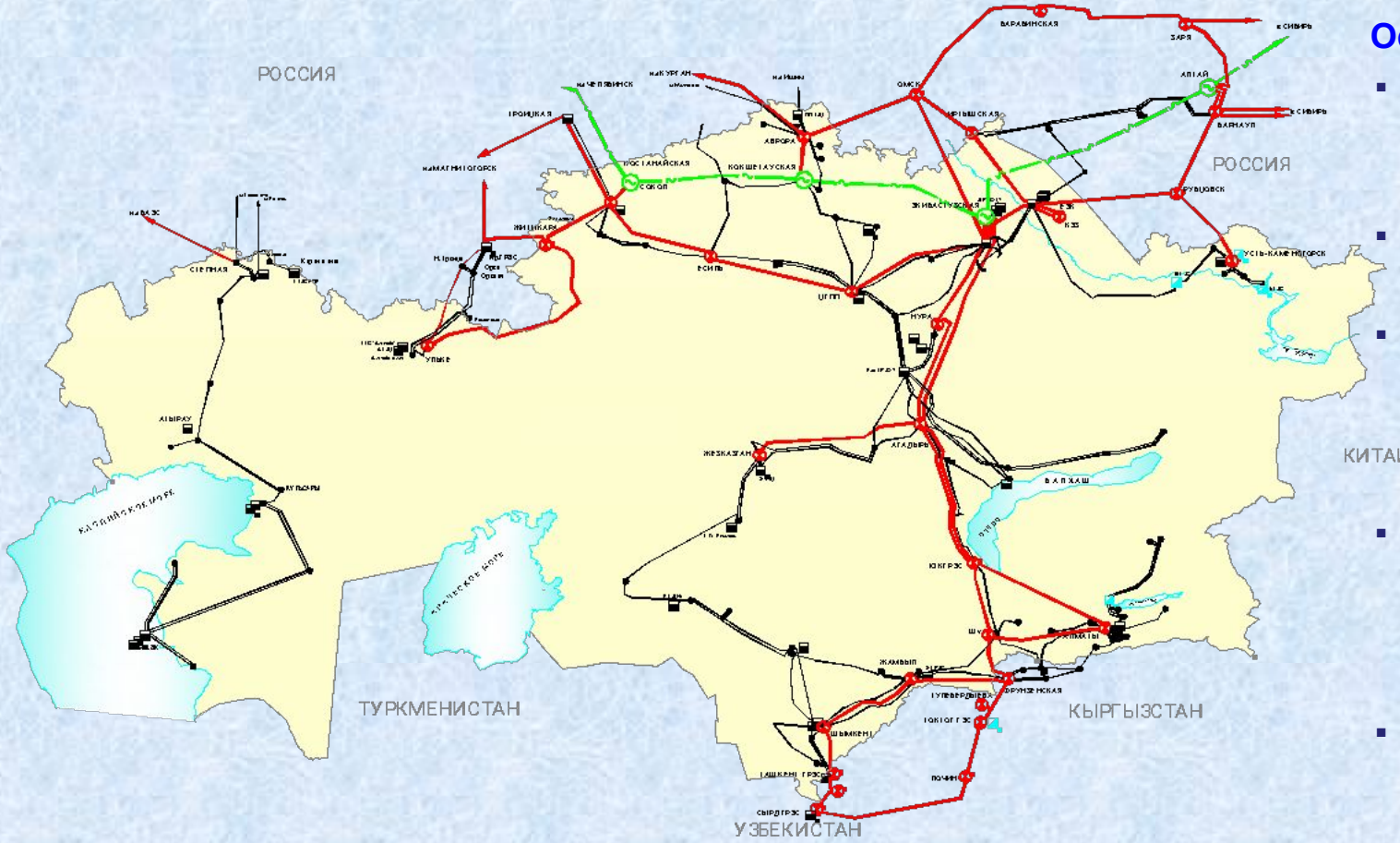
Республика Казахстан
Акционерное общество
Казахстанский научно-исследовательский и проектно-изыскательский институт топливно-энергетических систем «Энергия»
(АО КазНИПИИТЭС «Энергия»)

Перспектива развития электроэнергетической отрасли Республики Казахстан до 2030 года

Президент - к.т.н. Георгий Акопьянц

Ноябрь, 2011г.

Существующая схема электроэнергетики Казахстана



Основные характеристики:

- Топология “созвездие” - многолучевая звезда с центром в Экибастузе
- Запад не имеет прямых связей с Севером и Югом
- Восток соединен с Севером по собственной ВЛ 220 кВ и по ВЛ 500 кВ по территории РФ
- Потенциал ВИЭ на Юге, Западе и Востоке не реализуется из-за слабых сетей
- Одно транзитное направление ЦА - Казахстан - РФ

Вызовы

- Глобальный рост энергопотребления в регионе
- Необходимость вовлечения в энергобаланс ВИЭ
- Необходимость использования преимуществ геополитического расположения страны, транзитного и экспортного потенциала
- Необходимость энерго- и ресурсосбережения, повышение энергоэффективности
- Экология и водно-энергетические проблемы
- Необходимость долгосрочного планирования
- Необходимость использования страновых конкурентных преимуществ (уголь, уран, др.)
- Высокий износ оборудования генерации, электрических и тепловых сетей
- Необходимость внедрения новых технологий (турбины и котлы на СКП и УСКП, аккумулирующие устройства, интеллектуальные сети и т. д.)
- Повышение безопасности электрооборудования и энергообъектов, повышение надежности, снижение аварийности
- Развитие научного потенциала

SWOT – анализ текущей ситуации

Институт "ЭНЕРГИЯ"

S

- Высокая доля производства электроэнергии на ТЭС, использующих дешевые угли (более 70%).
- Развитая схема системообразующих электрических сетей напряжением 220-500 кВ
- Централизованная система оперативного диспетчерского управления.
- Параллельная работа ЕЭС Казахстана с ОЭС Центральной Азии и ЕЭС России.
- Наличие системы научно-технического сопровождения энергетических программ и действующих объектов энергетики

W

- Высокая степень изношенности сетей РЭК (~65-70%).
- Рост аварий на энергообъектах , высокий риск возникновения ЧС и отсутствие превентивных мер по их устранению, отсутствие государственной системы страхования рисков аварий.
- Отсутствие системного решения по привлечению инвестиций в строительство новых электростанций.
- Отсутствие электрических связей Запада с Севером и Югом Казахстана, зависимость от поставок ЭЭ из России.
- Низкая доля ГЭС (около 12 %) и дефицит маневренных источников для покрытия пиковых нагрузок. Низкая доля ВИЭ (малые ГЭС – 0,5%).
- Неравномерность распределения генерирующих мощностей (41 % в Павлодарской области).
- Передача электроэнергии по протяженным ЛЭП (более 1000 км)
- Высокий % потерь от отпущенной в сеть ЭЭ (5% в основных сетях, ~13% в распределительных сетях)

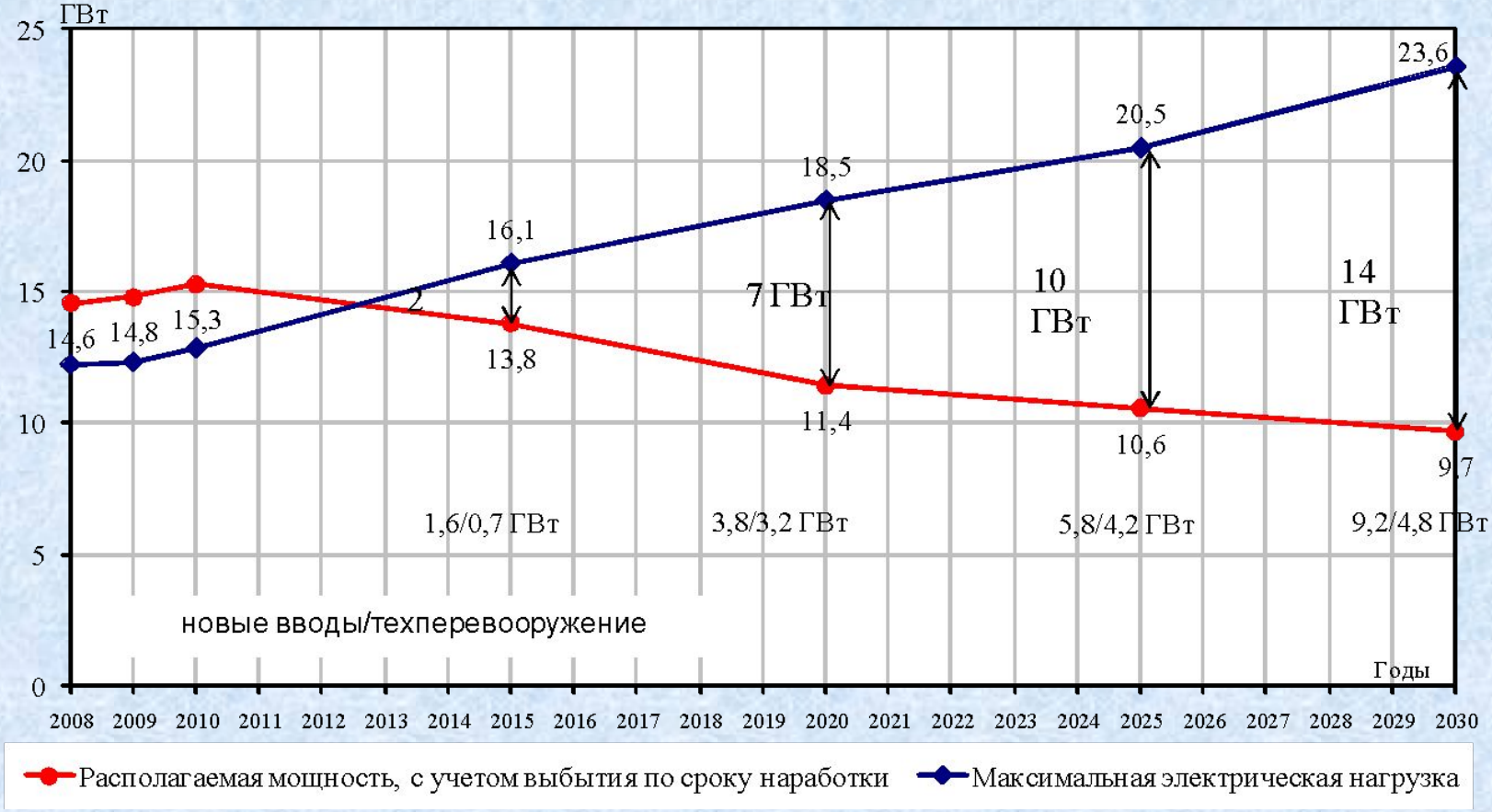
O

- Наличие значительных запасов топливно-энергетических ресурсов
- Значительный потенциал возобновляемой энергии.
- Наличие транзитного потенциала и возможностей экспорта электроэнергии.
- Резервы по энергосбережению и энергоэффективности

T

- Значительная выработка паркового ресурса генерирующего оборудования (75% на ТЭС и 90% на ГЭС).
- Рост цен на газ и неконкурентоспособность на рынке электроэнергии Жамбылской ГРЭС, электростанций ТОО «МАЭК «Казатомпром».
- Рост негативного воздействия тепловой генерации на окружающую среду.
- Недостаток резервных мощностей.
- Водно-энергетические проблемы стран ЦА
- Усиление влияния международных отношений

Выбытие и необходимые вводы генерации



Генерация: риски и решения

Риски

- Высокий физический и моральный износ оборудования (75% теплового и 90% гидравлического оборудования возрастом 20-30 лет и более):
  - ✓ Низкий КПД КЭС - 33-34%;
  - ✓ Несоответствие обязательств по Киотскому протоколу;
  - ✓ Увеличение объемов золошлаковых отходов;
  - ✓ Увеличение негативного влияния на окружающую среду.
- Отсутствие механизмов по внедрению инновационных разработок в действующие и строящиеся энергетические объекты (увеличивающийся технологический разрыв -20 лет);
- Отсутствие эффективных механизмов возврата инвестиций (отсутствие вводов генерирующих мощностей).

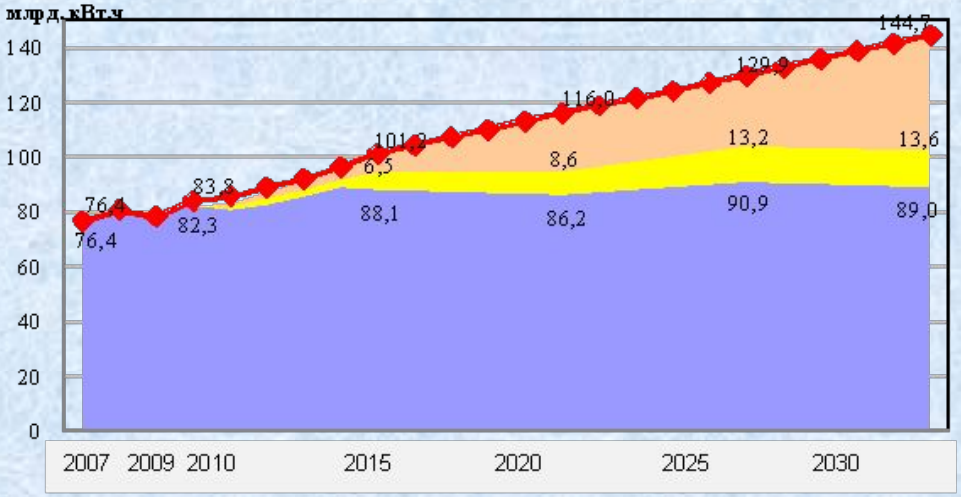
Решения

- Техперевооружение, строительство станций на основе современных энергоэкологичных технологий;
- Повышение КПД КЭС до 44-45%, ПГУ до 55-60%;
- Снижение доли изношенного теплового оборудования до 30% и гидравлического до 50% к 2030 году;
- Введение в действие Технического регламента «Требования к эмиссиям в окружающую среду при сжигании различных видов топлива в котлах тепловых электростанций»;
- Создание необходимых условий для привлечения инвестиций (предельные тарифы, введение рынка мощности и т. д.).

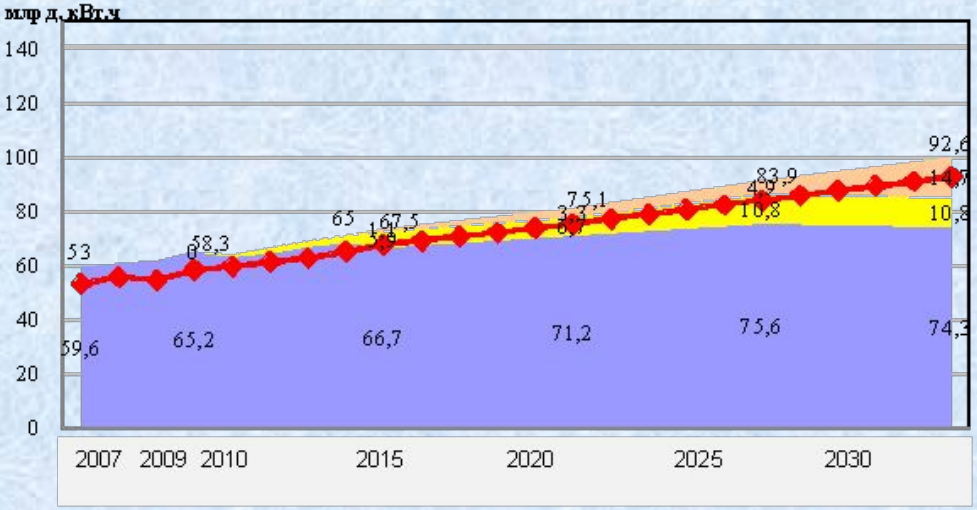
Прогнозный баланс электрической энергии

Институт "ЭНЕРГИЯ"

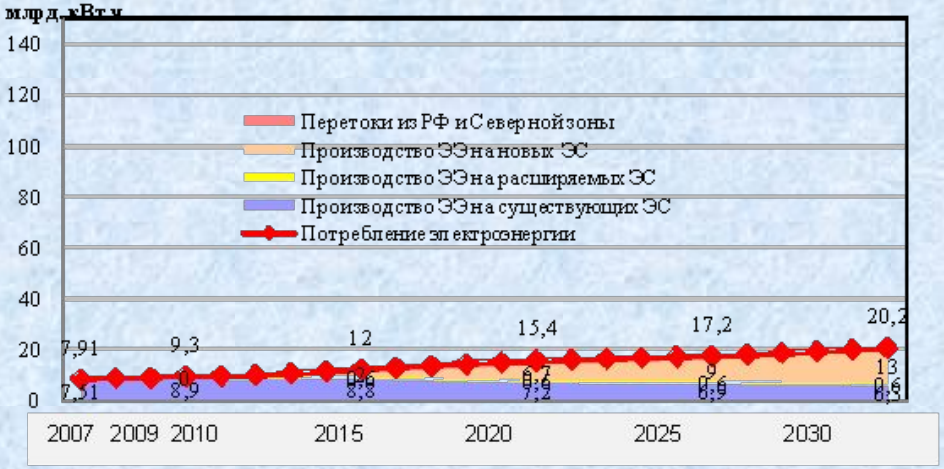
ЕЭС Казахстана



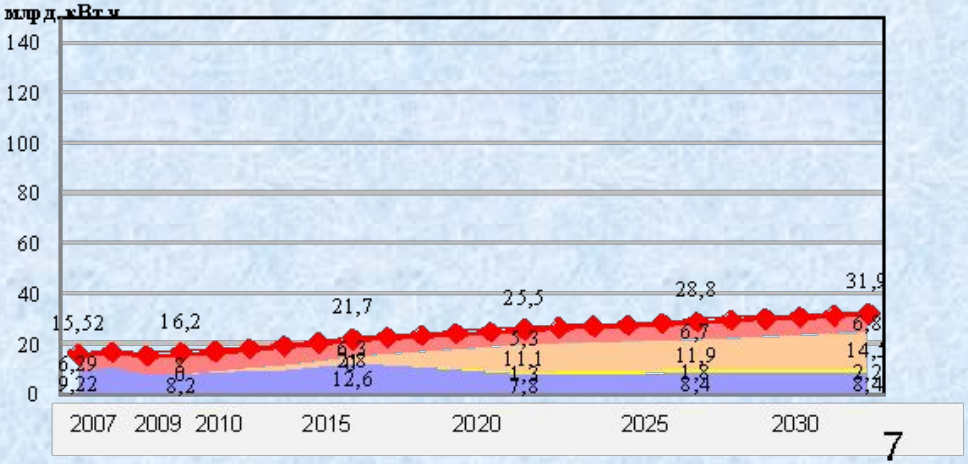
Северная зона



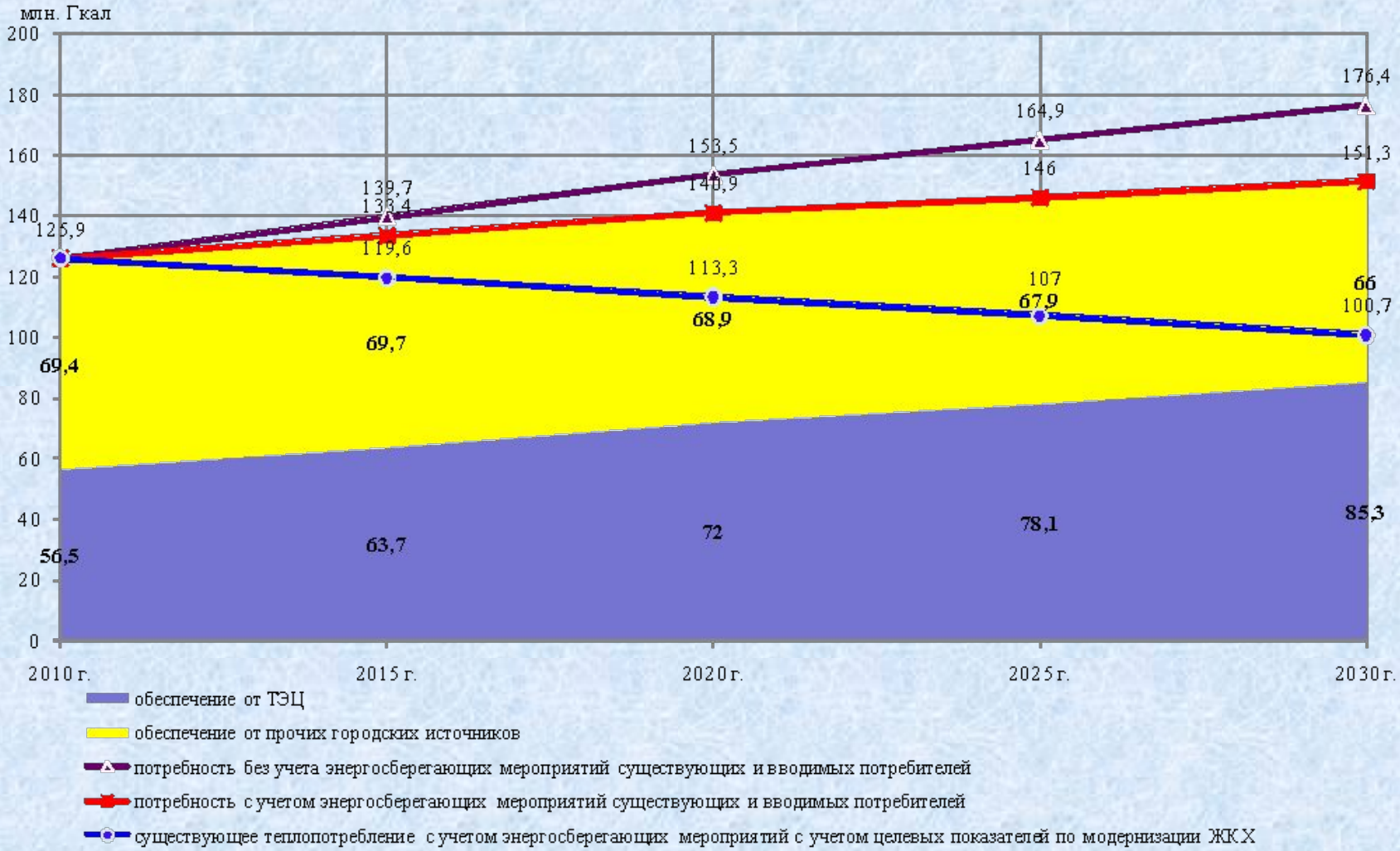
Западная зона



Южная зона



Прогнозный баланс тепловой энергии



В перспективе до 2030 года системы централизованного теплоснабжения на базе ТЭЦ - безальтернативны и будут оставаться важнейшими системами жизнеобеспечения крупных городов, необходимым компонентом обеспечения энергетической безопасности и устойчивого развития экономики Казахстана.

При этом с целью оптимизации режимов теплопотребления в зоне децентрализованного теплоснабжения необходимо активно внедрять ВИЭ.

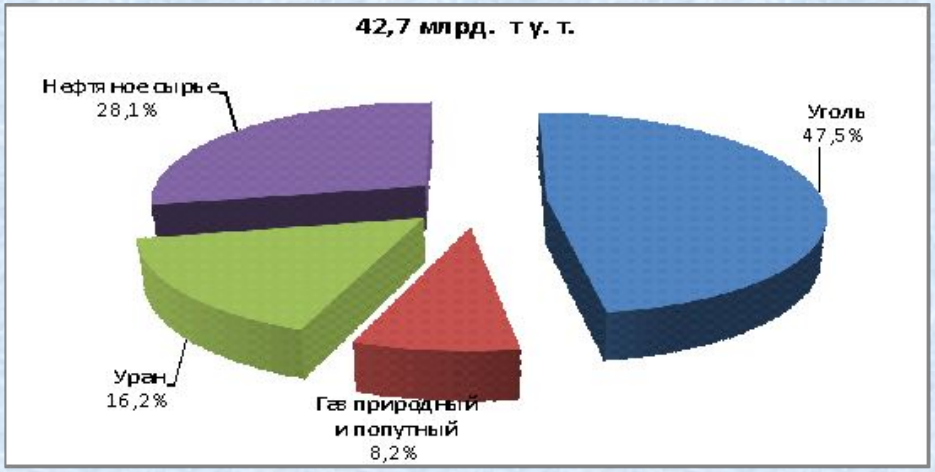
Топливные ресурсы

Казахстан обладает значительными запасами первичных энергетических ресурсов, что позволит в перспективе обеспечить не только собственную потребность, но и осуществлять их экспорт

Доказанные запасы:
Уголь – 31,3 млрд. т
Нефть – 39,8 млрд. баррелей
Газ (природный и попутный) – 3 трлн. м3
Уран – 1,61 млн. т

Газ
Потенциальные запасы – 10,2 трлн. м3
Балансовые запасы – 3,5 трлн. м3
Годовое потребление газа в энергетике:
2010 г. – 17 млрд. м3 (~56% от общего потребления)
2030 г. – 19 млрд. м3
Потребность энергетики в газе до 2030 года ~400 млрд. м3

Уголь
Общие геологические запасы – 283 млрд. т
Балансовые запасы – 38,6 млрд. тонн
Годовая добыча угля:
2010 г. – 110,9 млн. т (каменного - 103,5 млн. тонн, бурого – 7,4 млн. т)
2030 г. – до 130 млн. тонн, в т. ч.:
энергетика - 70 млн. т.
экспорт – 40 млн. т. (на уровне 2010 г. по данным ТЭБ 2010 г.)
другое (металлургия, ЖКХ и т. д.) – 20 млн. т
Потребность энергетики в угле до 2030 года ~1,2 млрд. тонн.



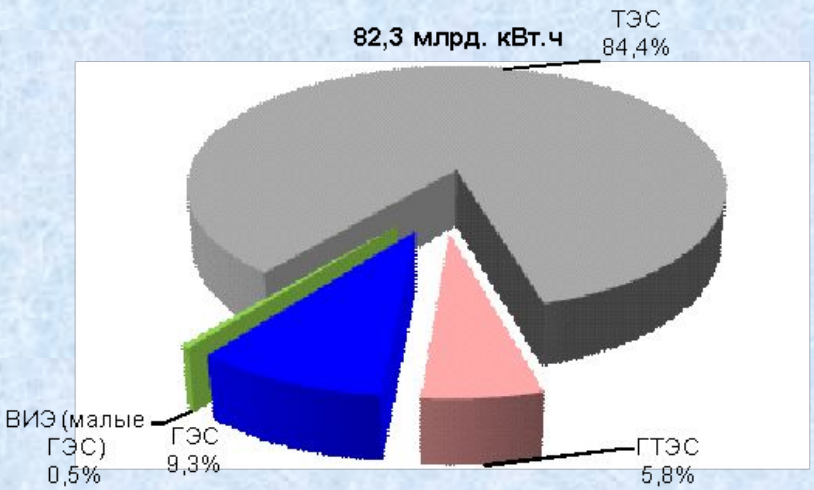
Характеристика углей крупных месторождений

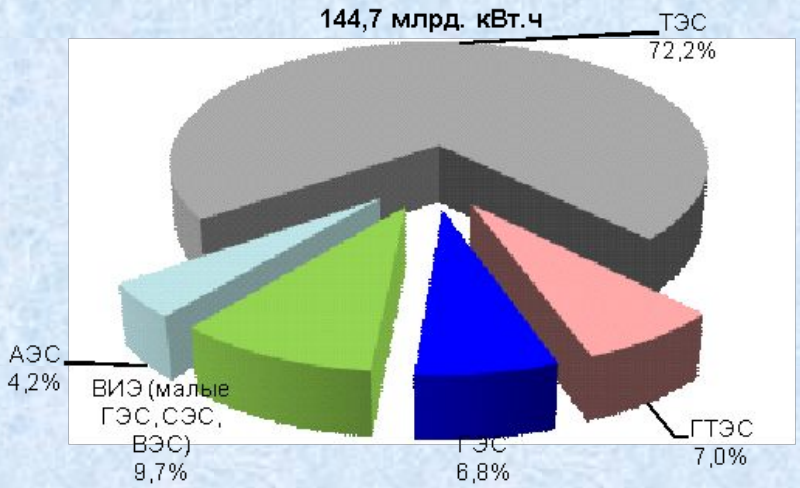
Наименование	Балансовые запасы, млрд.т	Зольность, %	Qр, ккал/кг
Карагандинский	12,2	21-32	4400
Экибастузский	12,0	37-48	4000
Шубаркольский	2,1	5-10	5400
Майкубенский	2,2	13-21	4040
Торгайский	6,5	13-29	3400

Структура генерирующих мощностей

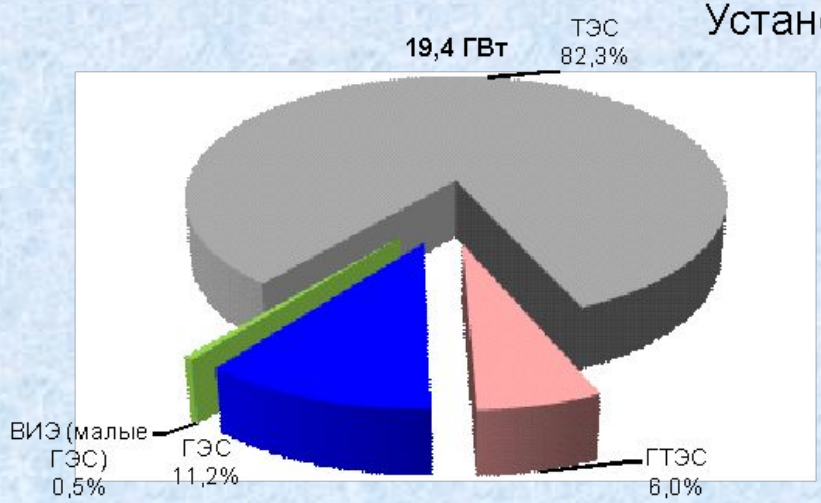
2010 г. 2030 г.

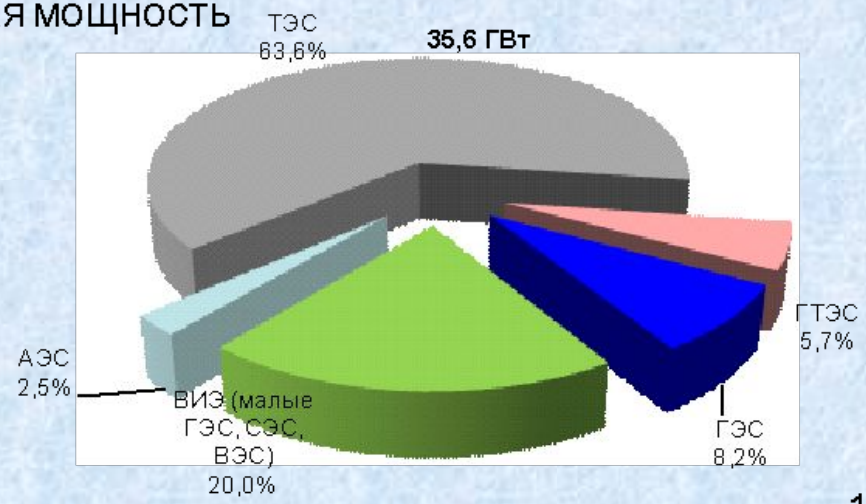
Выработка электроэнергии





Установленная мощность





Вводы генерации

- **Техперевооружение и реконструкция существующих электростанций – 7 ГВт:**
  - **ЭГРЭС-1** – энергоблоки №8, 2,1
  - **ЭС «ЕЭК»** - энергоблоки №6, 5, 7, 8
  - **Жамбылская ГРЭС** – выполнение капремонтов до ввода БТЭС.
  - **ЭГРЭС-2** – энергоблоки №1, 2
- **Ввод новой генерации – 17,5 ГВт, в том числе:**
  - **ЭГРЭС-2** - ввод энергоблока №3 (630 МВт) и строительство 2-й очереди (2х660 МВт)
  - **ТЭЦ – 3 ГВт** по условиям обеспечения тепловых нагрузок с модернизацией тепловых сетей
  - **ГЭС – 0,8 ГВт** с учетом строительства контррегулирующих Булакской и Кербулакской ГЭС для увеличения регулировочного диапазона Шульбинской и Капшагайской ГЭС
  - **ГТЭС – 1,3 ГВт** с учетом применения парогазовых циклов
  - **ВИЭ (ВЭС, малые ГЭС, СЭС, биомасса и др.) – 7,1 ГВт**.
  - **Строительство новых базовых электростанций:**
    - ✓ **В Южном Казахстане** – Балхашской ТЭС (ввод 1-го энергоблока в 2017-2018 гг., 2-го энергоблока – в 2020 г.)
    - ✓ **В Северном Казахстане** – Тургайской ТЭС с учетом сроков разработки тургайского буроугольного месторождения и освоения технологии его сжигания.
    - ✓ **В Западном Казахстане** – Актауской АЭС на уровне за 2020 г. для замещения выбывающих по сроку наработки оборудования электростанций «МАЭК «Казатомпром».

Национальная электрическая сеть

РИСКИ:

- Ограниченная пропускная способность транзита Север-Юг, Север – Восток
- Отсутствие связи Запада с Севером и Югом
- Недостаточная техническая оснащенность НЭС
- Транзит электроэнергии на дальние расстояния и высокие потери (около 5,7% при мировых показателях до 2,4%)

РЕШЕНИЯ:

- Сооружение 3-й ВЛ 500 кВ Север-Юг через Восток
- Сооружение ВЛ 500 кВ Запад – Север, Запад – Юг
- Комплексная модернизация НЭС на основе передовых технологий
- Внедрение элементов системы Smart Grid – FACTS, провода повышенной пропускной способности, вставки постоянного тока и др.
- Оптимизация режимов работы

Региональные Электросетевые Компании

РИСКИ:

- Высокий износ сетей - 65-70%, низкая балансовая стоимость активов
- Высокие потери (в среднем ~13%)
- Отсутствие единой технической политики
- Незавершенность создания АСКУЭ на региональном уровне
- Затратный метод формирования тарифов на передачу электроэнергии
- Проблемы с финансированием, высокий риск не возврата инвестиций

РЕШЕНИЯ:

- Модернизация региональных электрических сетей на базе новых технологий
- АСКУЭ
- Внедрение новых методик формирования тарифа:
  - ✓ RAB регулирование, система долгосрочного планирования тарифов
  - ✓ «Бенчмаркинг» на основе метода сравнения аналогов
- Максимальное использование программы «Дорожная карта бизнеса-2020»
- Интеграция РЭКов в КИЭС

Схема развития электроэнергетики Казахстана до 2030 г.

Основные характеристики:

- Топология "галактика" с размещение центров устойчивости ЕЭС по территории Казахстана;
- Энергобезопасность и технологичность;
- Внедрение технологии SmartGrid;
- Энергоэффективность и энергосбережение;
- Многовекторность транзитных направлений;
- Масштабное вовлечение в баланс ВИЭ
- Экспортный потенциал

Организация рынка электроэнергии и мощности

РИСКИ:

- Низкий уровень конкуренции на оптовом и розничном рынках;
- Несовершенство структуры рынка;
- Административное регулирование цен.

РЕШЕНИЯ:

- Совершенствование модели рынка электроэнергии и мощности;
- Развитие рынка централизованных торгов;
- Создание благоприятной инвестиционной среды.
- Строительство новых генерирующих мощностей, электрических сетей и развитие конкуренции
- Создание саморегулируемых организаций

Регулирование и господдержка

- Принятие нового Закона «Об энергосбережении и повышении энергоэффективности»
- Принятие Закона «О теплоснабжении»
- Принятие Закона «О «зеленых» сертификатах»
- Принятие Закона «Об инновационных фондах с государственно-частным участием»
- Разработка государственной Программы развития электроэнергетики до 2030 года
- Совершенствование законодательных и НПА по поддержке ВИЭ
- Совершенствование законодательства в области Казахстанского содержания
- Максимальное использование механизмов программы «Дорожная карта бизнеса-2020»
- Принятие и гармонизация НТД и стандартов в области электроэнергетики
- Рассмотреть вопрос создания самостоятельного государственного органа в сфере электроэнергетики
- Совершенствование рынка электроэнергии и мощности
- Внедрение новых методик формирования тарифов
- Бюджетные инвестиции, государственные гарантии и поручительства, государственно-частное партнерство, налоговые и инвестиционные преференции
- Совершенствование экологического законодательства

План мероприятий

Институт "ЭНЕРГИЯ"

№ п/п	Мероприятие	Мощность, МВт	Сроки ввода
1. Строительство новых энергоисточников			
1	Мойнакская ГЭС	300	2011 гг.
2	ГТЭС Акшабулак	87	2011 гг.
3	Уральская ГТЭС	54	2012 г.г.
4	Экибастузская ГРЭС-2: энергоблок № 3 2-ая очередь - энергоблоки №4, 5	630 2х660	2014 г. 2018, 2019 гг.
5	Кербулакская ГЭС	40,6	2016 г.
6	ТЭЦ-2 АО «Астана-Энергия»	2х120	2012, 2014 гг.
7	ТЭЦ-3 АО «Астана-Энергия»	2х120	2018, 2020 гг.
8	Балхашская ТЭС (1 и 2 модули)	2х660; 2х660	2017-2020 гг.; 2025-2030 гг.
9	Актауская АЭС	3х300 или 1000	2021-2025 гг.
10	Тургайская ТЭС	1500	2021-2025 гг.
11	ВИЭ (в т. ч. малые ГЭС, ВЭС, СЭС)	7100	2011-2030 гг.
2. Модернизация и реконструкция существующих энергоисточников			
1	Экибастузская ГРЭС-1 (восстановление блоков № 8, 2, 1)	1500	2012, 2014, 2016 гг.
2	ЭС АО «ЕЭК» энергоблоки № 6, 5, 7, 8	1200	2013, 2015, 2017, 2019 гг.
3	Алматинская ТЭЦ-1 АО «АлЭС»	64	2014 г.
4	Шардаринская ГЭС	116	2015-2016 гг.
5	Каскад Алматинских ГЭС	62	2015 г.
6	Капшагайская ГЭС	434	2016 г.

Примечание: вводы мощностей на ТЭЦ будут уточняться в процессе реализации Программы модернизации ЖКХ

План мероприятий (продолжение)

№ п/п	Мероприятие	Протяженность, км/ Мощность, МВА	Сроки ввода
	3. Формирование КИЭС		
1	Модернизация НЭС – II этап		До 2016 г.
2	Реабилитация НЭС (ВЛ 500 кВ)	404 км	2013-2020 гг.
3	ПС 500 кВ Алма с ВЛ 500 и 220 кВ	380 км/2х501 МВА	2009-2014 гг.
4	ВЛ 500 кВ Экибастуз – Семей - Усть-Каменогорск (Север-Восток) с ПС 500 кВ Семей	600 км/501 МВА	2011-2017 гг.
5	3-я ВЛ 500 кВ Север-Юг через Восток: Семей – Актогай - Талдыкорган – Алма с ПС 500 кВ Актогай и Талдыкорган	930 км/2х501 МВА	2012-2018 гг.
6	ПС 500 кВ Астана с ВЛ 500 кВ	200 км/2х501 МВА	2016-2020 гг.
7	ВЛ 500 кВ Агадырь – Жезказган (со вторым АТ на ПС Жезказган)	410 км/501 МВА	2016-2020 г.
8	ВЛ 500 ЮКГРЭС – Шу – Жамбыл (для выдачи мощности 2-го модуля БТЭС)	530 км	2025-2030 гг.
9	ВЛ 500 кВ Актау – Бейнеу – Кульсары – Атырау с ПС 500 кВ Бейнеу, Кульсары, Атырау	805 км/3х501 МВА	2016-2020 гг.
10	ВЛ 500 кВ Тургайская ТЭС – Сокол	125 км	2021-2025 гг.
11	ВЛ 500 кВ Атырау - Ульке (объединение Запада и Севера)	630 км	2021-2025 гг.
12	ВЛ 500 кВ Бейнеу – Саксаульская – Жезказган с ПС 500 кВ Саксаульская (объединение Запада и Юга)*	1100 км/501 МВА	2025-2030 гг.
13	ВЛ 500 кВ Жезказган – Кызылорда – Кентау – Жамбыл с ПС 500 кВ Кызылорда, Кентау	955 км/2х501 МВА	2025-2030 гг.
	4. Межгосударственные ВЛ 500 кВ		
1	Казахстан - Кыргызстан (ВЛ 500 кВ Алматы – Кемин)	200 км	2013-2018 гг.
2.	Казахстан – Туркмения, Казахстан – РФ	~2000 км	2025-2030 гг.

1. * - сроки строительства ВЛ 500 кВ определятся сроками электрификации ж. д.
2. Сроки строительства электростанций и электрических сетей должны уточняться по мере роста потребности в каждом рассматриваемом регионе.

Предложения по электроснабжению Юга

Институт "ЭНЕРГИЯ"

Строительство электропередачи Север-Восток-Юг - первый этап строительства КИЭС

МВт

	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.
1. Потребность	3800	3960	4120	4280	4440	4620
2. Всего покрытие собственными источниками Юга, в т.ч.	2450	2580	2770	2810	2530	2900
-БТЭС	-	-	-	600	600	900
-ЖГРЭС	900	900	900	300	-	-
3. Дефицит (+)	1350	1380	1350	1470	1910	1720

МВт

Располагаемая мощность	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.
-ЭГРЭС-1	2950	3100	3400	3700	3700	3700
-ЭГРЭС-2	1530	1530	1530	1530	2150	2150

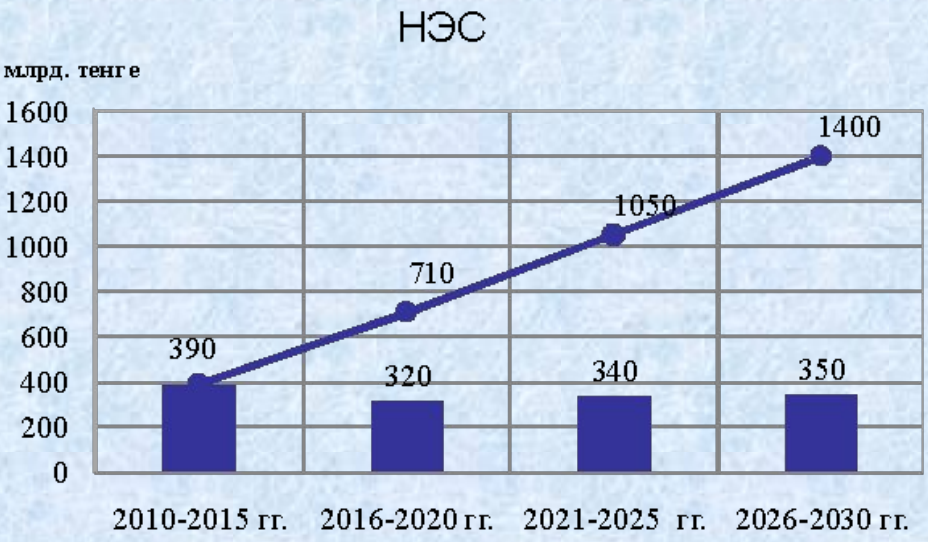
Необходимые вводы электрических сетей по годам

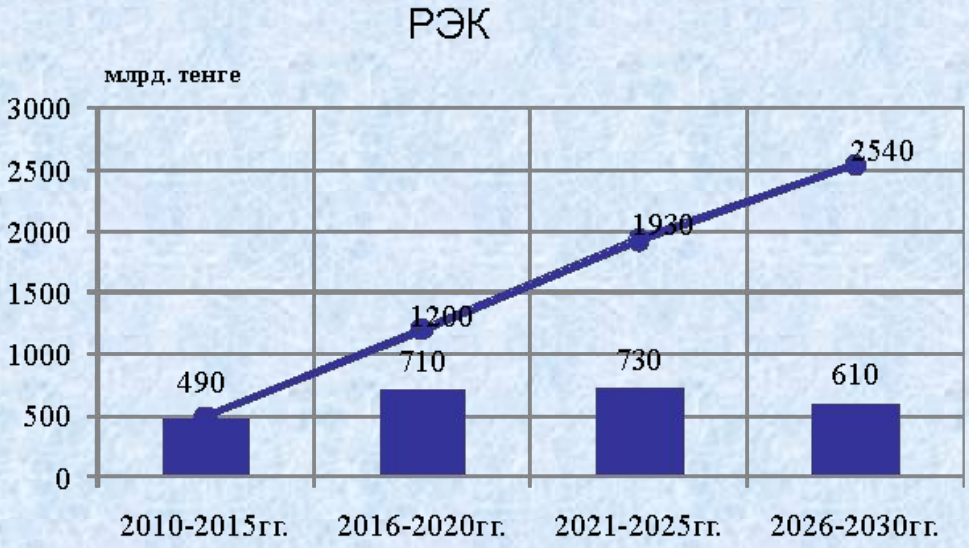
до 2014 гг. - ПС Алма с ВЛ 500-220 кВ

2016-2017 гг. - ВЛ 500 кВ Эк-Семей-УК;

2017-2018 гг. - ВЛ 500 кВ Семей-Актогай-Талдыкорган-Алма;

Инвестиции до 2030 года (цены 2011 г.)





Спасибо за внимание!