений потребителей, продолжительность отключений, среднее время восстановления электроснабжения, внеплановые и плановые отключения потребителей.
- Ключевые показатели необходимо дополнить финансово-экономическими для комплексной оценки эффективности деятельности энергетических компаний и для устранения практики внутреннего субсидирования и несправедливого перераспределения средств.
- **2. Методика по форме отчетностей технико-экономических показателей энергокомпаний;**
- Госагентство на основе представленных электроэнергетическими компаниями затрат формирует и устанавливает тарифы на электро- и теплоэнергию, достоверность затрат подтверждается только самими же компаниями. Других источников информации, способных раскрыть подлинное положение дел, нет.
- **3**. Методологию формирования тарифной политики и расчетов тарифов на регулируемые энергоносители:
- Госагентство каждые 3 года разрабатывает **Среднесрочную тарифную политику на электрическую и тепловую энергию** Так по ССТП на 2014-2017 годы предлагалась ежегодная индексация тарифов на инфляцию с постепенным достижением тарифа равного себестоимости электроэнергии и плюс норматива прибыли для энергокомпаний
- Однако, в связи с социальным положением в страны, индексация не производится и даже при повышении тарифов на электроэнергию введенных в августе 2015 г. финансово-экономическое положение энергетических компаний не улучшилось, так как себестоимость электроэнергии превышает средне отпускной тариф, что привело к дефициту средств по энергокомпаниям . (Слайд 9,10.)

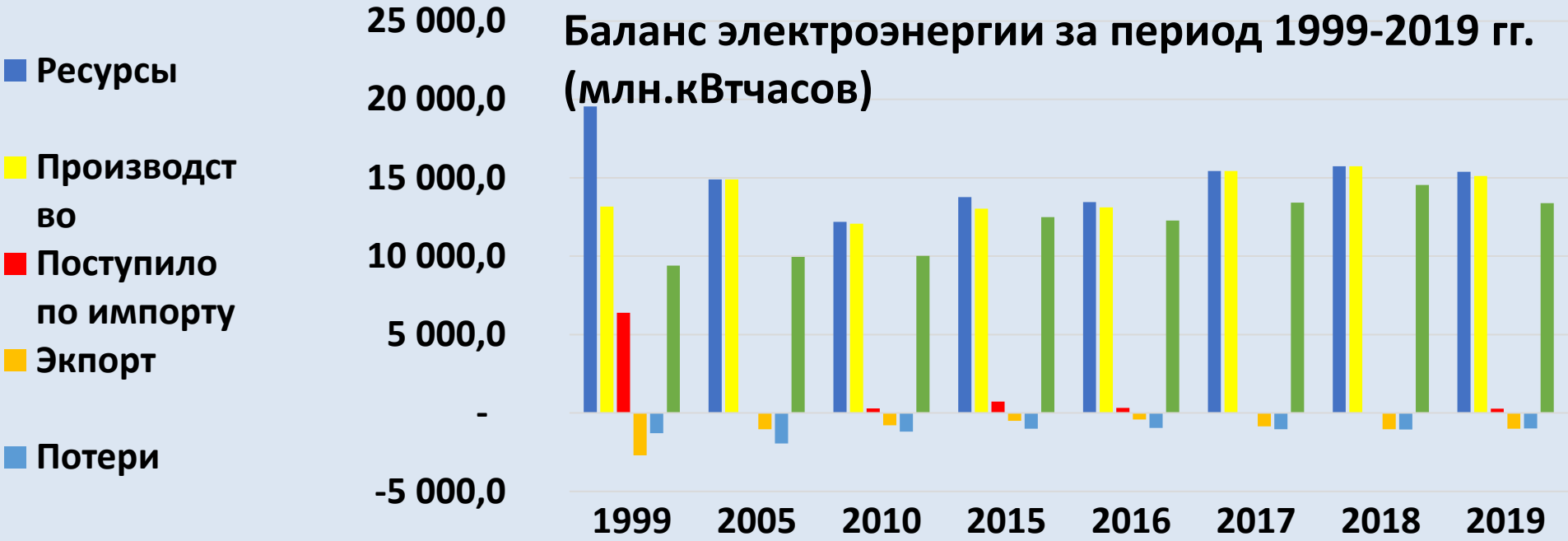
Топливно-энергетический баланс за период 1999-2019 года с учетом продуктов собственной переработки и преобразований.(тыс. тонн условного топлива)



Приходная часть ТЭБ за период 1999,2010,2019 г.г.

Потребление ТЭР по видам экономической деятельности за период 2017-2019 г. (т.у.т)

Баланс электроэнергии за период 1999-2019 гг. (млн.кВтчасов)



	1999	2005	2010	2015	2016	2017	2018	2019
Ресурсы	19 549	14 891	12 189	13 758	13 449	15 429	15 728	15384,2
Производство	13 159	14 891	12 073	13 029	13 118	15 429	15 728	15115
Поступило по импорту	6 390,	0,2	286,2	729,3	330,7	0	0	269,2
Экпорт	-2709	-1045	-789	-503	-410	-845	-1031	-1008
Потери	-1295	-1948	-1197	-996	-957	-1035	-1047	-993
Потреблено	9392	9946	10026	12488	12268	13408	14540	13387

Распределение электрической энергии за период 2017- 2019 г. (млн. кВтч)

Действующие тарифы на электрическую энергию для конечных потребителей

№ п/п	Группа потребителей	Тариф (тыйын за 1 кВтч)
1	Население в т.ч.:	
	- при потреблении до 700 кВтч в месяц (кроме население высокогорья)	77
	- при потреблении свыше 700 кВтч в месяц	216
	- население, проживающее в условиях высокогорья и отдаленных труднодоступных зонах КР, при потреблении до 1000 кВтч в месяц в период с 1 октября по 1 мая	77
	- население, проживающее в условиях высокогорья и отдаленных труднодоступных зонах КР, при потреблении свыше 1000 кВтч в месяц в период с 1 октября по 1 мая	216
2	Небытовые потребители (промышленность, сельское хозяйство, бюджетные и прочие)	224
3	Насосные станции	77,9

Средние тарифы на электрическую энергию для населения по странам СНГ

Страны	Валюта	Стоимость 1 кВтч электроэнергии									Курсы валют по НБКР на 16.11.20г.		
		Нац. валюта			Доллары США			Сом			У.е.		Сом
Армения	драм	34,98	-	44,98	0,07	-	0,09	5,99	-	7,70	10 драм	-	1,7 сом
											1$	-	84,8 сом
Азербайджан	манат	0,07	-	0,11	0,04	-	0,06	3,49	-	5,49	1 манат	-	49,9 сом
											1$	-	84,8 сом
Грузия	лари	0,15	-	0,27	0,05	-	0,08	3,86	-	6,96	1 лари	-	25,8 сом
											1$	-	84,8 сом
Беларусь	рубль	0,12	-	0,21	0,05	-	0,08	3,98	-	6,96	1 рубль	-	33,2 сом
											1$	-	84,8 сом
Россия	рубль	5,38	-		0,07	-		5,90	-		1 рубль	-	1,1 сом
											1$	-	84,8 сом
Таджикистан	сомони	0,17	-		0,01	-		1,26	-		1 сомони	-	7,5 сом
											1$	-	84,8 сом
Украина	гривны	0,90	-		0,03	-		2,71	-		1 гривны	-	3,0 сом
											1$	-	84,8 сом
Кыргызстан	сом		-		0,01	-	0,03	0,77	-	2,16		-	
											1$	-	84,8 сом

6

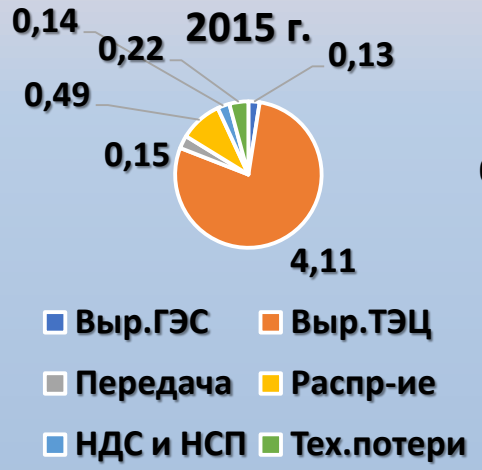
Примечание: *- данные из открытых источников;*
- при переводе тарифов в другую валюту применен официальный курс сома НБ КР по состоянию на 16 ноября 2020 года.

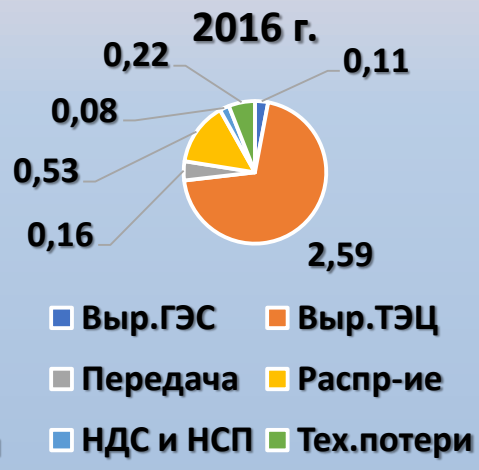
Структура стоимости 1 кВтч электроэнергии, средневыставленный тариф и дефицит с 2014-2018 годы (сом/кВтч)

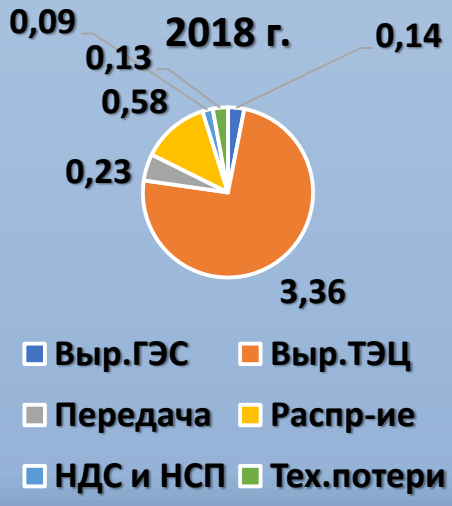
Наименование статьи затрат	2014 год (факт)	2015 год (факт)	2016 год (факт)	2017 год (факт)	2018 год (факт)
Выработка электроэнергии, в т.ч:	0,55	0,98	0,51	0,51	0,52
- на ГЭС	0,17	0,13	0,11	0,12	0,14
- на ТЭЦ	3,64	4,11	2,59	2,96	3,36
Передача	0,15	0,15	0,16	0,30	0,23
Распределение	0,50	0,49	0,53	0,57	0,58
НДС и НСП	0,08	0,14	0,08	0,10	0,09
Технические потери	0,15	0,22	0,11	0,13	0,12
Итого стоимость	1,44	1,98	1,40	1,61	1,55
Средневыставленный тариф	0,97	1,28	1,36	1,39	1,37
Дефицит тарифа	-0,47	-0,7	-0,04	-0,22	-0,18

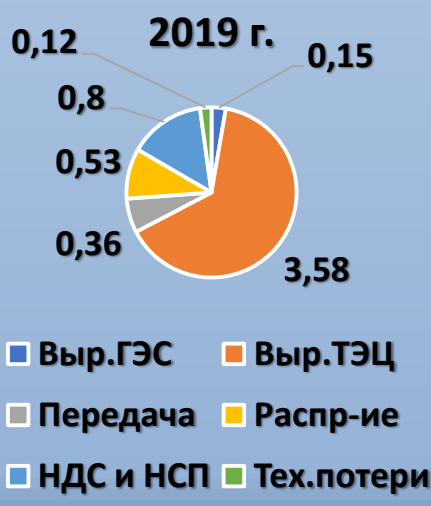
Себестоимость электрической энергии:

- 2014 г. – 1,44 кВт.ч;
- 2015 г. – 1,98 кВт.ч;
- 2016 г. – 1,40 кВт.ч;
- 2017 г. – 1,61 кВт.ч;
- 2018 г. – 1,55 кВт.ч;
- 2019 г. – 1,66 кВт.ч.









Наименование статьи затрат	2014 год (факт)	2015 год (факт)	2016 год (факт)	2017 год (факт)	2018 год (факт)	2019 (факт)
Выработка электроэнергии, в т.ч:	0,55	0,98	0,51	0,51	0,52	0,51
- на ГЭС	0,17	0,13	0,11	0,12	0,14	0,15
- на ТЭЦ	3,64	4,11	2,59	2,96	3,36	3,58
Передача	0,15	0,15	0,16	0,30	0,23	0,36
Распределение	0,50	0,49	0,53	0,57	0,58	0,53
НДС и НСП	0,8	0,14	0,08	0,10	0,09	0,10
Технические потери	0,15	0,22	0,11	0,13	0,12	0,13
Итого	**1,44**	**1,98**	**1,40**	**1,61**	**1,55**	**1,66**

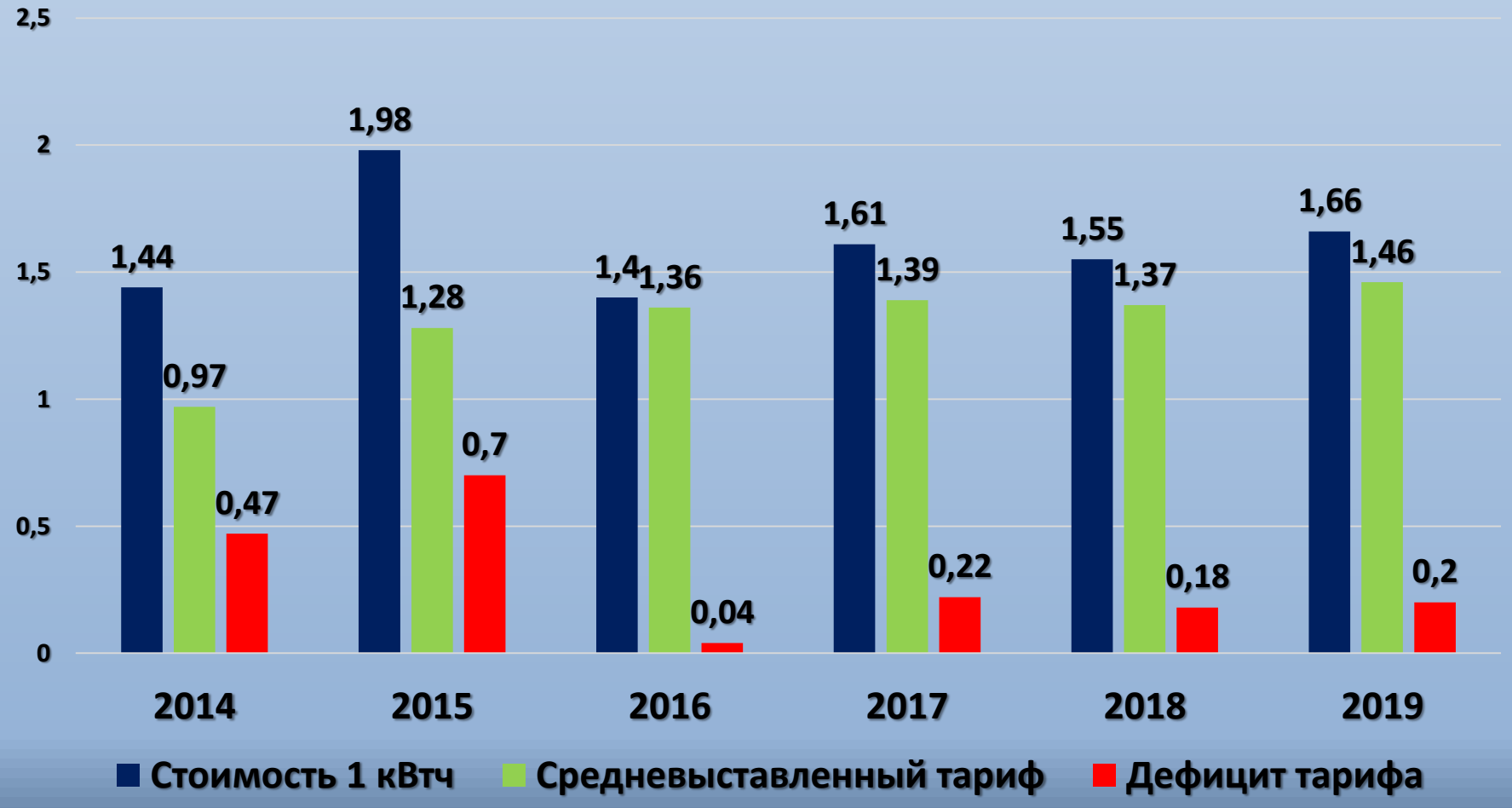
Стоимость теплоэнергии и среднеотпускной тариф (сом/Гкал)

Наименование	Ед. изм.	2014 (факт)	2015 (факт)	2016 (факт)	2017 (факт)	2018 (факт)
Стоимость выработки на ТЭЦ г. Бишкек	(сом за 1 Гкал)	802,2	809,0	938,3	1 004,	904,5
Стоимость распределения ОАО “Бишкектеплосеть”	(сом за 1 Гкал)	425,8	508	595,1	633,5	724,0
Итого	(сом за 1 Гкал)	1 406	1 557	1 761,	1 638	1 628
Среднеотпускной тариф	Сом/Гкал	240,8	394,1	415,9	449,6	460,0
Дефицит тарифа	Сом/Гкал	1165,5	1162,9	1345,	1188	1168

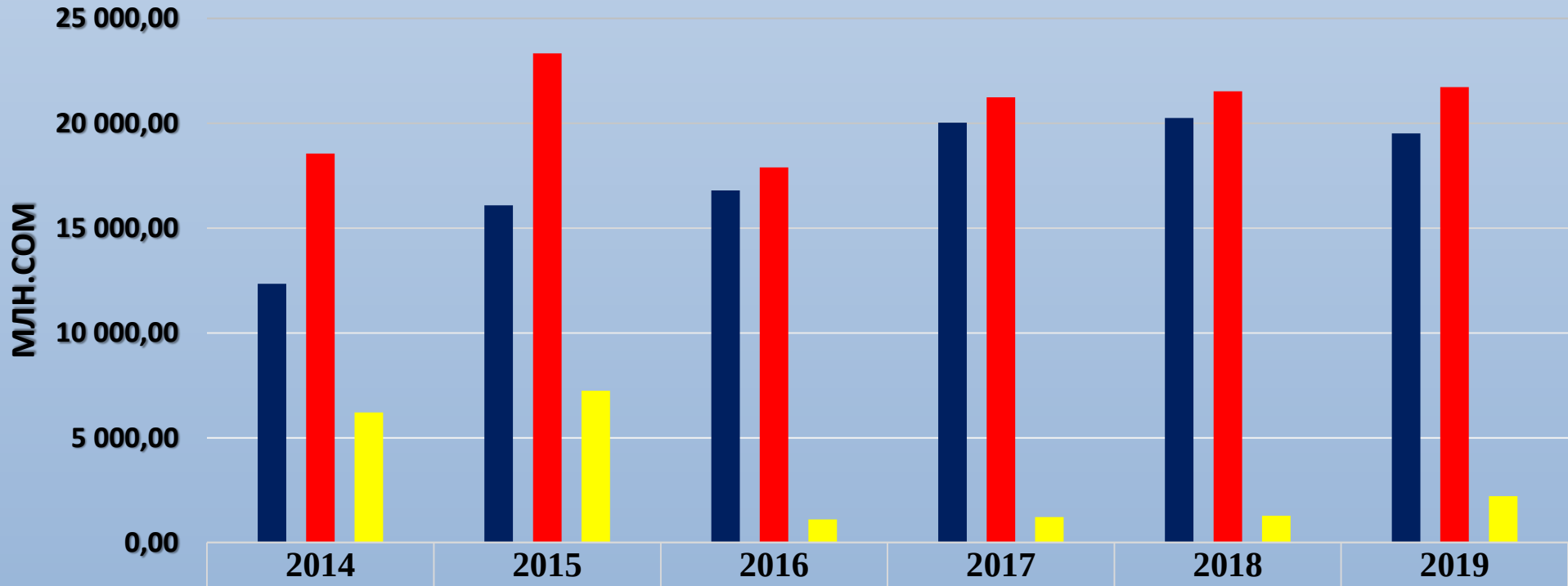
Покупные тарифы для РЭК и НЭСК

№ п/п	Энергокомпании с 01.10.2020 г.	ед.изм	Покупной тариф	Тариф на передачу	НДС	Итого
1.	ОАО «Северэлектро»	тыйын/кВтч	57,0	22,0	9,5	88,5
2.	ОАО «Востокэлектро»	тыйын/кВтч	33,6	22,0	6,7	62,3
3.	ОАО «Ошэлектро»	тыйын/кВтч	41,0	22,0	7,5	70,5
4.	ОАО «Жалалабатэлектро»	тыйын/кВтч	40,6	22,0	7,5	70,1

Динамика дефицита тарифа на электроэнергию (сом/кВт.ч)



Доходы, убытки и дефицит средств в электроэнергетике с 2014-2019 гг.

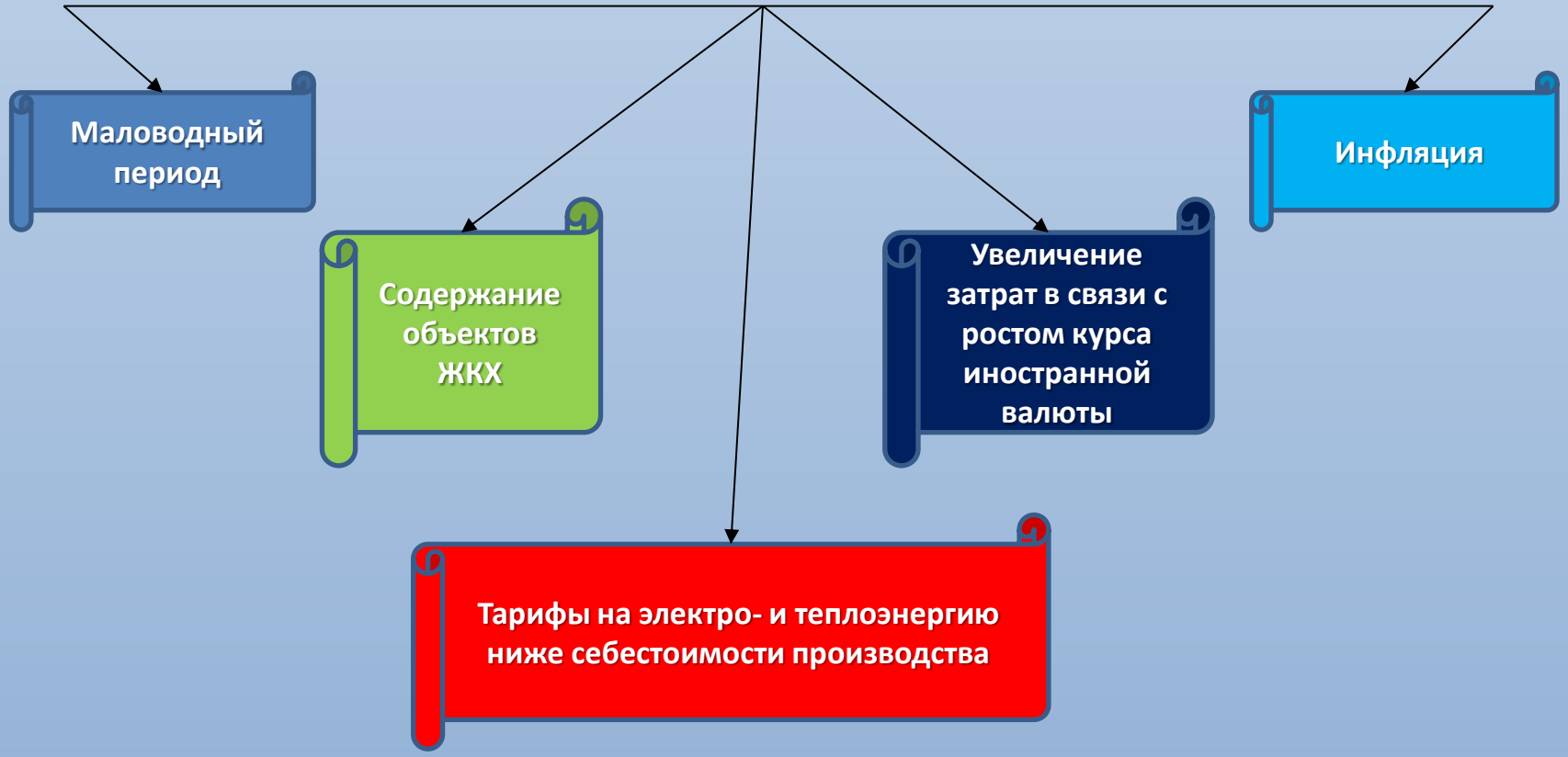


	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Доход	12 342,50	16 089,10	16 791,30	20 021,60	20 246,90	19514,81
Убытки	18 551,50	23 325,90	17 894,50	21 234,60	21 525,30	21723,49
Дефицит	6 209,00	7 236,80	1 103,20	1 213,00	1 278,40	2208,68

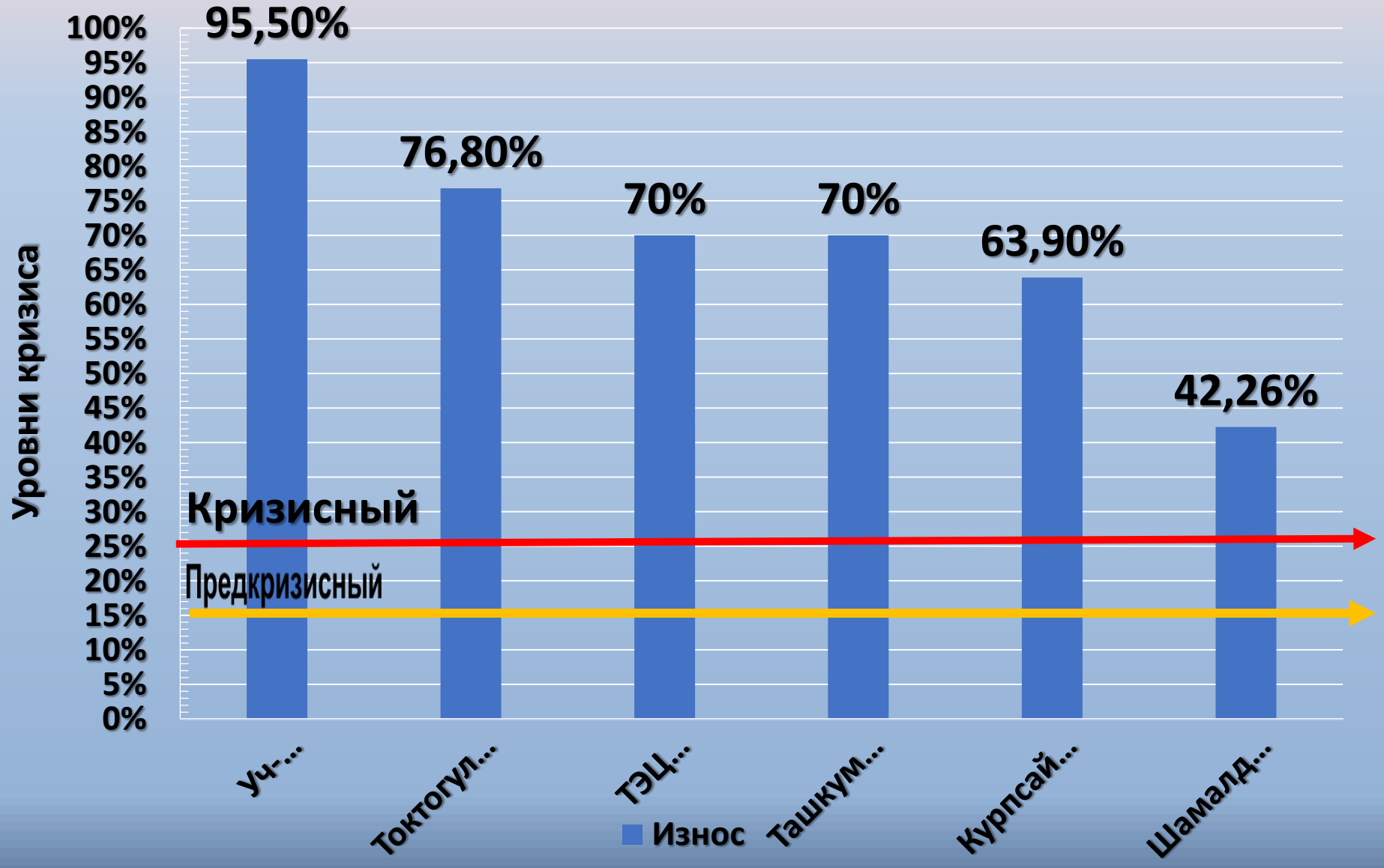
Необходимость пересмотра тарифной политики обусловлена тем, что:

- На протяжении вот уже 20 лет со дня создания регулятивный орган ГАРТЭК не может внедрить экономически обоснованную тарифную политику на ЭЭ и ТЭ в результате чего:
- энергетические компании убыточны и финансово неустойчивы;
- снизились возможности привлечения инвесторов и роста собственных средств на развитие;
- отсутствие средств на ремонт и их модернизацию привело к износу ОФ и к высоким потерям - технические и коммерческие;
- произошло изменение структуры потребления ТЭР в сторону увеличения электроэнергии, снижением потребления угля , газа, топочного мазута и дизтоплива из-за высоких цен на них;
- нет резерва на существующих мощностях и практически достигнут предел производства ЭЭ и ТЭ, возросли аварийные ситуации, перерывы в электроснабжении и хищения;
- Правительством КР предпринимаются командно-административные ограничительные меры вместо внедрения рыночных механизмов;
- Попытки ГАРТЭК к повышению тарифов вызывает социальную напряженность;
- **В итоге : кризисная ситуация в энергетике и нарастание угроз ЭБ страны**

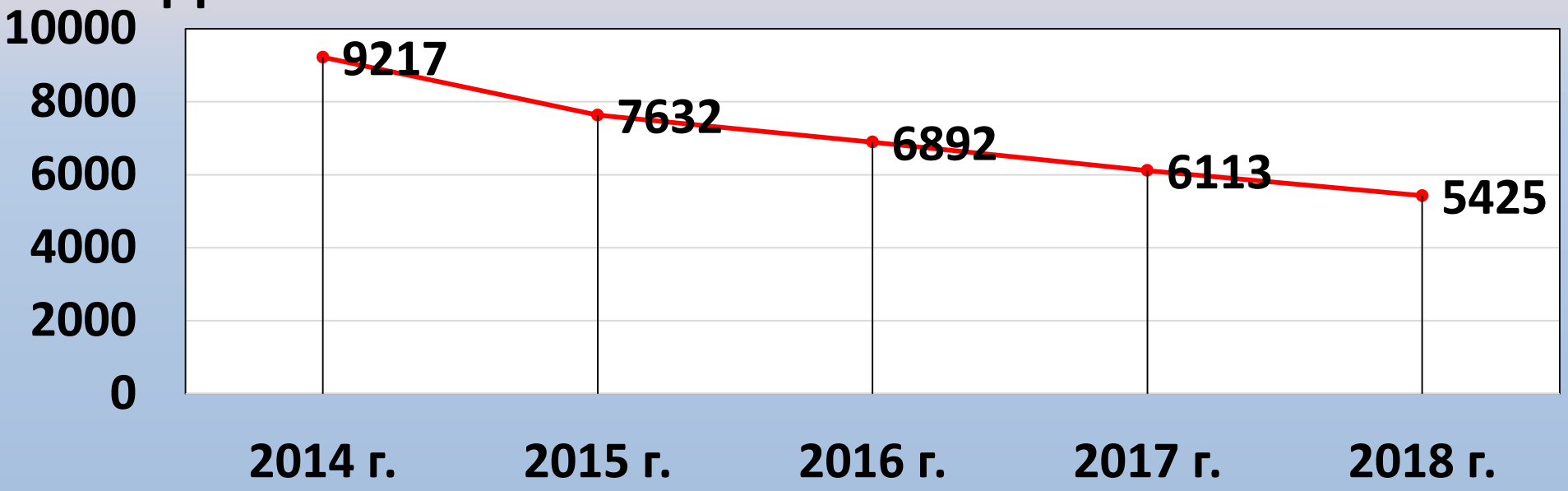
Ключевые проблемы ОАО «Электрические станции»
Факторы риска



Износ основных фондов ОАО "ЭС"



Динамика снижения количества отключений



Ущербы от перерывов в электроснабжении и в том числе за счет климатического фактора:

2017 год = -934,9 тыс.кВт.ч

2018 год = -448,8 тыс.кВт.ч

2019 год = -407,5 тыс.кВт.ч

Ущерб от перерывов электроснабжения населению:

2017 год = 1328255,7 сом *кВт.ч/дом.хоз

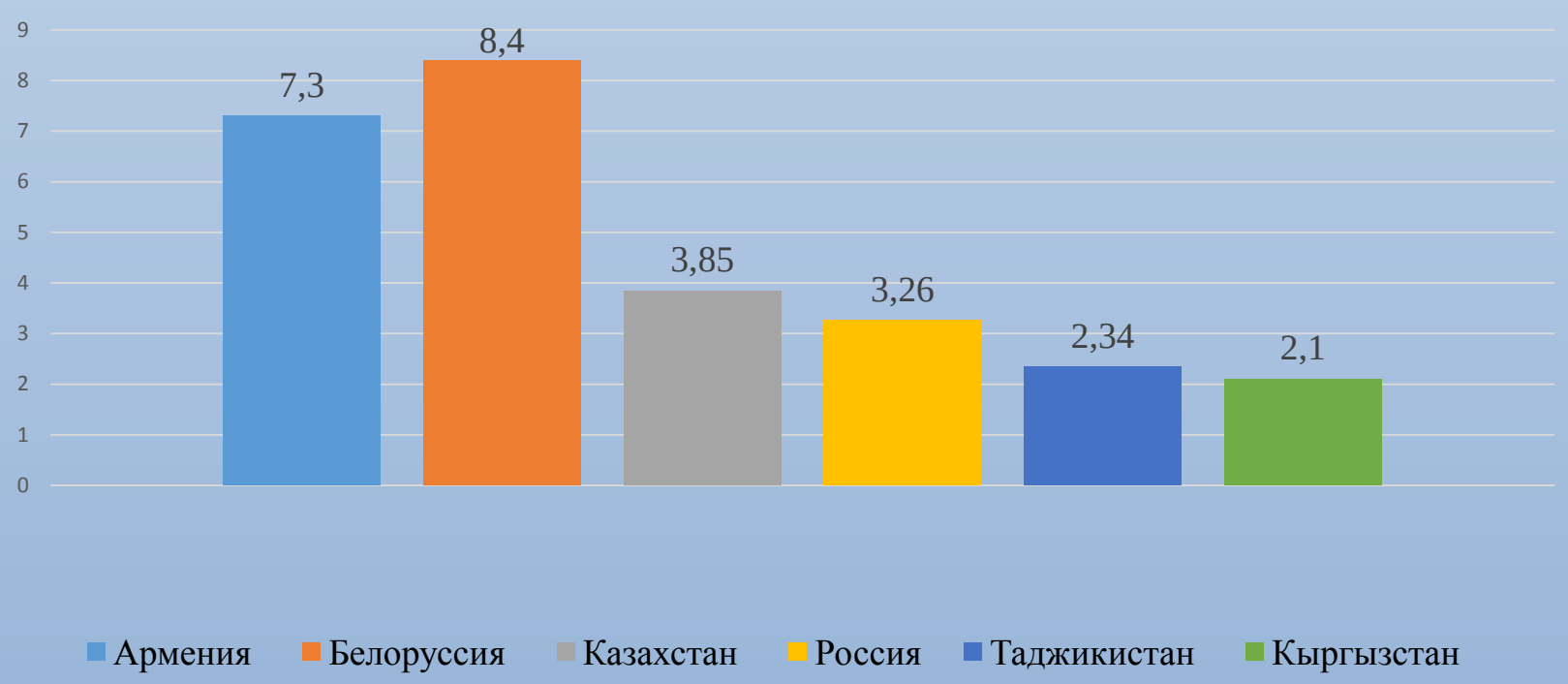
2018 год = 143346,5 сом *кВт.ч/дом.хоз

2019 год = 151002,8 сом *кВт.ч/дом.хоз

Меры по решению проблем энергетических компаний:

1. Установить тарифы на уровне себестоимости производства электрической и тепловой энергии;
2. Модернизация и реконструкция основных фондов;
3. Передача объектов ЖКХ на баланс органов местного самоуправления;
4. Передача ТЭЦ г.Бишкек и ТЭЦ г.Ош в мэрии городов;
5. Прирост и ввод новых мощностей;
6. Политика энергосбережения и просвещение населения в области энергосбережения.

Средние тарифы на электроэнергию для населения по странам СНГ



Предложения экономически обоснованных тарифов по категориям потребителей на 2020-2023 гг.

В связи со сложившейся кризисной ситуацией в энергосистеме с дефицитом средств, большой задолженностью по кредитам энергетических компаний (в сумме 103,3 млрд сом) нами исследованы возможности выхода энергетических компаний из такого кризисного состояния путем разработки экономически обоснованных тарифов по категориям потребителей в республике.

По прогнозным оценкам при введении экономически обоснованных тарифов на электрическую энергию для конечных потребителей среднеотпускной тариф для не бытовых потребителей снижается на 9,3 %, при этом среднеотпускной тариф для бытовых абонентов увеличивается на 37,1 %.

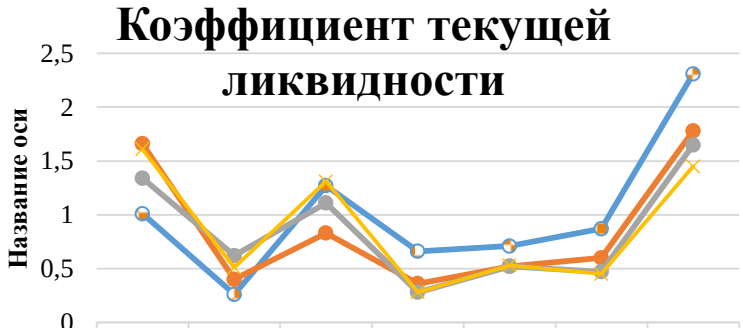
В результате к 2023 году среднеотпускной тариф для конечных потребителей составит 2,18 сом/кВтч, в том числе :

- для бытовых потребителей тариф составит – 2,20 сом/кВтч или больше на 0,74 сом/кВтч по сравнению с действующими тарифами;
- - для не бытовых потребителей тариф составит – 2,17 сом/кВтч или больше на 0,03 сом/кВтч по сравнению с действующими тарифами.

Таким образом, при установлении экономически обоснованных тарифов на электрическую энергию, ожидается увеличение дохода по энергосистеме на 17,8 млрд. сомов к 2023 году, что позволит выйти к прибыли по энергосистеме на 2,78 млрд. сомов.

Однако необходимо отметить, что при существующей ситуации ограничения роста тарифов лицами принимающими решения нет вероятности утверждения полученных тарифов на электрическую энергию по категориям потребителей особенно для ЖКХ и населения.

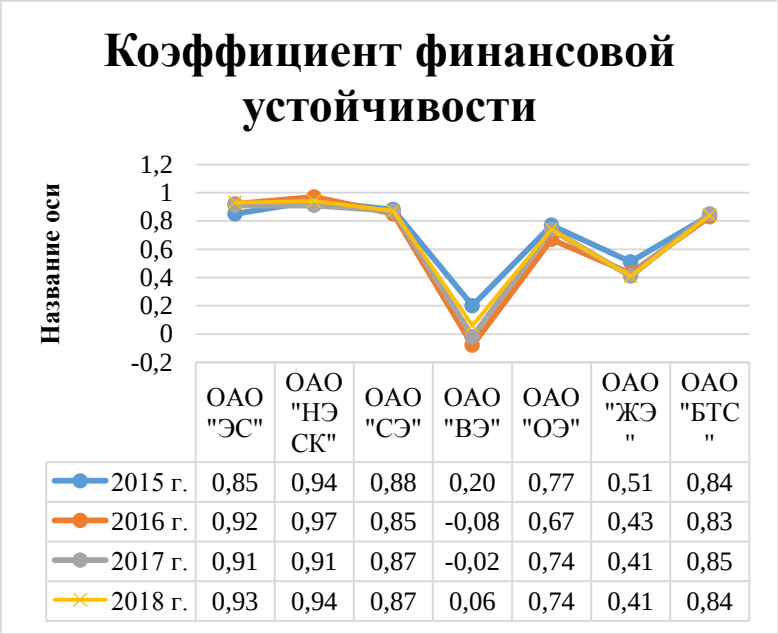
Финансовые показатели энергетических компаний за период 2015-2018 годы



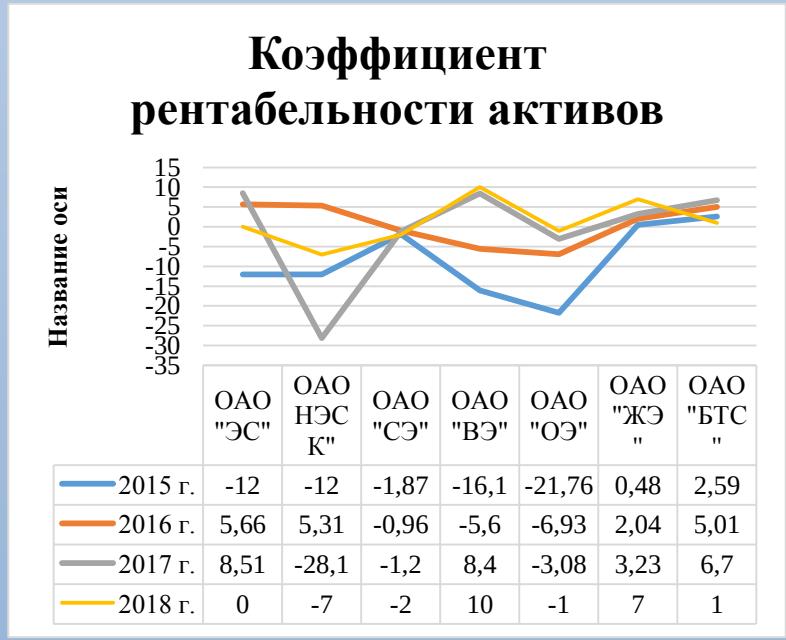
	ОАО "ЭС"	ОАО "НЭСК"	ОАО "СЭ"	ОАО "ВЭ"	ОАО "ОЭ"	ОАО "ЖЭ"	ОАО "БТС"
2015 г.	1,01	0,26	1,27	0,66	0,71	0,87	2,31
2016 г.	1,66	0,40	0,83	0,36	0,52	0,60	1,78
2017 г.	1,34	0,62	1,11	0,28	0,52	0,47	1,65
2018 г.	1,61	0,51	1,31	0,28	0,53	0,45	1,45

	ОАО "ЭС"	ОАО "НЭСК"	ОАО "СЭ"	ОАО "ВЭ"	ОАО "ОЭ"	ОАО "ЖЭ"	ОАО "БТС"
2015 г.	0,16	0,14	0,19	0,01	0,04	0,03	0,33
2016 г.	0,43	0,17	0,11	0,02	0,03	0,03	0,20
2017 г.	0,37	0,09	0,10	0,01	0,07	0,04	0,06
2018 г.	0,5	0,28	0,14	0,02	0,05	0,06	0,08

Финансовые показатели энергетических компаний за период 2015-2018 годы



	ОАО "ЭС"	ОАО "НЭСК"	ОАО "СЭ"	ОАО "ВЭ"	ОАО "ОЭ"	ОАО "ЖЭ"	ОАО "БТС"
2015 г.	0,85	0,94	0,88	0,20	0,77	0,51	0,84
2016 г.	0,92	0,97	0,85	-0,08	0,67	0,43	0,83
2017 г.	0,91	0,91	0,87	-0,02	0,74	0,41	0,85
2018 г.	0,93	0,94	0,87	0,06	0,74	0,41	0,84



	ОАО "ЭС"	ОАО НЭСК"	ОАО "СЭ"	ОАО "ВЭ"	ОАО "ОЭ"	ОАО "ЖЭ"	ОАО "БТС"
2015 г.	-12	-12	-1,87	-16,1	-21,76	0,48	2,59
2016 г.	5,66	5,31	-0,96	-5,6	-6,93	2,04	5,01
2017 г.	8,51	-28,1	-1,2	8,4	-3,08	3,23	6,7
2018 г.	0	-7	-2	10	-1	7	1

Предложения экономически обоснованных тарифов по категориям потребителей на 2020-2023 гг.

В связи со сложившейся кризисной ситуацией в энергосистеме, связанной с дефицитом средств, большой задолженностью по кредитам энергетических компаний (в сумме 103,3 млрд сом), нами исследованы возможности выхода энергетических компаний из такого кризисного состояния путем разработки экономически обоснованных тарифов по категориям потребителей в республике (Слайд 14).

По прогнозным оценкам при введении экономически обоснованных тарифов на электрическую энергию для конечных потребителей среднеотпускной тариф для не бытовых потребителей снижается на 9,3 %, при этом среднеотпускной тариф для бытовых абонентов увеличивается на 37,1 %.

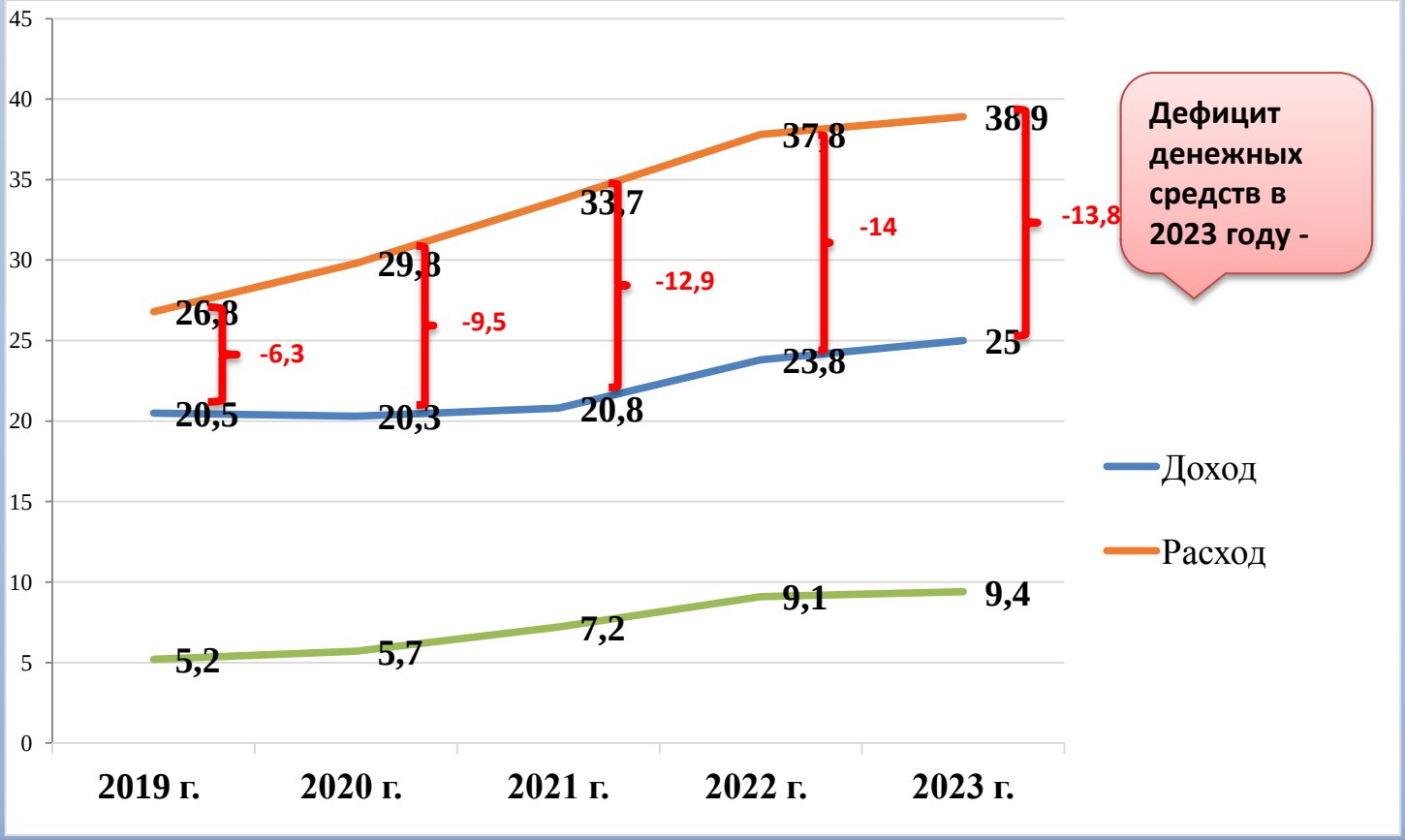
В результате к 2023 году среднеотпускной тариф для конечных потребителей составит 2,18 сом/кВтч, в том числе :

- для бытовых потребителей тариф составит – 2,20 сом/кВтч или больше на 0,74 сом/кВтч по сравнению с действующими тарифами;
- для не бытовых потребителей тариф составит – 2,17 сом/кВтч или больше на 0,03 сом/кВтч по сравнению с действующими тарифами.

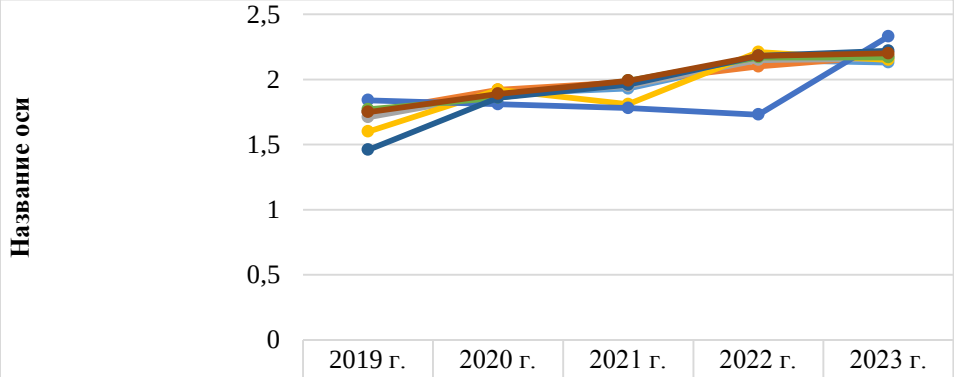
Таким образом, при установлении экономически обоснованных тарифов на электрическую энергию ожидается увеличение дохода по энергосистеме на 17,8 млрд. сомов к 2023 году, что позволит выйти к прибыли по энергосистеме на 2,78 млрд. сомов.

Однако необходимо отметить, что при существующей ситуации ограничения роста тарифов лицами принимающими решения нет вероятности утверждения полученных тарифов на электрическую энергию по категориям потребителей особенно для ЖКХ и населения.

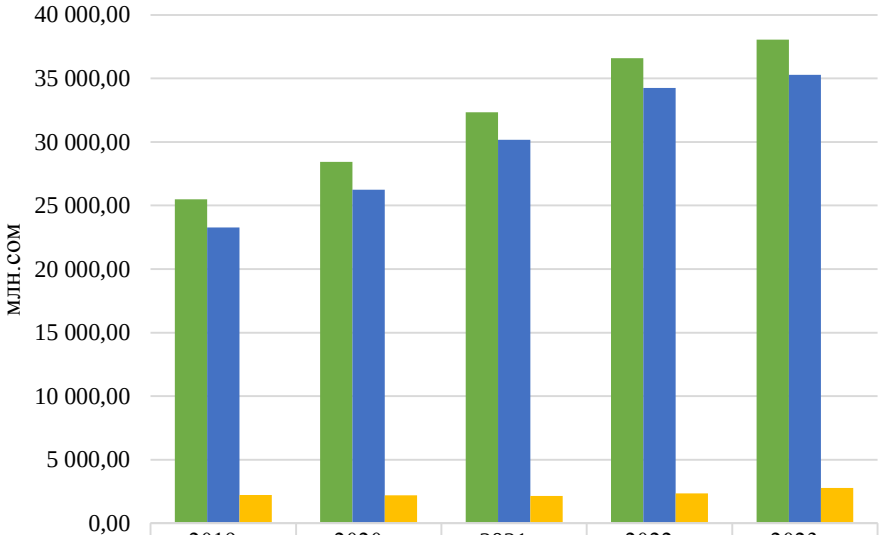
Финансовые риски и угрозы при сохранении действующих тарифов на э/э (млрд сом)



Прогнозные финансово-экономические показатели по энергосистеме при введении самоокупаемых тарифов на э/э на 2019-2023 годы



	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
с/х	1,75	1,89	1,93	2,15	2,13
транспорт	1,75	1,92	1,98	2,10	2,18
промышленность	1,71	1,89	1,95	2,15	2,16
торговля	1,60	1,92	1,81	2,21	2,15
фин.ус.	1,84	1,81	1,78	1,73	2,33
строительство	1,77	1,86	1,99	2,17	2,17
прочие	1,46	1,86	1,96	2,18	2,22
ЖКХ	1,75	1,89	1,99	2,18	2,20



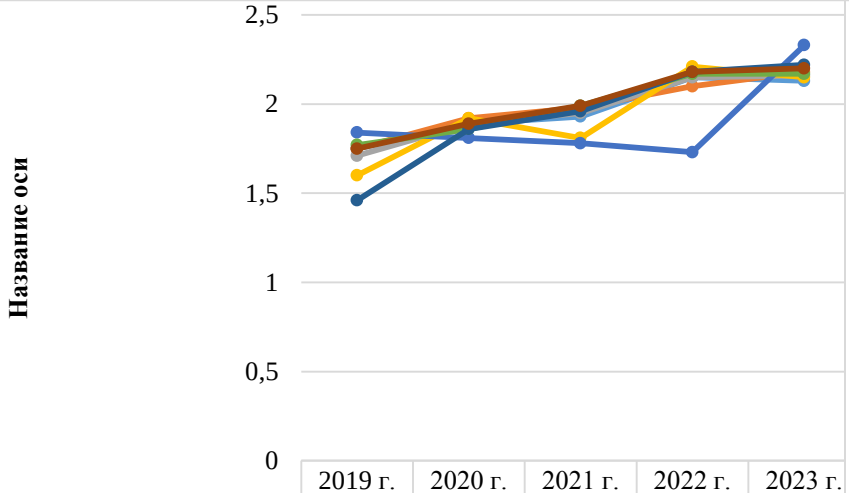
	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Доход	25 484,30	28 435,60	32 333,20	36 596,50	38 056,80
Расход	23 261,80	26 247,10	30 177,40	34 246,20	35 276,90
Профицит	2 222,50	2 188,50	2 155,80	2 350,30	2 779,90

Предложения экономически обоснованных тарифов по категориям потребителей на 2019-2023 гг. с учетом оптимизации затрат

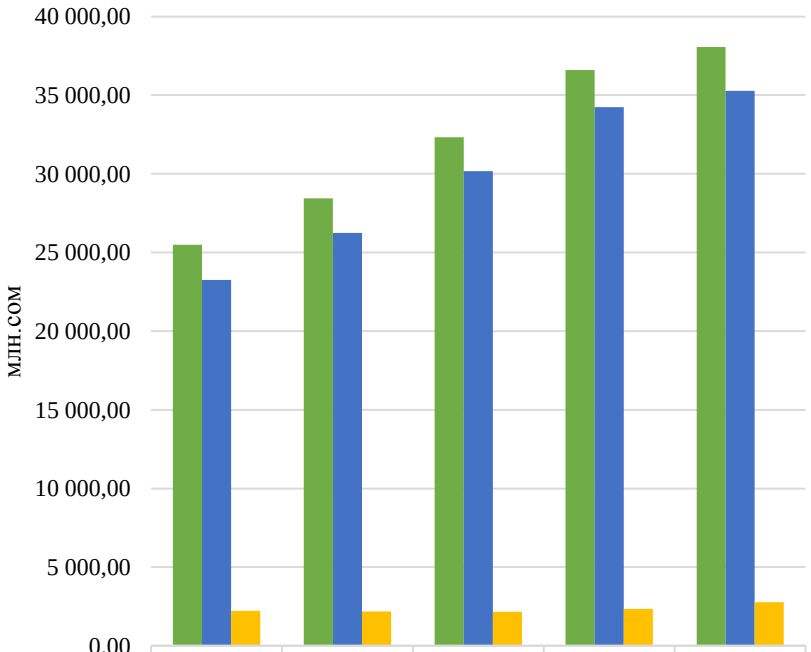
В связи с тем, что мы получили высокие темпы роста тарифов, который на сегодняшний день проблематично утверждать, нами предлагается оптимизировать затраты энергетических компаний и приведения их в соответствии с нормативами расхода материальных затрат и фонда оплаты труда, как антикризисная мера:

- 1. Для этого был использован метод определения точки безубыточности самой дефицитной компании ОАО «ЭС». По представленным затратам расчет точки безубыточности показал, что ОАО «Электрические станции» в среднем должны произвести 30,4 млрд кВтч электроэнергии в год, в то время как, при существующей мощности компания может выработать 14 – 15 млрд кВтч в год. В связи с чем, нами произведены расчеты со снижением затрат под существующую и планируемую выработку на 2019 – 2023 годы на 45 % («материальные затраты», «прочие расходы»), а также снижения заработной платы на 15 % по остальным энергетическим компаниям (как это практикуется в странах с рыночной экономикой в условиях кризиса часто внедряется - «политика затягивания поясов»).
- 2. Проведенный анализ уровня жизни населения по странам показал, что размер средней заработной платы и пенсии в Кыргызстане низкий, если сравнить ее с другими постсоветскими странами В Центральной Азии. Кыргызстан опережает лишь Таджикистан, где размер средней заработной платы составляет – 182 долл. США, а пенсии - 27,95 долл. США. При этом, средний тариф на электроэнергию составляет 2,34 цент США или выше на 11,4 % по сравнению с средним тарифом Кыргызстана. Размер средней пенсии в Кыргызстане находится на уровне средней пенсии в Армении, где тариф превышает более, чем в 3 раза тарифа Кыргызстана (Слайд 17).
- 3. Кроме того, по данным энергетических компаний средняя заработная плата составляет 27,6 тыс. сом, а по данным Национального статистического комитета КР средняя заработная плата по республике составляет 16, 4 тыс. сом, что выше на 68,3 %.

Прогнозные финансово-экономические показатели по энергосистеме при введении самоокупаемых тарифов на э/э на 2019-2023 годы

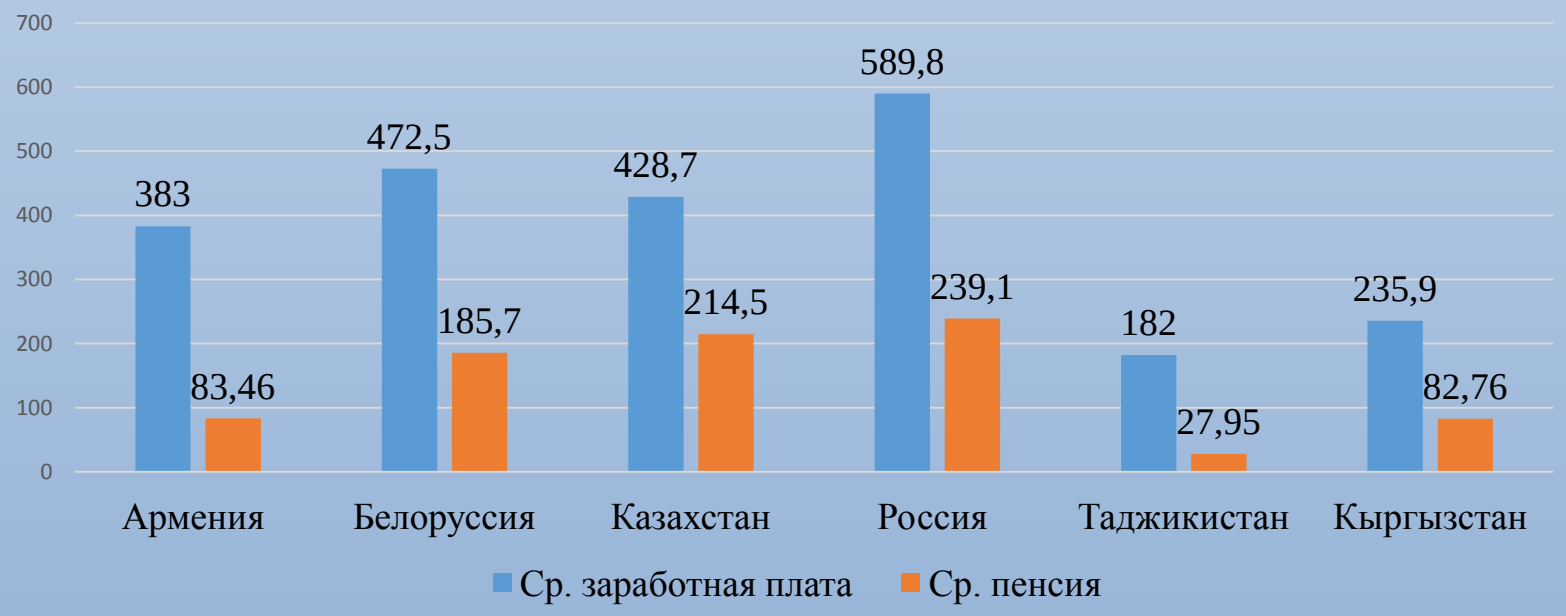


	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
с/х	1,75	1,89	1,93	2,15	2,13
транспорт	1,75	1,92	1,98	2,10	2,18
промышленность	1,71	1,89	1,95	2,15	2,16
торговля	1,60	1,92	1,81	2,21	2,15
фин.ус.	1,84	1,81	1,78	1,73	2,33
строительство	1,77	1,86	1,99	2,17	2,17
прочие	1,46	1,86	1,96	2,18	2,22
ЖКХ	1,75	1,89	1,99	2,18	2,20



	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Доход	25 484,30	28 435,60	32 333,20	36 596,50	38 056,80
Расход	23 261,80	26 247,10	30 177,40	34 246,20	35 276,90
Профицит	2 222,50	2 188,50	2 155,80	2 350,30	2 779,90

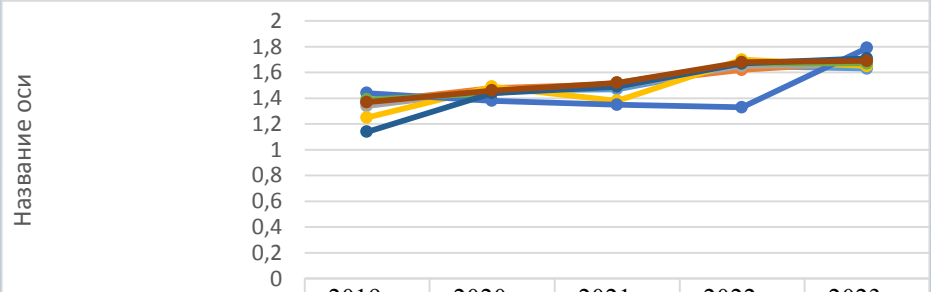
Уровень жизни населения по странам СНГ



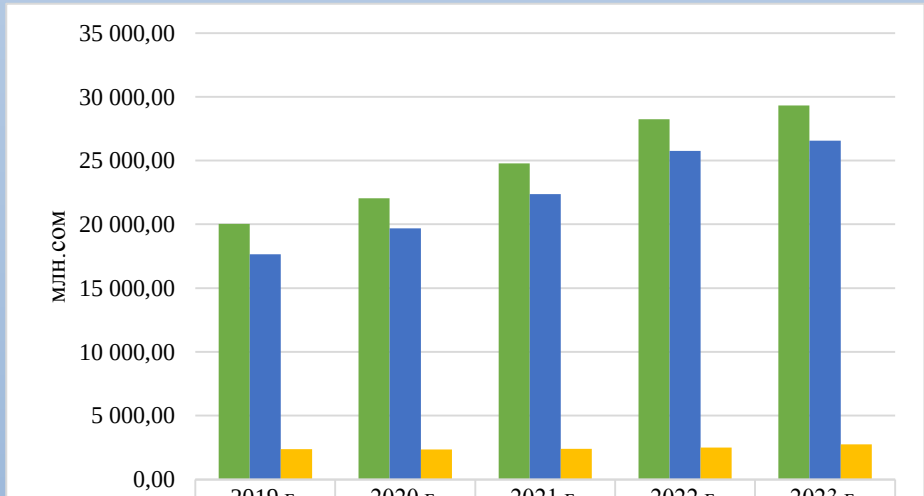
Сравнительный анализ средней з/п в энергосекторе с средней з/п по республике

Период	Средняя з/п по республике	Средняя з/п в энергосекторе	Отклонение в %
2014 г.	12 285	16 636,9	35,4 %
2015 г.	13 483	20 546,7	52,3 %
2016 г.	14 847	18 337,6	23,5 %
2017 г.	15 670	23 700,8	51,2 %
2018 г.	16 427	27 688,6	68,5 %

Прогнозные финансово-экономические показатели по энергосистеме, при самокупаемых тарифах на э/э на 2019 -2023 годы после оптимизации затрат энергетических компаний



	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
с/х	1,37	1,46	1,47	1,65	1,63
транспорт	1,37	1,48	1,51	1,62	1,68
промышленность	1,34	1,46	1,49	1,65	1,66
торговля	1,25	1,49	1,38	1,70	1,65
фин.ус.	1,44	1,38	1,35	1,33	1,79
строительство	1,39	1,44	1,52	1,67	1,67
прочие	1,14	1,44	1,49	1,67	1,71
ЖКХ	1,37	1,46	1,52	1,68	1,69



	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Доход	20 032,50	22 048,10	24 777,20	28 242,00	29 321,80
Расход	17 655,80	19 690,90	22 379,40	25 746,30	26 572,60
Профицит	2 376,70	2 357,20	2 397,80	2 495,70	2 749,20

Предлагаемая схема процесса формирования тарифов на энергоносители в КР

Предлагаемая организационная структура управления и регулирования энергетическим сектором КР

Практические рекомендации:

- 1. Финансовое оздоровление необходимо достичь путем снижения затрат и потерь до нормативного уровня и внедрении тарифов, которые включали бы не только полную стоимость производства, передачи и распределения электрической и тепловой энергии, возмещение привлеченных инвестиций, но и затраты на модернизацию, техническое перевооружение и развитие. Необходимо в срочном порядке обновить нормативно техническую документацию.
- 2. Действующее в настоящее время перекрестное субсидирование должно быть устранено и необходим переход от социально ориентированных тарифов к экономически обоснованным тарифам с адресной социальной выплатой на энергоносители населению с низким уровнем доходов.
- 3. Необходимо проведение реформы в структуре управления энергетической отраслью, налаживания межгосударственных энергетических связей и обеспечения гарантий правительством КР перед инвесторами. Для этого необходимо восстановление отдельного госоргана Министерство энергетики КР. Национальный энергохолдинг необходимо упразднить, как излишнюю структуру управления энергетическими компаниями, затраты на содержание которой включены в тарифы на электрическую и тепловую энергию.

Практические рекомендации:

- 4. Необходимо также совершенствование финансового менеджмента в энергетических компаниях с соблюдением основополагающих статей Закона КР «Об акционерных обществах», а также принципов наилучшей международной практики по обеспечению прозрачности их деятельности и включения в состав Совета директоров ОАО независимых директоров (1/3 из общего состава) по рекомендации госоргана, отвечающего за энергетическую политику. В состав Ревизионной комиссии также необходимо включать независимых экспертов (финансистов) с внесением коррективов в существующие подзаконные акты. Исполнительная дирекция не имеет права входить в состав Совета директоров.
- 5. Разработку тарифов необходимо переводить в отслеживаемый по затратам в энергетических компаниях процесс, учитывать интересы потребителей, проведения энергосберегающей политики и после этого, на базе полученной объективной информации, принимать решение, насколько надо повышать тарифы в стране. При таком раскладе тарифный процесс можно будет поставить под контроль и не допускать уровень оплаты за электрическую энергию выше реальной платежеспособности населения.
- 6. Необходимо проводить широкие общественные слушания, информировать общественность о реальных затратах энергетических компаний с целью обоснования устанавливаемых тарифов на электрическую и тепловую энергию, а также природный газ. На сегодняшний день потребители не обладают достаточной информацией об истинной стоимости электроэнергии и о состоянии изношенности оборудования электростанций, в связи с чем и растет недовольство при повышении тарифов на них.

Меры по решению проблем энергетических компаний:

1. Установить тарифы на уровне себестоимости производства электрической и тепловой энергии;
2. Модернизация и реконструкция основных фондов;
3. Передача объектов ЖКХ на баланс органов местного самоуправления;
4. Передача ТЭЦ г.Бишкек и ТЭЦ г.Ош в мэрии городов;
5. Прирост и ввод новых мощностей;
6. Политика энергосбережения и просвещение населения в области энергосбережения.

Установление экономически обоснованной тарифной политики позволит не только увеличить эффективность деятельности энергетических компаний, достигнуть их безубыточности и устранить дефицит в энергетической системе, но и поможет достигнуть стабилизации и увеличение мощности в энергетической сфере, что принесет республике дополнительные возможности для роста экономики, а так же приоритет в участии на едином рынке ЭЭ ОЭС ЦА и ЕАЭС.

2.6 Тарифная и социальная политика в энергетическом секторе Грузии

Демур Чомахидзе. Доктор экономических наук, профессор. Старший советник национальной комиссии по регулированию энергетики и водоснабжения Грузии.

Тарифная и социальная политика в энергетическом секторе Грузии

Демур Чомахидзе. Доктор экономических наук, профессор

Старший советник национальной комиссии по регулированию энергетики и водоснабжения Грузии

- Грузия с 18 августа 2009 г. не является членом СНГ. Она одна из первых среди бывших советских республик (после Украины и России) ввела государственное регулирование отрасли (с 8 августа 1996 г.).
- Таким образом, уже почти 25 лет политика образования тарифов в Грузии на электроэнергию и природный газ, ориентирована на государственное регулирование. Методологической основой установления тарифов является принцип полной окупаемости. Принципы установления тарифов с 2020 г. регулируются Законом Грузии «об энергетике и водоснабжении» и направлены на защиту конкуренции на энергетическом рынке с целью восстановления и развития энергетического комплекса.
- Тарифы устанавливаются на основе следующих принципов:
  - Защита потребителей от завышенных цен со стороны монополий;
  - Покрытие стоимости сервисных работ, выполняемых лицензиатом;
  - Улучшение финансового состояния отрасли, повышение эффективности управления, снижение затрат;
  - Возможности государства в области снижения тарифов;
  - Специфика потребителей разных категорий;
  - Привлечение инвесторов и создание для них благоприятной среды посредством тарифной политики как решающего определяющего фактора.

- Существующий механизм регулирования, основанный на принципе возмещения затрат, не может эффективно работать и обеспечивать окупаемость расходов на электроэнергию в условиях низких доходов, вызванных экономическим кризисом в стране.
- Финансовый кризис в стране и действующее законодательство не дают возможности субсидировать регулируемые тарифы. Более того, доля налогов в розничных тарифах на электроэнергию и природный газ, установленная Налоговым кодексом Грузии, составляет примерно 50%, что совершенно неприемлемо для развития сектора.
- При этом учитывается, что энергетический комплекс Грузии был ориентирован на единую энергосистему бывшего Советского Союза, а дефицит как электрической, так и тепловой энергии в стране покрывался за счет электроэнергии и топлива, поставляемых из объединенной системы. После распада СССР межсетевые соединения были разрушены, и этот процесс привел к энергетическому кризису.

- Необходимость энергетической независимости страны требует такого подхода к развитию отрасли, который учитывал бы эти факторы.
- Исходя из вышесказанного, в прогнозном периоде внимание следует уделять, прежде всего, реабилитации энергосистемы и ее модернизации согласно темпов экономического развития.
- Развитие энергетической отрасли требует пересмотра тарифной политики и ее поэтапного регулирования, обеспечивая возможность развития энергетического комплекса по установленным темпам.

Таблица 1. Уровень потребительского тарифа на электроэнергию по состоянию на 01.01.2021

Потребление в месяц, кВт*час	Тариф без НДС, тетри/кВт*час	
	АО "Теласи"	АО "Энерго-Про-Джорджия"
0 -101	15,289	15,026
101 - 301	18,689	18,396
301 и более	22,489	22,226

Примечание: 1 ларч = 100 тетри; 3,3 ларч = 1 доллар США;
Распределительные компании: АО «Теласи» (город Тбилиси), АО "Энерго-Про-Джорджия" (регионы);
НДС = 18%.

- В прошедший период для Грузии характерна тенденция к повышению тарифов. Например, в 1996-2000 годах тарифы на электроэнергию выросли примерно в 3,5-4 раза, что является характерной чертой стран с рыночной экономикой. Повышение тарифов в основном связано с ухудшением природных условий. Согласно нашим исследованиям, для снижения тарифа необходимо идти в ногу с темпами ухудшения природных условий на местах, темпами научно-технического и управленческого прогресса. В противном случае тариф увеличится.
- Очевидно, что изменение тарифов тесно связано с существующей социальной политикой в секторе. Стратегия энергетического комплекса Грузии направлена на создание условий гармоничного существования каждого гражданина Грузии в его естественной и социальной среде, что должно обеспечить развитие нации в соответствии с ее духовными устремлениями, сохранение уникального культурного и природного наследия.
- Исходя из этой проблемы, одной из основных целей стратегии энергетического комплекса Грузии является обеспечение населения страны, объектов социального и стратегического значения электроэнергией и другими видами энергоресурсов по умеренным ценам.

- При проведении структурных изменений, задачей социальной политики государства является управление сопутствующими негативными влияниями, которые, естественно негативно отражаются на отдельных субъектов экономической группы.
- У этих проблем есть два аспекта:
  - В процессе реформ, сведение к минимуму воздействия указанных последствий на социально незащищенные слои населения и на результаты реформирования, проводимого в системах социального и стратегического значения;
  - Улучшение социальных условий работников энергетического комплекса.
- Реализация этих функций зависит от создания таких эффективных организационных и экономических механизмов, с помощью которых будут предусмотрены следующие меры:
  - Формирование институтов, ответственных за энергоснабжение населения и объектов социально-стратегического значения;
  - Формирование эффективной и целенаправленной системы содержания социально незащищенных слоев населения;
  - Рационализация расходной системы бюджета, ориентированной на социальную помощь;
  - Разработка и реализация целевых программ, учитывающих ситуацию в отдельных регионах страны.

- Наряду с мерами по преодолению социальных проблем населения страны, необходимо осуществлять комплексную деятельность с учетом следующих специфических условий для работников энергетического комплекса:

• Создание безопасных условий труда и минимизация случаев аварий и травматизма;

• Поддержка работников, уволенных в связи с внедрением новых технологий в отрасли;

• Создание специального пенсионного фонда;

• Специальные оздоровительно-реабилитационные программы для сотрудников в условиях непрерывного цикла;

• Меры по привлечению молодых специалистов;

• Развитие системы непрерывного обучения специалистов всех уровней.

- Кроме того, стратегия предусматривает следующие способы решения социальных проблем в ЕС:
  - Привлечение местных и иностранных инвестиций;
  - Улучшение социальной среды работников энергетического комплекса;
  - На основании решений Национальной комиссии по регулированию энергетики осуществление систематического надзора за техническим состоянием и безопасной эксплуатацией электрооборудования и устройств.
- Реализация вышеупомянутых проблем энергетического комплекса вместе с доходами сектора требует также бюджетной и законодательной поддержки.

- В Грузии как и во всем мире, тарифы на электроэнергию имеют тенденцию роста.
- На уровень тарифов действуют многие факторы.
- Среди них особое значение имеют те факторы, которые предусматривают совместное влияние на рост тарифов(эксплуатационные и инвестиционные затраты, экология и др.)
- Известно что, в топливно-добывающих отраслях (нефть, уголь. Природный газ), а также в гидроэнергетическом строительстве ввод новых мощностей осуществляется в все более трудных условиях. Если сюда добавить необходимость предусмотрения экологических требований, становится ясным, что добыча (производство) энергоносителей, требует еще более значительных затрат.
- Соответственно, объективно ухудшаются технико-экономические показатели отрасли, в том числе растут тарифы.
- По нашему мнению, чтобы этого не произошло, необходимо ускорить внедрение научно-технических достижении и менеджментного прогресса, более ускоренными темпами, чем ухудшаются природные условия добычи (производство) энергетических ресурсов.

2.7 Особенности тарифного регулирования в Азербайджане

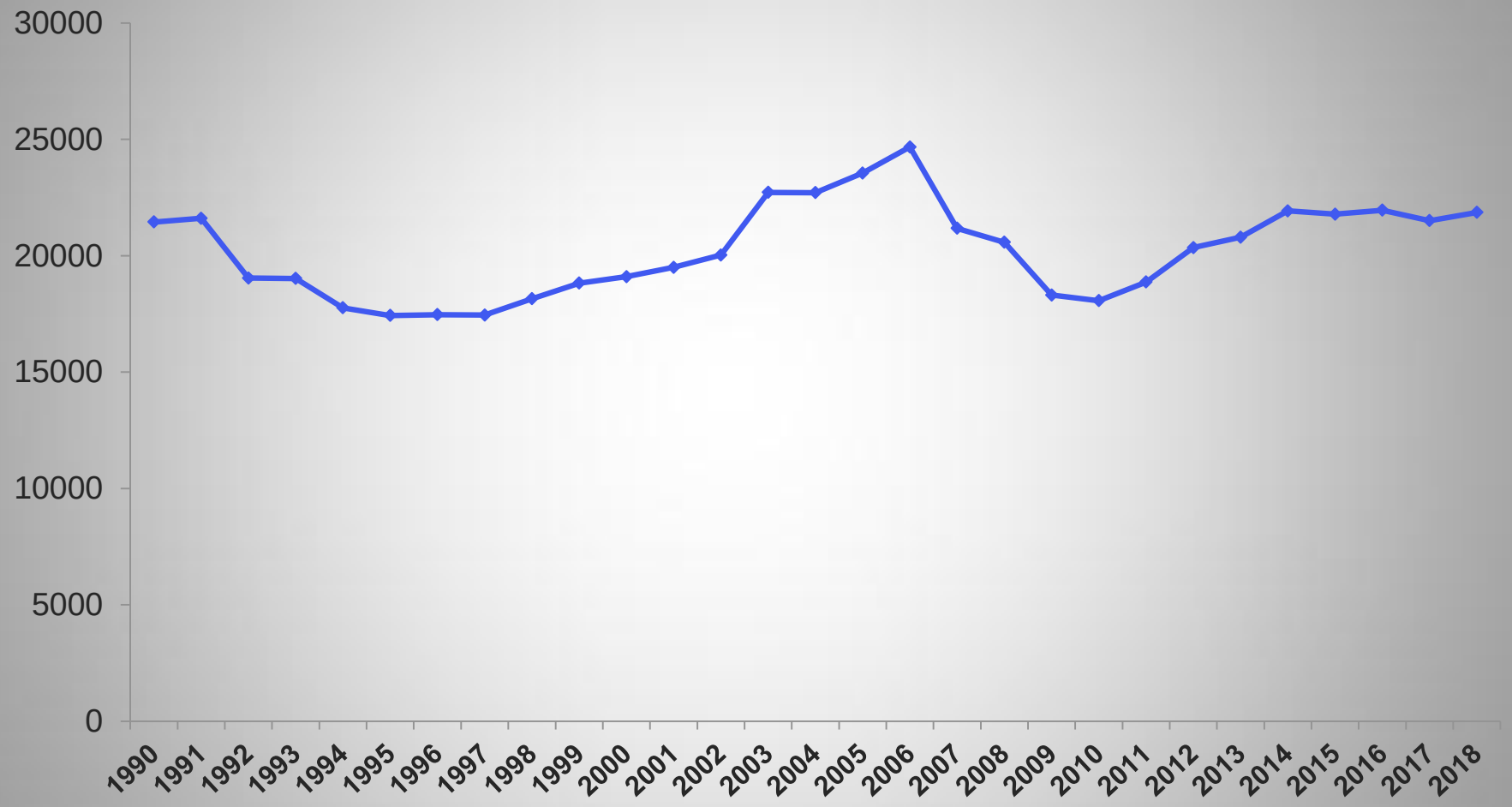
к.т.н., доц. В.Х.Насибов

Азербайджанский Научно-Исследовательский и Проектно-Изыскательский Институт Энергетики

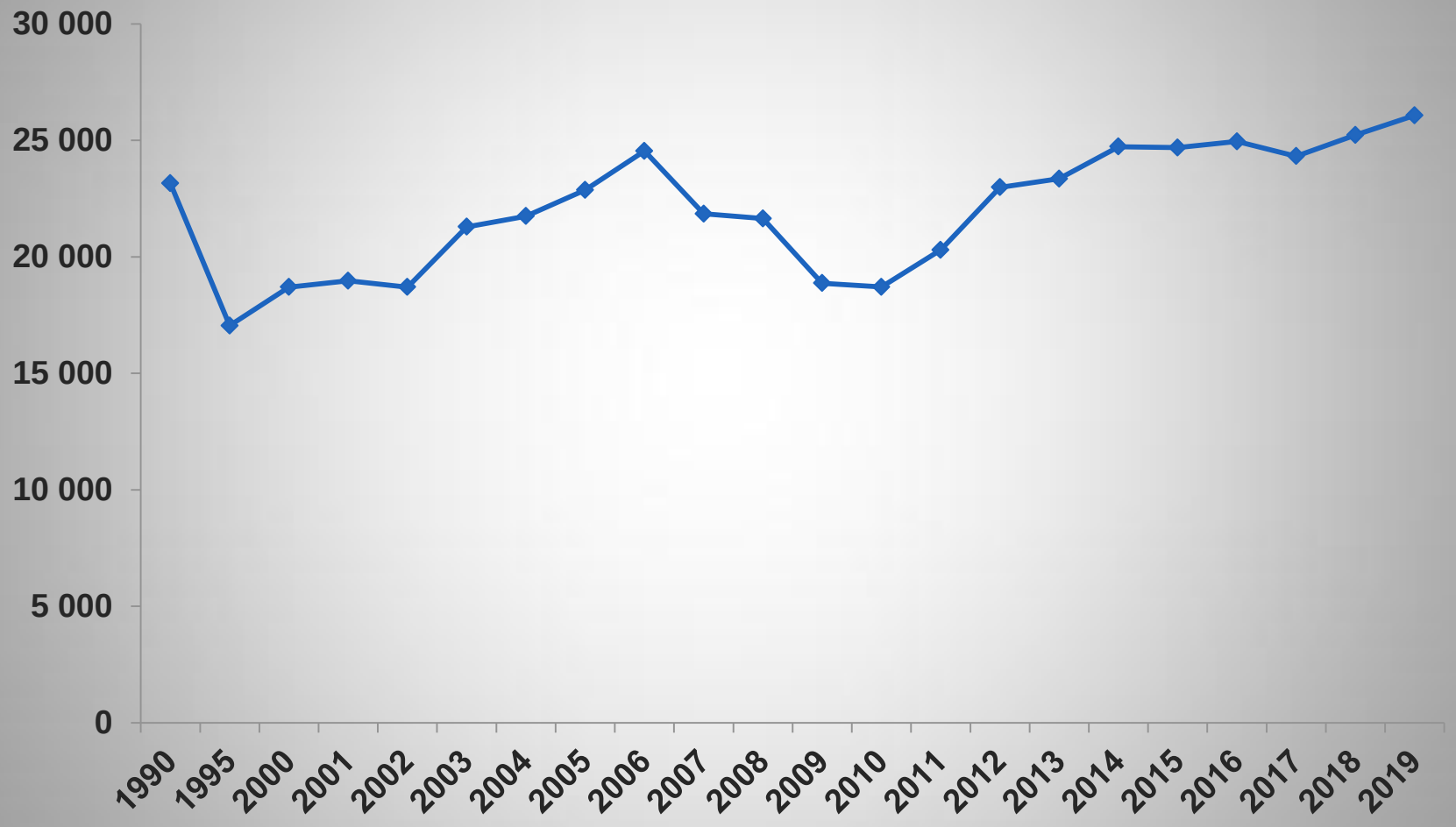
"Азерэнержи" ОАО		
Тепловые Электростанции	**Гидроэлектростанции**	**Малые гидроэлектростанции**
Азербайджан ТЭС - 2400 МВт	Мингячевирская ГЭС - 424 MVt	Гейчай МГЭС- 3.1 МВт
Джануб ЭС - 780 МВт	Шамкирская ГЭС - 380 МВт	Исмайиллы-1 МГЭС - 1.6 МВт
Сумгаит ЭС - 525 МВт	Йеникяндская ГЭС - 150 МВт	Исмайиллы-2 МГЭС - 1.6 МВт
Шимал 1 и 2 ЭС - 800 MV	Физулинская ГЭС - 25 МВт	Балакян-1 МГЭС - 1.5 МВт
Сянгачал ЭС - 300 МВт	Тахтакорпу ГЭС - 25 МВт	Гусар МГЭС - 1 МВт
Баку ТЭЦ- 107 МВт	Шамкирчай ГЭС - 25 МВт	Астара-1 МГЭС - 0.260 кВт
Баку ЭС - 105 МВт	Варвара ГЭС - 18 МВт	Гюлябирд МГЭС - 8 МВт
Шахдаг ЭС - 105 МВт		
Астара ЭС - 87 МВт		
Шяки ЭС - 87 МВт		
Хачмаз ЭС - 87 МВт		
Лерик ЭС - 16.5 МВт		
Электростанции Нахичеванской АР		
Нахичеванская ES - 87 МВт	Араз ГЭС - 22 МВт	Вайхур МГЭС - 5 МВт
Нахичеванская газотурбинная ЭС - 64 МВт	Биляв ГЭС - 22 МВт	
	Арпачай 1 ГЭС- 20.5 МВт,	
	Арпачай 2 ГЭС 1.4 МВт	
	Ордубадская ГЭС - 36 МВт	

Мощность электростанций, МВт
8000,0
7000,0
6000,0
5000,0
4000,0
3000,0
2000,0
1000,0
0,0
2000
2001
2002
2003
2004
2005
2006
2007
2008
2009
2010
2011
2012
2013
2014
2015
2016
2017
2018
2019
ГЭС
ВИЭ
ЭС на топливе

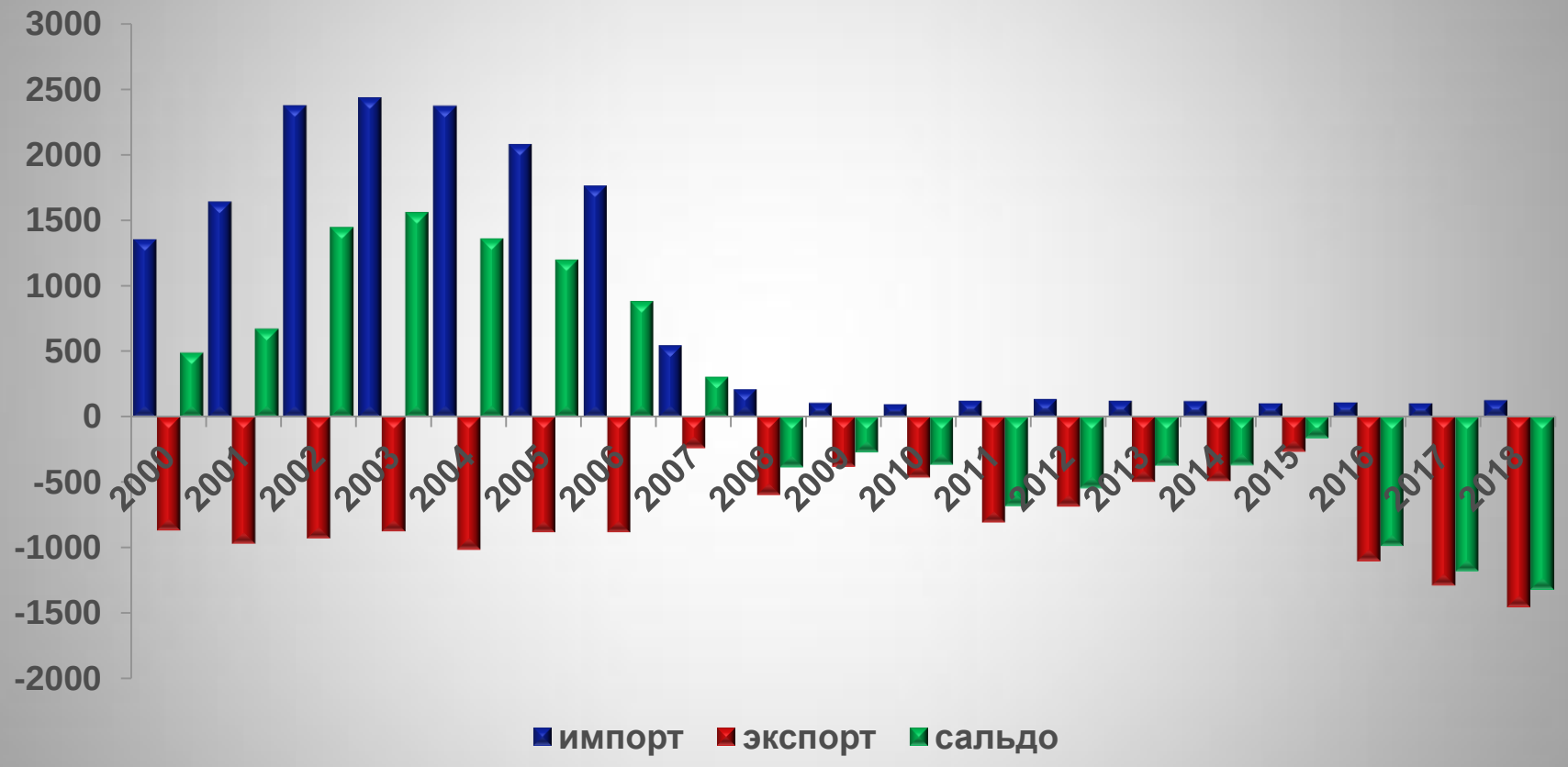
Динамика изменения потребления электроэнергии, млн. кВтч



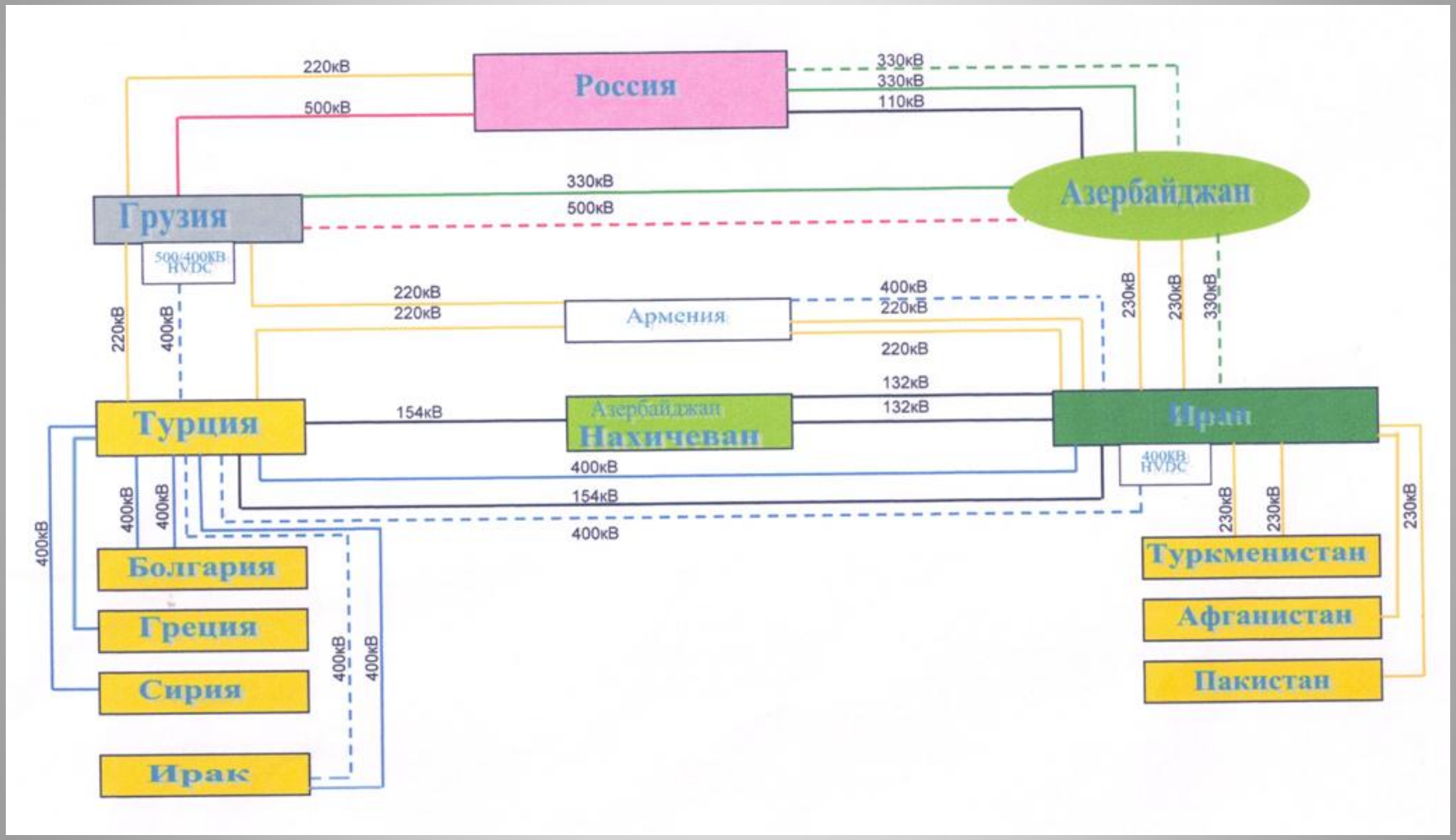
Динамика изменения производства электроэнергии, млн. кВтч



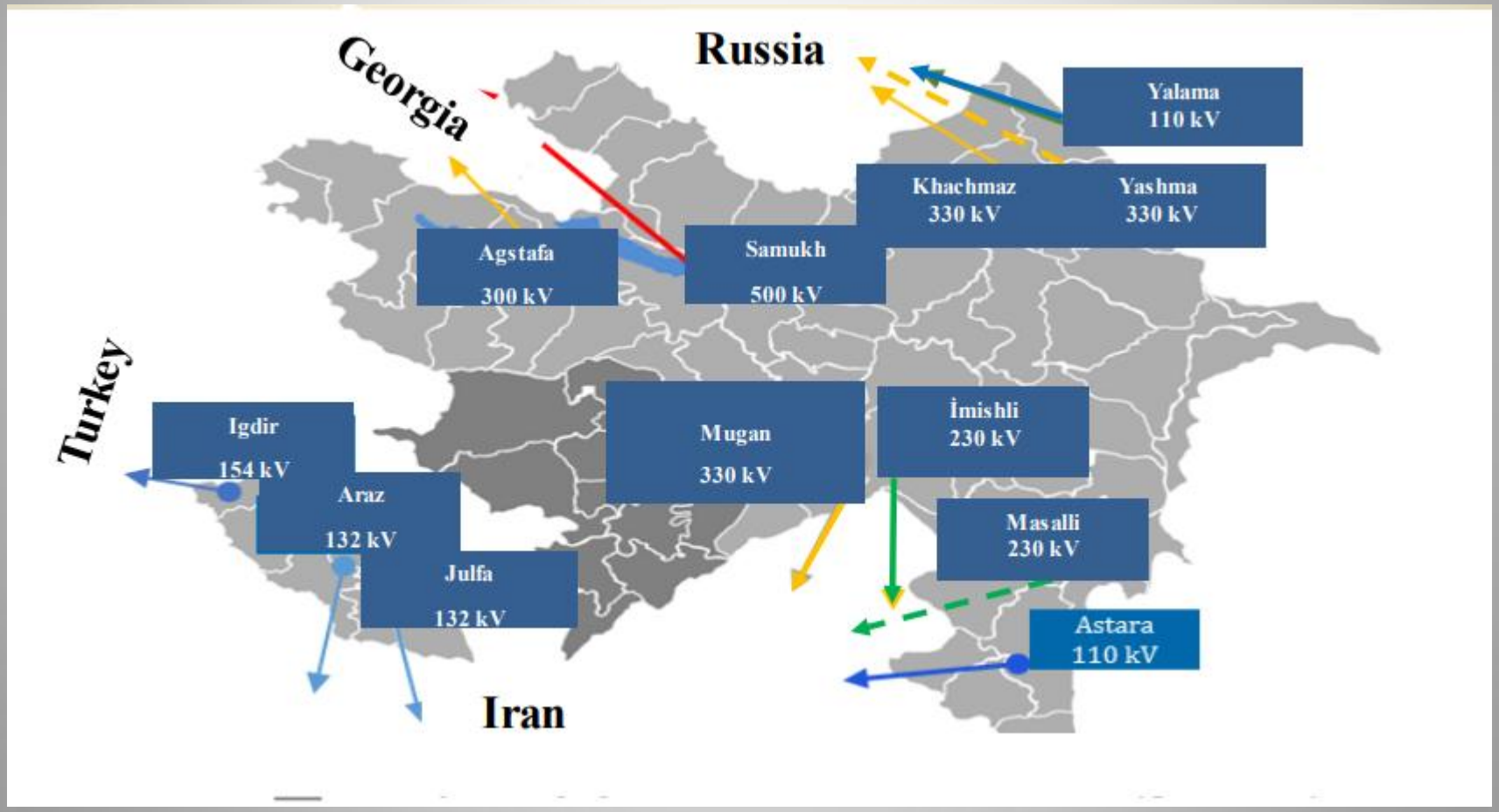
Импорт и экспорт электроэнергии, млн.кВтч



При параллельной работе Азербайджанской энергосистемы с энергосистемой Российской Федерации поддержание частоты при первичном регулировании осуществляется в основном генераторами электростанций России.



Как видно на ниже представленной карте Азербайджан имеет по две высоковольтные линии электропередачи (ЛЭП) с Россией и Грузией, пять с Ираном и одну с Турцией. Кроме того, для диверсификации экспортных коридоров и повышения надежности поставок электроэнергии между энергосистемами и с целью увеличения экспортного потенциала планируется также строительство новых межсистемных ЛЭП (они указанны контурными линиями на той же карте).



Тарифы на электроэнергию

№	Название услуг	Тарифы(С НДС, копейки / кВтч)		
		До 01.2007	01.2007-12.2016	12.2016-
1.	Покупка у производителя			
1.1.	На частных малых ГЭС		2,5	5,0
1.2.	На ветряных электростанциях		4,5	5,5
1.3.	На других альтернативных и возобновляемых источниках			5,7
2.	Оптовые продажи			5,7
2.1.	Электроснабжение осуществляется напрямую по линиям 35 и 110 кВ, суточная нагрузка стабильна, среднемесячный расход энергии на производственные нужды не менее 5 млн кВтч, химическая и алюминиевая промышленность, сталеплавильные предприятия и информационные центры обработки, регистрации и передача			
2.1.1.	Дневное время (с 08.00 до 22.00)			5,8
2.1.2.	Ночное время (с 22.00 до 08.00)			2,8
3.	Транзитная передача		0,2	0,2
4.	Розничная торговля			
4.1.	Численность населения			
4.1.1.	На часть ежемесячного потребления до 300 кВтч (в т.ч. 300 кВтч)	1,92	6,0	7,0
4.1.2.	На часть ежемесячного потребления, превышающую 300 кВтч	1,92	6,0	11,0
4.2.	Не население	5	6,0	9,0

СТРУКТУРНЫЕ ЭЛЕМЕНТЫ ТАРИФА ДЛЯ СИСТЕМНЫХ ОПЕРАТОРОВ ГЕНЕРАЦИИ

Допустимый тарифный доход для системы генерации

Допустимый тарифный доход для генерации за тарифный период (t) определяется по нижеследующей формуле:

$$ATRG_t = ARG_t - ESG_t$$

где:

ARG - Допустимый доход для оператора системы генерации;

ESG – Ожидаемая субсидия для оператора системы генерации, разница между стоимостью (прибыль), образованная экспортным тарифом и стоимостью (прибыль от) продажи и прочие доходы

Тарифы на электроэнергию для соответствующего системного оператора должны определяться таким образом, чтобы доход от этих тарифов не превышал допустимый тарифный доход этого тарифного периода.

Допустимый доход для системы генерации

Допустимый доход за тарифный период (t) для системы генерации определяется по нижеследующей формуле:

$$ARG_t = ECG_t + OpexConG_t + OpexNonConG_t + DG_t + COCG_t$$

где:

ECG – Затраты энергии системного оператора

OpexConG – Контролируемые операционные расходы системного оператора

OpexNonConG - Неконтролируемые операционные расходы системного оператора

DG – Амортизационные отчисления системного оператора

COCG - Капитальные затраты системного оператора.

Величина вышеуказанных компонентов Разрешенного дохода, включенных в элементы тарифной структуры Оператора генерирующей системы, определяется Регулятором с учетом положений настоящей главы.

14. Затраты энергии системы генерации

14.1 Затраты энергии системного оператора за тарифный период (t) определяются по следующей формуле:

$$ECG_t = FCG_t + RECG_t$$

где:

FCG – Затраты, связанные с покупкой топлива, необходимого для производства электроэнергии за тарифный период (топливные затраты)

RECG - Стоимость электроэнергии, произведенной с использованием возобновляемых источников энергии или полученной от третьих лиц

14.2. Затраты на топливо (для генерации) за тарифный период (t) определяются по следующей формуле:

$$\boldsymbol{FCG_t = E_t^* * Eff_t * p_t^*}$$

где:

E^* - чистая выработка электроэнергии с использованием источников тепла

EFF - Коэффициент топливной эффективности

p^*- цена топлива.

Расчет чистой выработки электроэнергии

Коэффициент эффективности по расходу топлива

Цены на топливо

Контролируемые операционные расходы системы генерации

Контролируемые операционные расходы за тарифный период (t) определяются по следующей формуле:

$$OpexConG_t = OpexConG_0 * (1+ \dot{I}NF-X_G)$$

где:

$OpexConG_0$ - Объем контролируемых операционных расходов в базовом году;

$\dot{I}NF$ – Официальный данные по инфляции за соответствующий тарифный год на основе прогнозов правительства Азербайджана

X_G – кпд генерации

Коэффициент полезного действия генерации

Неконтролируемые операционные расходы генерации

Амортизационные расходы на генерацию

Капитальные затраты на систему генерации

Капитальные затраты на систему генерации за тарифный период рассчитываются по следующей формуле:

$$COCG_t = {WACCG}/{100} * RABG_t^{av}$$

где:

COCG – Капитальные затраты на систему генерации

WACCG – Норма рентабельности, определяемая регулятором в соответствии с пунктом 23 этой главы

$RABG_t^{av}$ – Среднее значение стоимости регулируемых активов в течение тарифного периода (t) будет рассчитываться следующим образом:

$$RABG^{av} = \frac{\left(RABG_t^{ilkin} + RABG_t^{son}\right)}{2}$$

где:

RABG^{ilkin} – Цена регулируемых активов на начало тарифного периода

RABG^{son} – Цена регулируемых активов на конец тарифного периода

Норма рентабельности системы генерации

Норма рентабельности определяется Регулятором на основе анализа средневзвешенной стоимости капитала для Системного оператора и рассчитывается следующим образом:

$$WACCG = g * r_d + (1 - g) * r_e$$

где:

g – Доля кредитных (заемных) средств, полученных системным оператором, в регулируемых активах (%)

r_d – Средневзвешенная стоимость задолженностей по кредиту (%)

r_e – Стоимость акционерного капитала (%)

База регулируемых активов системы генерации

Окончательная стоимость регулируемых активов системного оператора рассчитывается по следующей формуле:

$$RABG_t^{son} = RABG_t^{ilkin} + NIG_t - DG_t - RABG_t^{silinmiş}$$

где:

$RABG^{ilkin}$ – Первоначальная стоимость регулируемых активов

$RABG^{son}$ – Окончательная стоимость регулируемых активов

NİG – Новые инвестиционные расходы, введенные в регулируемые активы

DG – Сумма амортизации, начисляемая на регулируемые активы

$RABG^{silinmiş}$ – Стоимость списанных (нереализованных) регулируемых

Особые условия инвестиционных вложений для электрических операторов генерации

Структурные элементы тарифов для системных операторов передающей системы

Допустимый тарифный доход в передающей системе

Допустимый тарифный доход для системы передачи в течение тарифного периода определяется по следующей формуле:

$$ATRT = ART_t - EST_t$$

где:

ART - Допустимый доход для оператора передающей системы

EST – Субсидии, которые, как ожидается, получит оператор передающей системы, разница в стоимости от экспорта и другие доходы.

Допустимый доход передающей системы

Допустимый доход оператора передающей системы в течение тарифного периода (t) определяется по следующей формуле:

$$ART_{t-} = TPC_t + OpexNonConT_t + DT_t + COCT_t$$

где:

TRC – Затраты на покупку системного оператора

OrexConT - Контролируемые операционные расходы системного оператора

OrexNonConT - Неконтролируемые операционные расходы системного оператора

DT - Амортизационные расходы системного оператора

COCT - Капитальные затраты системного оператора

Затраты на приобретение (покупку) передающей системы

Затраты на приобретение передающей системы в течение тарифного периода определяются по следующей формуле:

$$TPC_t = \frac{1}{(1 - TL_t)} * \sum_{t,c} \left(p_{t,c} * q^*_{t,c} \right)$$

где:

c - абонентская группа

p - величина оптового тарифа, уплачиваемая Системному оператору передающей системы

q* - ожидаемый объем реализованной (проданной) электроэнергии для абонентской группы

TL – Желаемый показатель системных потерь (как технические, так и нетехнические потери) для оператора передающей системы

Показатель желаемых потерь в передающей системе

Контролируемые операционные расходы в передающей системе

Контролируемые операционные расходы за тарифный период (t) определяются по следующей формуле:

$$OpexConT_t = OpexConT_o *(1+\dot{I}NF-X_t)$$

где:

$OpexConT_o$ - Объем контролируемых операционных расходов в базовом году

$\dot{I}NF$ - Официальный данные по инфляции за соответствующий тарифный год на основе прогнозов правительства Азербайджана

X_t - кпд передающей системы

КПД передающей системы

Неконтролируемые операционные расходы передающей системы

Амортизационные расходы передающей системы

Капитальные затраты передающей системы

Капитальные затраты передающей системы за тарифный период (t) определяются по следующей формуле:

$$COCT_t = {WACCT}/{100} * RABT_t^{av}$$

где:

COCT – Капитальные затраты передающей системы

WACCT – Норма рентабельности, определяемая регулятором в соответствии с пунктом 35 этой главы

$RABT_t^{av}$ – Среднее значение стоимости регулируемых активов в течение тарифного периода (t) будет рассчитываться следующим образом:

$$RABT^{av} = \frac{\left(RABT_t^{ilkin} + RABT_t^{son}\right)}{2}$$

где:

RABT^{ilkin} – Цена регулируемых активов на начало тарифного периода

RABT^{son} – Цена регулируемых активов на конец тарифного периода

Норма рентабельности передающей системы

Норма рентабельности определяется Регулятором на основе анализа средневзвешенной стоимости капитала для Системного оператора и рассчитывается следующим образом:

$$WACCT = g * r_d + (1 - g) * r_e$$

где:

g – Доля кредитных (заемных) средств, полученных системным оператором, в регулируемых активах (%)

$\boldsymbol{r_d}$ – Средневзвешенная стоимость задолженностей по кредиту (%)

$\boldsymbol{r_e}$ – Стоимость акционерного капитала (%)

База регулируемых активов передающей системы

Окончательная стоимость регулируемых активов системного оператора рассчитывается по следующей формуле:

$$RABT_t^{son} = RABT_t^{ilkin} + NIT_t - DT_t - RABT_t^{silinmiş}$$

где:

$\boldsymbol{RABT^{ilkin}}$ – Первоначальная стоимость регулируемых активов

$\boldsymbol{RABT^{son}}$ – Окончательная стоимость регулируемых активов

NİT – Новые инвестиционные расходы, введенные в регулируемые активы

DT – Сумма амортизации, начисляемая на регулируемые активы

$\boldsymbol{RABT^{silinmiş}}$ – Стоимость списанных (нереализованных) регулируемых активов за предыдущий тарифный период.

Особые условия инвестиционных вложений для электрических операторов передающей системы

Структурные элементы тарифов для системных операторов распределительной системы

Допустимый тарифный доход распределительной системы

Допустимый тарифный доход для системы передачи в течение тарифного периода определяется по следующей формуле:

$$\mathbf{ATRD = ARD_t - ESD_t}$$

где:

ARD - Допустимый доход для оператора распределительной системы

ESD – Субсидии, которые, как ожидается, получит оператор распределительной системы, разница в стоимости от экспорта и другие доходы.

Допустимый доход распределительной системы

Допустимый доход оператора распределительной системы в течение тарифного периода (t) определяется по следующей формуле:

$$\mathbf{ARD_{t-} = DPC_t + OpexNonConD_t + DD_t + COCD_t}$$

где:

DRC – Затраты на покупку системного оператора

OrexConD - Контролируемые операционные расходы системного оператора

OrexNonConD - Неконтролируемые операционные расходы системного оператора

DD - Амортизационные расходы системного оператора

COCD - Капитальные затраты системного оператора

Затраты на приобретение (покупку) распределительной системы

Затраты на приобретение распределительной системы в течение тарифного периода определяются по следующей формуле:

$$TPD_t = \frac{1}{(1 - DL_t)} * \sum_{t,c} \left(p_{t,c} * q^*_{t,c} \right)$$

где:

c - абонентская группа

p - величина оптового тарифа, уплачиваемая Системному оператору передающей системы

q* - ожидаемый объем реализованной (проданной) электроэнергии для абонентской группы

DL – Желаемый показатель системных потерь (как технические, так и нетехнические потери) для оператора распределительной системы

Показатель желаемых потерь распределительной системы

Контролируемые операционные расходы распределительной системы

Контролируемые операционные расходы за тарифный период (t) определяются по следующей формуле:

$$OpexConD_t = OpexConD_o *(1+\dot{I}NF-X_d)$$

где:

$OpexConD_o$ - Объем контролируемых операционных расходов в базовом году

$\dot{I}NF$ - Официальный данные по инфляции за соответствующий тарифный год на основе прогнозов правительства Азербайджана

X_d - кпд распределительной системы

КПД распределительной системы

Неконтролируемые операционные расходы распределительной системы

Амортизационные расходы распределительной системы

Капитальные затраты распределительной системы

Капитальные затраты распределительной системы за тарифный период (t) определяются по следующей формуле:

$$COCD_t = {WACCD}/{100} * RABD_t^{av}$$

где:

COCD – Капитальные затраты распределительной системы

WACCD – Норма рентабельности, определяемая регулятором в соответствии с пунктом 47 этой главы

$RABD_t^{av}$ – Среднее значение стоимости регулируемых активов в течение тарифного периода (t) будет рассчитываться следующим образом:

$$RABD^{av} = \frac{\left(RABD_t^{ilkin} + RABD_t^{son}\right)}{2}$$

где:

RABD^ilkin – Цена регулируемых активов на начало тарифного периода

RABD^son – Цена регулируемых активов на конец тарифного периода

Норма рентабельности распределительной системы

Норма рентабельности определяется Регулятором на основе анализа средневзвешенной стоимости капитала для Системного оператора и рассчитывается следующим образом:

$$WACCD = g * r_d + (1 - g) * r_e$$

где:

g – Доля кредитных (заемных) средств, полученных системным оператором, в регулируемых активах (%)

r_d – Средневзвешенная стоимость задолженностей по кредиту (%)

r_e – Стоимость акционерного капитала (%)

База регулируемых активов распределительной системы

48.5. Окончательная стоимость регулируемых активов системного оператора рассчитывается по следующей формуле:

$$RABD_t^{son} = RABD_t^{ilkin} + NID_t - DD_t - RABD_t^{silinmiş}$$

где:

$RABD^{ilkin}$ – Первоначальная стоимость регулируемых активов

$RABD^{son}$ – Окончательная стоимость регулируемых активов

NİD – Новые инвестиционные расходы, введенные в регулируемые активы

DD – Сумма амортизации, начисляемая на регулируемые активы

$RABD^{silinmiş}$ – Стоимость списанных (нереализованных) регулируемых активов за предыдущий тарифный период.

Дифференциальный подход тарифов на электроэнергию, которые могут применяться в зависимости от времени суток

Виды тарифов на электроэнергию, которые могут применяться в зависимости от времени суток

Параметры дифференцированного тарифного подхода, применяемого в зависимости от времени суток

Временные диапазоны, применяемые при дифференцированном тарифном подходе

Временные диапазоны, применяемые при дифференцированном тарифном подходе, определяются в соответствии с типами тарифов следующим образом:

Пиковое время - 17:00-23:00

Ночное время - 23:00-07:00

Дневное время - 07:00-17:00

Временные рамки тарифного периода могут быть пересмотрены в зависимости от изменений официальных показателей нагрузки за базовый год.

Тариф в час пик

Тариф в часы пик рассчитывается следующим образом:

$$PikT_t = CET_t * K_t$$

где:

PikT – Тариф в часы пик;

CET – Стоимость тарифа на энергию, установленная для каждой категории абонентов

K – Коэффициент, установленный Регулятором для тарифа в часы пик

Коэффициент, установленный для тарифа в часы пик, является показателем, согласованным с Министерством энергетики на основании результатов исследования Регулирующего органа о необходимости передачи фактической нагрузки в ночное время в часы пик, значение которого варьируется в диапазоне 1- 1.5.

Ночной тариф

Тариф на мощность в ночное время суток рассчитывается следующим образом:

$$NT_t = (Ce_t - PikT_t * (PikP_t - PikNP_t) - DayT_t * DayP_t) / (NP_t + PikNP_t)$$

где:

NT – Ночной тариф

GE – Общая сумма расходов, отнесенных к тарифу на энергию для каждой категории абонентов

PikT – Тариф в часы пик

PikP – Прогнозируемое среднегодовое потребление в часы пик

PikNP – Объем среднегодового потребления, согласно прогнозируемой нагрузке, передаваемая с пикового времени до ночного времени

DayT – Дневной тариф

DayP – Объем среднегодового потребления, прогнозируемого для дневного времени суток

NP - Объем среднегодового потребления, прогнозируемого для ночного времени суток

Дневной тариф

Дневной тариф, определенный для дневного времени суток рассчитывается следующим образом:

$$DayT_t = CET_t * DK_t$$

где:

DayT – Дневной тариф

CET – Стоимость тарифа на энергию для каждой категории абонентов

DK – Коэффициент, установленный Регулятором для дневного тарифа

Коэффициент, установленный для дневного тарифа, является показателем, согласованным с Минэнерго на основании результатов исследования Регулирующего органа о необходимости снижения нагрузки в дневное время. Когда нет необходимости снижать нагрузку в течение дня, значение коэффициента учитывается на уровне 1.

Распределение расхода блоков на тарифных компонентах

Производство	Постоянный тариф	Контроль	Тариф на мощность-	Тариф на энергию-	кВтч	1 кВтч/АЗН			Производство
Стоимость энергии -	0,00%	-		100,00%		-	Постоянный тариф -	0%	-
Эксплуатационные расходы -		-	100,00%	0,00%		0,015	Тариф на мощность -	39%	329633
Амортизация-		-	100,00%			0,023	Тариф на энергию -	61%	515207
Стоимость капитала-		-	100,00%		22.724	0,037	Всего:	0,038	844840
					с НДС	0,044	экспортно-ориентированный	экспортная стоимость -	20615

Передача	Постоянный тариф	контроль	Тариф на мощность-	Тариф на энергию-		1 кВтч/АЗН		Экспорт _	Передача
Себестоимость продаж -		-		100,00 %		-	Постоянный тариф -	0%	-
Эксплуатационные расходы -		-	100,00 %	0,00%		0,019	Тариф на мощность -	46%	430 513
Амортизация-		-	100,00 %		20 895	0,023	Тариф на энергию -	54%	515 207
Стоимость капитала-		-	100,00 %		22352	0,042	Всего:	0,005	945 720
					с НДС	0,050	Внутренний -импорт	0,051	145 798

Принцип переноса производственных затрат						**1 кВтч/ АЗН**			
Продажи	Постоянный тариф-	контроль	Тариф на мощность -	Тариф на энергию-					Распределение
Стоимость энергии -		-	0,00%	100,00%		0,001	Постоянный тариф -	1%	11 827
Эксплуатационные расходы-		-	100,00%	0,00%		0,037	Тариф на мощность -	58 %	626 886
Амортизация-	10,93%	-	89,07%			0,026	Тариф на энергию -	41 %	437 764
Стоимость капитала-		-	100,00%		16.825	0,064	Всего:	0,0217	1 076 477
					с НДС	0,075	контроль	0	1 322,375

Субъекты	Прогноз (млн кВтч)		Доступный тариф	Единный тариф	3-х ступенчатый тариф-азн					
	Абонент	Потребление			энергия	ночь+	0,02 АЗН	250 МВт	Стабильный	мощность
			АЗН/1кВтч	АЗН/1кВтч	единый	день	вершина	ночь	абонент/м-ц	1 кВт/м-ц
Клиенты ВН-		1989,2	0,046	0,050	0,027	0,027	0,027	0,027	0,43	11,51
ООО «Азералюминий» -		747,0								
ОАО «Азералюминий» -		1,8								
“Азерикимья”ИБ-		132,6								
"ДЕТАЛ Алиминиум" ООО-		30,6								
“Сумгаит ТДМ” ООО-		1051,3								
(внутренняя потребность)-		25,9								
Экспорт -		1450,7	0,077	0,056	0,056	0,056	0,056	0,056	-	-

Азеришыг -			0,057	0,050	0,050				-	-
Коммерс. и другие -	146 419	3306,5	0,090	0,075	0,031	0,031	0,051	0,012	-	22,03
Бюджетные организации -	10147	2338,8	0,090	0,075	0,031	0,031	0,051	0,012	-	22,03
Промышленность -	26125	4910,4	0,090	0,075	0,031	0,031	0,051	0,012	-	22,03
Население, в.т.ч.:		6269,3								
100 до кВтч	668 499	609,5	0,070	0,070	0,067	0,067	0,087	0,048	0,43	-
200 до кВтч	839 973	1564,8	0,070	0,070	0,067	0,067	0,087	0,048	0,43	-
300 до кВтч	506 021	1527,5	0,070	0,070	0,067	0,067	0,087	0,048	0,43	-
			0,000	0,000	0,000				-	-
301 больше кВтч	484 051	2567,2	0,110	0,112	0,090	0,090	0,090	0,090	0,43	-

Таблица 1

Тарифы на натуральный газ (За 1000 м3, НДС включительно)					
Виды тарифов	**Текущее положение**		**Предложение, основанное на прогнозах 2021 года**		
				Предложение 2	
	Существующий тариф	**Расчетная стоимость на 2019 г.**	**Предложение 1 ()**	**sərfiyyat tarifi**	**Фиксированный тариф (годовой)**
Транспортировка природного газа	2 манат (hər 100 km-ə)	9 манат	10 манат	10 манат	
Оптовая продажа, в том числе:	75 манат	116 манат	110 манат	110 манат	
“Азерэнержи” ОАО	120 манат	116 манат	120 манат	120 манат	
“Азеригаз” İB üzrə-	75 манат	116 манат	**83 манат	83 манат	
Нахичевань üzrə-	75 манат	116 манат	75 манат	75 манат	
Ненаселение	200 манат	200 манат	200 манат	200 манат	
Население, в том числе:					
В пределах лимита	100 манат	100 манат	100 манат	87 манат	15.2 манат
Превышение лимита	200 манат	*817 манат	200 манат	184 манат	15.2 манат

*Тот факт, что тариф на природный газ для населения составляет 100 манатов в пределах лимита на 1000 кубометров и 200 манатов при превышении лимита, создает для этой группы потребителей потребность в субсидиях на сумму более 220 миллионов манатов.

**“Повышение оптового тарифа на ПО «Азеригаз» с 75 до 83 манатов создает основу для того, чтобы SOCAR сократила размер субсидии на 55 миллионов манатов, а ее общая сумма составит около 180 миллионов манатов..

Ожидаемые (ориентировочные) финансовые результаты -					(млн.манат)
Поступления на потребление-			1 386	1 356	30
Доходы от экспорта-			395	395	
Другие поступления-			45	45	
Стоимость затрат (чистая) -			1 820	1 820	
SOCAR (кроме “Азеригаз” İB) üzrə:					
Прибыль/убыток			5	5	
наличными, в том числе:			159	159	
исполнение кредитных обязательств			0	0	
“Азеригаз” İB üzrə:					
Прибыль/убыток			0	0	
в том числе денежные средства;			102	102	
выполнение кредитных обязательств			8	8	

Таблица 2

Тарифы на электроэнергию (За 1кВтч, включая НДС)					
Виды тарифов	**Текущее положение**		**Предложение, основанное на прогнозах 2021 года**		
	Существующий тариф	**Расчетная стоимость на 2019 г.**	**Предложение 1**	**Предложение 2**	
				Sərfiyyat tarifi	**Фиксированный тариф (ежемесячный)**
Транзит	0.2гепик	0.6 гепик	0.7 гепик	0.7 гепик	
Оптовая продажа, в том числе:	5.7 гепик	5.0 гепик	*5.4 гепик	5.4 гепик	
«Ежемесячное потребление превышает 5 миллионов кВтч -		5.0 гепик	5.4 гепик	5.4 гепик	
Дневной тариф (08:00 – 22:00)	5.8 гепик				
Ночной тариф(08:00 – 22:00)	2.8 гепик				
* Если существующие круглосуточные тарифы (перекрестное субсидирование) останутся в силе, их среднее влияние на расходы составит около 15 миллионов манатов.					
*Снижение оптового тарифа с 5,7 до 5,4 копеек снизит спрос на государственные субсидии, создав для ОАО Azerishig дополнительную прибыль в размере около 50 миллионов манатов.					

Ненаселение	9.0 гепик	7.5 гепик	9.0 гепик	9.0 гепик	
Население, в том числе					
В пределах лимита	7.0 гепик	7.0 гепик	7.0 гепик	6.7 гепик	0.5 манат
Превышение лимита	11.0 гепик	11.2 гепик	11.0 гепик	10.3 гепик	0.5 манат
Ожидаемые (ориентировочные) финансовые результаты					(млн.манат)
Поступления от потребления-			1 379	1 367	12
Доходы от экспорта-			85	85	
Стоимость затрат (чистая)-			1 307	1 307	
“Азеренержи” ОАО üzrə:					
Прибыль/убыток			67	67	
наличными, в том числе:			332	332	
исполнение кредитных обязательств			127	127	
“Азеришиг” ОАО üzrə:					
Прибыль/убыток			90	90	
наличными, в том числе:			203	203	
исполнение кредитных обязательств			19	19	

Модель расчета тарифа на электроэнергию

№	Содержание квитанций и платежей	Блок расходов	2019 Факт				Симуляция					
			Азерэнержи		Передача	Азеришыг	Цель	Производство	Цель	Передача	Цель	Распределение
			Станция	Аппарат								
1	Выручка и прочие поступления		484.613			1.684.231		1.446.603		945.72		1.144.873
1.1	Денежные средства, полученные от предоставления товаров для хозяйственной деятельности					1.397.592		844.840		945.72		1.101.291
1.2	Средства из государственного бюджета		484.613			130.470		-				24.814
1.3	Выручка от экспорта											
1.4	Полученные ссуды					156.168		601.763		-		18.768
2	Направления расходов,в.т.ч.		1.032.111	101.317	49.435	1.111.810		953.154		964.534		1.120.626
	Затраты		825.865	39.761	49.435	1.107.506		844.840		945.720		1.101.291
2.1	Бюджетные платежи	Орех	15.923	12.141	4.278	10.084		16.152		4.278		10.084
2.2	Заработная плата и приравненные к ней выплаты	Орех	17.332	6.095	15.639	73.410		23.427		15.639		73.410
2.3	Распределения от фонда заработной платы в ГФСЗ	Орех	3.864	1.359	3.495	16.338		5.224		3.495		16.338
2.4	Затраты на покупку сырья и материалов, в.т.ч.		516.840	9.537	-	915.336		515.207		844.440		801.906

Выводы и заключения

1. Предложения направлены на ценообразование за счет преобразования всех затрат в тарифы и постепенной отмены государственных субсидий. Однако в связи с тем, что в 2021 году потребительские тарифы останутся неизменными, отменить субсидии на данном этапе пока невозможно.
2. Однако для достижения этой цели очень важно рассчитать оптимальные уровни субсидирования, реальную стоимость производства и потребления, а также фактическую цепочку создания стоимости услуг производства / производства-передачи-распределения / поставки в методологической последовательности.
3. Новые тарифные предложения основаны на расчетах, выполненных при следующих условиях:

-поддержание действующих потребительских тарифов;

-признание расходов в соответствии с требованиями законодательства о бухгалтерском учете;

-поддержание баланса спроса и предложения, доходов и расходов;

-устранение элементов перекрестного субсидирования;

-удовлетворение потребности в дополнительных средствах за счет кредитных обязательств.

4. Основной проблемой данной методологии является применение параметров базового года (объем субсидирования, параметры собственные нужды электростанций, КПД системы генерации, уровень потерь в высоковольтных сетях, потери в распределительных сетях)

2.8 Особенности тарифного регулирования в Кыргызской Республике

Дуйшеналиева Алтынай Джайлобековна - кандидат политических наук, доцент
Международный университет инновационных технологий, г.Бишкек

Тариф на электрическую энергию представляет собой систему ставок, по которой взимают плату за потребленную электрическую энергию.

Различают два важных вида ценообразования:

- государственное ценообразование, при котором цены на электроэнергию регулируются государственным уполномоченным органом;
- рыночное ценообразование, при котором цены на электроэнергию не зависят от государственных органов и формируются в зависимости от спроса и предложения. Но так как электроэнергия является социально значимым товаром, верхняя и нижняя границы могут быть установлены государством.

В энергетике может использоваться такие виды тарифов как:

- одноставочный,
- двухставочный и
- трехставочный.

- В соответствии с Конституцией Кыргызской Республики (ст.42) каждый имеет право на экономическую свободу, свободное использование своих способностей и своего имущества для любой экономической деятельности, не запрещенной законом.

В соответствии с законодательством Кыргызской Республики предусмотрено государственное регулирование цен (тарифов):

- - на государственные услуги;
- - на товары, услуги субъектов естественных монополий;
- - на социально значимые товары.

Государственные органы управления в области тарифов

- Государственное агентство антимонопольного регулирования при Правительстве КР
- Государственное агентство по регулированию топливно-энергетического комплекса при Правительстве КР

Основные принципы при осуществлении государственного регулирования цен (тарифов) субъектов естественных монополий:

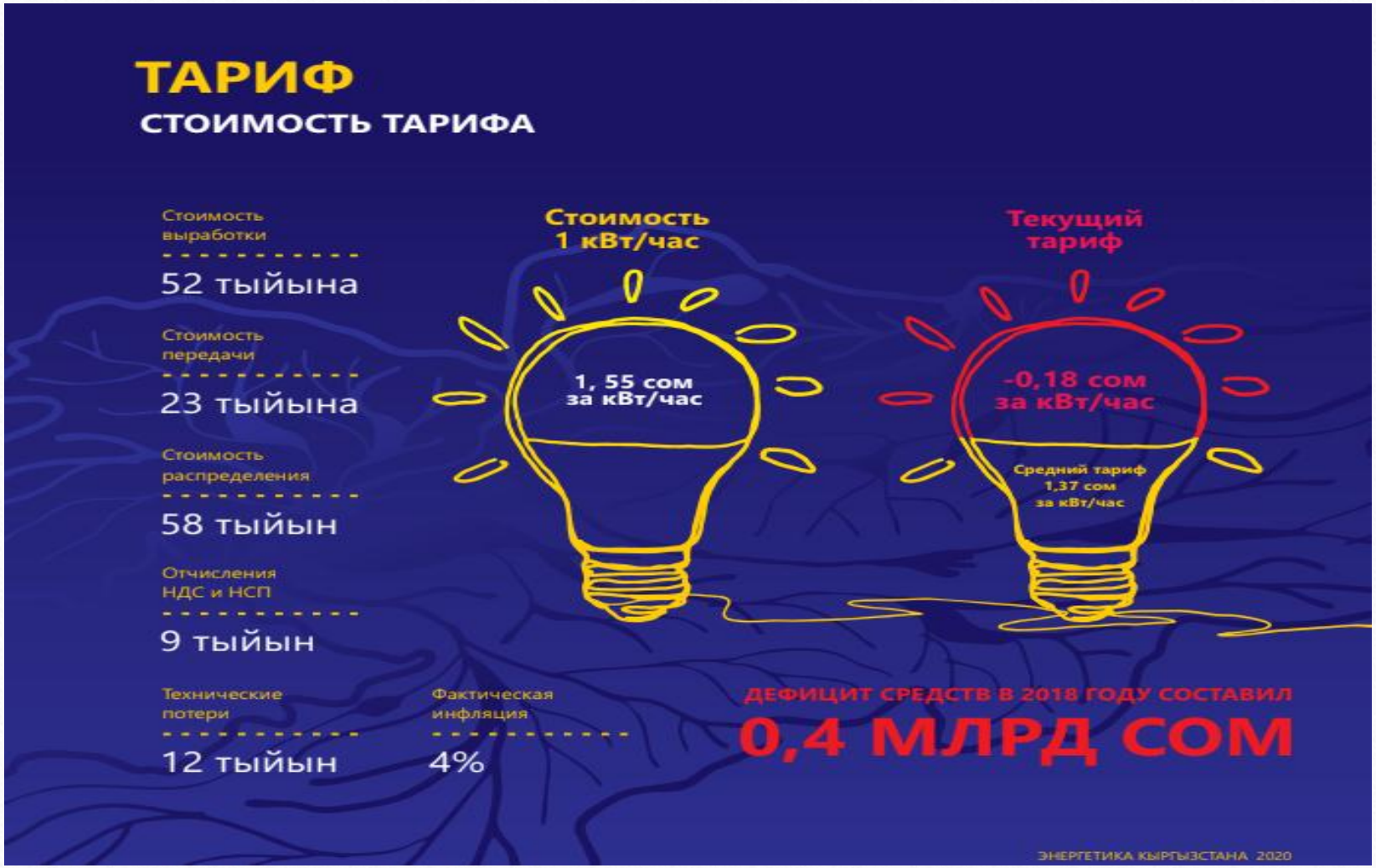
- 1) соблюдение баланса интересов потребителей и субъектов естественных монополий, обеспечивающего доступность оказываемых услуг и надлежащий уровень их качества для потребителей, эффективное функционирование и развитие субъектов естественных монополий;
- 2) повышение эффективности регулирования, направленного на сокращение в последующем сфер естественных монополий за счет создания условий для развития конкуренции;
- 3) применение гибкого ценового (тарифного) регулирования субъектов естественных монополий с учетом отраслевых особенностей, масштабов их деятельности, рыночной конъюнктуры, среднесрочных (долгосрочных) макроэкономических и отраслевых прогнозов, а также мер ценового (тарифного) регулирования этих субъектов;
- 4) применение процедур регулирования деятельности субъектов естественных монополий, обеспечивающих независимость принимаемых решений, преемственность, открытость, объективность и прозрачность;
- 5) снижение барьеров доступа на рынки услуг, в том числе путем обеспечения доступа к услугам, относящимся к сфере естественных монополий;
- 6) обеспечение соответствия устанавливаемых цен (тарифов) качеству услуг в сфере естественных монополий;
- 7) создание экономических условий, при которых субъектам естественных монополий выгодно сокращать издержки, внедрять новые технологии, повышать эффективность использования инвестиций;
- 8) формирование тарифов (цен) на услуги субъектов естественных монополий с учетом надежности и качества оказываемых услуг;
- 9) осуществление мероприятий по энергоэффективности и экологическим аспектам;
- 10) защита интересов потребителей, в том числе от различных нарушений субъектами естественных монополий, связанных с применением тарифов (цен) на регулируемые услуги.

Тарифы на электроэнергию для конечных потребителей

№	Группы потребителей	Ед. изм.	с 1 июля 2020 года
1	Население в т.ч.:		
1.1	При потреблении до 700 кВтч в месяц (кроме населения высокогорья и отдаленных труднодоступных зон на период с 1 октября по 1 мая)	тыйын/кВт.ч	77
1.2	При потреблении свыше 700 кВтч в месяц (кроме населения высокогорья и отдаленных труднодоступных зон на период с 1 октября по 1 мая)	тыйын/кВт.ч	216
1.3	При потреблении населением высокогорья и отдаленных труднодоступных зон до 1000 кВтч в месяц (на период с 1 октября по 1 мая)	тыйын/кВт.ч	77
1.4	При потреблении населением высокогорья и отдаленных труднодоступных зон свыше 1000 кВтч в месяц (на период с 1 октября по 1 мая)	тыйын/кВт.ч	216
2	Насосные станции	тыйын/кВт.ч	77,9
3	Электрический транспорт	тыйын/кВт.ч	158
4	Детские социальные учреждения интернатного типа, социальные стационарные и полустационарные учреждения для инвалидов и/или пожилых граждан	тыйын/кВт.ч	158
5	Бюджетные потребители	тыйын/кВт.ч	224
6	Сельское хозяйство	тыйын/кВт.ч	224
7	Промышленность	тыйын/кВт.ч	224
8	Прочие потребители	тыйын/кВт.ч	224
9	Субъекты майнинга (криптовалюта)	тыйын/кВт.ч	224
	Повышающий коэффициент:		1,3

Тарифы на тепловую энергию для конечных потребителей

№ п/п	Категории потребителей	Ед.изм	Тарифы для конечных потребителей
Тариф на тепловую энергию			
1.	Население	сом/Гкал	1 134,76
2.	Небытовые абоненты (промышленность, бюджетные, прочие)	сом/Гкал	1 695,1
Тарифы на горячую воду			
1.	Население (за тепловую энергию в горячей воде)	сом/Гкал	981,76
2.	Население (за горячую воду по приборам учета)	сом/м3	64,38
3.	Небытовые абоненты (промышленность, бюджетные, прочие) за тепловую энергию в горячей воде	сом/Гкал	1 695,1
4.	Небытовые абоненты (промышленность, бюджетные, прочие) за горячую воду по приборам учета	сом/м3	97,19


ТАРИФ
СТОИМОСТЬ ТАРИФА
Стоимость выработки
52 тыйына
Стоимость передачи
23 тыйына
Стоимость распределения
58 тыйын
Отчисления НДС и НСП
9 тыйын
Технические потери
12 тыйын
Фактическая инфляция
4%
Стоимость 1 кВт/час
1, 55 сом за кВт/час
Текущий тариф
-0,18 сом за кВт/час
Средний тариф 1,37 сом за кВт/час
ДЕФИЦИТ СРЕДСТВ В 2018 ГОДУ СОСТАВИЛ
0,4 МЛРД СОМ
ЭНЕРГЕТИКА КЫРГЫЗСТАНА 2020

- Среднесрочная тарифная политика Кыргызской Республики на электрическую энергию на 2020-2022 годы (далее - ССТП) разработана в целях сохранения надежности электроснабжения и доступности потребителей к использованию электрической энергии.

ПОЧЕМУ НУЖНО ПОВЫСИТЬ ЦЕНЫ НА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЮ?

- В 2019 году Международный валютный фонд (МВФ) посоветовал властям страны повысить тарифы на электричество.

3.9 Особенности тарифного регулирования в Туркменистане

Сарыев Какагелди Атаджанович, к.т.н. Директор НПЦ «Возобновляемые источники энергии»
Гараханова Говхер Аннагелдиевна, преподаватель каф. «Экономика энергетической отрасли»
Матьякубов Амирхан Аллабергенович, научный сотрудник НПЦ «Возобновляемые источники энергии»,
Агаджанов Довран Аманмурадович ст.преподватель каф. «Экономика энергетической отрасли»
Государственный энергетический институт Туркменистана

Основные производственные и экономические отношения, возникающие в связи с производством, преобразованием, передачей и потреблением электрической (тепловой) энергии, возлагаются на Министерство энергетики Туркменистана. Министерство энергетики Туркменистана – орган, осуществляющий государственное регулирование в области электроэнергетики.

Министерство энергетики Туркменистана:

а) ведёт государственную политику в области электроэнергетики;

б) разрабатывает основные принципы и приоритетные направления экономических преобразований в сфере электроэнергетики;

в) разрабатывает государственные программы развития электроэнергетики

Государственная электроэнергетическая корпорация «Туркменэнерго» - одна из крупных структурных единиц Министерства энергетики Туркменистана. В настоящее время в систему Государственной электроэнергетической корпорации «Туркменэнерго» Министерства энергетики Туркменистана входят: 12 государственных электростанций суммарной установленной мощностью 6511,2 МВт и одна гидроэлектростанция, ставшая своеобразным музеем энергетической отрасли страны; а также 6 производственных объединений; специализированное производственное объединение «Туркменэнергоабатлайыш»; предприятие «Довлетэнергогозегчилик»; управление городского освещения; предприятие «Энергоэнджам»; торгово-снабженческое предприятие «Марыэнергоупчинчилик» [1].

Первое электроэнергетическое сооружение Туркменистана – Гиндикушская гидроэлектростанция, построенная на берегу реки Мургап в 1913 году. На электростанции установлены 3 гидротурбины с общей суммарной мощностью 1,2 МВт. На этой электростанции, ставшей своеобразным музеем энергетической отрасли, и до настоящего времени продолжается генерация электрической энергии.

Действующие государственные электростанции Туркменистана – это электростанции с газовыми или паровыми турбинами, а также парогазовые электростанции комбинированного цикла.

Марыйская государственная электростанция является флагманом туркменской энергетики. На ее территории в сентябре 2018 года была введена в эксплуатацию уникальная в регионе парогазовая электростанция комбинированного цикла мощностью 1574 МВт. Эта электростанция позволила значительно снизить количество выбросов в окружающую среду за счет внедрения новых технологий. Следовательно, эта электростанция рентабельна не только в экономическом, но и в экологическом плане. Электростанции были вручены следующие сертификаты: сертификат «За устойчивость и эффективность» Института энергии Max Planck, сертификат Американского фонда здоровой экологии, подтверждающий экологическую безопасность электростанции, сертификат «Высокотехнологичный энергетический объект» Швейцарского федерального технологического института.

Реализация в Туркменистане масштабных инвестиционных проектов национального и международного значения, а также принятие важных решений, направленных на развитие экономики за счет диверсификации, еще больше укрепляют веру в дальнейшее достижение успехов в сфере энергетики. Так, в Туркменистане создано Управление международных электроэнергетических проектов по направлению Туркменистан-Афганистан-Пакистан в целях своевременного и успешного строительства линии электропередачи ТАП, а также дальнейшей реализации других международных проектов в данной сфере.

14 января 2021 года сдана в эксплуатацию линия электропередачи по направлению Керки (Туркменистан) – Шиберган (Афганистан) протяженностью 153 километров и напряжением 500 кВ, которая является частью проекта ЛЭП «Туркменистан – Афганистан – Пакистан». Данный проект нацелен на создание инфраструктуры для экспорта и импорта электроэнергии между тремя странами. Так, электроэнергия из Туркменистана будет подаваться в ряд городов Афганистана, в частности Мазари-Шариф, с дальнейшим выходом на города Пакистана [2].

За последние годы в Туркменистане были приняты и реализованы законодательные инициативы, президентские Программы и Концепции в сфере электроэнергетики. Так, принятие «Концепции развития электроэнергетической отрасли Туркменистана на 2013-2020 годы» стало качественно новой вехой в истории развития отрасли. В соответствии с Концепцией в разных регионах страны построены новые электростанции. На сегодняшний день общая установленная мощность всех электростанций составляет 6511,2 МВт.

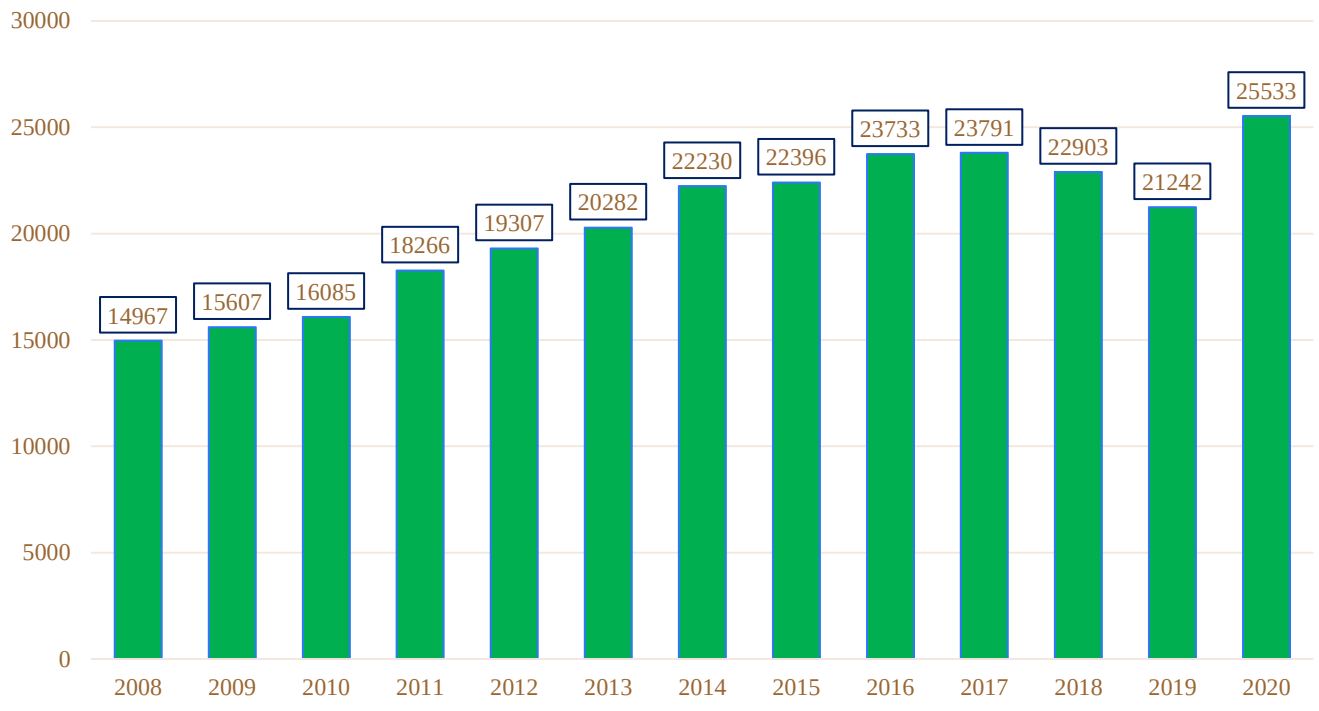


Рис. 1. Количество электроэнергии, вырабатываемой электростанциями, с 2008 по 2020 год (млн. кВт·час)

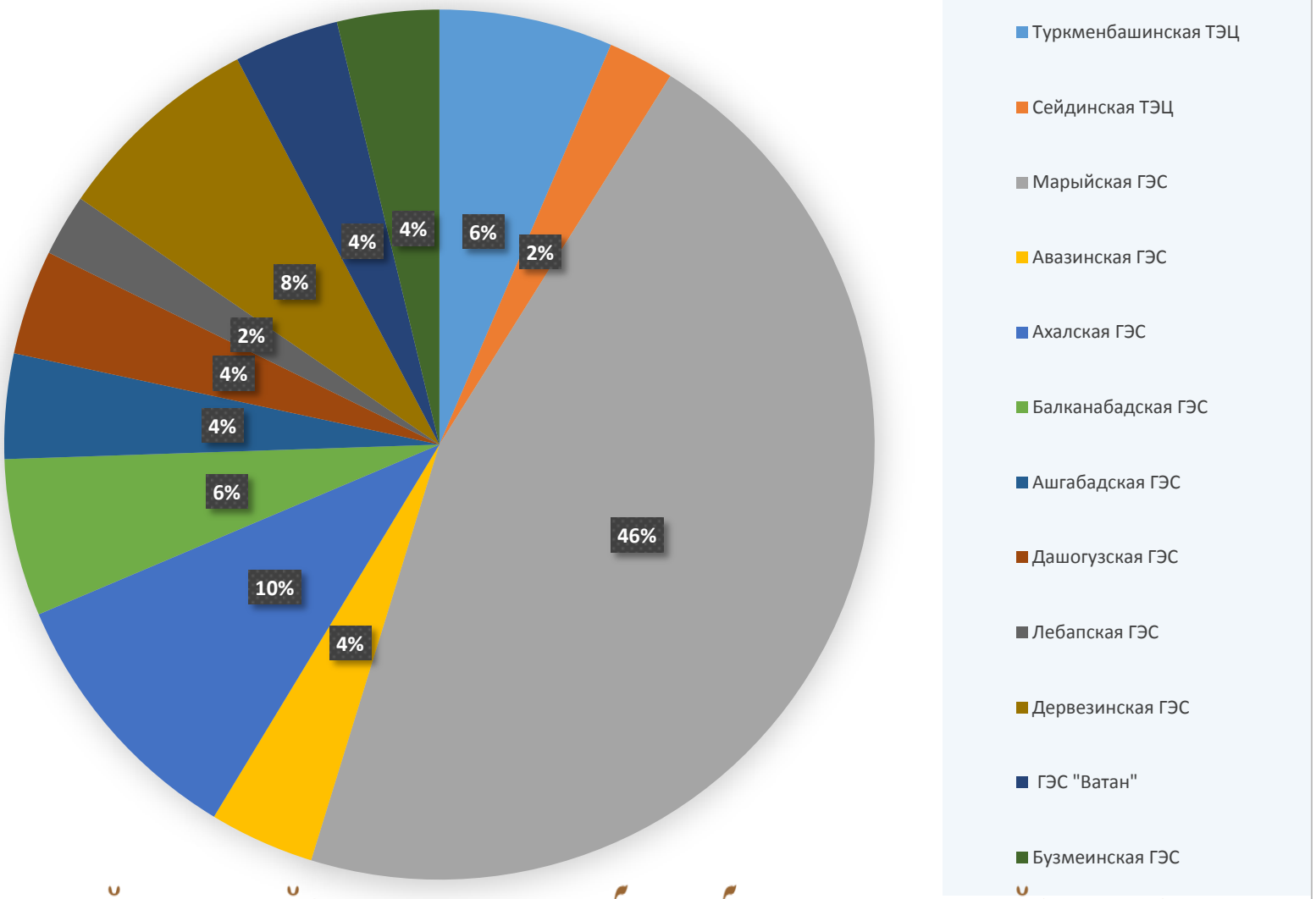


Рис.2. Удельный вес каждой электростанции в общем объеме генерируемой электроэнергии.

Необходимо отметить, что наибольшая и значительная доля в структуре генерирующих мощностей страны приходится на электростанции с газовыми турбинами. На нижеследующей диаграмме показана доля производства электроэнергии на КЭС, ГТУ и ТЭЦ относительно 2018 года.

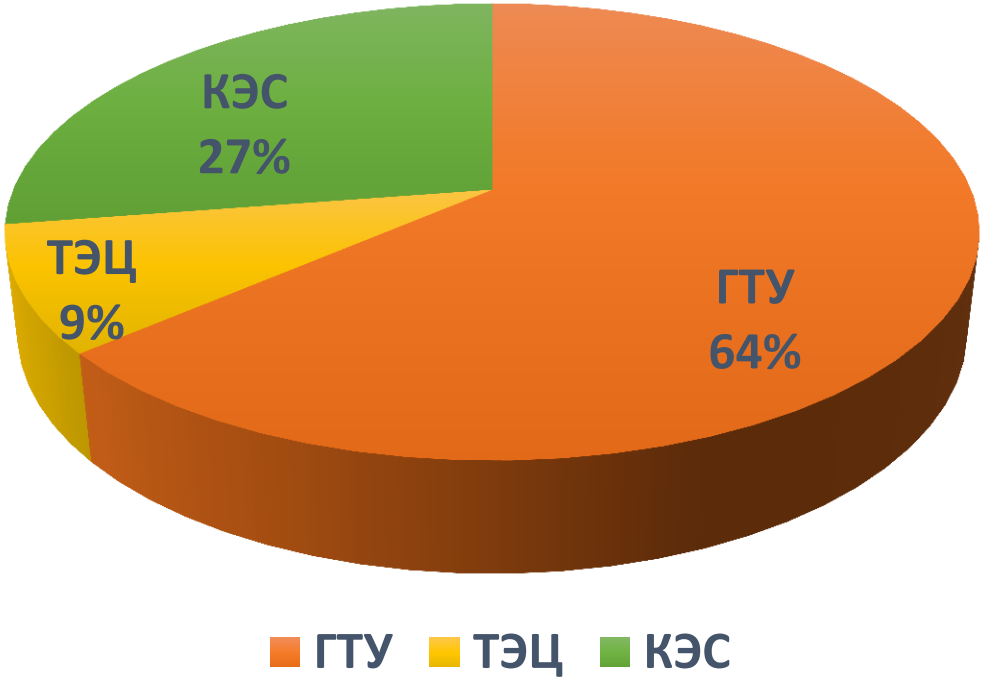


Рис.3. Доля полезного отпуска электроэнергии, генерируемой на электрических станциях за 2018 год

Как видно из диаграммы, доля ГТУ составляет 4145,2МВт (64 %) от общей установленной мощности всех электростанций с газовыми турбинами. На КЭС приходится 1786 МВт (27 %) от общей установленной мощности. Доля ТЭЦ составляет 580 МВт (9%), так как в Туркменистане функционируют всего две ТЭЦ.

Внутреннее потребление электрической энергии в стране также не стабильно. На нижеследующей диаграмме показано внутреннее потребление электрической энергии на период 2008-2020 гг.

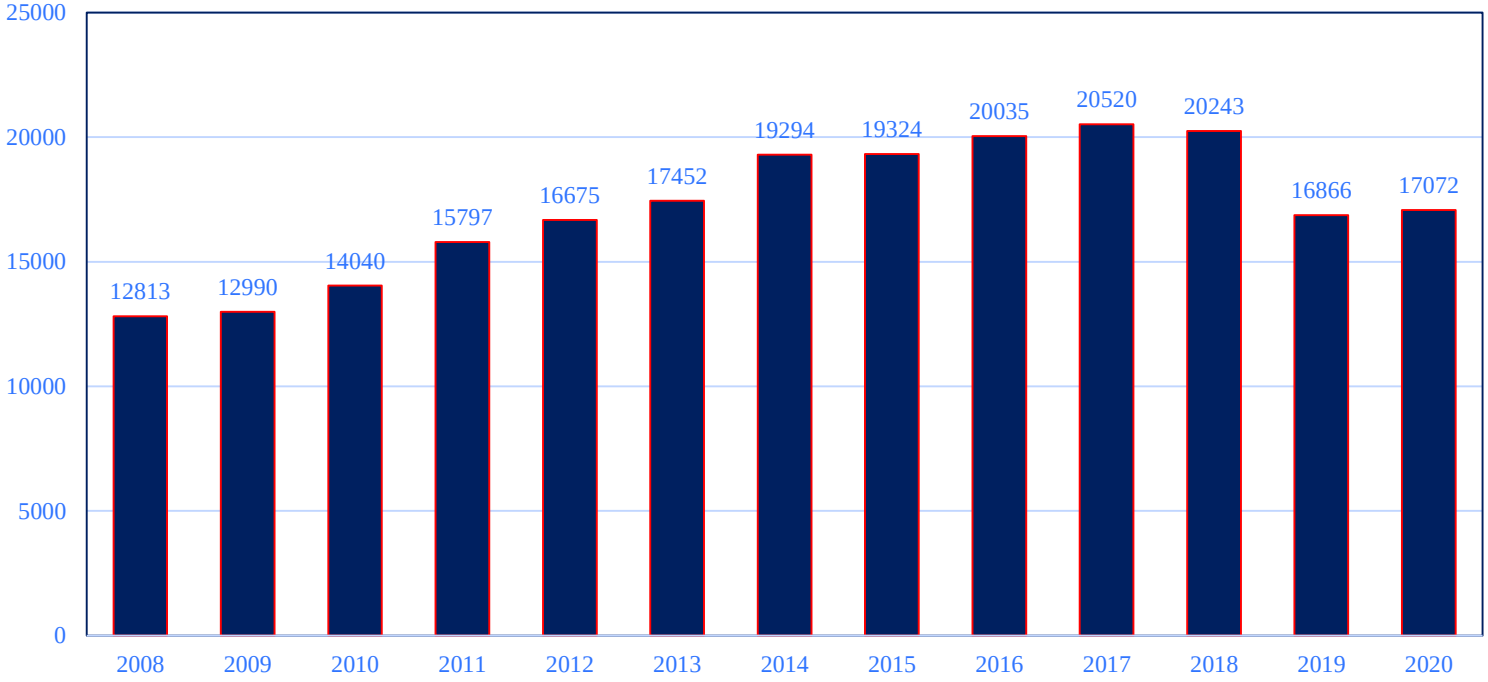


Рис.4 Внутреннее потребление электрической энергии на период 2008-2020 гг. (млн.кВт·час).

Спрос на электроэнергию в стране удовлетворяется за счет избыточной мощности существующих электростанций. С другой стороны, избыток электроэнергии может быть экспортирован. На рис.5 показан объем экспорта электроэнергии на период 2008-2020 гг.

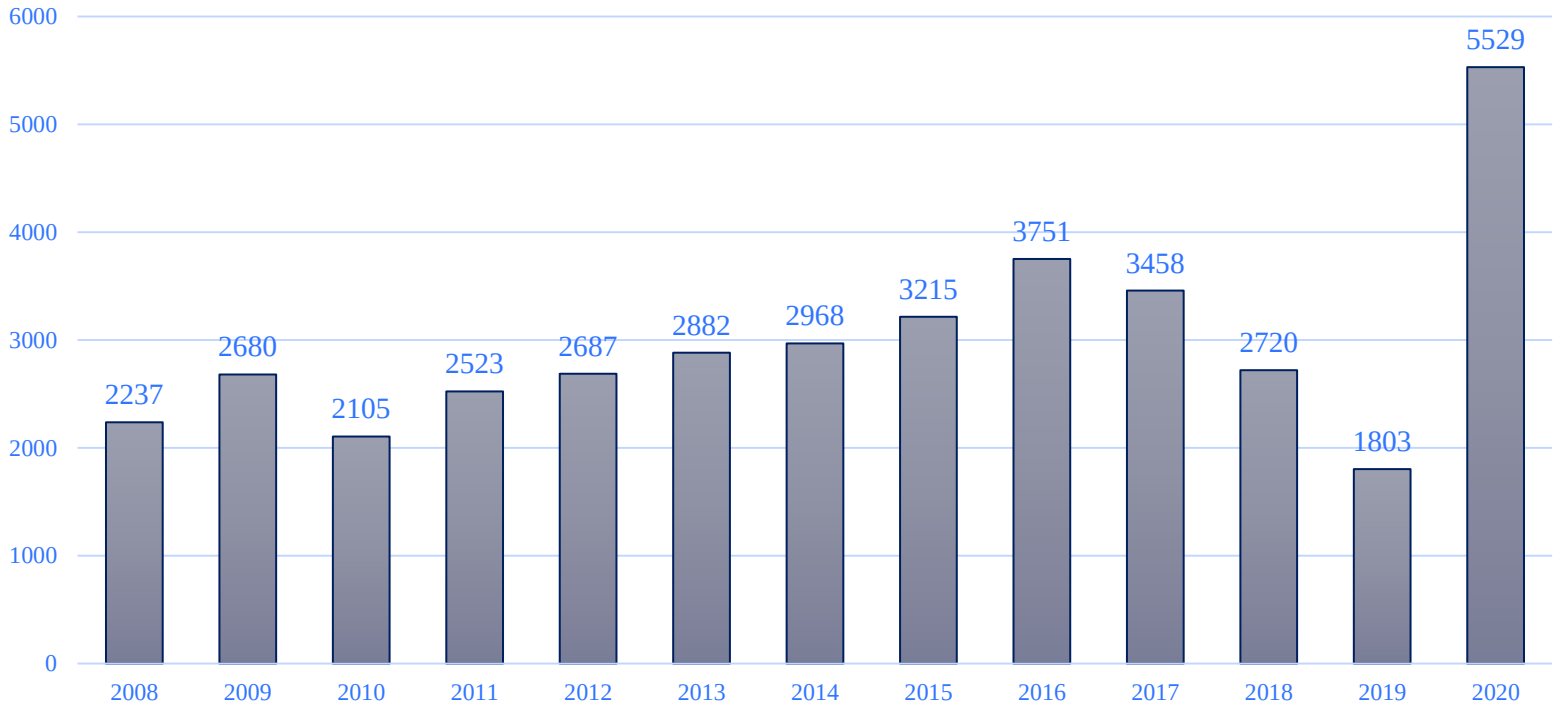


Рис.5. Экспорт электрической энергии в зарубежные страны на период 2008-2018 гг. (млн кВт·час).

Как видно из диаграммы, объемы экспорта электроэнергии год от года сильно разнятся. Это связано с изменением внешнего спроса на электроэнергию. В 2020 году экспорт электроэнергии в зарубежные страны составил 5529 млн кВт·час, из которых экспорт электрической энергии в Иран составил 867 млн кВт·час, в Афганистан – 733 млн кВт·час , в Узбекистан – 3929 млн кВт·час.

Определение основ ценовой политики в электроэнергетике является одним из основных направлений государственного регулирования в области электроэнергетики. К тарифам предъявляют ряд требований. Тарифы должны:

- отражать все виды затрат, связанные с производством, передачей и распределением энергии, а также планируемые отчисления и накопления для дальнейшего развития энергетики;
- способствовать снижению затрат, связанных с производством и использованием энергии;
- учитывать неравномерность электропотребления и изменение себестоимости электроэнергии по времени суток, дням недели и сезонам года;
- стимулировать потребителей снижать нагрузку в часы пик и повышать ее в часы ночных провалов графика нагрузки;
- быть ясными по своей цели и понятными для потребителя;
- по возможности обеспечивать простоту измерений энергии и расчетов с потребителями.

Применение обоснованных тарифов на электроэнергию является одним из наиболее эффективных экономических методов управления электропотреблением.

Для финансовых расчетов между поставщиками и потребителями электроэнергии, а также для экономического стимулирования потребителей к регулированию нагрузки установлена система ставок тарифов, по которым осуществляется оплата полученной электроэнергии [2].

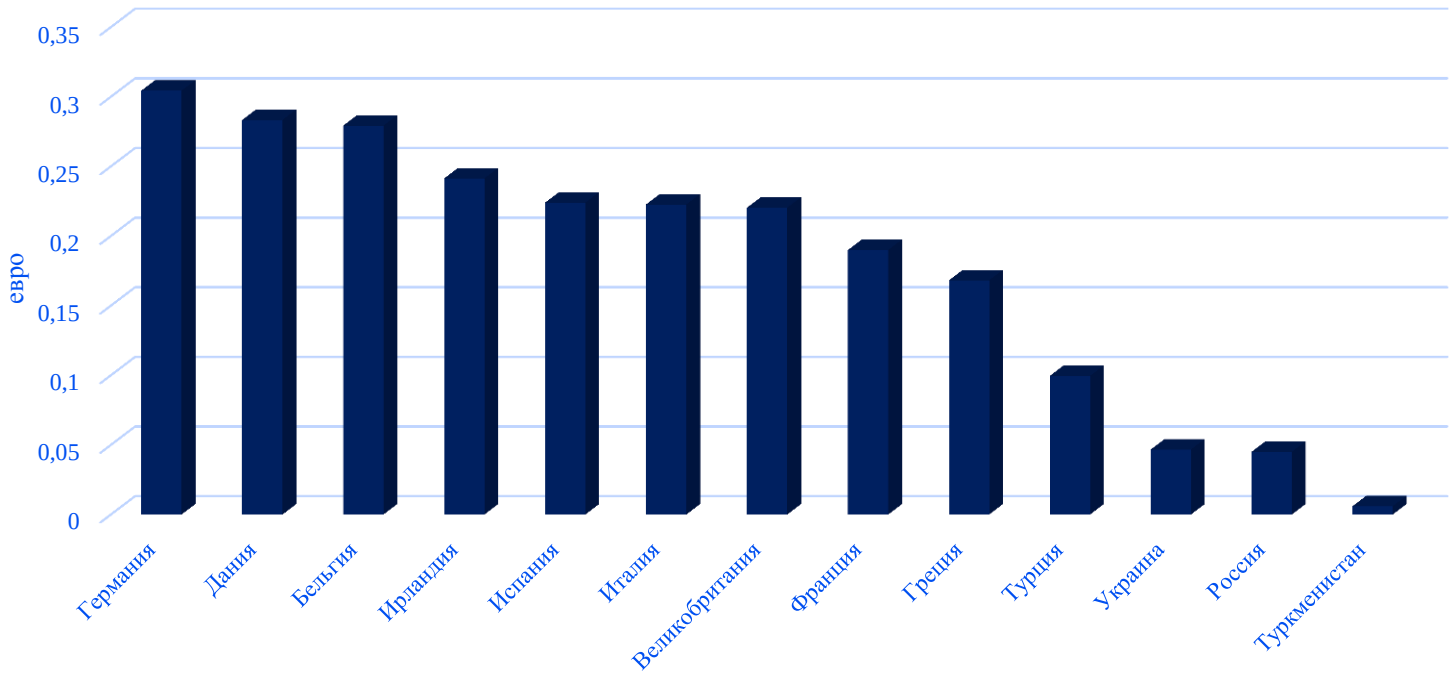


Рис 6. Сравнительные цены за 1 кВт*час электрической энергии в странах за 2020 год

Цены на электроэнергию в Туркменистане разработаны в соответствии с Постановлением Президента Туркменистана от 10 октября 2017 года № 396 «Об упорядочении стоимости природного газа, электроэнергии, жилищно-коммунальных, автотранспортных и коммуникационных услуг для всех потребителей». Указанные в тарифе цены действуют при передаче электроэнергии энергоснабжающими организациями предприятиям и учреждениям независимо от их численности, отраслевой подчиненности и формы собственности.

Стоимость электроэнергии складывается из платы за ***100 киловатт-часов (кВт·ч)*** активной электроэнергии, отпускаемой потребителю. В тарифах размеры стоимости указываются без учета налога на добавленную стоимость. Это правило не распространяется на стоимость отпускаемой населению электроэнергии. Цена на электроэнергию, поставляемую населению, установлена с учетом налога на добавленную стоимость.

Метод интерполяции используется, если фактический объем потребляемой электроэнергии ниже или больше единиц измерения, установленных для расчета цены. Например, для потребителей I группы количество потребляемой электроэнергии на 56 кВт.ч рассчитывается следующим образом: (3,31·56)/100 = 1.85 маната (без учета НДС), где 3,31 манат – стоимость единицы, 100 кВт·ч – единица измерения, 56 кВт·ч – фактический объем потребленной электроэнергии.

На сегодняшний день установлены нижеследующие размеры стоимости электроэнергии с учетом и без учёта налога на добавленную стоимость:

На сегодняшний день установлены нижеследующие размеры стоимости электроэнергии с учетом и без учёта налога на добавленную стоимость: (*курс доллара. 1$=3,5 маната)*

№	Потребитель	Стоимость, манат
1	Для граждан Туркменистана, не занимающиеся предпринимательской деятельностью (с учетом НДС)	**2,5 маната**
2	Для финансируемых из бюджета и приравненных к ним юридических лиц (без учета НДС)	**3,31 маната**
3	Для относящихся к государственной собственности хозрасчётных юридических лиц; для не относящихся к государственной собственности юридических лиц и занимающихся предпринимательством физических лиц (без учета НДС)	**6,28* маната**
4	Для иностранных граждан, имеющих выданный в соответствии с законодательством Туркменистана документ, дающий право проживать на территории Туркменистана, для лиц без гражданства и беженцев (без учета НДС)	**2,17 маната**
5	Для образованных в соответствии с законодательством зарубежных государств юридических лиц, осуществляющих свою деятельность через зарегистрированные в Туркменистане представительство и филиал (без учета НДС)	**3,58 доллара США**
6	Для аккредитованных в Туркменистане дипломатических представительств, консульских учреждений зарубежных государств и постоянных представительств при межгосударственных, межправительственных, международных организациях этих государств, а также для межгосударственных, межправительственных, международных организаций, их филиалов и постоянных представительств в Туркменистане (без учета НДС)	**3,31 маната**

Передача электроэнергии всем потребителям (не относящимся к жилому сектору) осуществляется электросетевой компанией в соответствии с договором. В случае возникновения дефицита мощности электроснабжающая организация определяет количество ограниченного потребления электрической энергии в часы максимальной нагрузки. В Туркменистане оплата за потреблённую электрическую энергию производится по действующему одноставочному тарифу, а цены устанавливаются по первому и второму разряду.

Плата за *100 кВт·час* установлена за отпущенную потребителю активную электрическую энергию, учтенную расчетным счетчиком на стороне первичного напряжения головного абонентского трансформатора.

Если счетчик установлен на стороне вторичного напряжения, т.е. после головного абонентского трансформатора, то указанная в прейскуранте плата за 100 кВт·час отпущенной потребителю электрической энергии при расчете с потребителем умножается на коэффициент 1,025.

В случае, если прибор учета не установлен в пределах зоны разделения прибора учета электроэнергии (после трансформатора основного потребителя), технологические затраты на электроэнергию от пределов расчета электроподключения до установки электрического прибора учета определяются методом расчета.

Таким образом, в Туркменистане действуют одноставочные тарифы. Тарифы на электроэнергию в Туркменистане являются наиболее доступными для населения по сравнению с другими странами мира.

2.10 Особенности тарифного регулирования в Казахстане

А.А. Жакупов, к.э.н., профессор , заведующий «Лаборатория исследования проблем топливно-энергетического комплекса» (ЛИПТЭК)

ОСОБЕННОСТИ ТАРИФНОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ В КАЗАХСТАНЕ

АУЭС

Президент Казахстана К.К. Токаев поставил ряд новых и актуальных первоочередных задач в экономике страны**:**

- **Ограничение инфляционного повышения цен** на товары и услуги;
- **Привлечение инвестиций** в базовые отрасли на модернизацию, строительство новых генерирующих источников , позволяющих **исключить дефицит** мощностей в Единой энергосистеме РК;
- Обеспечение **долгосрочной надежности электроснабжения потребителей** товаром и услугами требуемого качества;
- **Совершенствование механизма** возврата вложенных средств и снижение риска инвесторов;
- Повышение производительности труда минимум в **1,5 раза**;
- 28 августа 2020года Президент РК К.К Токаев на заседании двух палат парламента, дал поручение правительству: **системно и предметно заниматься вопросами ценообразования и тарифами**, отметив , что цены в стране высоки, это касается как продуктов питания, так и различных услуг естественных монополистов

Президент **указал о необходимости обеспечить полноценное развитие рыночных институтов и механизмов при стабилизирующей роли государства.**

ПРИНЦИПЫ ПОСТРОЕНИЯ СИСТЕМЫ ТАРИФОВ НА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЮ

1. Соответствие стратегическим задачам энергетики
2. Выполнение экономической, финансовой и политической функций.
3. Расчет средней цены за электроэнергию.
4. Обеспечение конкурентоспособности электроэнергии по сравнению с другими видами энергоносителей.
5. Государственное регулирование.
6. Унификация тарифа по территории страны.
7. Дифференциация или отсутствие ее по территории страны.
8. Регулирование тарифа по часам суток, сезону года.
9. Корректировка уровня тарифов в зависимости от внешних факторов.

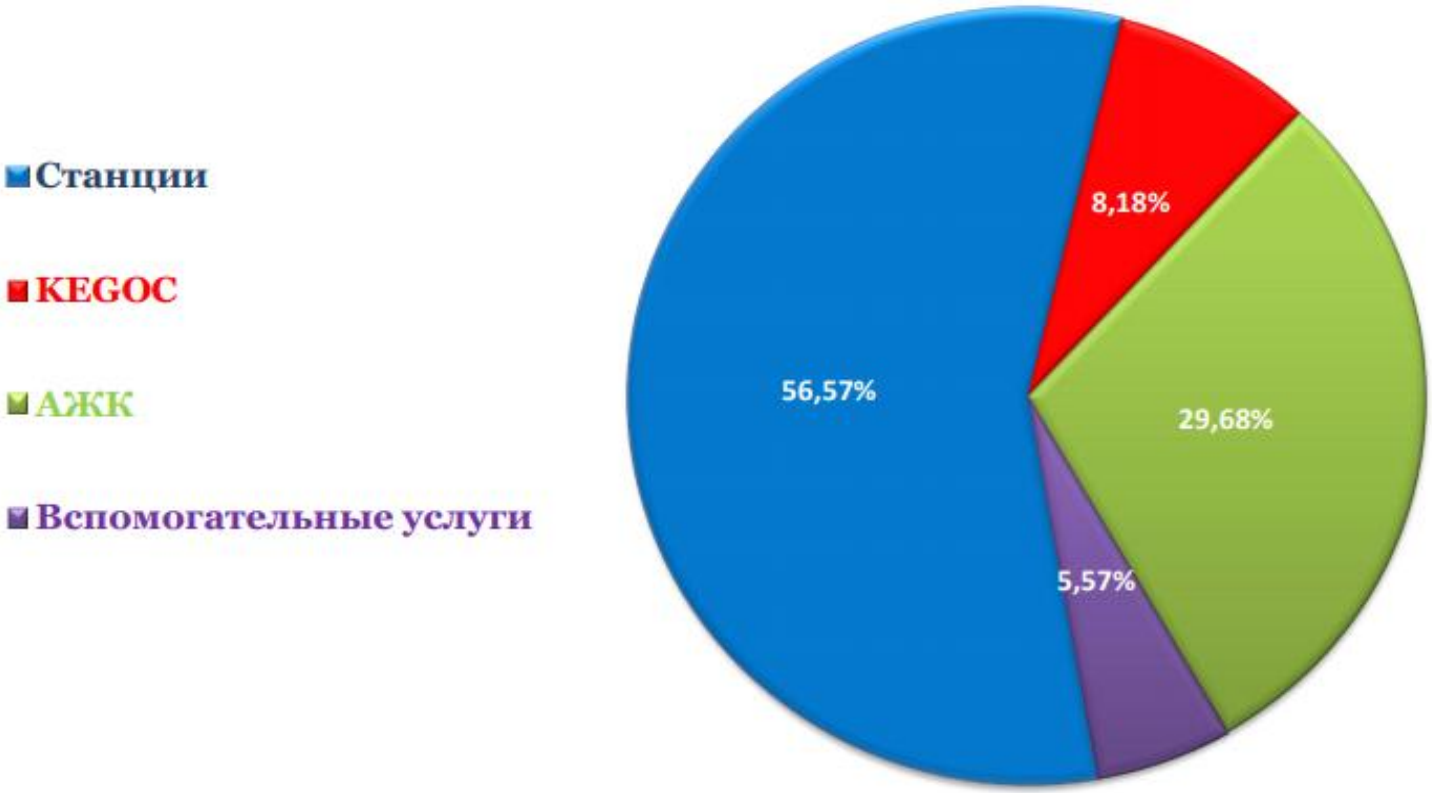
СТРУКТУРА СРЕДНЕОТПУСКНОГО ТАРИФА НА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЮ

АУЭС

СТРУКТУРА ТАРИФА У ПОТРЕБИТЕЛЯ НА ПРИМЕРЕ Г. АЛМАТЫ

АУЭС

Структура тарифа у потребителя в г. Алматы, Казахстан



ЦЕНЫ ЭНЕРГОСНАБЖАЮЩИХ ОРГАНИЗАЦИЙ ДЛЯ Г. АЛМАТЫ

АУЭС

Наименование станции	Группа	Предельный тариф, тенге/кВт*ч
Экибастузская КЭС	1	5,80
Жамбылская ГРЭС	2	9,10
Алматинские ТЭЦ и Капшагайская ГЭС	26	10.30

- *Цена энергопроизводящих организаций (ЭПО) на производство – тенге/кВт* (усредненный.)*
- *Цена на услуги передачу по сетям АО KEGOC – 2,448 тенге / кВт*ч (на 2021год) (без НДС)*
- *Цена на передачу по сетям АО АЖК – 5,63 тенге/ кВт*ч.(на 2021год) (без НДС)*
- *Цена на технологически связанные услуги (регулирование мощности, диспетчеризация и др.) 0,35тг/кВт*ч. (на 2021год, без НДС).*

СТРУКТУРА СЕБЕСТОИМОСТИ ПРОИЗВОДСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ РАЗЛИЧНОГО ТИПА

АУЭС

Составляющие себестоимости электроэнергии	ТЭС и АЭС	ГЭС	Сети
Топливо	50 – 70%	-	-
Амортизация (включая отчисления на капремонт)	28 – 18%	80 – 85%	50 – 60%
Заработная плата	10 – 6%	6 – 8%	24 – 20%
Прочие	12 – 6%	14 – 7%	26 – 20%
Всего	**100%**	**100%**	**100%**

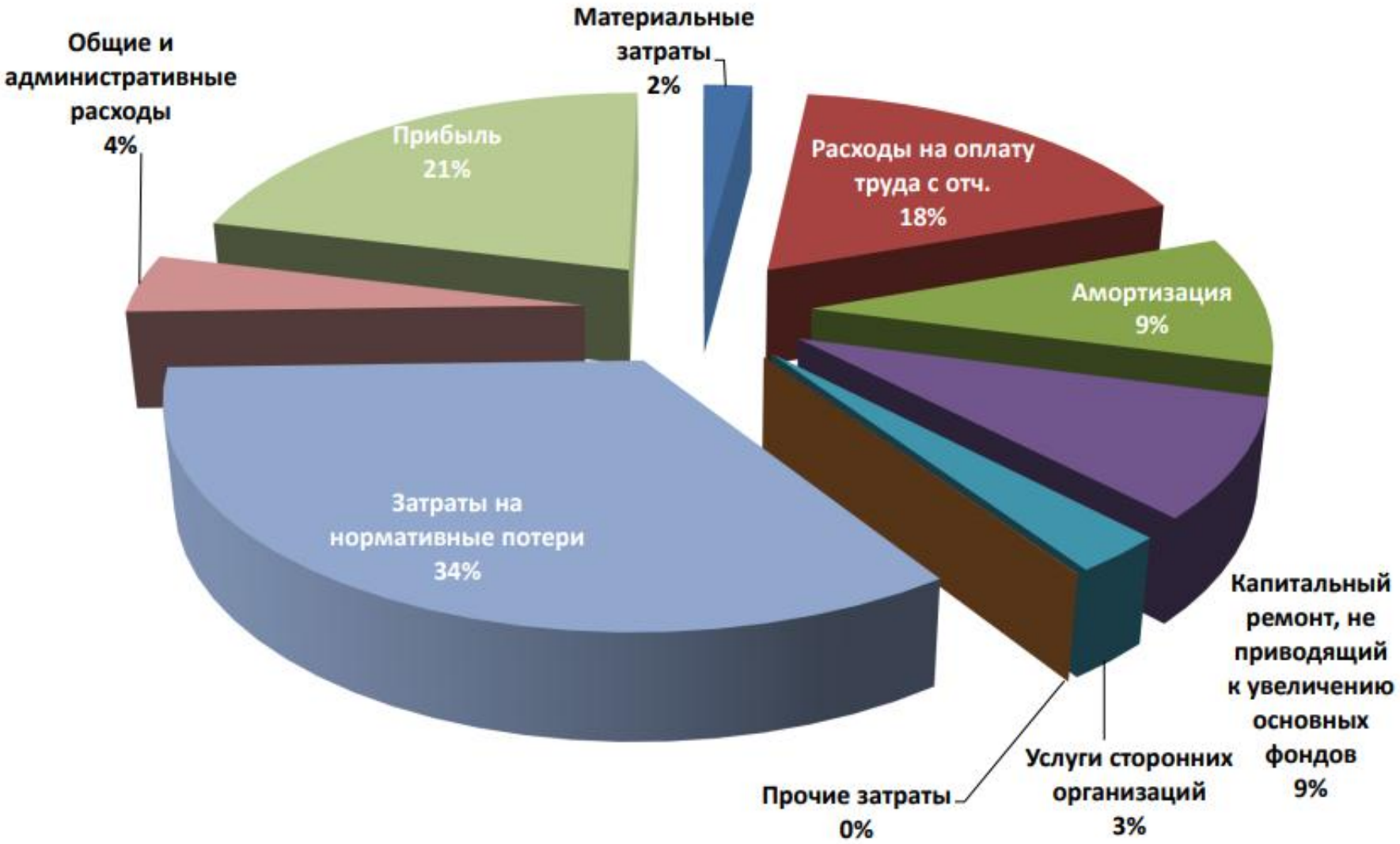
СТРУКТУРА ТАРИФА В РЭК В УСЛОВНЫЙ ГОД

АУЭС

№	Наименование показателей	Структура, %
1	Затраты на производство товаров по предоставлению услуг, всего в том числе	74,5%
2	Материальные затраты всего, в т.ч.	2,0%
3	Сырье и материалы	0,5%
4	ГСМ	1,1%
5	Энергия	0,4%
6	Расходы на оплату труда с отч.	17,5%
7	Амортизация	9,5%
8	Капитальный ремонт, не приводящий к увеличению основных фондов	8,7%
9	Услуги сторонних организаций	2,8%
10	Прочие затраты	0,0%
11	Затраты на нормативные потери	34,0%
12	**Расходы периода, всего в том числе**	4,3%
13	Общие и административные расходы	4,3%
14	Всего затрат на предоставление услуг	78,8%
15	**Прибыль**	21,2%
16	**Всего доход**	**100,0%**
17	Объем оказываемых услуг, млн. кВтч.	6 134,43
18	Тариф (без НДС), тенге / кВтч	4,03

СТРУКТУРА ТАРИФА РЭК

АУЭС



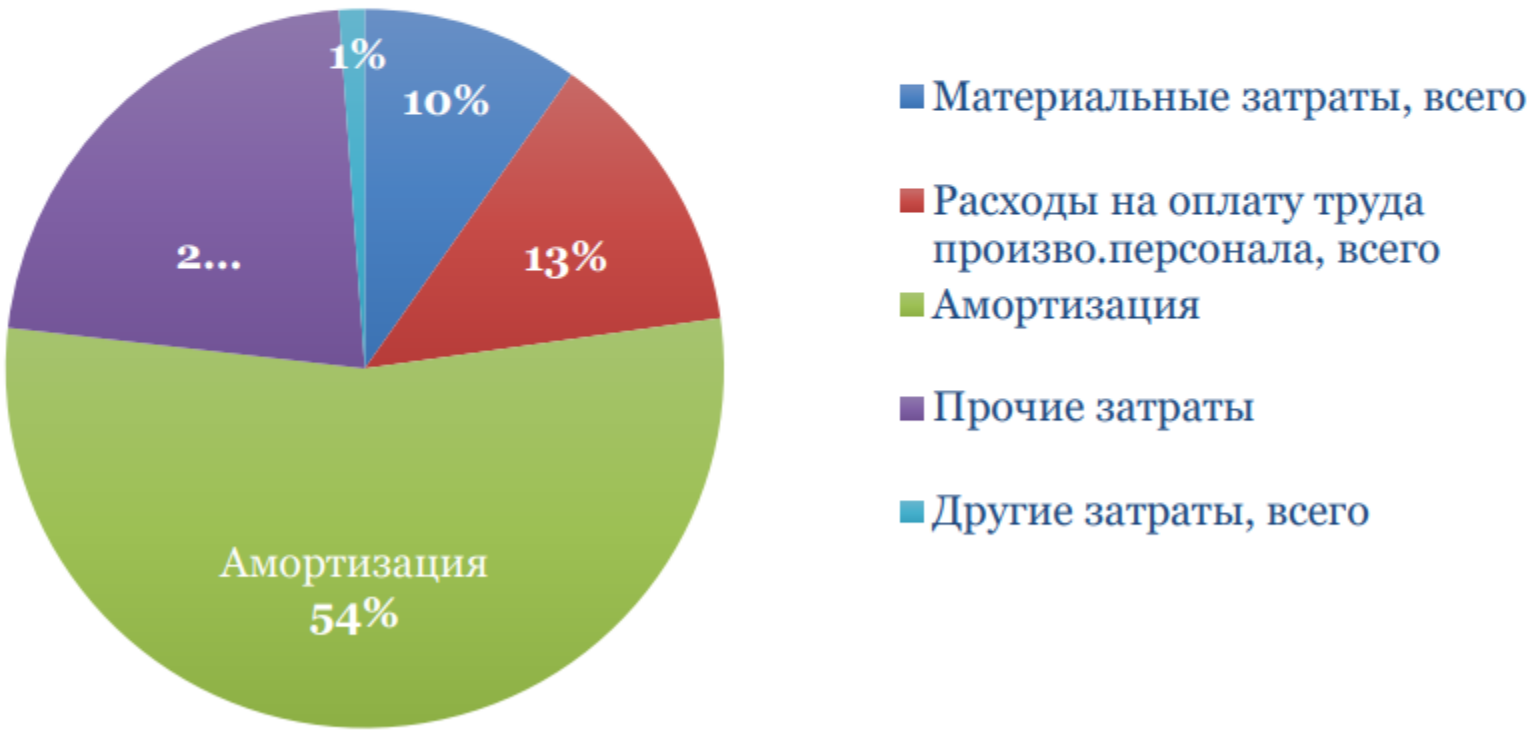
ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТАРИФ НА УСЛОВНЫЙ ГОД (ГЭС)

АУЭС

Наименование статей затрат	Ед.изм.	Проект тарифа в условном году
Затраты на производство электрической энергии, всего	тыс.тенге	2 470 076,24
Материальные затраты, всего	тыс.тенге	240 969,14
Расходы на оплату труда произ. персонала, всего	тыс.тенге	321 145,97
Амортизация	тыс.тенге	1 335 278,00
Прочие затраты	тыс.тенге	544 326,00
Другие затраты, всего	тыс.тенге	28 357,70
Расходы периода, всего	тыс.тенге	8 641 753,30
Общие и административные расходы, всего	тыс.тенге	132 419,98
Прочие затраты, всего	тыс.тенге	205 331,87
Расходы на финансирование, в том числе	тыс.тенге	8 304 001,44
Затраты по ГЭС	тыс.тенге	11 111 829,54
Всего затрат	тыс.тенге	**11 111 829,54**
Прибыль на регул.базу задейст.активов (РБА)	тыс.тенге	-
Всего доходов	тыс.тенге	**11 111 829,54**
Объем выработки	тыс.кВтч	1 120 000,00
Тариф (без НДС)	тенге/кВтч	**9,92**

ЗАТРАТЫ НА ПРОИЗВОДСТВО ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

АУЭС



СТРУКТУРА СЕБЕСТОИМОСТИ НА ТЭЦ УСЛОВНЫЙ ГОД

АУЭС

№	Статьи расходов	Структура, %
1	Вода (услуги водоканала)	11,13%
2	Вспомогательные материалы	4,23%
3	Топливо	40,80%
4	Энергия	0,03%
5	Затраты на оплату труда с отчислениями	9,85%
6	Амортизация	11,11%
7	Ремонт	11,82%
8	Услуги и прочие расходы	4,68%
9	Услуги по транзиту энергии	2,03%
10	Плата за выбросы	2,69%
11	Другие расходы	1,65%
	Всего затрат , в том числе	**100,00%**
	на электрическую	x
	на тепловую	x
	на подпитку	x
	Объем электроэнергии с шин, млн. кВтч	**1 824,20**
	Объем тепловой энергии с коллекторов, млн. Гкал	3,01
	себестоимость электроэнергии (тенге/ кВтч)	**3,08**
	себестоимость тепловой энергии (тенге/ Гкал)	956,1

СТРУКТУРА СЕБЕСТОИМОСТИ НА ТЭЦ (УСЛОВНЫЙ ГОД)

АУЭС

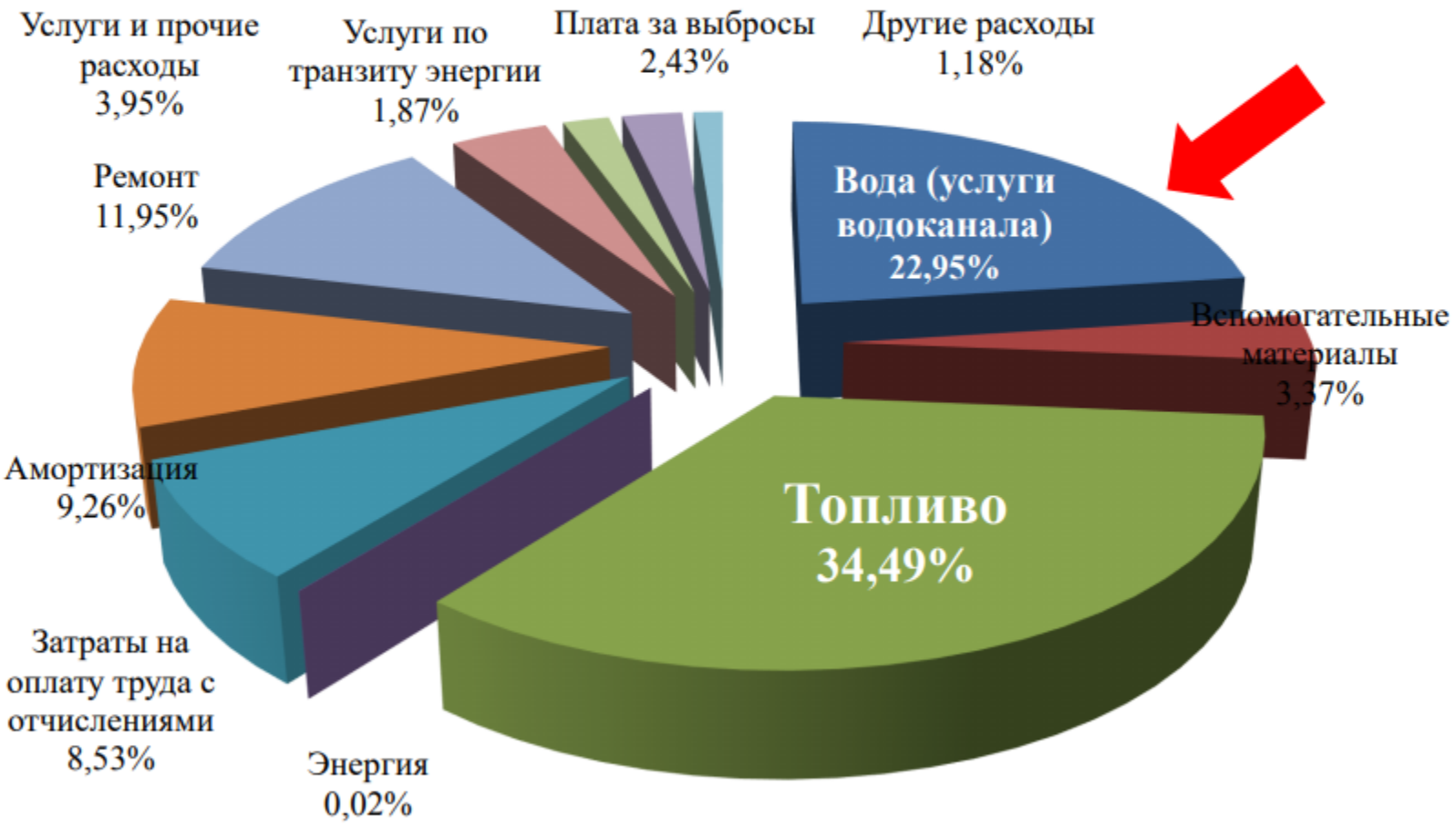
СТРУКТУРА СЕБЕСТОИМОСТИ НА ТЭЦ (ИЗМЕНЕНИЯ В СТРУКТУРЕ)

АУЭС

№	Статьи расходов	Структура, %
1	Вода (услуги водоканала)	22,95%
2	Вспомогательные материалы	3,37%
3	Топливо	34,49%
4	Энергия	0,02%
5	Затраты на оплату труда с отчислениями	8,53%
6	Амортизация	9,26%
7	Ремонт	11,95%
8	Услуги и прочие расходы	3,95%
9	Услуги по транзиту энергии	1,87%
10	Плата за выбросы	2,43%
11	Другие расходы	1,18%
12	**Всего затрат , в том числе**	**100,00%**
13	**не электрическую**	x
14	на тепловую	x
15	на подпитку	x
16	**Объем электроэнергии с шин, млн. кВтч**	**1 852,70**
17	Объем тепловой энергии с коллекторов, млн. Гкал	2,66
18	**себестоимость электроэнергии (тенге/ кВтч)**	**4,14**
19	себестоимость тепловой энергии (тенге/ Гкал)	1226,1

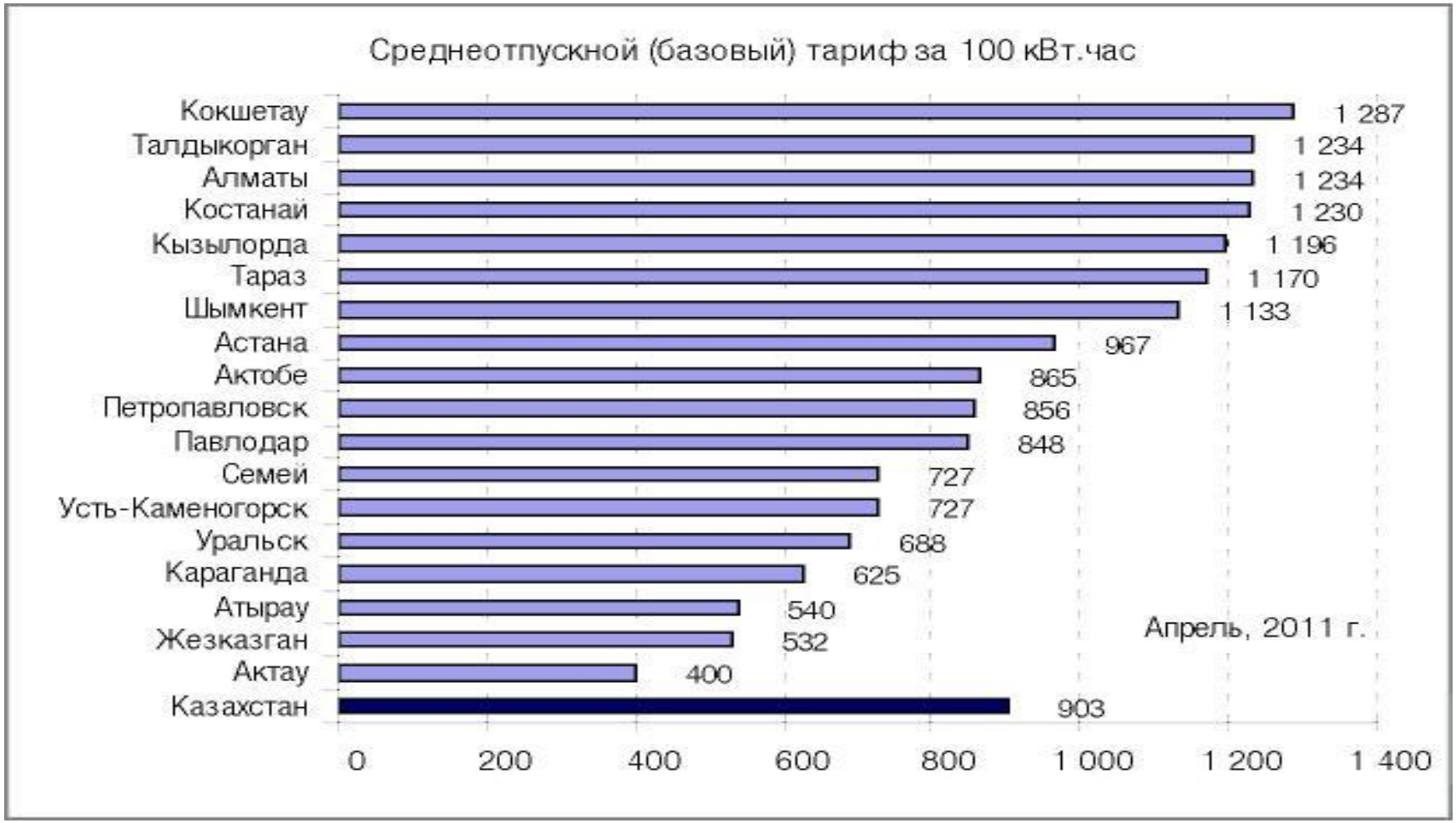
СТРУКТУРА СЕБЕСТОИМОСТИ НА ТЭЦ (ИЗМЕНЕНИЯ)

АУЭС



СРЕДНЕОТПУСКНОЙ ТАРИФ НА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЮ ПО РЕГИОНАМ РК (ТЕНГЕ/100КВТ*Ч)

АУЭС

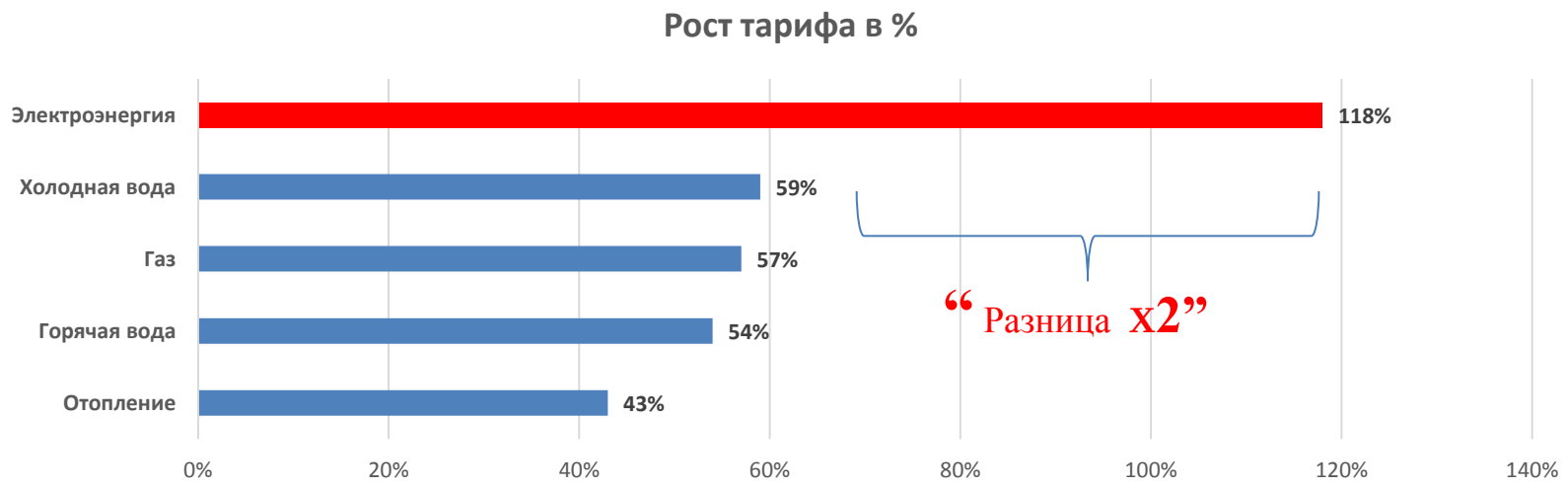


Источник: Агентство РК по статистике, ATFBank Research

РОСТ ЦЕН НА КОММУНАЛЬНЫЕ УСЛУГИ С 2005 ПО 2011 ГГ. В %.

АУЭС

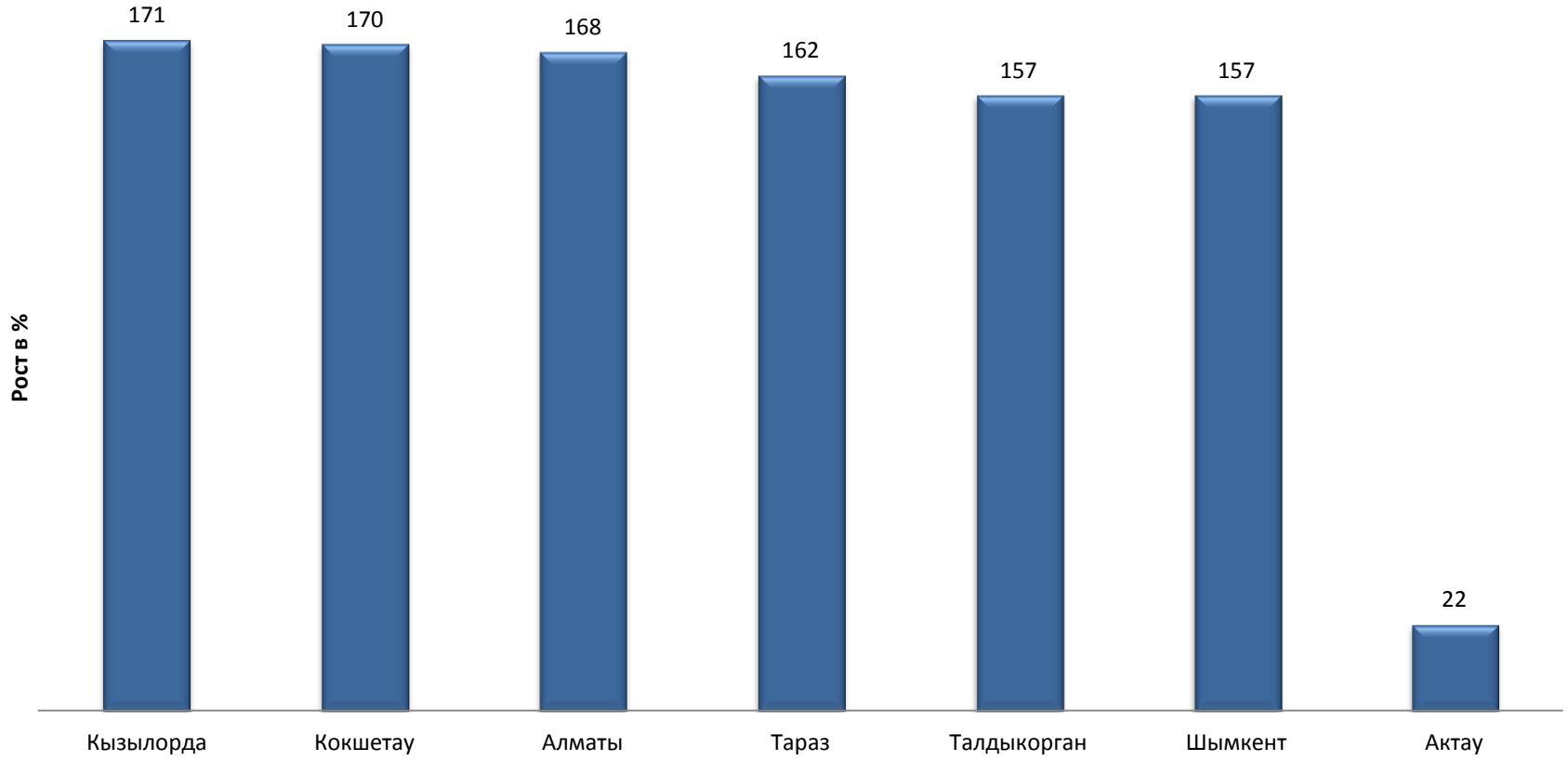
Наименование услуги	Цена в 2005 г. тенге за	Цена в тенге за Гкал	Рост тарифа в %	Изменение цены в тенге.
Электроэнергия	4,18	9,15	***118%***	4,97
Холодная вода	27,00	43,00	*59%*	16,00
Газ	7,00	11,00	*57%*	4,00
Горячая вода	100,00	154,00	*54%*	54,00
Отопление	1 810,00	2 585,00	*43%*	775,00



По материалам Агентства РК по статистике

РОСТ ТАРИФОВ НА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЮ ПО НЕКОТОРЫМ ГОРОДАМ РК С 2005 ПО 2011 ГГ. В %.

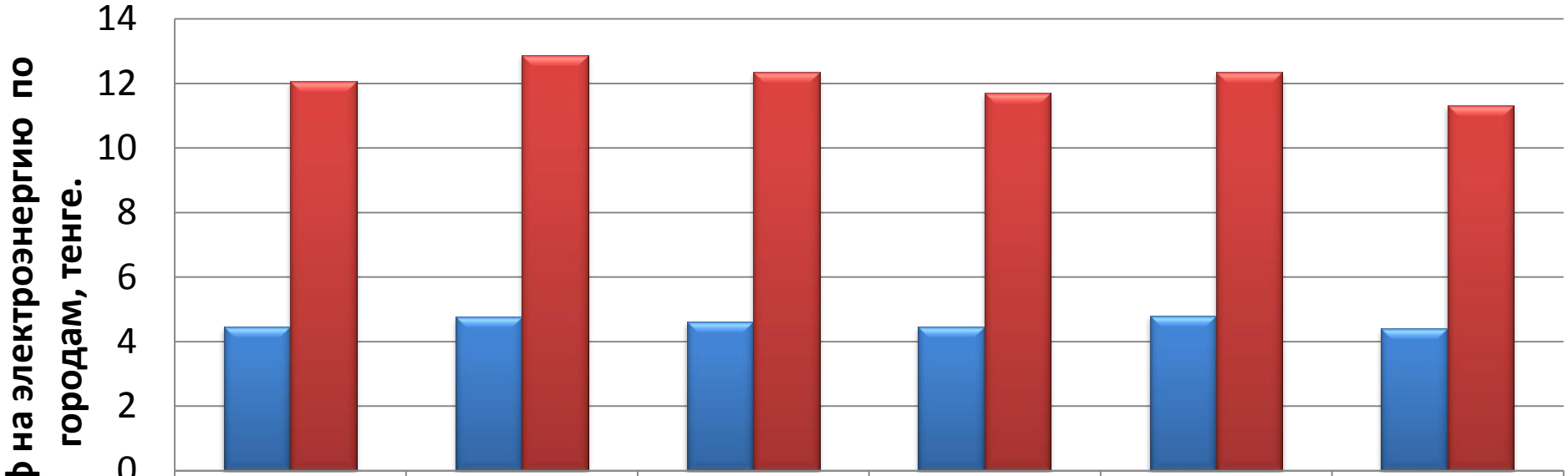
АУЭС



По материалам Агентства РК по статистике

СРАВНИТЕЛЬНЫЕ ДАННЫЕ ПО ТАРИФАМ НА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЮ В 2005 И 2011 ГГ., ТЕНГЕ/КВТ*Ч.

АУЭС



	Кызылорда	Кокшетау	Алматы	Тараз	Талдыкорган	Шымкент
2005 г.	4,45	4,76	4,6	4,46	4,8	4,4
2011 г.	12,06	12,87	12,34	11,7	12,34	11,33

АУЭС

Отпускной тариф на электроэнергию =

= стоимость электрической энергии + тариф на услуги сетевых компаний + услуги ЭСО + НДС

Покупка электроэнергии	Тариф (тенге*Квт*ч без НДС)
Электростанция 1	A
Электростанция 2	B
Электростанция 3	C
Электростанция 4	D
Средний тариф на покупку электроэнергии	(A+B+C+D)/4=S
Тариф на передачу	X
Услуги: регулирование мощности, диспетчеризация и т.д.	Z
Отпускной тариф на электроэнергию для потребителей	S+X+Z
Отпускной тариф на электроэнергию для потребителей + НДС	S+X+Z + НДС

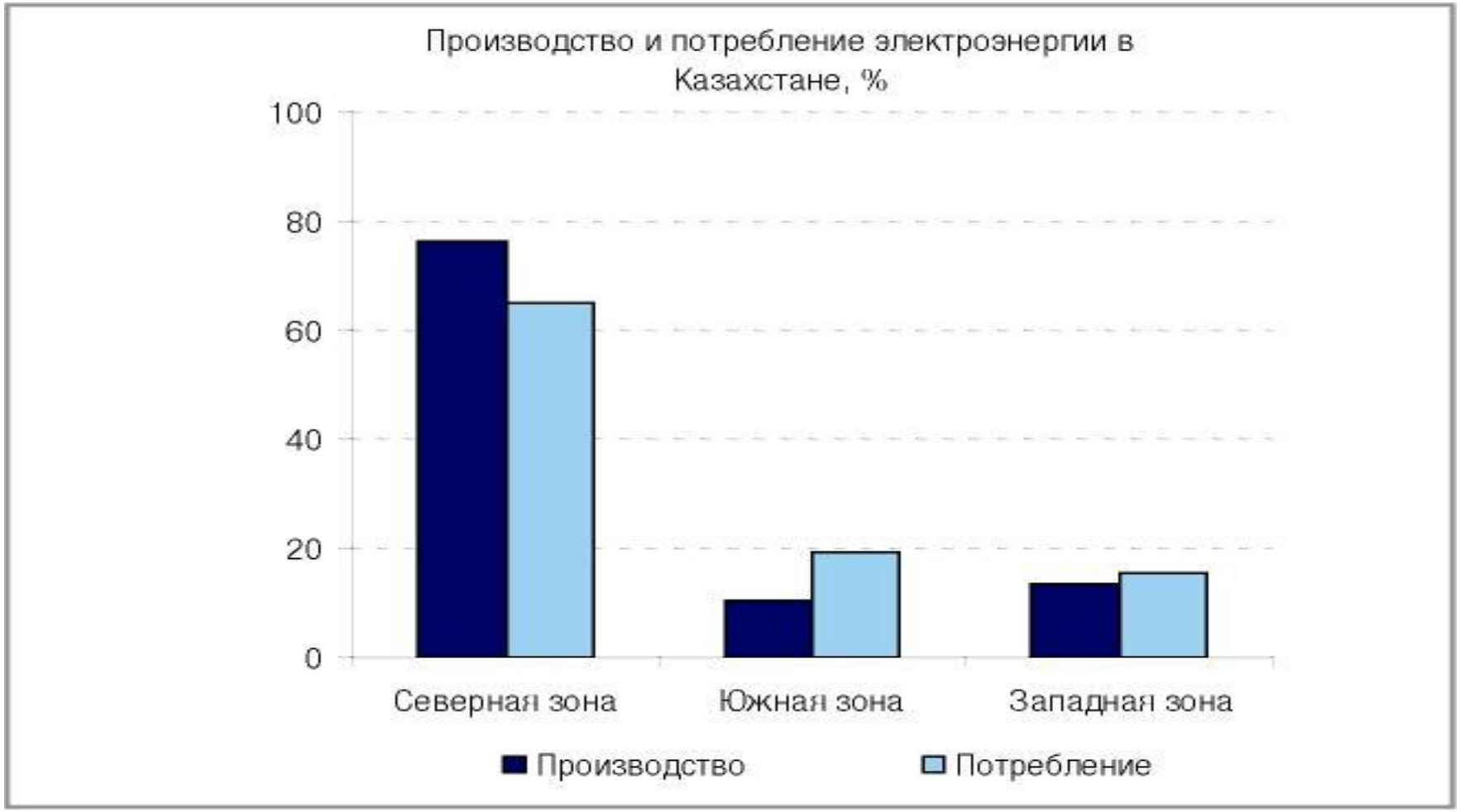
ПРЕДЕЛЬНЫЕ ТАРИФЫ
(ПОСТАНОВЛЕНИЕ ПРАВИТЕЛЬСТВА РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН ОТ 25 МАРТА 2009 ГОДА №392)

АУЭС

Наименование по группам	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
1-группа (ЭГРЭС-1,2, ЕЭК)	3,60	4,68	5,60	6,50	7,30	8,00	8,80
2-группа (ЖГРЭС)	5,90	6,50	6,90	7,90	8,30	8,50	8,70
3-группа (Астана-Энергия , КарЭнергоЦентр , Павл.энерго ТЭЦ-2,3, УКТЭЦ, Арс Митл)	4,30	4,94	5,40	5,90	6,40	6,90	7,50
4-группа (Кар ГРЭС-2, Ал.Казахстана, Балхаш ТЭЦ, Жезк ТЭЦ)	3,50	3,80	4,10	4,55	5,10	5,50	6,00
5-группа (Петроп ТЭЦ, Риддер ТЭЦ,)	3,60	4,10	4,80	5,45	6,25	7,15	8,05
6-группа (Согр ТЭЦ,КарГРЭС-1, Джет-7)	6,30	7,30	7,70	7,90	8,10	8,20	8,30
7-группа (З-энергоорт, Атырау ТЭЦ, Актобе ТЭЦ, ТаразЭнергоЦентр,	4,90	5,40	5,90	6,30	6,70	7,00	7,30
8-группа (Шахтинская ТЭЦ, Текелийская ТЭЦ, Кентауск. ТЭЦ)	4,50	4,95	5,40	5,98	6,60	7,20	7,50
9-группа (Аркалыкская ТЭЦ, Уральская ТЭЦ,Кост. ТЭК)	5,28	5,56	5,88	6,28	6,70	7,12	7,60
10-группа (АлЭС ТЭЦ-1,ТЭЦ-2,ТЭЦ-3, Капшаг.ГЭС)	5,74	6,74	7,10	7,40	7,80	8,20	8,60
11-группа (МАЭК –Казатомпром)	7,23	7,23	7,23	9,54	10,34	10,96	11,62
12-группа (Жанажол.ГТЭС, ТЭЦ АЗФ)	5,30	5,80	6,40	7,00	7,70	8,40	8,80
13-группа (Бух.ГЭС, УК ГЭС, Шард.ГЭС, Шульб.ГЭС, АО «Мойнакская ГЭС)	2,79	3,00	3,30	3,63	3,90	4,30	4,50

СЕВЕРНАЯ ЗОНА – 70% ОТ ОБЩЕГО ПРОИЗВОДСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В КАЗАХСТАНЕ.

АУЭС



Источник: Агентство РК по статистике, ATFBank Research

ТАРИФЫ, ДИФФЕРЕНЦИРОВАННЫЕ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ОБЪЕМОВ ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ДЛЯ БЫТОВЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ Г. АЛМАТЫ.

АУЭС

Категория потребителей Города Алматы	**1 уровень 13, 06 тенге**	**2 уровень 17, 21 тенге**	**3 уровень 21, 51 тенге**
Потребители, **не использующие** электроплиты	До 90	От 90 до 160	Свыше 160
Потребители, **использующие** электроплиты	До 115	От 115 до 190	Свыше 190
Одиноко проживающие пенсионеры, инвалиды, участники ВОВ и приравненные к ним лица, **не использующие** электроплиты	До 115	От 115 до 160	Свыше 160
Одиноко проживающие пенсионеры, инвалиды, участники ВОВ и приравненные к ним лица, **использующие** электроплиты	До 140	От 140 до 190	Свыше 190

СТАВКИ ТАРИФОВ, ДИФФЕРЕНЦИРОВАННЫХ ПО ЗОНАМ СУТОК, (С УЧЕТОМ НДС – 12%) ДЛЯ АЛМАТЫ

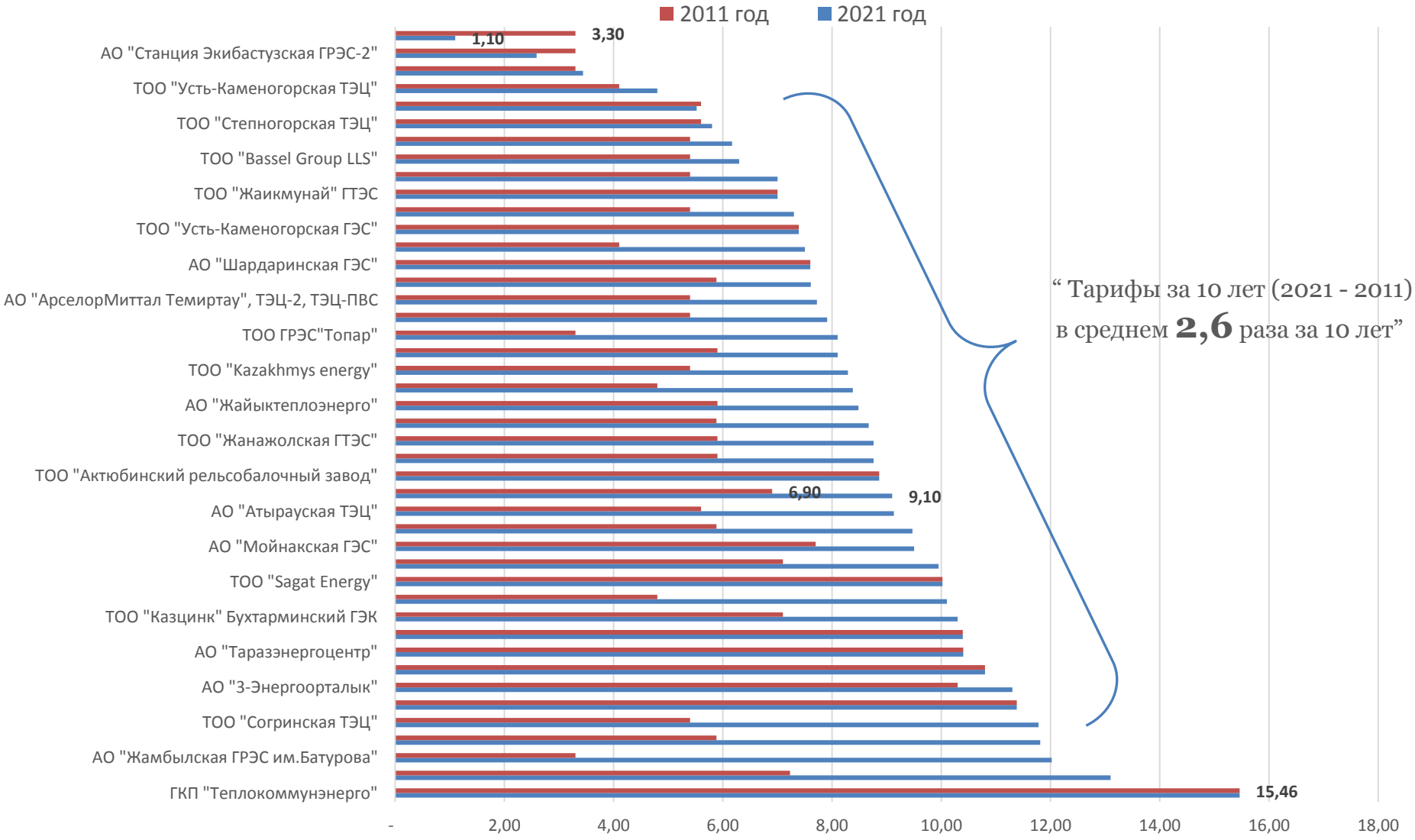
АУЭС

Для потребителей, рассчитывающихся по двухзонной системе учета		
Ставки тарифов	**Ставки тарифов в тенге за 1 кВт*ч**	**Структура %**
Дневная ставка тарифа (с 7-00 до 23-00)	18,47	82%
Ночная ставка тарифа (с 23-00 до 7-00)	4,13	18% (в 4,5 раза меньше дневного)

Для потребителей, рассчитывающихся по трехзонной системе учета		
Ставки тарифов	**Ставки тарифов в тенге за 1 кВт*ч**	**Структура %**
Дневная ставка тарифа (с 7-00 до 19-00)	14,34	29%
Ставка тарифа в часы максимума (с 19-00 до 23-00)	30,23	62% (в 2 раза дороже дневного)
Ночная ставка тарифа (с 23-00 до 07-00)	4,13	8% (в 3 раза дешевле дневного)

Сравнение изменения тарифов на электрическую энергию по ЭПО РК 10 лет (2021 - 2011)

АУЭС



Динамика изменении тарифов в Национальной сетевой компании АО «KEGOC» по видам услуг на **2016-2021 год**

АУЭС

№	Наименование услуги	Тенге/ кВт · ч (без НДС)					
		2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
1	По передаче электрической энергии по электрическим сетям	2,080	2,246	2,496	2,823	2,797	**2,448**
2	По технической диспетчеризации	0,231	0,234	0,249	0,306	0,306	**0,264**
3	По организации балансирования производства/ потребления электрической энергии	0,084	0,086	0,091	0,098	0,098	**0,086**

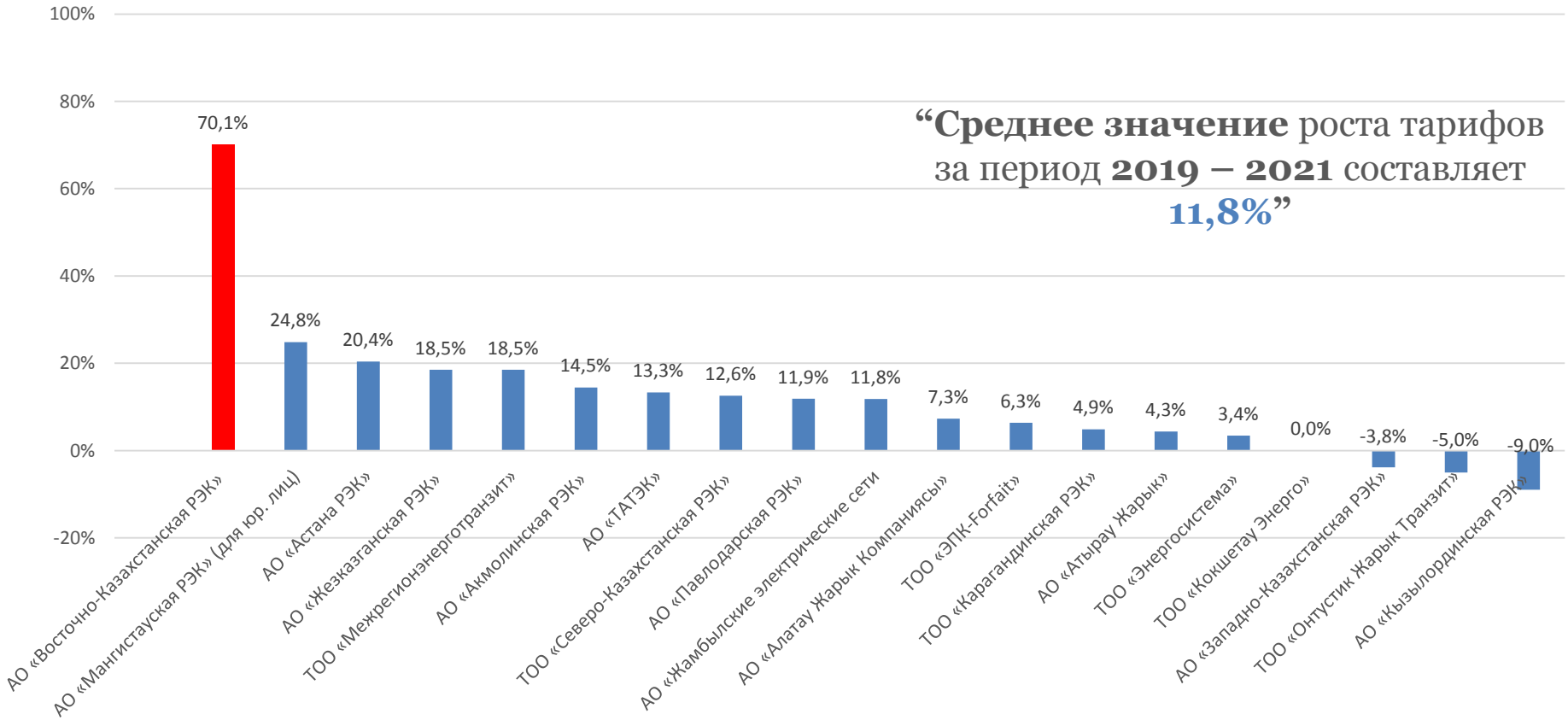
Тарифы на услуги по передаче и (или) распределению электрической энергии в 2019 и 2021 гг. по региональным сетям в РК

АУЭС

№	Наименование региональной электро	2019 год, тенге кВт * час	2021 год, тенге кВт * час	Изменение, тенге кВт * час	Изменение, %
1	АО «Акмолинская РЭК»	4,41	5,05	0,64	15%
2	АО «Алатау Жарык Компаниясы»	5,63	6,04	0,41	7%
3	АО «Атырау Жарык»	4,84	5,05	0,21	4%
4	ТОО «Межрегионэнерготранзит»	2,38	2,81	0,44	19%
5	ТОО «ЭПК-Forfait»	5,47	5,81	0,35	6%
6	АО «Павлодарская РЭК»	4,01	4,48	0,48	12%
7	ТОО «Кокшетау Энерго»	5,83	5,83	0,00	0%
8	АО «Жамбылские электрические се	5,33	5,96	0,63	12%
9	ТОО «Северо-Казахстанская РЭК»	3,97	4,47	0,50	13%
10	АО «ТАТЭК»	5,48	6,21	0,73	13%
11	ТОО «Онтустик Жарык Транзит»	6,75	6,41	-0,34	-5%
12	ТОО «Карагандинская РЭК»	5,53	5,80	0,27	5%
13	ТОО «Энергосистема»	4,64	4,80	0,16	3%
14	АО «Кызылординская РЭК»	4,95	4,50	-0,45	-9%
15	АО «Жезказганская РЭК»	3,54	4,20	0,66	19%
16	АО «Мангистауская РЭК» (для юр.	4,75	5,93	1,18	25%
17	АО «Восточно-Казахстанская РЭК»	4,08	6,94	2,86	70%
18	АО «Западно-Казахстанская РЭК»	5,47	5,26	-0,21	-4%
19	АО «Астана РЭК»	2,70	3,25	0,55	20%

Процент изменения тарифов на передачу и распределение электрической энергии за 2 года за период пандемии (2019-2021) по региональным сетям РК (РЭК), %

АУЭС



“Среднее значение роста тарифов за период **2019 – 2021** составляет **11,8%**”

Изменение тарифов для физических лиц от ЭСО РК

АУЭС

№	Название энергоснабжающей организации	2019 год, тенге Квт час	2021 год, тенге Квт час	Изменение, тенге Квт час	Изменение, %
1	ТОО "Энергопоток" (Туркестанская область)	13,08	16,30	3,22	25%
2	ТОО "АРЭК-Энергосбыт" (Акмолинская область)	14,21	17,11	2,90	20%
3	ТОО "СевКазЭнергоСбыт" (Северо-Казахстанская область)	11,00	13,71	2,71	25%
4	ТОО "АктобеЭнергоСнаб" (Актюбинская область)	8,33	10,97	2,64	32%
5	ТОО "ШыгысЭнергоТрейд" (Восточно-Казахстанская область)	9,72	12,22	2,50	26%
6	ТОО "ЖетысуЭнергоТрейд" (Алматинская область)	13,11	15,56	2,45	19%
7	ТОО "КокшетауЭнергоЦентр" (Акмолинская область)	13,94	16,32	2,38	17%
8	ТОО "КостанайскийЭнергоЦентр" (Костанайская область)	14,95	17,17	2,22	15%
9	ТОО "ПавлодарЭнергоСбыт" (Павлодарская область)	9,46	11,12	1,66	18%
10	ТОО "КарагандаЖылуСбыт" (Карагандинская область)	9,45	11,05	1,60	17%
11	ТОО "АстанаЭнергоСбыт" (г. Астана)	11,40	12,72	1,32	12%
12	ТОО "АтырауЭнергоСату" (Атырауская область)	4,11	5,30	1,19	29%
13	ТОО "АлматыЭнергоСбыт" (г. Алматы)	18,50	19,17	0,67	4%
14	ДТОО "ЭнергоСервис" (Кызылординская область)	13,83	14,46	0,63	5%
15	ТОО "СолтүстікЭнергоОрталық" (Северо-Казахстанская область)	12,81	12,91	0,10	1%
16	ТОО "ЖамбылЖарыкСауда-2030" (Жамбылская область)	14,95	14,01	-0,94	-6%

Изменение тарифов для юридических лиц от ЭСО РК

АУЭС

№	Название энергоснабжающей организации	2019 год, тенге Квт час	2021 год, тенге Квт час	Изменение, тенге Квт час	Изменение, %
1	ТОО "СолтүстікЭнергоОрталық" (Северо-Казахстанская облас	19,53	28,46	8,93	46%
2	ТОО "КостанайскийЭнергоЦентр" (Костанайская область)	21,14	29,73	8,59	41%
3	ТОО "АРЭК-Энергосбыт" (Акмолинская область)	18,47	26,75	8,28	45%
4	ТОО "Энергопоток" (Туркестанская область)	22,61	30,43	7,82	35%
5	ТОО "ШығысЭнергоТрейд" (Восточно-Казахстанская область	12,94	19,16	6,22	48%
6	ТОО "ЖетысуЭнергоТрейд" (Алматинская область)	20,15	25,76	5,61	28%
7	ТОО "АктобеЭнергоСнаб" (Актюбинская область)	17,44	22,92	5,48	31%
8	ДТОО "ЭнергоСервис" (Кызылординская область)	16,26	21,71	5,45	33%
9	ТОО "АтырауЭнергоСату" (Атырауская область)	17,96	23,12	5,16	29%
10	ТОО "КокшетауЭнергоЦентр" (Акмолинская область)	19,14	24,17	5,03	26%
11	ТОО "СевКазЭнергоСбыт" (Северо-Казахстанская область)	14,57	18,78	4,21	29%
12	ТОО "ЖамбылЖарыкСауда-2030" (Жамбылская область)	19,85	22,78	2,93	15%
13	ТОО "ПавлодарЭнергоСбыт" (Павлодарская область)	15,14	17,96	2,82	19%
14	ТОО "АстанаЭнергоСбыт" (г. Астана)	16,01	16,87	0,86	5%
15	ТОО "АлматыЭнергоСбыт" (г. Алматы)	20,15	20,69	0,54	3%
16	ТОО "КарагандаЖылуСбыт" (Карагандинская область)	24,01	24,11	0,10	0%

Сравнение тарифов для физических и юридических лиц от ЭСО РК за **2021 год**

АУЭС

№	Название энергоснабжающей организации	Физ. лица **2021 год,** тенге Квт час	Юр. лица **2021 год,** тенге Квт час	**Разница** тенге Квт час	**Разница, ~ х,х раз**
1	ТОО "АтырауЭнергоСату" (Атырауская область)	5,30	23,12	17,82	4,4
2	ТОО "СолтүстікЭнергоОрталық" (Северо-Казахстанская облас	12,91	28,46	15,55	2,2
3	ТОО "Энергопоток" (Туркестанская область)	16,30	30,43	14,13	1,9
4	ТОО "КарагандаЖылуСбыт" (Карагандинская область)	11,05	24,11	13,06	2,2
5	ТОО "КостанайскийЭнергоЦентр" (Костанайская область)	17,17	29,73	12,56	1,7
6	ТОО "АктобеЭнергоСнаб" (Актюбинская область)	10,97	22,92	11,95	2,1
7	ТОО "ЖетысуЭнергоТрейд" (Алматинская область)	15,56	25,76	10,20	1,7
8	ТОО "АРЭК-Энергосбыт" (Акмолинская область)	17,11	26,75	9,64	1,6
9	ТОО "ЖамбылЖарыкСауда-2030" (Жамбылская область)	14,01	22,78	8,77	1,6
10	ТОО "КокшетауЭнергоЦентр" (Акмолинская область)	16,32	24,17	7,85	1,5
11	ДТОО "ЭнергоСервис" (Кызылординская область)	14,46	21,71	7,25	1,5
12	ТОО "ШығысЭнергоТрейд" (Восточно-Казахстанская область)	12,22	19,16	6,94	1,6
13	ТОО "ПавлодарЭнергоСбыт" (Павлодарская область)	11,12	17,96	6,84	1,6
14	ТОО "СевКазЭнергоСбыт" (Северо-Казахстанская область)	13,71	18,78	5,07	1,4
15	ТОО "АстанаЭнергоСбыт" (г. Астана)	12,72	16,87	4,15	1,3
16	ТОО "АлматыЭнергоСбыт" (г. Алматы)	19,17	20,69	1,52	1,1

“ Средний значение разницы роста тарифов между физическими и юридическими лицами за 2021 г. на **9,58** тенге / кВт* час **(83%)**

Международный опыт на примере Скандинавских стран

АУЭС

В скандинавских странах для успешной работы рынка способствовали

3 характерных для этих стран **фактора:**

- Большое количество генерирующих единиц
  - Финляндия – **120** производящих компаний с **400** электростанциями.
  - Норвегия – государственная компания Stattkraft, муниципальные компании и около **220** региональных поставщиков.
  - Швеция – **несколько** крупных государственных и частных компаний и более **250** других поставщиков.
- Большие запасы свободной генерации
- Более половины всей генерации осуществляют гидростанции

2.11 Реализация тарифной политики Казахстана в сфере жилищно-коммунального хозяйства

А. К. Дарбаев, Председатель Комитета
Ивченко Е.Д., Зам.председатель
Кошекбаев К.К., Руководитель управления регулирования в сфере электроэнергетики
Умурзакова С.С., Руководитель управления стратегического анализа и международной интеграции
Комитет по регулированию естественных монополий Министерства национальной экономики Республики Казахстан

СФЕРЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ

ЕСТЕСТВЕННАЯ МОНОПОЛИЯ:

- передача электрической энергии *(142)*
- водоснабжение и водоотведение *(597)*
- производство, передача, распределение и снабжение тепловой энергией *(346)*
- транспортировка нефти или нефтепродуктов по магистральным трубопроводам *(2)*
- хранение, транспортировка товарного газа по соединительным, магистральным газопроводам или газораспределительным системам *(55)*
- МЖС *(1)*
- подъездные пути *(330)*
- порты *(1)*

ОБЩЕСТВЕННО ЗНАЧИМЫЕ РЫНКИ:

- розничная реализация электрической энергии ЭСО *(34)*
- организация и проведение централизованной торговли электроэнергией *(22)*
- розничная реализация товарного газа, розничная реализация сжиженного нефтяного газа *(13)*
- оказание услуг по перевозке грузов железнодорожным транспортом и локомотивной тяги *(2)*

1250 субъектов естественных монополий

более 300 тыс. сотрудников

71 субъект общественно значимого рынка

SWOT - АНАЛИЗ

Сильные стороны	Слабые стороны
• регулирование деятельности субъектов с соблюдением баланса интересов потребителей и СЕМ, обеспечивающего эффективное функционирование и развитие инфраструктурных отраслей экономики	• значительный физический и моральный износ основных средств субъектов и слабое техническое состояние • высокие уровни потерь в сетях субъектов
Возможности	**Угрозы**
• решение проблемных вопросов, связанных с созданием стимулов для повышения эффективности деятельности субъектов, необходимостью снижения неэффективных затрат, повышением инвестиционной привлекательности предприятий	• невыполнение инвестиционных обязательств по реконструкции и модернизации • превышение уровня инфляции над заданными параметрами • несвоевременное принятие решений и соответствующих нормативных правовых актов

ИНВЕСТИЦИИ В СФЕРУ ЖКХ

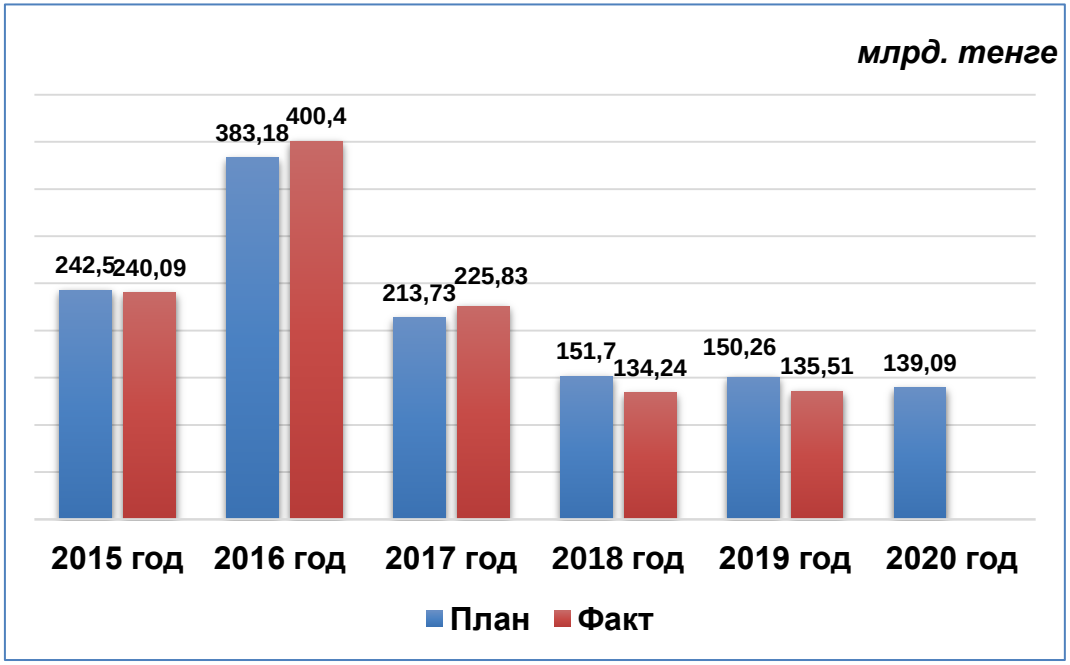
ЗА 2015-2021 ГОДЫ – 1,3 ТРЛН. ТЕНГЕ (~ 0,23 ТРЛН. РУБ)

Электроэнергетика
602 млрд. тенге

Водоснабжение и водоотведение
122 млрд. тенге

Теплоэнергетика
130 млрд. тенге

Газоснабжение
473 млрд. тенге



ЗА 2015-2019 ГОДЫ ФАКТИЧЕСКАЯ СУММА ИНВЕСТИЦИЙ В СФЕРУ ЖКХ СОСТАВИЛА ПОРЯДКА 1,1 ТРЛН. ТЕНГЕ (~ 0,2 ТРЛН. РУБ), НАПРАВЛЕНЫ НА КАПИТАЛЬНЫЙ РЕМОНТ, СТРОИТЕЛЬСТВО И РЕКОНСТРУКЦИЮ:

БОЛЕЕ 400 КМ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ

ПОРЯДКА 900 КМ ВОДОПРОВОДНЫХ И КАНАЛИЗАЦИОННЫХ СЕТЕЙ

ПОРЯДКА 22 000 КМ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

СВЫШЕ 8 000 КМ ГАЗОПРОВОДНЫХ СЕТЕЙ

ПРИМЕНЯЕМЫЕ ВИДЫ ДИФФЕРЕНЦИАЦИИ

Теплоснабжение:

- физические лица (население) – 60%;
- бюджетные организации – 14%;
- прочие потребители (юридические лица, потребители не относящиеся к физическим лицам и бюджетным организациям) – 26%.

Водоснабжение:

- физические лица (население) – 73%;
- предприятия, занимающиеся производством тепловой энергии – 26%;
- предприятия, занимающиеся передачей и распределением тепловой энергии;
- организации, содержащиеся за счет бюджетных средств;
- прочие потребители (не входящие в вышеуказанные группы потребителей) – 15,5%.

Электроснабжение:

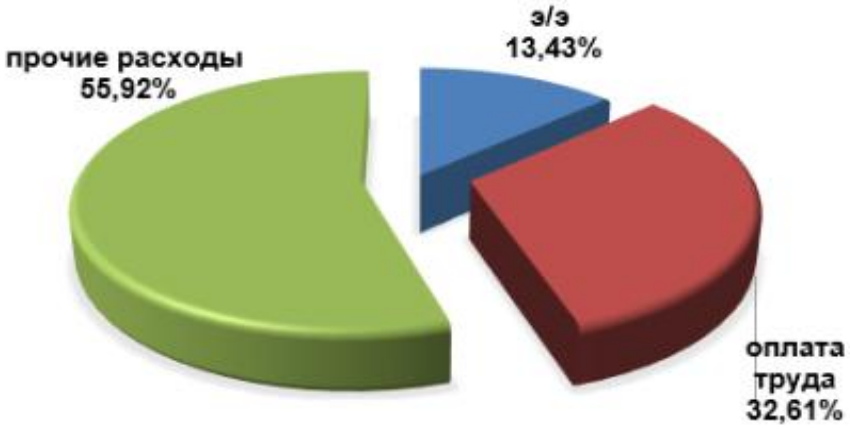
- потребители, использующие электрическую энергию для бытовых нужд (население) – 42%;
- потребители, использующие электрическую энергию не для бытовых нужд (юридические лица) – 47%;
- юридические лица, финансируемые из государственного бюджета (бюджетные организации) – 2%.

Газоснабжение:

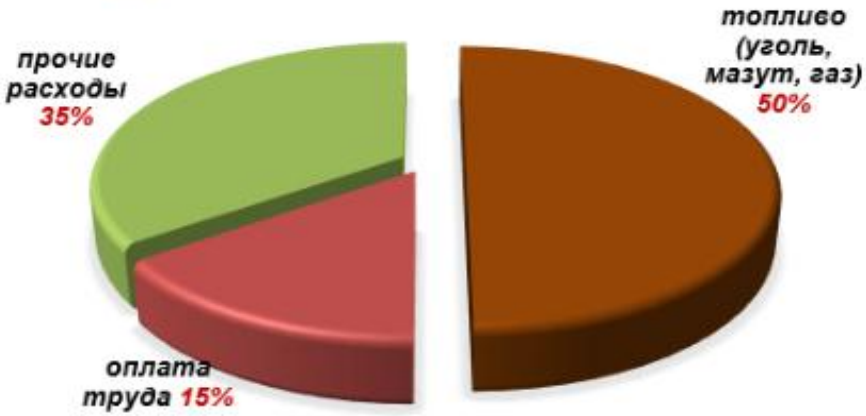
- бытовые потребители (население);
- юридические лица;
- бюджетные организации, содержащиеся за счет бюджетных средств.
- теплоэнергетические компании, приобретающие товарный газ, в целях выработки тепловой энергии для населения;
- теплоэнергетические компании, приобретающие товарный газ, в целях выработки тепловой энергии для юридических лиц;
- теплоэнергетические компании, приобретающие товарный газ, для производства электрической энергии.

СТРУКТУРА ТАРИФОВ

ВОДОСНАБЖЕНИЕ



ТЕПЛОСНАБЖЕНИЕ:



ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ:

ГАЗОСНАБЖЕНИЕ:

Примечание: установление отпускных цен на производство электроэнергии и товарный газ относиться к компетенции МЭ

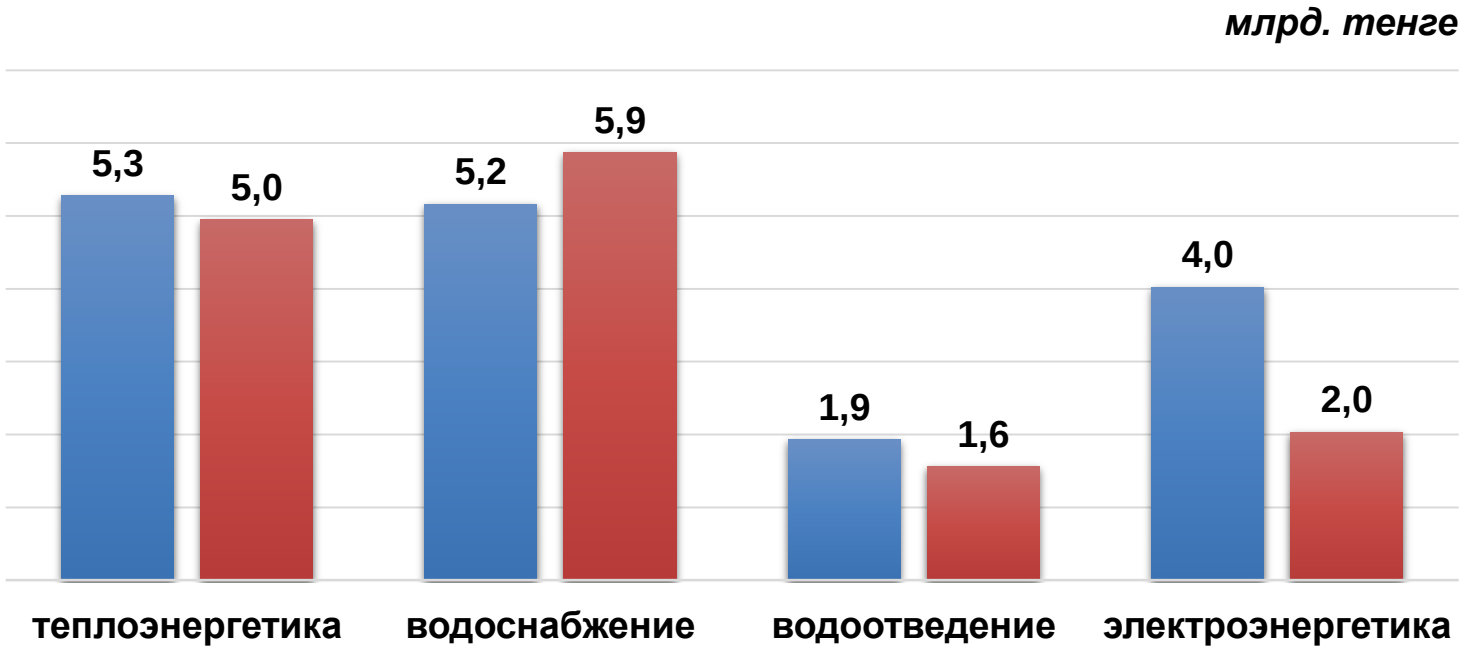
ФАКТОРЫ, ВЛИЯЮЩИЕ НА ФОРМИРОВАНИЕ ТАРИФОВ

РЕГУЛИРУЕМЫЕ ФАКТОРЫ
ежегодный рост оптовых цен на товарный газ: *ожидается рост в 2021 г. на 15% (МЭ)*
рост тарифов на электрическую энергию ЭПО и влияние ВИЭ: *ожидается рост в 2021 г. (МЭ)*
рост тарифов на услуги по перевозке грузов ж/д транспортом: *с 2021 г. на 7% (КРЕМ)*
изменение государственных пошлин, налогов и других выплат (в том числе экологических)

НЕРЕГУЛИРУЕМЫЕ ФАКТОРЫ
рост стоимости стратегических товаров: уголь, мазут, дизельное топливо*: с 2021 г. рост цен на уголь на 9%*
капитальные и текущие ремонты, не приводящие к увеличению стоимости основных фондов ЭПО *(7% ежегодно)*
индексация фонда оплаты труда производственного персонала *(7% ежегодно)*
рынок мощности (по проектам в рамках инвест. соглашений)
бесхозные сети: затраты на содержание сетей МИО, с учетом принятия их в доверительное управление
ввод в эксплуатацию магистрального газопровода «Сарыарка»: *тариф в 2021 г. вырос на 92,26% (2367 до 4551 тенге/1000м3)*
аренда (оперирование) вагонов и расходы по приобретению материалов для ж/д путей

ИСПОЛНЕНИЕ ТАРИФНЫХ СМЕТ И ИНВЕСТИЦИОННЫХ ПРОГРАММ СЕМ ЗА 2019 ГОД

Введены временные компенсирующие тарифы на услуги ЖКХ на общую сумму 14,5 млрд. тенге (~2,6 млрд. руб.) в 2020 году, 16,4 млрд. тенге (~2,9 млрд. руб.) в 2019 году



СОВОКУПНЫЙ ВКЛАД В ИНФЛЯЦИЮ

Целевой индикатор «Совокупный вклад в инфляцию от тарифов на регулируемые услуги СЕМ и субъектов рынка (в рамках коридора, ежегодно одабриваемого СЭП при Правительстве РК)»

КРЕМ **ежегодно** ведется оценка предельного вклада в инфляцию от тарифов на регулируемые коммунальные услуги

Бюро национальной статистики ведется мониторинг фактического вклада в инфляцию на **ежемесячной основе**

Вклад в инфляцию от тарифов на регулируемые коммунальные услуги в 2020 году составил **0,11%**, при плане **0,25%**.

Оценка вклада регулируемых услуг коммунального сектора производится с учетом прогнозного изменения стоимости услуг 59 базовых СЕМ и СОЗР для населения по следующим сферам:

- *водоснабжение и водоотведение (19)*
- *электроэнергия (16)*
- *центральное отопление и горячая вода (18)*
- *газ, транспортируемый по распределительным сетям (6)*

ОБЕСПЕЧЕНИЕ ПРОЗРАЧНОСТИ ТАРИФООБРАЗОВАНИЯ

ЗАКОНОДАТЕЛЬНО ВНЕДРЕНЫ ЭФФЕКТИВНЫЕ МЕХАНИЗМЫ ОБРАТНОЙ СВЯЗИ С НАСЕЛЕНИЕМ

- ✔ переход СЕМ от ежегодного к полугодовому проведению публичных отчетов перед потребителями
- ✔ ежеквартальное размещение СЕМ в СМИ хода исполнения инвестпрограмм
- ✔ подача заявки на утверждение и корректировку тарифов и инвестпрограммы, а также отчетов СЕМ только в электронном формате через информационную базу «Монополист»
- ✔ общественный мониторинг исполнения инвестпрограмм
- ✔ участие общественных объединений в рассмотрении проектов тарифа, инвестпрограмм СЕМ
- ✔ проведение не реже одного раза в месяц совместно с СЕМ приема потребителей
- ✔ расширение функциональности базы «Монополист»
- ✔ Совет по тарифной политике (консультативно-совещательный орган при МНЭ, в состав которого входят депутаты Парламента РК, представители государственных органов, НПП, общественных объединений, объединений субъектов частного предпринимательства, СЕМ, эксперты и иные заинтересованные лица)
- ✔ Региональные комиссии по вопросам тарифного регулирования в сферах ЕМ

РАЗЪЯСНИТЕЛЬНАЯ РАБОТА С НАСЕЛЕНИЕМ В 2020Г.
18 БРИФИНГОВ, 174 ОБЩЕСТВЕННЫХ ПРИЕМНЫХ, 428 ПУБЛИЧНЫХ СЛУШАНИЙ, БОЛЕЕ 3200 ПУБЛИКАЦИЙ В СМИ, 101 ПРЕСС-ТУР

ЭНЕРГОСИСТЕМА РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Энергопроизводящие организации
(доля в конечной цене 55 %)

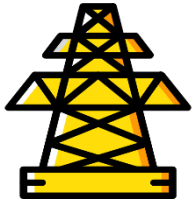
Традиционные станции

Средний тариф - 8,61 тенге/кВтч

ВИЭ

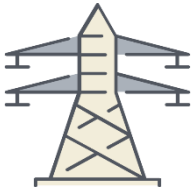
Средний тариф – 33,21 тенге/кВтч

KEGOC
(доля в конечной цене 6%)



Средний тариф – 2,448 тенге/кВтч

Региональные электросетевые компании
(доля в конечной цене 34%)



Средний тариф – 4,99 тенге/кВтч

Энергоснабжающие организации
(доля в конечной цене 5%)

Снабженческая надбавка в среднем 0,50 тенге/кВтч

МЭ РК

- государственная политика
- тарифы электростанций

КРЕМ МНЭ РК

- тарифы СЕМ и обеспечение доступа к регулируемым услугам
- выдача лицензии
- ценовое регулирование ОЗР

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

- В целом энергетика Казахстана развивается в глобальном тренде растущего спроса на электроэнергию

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

Потребители участвуют в оптовом рынке

при покупке электроэнергии в объеме **не менее 1 МВт** среднесуточной (базовой) мощности и наличии автоматизированных систем коммерческого учета, систем телекоммуникаций, обеспечивающих их унификацию с системами, установленными у системного оператора, и при необходимости региональной электросетевой компании

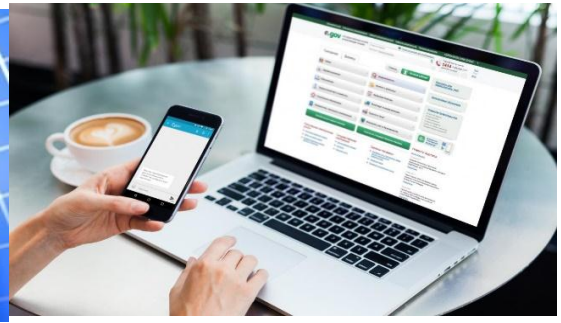
ЭСО **запрещаются** реализация (продажа) электрической энергии другой энергоснабжающей организации, а также ее приобретение (покупка) у другой энергоснабжающей организации.

Выдача лицензии на деятельность по покупке электрической энергии в целях энергоснабжения

- ✔ выдано **354** лицензии
- ✔ реализуют более **100** ЭСО
- ✔ ценовое регулирование – **34** ЭСО
- ✔ по свободным ценам – более **80** ЭСО

через веб-портал "электронного правительства" www.egov.kz

срок оказания государственной услуги не превышает 15 рабочих дней



ПРОИЗВОДСТВО ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ И РЫНОК МОЩНОСТИ

Производство электрической энергии в Казахстане осуществляют **45** электрических станций различной формы собственности.

Тарифы энергопроизводящих организаций на 2021 год:

Средний тариф – **8,61 тенге/кВтч *(~ 1,5 руб/кВтч)***

Мин. – **1,1 тенге/кВтч без НДС *(~ 0,2 руб/кВтч)***

Max. – **15,46 тенге/кВтч без НДС *(~ 2,8 руб/кВтч)***

Рынок мощности на 2021 год составляет **692 376 тенге/МВт** *(~ **123 198 руб/МВт**)* в месяц (без НДС)

Энергопроизводящие организации по виду используемого топлива разделяются на:

- работающие на угле;
- работающие на газе местного происхождения;
- работающие на газе импортного происхождения.

ПРОИЗВОДСТВО ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ ВИЭ

Возобновляемые источники энергии

Количество ВИЭ - **90** из них:

- **ВЭС - 19**
- **СЭС - 31**
- **БиоЭС - 3**
- **ГЭС - 37**

Централизованная покупка и продажа электрической энергии, произведенной объектами по использованию ВИЭ и поставленной в электрические сети единой электроэнергетической системы РК осуществляется **Расчетным-финансовым центром по поддержке ВИЭ,** при этом доля ВИЭ в 2018 году составила 0,51%, в 2019 1,05%, в 2020 году 2,17% от общей доли производства э/э. *(согласно Концепции по переходу Республики Казахстан к «зеленой экономике», планируется увеличение доли ВИЭ, в 2030 году до 10 %, к 2050 до 50 %, с учетом альтернативной энергетики)*

Фиксированные тарифы* на поставку электрической энергии, производимой объектами по использованию возобновляемых источников энергии:

- *Ветровые электростанции –* ***22,78 тенге/кВтч (~4 руб/кВтч)*** *(без НДС);*
- *Фотоэлектрические преобразователи солнечной энергии –* ***34,61 тенге/кВтч (~6 руб/кВтч)*** *(без НДС);*
- *Малые гидроэлектростанции –* ***16,71 тенге/кВтч (~3 руб/кВтч)*** *(без НДС);*
- *Биогазовые установки –* ***32,23 тенге/кВтч (~5,7 руб/кВтч)*** *(без НДС).*

**Постановление Правительства Республики Казахстан от 12 июня 2014 года № 645*

ПЕРЕДАЧА И СНАБЖЕНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

Передача электрической энергии относится **к сфере естественной монополий,** регулируется **КРЕМ МНЭ РК**

В сфере передачи электрической энергии услуги оказывают, *в том числе:*

- **АО «KEGOC»** - передача электрической энергии по межрегионального уровня ;
- **РЭК -** передача электрической энергий по сетям регионального уровня

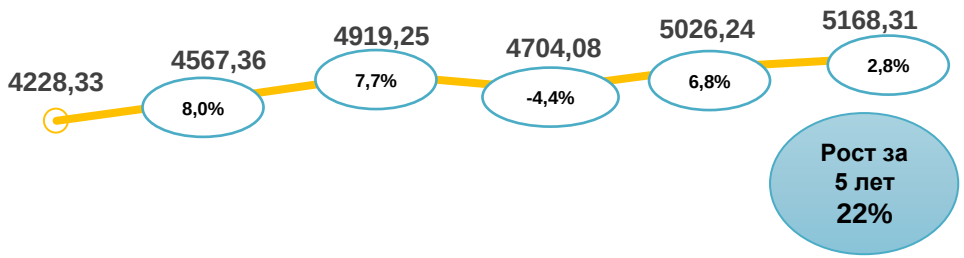
Снабжение электрической энергии является лицензируемым видом деятельности относится **к общественно-значимым рынкам,** регулируется **КРЕМ МНЭ РК**

*Госрегулирование распространяется на **34** ЭСО.*
Тарифы ЭСО дифференцируются по группам потребителей: население, юрлица и бюджетные организации:
***мин. тариф (население)** – **4,73 тенге/кВтч (~0,8 руб/кВтч)** без НДС*
***макс. тариф (население)** – **17,12 тенге/кВтч (~3 руб/кВтч)** без НДС*

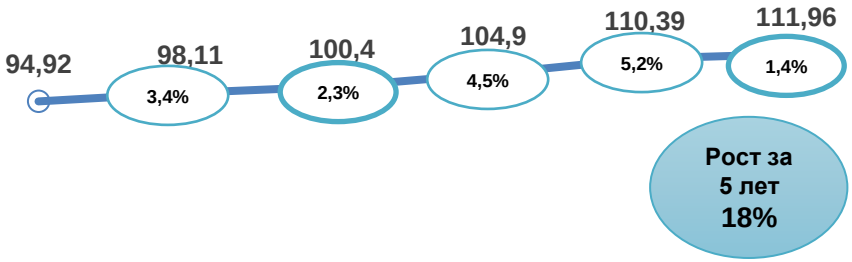
В случае недополучения дохода или получения необоснованного дохода ЭСО, КРЕМ корректирует предельную цену, на сумму необоснованно полученного дохода или на сумму недополученного дохода.

ДИНАМИКА ТАРИФОВ ПО СФЕРАМ ЖКХ ЗА 2016-2021 гг.

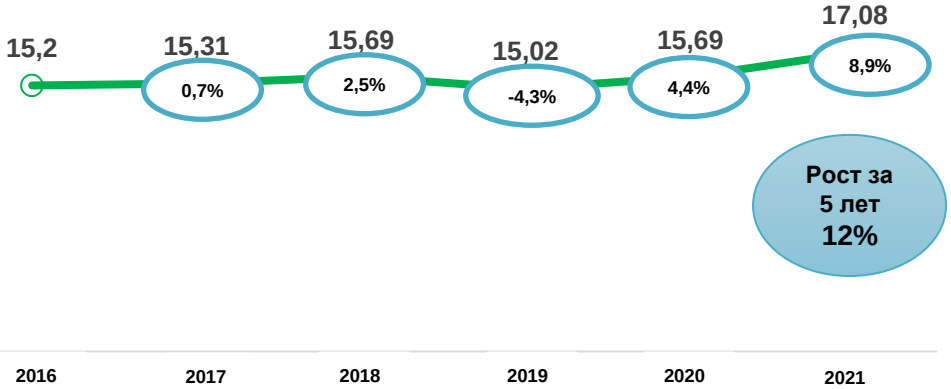
Тарифы на услуги теплоснабжения



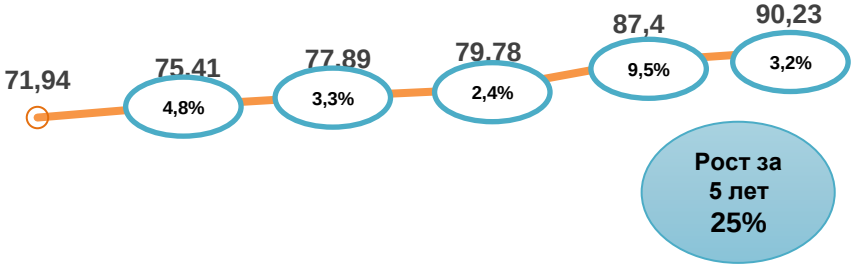
Тарифы на услуги водоснабжения



Тарифы на услуги электроснабжения



Тарифы на услуги водоотведения



2016 2017 2018 2019 2020 2021

теплоснабжение (тенге/Гкалл) цена электроэнергии (тенге/кВтч)

2016 2017 2018 2019 2020 2021

водоснабжение (тенге/м3) водоотведение (тенге/м3)

2.12 Особенности тарифного регулирования в США

Матвеев И.Е.

Исполнительный директор Международного центра устойчивого энергетического развития под эгидой ЮНЕСКО (МЦУЭР), к.э.н.

Основные характеристики энергетики США, 2019 г.

Показатель/вид энергоносителя	нефть	газ	уголь	АЭС	ГЭС	ВИЭ	Всего
Производство, млн. т н.э.	746,7	787,9	338,4	192,2	61,01	110,0	2236,3
Потребление, млн. т н.э.	916,7	725,7	270,7	192,2	61,01	110,0	2276,3
Баланс, млн. т н.э.	-170,0	62,3	67,8	0	0	0	-40,0

КЛЮЧЕВЫЕ СЕКТОРЫ ТЭК: нефтяная и газовая отрасли, электроэнергетика, биотопливная промышленность

ИНФРАСТРУКТУРА:
железные и автомобильные дороги, трубопроводные системы, речные и морские порты, СПГ-терминалы, электрические сети, аккумулирующие системы (гидроаккумуляторы, солнечно-тепловые аккумуляторы, батареи, маховики и системы сжатого воздуха)

- самая мощная система нефтепереработки (18,7%);
- второй производитель электроэнергии (16,3%);
- ведущий экспортер нефтепродуктов и крупный экспортер нефти;
- третий в мире экспортер СПГ;
- крупнейший производитель атомной энергии (30,5% мировой);
- четвертый в мире производитель гидроэлектроэнергии (крупные ГЭС, от 25 МВт);
- второй (после КНР) производитель ВИЭ-энергии (20%);
- крупнейший производитель биотоплива (38%).

Отраслевые особенности

01 Развитие энергетического хозяйства велось более века на основе преимущественно частного планирования и деловой инициативы при участии государства. В настоящее время основной задачей правительства является синхронизация действий участников рынков товаров и услуг, достижение симфонии и синергии

02 В сфере добычи, транспортировки нефти и газа функционируют несколько тысяч компаний (более 11 тыс. фирм) . В основном - это частные, так называемые **независимые производители (НП)**, которые производят 80% суммарной добычи нефти и около 90% природного газа, газового конденсата и СПГ. Более 70% компаний функционируют 50 лет и дольше

03 Поставки нефти и газа осуществляют в основном **НП -** на территории страны и на шельфе США они эксплуатируют 90% нефтегазовых скважин

04 Нефтегазовые компании уплачивают
- местные налоги (по месту добычи - в штатах) и
- федеральные налоги, при этом ставка налогообложения устанавливается федеральным правительством в зависимости от различных факторов

05 Отпуск электроэнергии в сеть осуществляют **различные организации и структуры, в основном частные**: инвесторы-владельцы электростанций (57% суммарных поставок), федеральные и местные органы управления (16%), посредники (15%) и кооперативы (12%)

Современная энергетическая структура США: трубопроводы, сети, центры торговли

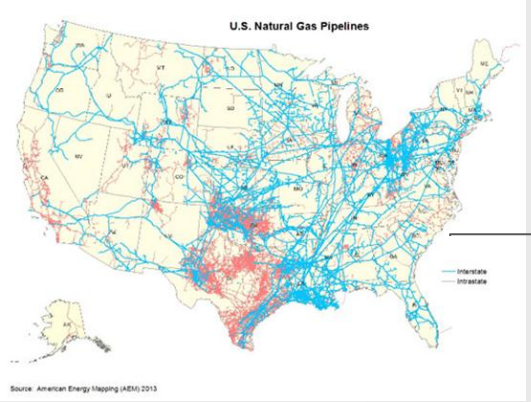


Схема газопроводов и крупнейшие торговые газораспределительные центры (хабы)

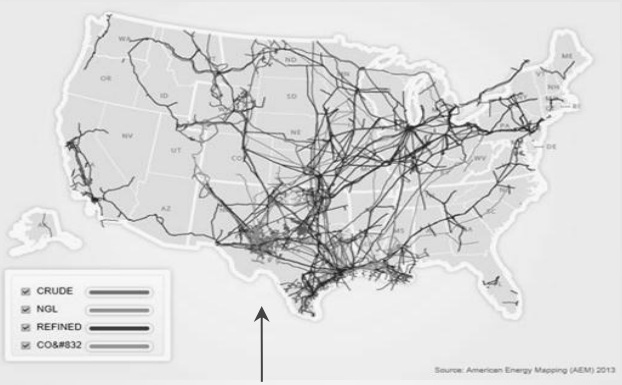


Схема нефте- и продуктопроводов

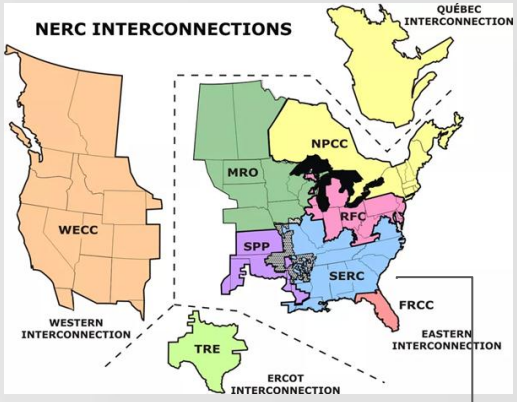
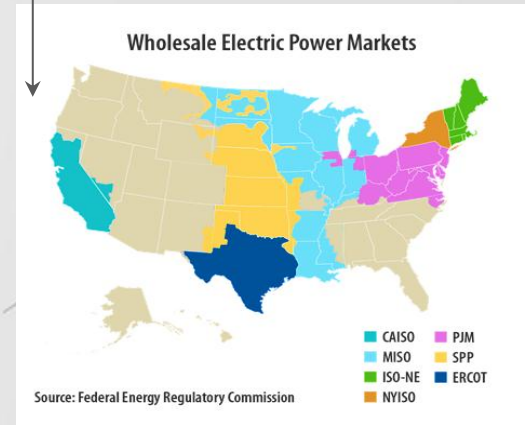


Схема электрических сетей и оптовые рынки электроэнергии

Intercontinental Exchange (ICE) - сеть бирж и клиринговых палат для финансовых и товарных рынков в США, Канаде и Европе. Крупнейший в мире оператор срочного рынка. На этих площадках сосредоточено 50% мировых объемов торгов фьючерсными контрактами на нефть и нефтепродукты. На её рынках определяются/отражаются эталонные цены для биржевых товаров, в том числе на нефть марки Brent, газ (Henry Hab) и т.д.

Биржа NYMEX, входящая в CME Group. В энергетике эталонные продукты: WTI Crude, Henry Hub Natural Gas, Brent Crude, RBOB Gasoline и другие.



Развитие регуляторной среды

В период от Гражданской войны (American Civil War) до II Мировой войны процесс государственного регулирования характеризовался как действия «резкие, зачастую эмоциональные, иногда в качестве инструмента экономической или политической борьбы».

В XX веке регуляторная среда постепенно менялась. Выделяют три основные фазы:

- **зарождения и становления**;
- **судебная** (тарифы и методики расчетов являются предметом разбирательств);
-**административная** (регулирование уровня цен, ценообразование на основе принципа окупаемости/избежания затрат, обратные аукционы для субсидий на оказание услуг, обязательное возмещение не окупаемых затрат).

Цели, задачи и принципы регулирования: обеспечение баланса интересов

01 социальная защита

В общественном сознании закреплен принцип: предприниматели (в данном случае - компании отраслей ТЭК и связанных с ними секторами) *добровольно принимают на себя обязательства по качественному обслуживанию потребителей* и обеспечению надежности поставок товаров и услуг, а органы власти и представители других структур (независимых агентств, общественных организаций, отраслевых ассоциаций) стремятся к *созданию условий, позволяющих деловому сообществу компенсировать расходы, которые обусловлены выполнением соответствующих задач*.

03 защита бизнеса

право на
-независимость при ведении дел,
-сохранение коммерческой тайны.

02 обеспечение деятельности коммерческих предприятий регулятором

Соглашение между регулятором и компанией называется **нормативным договором** (regulatory compact), согласно которому предприятие:
- действует на конкретной территории;
-обязано добросовестно выполнять задачи по снабжению потребителей;
-ограничено в размере прибыли.
-имеет право участвовать в обратных аукционах для получения субсидий на оказание услуг;
-имеет право претендовать на возмещение неокупаемых затрат.

Система регулирования энергетики США

Министерства энергетики (DOE) и Агентства по международному развитию (USAID): Зарубежные представительства – глобальное продвижение интересов и ценностей США

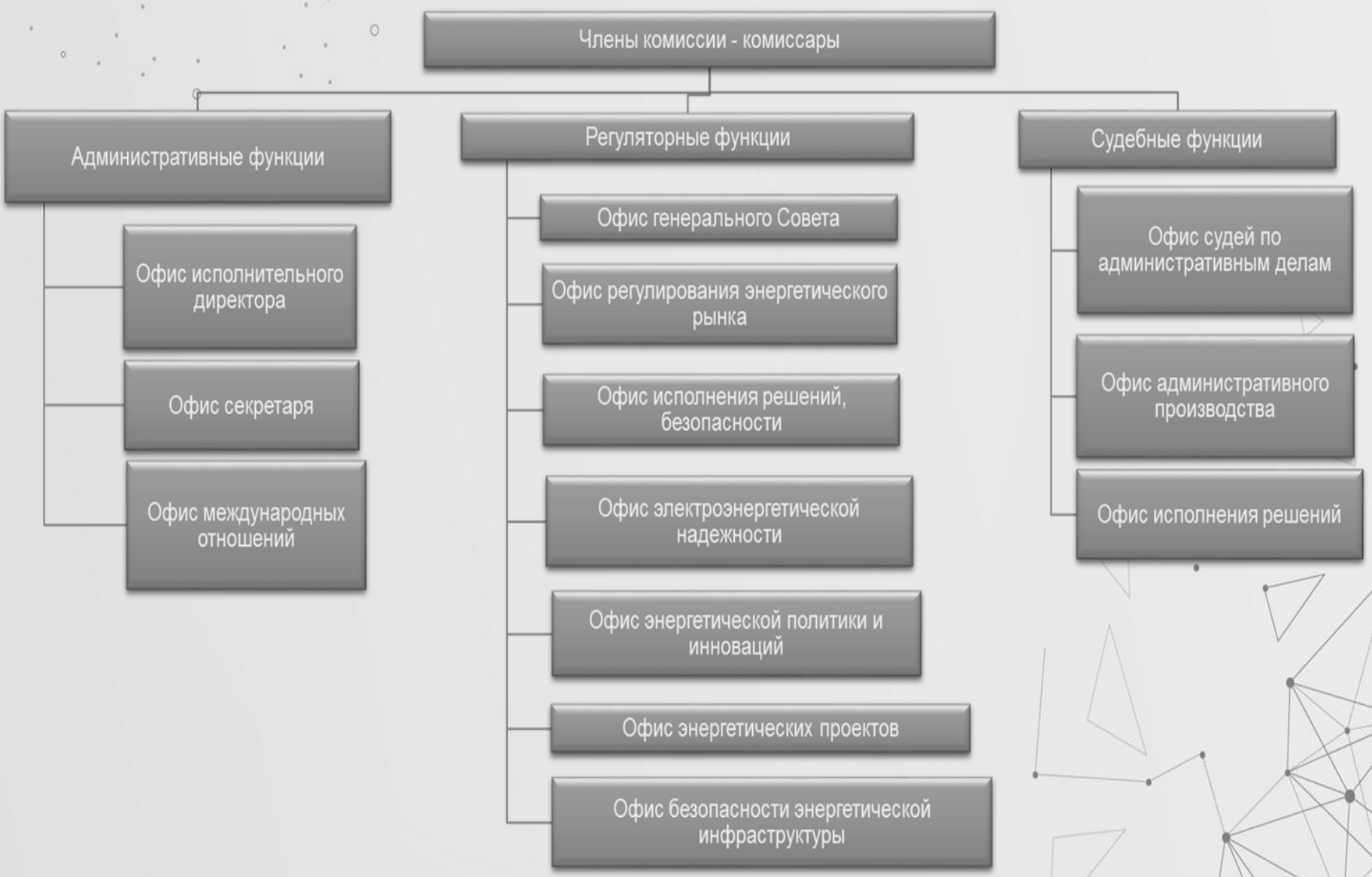
Политика в отношении иностранных инвесторов

Некоторые предприятия находятся в собственности иностранных лиц. Например,
- National Grid USA (принадлежит акционерам США и Великобритании),
- New York State Electricity and Gas (испанский владелец - компания Iberdrola).

Инвесторам в энергетический сектор **предписано строго соблюдать законодательство США**.

1. Поправка Exon-Florio к «Закону об оборонном производстве» (Defense Production Act) уполномочивает президента блокировать транзакцию иностранного лица в случае, если возникает угроза получения контроля над бизнесом в США и национальной безопасности.
2. Действующий с 40-х годов «Закон об атомной энергии» (Atomic Energy Act) запрещает выдачу лицензии на деятельность в области АЭС лицам, не являющимся гражданами США.
3. В 2007 г. принят «Закон об иностранных инвестициях и национальной безопасности» (Foreign Investment and National Security Act of 2007, FINSA), зафиксировавший широкий спектр транзакций в сфере энергетики и инфраструктуры, которые могут быть проверены, при этом режим контроля за транзакциями был усилен.
4. Линии электропередач, пересекающие границу США, не могут быть построены или эксплуатироваться без разрешения президента.

Основной правительственный орган – независимая Федеральная комиссия США по регулированию энергетики (FERC)



Научно-исследовательские институты и отраслевые ассоциации

API

Американский институт нефти

GTI

Газовый технологический институт

Отраслевые ассоциации:
Энергетическая ассоциация США
(The United States Energy Association, около 100 участников – компаний и ассоциаций, всего более 500 предприятий)

Нефтяная отрасль:
Ассоциация независимых производителей нефти Америки - IPAA

Газовая отрасль:
Американская общественная газовая ассоциация – APGA;
Американская газовая ассоциация – AGA;
Межгосударственная ассоциация природного газа Америки - INGAA

Угольная отрасль:
Национальный совет по углю – NCC
National Coal Council, Western Coal Export Council, Coal Trading Association, American Coal Ash Association, American Coalition for Clean Coal Electricity, Carbon Utilization Research Council (CURC), National Mining Association, U.S. Energy Association, Women’s Mining Coalition

Электроэнергетическая отрасль:
Американская общественная ассоциация электроэнергетики (The American Public Power Association, около 2 тыс. городов и поселков);
Американская ассоциация компаний, действующих в сфере накопления электроэнергии и торговли (The U.S. Energy Storage Association, около 200 участников)

Техническое регулирование и формирование тарифов – сложный многосторонний процесс

Мировые рынки ТЭР

спрос
предложение

Цены на ТЭР:

- биржи;
- ГРЦ (хабы);
- виртуальные центры торговли;
- контракты на поставку физических товаров/оказание услуг

Правительство | Конгресс

Федеральные органы:

- взимание импортных пошлин;
- техническое регулирование;
- надзор за деятельностью и ценами;
- тарифы на транспортировку между штатами;
- разрешение споров;
- поддержка участников рынка

Правительство штата:

- техническое регулирование;
- надзор/лицензирование;
- контроль цен;
- контроль за работой рыночных механизмов;
- поддержка участников рынка

Отраслевые ассоциации:

- защита интересов на всех уровнях власти и перед обществом

Общественные организации (союзы потребителей, коммуны, СМИ):

-контроль деятельности;
- мониторинг цен;
- обсуждение ситуаций, обращение к властям, регуляторам, компаниям

Научно-исследовательские организации:

- нормы, требования, стандарты, инструкции, предписания, НИОКР;
- консультационные услуги;
-мониторинг рынков

Тарифы

Судебная система:

- защита интересов всех участников рынков;
- разрешение споров

Регулирование на уровне штатов

Правительство штатов/руководство племен.
Комиссии по коммунальному обслуживанию.

Задачи местных властей (в пределах территории штата, проживания племен):

-регулирование розничной торговли (контроль цен, противодействие недобросовестной конкуренции - борьба с монополиями, сговорами);
-регулирование услуг по передаче и распределению (тарифы, недискриминационный режим доступа);
-контроль хозяйственной деятельности энергокомпаний (ограничение размера прибыли);
-трансформация энергетики в парадигме «чистого» развития (стимулирование расширения мощностей ВИЭ, развития сферы э/э, торговля квотами).

Цепочка поставок газа и цены

Upstream

- ГРР
- Добыча
- Переработка

Midstream

- Транспортировка по газопроводам
- Сжижение
- СПГ-транспортировка
- Регазификация
- Хранение
- Оптовый маркетинг

Downstream

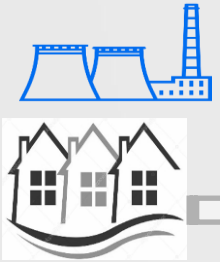
- Продажи
- Распределение
- Конечное использование

СПГ: Цена FOB → Цена на границе или цена DES (СПГ) → Цена на ГРЦ (хабе)

Цена у устья скважины

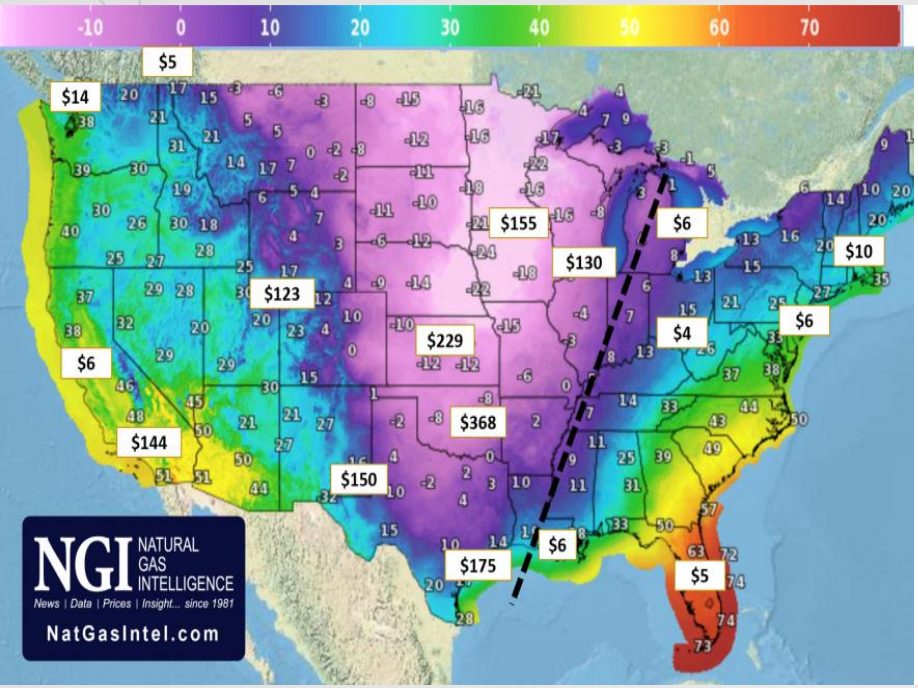
Цена на входе в город

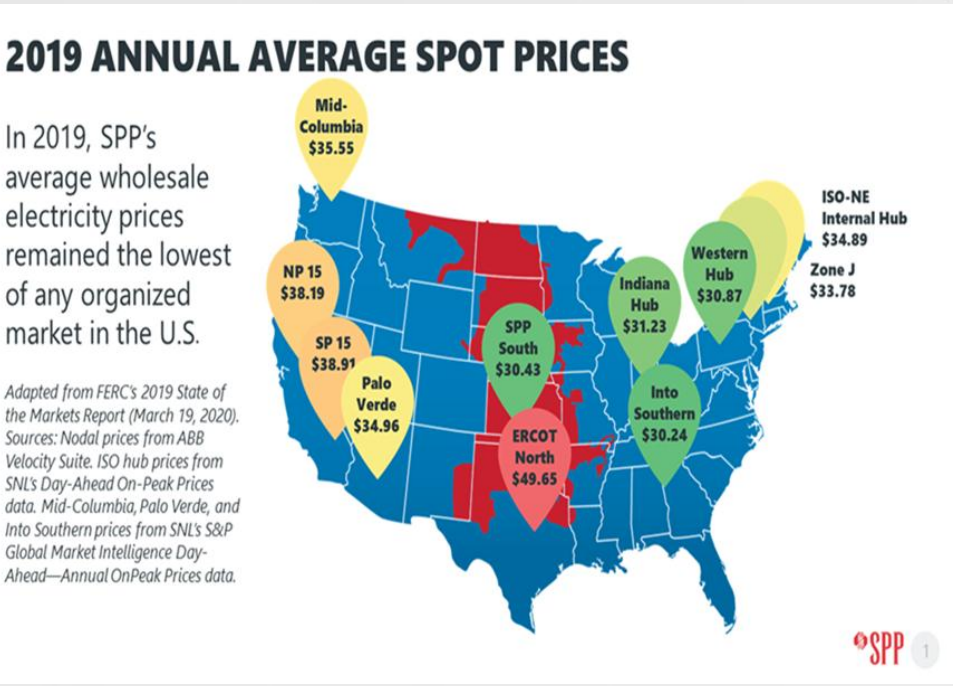
Цены для крупных потребителей



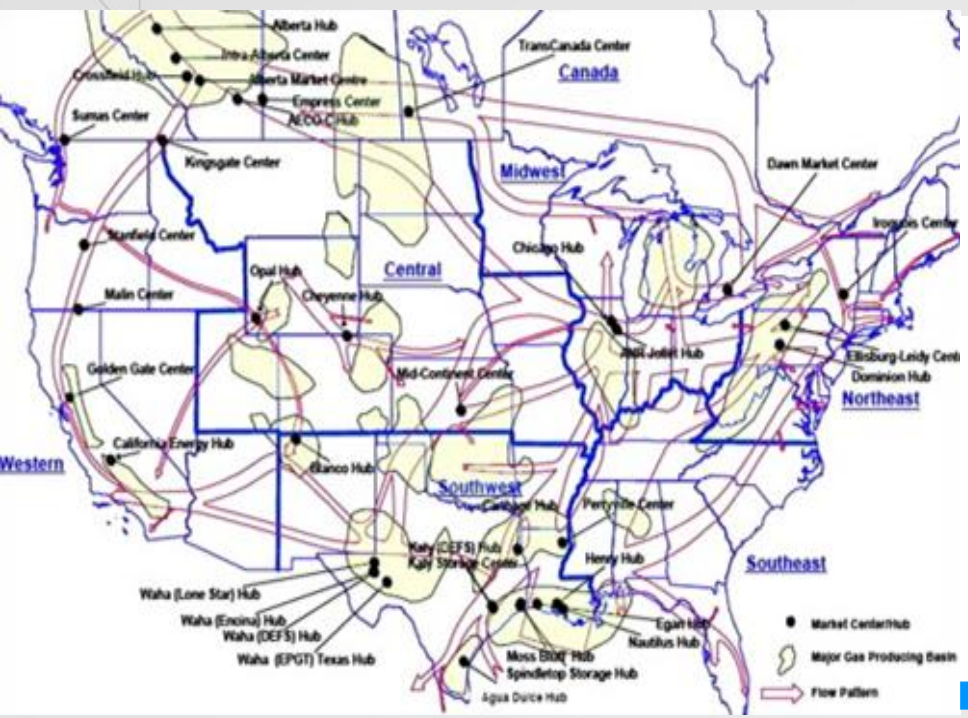
Цена для малых потребителей

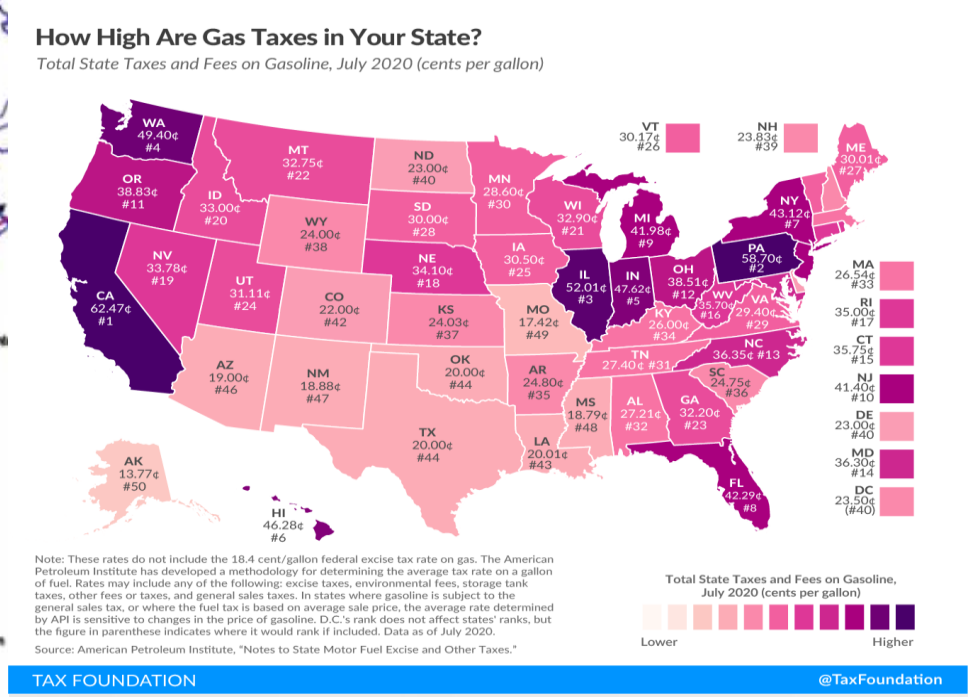
Цены на газ спот (февраль, 2021 г.) и электроэнергию (средние за 2019 г.)





Цепочки и направления поставок газа, региональные ставки налогов на газ (июль, 2020 г.)





Заключение

В пособии рассмотрены особенности тарифного регулирования энергетики в странах Азии, СНГ, России и США, а также потенциальные возможности для повышения эффективности тарифной политики.

Авторы представляют результаты анализа перспектив развития энергетической отрасли, разрабатывают научно-теоретические и методологические аспекты тарифного регулирования и устойчивого развития энергетики с учетом условий сотрудничества между странами ближнего и дальнего зарубежья, а также ведущих мировых тенденций.

Содержание учебного пособия

Часть 1. Организационно-методологические аспекты тарифного регулирования энергетической отрасли
Глава 1. Методологические аспекты регулирования тарифной политики
1.1 Методологические проблемы формирования справедливого тарифа
1.2 Эволюция системы тарифного регулирования в России
1.3 Совершенствование тарифных моделей в современных условиях
1.4 Метод сравнения аналогов: Сбытовые надбавки гарантирующих поставщиков
Глава 2. Современные организационно-экономические отношения в энергетике стран постсоветского пространства
2.1 Особенности передачи прав владения или пользования объектами, находящимися в государственной или муниципальной собственности
2.2 Анализ методов разнесения топливных затрат на ТЭЦ в условиях обеспечения конкурентоспособности на тепловом рынке
2.3 Формирование комплексной тарифной политики на энергоресурсы как одно из направлений повышения устойчивого энергетического развития Республики Беларусь
2.4 Опыт реализации программы модернизации и реконструкции объектов теплоснабжения в республике Татарстан с участием федерального финансирования – Государственной корпорацией «Фонд содействия реформированию ЖКХ»
2.5 Модели формирования тарифов на тепловую энергию и особенности систем теплоснабжения в крупнейших городах Российской Федерации, странах Европы, США и Китая
2.6 Юридические аспекты тарифного регулирования в России
Глава 3. Тарифная политика в обеспечении устойчивого развития энергетики и национальной экономики
3.1 Влияние Третьего Энергетического Пакета на тарифное регулирование в Республике Молдова
3.2 Тарифная политика на электрическую и тепловую энергию и ее влияние на эффективность энергетических компаний Кыргызской Республики
3.3 О тарифной политике на электрическую энергию в Кыргызской Республике
3.4 Тарифообразование в электроэнергетике Республики Узбекистан
3.5 Новая модель рынка тепловой энергии «альтернативная котельная»
3.6 Альтернативная модель рынка тепловой энергии как метод обеспечения устойчивого развития энергетической отрасли
3.7 Антимонопольный мегарегулятор: предпосылки создания и проблемы в тарифном регулировании
3.8 Инвестиционная политика государства и усиление государственного контроля за эффективностью инвестиций в энергетике

Часть 2. Международный опыт регулирования тарифной политики
2.1 Индикаторы тарифов на энергоресурсы в общей системе индикаторов энергетической безопасности Молдовы
2.2 Тарифная политика в электроэнергетике в обеспечении устойчивого развития Республики Таджикистан
2.3 Влияние инфляции на тарифную политику в электроэнергетике Республики Таджикистан
2.4 Тарифное регулирование и реструктуризация электроэнергетики Таджикистана
2.5 Методология и особенности государственного регулирования тарифов на электроэнергию в Кыргызской Республике
2.6 Тарифная и социальная политика в энергетическом секторе Грузии
2.7 Особенности тарифного регулирования в Азербайджане
2.8 Особенности тарифного регулирования в Кыргызской Республике
2.9 Особенности тарифного регулирования в Туркменистане
2.10 Особенности тарифного регулирования в Казахстане
2.11 Реализация тарифной политики Казахстана в сфере жилищно-коммунального хозяйства
2.12 Особенности тарифного регулирования в США

436

Особенности тарифного регулирования в энергетической отрасли

Учебное пособие в 2 частях

Сдано в набор 20.08.2021
Заказ № …