



Power Sector Program
Bureau of Energy Resources
U.S. Department of State



National
Association of
Regulatory
Utility
Commissioners

Herramientas Reguladoras Para Fomentar la Generación Distribuida en Un Entorno de Tarifas Minoristas Bajas

David Morton

Presidente y Director General de la Comisión de Servicios Públicos
de la Columbia Británica

9 de noviembre, 2022





Power Sector Program
Bureau of Energy Resources
U.S. Department of State



National
Association of
Regulatory
Utility
Commissioners



Columbia Británica, Canada

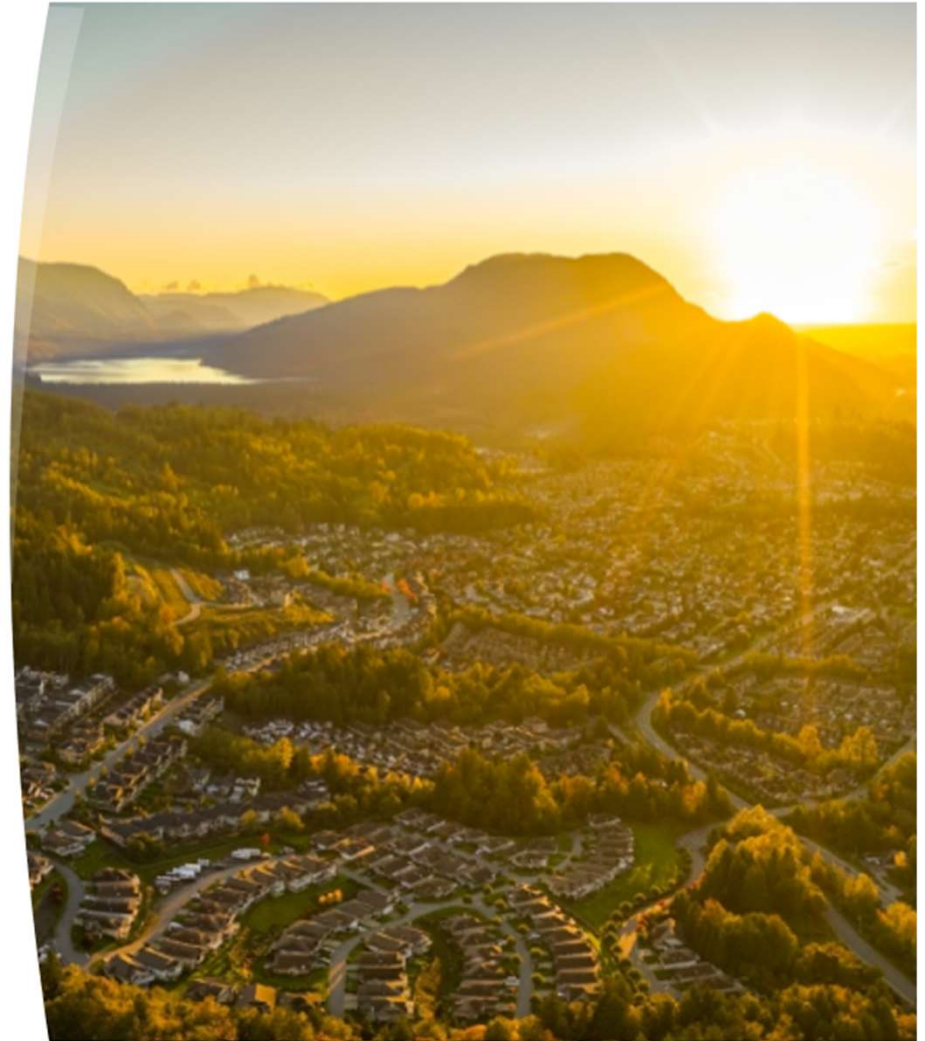


Índice de la presentación

1. Valoración de la generación distribuida (GD)
2. Fomentar la GD en un entorno de tarifas minoristas bajas
 - Tarifas escalonadas
 - Tarifas de reserva
 - Programa de oferta permanente
 - Acuerdos de desplazamiento de carga
3. Otras consideraciones (si el tiempo lo permite):
 - Contadores inteligentes
 - Eficiencia energética
 - Participación de las partes interesadas



VALORACIÓN DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA





Valoración de la generación distribuida



1. Estimación de MWh de energía producida
 - Coste nivelado
 - Enfoque de cartera
2. Ajuste de los beneficios de localización
3. Ajuste por externalidades



1. Estimación de MWh: Enfoque de costes nivelados

- El punto de partida es un tipo de generador particular (por ejemplo, eólico, solar)
- Coste nivelado (\$/MWh)
 - Costes del generador (fijos + variables) divididos por la energía producida
- Fuentes:
 - Estudio de ingeniería
 - Inversiones recientes de las empresas de servicios públicos
 - Acuerdos recientes de compra de energía (por ejemplo, RenovAr3)
 - Línea de base tecnológica anual del NREL (<https://atb.nrel.gov/>)



Key features of RenovAr auctions, Argentina, 2016–2019

Round number	RenovAr1	RenovAr1.5	RenovAr2	RenovAr3
Date of RfP	May 2016	Oct 2016	Sept 2017	Nov 2018
Design				
Volume requested*	1 GW	600 MW	1 768 MW	400 MW
PPA length	20 years			
Currency	US\$ (indexed)			
Regional capacity required	No	Yes		
Implementation				
Policy and regulation authority	Undersecretariat for Renewable Energies and Energy Efficiency			
Regulator	Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE)			
Procurer	CAMMESA			
Off-taker	CAMMESA			
Outcomes				
MW adjudicated	1 142 MW	1 282 MW	2 043 MW	259 MW
Prices	Solar: 59.8	Solar: 54.9	Solar: 42.8	Solar: 57.5
weighted average (US\$/MWh)	Wind: 59.4	Wind: 53.3	Wind: 40.9	Wind: 58.0
	Mini hydro: 105.0		Mini hydro: 98.9	Mini hydro: 103.4
	Biomass: 110.0		Biomass: 117.2	Biomass: 106.1
	Biogas: 154.0		Biogas: 160.6	Biogas: 158.6
			Biogas-SL: 129.2	Biogas-SL: 129.5

Note: * The MW requested in Round 1.5 was small because it was aimed at bidders who had been unsuccessful in Round 1. Round 3 was dubbed 'Mini-RenovAr' because it aimed to attract companies that run small power plants.

Data source: CAMMESA (December 2019)

Fuente: *AdHoc Consulting, La experiencia argentina en el diseño e implementación de subastas de energías renovables, 2020*

Ajustes del coste nivelado

1. Firmeza (\$/MW)

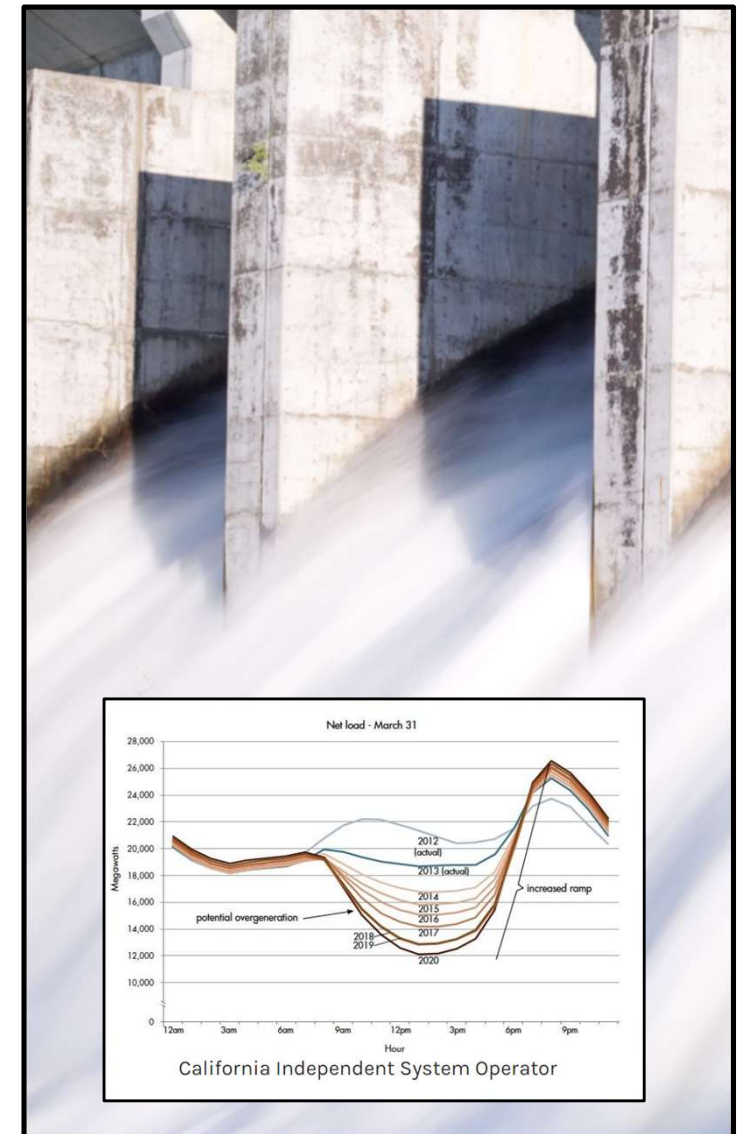
- ¿Se puede confiar en que se cumpla el pico del sistema?
- Los proyectos eólicos, solares y de eficiencia energética tienen diferentes niveles de firmeza.
- Valor del coste que supone para la compañía eléctrica la firmeza de la energía

2. Integración (flexibilidad)

- Puede ser un problema en los niveles más altos de penetración de las renovables en la red.
- Pueden ser necesarios nuevos mecanismos de mercado.

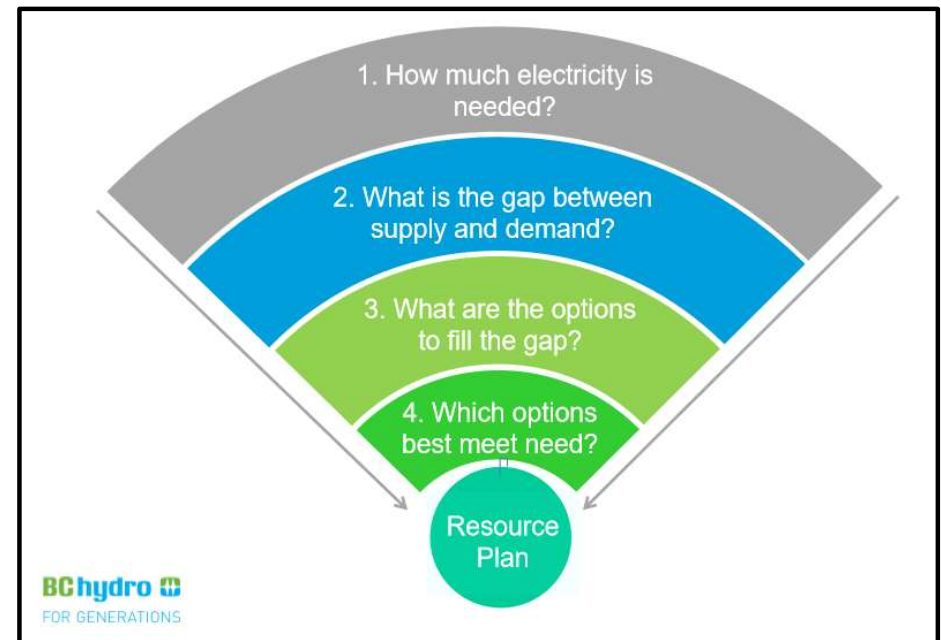
3. Forma (dentro del día, estacional)

4. Duración (años)

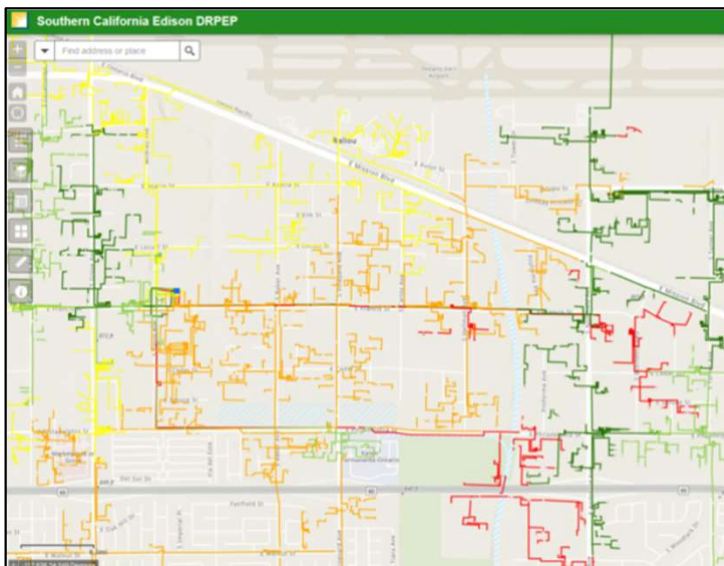


Estimación de MWh: Enfoque de cartera

- Plan integrado de recursos
- Pasos clave:
 1. Cuánta electricidad se necesita
 - 2.Cuál es el desfase entre la oferta y la demanda
 3. Cuáles son las opciones para cubrir la brecha
 4. Qué opciones satisfacen mejor la necesidad
 5. Identificar el plan de recursos
- Coste marginal a largo plazo:
 - Coste del plan de recursos (\$) / crecimiento de la carga (MWh)



2. Beneficios de localización



- Menores pérdidas en la red
 - Las pérdidas medias de T&D pueden rondar el 10%.
 - Las pérdidas marginales pueden ser el doble.
- Menor margen de reserva de planificación
 - En BC, se utilizó el 14%.
- Capital de red diferido
 - Transmisión (50\$/kW-año)
 - Distribución (25 \$/kW-año)
 - Puede variar significativamente según la ubicación



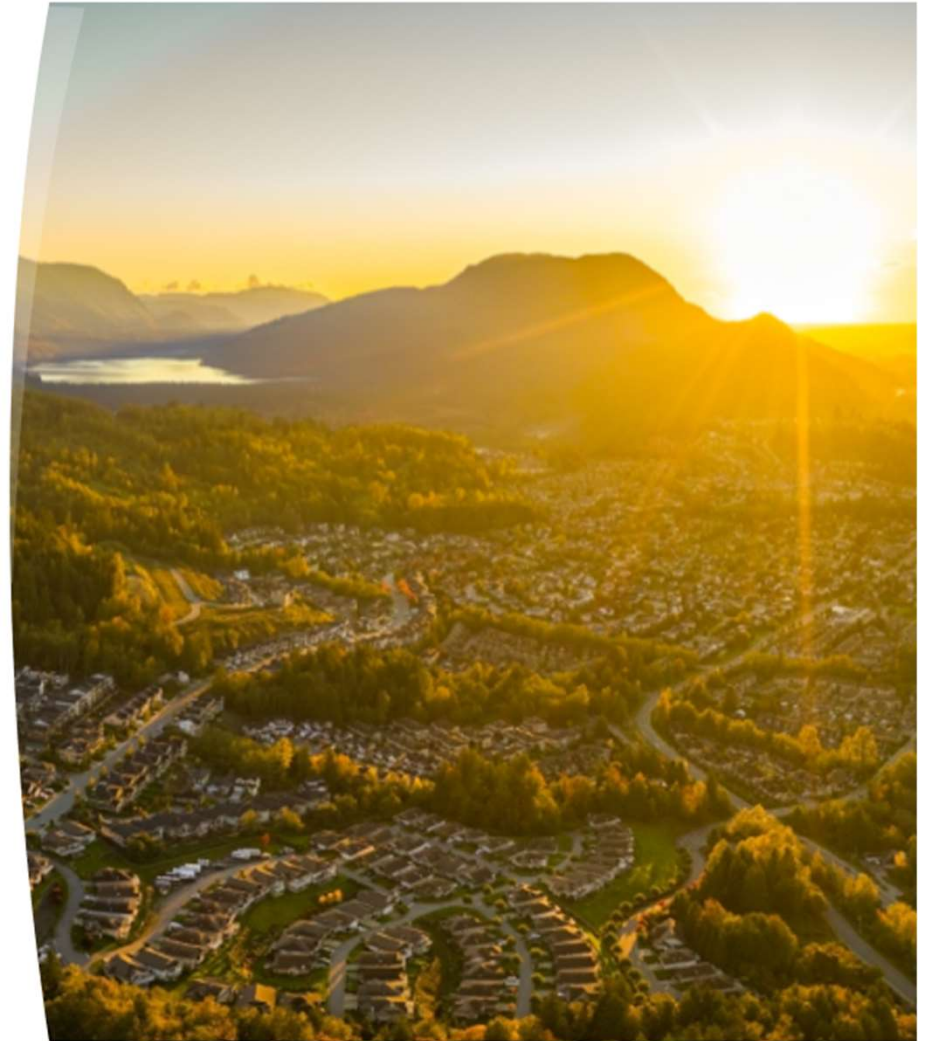
3. Externalidades

- Medioambiente
- Resiliencia
- Empleos





FOMENTO DE LA GD EN UN ENTORNO DE TASAS MINORISTAS BAJAS



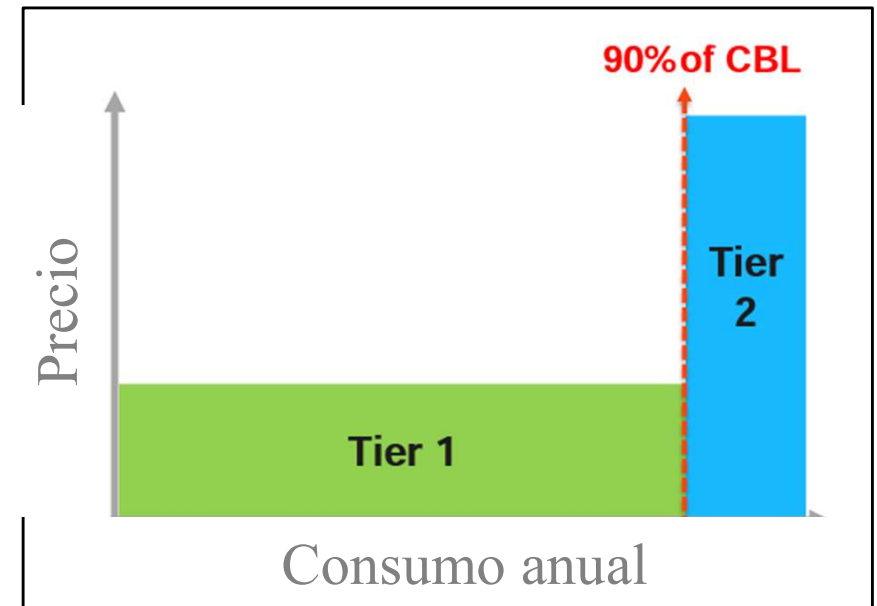


Fomento de la GD en un entorno de tasas minoristas bajas

- Tarifas escalonadas
- Tarifas de reserva
- Programa de oferta estándar
- Acuerdos de desplazamiento de carga

Tarifas industriales escalonadas

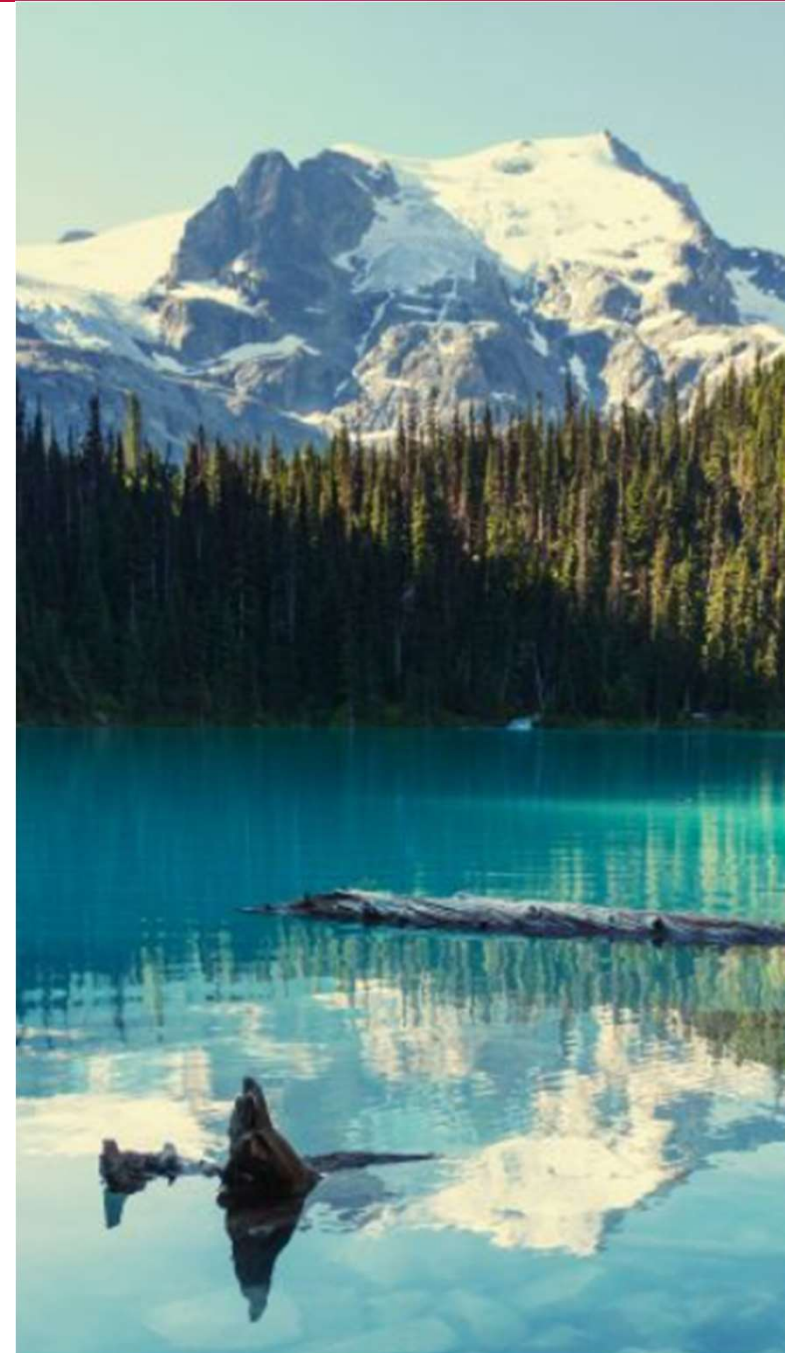
- Diseño de tarifa escalonada:
 - Nivel 1: 4.535 ¢ por kWh hasta el 90% del CBL del cliente en cada año de facturación
 - Nivel 2: 10.158 ¢ por kWh aplicado a todos los kWh por encima del 90% del CBL del cliente en cada año de facturación
 - Cargo mínimo mensual: 8.696 \$ por kVA de demanda de facturación
- Ajustes de la línea de base del cliente (CBL):
 - Incorporaciones de plantas eficientes
 - Retirada de plantas
 - Tiempos de inactividad no recurrentes
 - Inversiones en eficiencia energética financiadas por el cliente





Tarifas de reserva

- El cargo por demanda puede ser una barrera para la GD.
 - Tarifa industrial: 8.696 \$ por kVA de demanda facturada
- Tarifas de reserva
 - Cargo por energía generalmente a precio de mercado
 - Cargo por red:
 - Puede ser un descuento sobre la tarifa minorista de demanda.
 - No hay una respuesta "correcta o incorrecta" en cuanto a la magnitud del descuento.
 - No debe ser tan alto como para desalentar la generación distribuida rentable.
 - Proyecto de principios sugeridos por la BCUC:
 - <https://www.ordersdecisions.bcuc.com/bcuc/decisions/en/111778/1/document.do> página 56





Programa de oferta permanente y acuerdos de desplazamiento de carga

- Programa de oferta permanente:
 - Estructura de precios simplificada, acuerdo de conexión, acuerdo de compra de energía
 - Hasta 15 MW por generador
 - Límite de 150 GWh/año para el total de proyectos
 - Puede utilizarse para la exportación de GD a la red
- Acuerdo de desplazamiento de carga:
 - Puede utilizarse para la GD utilizada por el cliente
 - El incentivo se aproxima a la diferencia entre la tarifa de energía minorista y el valor de la GD

Precios del programa de oferta permanente

Region of POI	Base Price (2016\$/MWh)	Time of Delivery Factor (TDF)			
		Month	Super-Peak	Peak	Off-Peak
Vancouver Island	110.01	January	141%	122%	105%
Lower Mainland	111.56	February	124%	113%	101%
Kelly/Nicola	104.39	March	124%	112%	99%
Central Interior	106.80	April	104%	95%	85%
Peace Region	102.06	May	90%	82%	70%
North Coast	103.47	June	87%	81%	69%
South Interior	106.50	July	105%	96%	79%
East Kootenay	109.94	August	110%	101%	86%
		September	116%	107%	91%
		October	127%	112%	93%
		November	129%	112%	99%
		December	142%	120%	104%



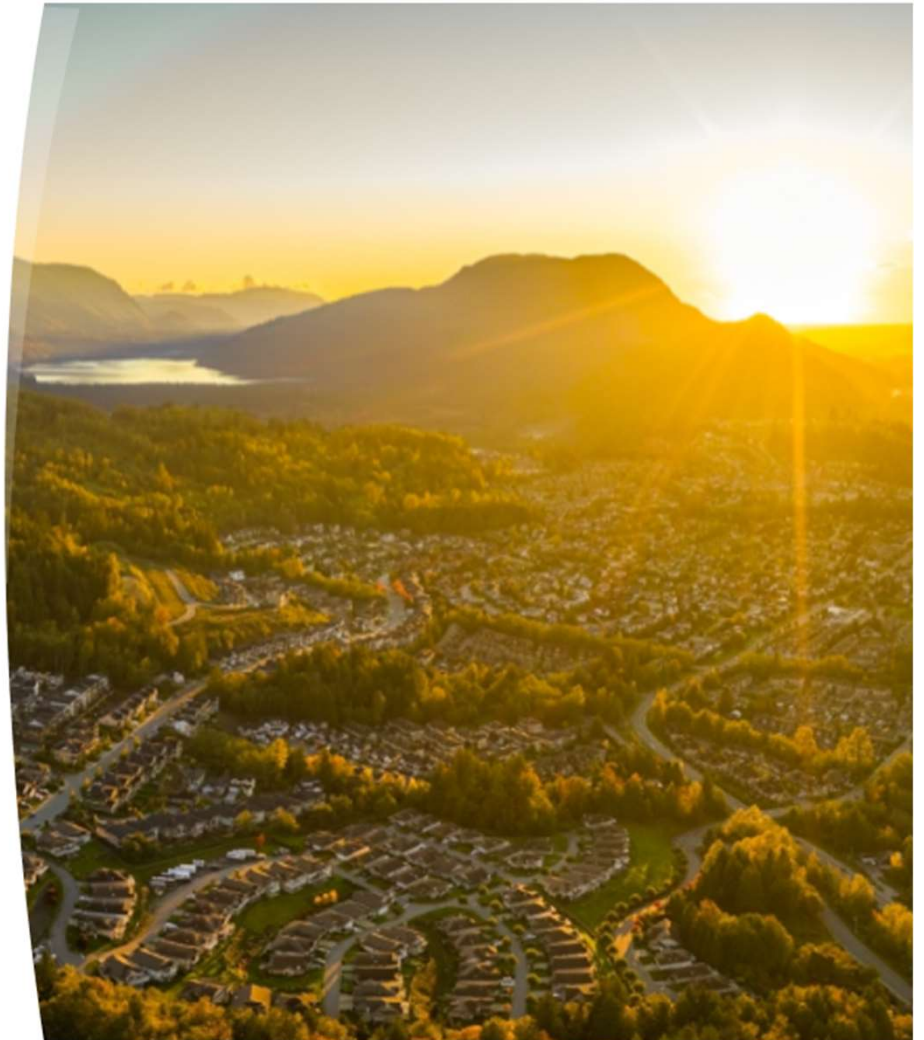


Comparación de los programas de medición neta y oferta permanente

ISSUE	Net Metering – RS 1289 (proposed up to 100 kW)	Existing SOP (50 kW to 15 MW)	Proposed Micro-SOP (100 kW to 1 MW)
Application Process	2-page application form	27 pages of rules 23-page application	Simplify SOP application process; reduce amount of information required
Electricity Purchase Agreement (EPA)	None	68-page EPA (including appendices)	Simplified EPA of about 20 pages (with few appendices)
Contract Term	NA – customer can discontinue participation at any time	20 to 40 years	Consider a more flexible term of 5 to 20 years
Base Price	Price is periodically set at a fixed level based on the SOP price	Regional pricing, however BC Hydro is engaging on and evaluating the potential for a single price	Proposing a single price
Price Escalation	No escalation	50% of base price is escalated at CPI after signing of EPA	Same as SOP, but may allow developer a 100% escalation option (with lower price)
Delivery Requirements	Non-firm with no delivery requirements	Non-firm with no delivery requirements. COD must be within 3 years of EPA signing. If proponent doesn't deliver for 2 consecutive years, can terminate EPA.	Same as SOP
Technical Interconnection Requirements	Simplified - prescribed in Net Metering Interconnection Requirements (NMIR)	Use Distribution Interconnection Requirements for Power Generators 35 kV and Below	Will follow Distribution Interconnection Requirements, with some modifications for projects under 1 MW
Interconnection Studies	Engineering review and multiple screening tests may be required for more complex projects	Optional \$5,000 Screening Study followed by required interconnections study	Mandatory Screening Study. Where further studies are required (10% of offers), a reduced-scope interconnection study will be used
Network Upgrades	NU costs are typically minimal; for projects > 50 kW, system upgrade costs will be recovered from customer	BC Hydro is responsible for all upgrade costs up to a cap of \$150/kW installed capacity; developer provides security for NU costs	Similar to SOP, with BC Hydro paying for all upgrade costs up to a cap of \$150/kW and developer providing security for such costs



OTRAS CONSIDERACIONES





Otras consideraciones

- Contadores inteligentes
- Modelos de eficiencia energética
- Participación de las partes interesadas



Contadores inteligentes

- Más de 2 millones instalados en CB
- Principales causas:
 - Reducción de los robos
 - Lectura de contadores
 - Conexión/desconexión a distancia
- Otros beneficios:
 - Futuras tarifas innovadoras
 - Gestión de cortes de luz
- Atención a los problemas de salud





Modelos de eficiencia energética

- Las empresas de servicios públicos deben demostrar que han tenido en cuenta la eficiencia energética.
- Revisiones de la BCUC para garantizar:
 - Rentabilidad
 - Todos los clientes (incluidos los de bajos ingresos y los inquilinos) tienen la oportunidad de participar
- Programas de eficiencia energética industrial:
 - Rebajas para la mejora de la eficiencia
 - Gestores energéticos
- Artículo de CAMPUT
 - <https://energy.ca/wp-content/uploads/2021/11/ECC-20-Can-Energy-Compendium.pdf>





Participación de las partes interesadas

- Entorno cambiante
- Mayor necesidad de participación de las partes interesadas
- La BCUC ha ordenado a las empresas de servicios públicos que consulten a las partes interesadas para identificar los obstáculos del mercado a la generación distribuida a pequeña escala



Power Sector Program
Bureau of Energy Resources
U.S. Department of State



National
Association of
Regulatory
Utility
Commissioners

Gracias

Tel. de la BCUC: 604.660.4700

Tel. gratuito de CB: 1.800.663.1385

Email: commission.secretary@bcuc.com

Sitio web: bcuc.com



@BCUtilitiesCom



bc-utilities-commission



@BCUtilitiesCommission

