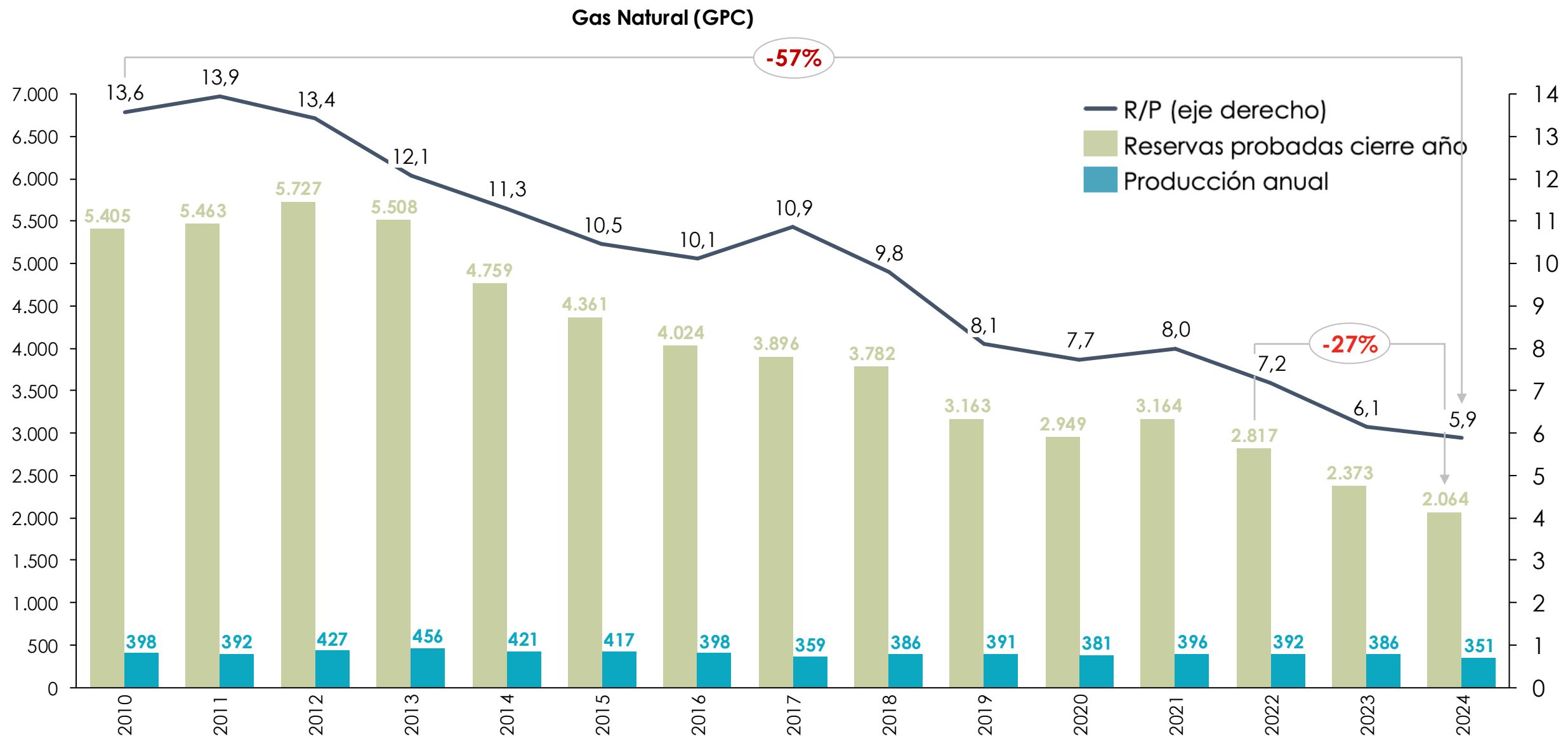


# Un balance de gas centrado en el usuario

28 de enero de 2026

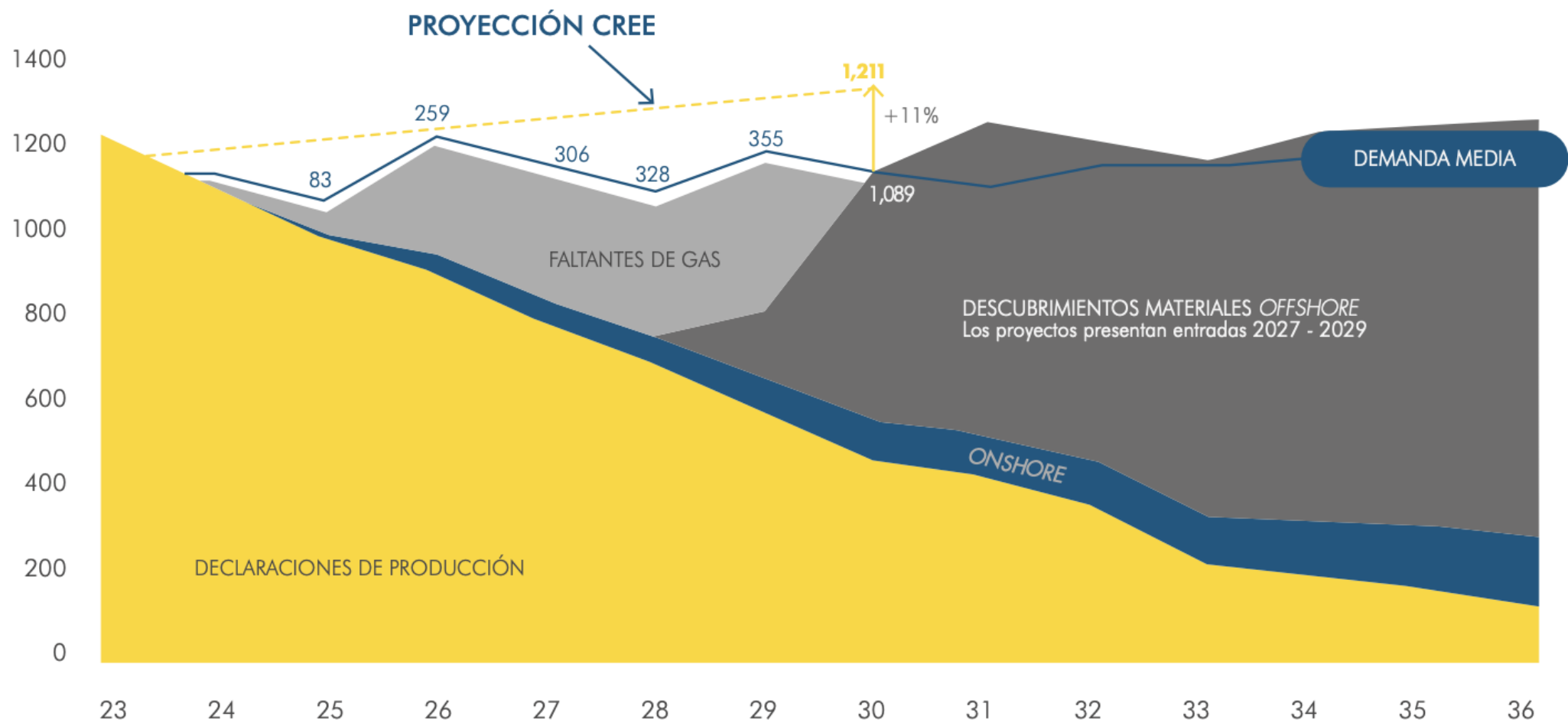


# La base es el problema estructural con las reservas de gas



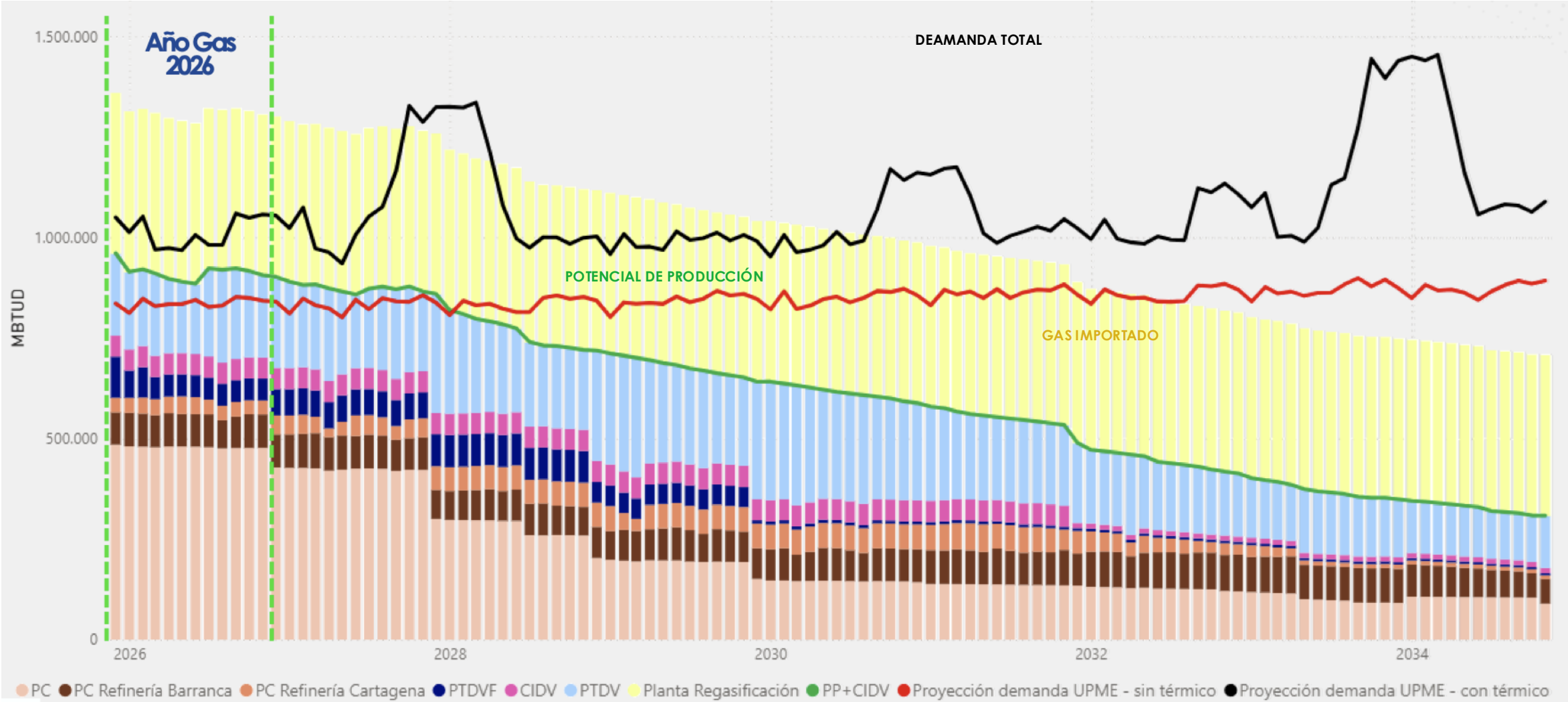
# Que nos ha llevado a la estrechez que tenemos hoy

Balance de Gas ECOPETROL 2024  
(MPCD)



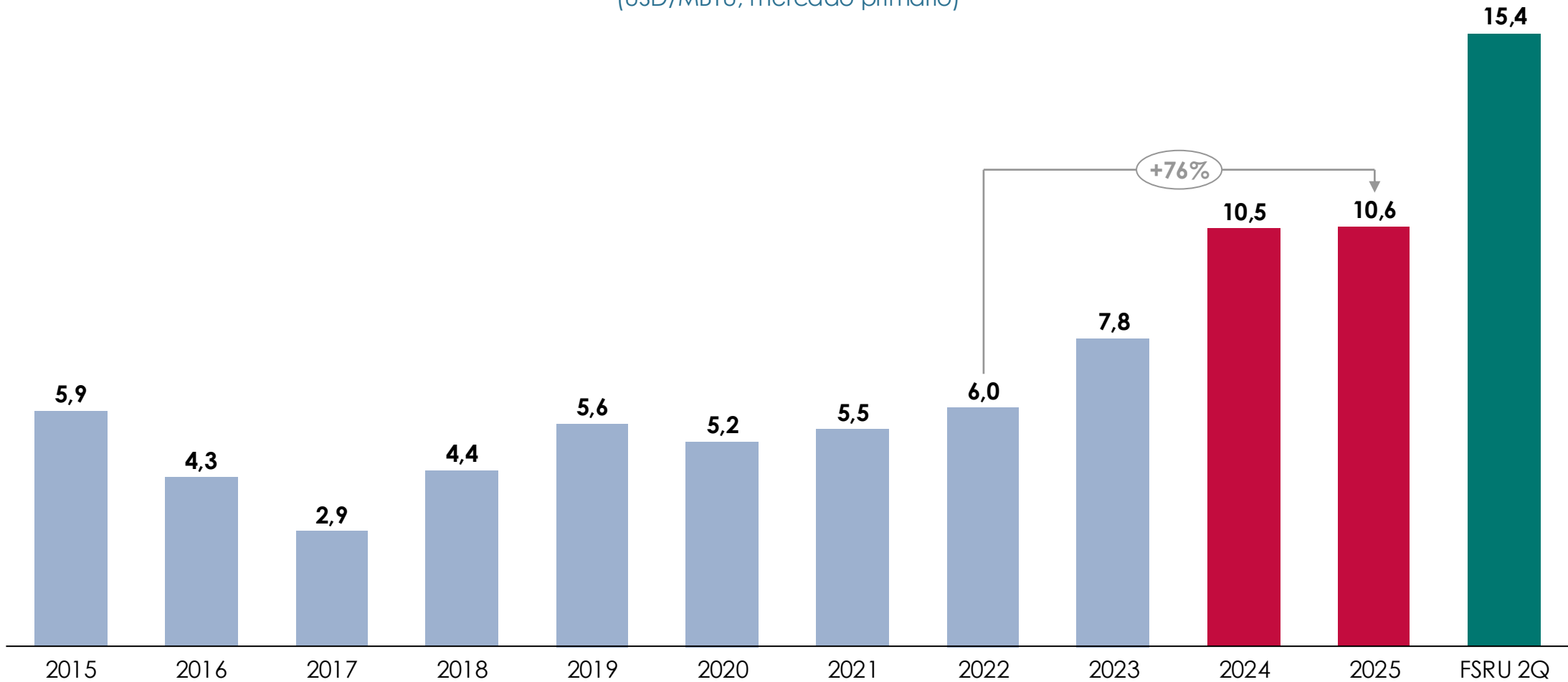
# Que se ha ido materializando

## Balance de Gas BMC



# Y que se ha ido manifestando en precios

**Precio promedio Gas**  
(USD/MBTU, mercado primario)



# El panorama para el 2026

**“El cubrimiento de contratación para la demanda esencial e industrial 2026, frente a la proyección de demanda de la UPME, es del 70 %”**

GESTOR DE MERCADO DE GAS  
AGOSTO 29/ 2025



# ¿Cuál es el problema con los balances que tenemos?

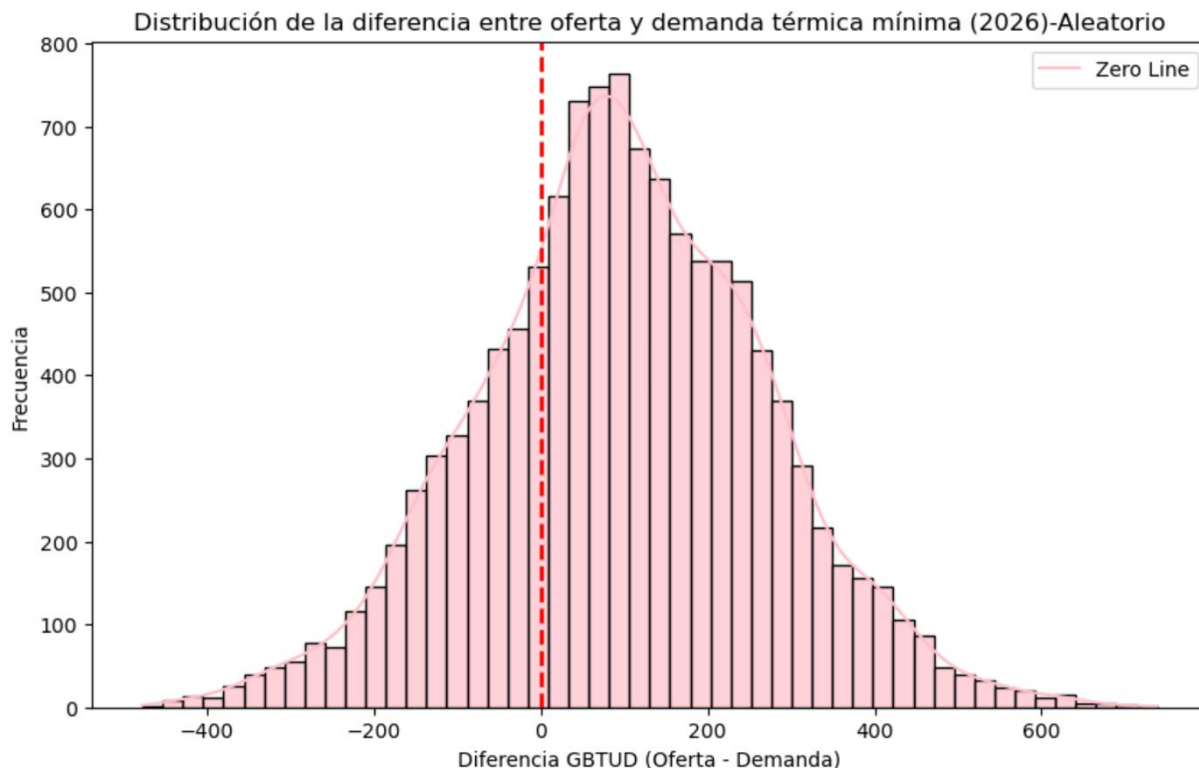


# ¿Cómo hacer un balance que incorpore la incertidumbre?

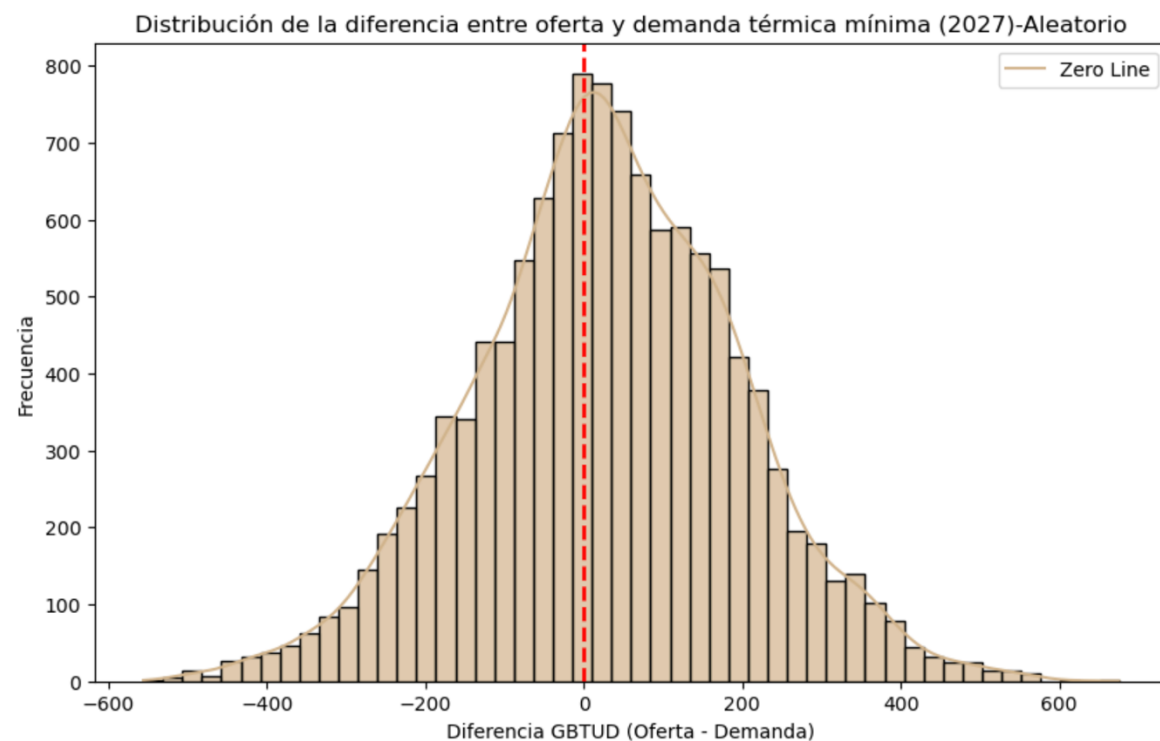
1. Revisar las proyecciones pasadas de oferta (PP) y demanda (UPME)
2. Establecer las desviaciones frente a lo efectivamente ocurrido
3. Para cada mes de 2026 y 2027 generar 1,000 casos de lo que podría pasar a partir de las desviaciones observadas en el pasado
4. Calcular el balance de gas como la diferencia entre la oferta y la demanda para cada caso
5. Hacer tres casos para distintos niveles de demanda térmica



# Balance probabilístico con demanda térmica mínima

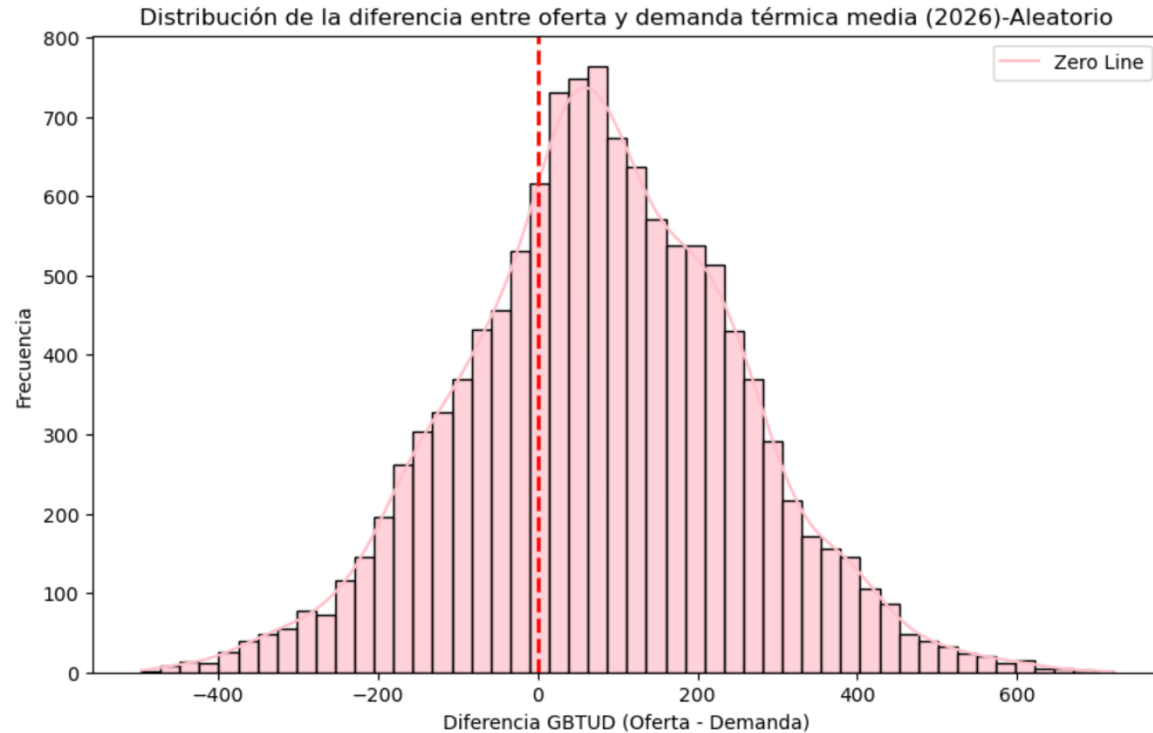


- Probabilidad de experimentar al menos un mes de déficit: **34.3%**
- Déficit Promedio: **-112.68 GBTUD**

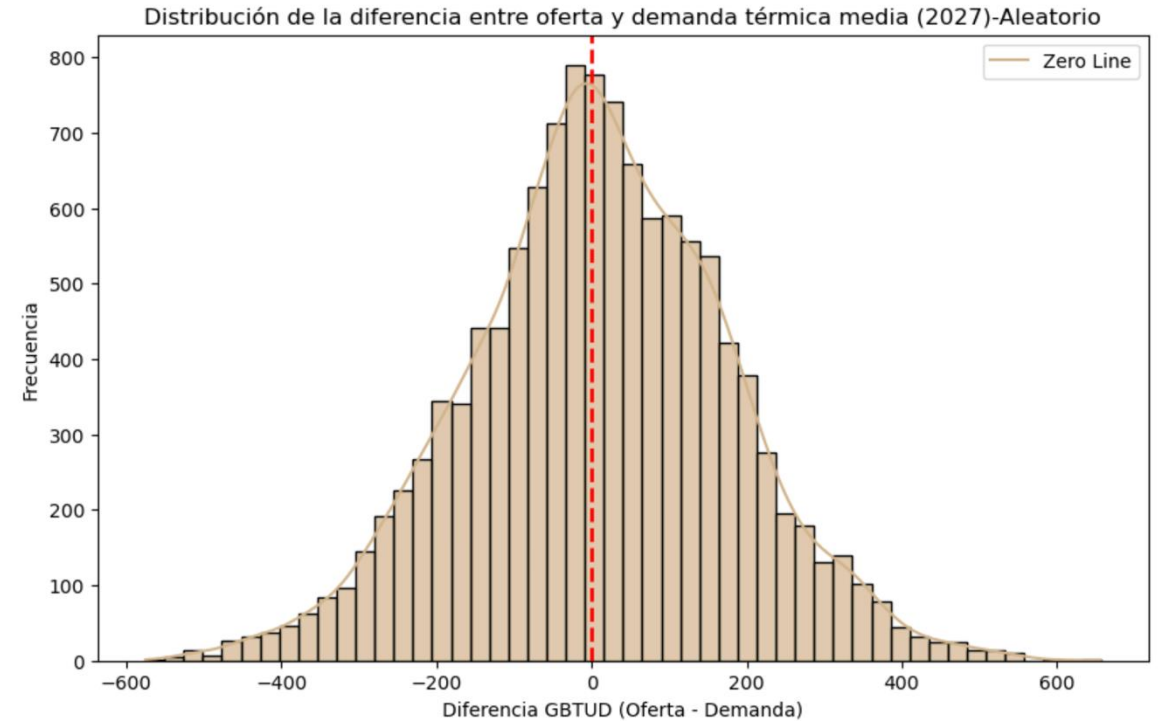


- Probabilidad de experimentar al menos un mes de déficit: **53.6%**
- Déficit Promedio: **-124.68 GBTUD**

# Balance probabilístico con demanda térmica media

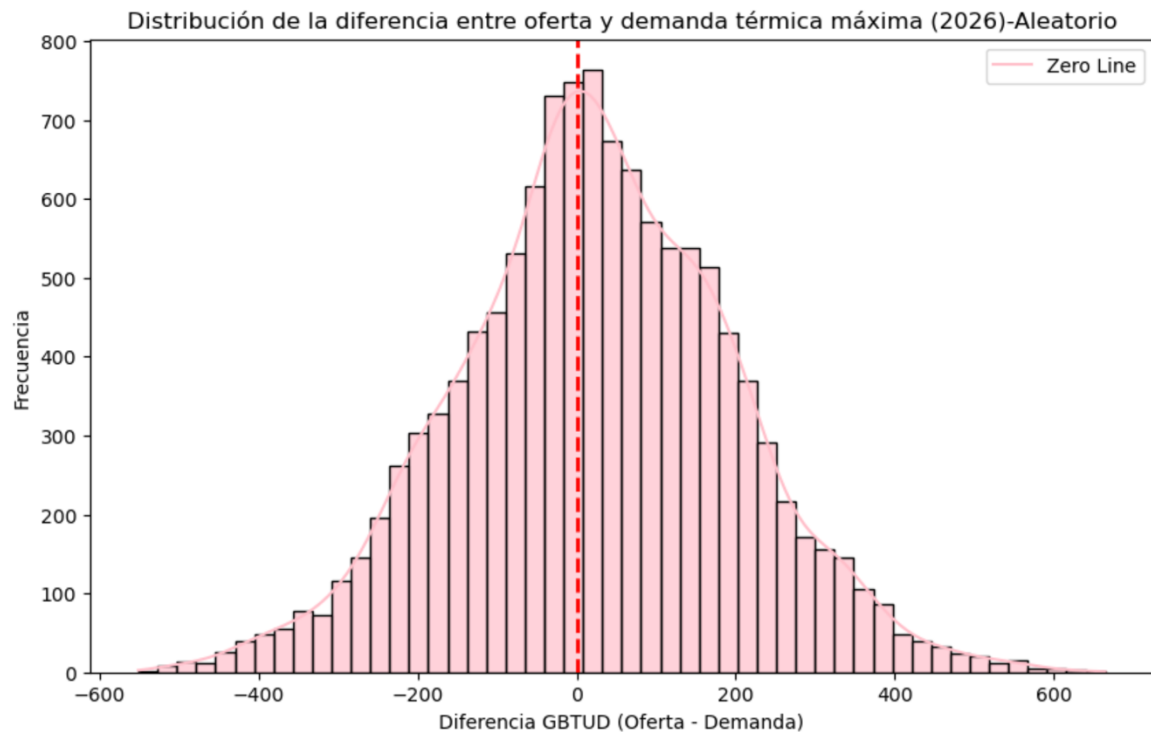


- Probabilidad de experimentar al menos un mes de déficit: **39.1%**
- Déficit Promedio: **-117.48 GBTUD**

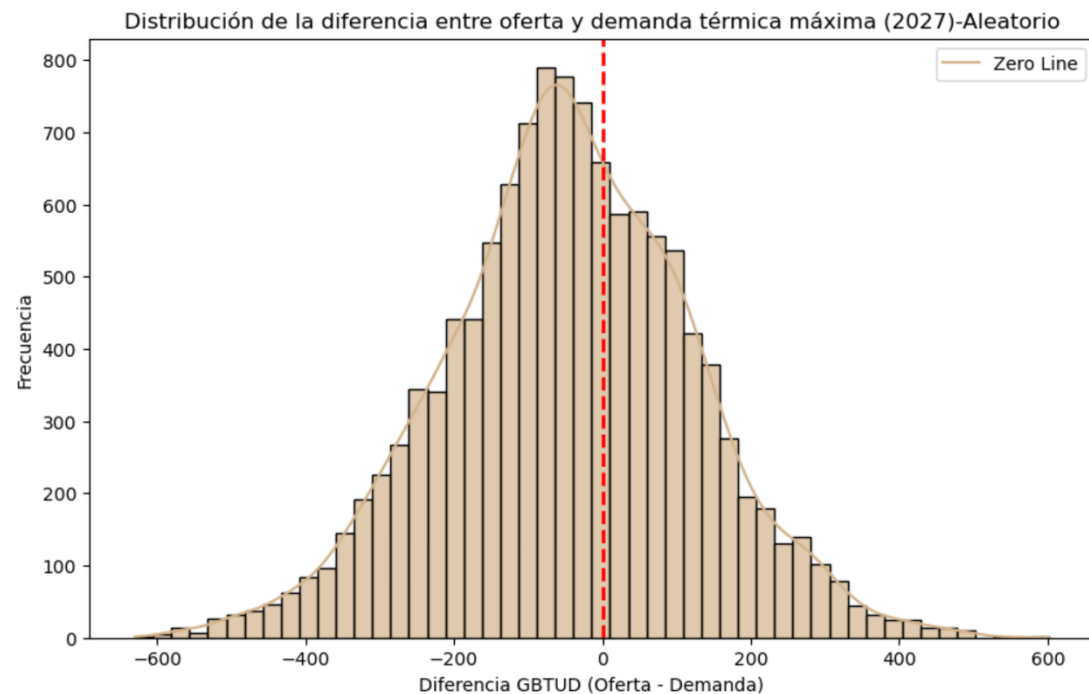


- Probabilidad de experimentar al menos un mes de déficit: **58.3%**
- Déficit Promedio: **-129.35 GBTUD**

# Balance probabilístico con demanda térmica máxima

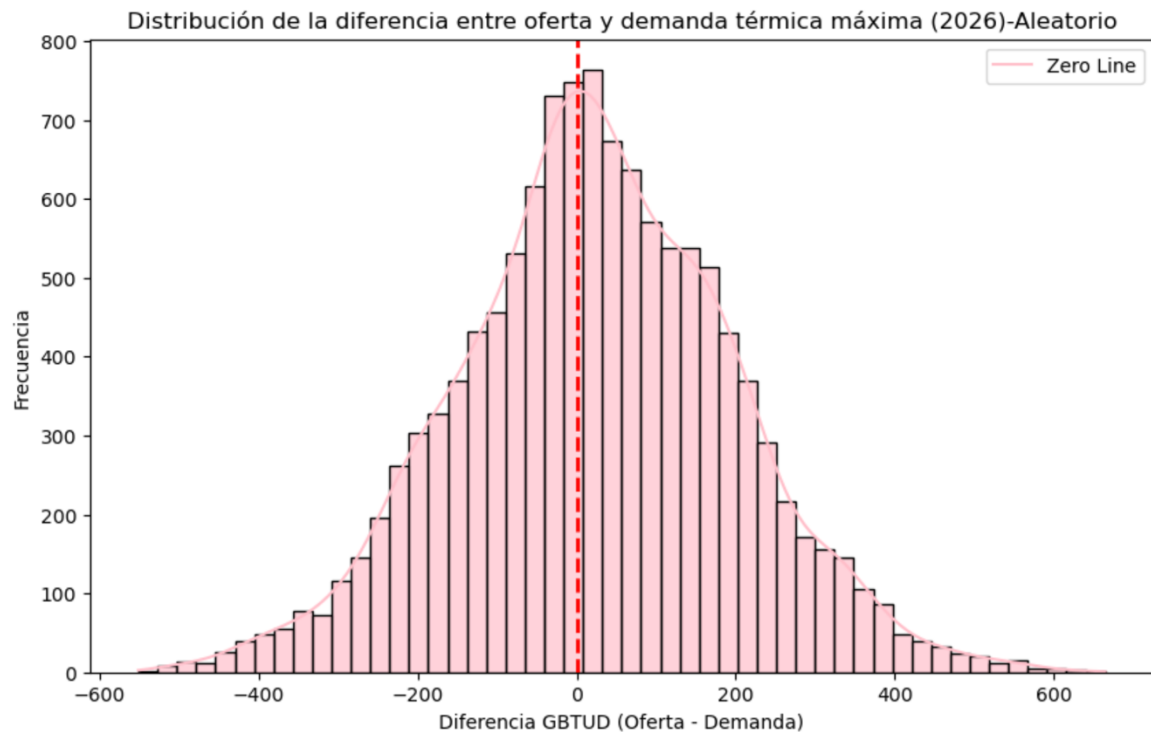


- Probabilidad de experimentar al menos un mes de déficit: **53.1%**
- Déficit Promedio: **-128.46 GBTUD**

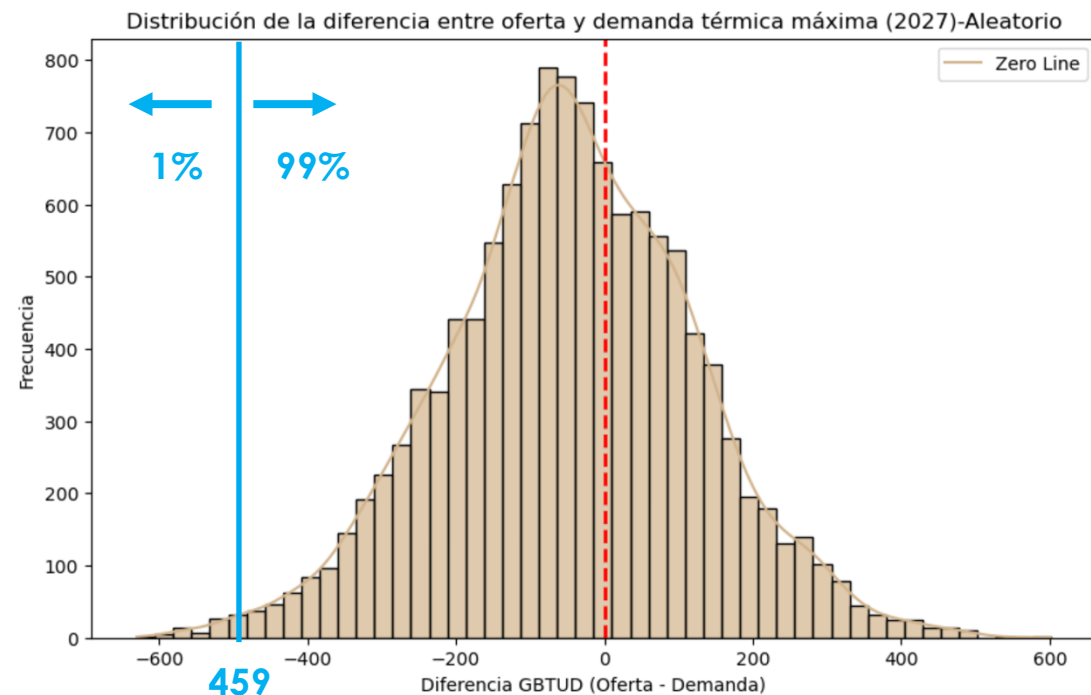


- Probabilidad de experimentar al menos un mes de déficit: **69.6%**
- Déficit Promedio: **-150.34 GBTUD**

# ¿Cuánto gas necesitaríamos para cubrirnos?



- Probabilidad de experimentar al menos un mes de déficit: **53.1%**
- Déficit Promedio: **-128.46 GBTUD**



- Probabilidad de experimentar al menos un mes de déficit: **69.6%**
- Déficit Promedio: **-150.34 GBTUD**

# ¿Qué proyectos potenciales de LNG tenemos hoy?

Proyecto	Capacidad (MPCD)	Tipo	Promotor	Región
<b>EXISTENTE</b>				
1. SPEC – Expansión	~490	FSRU	Promigas / Vopak	Atlántico
<b>GRANDE</b>				
2. Ciénaga LNG	~400	FSRU	Sociedad Portuaria Ciénaga	Atlántico
3. Pacific LNG (UPME)	~400	FSRU	UPME	Pacífico
4. Ballena LNG	~240	FSRU	Ecopetrol	Atlántico offshore
5. Coveñas FSRU	~240–400	FSRU	Ecopetrol	Atlántico offshore
6. Brisa Terminal	~170	Onshore	TransEnergy / Corban	Atlántico
7. Andes Energy Terminal	~150	FSRU	Andes Energy	Pacífico
<b>MEDIANO/PEQUEÑO</b>				
8. Bravo Petroleum	~80	FSU	Bravo Petroleum	Atlántico
9. RDP (Pacífico)	~60	FSU	PIO + Ecopetrol	Pacífico
10. Palermo LNG	~50	FSU	Amazónica LNG	Atlántico
11. Jaguar	~30	Ship-to-truck	OneLNG	Atlántico
12. Puerto Antioquia	~30	ISO	PIO	Atlántico
13. TransferPort	~20	Ship-to-train	TransferPort	Atlántico
14. Caribe LNG	TBD	FSU	Course2 Energy / Andalusian Energy / Energy Transition SAS	Atlántico

# ¿Qué implica este balance?

- Colombia enfrenta un **déficit estructural** de gas natural.
- Existen **14 terminales de LNG en estructuración**, algunos en construcción.
- El país carece de un marco regulatorio para terminales de importación, lo cual genera tres **riesgos para el usuario**:
  1. **Retrasos en proyectos clave** por incertidumbre regulatoria.
  2. **Sobreinversión** y subutilización futura de infraestructura.
  3. **Concentración del mercado** alrededor de incumbentes, con posible cierre del mercado para terceros.

El desafío es **regular sin frenar la entrada y fomentar la competencia** para **proteger al usuario final**.



# ¿Qué debería hacer la regulación?

---

El **objetivo** debe ser contar con un esquema de **regulación flexible y pro-inversión** que:

- Garantice **seguridad de abastecimiento** a mínimo costo.
- Preserve y promueva **competencia en comercialización**.
- **Evite captura del mercado** por actores dominantes.
- Acelere la **entrada de proyectos en curso**.
- **Limite** la **futura socialización** del costo de **activos subutilizados**.

# Propuesta regulatoria: esquema Híbrido de Capacidad

## 1. Definición de Capacidad de Sistema

El MME/UPME define una capacidad mínima requerida para seguridad de suministro (ej. 400-500 MPCD)

- Escenarios de déficit,
- Riesgo hidrológico,
- Demanda térmica firme,
- Transición energética.

## 2. Opción voluntaria de ingreso regulado

Los proyectos elegibles pueden optar a que parte de su capacidad sea reconocida como Capacidad de Sistema

- Tarifa regulada (RAB + WACC).
- TPA pleno (transparencia, no discriminación, UIOLI, *open season*).
- Recuperación de ingresos estable (ingreso máximo permitido).

## 3. Asignación transparente de “capacidad regulada”

Si la demanda por ser regulado excede la capacidad de sistema hay que asignarla eficientemente

- Subasta a la menor tarifa regulada, o
- Criterios de costo eficiente / prontitud de entrada, o
- Asignación proporcional, minimizando arbitrariedad y riesgo político.

## 4. Lo demás queda como *merchant*

Toda capacidad por encima del umbral definido lo hacen los inversionistas a riesgo propio

- No tiene tarifa regulada,
- Opera a riesgo del privado,
- Compite entre terminales por atraer *shippers*.

# Salvaguardas esenciales para asegurar competencia

## 1. TPA obligatorio para infraestructura de sistema

- transparencia operativa,
- asignación de capacidad (*open seasons* + subastas),
- mercado secundario,
- UIOLI firme e interrumpible.

## 2. Agregador de demanda

- Creación de un agregador neutral para:
- Asegurar mayores volúmenes,
- Mayores plazos de compra,
- Flexibilidad en la entrega.

## 3. Neutralidad y trato homogéneo del Estado

- Igualdad en licencias y permisos ambientales, portuarios y marítimos,
- Plazos y requisitos homogéneos para todos los proyectos,
- Acompañamiento institucional no discriminatorio (MME, ANLA, DIMAR, ANI),
- Reglas regulatorias simétricas (acceso, tarifas, TPA, UIOLI),
- Prohibición de ventajas implícitas o explícitas a proyectos con participación estatal,
- Mecanismos uniformes de seguimiento y transparencia sobre tiempos, decisiones y autorizaciones.

# Finalmente, la elaboración de los balances debe fortalecerse

---

- La **naturaleza probabilística** del **balance de gas** obliga a considerar una **mayor cantidad** de **escenarios**
- Es necesario **incorporar explícitamente** el impacto de las **restricciones de transporte**
- Se debe **mejorar** la **calidad y consistencia** de la **información** utilizada en el balance de acuerdo con las **mejores prácticas estadísticas** y concentrarla en una única entidad
- Hay que incorporar procesos de **mejoramiento continuo** para las **metodologías de proyección** y establecer **reportes periódicos** detallados de resultados
- En el **balance contractual** debe incluirse **información detallada** de los contratos asociados a la **producción comprometida**, de la totalidad de transacciones para una **plena trazabilidad** del **mercado secundario** y de la **totalidad de la demanda**

# En síntesis

---

1. Colombia enfrenta un **déficit estructural** de gas
2. La estrechez ya se refleja en **precios** y **contratos**
3. Los balances tradicionales **subestiman el riesgo** real
4. La pregunta relevante es la **probabilidad** y **magnitud** del déficit
5. El **riesgo** de déficit en **2026–2027** es **alto**
6. Se requiere **capacidad adicional significativa** para reducir el riesgo
7. Existen **múltiples proyectos de LNG** sin reglas claras de entrada
8. El reto no es si regular, sino **cómo regular**
9. Se propone un **esquema híbrido**: capacidad de sistema + mercado
10. Para tener el gas a tiempo el país necesita reglas claras y competencia

# GRACIAS

[www.creenergia.org](http://www.creenergia.org)

