

Central Hidroeléctrica

La Palca

Departamento de Iglesia · San Juan · Argentina

USD 250M

Inversión total

40,5 MW

Potencia instalada

196 GWh/año

Generación anual

~10%

TIR esperada (USD)

Central de pasada de alta caída · 500 metros de salto neto

Túnel de aducción 25-35 km · Turbinas Pelton · Caverna subterránea



1. Resumen Ejecutivo del Negocio

La Central Hidroeléctrica La Palca es un proyecto de generación de energía limpia ubicado en el departamento de Iglesia, provincia de San Juan. Se trata de una central de pasada (run-of-river) que aprovecha un salto neto de 500 metros — uno de los más altos del país — generando entre 37 y 40,5 MW con un caudal relativamente bajo. La obra estratégica del proyecto no es un embalse sino un túnel de alta montaña de 25 a 35 km de longitud que transporta el agua hasta una casa de máquinas en caverna subterránea.

USD 250M	40,5 MW	196 GWh/año	500 m	~10%
Inversión total (CAPEX)	Potencia instalada	Generación anual	Salto hidráulico neto	TIR esperada (USD)

Mercado objetivo y modelo de ingresos

Cliente / Mercado	Tipo	Precio referencia
Josemaría (cobre) — Lundin Mining	PPA primario objetivo	USD 110–120/MWh
Veladero (oro/plata) — Barrick	PPA secundario	USD 110–120/MWh
Los Azules — McEwen Mining	PPA potencial	USD 110–120/MWh
SADI — Mercado Spot	Complementario	USD 60–70/MWh

El modelo de ingresos se basa en contratos PPA (Power Purchase Agreement) bajo modalidad Take-or-Pay a 15–20 años denominados en dólares. Las empresas mineras en San Juan requieren energía verde para certificar 'minería sustentable' en mercados internacionales (criterios ESG), lo que permite cobrar un sobreprecio significativo respecto al precio spot del SADI.

2. Especificaciones Técnicas

Tipo central	Pasada (Run-of-river)	Azud (toma)	5–8 m altura
Salto hidráulico neto	500 m (480–515 m)	Túnel de aducción	25–35 km
Caudal de diseño	9–10 m³/s	Diámetro del túnel	3,5–4,2 m
Potencia nominal	37–40,5 MW	Tubería forzada	~1.200 m alta presión
Generación anual	196–250 GWh	Casa de máquinas	Caverna subterránea
Tipo de turbinas	2x Pelton eje vertical	LAT evacuación	132 kV · 45–60 km
Factor de capacidad	60–70%	Tensión generación	13,2 kV elevada

Desglose CAPEX por ítem de obra civil

Ítem de Obra	Costo estimado	% del total	Descripción técnica
Túnel de aducción (35 km)	USD 120–135M	~51%	TBM + dovelas hormigón. Costo crítico del proyecto
Casa de máquinas (caverna)	USD 30–35M	~13%	Excavación subterránea para turbinas y generadores
Azud y toma de agua	USD 15–20M	~7%	Estructura baja de derivación sin gran embalse
Chimenea de equilibrio	USD 10–15M	~5%	Absorción de golpes de ariete, protección del sistema
Canal de restitución	USD 10M	~4%	Devolución del agua al cauce natural
LAT 132 kV	USD 15–20M	~7%	Conexión al SADI o red minera. ~45–60 km
Ruta de acceso (15 km)	USD 20M	~8%	Caminos de alta montaña para obra y operación
Contingencia geológica	USD 20M	~8%	Reserva 15% para imprevistos en excavación del túnel
TOTAL	USD 250M	100%	Plazo de ejecución: 40–48 meses

Nota clave: El costo por km de túnel en los Andes es la variable de mayor impacto presupuestario. Un desvío del 10% en la geología de la roca puede significar hasta USD 15 millones adicionales. Los estudios geotécnicos del año 1 son la inversión más crítica del proyecto.

Materiales críticos y método de excavación

Hormigón total	120.000 m³
Acero estructural y refuerzo	8.500 toneladas
Excavación de roca (túnel)	450.000 m³
Método de excavación principal	TBM — Tunnel Boring Machine

3. Análisis Financiero

Estructura de capital y financiamiento (Project Finance)

Dada la magnitud de la inversión (USD 250 millones), el esquema de financiamiento se estructura bajo la modalidad Project Finance, separando los riesgos del proyecto de los balances de los socios.

Capital propio — Equity (30%)	USD 75M — EPSE + socios estratégicos (minerías / constructoras)
Deuda bancaria — Debt (70%)	USD 175M — BID, CAF u organismos multilaterales
Régimen aplicable	RIGI — Incentivos para Grandes Inversiones
Ganancias bajo RIGI	25% (vs. 35% régimen general)
Estabilidad fiscal	30 años desde inicio de operaciones
Libre disponibilidad de divisas	Sí — permite repatriar utilidades para pagar deuda ext.
Retenciones	Cero para exportación de servicios y beneficios

Flujo de caja operativo anual (desde año 5)

Concepto	Estimación anual
Generación neta promedio	196.000 MWh/año
Precio PPA objetivo (base)	USD 115 por MWh
Ingresos brutos anuales	USD 22.540.000
Costos operativos OPEX	USD 2.500.000
EBITDA estimado anual	USD 20.040.000
Créditos de carbono (adicional)	+USD 500.000 – 1.000.000
CO ₂ evitado anualmente	~100.000 toneladas

OPEX detallado — Costos operativos anuales

Rubro	Costo anual (USD)	Detalle
Recursos humanos	900.000	~25 personas: operadores, técnicos, seguridad
Mantenimiento electromecánico	700.000	Repuestos turbinas Pelton, lubricantes, sellos
Canon de agua y regalías	400.000	~2% de facturación a la provincia de San Juan
Seguros y administración	300.000	Seguros todo riesgo operativo + gastos oficina
Mantenimiento del túnel	200.000	Inspecciones ROV y limpieza de sedimentos
TOTAL OPEX	2.500.000	Bajo ratio OPEX/CAPEX = ventaja competitiva clave

Indicadores de rentabilidad (proyección 20–30 años)

TIR — Tasa Interna de Retorno (base)	9,5% anual en dólares
TIR — Escenario optimista (USD 130/MWh)	12,5% anual en dólares
VAN — Valor Actual Neto (tasa descuento 10%)	Positivo
Payback — recupero de inversión (base)	~16,5 años
Payback — escenario optimista	~13 años
Payback — escenario pesimista (retraso 2 años)	~19 años
LCOE — Costo nivelado de energía	USD 85–90 por MWh
Margen neto por MWh (PPA USD 115)	USD 25–30 por MWh
Múltiplo de salida EBITDA (exit)	10x–12x → USD 200–240M
Vida útil proyectada	50–80 años

Simulación de flujo de caja acumulado

Periodo	Evento	Flujo neto (MUSD)	Saldo acumulado (MUSD)
Años 1–4	Fase de construcción	-250,00	-250,00
Año 5	Inicio de operación comercial	+20,04	-229,96
Año 10	Operación plena	+20,04	-129,76
Año 15	Operación plena	+20,04	-29,56
Año 16,5	Break-even	0,00	0,00
Año 20	Utilidad acumulada	+20,04	+70,64
Año 30	Utilidad acumulada	+20,04	+271,04

4. Análisis de Sensibilidad

OPTIMISTA — Precio PPA USD 130/MWh

Supuesto: Demanda minera crítica, sin otra fuente de energía verde disponible

Payback: ~13 años

TIR: 12,5% anual en dólares

Margen adicional/MWh: USD 15 extra vs. escenario base

BASE — Precio PPA USD 115/MWh

Supuesto: Contrato Take-or-Pay estándar con minera principal

Payback: ~16,5 años

TIR: 9,5% anual en dólares

EBITDA anual: USD 20,04 millones

PESIMISTA — Retraso de 2 años en obra

Supuesto: Fallas geológicas graves en el túnel, sobre-costo +15%

Payback: ~19 años

Impacto en CAPEX: +USD 37,5M (incremento del 15%)

Riesgo principal: Convergencia de roca o acuíferos a presión

5. Cronograma de Inversión (CAPEX)

La inversión se distribuye en 4 años de construcción. El mayor esfuerzo financiero ocurre en los años 2 y 3, cuando opera la tuneladora (TBM). A partir del año 5 comienza la generación comercial.

Año	Fase	CAPEX	Actividades principales
Año 1	Estudios y preparación	USD 25M	Ingeniería de detalle, EIA, estudios geotécnicos, apertura de campamentos, licencia social
Año 2	Excavación crítica del túnel	USD 85M	Movilización TBM, apertura de frentes de ataque, excavación de ventanas (15 km caminos)
Año 3	Finalización + electromecánica	USD 90M	Revestimiento con dovelas, excavación de caverna, montaje de turbinas Pelton y generadores
Año 4	Infraestructura y puesta en marcha	USD 50M	Línea de alta tensión 132 kV, pruebas de carga, habilitación comercial SADI/PPA
Año 5+	Fase operativa	+USD 20M/año	Generación comercial bajo contrato PPA. Vida útil proyectada: 50–80 años

Estrategia de salida para inversores (Exit Strategy)

BOT — Build Operate Transfer	El consorcio opera la central por 30 años, recupera la inversión con creces y transfiere el activo al Estado provincial (EPSE) al final del período.
Venta del activo (track record 3 años)	Una vez construida y con 3 años de generación probada, el riesgo del activo cae drásticamente. El desarrollador puede vender a un fondo conservador a un múltiplo de 10x–12x EBITDA, equivalente a USD 200–240 millones.

6. Matriz de Riesgos y Mitigación

La Palca es un proyecto de bajo riesgo operativo pero alto riesgo de construcción. El desafío principal es el túnel de 35 km en roca de alta montaña en zona sísmica.

Riesgo	Nivel	Factor principal	Estrategia de mitigación
Técnico — Túnel 35 km	MUY ALTO	Fallas activas, acuíferos, sismicidad	TBM doble escudo + contingencia geológica USD 20M + seguros internacionales
Financiero — Tasa/inflación	ALTO	Tipo de cambio, tasas internacionales	Contratos en USD + régimen RIGI: estabilidad fiscal 30 años
Normativo — Estabilidad RIGI	MEDIO	Cambio de reglas durante la obra	Inclusión en el régimen RIGI con garantías contractuales al inicio
Hidrológico — Variabilidad río	MEDIO	Variabilidad del caudal por sequías	Diseño basado en series históricas 30 años; Pelton eficiente con caudal variable
Ambiental / Social	MEDIO	Impacto en comunidades, licencia social	Obra subterránea (mínimo impacto visual); caudal ecológico garantizado por ley
Mercado — Precio energía SADI	BAJO	Caída del precio spot SADI	Contratos Take-or-Pay directos con mineras. La minera paga aunque no use la energía

Tres condiciones para la viabilidad del proyecto

1. Seguridad geológica	El túnel no debe presentar sorpresas extremas. Los estudios geotécnicos del Año 1 (USD 5–8M) son la inversión más crítica de todo el proyecto.
2. Contrato PPA firmado antes del inicio de obras	Sin un precio garantizado de +USD 110/MWh con una minera por 15 años mínimo, ningún banco otorgará el crédito para financiar la deuda del 70%.
3. Estabilidad normativa RIGI	Las reglas del régimen de incentivos deben mantenerse firmes durante todo el período de construcción y al menos los primeros 10 años de operación.

7. Impacto Ambiental y Criterios ESG

En 2026, los organismos multilaterales (BID, CAF) y los fondos de inversión ESG no financian proyectos que no cumplan con las Normas de Desempeño del IFC. La Palca cumple ampliamente con estos criterios por su naturaleza subterránea y su rol en la descarbonización del sector minero.

Aspectos ambientales positivos

CO ₂ evitado anualmente	~100.000 toneladas (desplaza generación térmica)
Créditos de carbono	USD 500.000 – 1.000.000 anuales adicionales
Impacto visual	Mínimo — obra mayormente subterránea (túnel y caverna)
Impacto arqueológico	Bajo — sin grandes movimientos de tierra superficiales
Energía verde certificada	Permite a mineras certificar 'minería sustentable'
Caudal ecológico	Garantizado por ley — río no es secado aguas abajo de la toma

Medidas de mitigación de impactos negativos

Erosión y sedimentos	Diseño con desarenadores para proteger las turbinas Pelton del sedimento de deshielo
Gestión del acuífero	Monitoreo continuo durante excavación; impermeabilización de tramos críticos del túnel
Fauna y biodiversidad	Estudios de línea de base; caudal mínimo ecológico regulado por DPH San Juan
Comunidades locales	Consultas públicas previas; acuerdos de empleo local en fase de construcción

8. Ubicación y Conectividad

La central se ubica en el departamento de Iglesia, en el extremo norte de la provincia de San Juan, en la precordillera andina. Su posición estratégica la sitúa en el corazón del corredor minero más activo de Argentina.

Coordenadas centrales (casa de máquinas)	Lat. -29.545° / Lon. -69.230°
Provincia	San Juan, Argentina
Departamento	Iglesia
Altitud aproximada (toma)	~3.200 msnm
Altitud aproximada (casa de máquinas)	~2.700 msnm
Acceso vial principal	Ruta Nacional 150 (San José de Jáchal – Iglesia)
Distancia desde San Juan capital	~280 km vía RN 40 y RN 150
Distancia a mina Veladero	~60 km en línea recta
Distancia a proyecto Josemaría	~35 km en línea recta
Distancia ET interconexión (LAT)	45–60 km hasta nodo 132 kV

Ventaja estratégica de la ubicación: Al estar en la 'cola del sistema eléctrico', la central reduce pérdidas de transporte en un 3–5% respecto a importar energía desde el Comahue o el área metropolitana. Además, la generación local estabiliza el voltaje para toda la actividad industrial y agrícola del norte de San Juan. Parques solares habrá muchos; un salto de 500 metros con un río constante es un activo geográfico único e irrepetible.

9. Comparativa Estratégica: Solar Fotovoltaica vs. La Palca

San Juan es la capital nacional del sol. La pregunta clave de cualquier comité de inversión es: ¿por qué gastar USD 250M en un túnel complejo cuando podría instalar parques solares por USD 100M? La respuesta está en el valor de la energía, no en su costo.

Característica	Solar Fotovoltaica (misma energía)	Hidroeléctrica La Palca
CAPEX estimado	~USD 100M	USD 250M
Tiempo de construcción	12 meses	40–48 meses
Disponibilidad	Solo diurna (intermitente)	24 horas (energía firme)
Factor de capacidad	25–30%	60–70%
Precio PPA posible	USD 50–65/MWh	USD 110–120/MWh
Estabilidad de red	No aporta inercia	Regulador natural (generador sincrónico)
Vida útil	25 años (degradación 0,5%/año)	50–80 años (sin reposición mayor)
Cobertura nocturna	No (sin baterías)	Sí — genera las 24 horas
Energía 100% verde 24h	No (requiere baterías a USD 200/MWh)	Sí — solución completa

Conclusión: para el sector minero que necesita ser '100% verde' las 24 horas del día, La Palca es la única solución viable sin recurrir a baterías de alto costo. Esta escasez de activos es lo que justifica el precio premium del PPA y los contratos a 20 años.

10. Perfil del Inversor y Consorcio

El proyecto requiere un consorcio con tres tipos de capacidades complementarias:

Constructora internacional de túneles	Con experiencia probada en TBM en alta montaña. Aporta capacidad técnica, maquinaria especializada y gestión del riesgo de construcción. Ejemplos: Salini Impregilo, Acciona, China Railway.
Fondo de inversión en infraestructura	Capital paciente (15–20 años) que busca retornos estables de 8–12% en USD. Activos físicos reales con flujo de caja predecible son el mandato típico de fondos de pensión globales o fondos de infraestructura tipo Macquarie, Brookfield o IFM Investors.
Empresa minera como socio off-taker	Josemaría (Lundin Mining) o Veladero (Barrick) como socios de consumo. Al ser también accionistas del proyecto, garantizan la demanda y mejoran la estructura de riesgo para el banco prestamista. Modelo win-win.

Ficha Técnica Resumen para Inversores

TIPO DE PROYECTO	Central hidroeléctrica de pasada de alta caída
UBICACIÓN	Departamento de Iglesia, San Juan, Argentina
COORDENADAS	Lat. -29.545° / Lon. -69.230°
SALTO HIDRÁULICO NETO	500 metros
POTENCIA INSTALADA	37–40,5 MW
GENERACIÓN ANUAL	196–250 GWh (escenario base: 196 GWh)
TURBINAS	2x Pelton de eje vertical
TÚNEL DE ADUCCIÓN	25–35 km longitud · Ø 3,5–4,2 m
CASA DE MÁQUINAS	Caverna subterránea
CAPEX TOTAL	USD 250 millones
ESTRUCTURA FINANCIAMIENTO	30% equity / 70% deuda multilateral
RÉGIMEN APLICABLE	RIGI — Grandes Inversiones
PRECIO PPA OBJETIVO	USD 110–120/MWh (mineras)
INGRESOS BRUTOS ANUALES	USD 22,5 millones
EBITDA ANUAL	USD 20 millones
OPEX ANUAL	USD 2,5 millones
LCOE	USD 85–90/MWh
TIR ESPERADA	8–11% anual en dólares (base: 9,5%)
PAYBACK	~16,5 años (escenario base)
VAN (tasa 10%)	Positivo
PLAZO DE CONSTRUCCIÓN	40–48 meses
VIDA ÚTIL PROYECTADA	50–80 años
CO₂ EVITADO	~100.000 toneladas/año
ESTADO ACTUAL (2026)	EPSE: proyecto en carpeta, buscando estructura RIGI / PPP

Con una TIR cercana al 10% en dólares, La Palca es un activo de infraestructura clase 'A', ideal para fondos que buscan retornos estables y predecibles a largo plazo respaldados por un activo físico real en una provincia con larga tradición hidroeléctrica. La escasez geográfica del recurso — un salto de 500 metros con un río predecible — es la ventaja competitiva más duradera del proyecto.