

TALLER DE CAPACITACIÓN

“Regulación del Servicio Público de Gas Natural en la República Argentina”

Agosto 2020



ENCUENTRO 5

Etapas Regulatorias de la industria del gas natural

Dr. Ing. Raúl D. Bertero
rbertero@fi.uba.ar



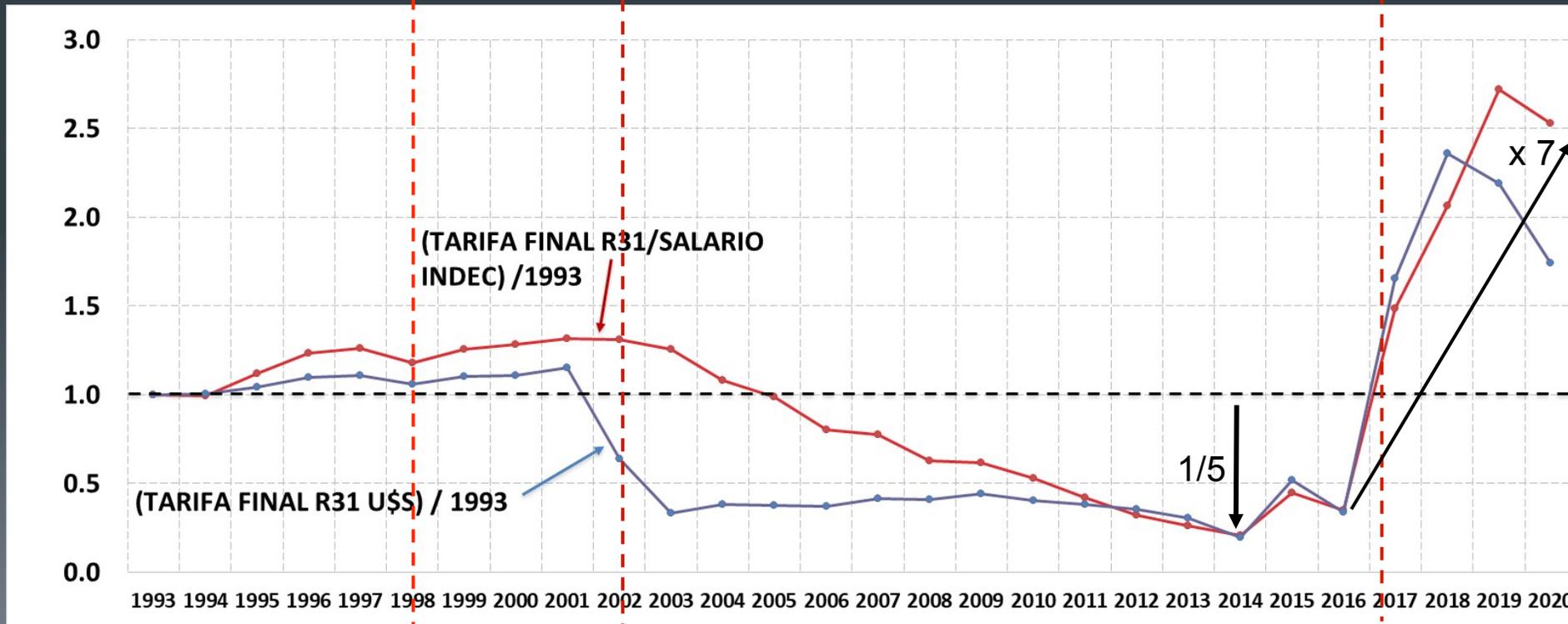
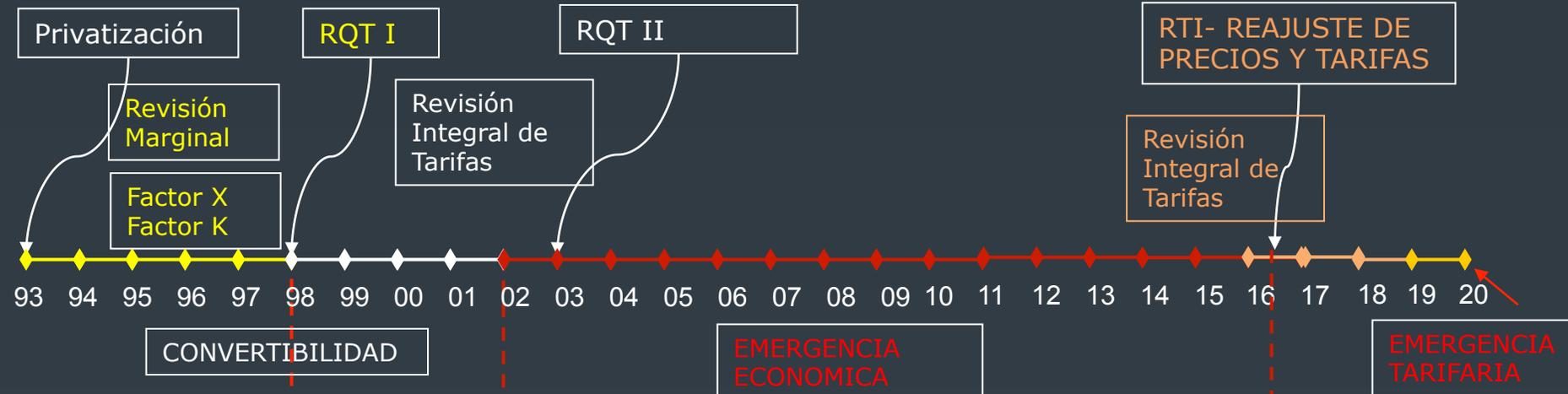
Etapas Regulatorias de la industria del gas natural – Encuentro 5

- Panorama general de los cambios en la industria del gas natural
- Etapas desde el punto de vista de las Revisiones Tarifarias
- Etapas desde el punto de vista de la evolución del precio del gas natural
- La próxima etapa

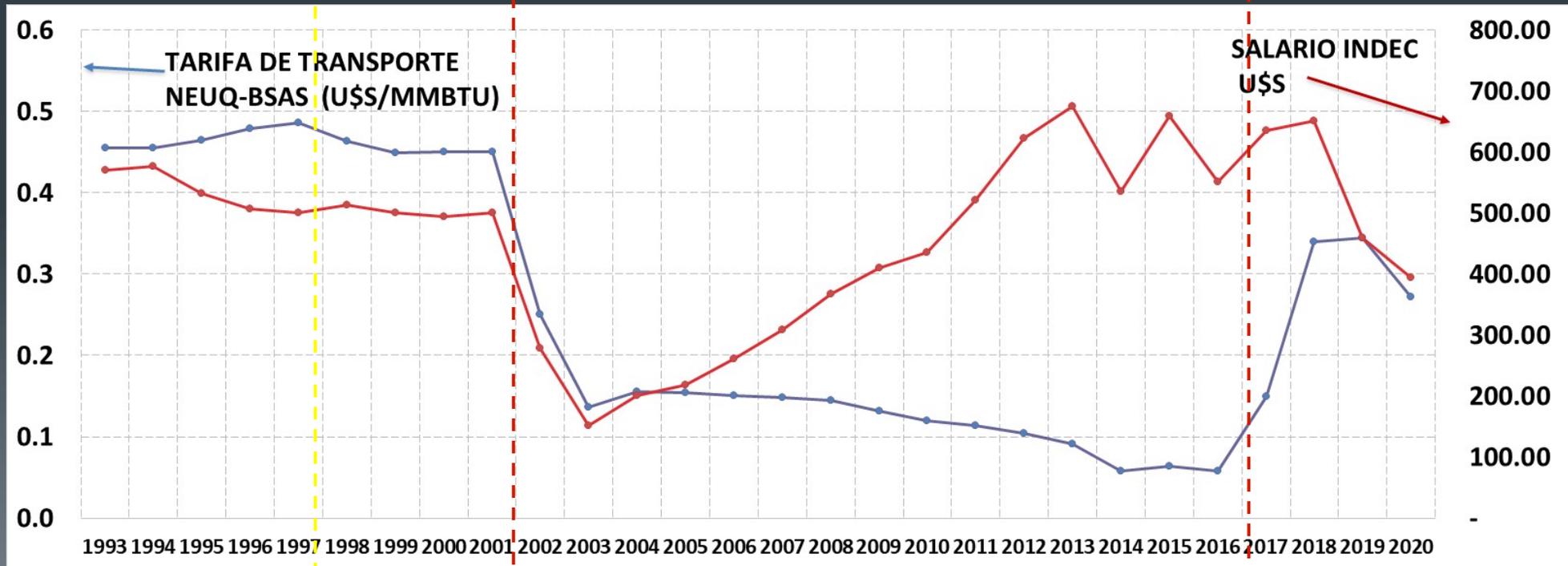
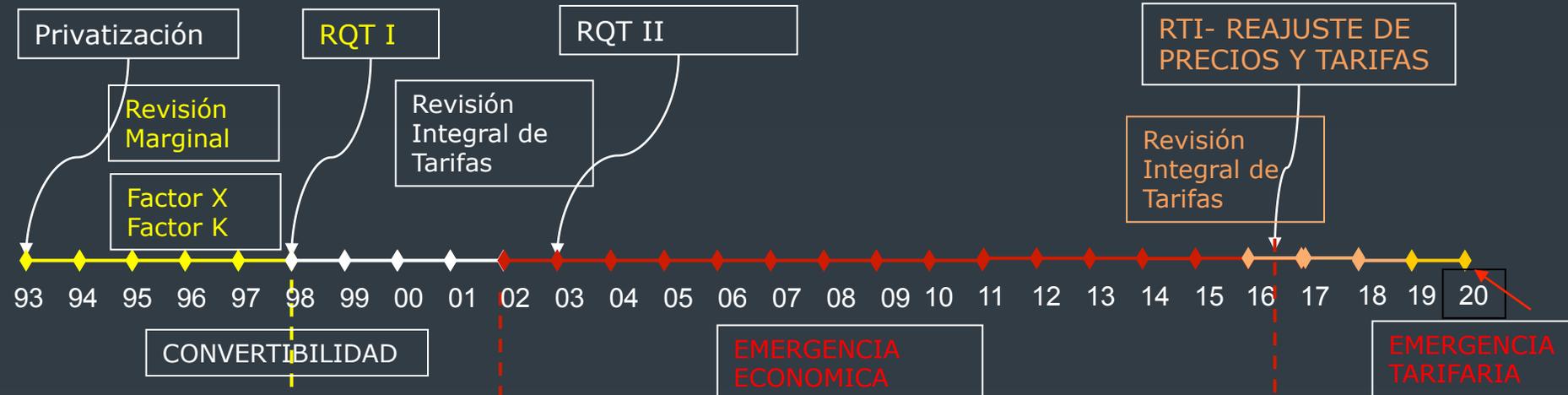
Etapas Regulatorias de la industria del gas natural – Encuentro 5

- Panorama general de los cambios en la industria del gas natural

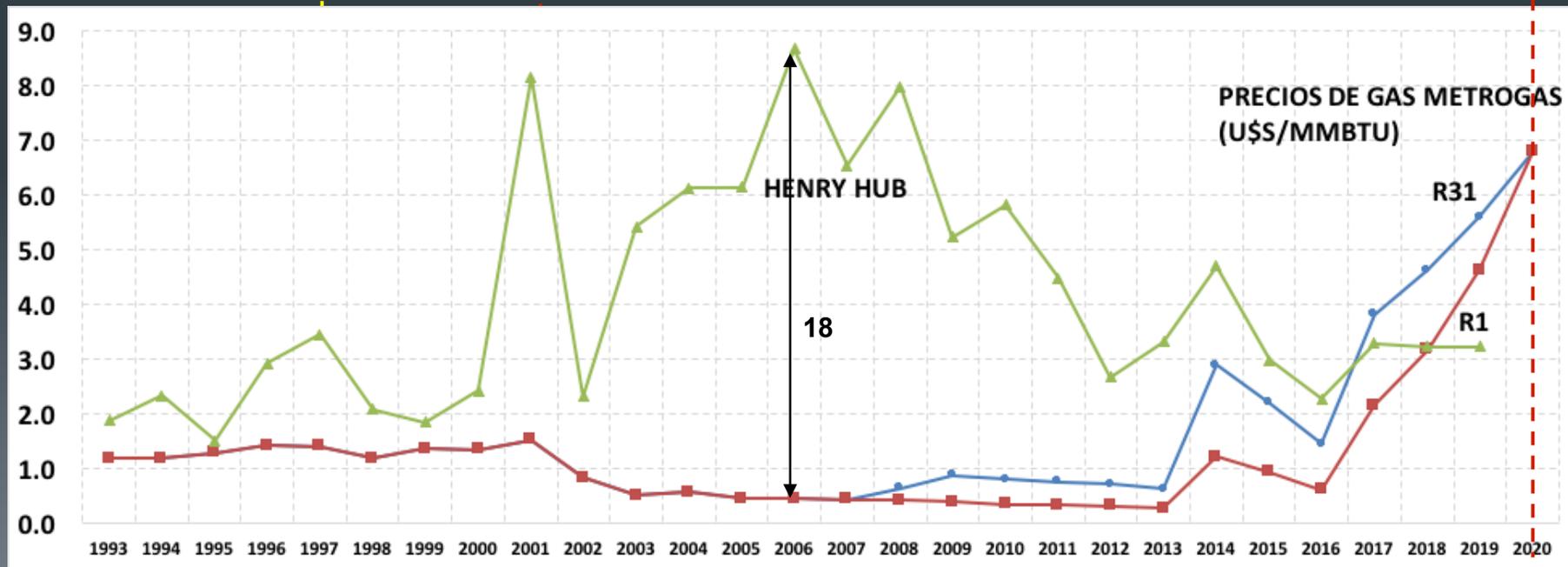
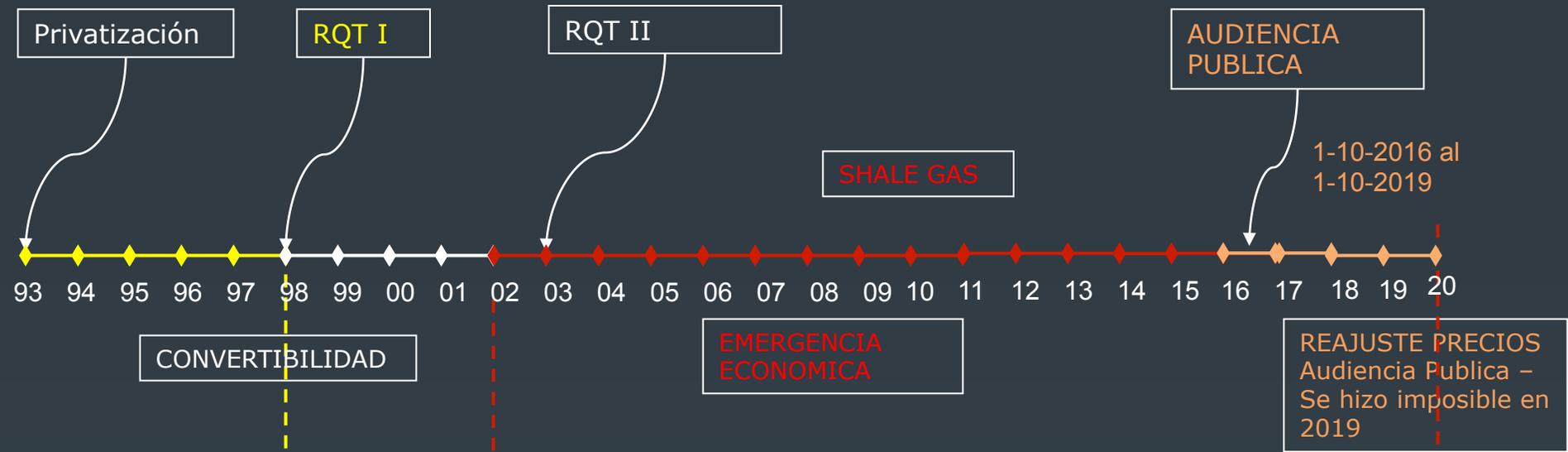
Evolución Histórica – Tarifa Final en relación al salario (Enero)



Evolución Histórica – Tarifa Regulada en relación al salario (Enero)

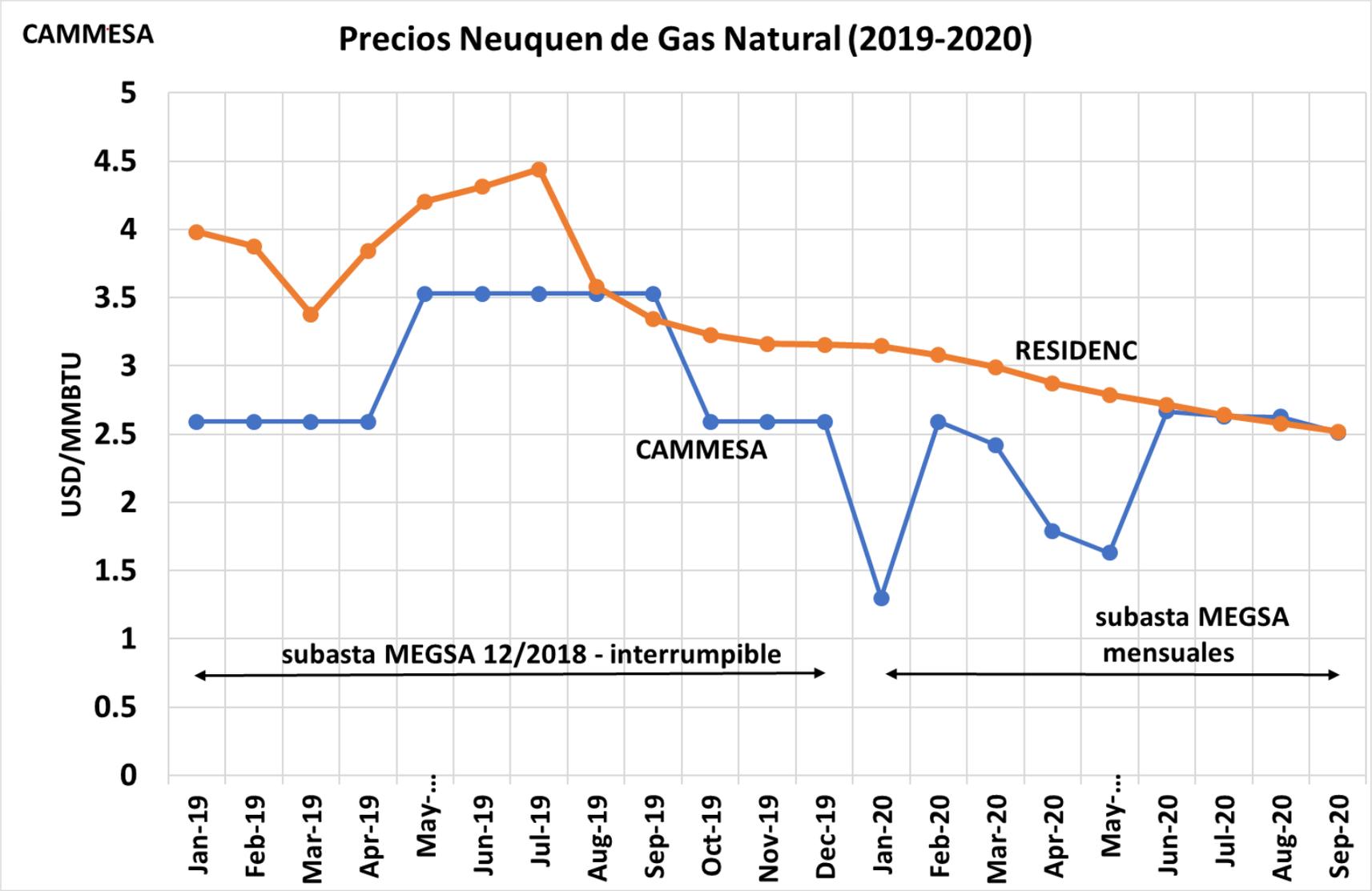


Evolución Histórica – Precio de Gas Natural

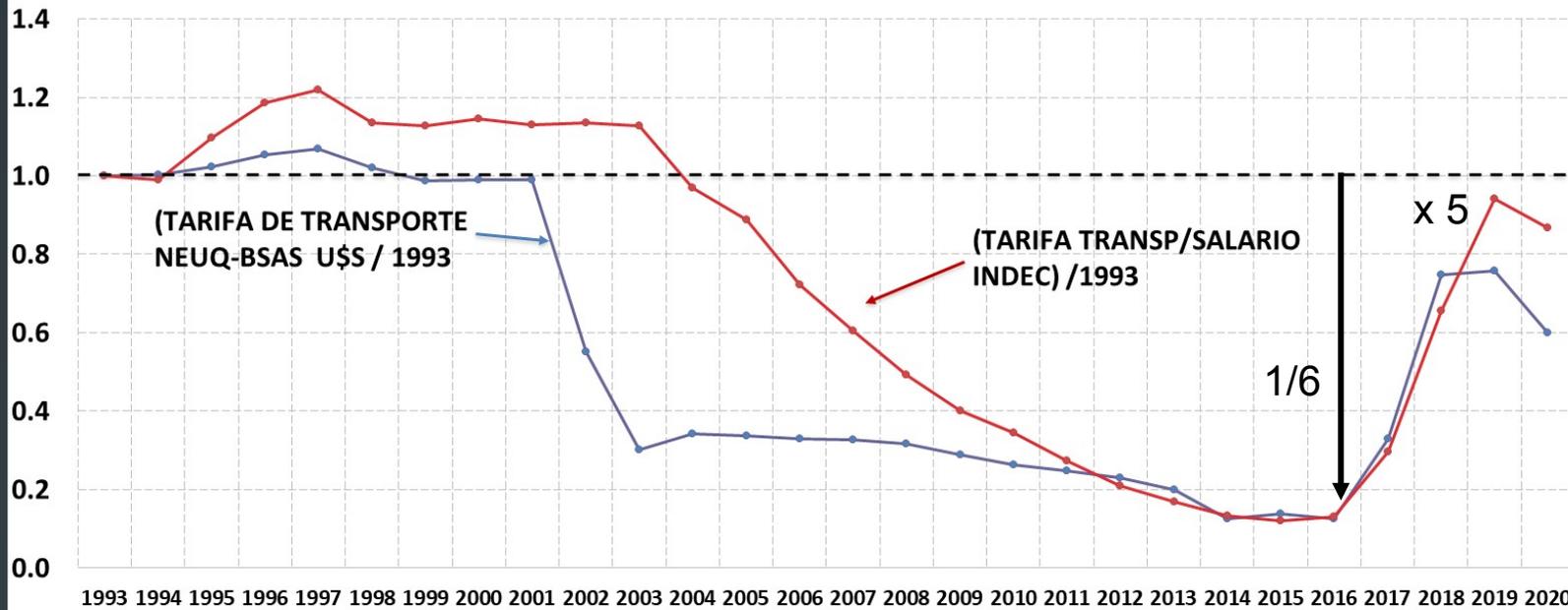


Valores previstos que se hicieron inviables con la situación del dólar y la economía. El incremento se detuvo en unos 4 USD/MMBTU. Y se organiza una subasta (Marzo 2019) que termina en 4.51 USD/MMBTU

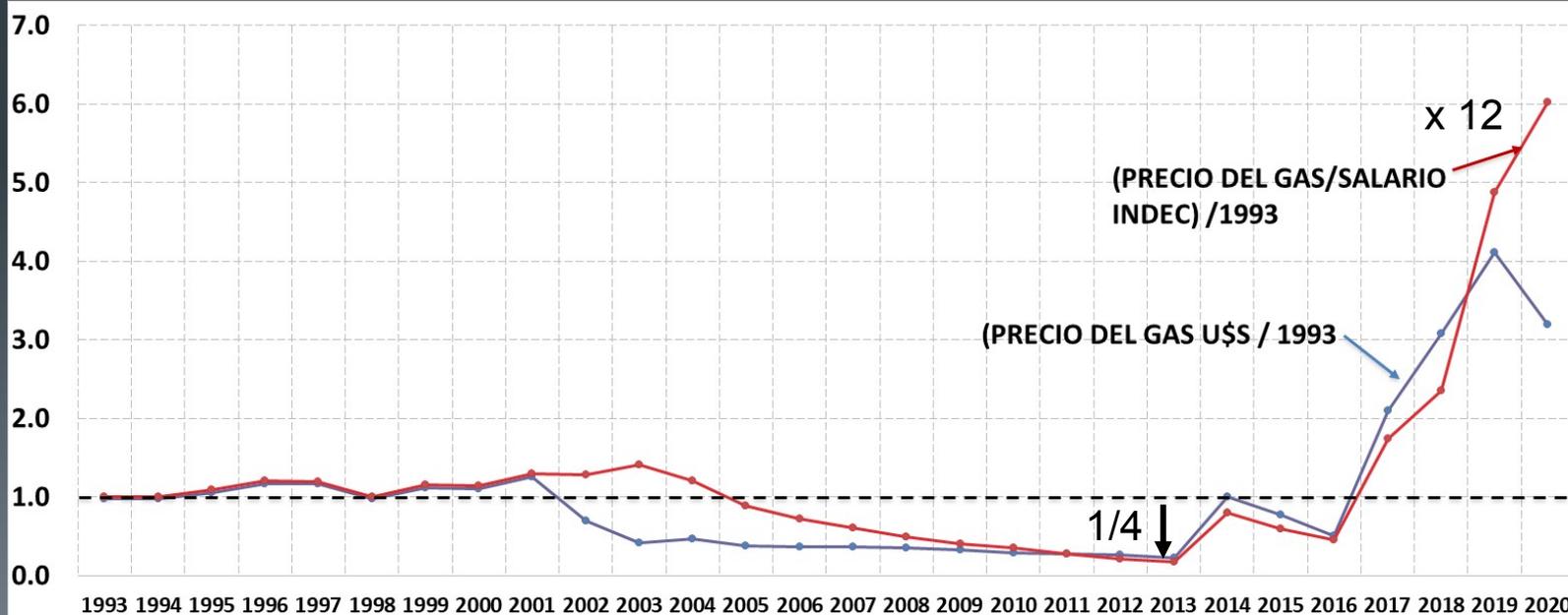
Precios de Gas Natural (2019-2020)



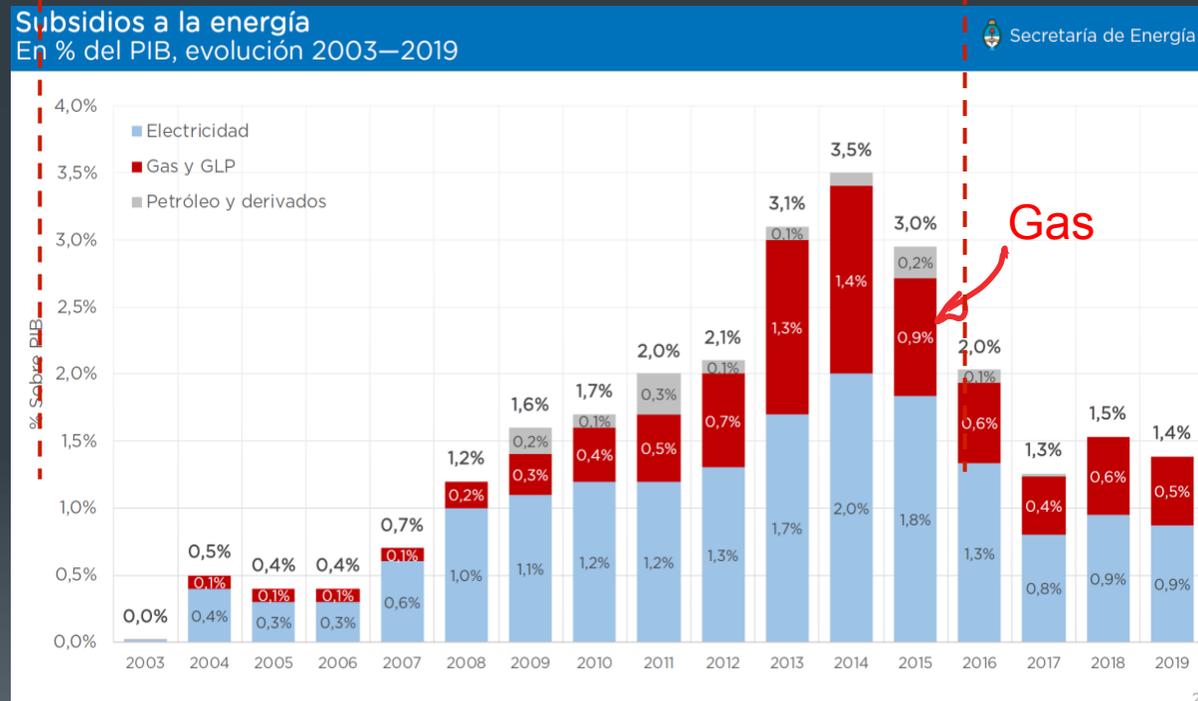
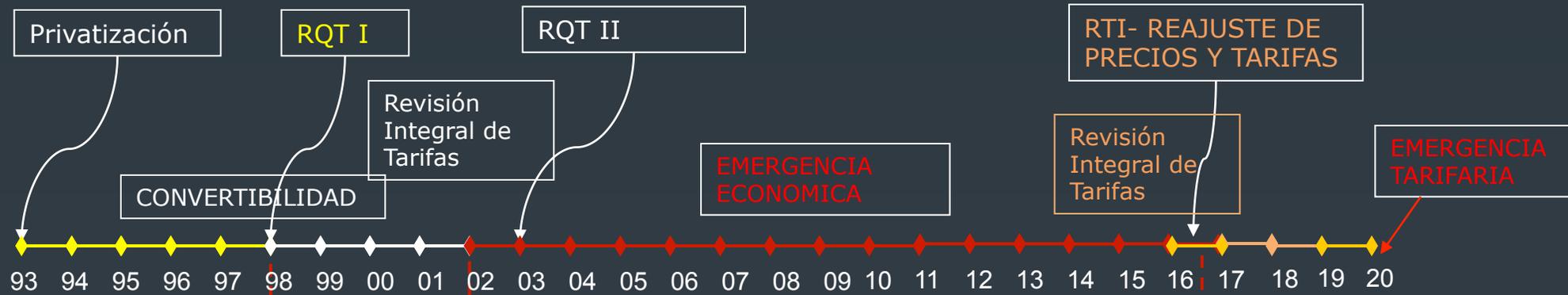
Evolución Histórica – Tarifas y precios en relación al salario (Enero)



Tarifa
Redes

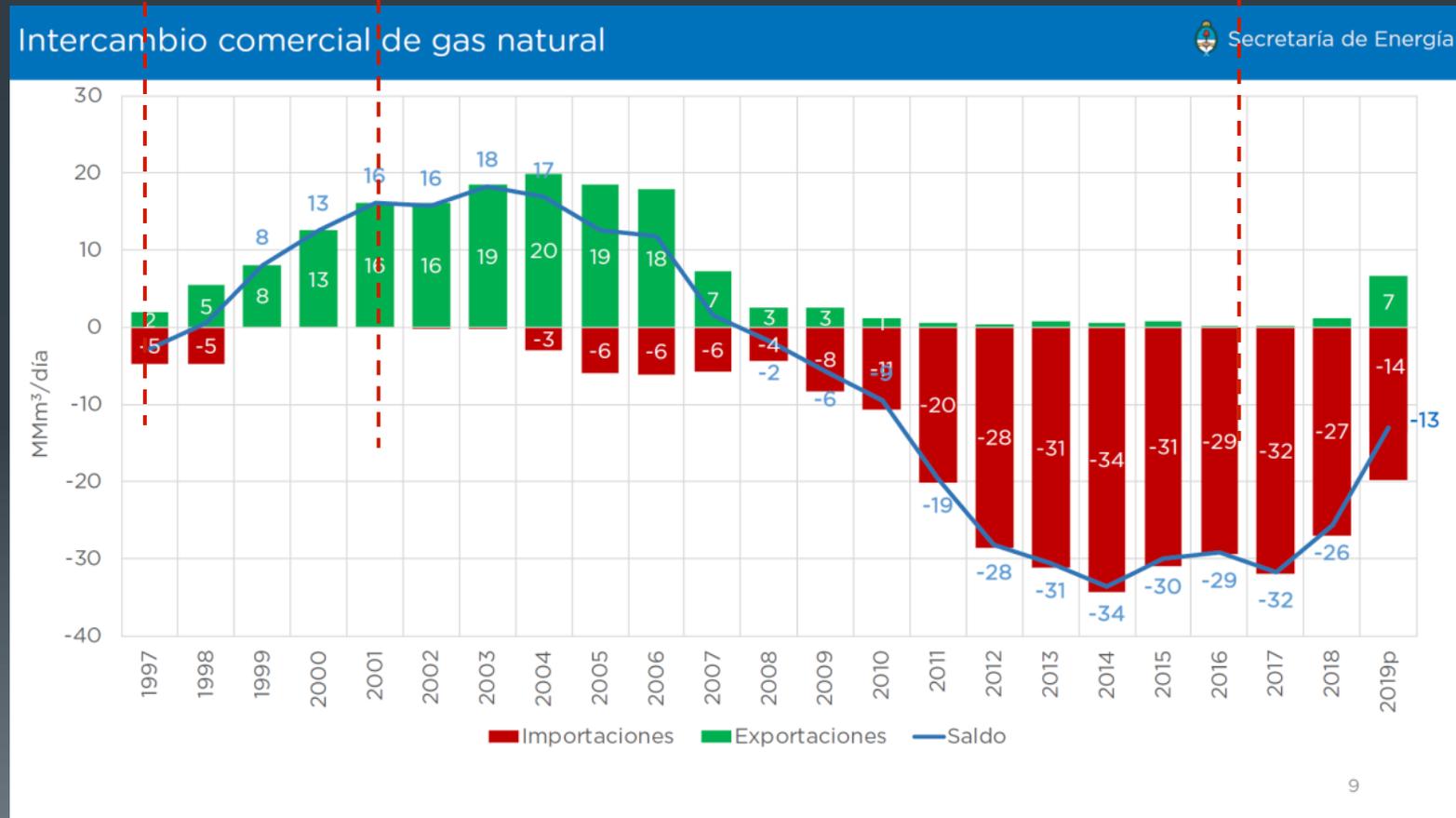


Precio
Gas
Boca
de
Pozo



Subsidios a la Energía (% PBI)

Congelamiento tarifario → Subsidios a la energía → Deficit Fiscal → Inflación



Export/Import Gas Natural (-52 MMm³/d 2003 a 2014)

Precios de gas congelados →
 Caída de producción →
 Importación →
 Déficit comercial →
 Cepo Cambiario

Etapas Regulatorias de la industria del gas natural – Encuentro 5

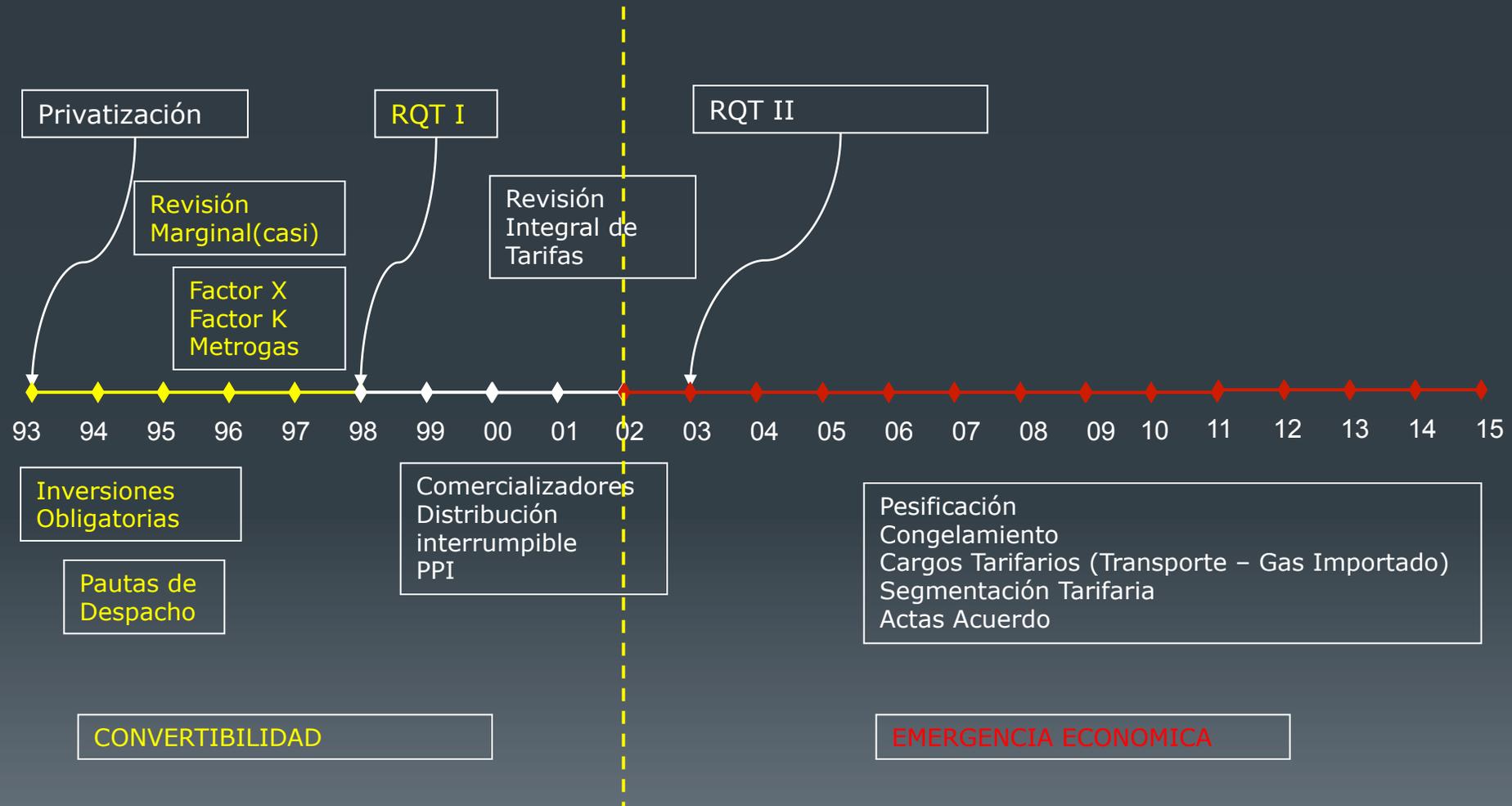
- Etapas desde el punto de vista de las Revisiones Tarifarias



REVISIONES TARIFARIAS

RQT I – Revisión Tarifaria Marginal (1998)

Evolución Histórica de las Licencias de Gas Natural



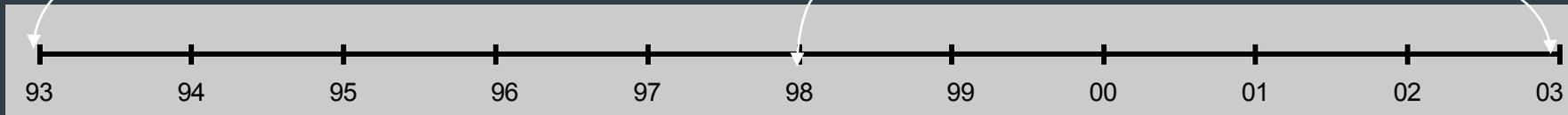
Evolución Histórica de las Revisiones Tarifarias

$$\sum_{i=1}^n t_i q_i = \text{Gastos} + \text{Amortizaciones} + rBT$$

Privatización

RQT I

RQT II



Tarifa es dato

Los inversores ofertan una suma de dinero en función de un r esperado

BT_0

Revisión Marginal

$$T_1 = T_0 \left(\frac{PPI_1}{PPI_0} - \frac{X}{100} + \frac{K}{100} \right)$$

Base Tarifaria como Activo Financiero

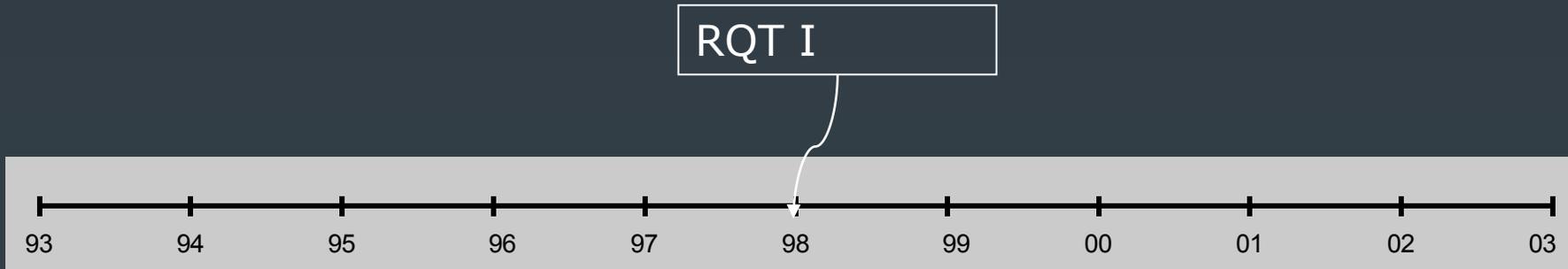
Revisión Integral de Tarifas

La inversión es dato.

El regulador calcula la tarifa en función de un r justo y razonable

RQT I – Ley 24 076 – Revisión Marginal

$$T_1 = T_0 \left(\frac{PPI_1}{PPI_0} - \frac{X}{100} + \frac{K}{100} \right)$$



Revisión Marginal

Factor X
Factor K

RQT I – Factor X

- Combinación de TFP y proyectos específicos.

▪ TGN	5.2%
▪ TGS	6.5%
▪ Pampeana	4.5%
▪ Sur	4.6%
▪ Metrogas	4.7%
▪ BAN	4.8%
▪ Gasnor	4.4%
▪ Cuyana	4.8%
▪ Centro	4.7%
▪ Litoral	4.7%



REVISIONES TARIFARIAS

RQT II – Revisión Tarifaria Integral (Debía empezar en 2003)

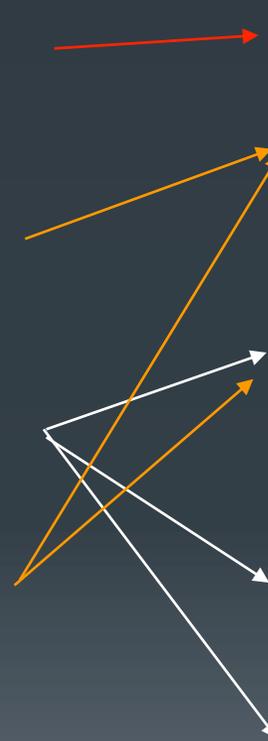
PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DE LA RQT II

Principios de la Ley 24076

- Asegurar tarifas “justas y razonables”
- Asegurar la seguridad y confiabilidad del servicio en el futuro
- Incrementar la competencia
- Incentivar la expansión del sistema gasífero

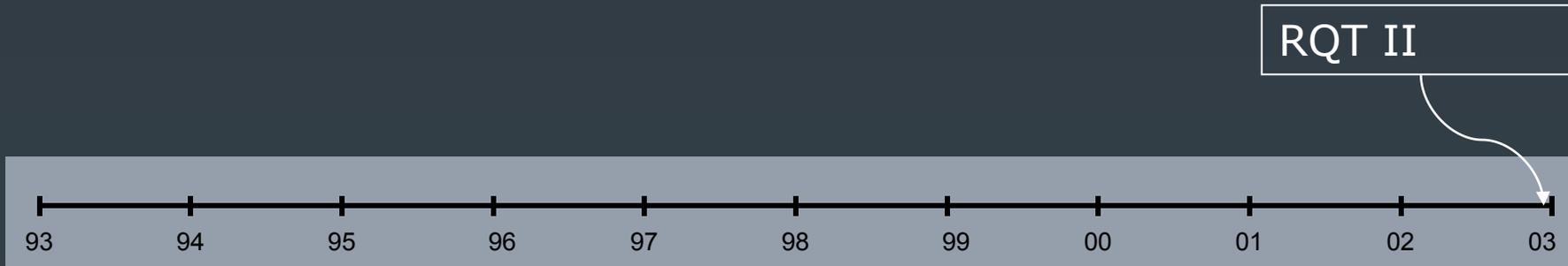
Metodología detallada para la RQT II

- **Revisión Integral de Tarifas**
- Estudios de confiabilidad de la red de transporte y del invierno de diseño
- Reformas en la estructura tarifaria (apertura de P por factor de carga, AA, autogeneración)
- Desagregación de servicios de distribución y comercial.
- Disminución del umbral para el “by-pass” físico y comercial



RQT II

$$\sum_{i=1}^n t_i q_i = \text{Gastos} + \text{Amortizaciones} + rBT$$



La inversión es dato.

El regulador calcula la tarifa en función de un r justo y razonable

Revisión Integral de Tarifas

Comercializadores
Distribución interrumpible
PPI

Adecuaciones regulatorias que implican modificaciones a las Reglas Básicas de la Licencia

- Análisis del Servicio General P
- Gas Retenido
- Modificación del ajuste semestral de tarifas por PPI

Incógnitas Tarifarias

Tarifas Volúmenes

$$\sum_{i=1}^n t_i q_i = \text{Gastos} + \text{Amortizaciones} + rBT$$

Asegurar la igualdad de la ecuación



Nivel tarifario

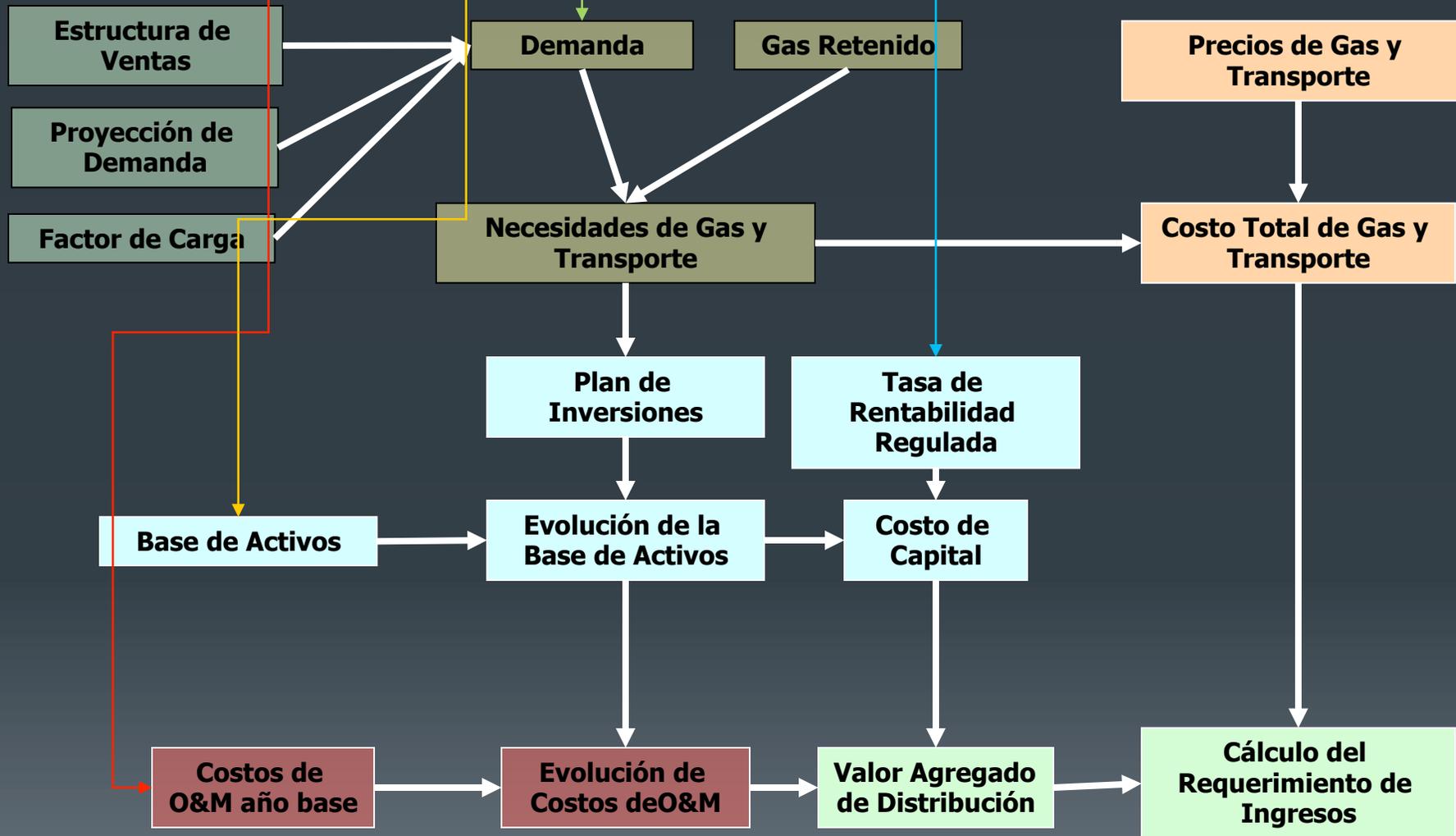
Determinación relativa de tarifas



Estructura tarifaria

Metodología de Cálculo de Tarifas

$$\sum_{i=1}^{i=5} \frac{t_i q_i}{(1+r)^i} = \sum_{i=1}^{i=5} \frac{(G_i + D_i + r \cdot BT_{i-1})}{(1+r)^i}$$



Costo de capital



WACC=	Costo de la Deuda		D/(D+E) +	Costo del Capital Propio				E/(D+E)
WACC=	$(1-t) \times r_d \times D/(D+E) + (r_f + ERP \times \beta + S_{ARG}) \times E/(D+E)$							
	1 – Impuesto a las ganancias	Costo de la Deuda	Porcentaje de Deuda	Tasa libre de riesgo de USA	Riesgo adicional de invertir en una empresa cualquiera en USA	Riesgo relativo de una empresa de gas respecto del promedio	Riesgo adicional de invertir en Argentina	Porcentaje de capital propio

Costo de capital –Distcos RQT II

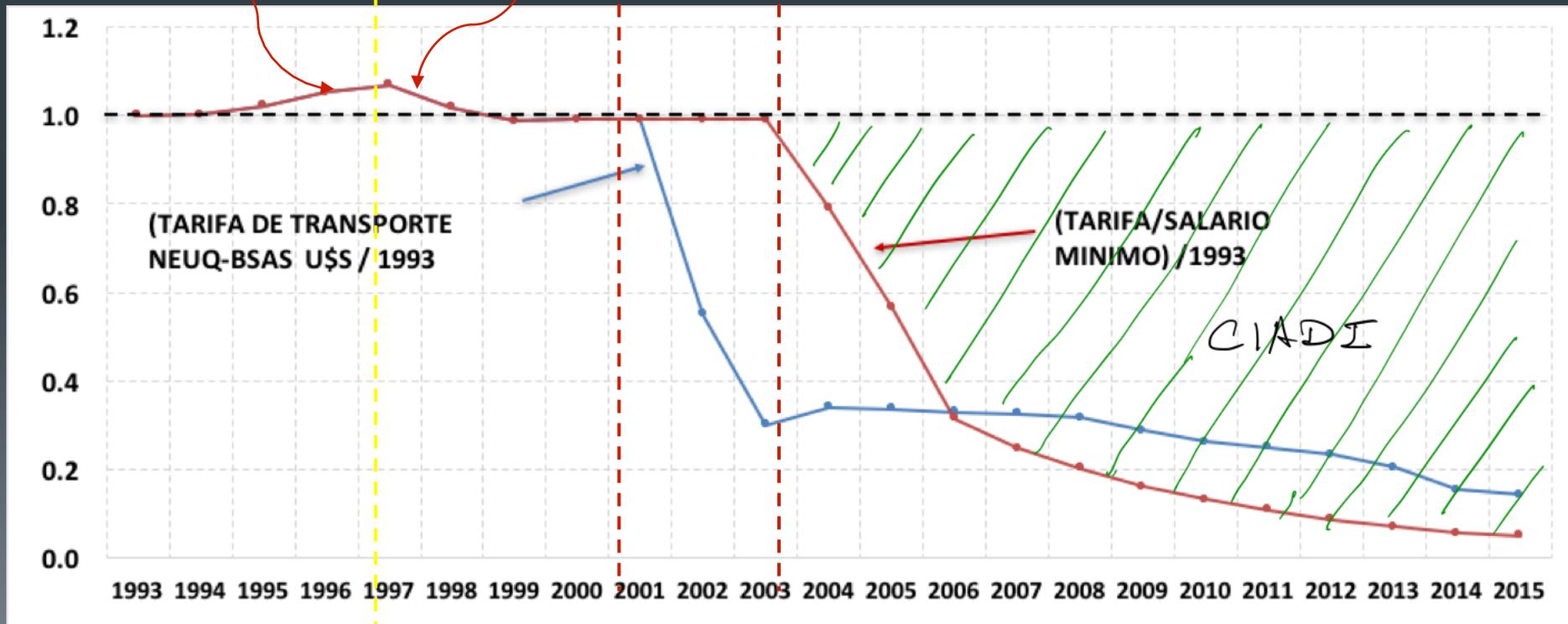
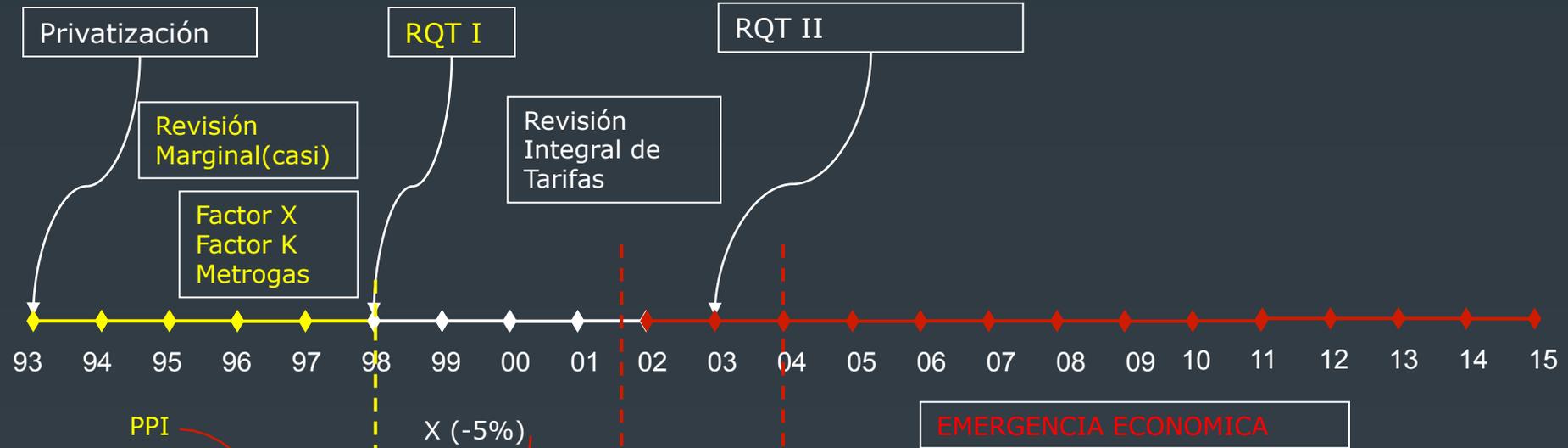
WACC=		Costo de la Deuda		D/(D+E)	+ Costo del Capital Propio				E/(D+E)		
WACC=		(1-t) x	r _d	x	D/(D+E)	+ (r _f +	ERP	x	β +	S _{ARG}) x	E/(D+E)
		1 – Impuesto a las ganancias	Costo de la Deuda	Porcentaje de Deuda	Tasa libre de riesgo de USA	Riesgo adicional de invertir en una empresa cualquiera en USA	Riesgo relativo de una empresa de gas respecto del promedio	Riesgo adicional de invertir en Argentina	Porcentaje de capital propio		
DIST COS - RQT II		0.65	11.30%	0.29	4.62%	6.37%	0.555	7.40%	0.71		
		7.35%		0.29	15.56%				0.71		
		2.1%			11.1%						
	WACC	13.2%									
	WACC Real PPI=1%	12.1%									



REVISIONES TARIFARIAS

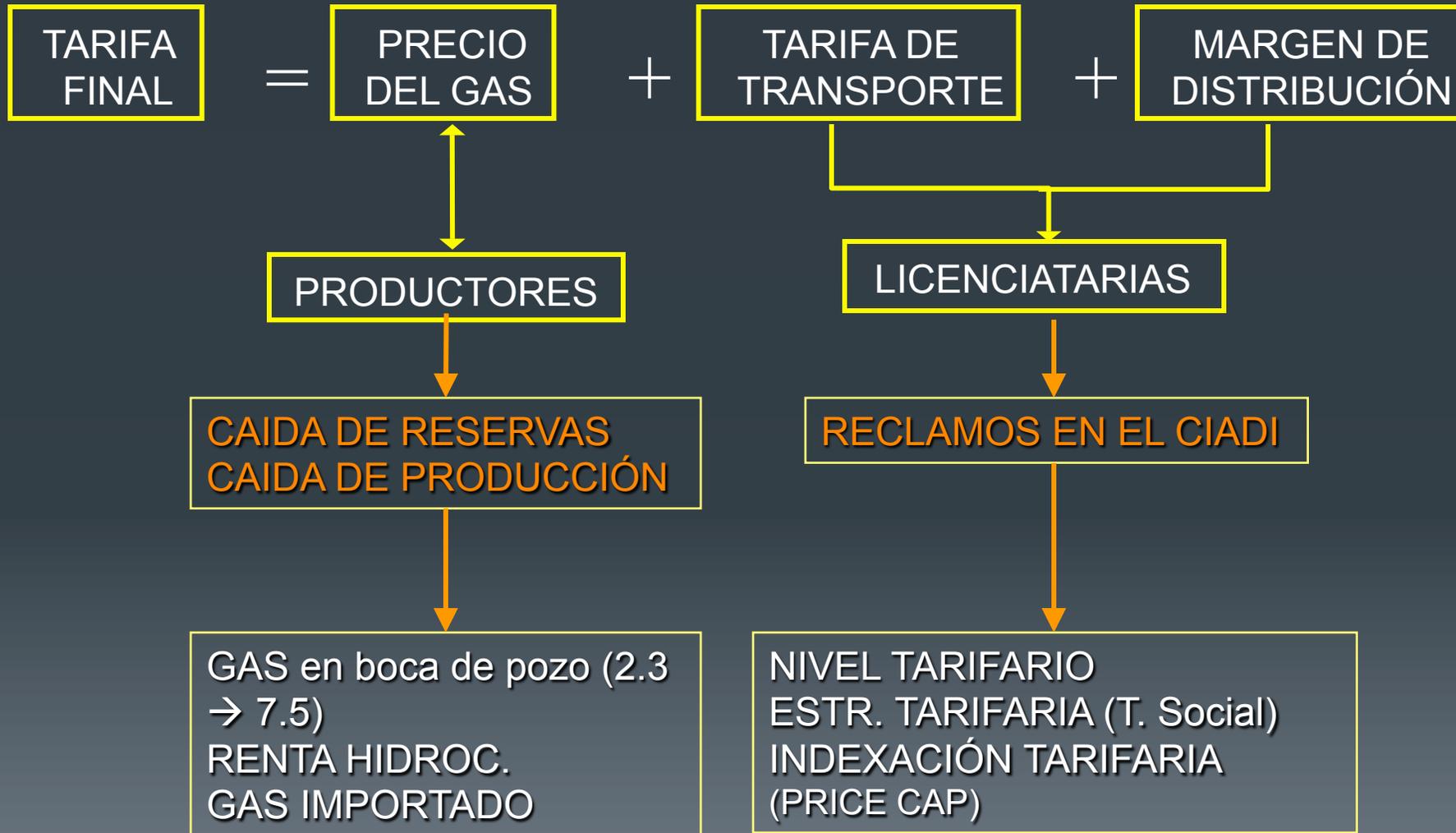
RQT III – Revisión Tarifaria Integral (2016)

Evolución Histórica – RQT III – Luego de 14 años de EE



CONSECUENCIAS DE LA CRISIS ECONOMICA DEL 2001 EN EL SECTOR DE GAS NATURAL

28



Aspectos Esenciales de la RQT III

RECLAMOS EN EL CIADI

RENEGOCIACION DE CONTRATOS CON
MINISTERIOS DE ENERGIA Y HACIENDA
=
CAMBIOS EN LAS REGLAS BASICAS
DE LA LICENCIA

- REVISION TARIFARIA INTEGRAL (BASE TARIFARIA)
- AJUSTE AUTOMATICO DE TARIFAS
- ESTRUCTURA TARIFARIA
- VIABILIDAD TARIFARIA (TARIFA SOCIAL, FACTURACION MENSUAL, FACTURA PLANA)

Base Tarifaria luego de 14 años de EE

- La base tarifaria, representa el valor de los activos necesarios para la prestación del servicio

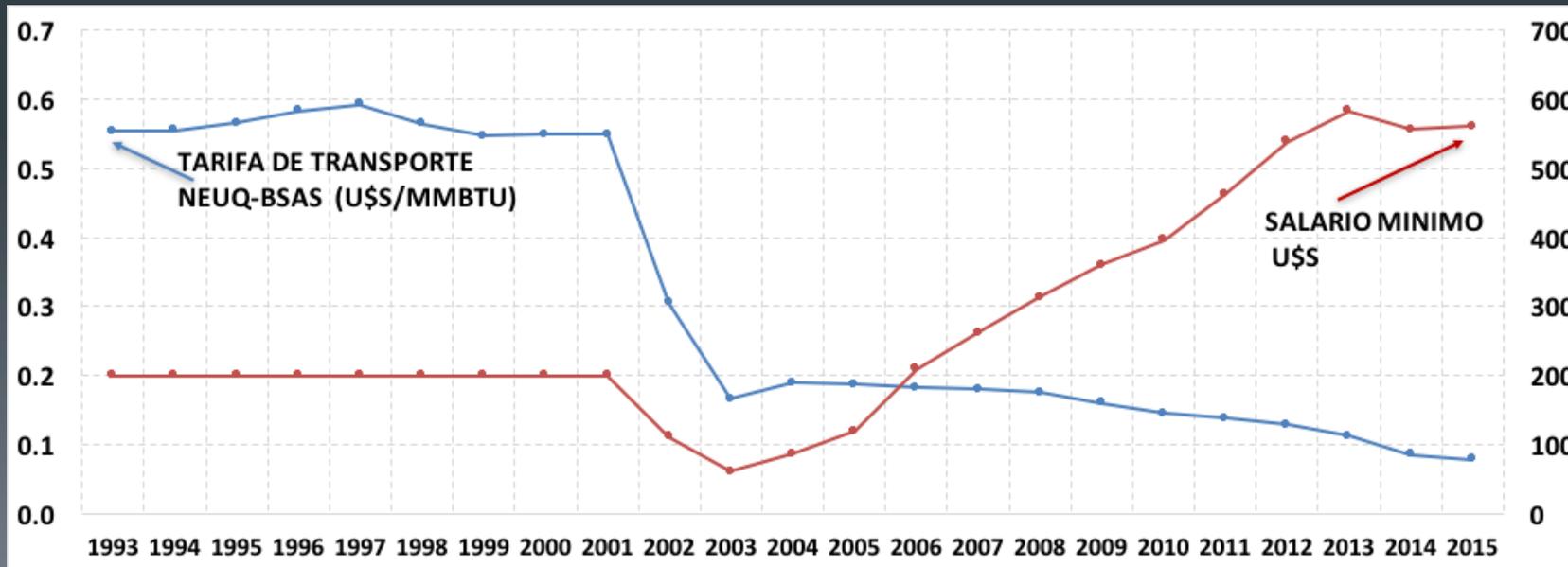
$$BT_i = BT_{i-1} + I_i - D_i$$

Durante 14 años la tarifa a niveles entre 5 y 10 veces menores a la del 2001

Imposibilidad de hacer inversiones por la Emerg. Economica

$$BT_{14} = BT_0 - \sum_{i=1}^{14} D_i$$

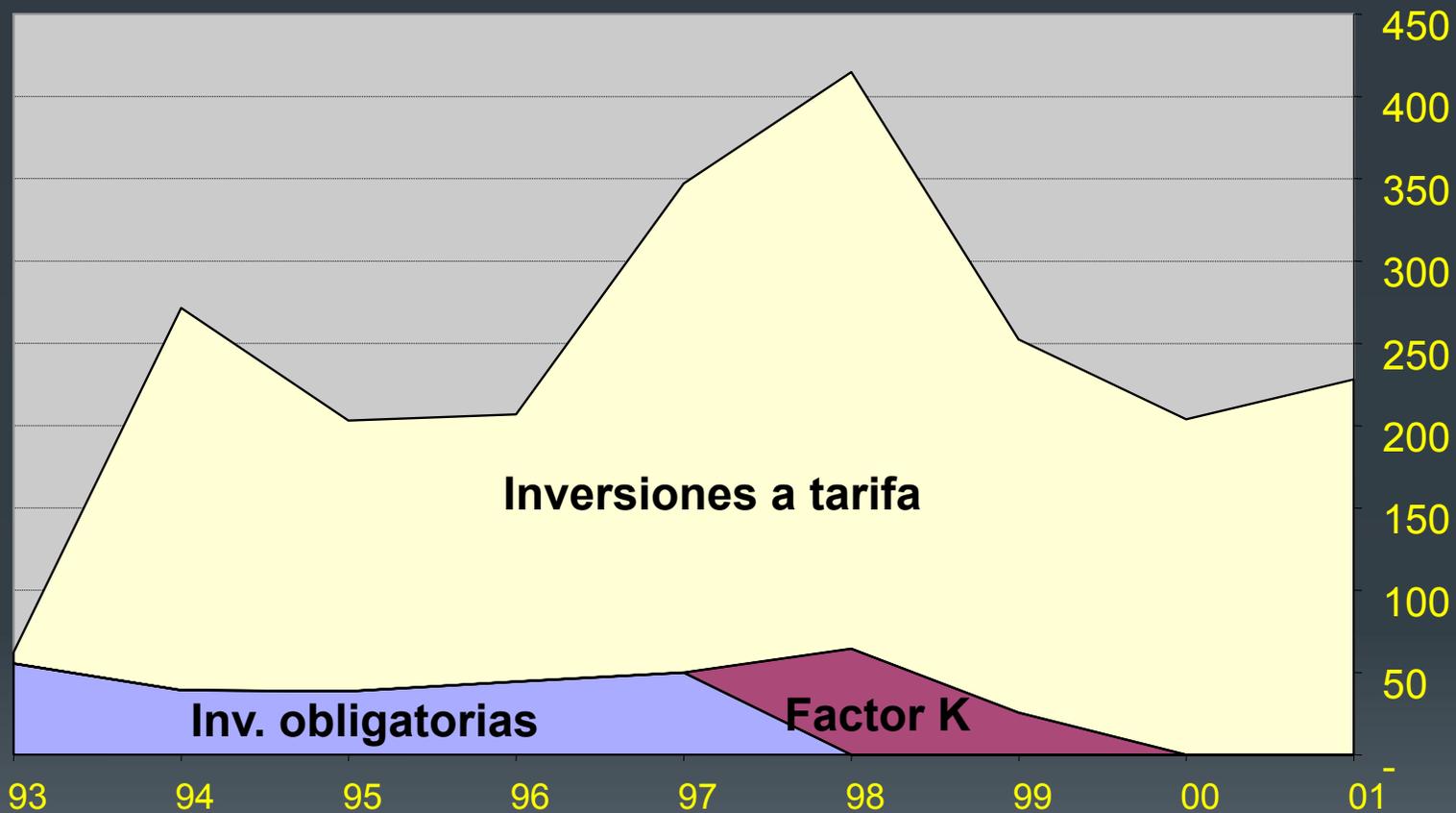
En 35 años la BT tendería a 0 y la tarifa solo pagaría costos operativos



Metodologías de valuación de la Base Tarifaria

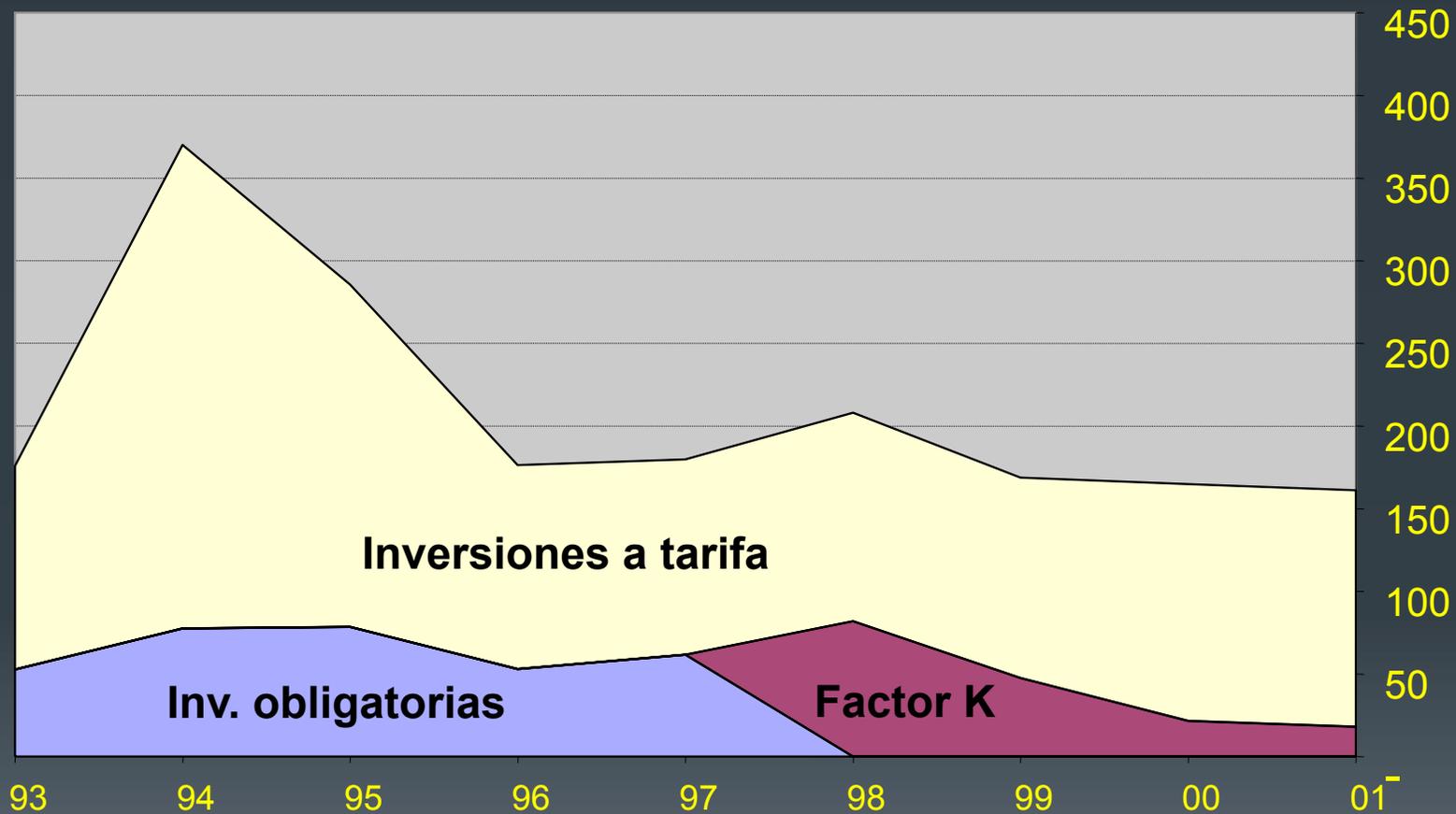
Metodologías	
BT como Activo Financiero = Mantener en el tiempo el valor de la inversión	BT como Activo Físico = Mantener la capacidad de producción óptima de los activos
<ul style="list-style-type: none">• Valuación a Costos Históricos o valor contable• Valor de mercado accionario• Valuación Financiera (Valor privatización)	<ul style="list-style-type: none">• Costo de Reemplazo depreciado y optimizado• Valor Nuevo de Reemplazo (se diferencian en la velocidad de depreciación)
$BT_t = BT_{t-1} + I_t$ BT _t : BT al final del período t I: Nuevas inversiones netas	$BT_t = P_t S_t$ P: Precio de los activos S: Stock de activos necesarios para prestar el servicio

Inversiones en Transporte 1993-2000



Importancia de una tarifa que permita realizar las inversiones (BT como activo físico)

Inversiones en Distribucion 1993-2000



Importancia de una tarifa que permita realizar las inversiones (BT como activo físico)

Aspectos Esenciales de la RQT III

Conclusiones

RECLAMOS EN EL CIADI

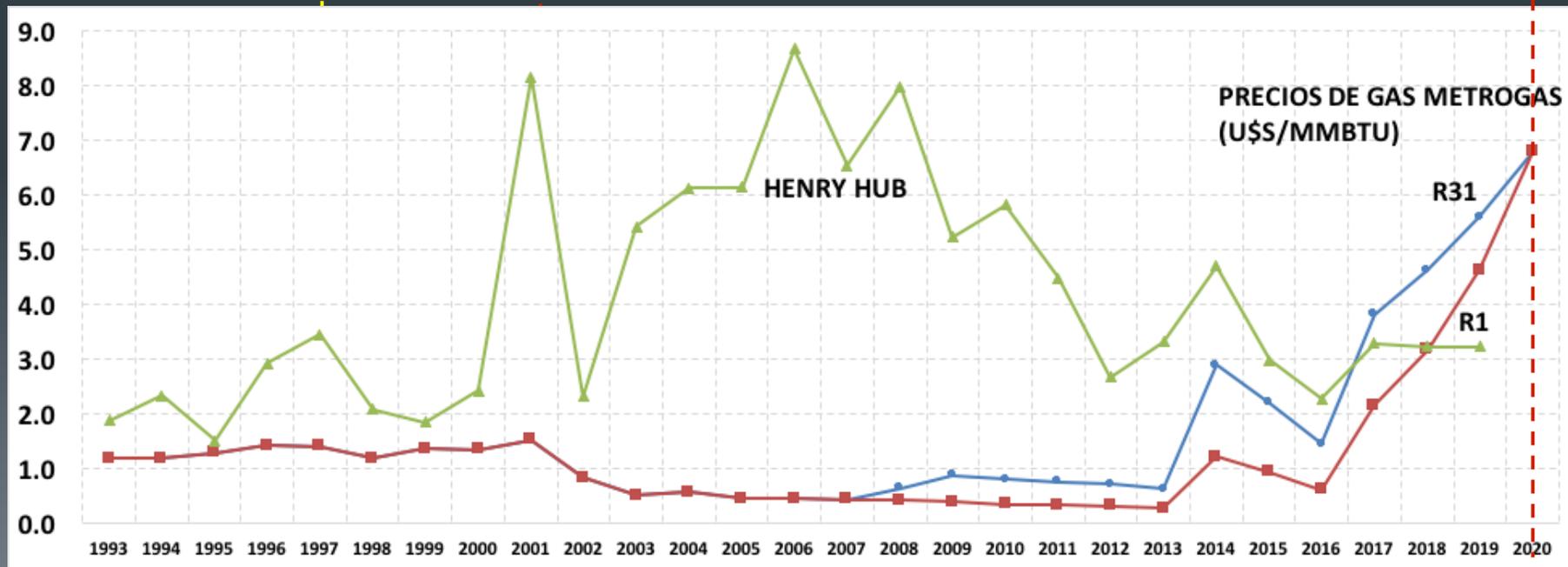
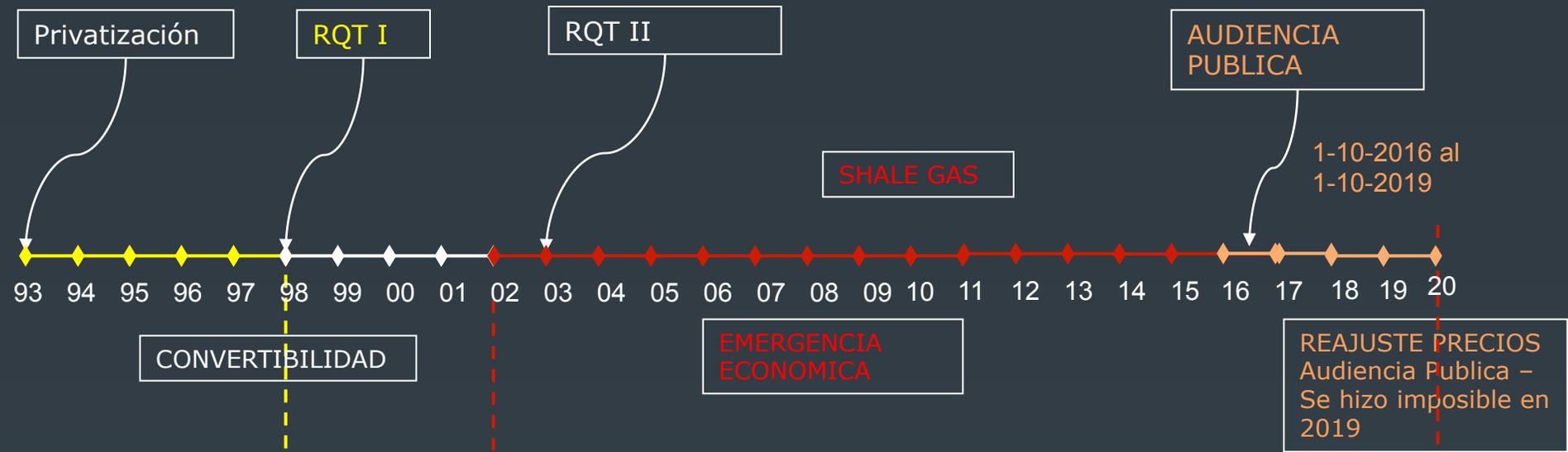
RENEGOCIACION DE CONTRATOS CON
MINISTERIOS DE ENERGIA Y HACIENDA
=
CAMBIOS EN LAS REGLAS BASICAS
DE LA LICENCIA

- REVISION TARIFARIA INTEGRAL (**BASE TARIFARIA**)
- AJUSTE AUTOMATICO DE TARIFAS (IPIM inicialmente)
- NO SE INCLUYERON LOS CAMBIOS ESTRUCTURALES OCURRIDOS EN 15 AÑOS (abastecimiento invernal GNL – Vaca Muerta)
- VIABILIDAD TARIFARIA resultó disminuida (TARIFA SOCIAL disminuida, FACTURA PLANA no fue impulsada)

Etapas Regulatorias de la industria del gas natural – Encuentro 5

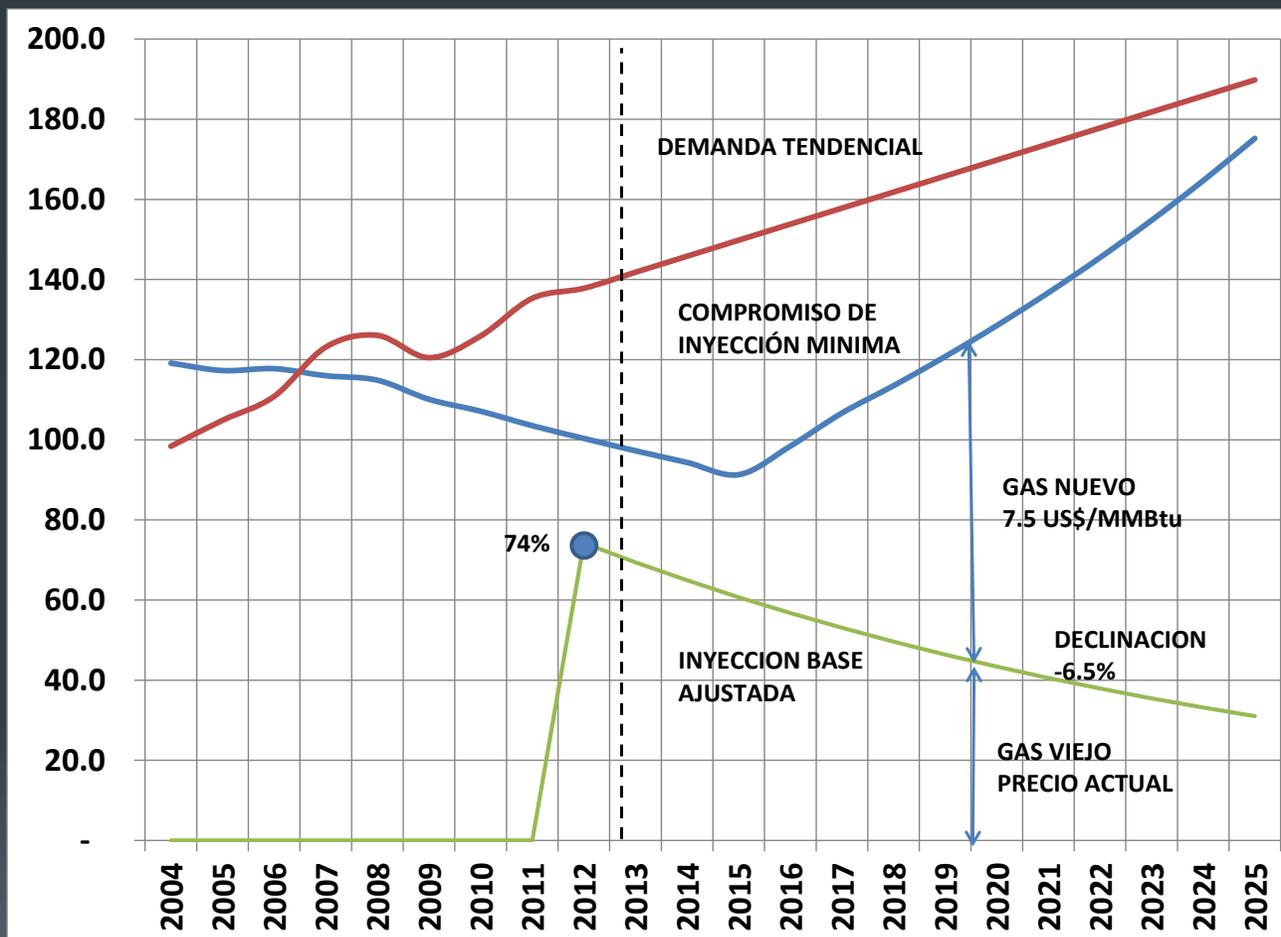
- Etapas desde el punto de vista de la evolución del precio del gas natural

Evolución Histórica – Precio de Gas Natural



Valores previstos que se hicieron inviables con la situación del dólar y la economía. El incremento se detuvo en unos 4 USD/MMBTU. Y se organiza una subasta (Marzo 2019) que termina en 4.51 USD/MMBTU

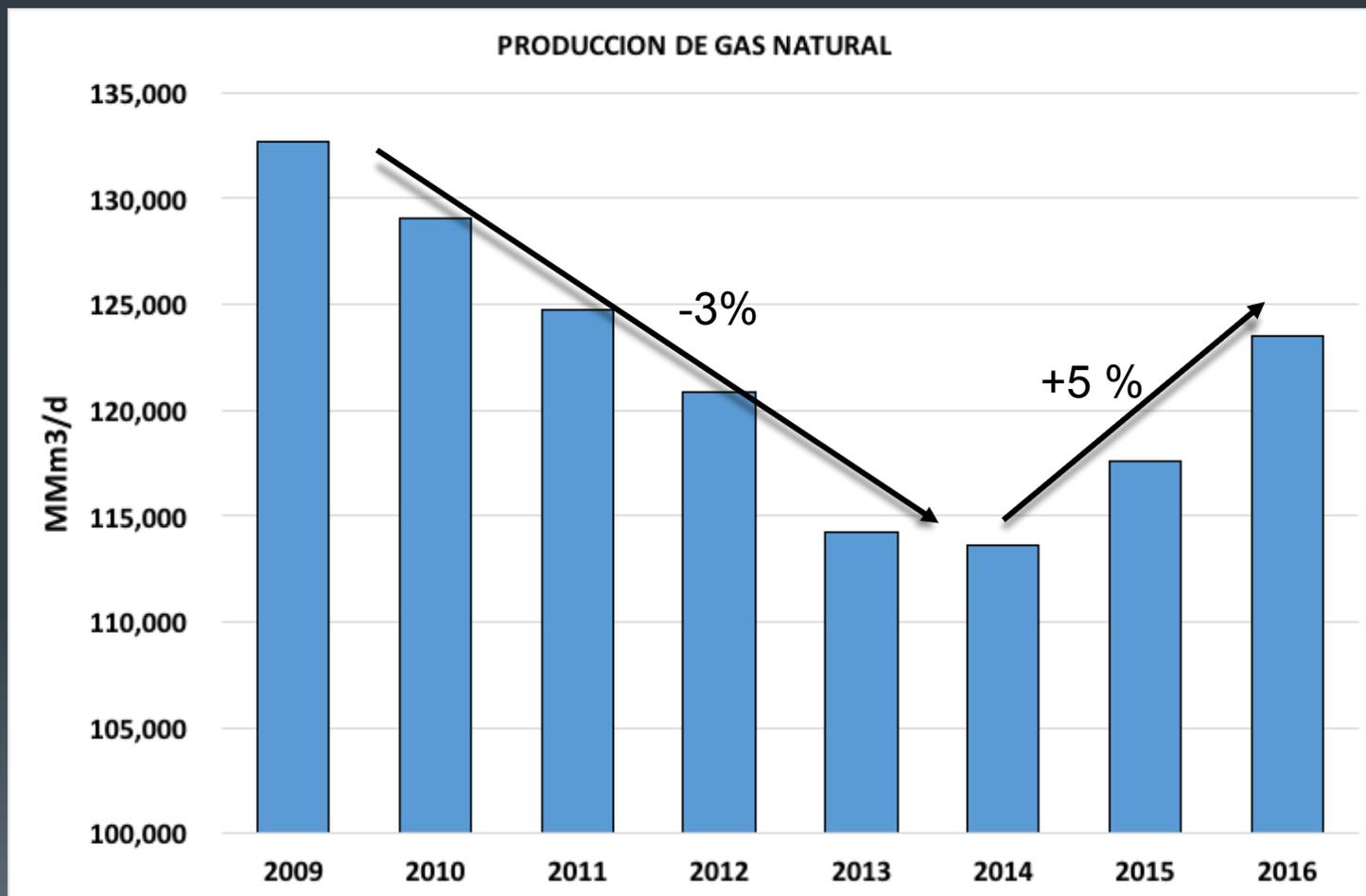
CAMBIO EN LA REMUNERACION A LOS PRODUCTORES DE GN (2013) – ESQUEMA GAS NUEVO-VIEJO (Kicillof)



LOS PRODUCTORES RECIBEN POR EL GAS NUEVO 7.5 US\$/MMBTU.

El precio es un subsidio estatal - no lo pagan los usuarios (termina en 2018)

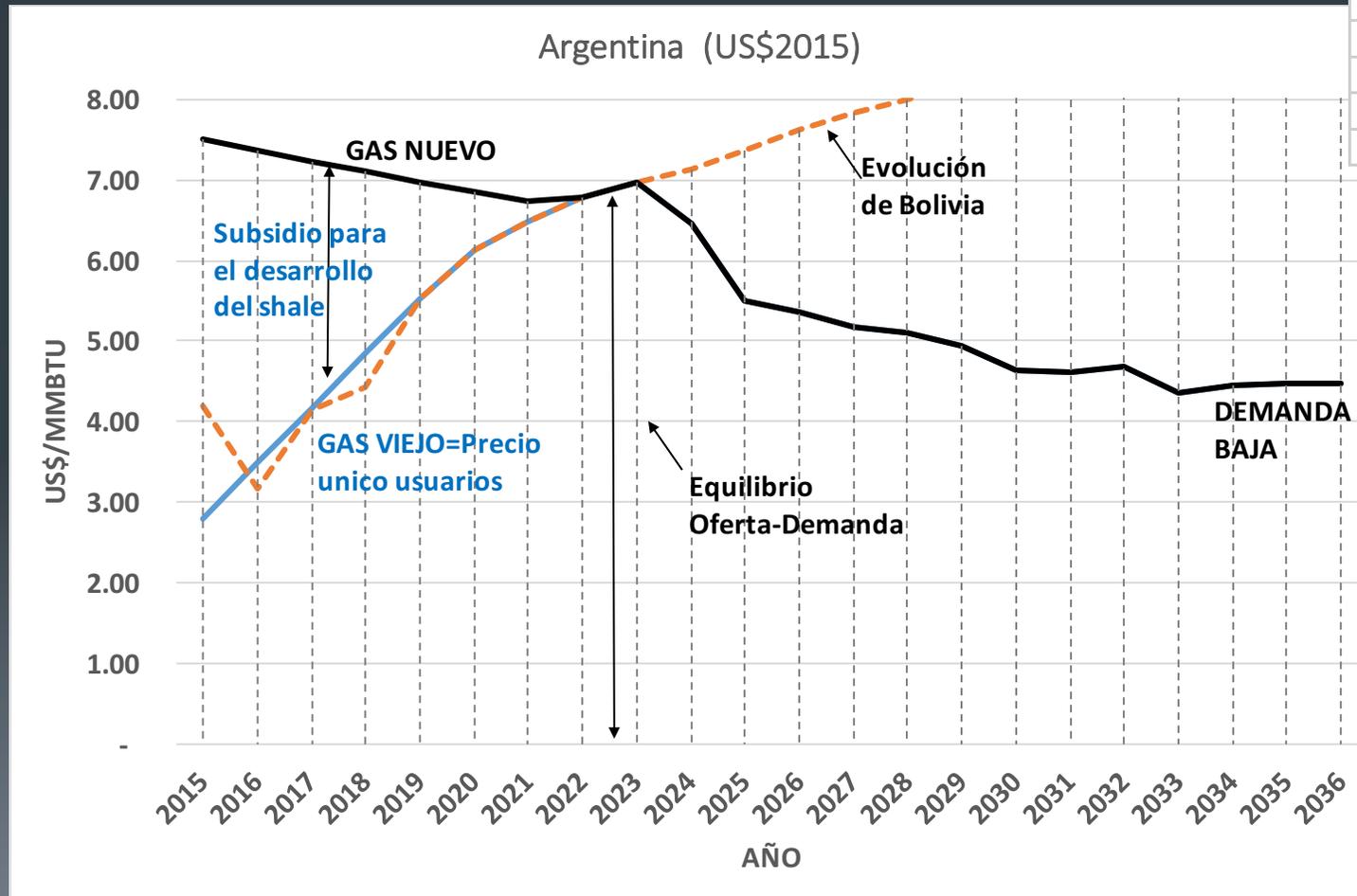
CAMBIO EN LA REMUNERACION A LOS PRODUCTORES DE GN (2013) – RESULTADOS



Esquema 2016 de evolución del precio del gas en boca de pozo (Kicillof ya había implementado esta idea previamente pero sin pasar el precio a los usuarios)

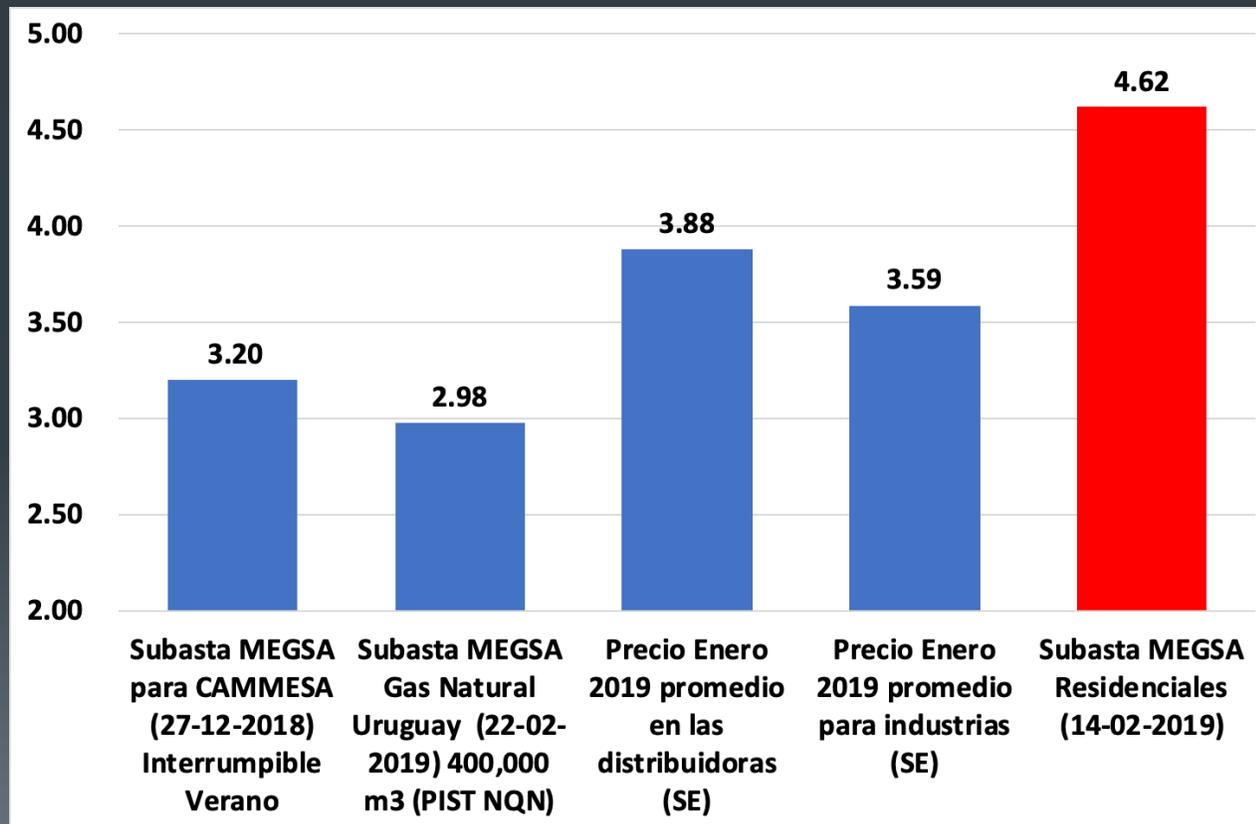
Precios definidos por el ME
Audiencia Pública 2016

	US\$/MMBTU
1/10/16	3.42
1/4/17	3.77
1/10/17	4.19
1/4/18	4.68
1/10/18	5.26
1/4/19	5.96
1/10/19	6.80



Tecpetrol y el crecimiento de la producción de shale fue tan fuerte que la situación de equilibrio y la baja del precio del gas natural se anticipó al año 2018

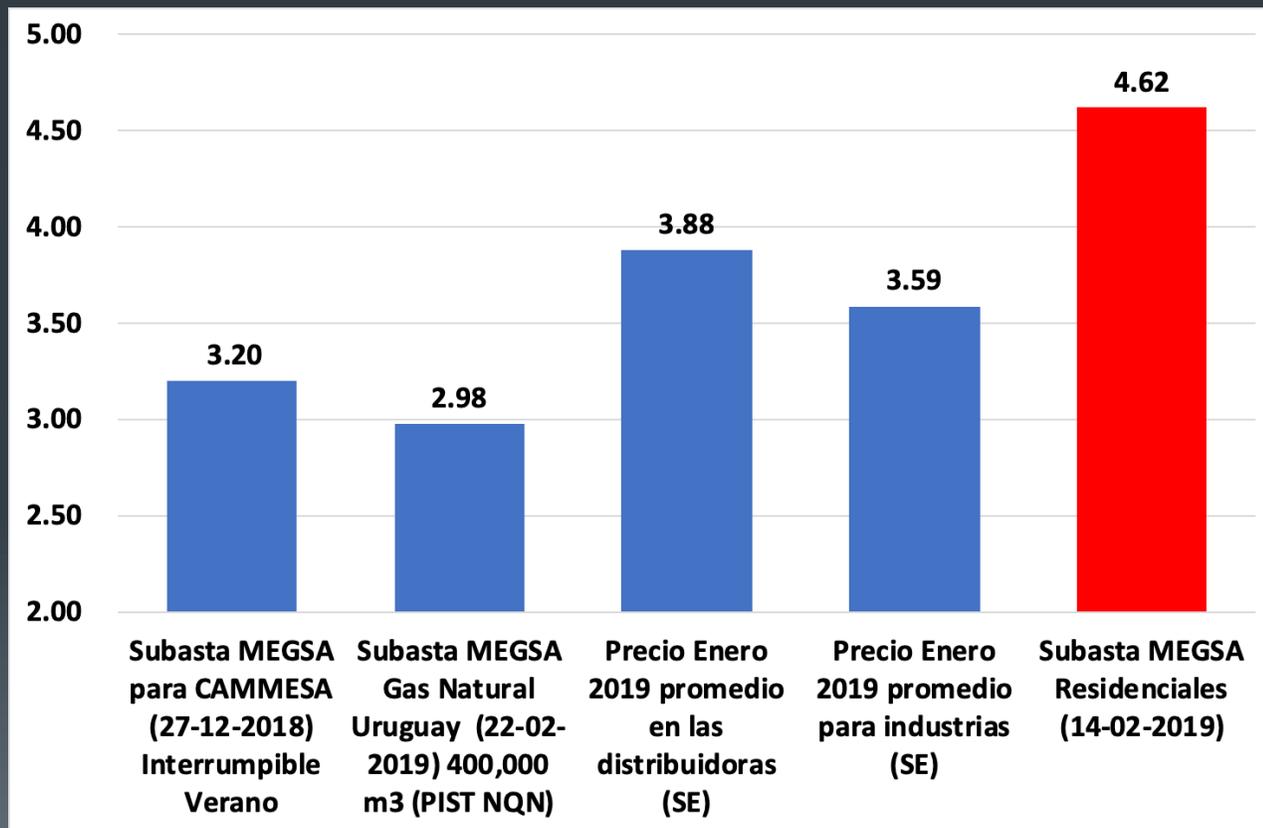
Los precios de mercado de gas natural bajan ostensiblemente durante el año 2018 – Subasta del 14-02-2019



En enero 2019 los usuarios residenciales (R1 Metro) pagaban 4.11 USD/MMBTU

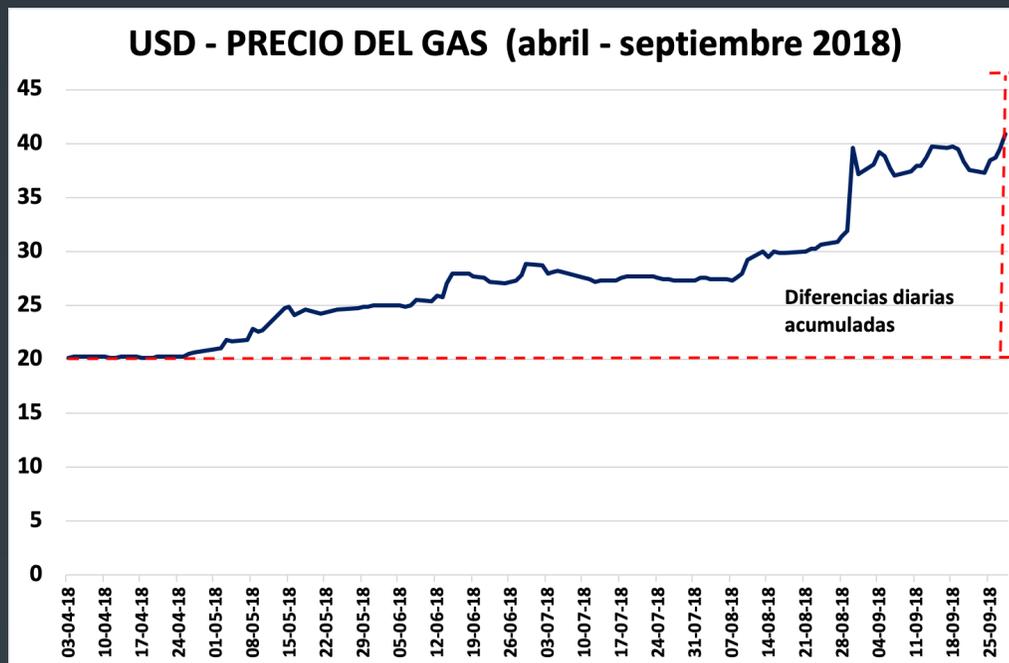
En ese momento las subastas de otros consumidores 3 USD/MMBTU aprox. Y los contratos 3.50 USD/MMBTU

El precio de gas en boca de pozo y la Subasta para Residenciales Febrero 2019



Precio del gas en boca de pozo para Residenciales

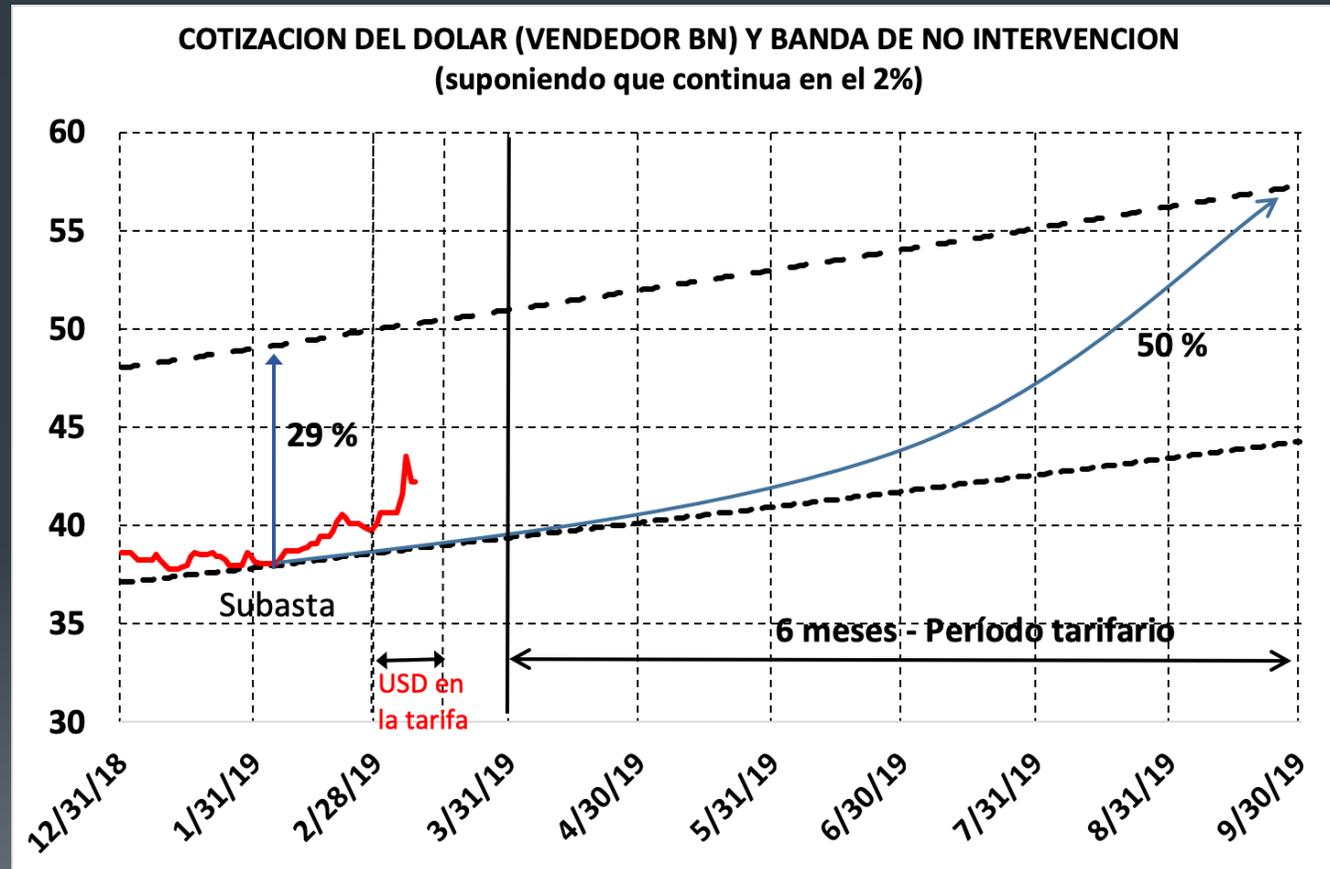
+ 44 % en USD del precio de CAMMESA



Efecto del cambio en el precio del gas natural en dólares

- Los contratos pueden ser en dólares pero actualizarse cada 6 meses sin generar una deuda acumulada
- Los cambios en el valor del dólar deberían ser absorbidos con un fondo fiscal con ese objetivo

En el momento de la subasta estiman cuanto va a subir el dolar durante los 6 meses que queda fijo el precio del gas



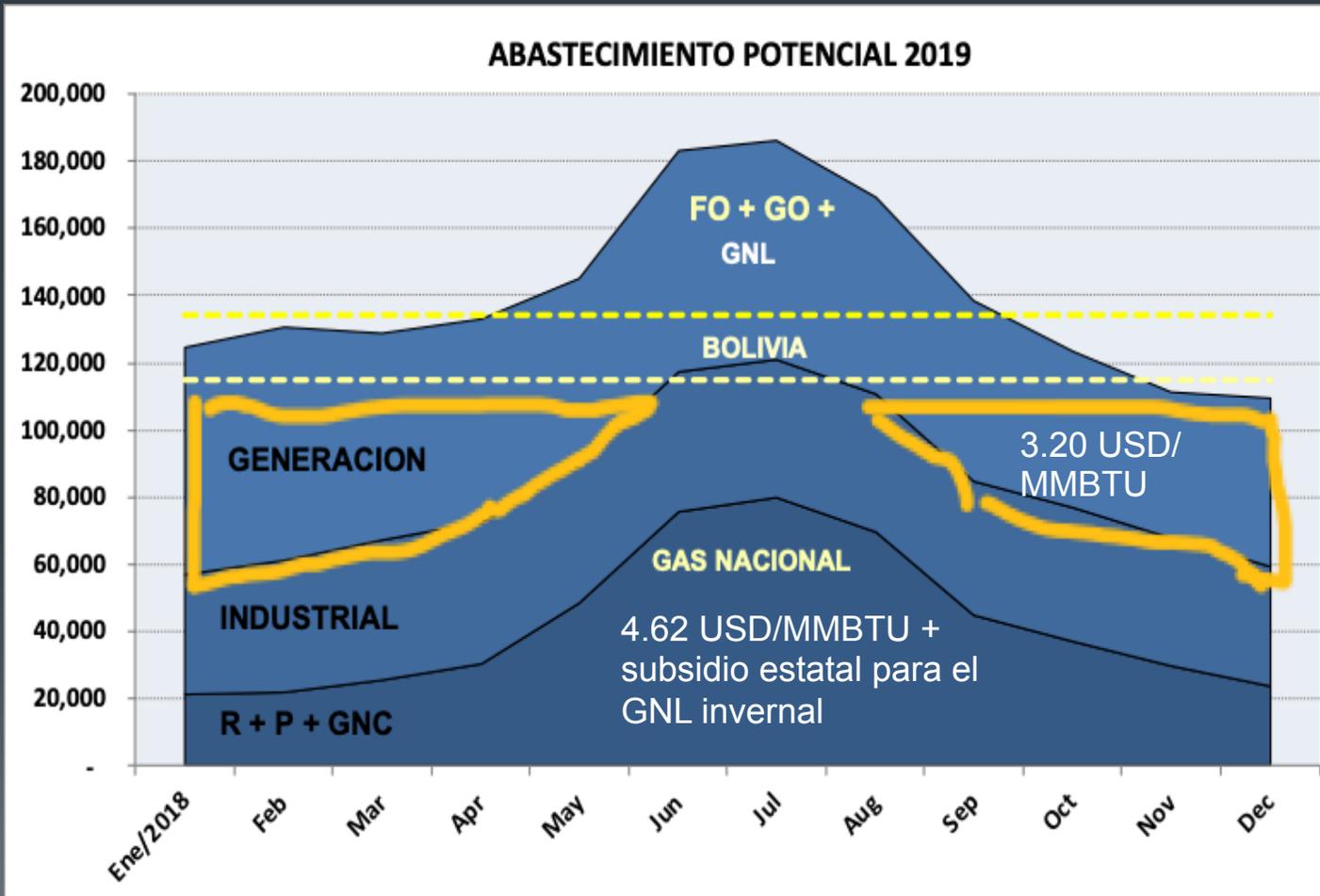
Considerando
48 \$/USD

30% de
aumento

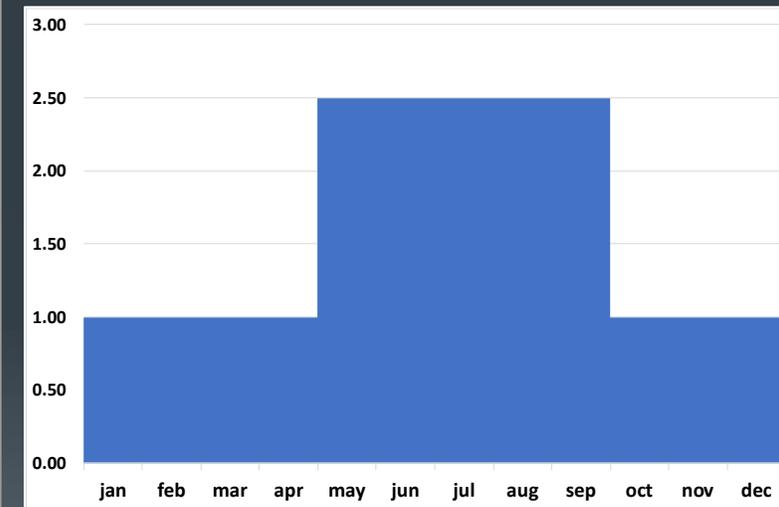
$3.20 \times 1.30 =$
4.16 USD/
MMBTU

Resultado de la
subasta 4.62

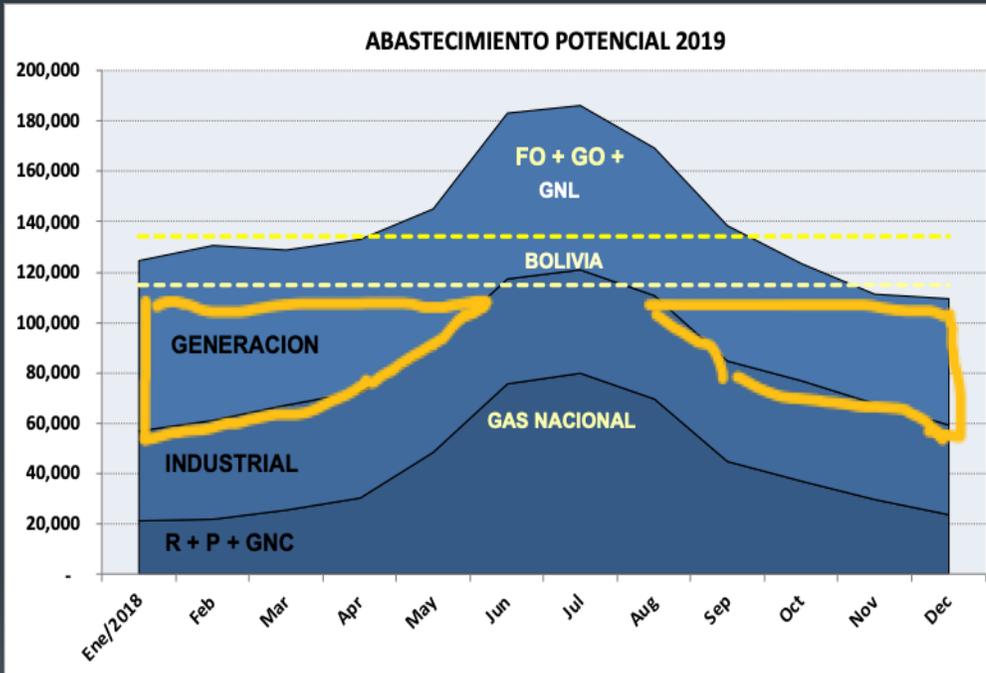
La subasta residencial debe ser por el rectángulo completo



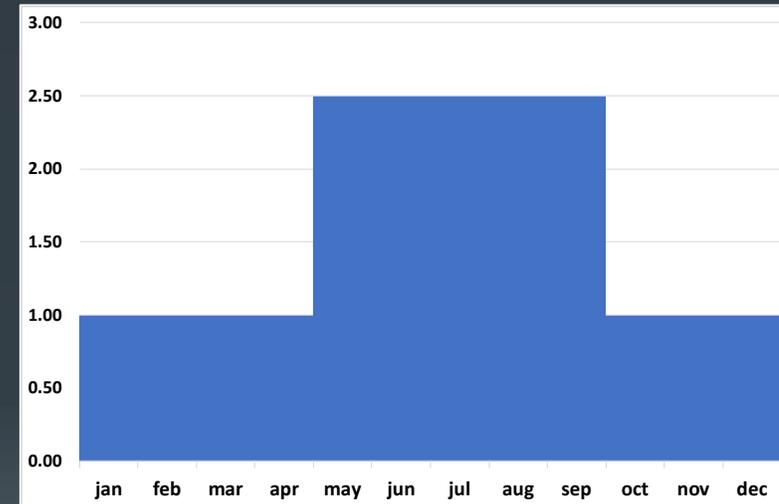
Forma de la subasta residencial



La subasta residencial debe ser por el rectángulo completo



Forma de la subasta residencial



Esto explica la diferencia entre $3.20 \times 1.30 = 4.16$ y los 4.62 USD/MMBtu

Y peor aún la falta de resolución de la forma de abastecimiento invernal

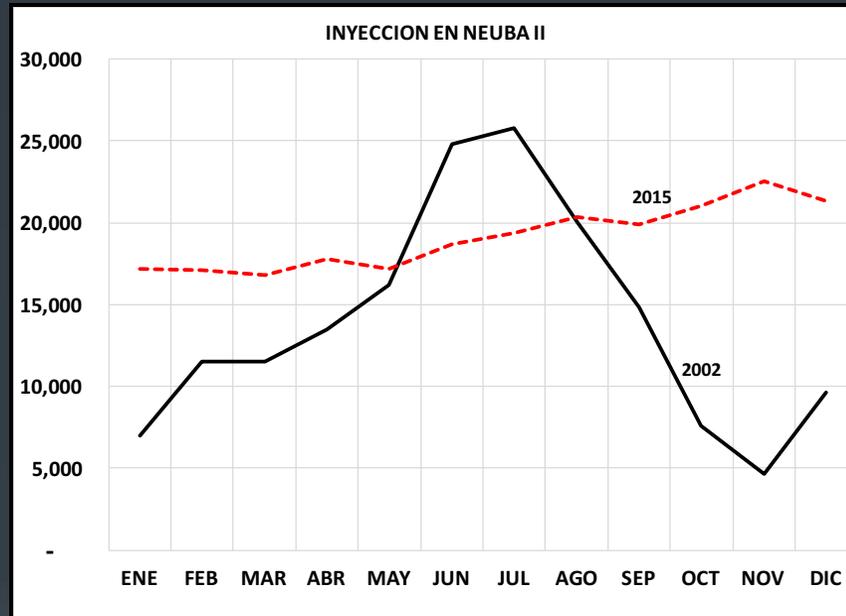
Etapas Regulatorias de la industria del gas natural – Encuentro 5

- La próxima etapa

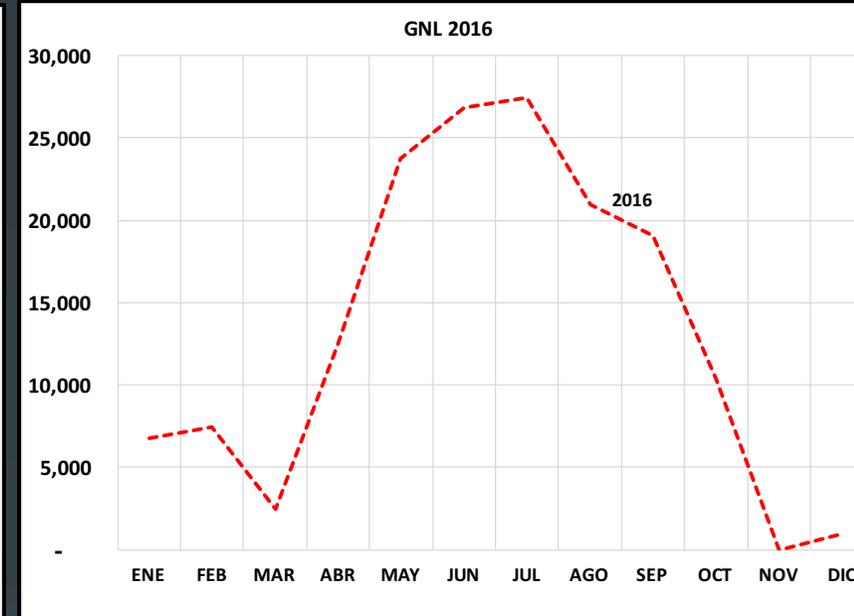
**CAMBIOS EN EL FUNCIONAMIENTO
DEL SISTEMA DE GAS Y
MODIFICACIONES DE LA
ESTRUCTURA TARIFARIA DE
TRANSPORTE NO TRATADOS EN
LA RQT III**



Cambió la forma de abastecer la estacionalidad en Argentina

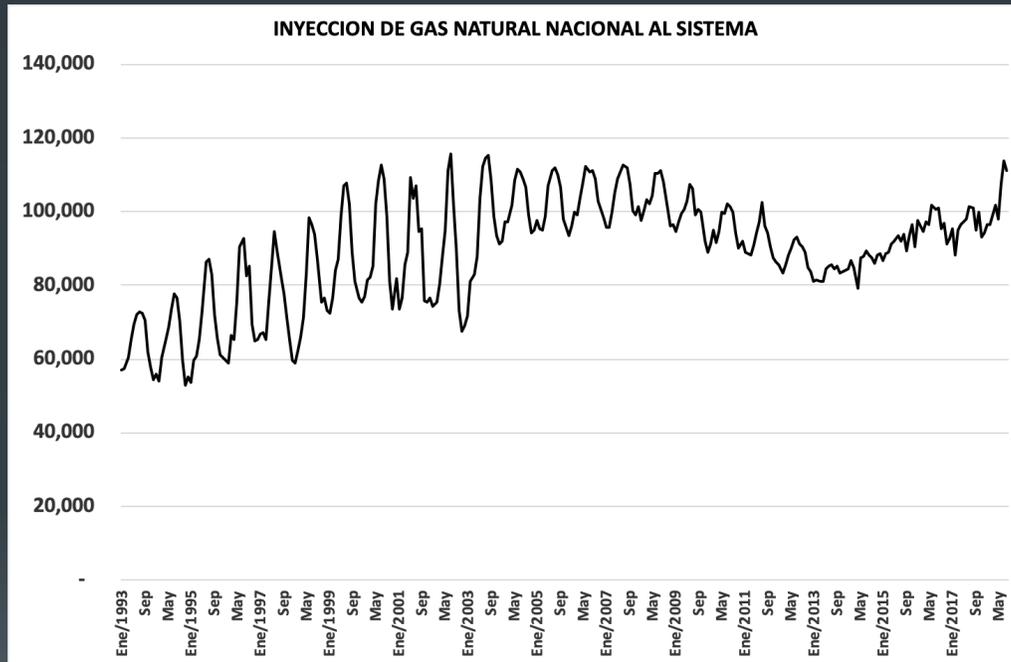


2002 – Incremento de la producción de gas invernal y NEUBA II con estacionalidad



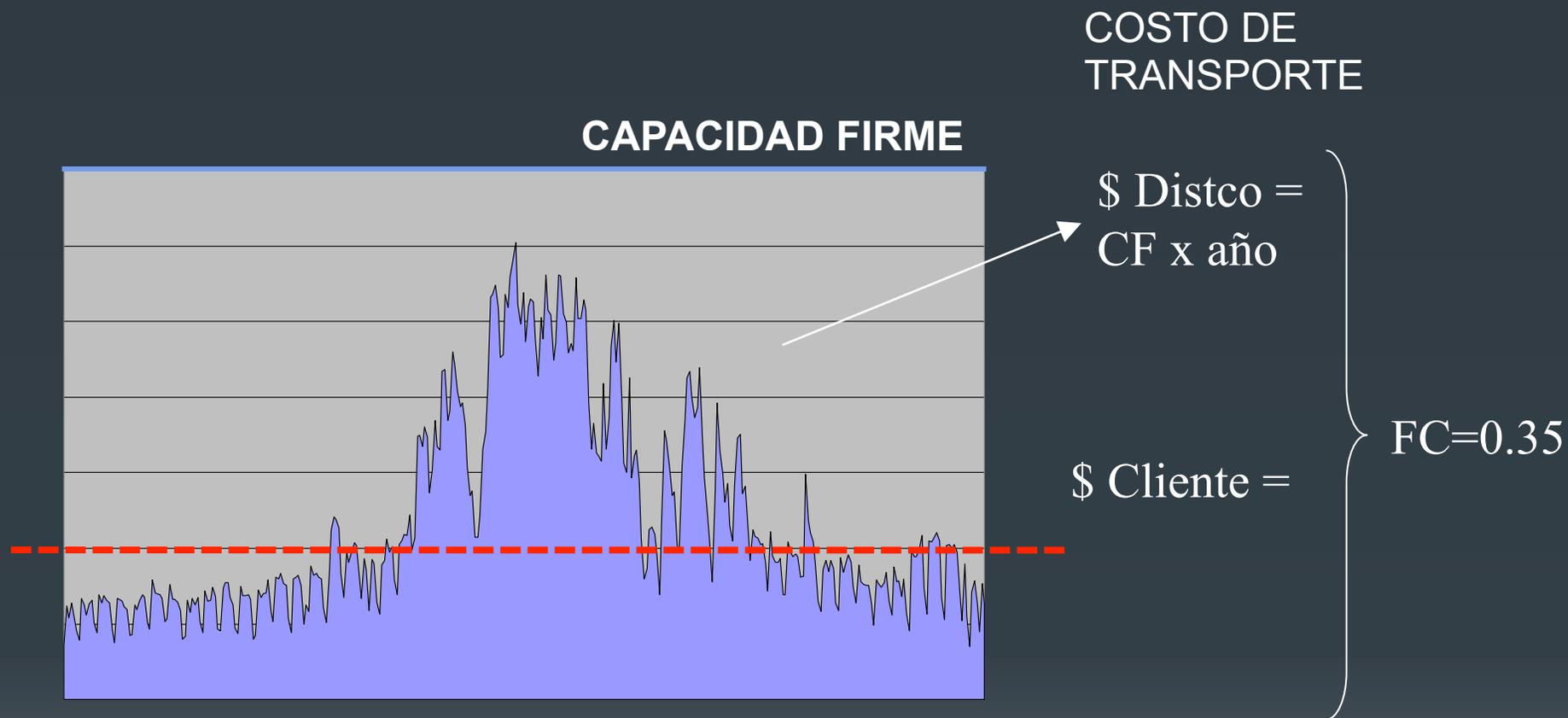
2015 – Gasoductos sin estacionalidad y GNL cerca de la demanda

EL peaking invernal para los residenciales no se hace con el factor de carga de los gasoductos sino con GNL cerca de la demanda



- Para el precio del gas es conveniente mantener una producción constante
- Los usuarios tendrían $FC=1$
- La tarifa y los contratos de gas deben reflejar la realidad del funcionamiento
- Las distribuidoras deben tomar la responsabilidad de asegurar el peaking invernal (Price Cap – incentivos)
- GNL o ser agregadores y revender gas + transporte a la generación

FUNCIONAMIENTO ANTES DEL GNL

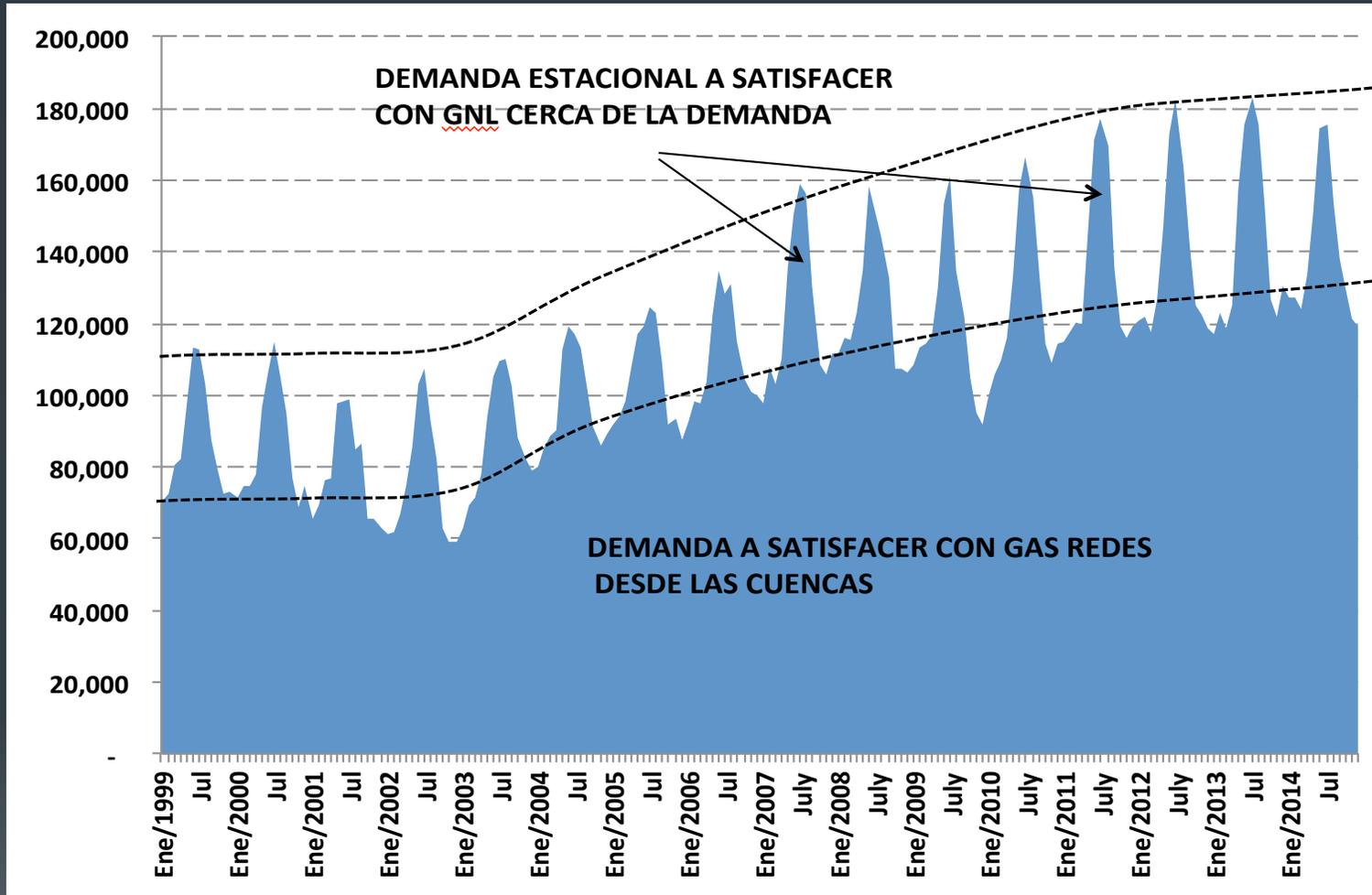


$$T_{\text{final}} = MD + T/FC + G$$

$$1/FC = 1/0.35 = 3 \text{ (R)}$$

- La Distco compra TF para el pico de los R
- La Generación funciona interrumpible pasando a FO o Gas Oil

Esquema de funcionamiento con GNL



El funcionamiento posible del sistema (aún con superavit de gas por expansión del shale gas) es con una producción constante de 140 MMm³/d (2020) y los picos invernales cubiertos parcialmente con GNL (plantas de regasificación cerca de Buenos Aires con una capacidad de inyección de 50 MMm³/d (Sin usar GO)

La regulación debe acompañar el funcionamiento real

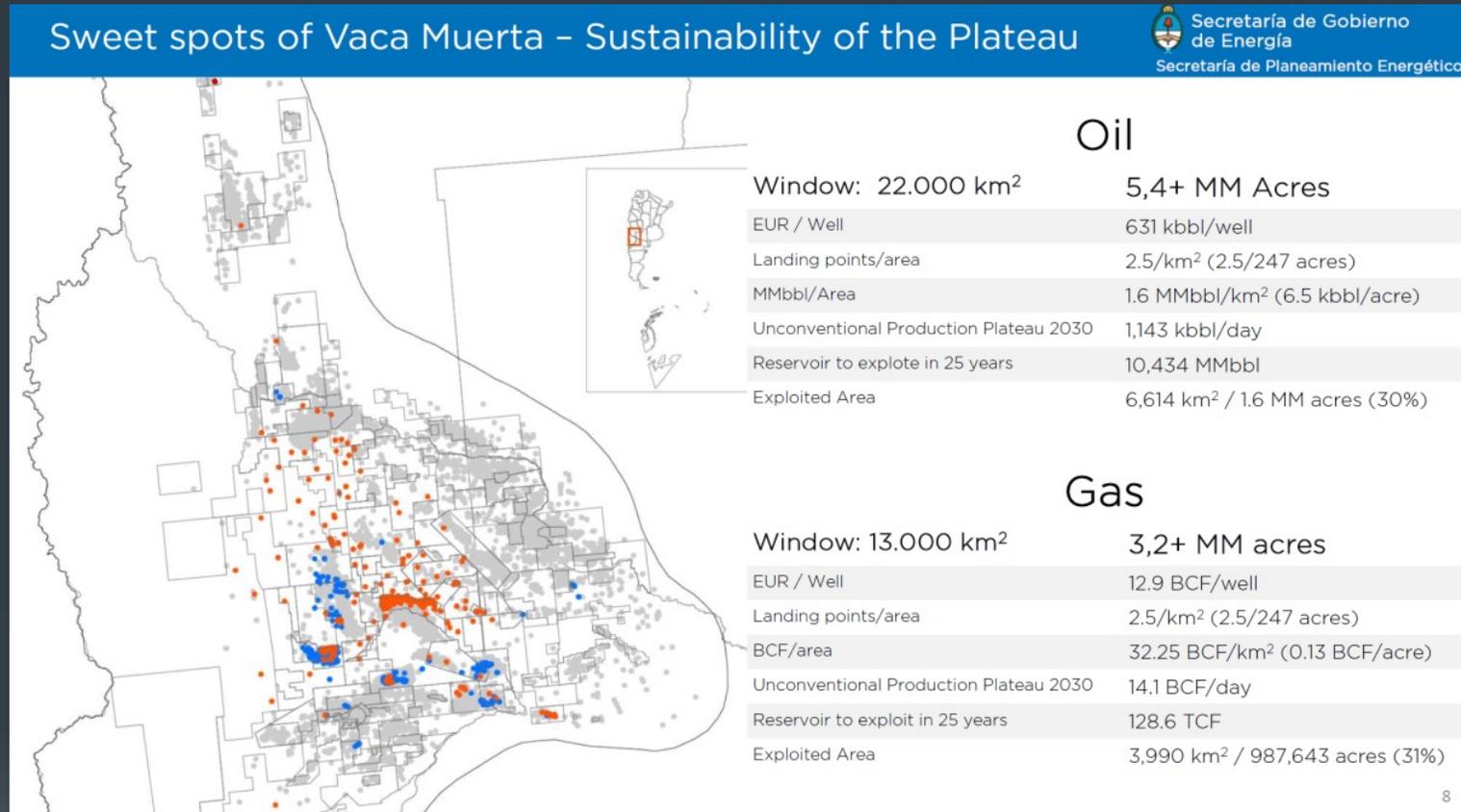


Hoy se usa un TF Nequen – GBA para introducir el GNL

A esto se suma inicialmente el Gas Retenido en los compresores (5% desde NQN)

Se deben crear los PIST donde se inyecta el GNL (como si fueran una cuenca más)

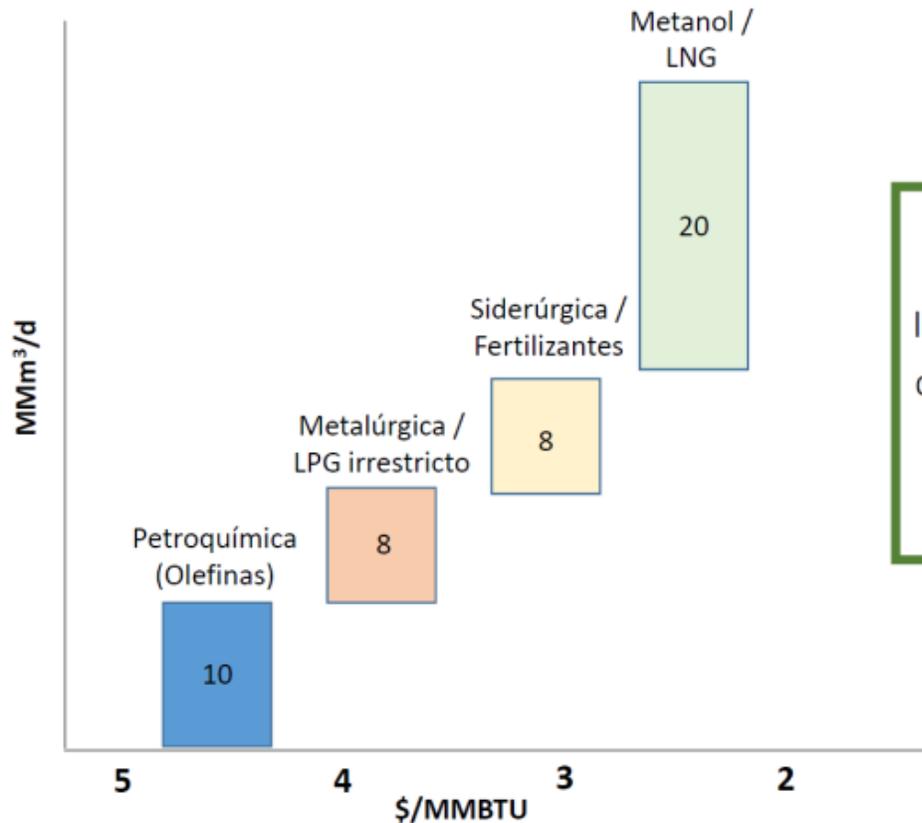
Esto permitiría tener rutas de transporte reales



Reservorio No Convencional → La seguridad energética es exportar por una cuestión de escala – No hay problema de reservas ni tendría sentido no abastecer al mercado externo

Vaca Muerta es petróleo (exportación si precio internacional > 50 USD/Barril) y gas natural (baja de costos internos de la energía + petroquímica + fertilizantes)

Desarrollo Nuevas Industrias vs Precio del Gas Natural (*)



FACTOR MULTIPLICADOR
Industria agrega valor al uso de la energía, multiplicando empleo, recaudación tributaria y exportaciones

Impulsar el desarrollo industrial a partir de un precio razonablemente bajo de gas natural

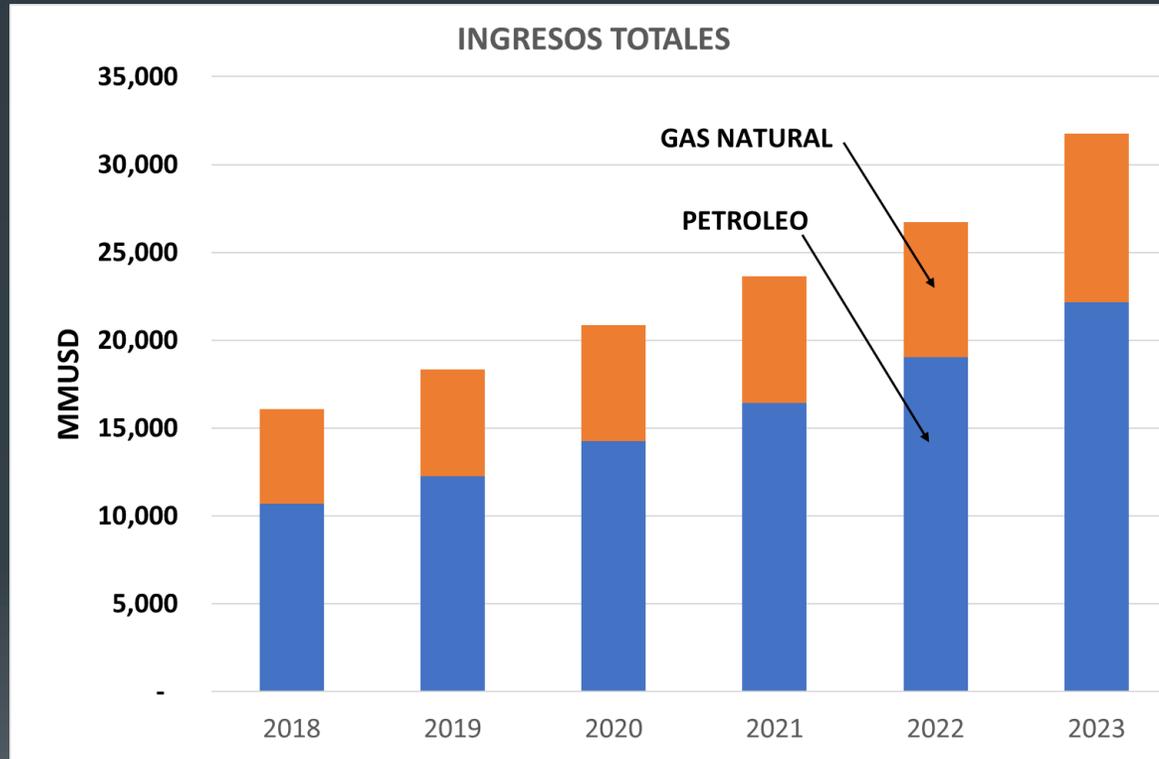
La regulación del ENARGAS tendría que colaborar con ese objetivo, impulsando el desarrollo de gasoductos y tecnología

[*] Estimación basado en competitividad global. Metalúrgica/Siderúrgica consideran un menor costo de MW debido a gas más competitivo. Se solicitó a Cámara Petroquímica / AGUEERA realizar un análisis más detallado con principales consumidores y discutir en Comité Energía de la UIA

VACA MUERTA

Gas Natural = 3 USD/MMBTU
Petroleo = 60 USD/Bbl

	Gas Natural BCF/d	Petroleo Kbbl/d
2018	4.7	488
2019	5.3	560
2020	5.8	650
2021	6.3	750
2022	6.7	870
2023	8.4	1012



2020 - 2023

GAS NATURAL

Exportación regional (1000 MMUSD) y
baja de precios internos
(2023)

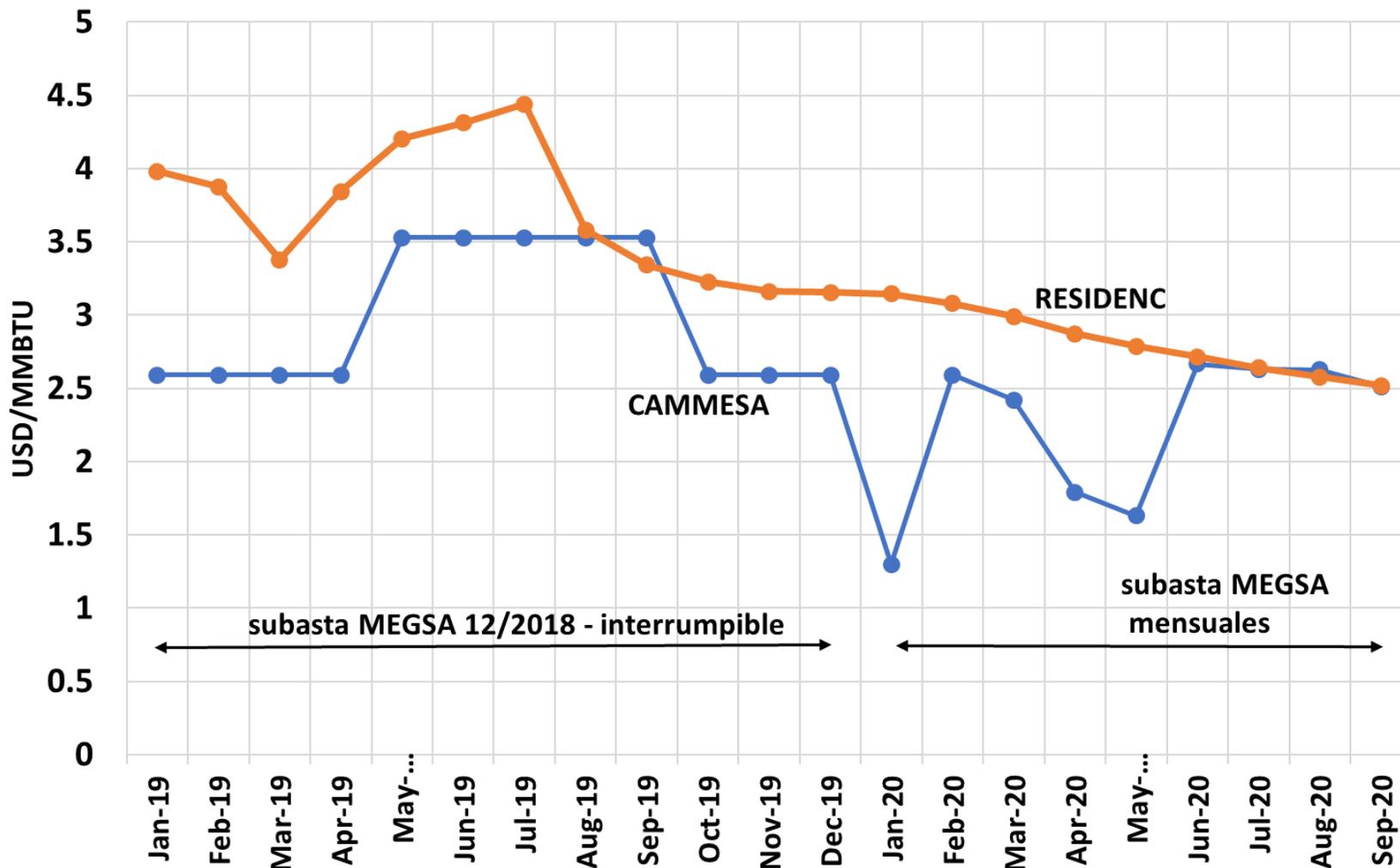
PETROLEO

Exportación por 10,000 MMUSD
(2023)

Precios de Gas Natural (2019-2020)

CAMMESA

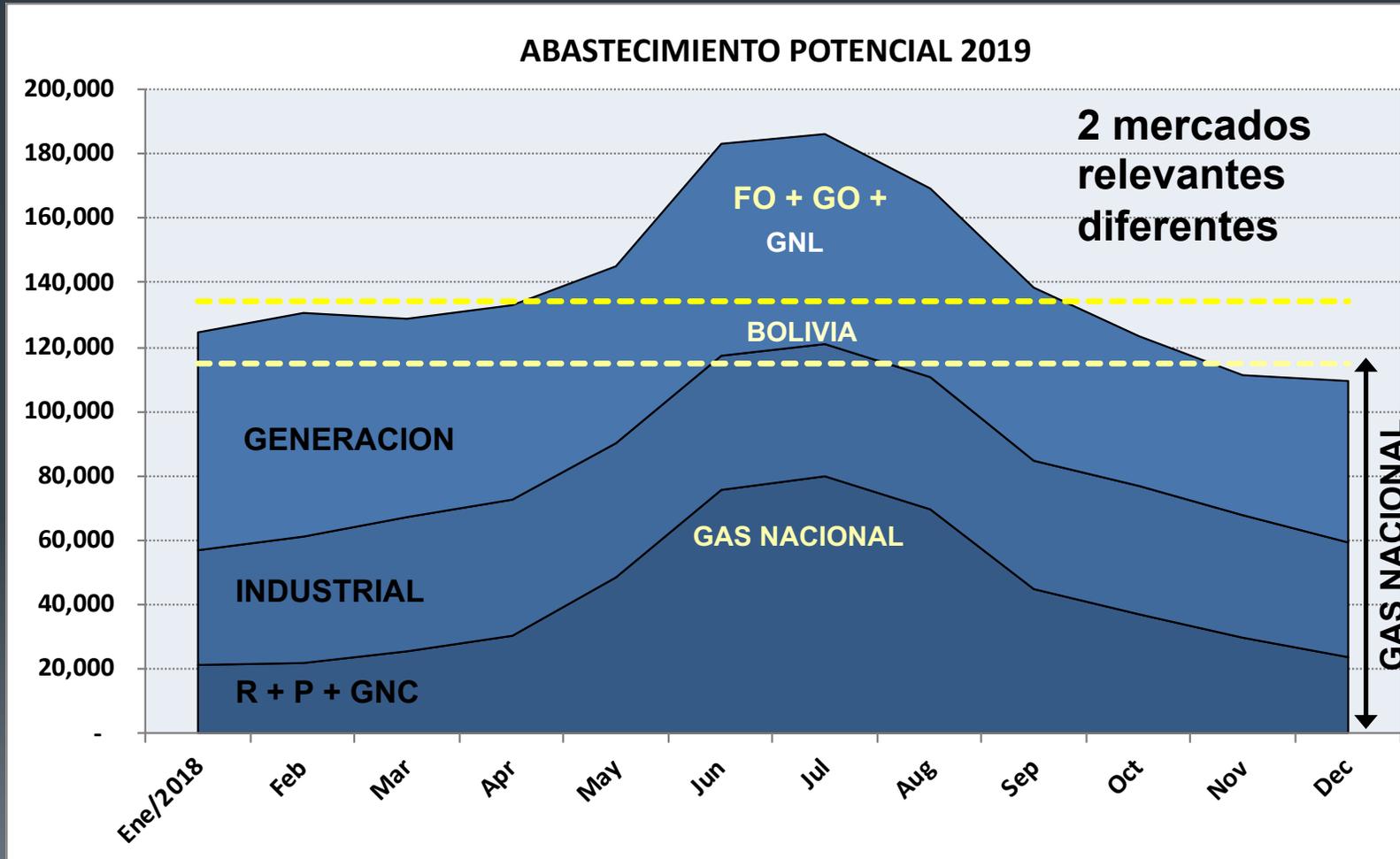
Precios Neuquen de Gas Natural (2019-2020)



Las subastas demostraron ser un instrumento adecuado para crear un mercado transparente y competitivo del gas natural si son correctamente formuladas

Fortalecer el MEGSA

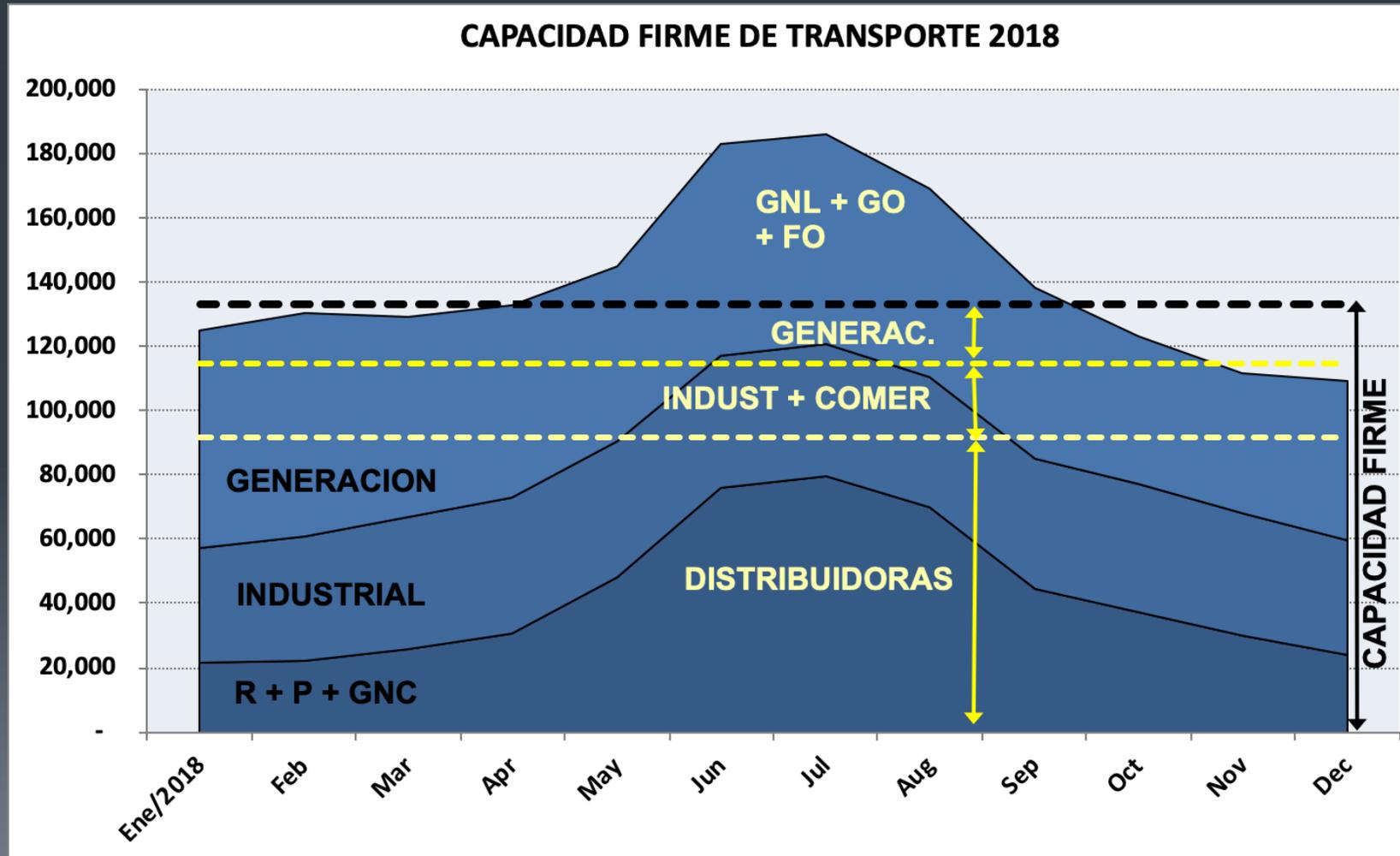
Demanda de Gas Natural y abastecimiento 2019



Capacidad firme de transporte

La capacidad firme la tiene la distribuidoras. Los usuarios R pagan por esa capacidad con el FC.

Los residenciales pagan el transporte x 3



Aspectos Esenciales de la RQT IV (Iniciarla cuanto antes)

RENEGOCIACION DE CONTRATOS CON
PODER EJECUTIVO

=

CAMBIOS EN LAS REGLAS BASICAS
DE LA LICENCIA

- Con un precio de gas natural de 2.50 USD/MMBtu el precio del gas para los residenciales no aumenta l
- Abastecimiento invernal – GNL (nacional?) vs Gasoductos/Vaca Muerta
- Factor de carga
- Revisiones tarifarias intermedias express si la inflación es alta
- Ajuste tarifario por salarios con un tope por IPIM
- VIABILIDAD TARIFARIA (TARIFA SOCIAL, FACTURACION MENSUAL, FACTURA PLANA)
- Costo de capital de un país normal
- Base Tarifaria con inversiones en tecnología que mejoren las condiciones del servicio

Adecuaciones Regulatorias para incentivar el desarrollo de infraestructura y nuevas tecnologías – INDUSTRIALIZACIÓN DEL GAS NATURAL

- **PARA INCENTIVAR EL DESARROLLO DE RECURSOS, INFRAESTRUCTURA Y NUEVAS TECNOLOGÍAS**
 - ✓ **GASODUCTOS TAFIRIAMENTE BIDIRECCIONALES:** venta de capacidad en ambas direcciones. Flexibilizar los flujos y contratos de transporte para facilitar el sistema de subastas
 - ✓ **ALMACENAMIENTOS Y NUEVAS TECNOLOGÍAS:** normalización técnica para diversificar la oferta de GN incorporando nuevas tecnologías (GNL, biogás)
 - ✓ **ALMACENAMIENTOS SUBTERRANEOS**
 - ✓ **PLANTAS DE REGASIFICACIÓN DE GNL – en tierra y flotante**
 - ✓ **PASAR EL TRANSPORTE POR CAMION Y LA FLOTA DE LA HIDROVÍA A GNL**
 - ✓ **GASODUCTOS VIRTUALES CON GNC Y GNL:** Donde las demandas son pequeñas en lugares alejados no es económico hacer gasoductos



MUCHAS GRACIAS!

Dr. Ing. Raul Bertero
rbertero@fi.uba.ar

