

Transición Energética, Contractualización de la Demanda y Mercado a Término

Una visión regulatoria desde la administración de riesgos

Durante décadas de inflación crónica, los riesgos no podían reconocerse. Hoy que el horizonte se extiende, por primera vez podemos hacer visible lo que antes era irreconocible.

¿Quién asume los riesgos que el mercado no puede ver?

Todo existe por la demanda. ¿Pero qué demanda?



Inversiones

existe por la demanda



Contratos

existe por la demanda



Transporte

existe por la demanda



Generación

existe por la demanda

¿Qué demanda estamos intentando abastecer — y con qué certeza?

La demanda del futuro será diferente

Tendencias observables

- Electrificación de consumos
- Vehículos eléctricos
- Prosumidores — producen y venden
- Almacenamiento distribuido
- Eficiencia energética
- Nuevas actividades económicas

El usuario ya no sólo consume energía.

El usuario toma decisiones sobre energía: produce, almacena, vende, gestiona consumos.

Consecuencia

La demanda futura dependerá de decisiones tecnológicas, económicas, regulatorias y de comportamiento de usuarios. Su interacción es difícil de anticipar.

La incertidumbre deja de ser excepción

ANTES

La planificación descansaba sobre:

- Crecimiento histórico de la demanda
- Población y actividad económica
- Expansión predecible de la oferta

HOY

La demanda también depende de:

- Adopción tecnológica — velocidad impredecible
- Decisiones individuales de millones de usuarios
- Señales económicas y regulatorias
- Velocidad de la transición energética

La incertidumbre no es un problema técnico. Es una pregunta sobre quién paga cuando las hipótesis fallan.

Los riesgos no desaparecen. **Se asignan.**

*La transición energética no sólo transforma tecnologías.
Transforma quién carga con los riesgos — independientemente de la fuente.
La contractualización de la demanda es el mecanismo que hace
esa asignación visible.*

Toda decisión distribuye riesgos — ¿entre quiénes?

Riesgo de demanda

¿Quién absorbe el costo de la capacidad contratada si la demanda cae?

Riesgo de precio

¿Quién absorbe la diferencia si el precio contractual supera el mercado?

Riesgo tecnológico

¿Quién soporta el costo si la tecnología no evoluciona como se esperaba?

Riesgo de asequibilidad

¿Quién absorbe el desvío si los usuarios no pueden afrontar los costos?

¿Quién toma la decisión — y quién asume el riesgo económico asociado?

La regulación no elimina riesgos. Los hace visibles.

La regulación NO:

- Eliminar la incertidumbre
- Eliminar los riesgos
- Garantizar que no existan errores

La regulación SÍ:

- Hace visibles los riesgos
- Identifica quién los asume
- Verifica su razonabilidad
- Protege el interés público

La transición energética no reduce la función regulatoria. La hace más exigente.

De controlar resultados a evaluar riesgos

Validar — binario

Cumple / no cumple. La lógica del auditor que chequea una lista.

Evaluar riesgos — dimensional

¿Cuánto riesgo? ¿De qué tipo? ¿Quién lo absorbe?
¿Es razonable? La lógica del regulador que pondera consecuencias.

Antes: ¿La inversión es necesaria? ¿El precio cumple la normativa?

Ahora: ¿Los riesgos fueron identificados, evaluados y asignados adecuadamente?

Contexto regional — Donde el sistema es simple y consolidado (Uruguay, Chile), los riesgos se administran con menor fricción institucional. Donde el sistema es complejo, asimétrico y federalmente fragmentado como en Argentina, la necesidad de herramientas explícitas es aún mayor — no menor. **La complejidad no es una excusa. Es la razón por la que hacerlo requiere más rigor.**

Antecedentes internacionales — marcos análogos

EE.UU.

Colorado PUC

Revisión regulatoria ex ante de supuestos, criterios y condiciones antes de emitir cada RFP de generación.

Límite vs. MERC:

Solo cubre licitaciones competitivas. No evalúa contratos bilaterales ni pondera dimensiones con escala.

EE.UU.

Energy Innovation

Cinco principios regulatorios para contratación all-source: neutralidad tecnológica, eficiencia, transparencia, competencia y equidad de proceso.

Límite vs. MERC:

Principios de política pública, no instrumento operativo. Sin escala de puntuación ni evaluación por contrato.

EUROPA

ACER / CEER

Marco europeo de KPIs y revisión de inversiones en distribución: eficiencia, neutralidad tecnológica, incentivos y supervisión regulatoria de DSOs.

Límite vs. MERC:

Marco estructural de períodos tarifarios. No evalúa contratos individuales ni cubre bilateralismo.

La MERC converge con la frontera regulatoria global moderna — y la completa donde esos marcos tienen vacíos.

El mismo problema en otros sistemas — reguladores que lo enfrentan

REINO UNIDO

Ofgem — RIIO

Revisión periódica multidimensional de distribuidoras (DNOs): eficiencia, calidad de servicio, sostenibilidad y outputs comprometidos. Evalúa resultados e impacto — no solo cumplimiento formal.

Analogía con MERC:

El referente más próximo: evaluación dimensional con incentivos y penalidades vinculadas a resultados reales.

ESPAÑA

CNMC

Regulador de distribución eléctrica con marco de reconocimiento de costos, eficiencia y calidad. Referente culturalmente próximo al sistema regulatorio argentino.

Analogía con MERC:

Evaluación de costos reconocibles con criterio de razonabilidad y eficiencia — no traslado automático.

EE.UU.

FERC

Regula conflictos de interés cuando una utility participa simultáneamente en generación, transporte y distribución. Doctrina consolidada de neutralidad e información.

Analogía con MERC:

Directamente aplicable al contexto argentino: distribución que participa en generación o transporte con la liberación del mercado.

El problema de la integración vertical y el conflicto de interés ya tiene doctrina regulatoria global. Argentina lo enfrenta hoy.

La región ya transita este camino — Brasil y Chile

BRASIL

ANEEL — Mercados ACR y ACL

Coexistencia de contratos regulados (ACR) y libres (ACL). ANEEL revisa ex ante si los contratos de compra de energía de las distribuidoras fueron prudentes, eficientes y razonables antes de autorizar su traslado a tarifa. Doctrina de **modicidade tarifária**: el usuario no absorbe costos evitables.

Analogía directa con MERC:

El referente regional más próximo. Misma pregunta: ¿este contrato merece traslado a tarifa? Misma lógica: prudencia, eficiencia y razonabilidad como condición.

CHILE

CNE — Precio de nudo

Mercado liberalizado con precio de nudo como techo regulatorio para clientes regulados. La licitación reemplaza la negociación bilateral — el mercado competitivo administra el riesgo de precio.

Analogía parcial:

Donde el mercado es profundo, la competencia reemplaza la evaluación. Donde no lo es — como en Argentina — la MERC cubre ese espacio.

La región ya aprendió que mercado liberado no significa riesgo trasladado automáticamente al usuario. Argentina construye su propia respuesta.

MERC

Matriz de Evaluación de Riesgos Contractuales

- X Control de precios
 - X Reemplazo de decisión empresarial
 - X Formulario de cumplimiento
-
- ✓ Mapea distribución de riesgos en 8 dimensiones
 - ✓ Produce puntaje ponderado de calidad contractual
 - ✓ Habilita o condiciona traslado de costos al usuario

MERC — Las 8 dimensiones de evaluación

1

Necesidad real

¿El contrato responde a una necesidad objetiva?

10%

3

Eficiencia territorial

¿El sistema local se beneficia?

20%

5

Gobernabilidad

¿El proceso fue trazable y conforme a Res. 400/25?

10%

7

Sostenibilidad

¿Compatible con la transición energética?

10%

2

Eficiencia económica

¿El precio y las condiciones son razonables?

15%

4

Riesgo y previsibilidad

¿El proveedor puede cumplir a largo plazo?

10%

6

Neutralidad

¿Condiciones equitativas entre oferentes?

10%

8

Impacto tarifario

¿El usuario puede sostener el costo resultante?

15%

Cómo funciona — y su vínculo con el pass-through

Escala de evaluación

Cada dimensión se puntúa de 0 a 5 con criterios explícitos por subcriterio. El puntaje ponderado produce un resultado entre 0 y 5.

Flujo operativo

La distribuidora presenta un **checklist firmado** que declara el cumplimiento de cada componente de la MERC. A partir de esa declaración, el regulador aplica la matriz y determina si el contrato habilita el traslado de costos al usuario.

$\geq 4,0 \rightarrow$ APROBADO

Traslado habilitado

$3,0 - 3,99 \rightarrow$ CON CONDICIONES

Mejorar dimensiones < 4

$< 3,0 \rightarrow$ NO APROBADO

Sin derecho a traslado

La MERC no reemplaza el pass-through. Lo condiciona.

Un contrato que no supera el umbral no tiene derecho a traslado automático de costos al usuario hasta corregir las dimensiones deficientes.

“
**Una decisión puede resultar equivocada
aun habiendo sido razonable
al momento de adoptarse.**

*Lo relevante para la regulación es la calidad del proceso de decisión
— no únicamente el resultado posterior.*

Este fallo es el **antecedente judicial más directo** de lo que la MERC busca prevenir. No es un caso hipotético — es EDESA, en Río Negro, es el mismo contrato de concesión que no sigue vigente. La diferencia entre 1996 y hoy es que ahora existe herramientas como la MERC o evaluación de riesgos, no hay vacío institucional. El costo de no haberlos tenido entonces se puede medir en 27 años de litigio.

https://fallos.jusriogro.gov.ar/protocoloweb/protocolo/protocolo?id_protocolo=ab9da67e-6932-479d-a2f1-160e6fe8164e&usarSearch=1&option_text=0

La MERC habilita la cooperación. La estrategia la construye.

¿Por qué cooperar? Nash vs. cluster Cuyo + Patagonia Norte

Sin cooperación (Nash)

Cada provincia contrata según su propio pico
Menor volumen → menor poder de negociación
Mayor exposición al precio spot
Sobrecapacidad contratada: +9% a +22% en potencia
Costo total GUDI: +6% a +14% vs. cooperación



Cluster cooperativo

Masa crítica: RN + NQN + MZA + SJ (+LP)
Curvas complementarias → pico conjunto más plano
Mix diversificado: solar SJ + hidro MZA + térmica NQN + curva estable RN
Reducción potencia contratada: -8% a -18%
Costo total GUDI: -12% a -20%

La MERC evalúa el contrato individual. El cluster optimiza el sistema regional.

Arquitectura del cluster: cinco jugadores, cinco aportes

San Juan

Aporte

Solar firme al mediodía.
FC 0,50

Impacto

Reduce pico diurno del
bloque

Mendoza

Aporte

Hidro regulada. FC 0,91

Impacto

Suaviza picos, perfil
verano agroindustrial

Neuquén

Aporte

Térmica firme a gas
cuenca neuquina. FC
1,30

Impacto

Potencia firme invierno y
noche

Río Negro

Aporte

Curva estable frutih. +
turismo. FC 0,72

Impacto

Ancla la base, equilibra
variabilidad

La Pampa

Aporte

Curva plana. FC 0,40

Impacto

Rellena valles. Sujeta a
análisis de red.

Regulatorio Mesa regional de abastecimiento
— primer ámbito formal de gobernanza
interprovincial

Financiero Fideicomiso o escrow: pagos
garantizados, fondos exclusivos

Comercial PPAs anuales/plurianuales —
descuento 15–30% vs. precio de referencia

Datos FC e IE: CAMMESA 2024 — La Pampa sujeta a análisis de restricciones de transmisión antes de incorporación formal

La cooperación regional no es nueva — es el camino probado

CASO ANCLA — PJM Interconnection — Mercado de Capacidad Regional (RPM)

EE.UU. — 13 estados + DC desde 1999. Perfiles complementarios: industria pesada, urbano costero, rural agrícola. Compra conjunta sobre pico coincidente regional con reparto por contribución marginal al pico (equivalente funcional al Shapley).

-8% capacidad contratada -15 a -25% precio potencia contratos anuales firmes (BRA)

ANEEL — Brasil

Licitaciones conjuntas coordinadas. PPAs de largo plazo con precio resultante de pool. El referente regional más directo para el mecanismo de licitación del cluster.

MISO — EE.UU. (15 estados)

Pool de capacidad para estados heterogéneos. Estructura más similar al cluster Cuyo + Patagonia Norte. Permite a provincias chicas acceder a precios que nunca lograrían solas.

Ofgem RIIIO — Reino Unido

Consortios de compra entre DNOs. Comisión solo sobre el ahorro generado — no sobre el volumen. Triada eficiencia-coordinación-previsibilidad aplicada a compras conjuntas.

El patrón es siempre el mismo: curvas complementarias + contratos firmes plurianuales + regla de reparto técnicamente defendible + regulador que ordena los carriles sin retirarse.

El cluster Cuyo + Patagonia Norte replica exactamente este patrón. ADERE tiene la legitimidad para ordenar la mesa de compras.

Condiciones para una transición ordenada — lecciones de la región

CHILE · BRASIL

Señales de precio predecibles

Chile: precio de nudo como techo regulatorio.
Brasil: precio resultante del pool de licitación. Sin señal sostenida, los generadores no invierten y las distribuidoras no contratan.

ARGENTINA · RES. 400/25

Gradualismo con certidumbre

24 meses de transición, cobertura progresiva al 75% de la demanda. El shock regulatorio desincentiva. La curva de aprendizaje requiere tiempo y reglas estables.

BRASIL · ANEEL

Evaluación ex ante de prudencia

Revisión antes de autorizar el pass-through.
Modicidad tarifaria: el usuario no absorbe costos evitables. En Argentina: la MERC cubre este espacio.

BRASIL · COLOMBIA

Capacidad institucional del comprador

CAMMESA centralizó la compra durante décadas. Las distribuidoras hoy no tienen equipos ni herramientas para negociar contratos complejos a largo plazo. Brasil tardó ~10 años en consolidar esa capacidad. Colombia delegó en operadores especializados.

PJM · MISO · EE.UU.

Cooperación y masa crítica

PJM (13 estados): -8% capacidad contratada, -15/25% precio potencia.
MISO: estados pequeños acceden a precios imposibles en soledad. El cluster Cuyo + Patagonia Norte replica este patrón.

La transición no fracasa por falta de voluntad. Fracasa cuando faltan las condiciones institucionales para que los nuevos esquemas funcionen.

¿Quién asume los riesgos que el mercado no puede ver?

1. **La transición no es solo tecnológica.** Transforma quién carga con los riesgos — y exige condiciones institucionales para que los nuevos esquemas funcionen..
2. La regulación moderna evalúa si los riesgos fueron identificados, distribuidos razonablemente y compatibles con la capacidad real de los usuarios.
3. La MERC es la herramienta concreta: transforma la gobernanza del pass-through en una evaluación continua, dimensional y trazable de la calidad de la decisión contractual. El principio es simple:

El usuario no debe asumir riesgos evitables.