



EL6000 CLASE 5

Ingresos del proyecto y costos del proyecto.



AGENDA

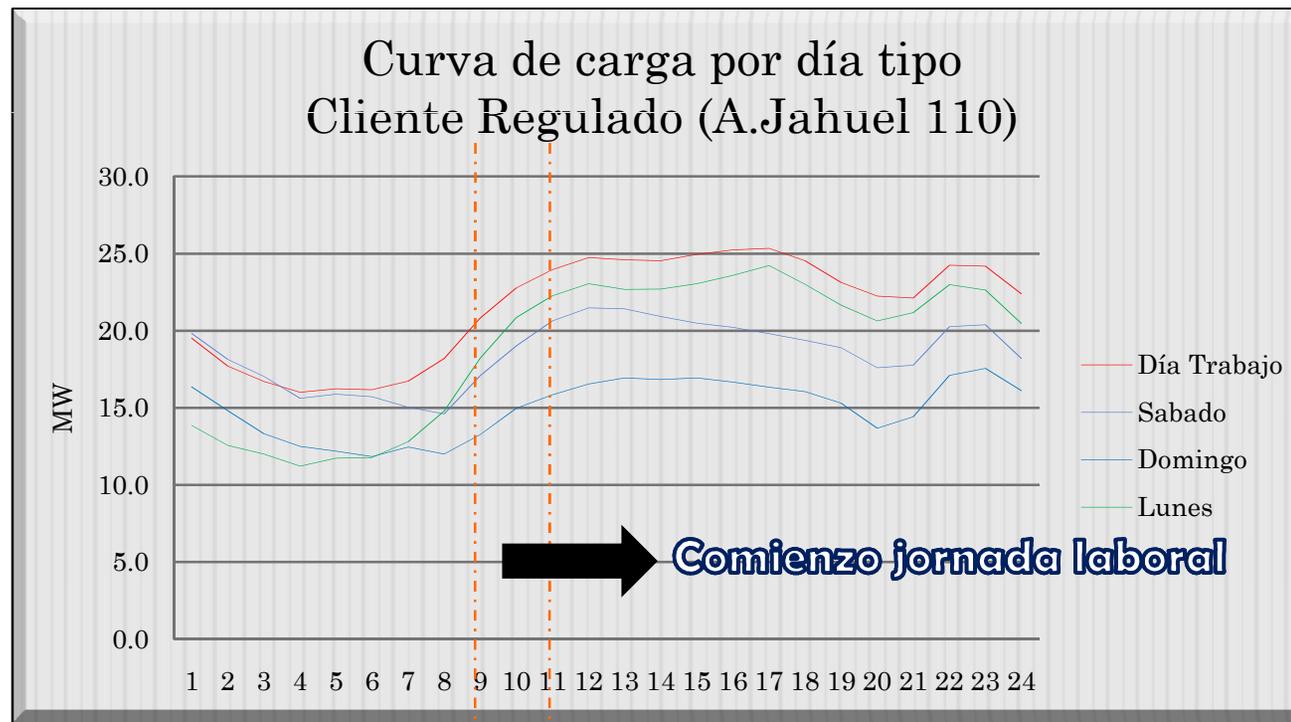
- Tarificación en el mercado eléctrico chileno.
 - La demanda
 - Teoría Marginalista.
- Ingresos por explotación
 - Proyección de la energía generada y potencia firme de la minihidro.
 - Ley 20.257
 - Servicios complementarios
 - Margen por regulación de caudal
- Costos del proyecto

TARIFICACIÓN EN EL MERCADO ELÉCTRICO CHILENO



La demanda

- ▶ Clientes Residenciales
- ▶ Clientes Industriales

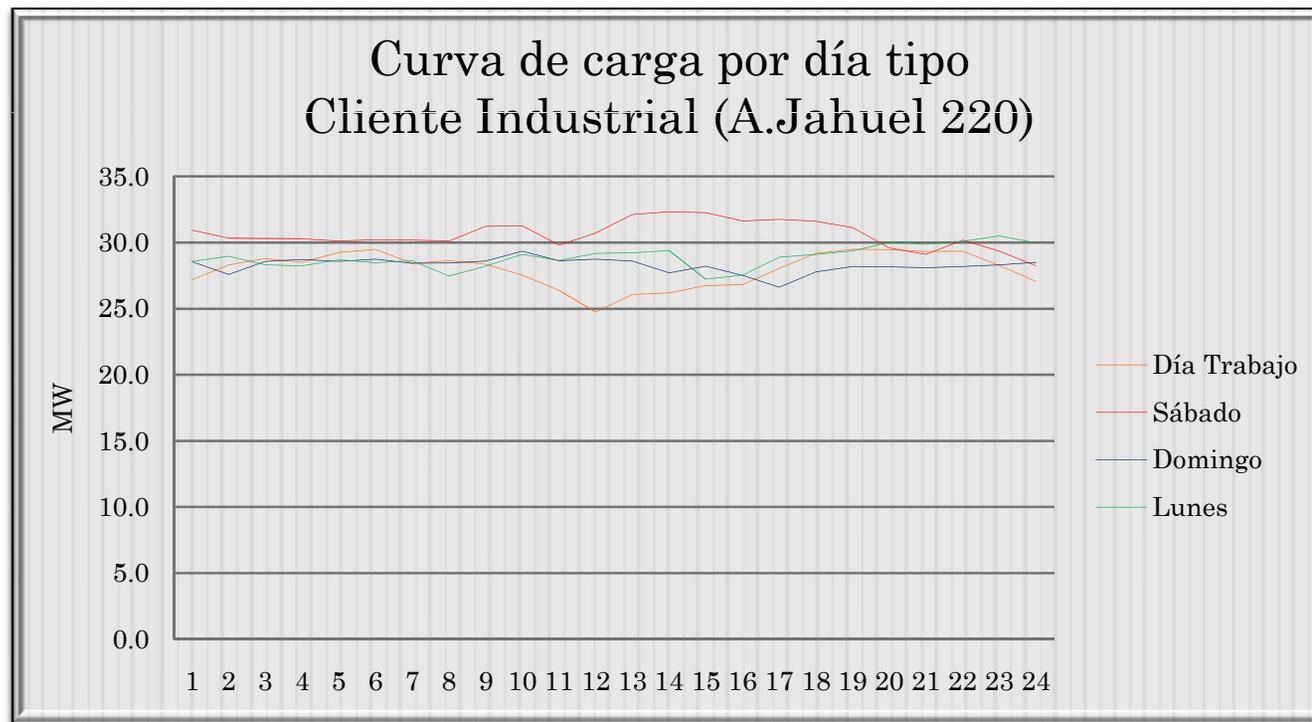


TARIFICACIÓN EN EL MERCADO ELÉCTRICO CHILENO



La demanda

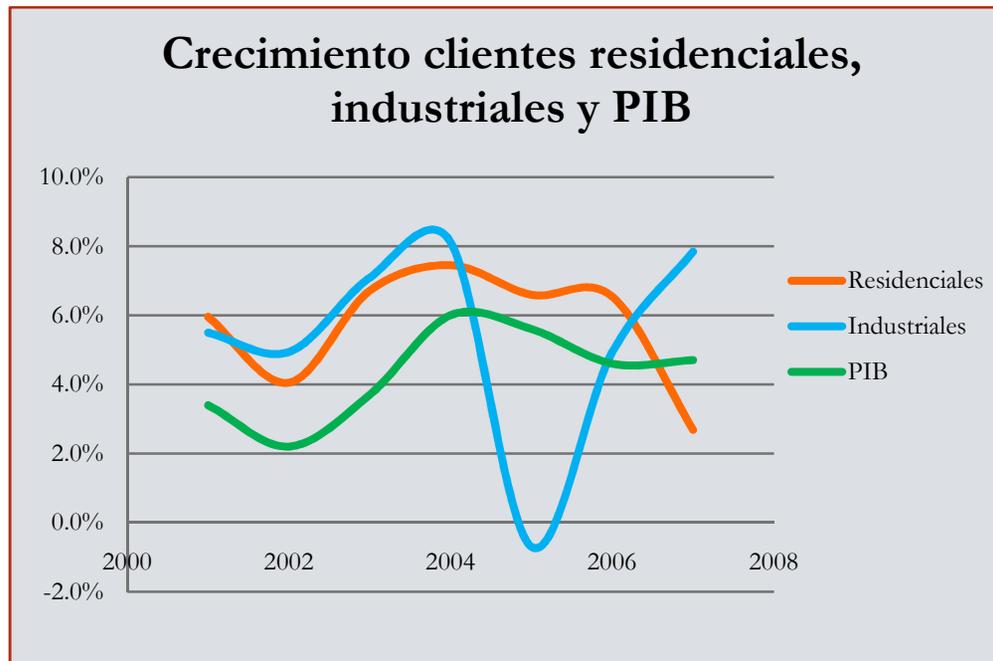
- ▶ Clientes Residenciales
- ▶ Clientes Industriales



TARIFICACIÓN EN EL MERCADO ELÉCTRICO CHILENO

La demanda

- ▶ Clientes Residenciales
- ▶ Clientes Industriales

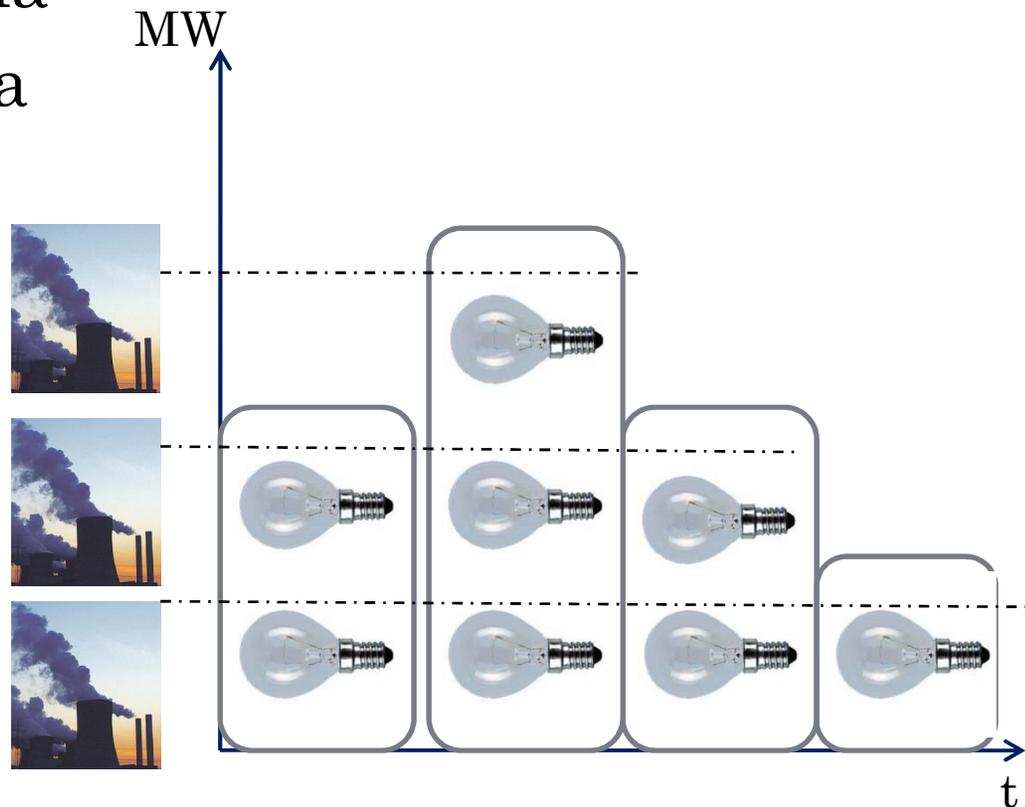


TARIFICACIÓN EN EL MERCADO ELÉCTRICO CHILENO



La demanda

- ▶ Potencia
- ▶ Energía





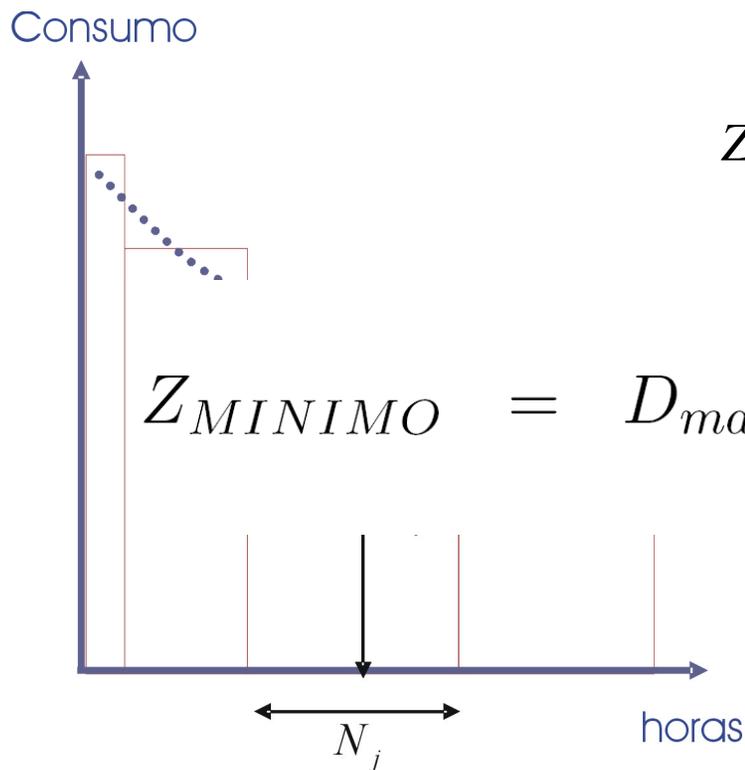
AGENDA

- Tarificación en el mercado eléctrico chileno.
 - La demanda
 - Teoría Marginalista.
- Ingresos por explotación
 - Proyección de la energía generada y potencia firme de la minihidro.
 - Ley 20.257
 - Servicios complementarios
 - Margen por regulación de caudal
- Costos del proyecto

TARIFICACIÓN EN EL MERCADO ELÉCTRICO CHILENO



Teoría Marginalista



$$Z = \underbrace{\sum_{i=1}^{NG} a_i P_i}_{\text{Inversión}} + \underbrace{\sum_{i=1}^{NG} \left[b_i \left(\sum_{j=1}^{NB} G_{ij} N_j \right) \right]}_{\text{Operación}}$$

$$Z_{MINIMO} = D_{max} \lambda_0 + \sum_{j=1}^{NB} \lambda_j D_j N_j$$

(λ_0)
 (λ_j)

- **P_i**: Potencia instalada MW
- **a_i**: Costo de inversión + COYM \$/MW
- **b_i**: Costos de operación variable \$/MWh
- **G_{ij}**: Generación Media de Unidad i en bloque j

Ingeniero Daniel Garrido



INGRESOS POR EXPLOTACIÓN

- Los ingresos por explotación del proyecto minihidro serán:
 - *Ingresos por energía*
 - *Ingresos por potencia firme*
 - *Ingresos por venta de certificados ERNC*
 - *Bonos de carbono*
 - *SSCC*



INGRESOS POR EXPLOTACIÓN

○ Ingresos por energía

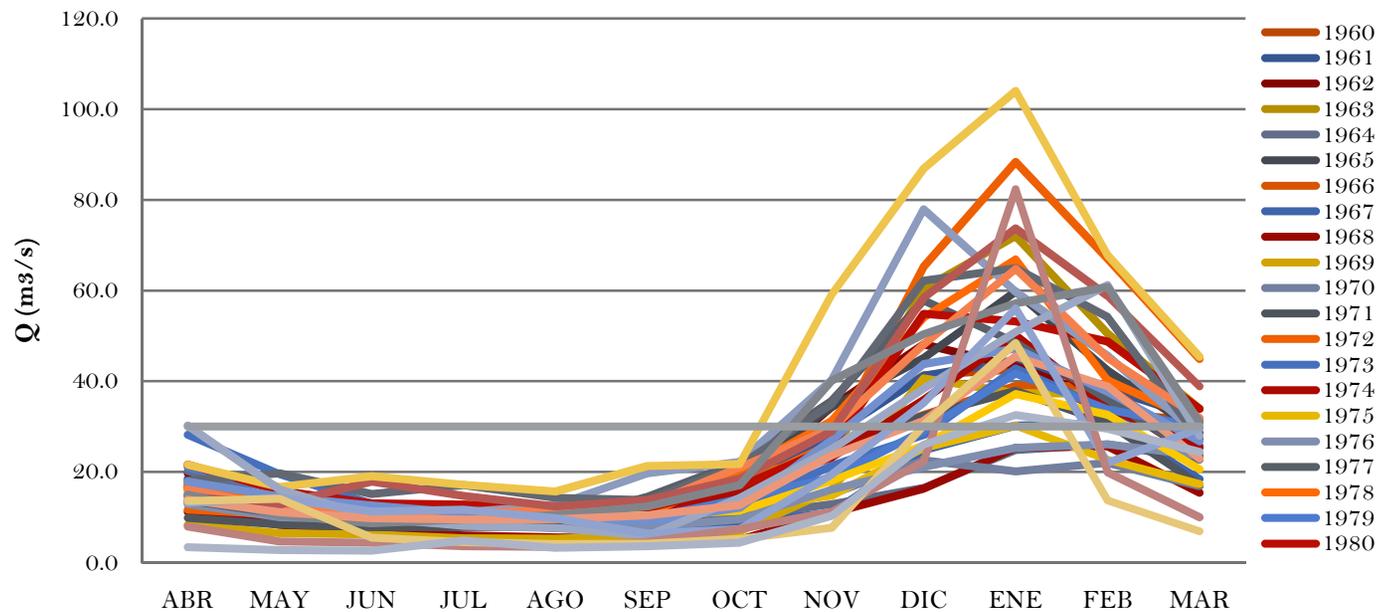
- Es necesario estimar la generación de energía en el horizonte de evaluación del proyecto, generalmente 20 años.
- Esta proyección se realiza en base a los resultados del estudio hidrogeológico (matrices de energía generable y derechos de agua adquiridos)



INGRESOS POR EXPLOTACIÓN

- Ingresos por energía
 - Matrices de energía generable
 - Ejemplo: Alfafal (Gener S.A.)
 - Pnominal= 160 MW

Alfafal

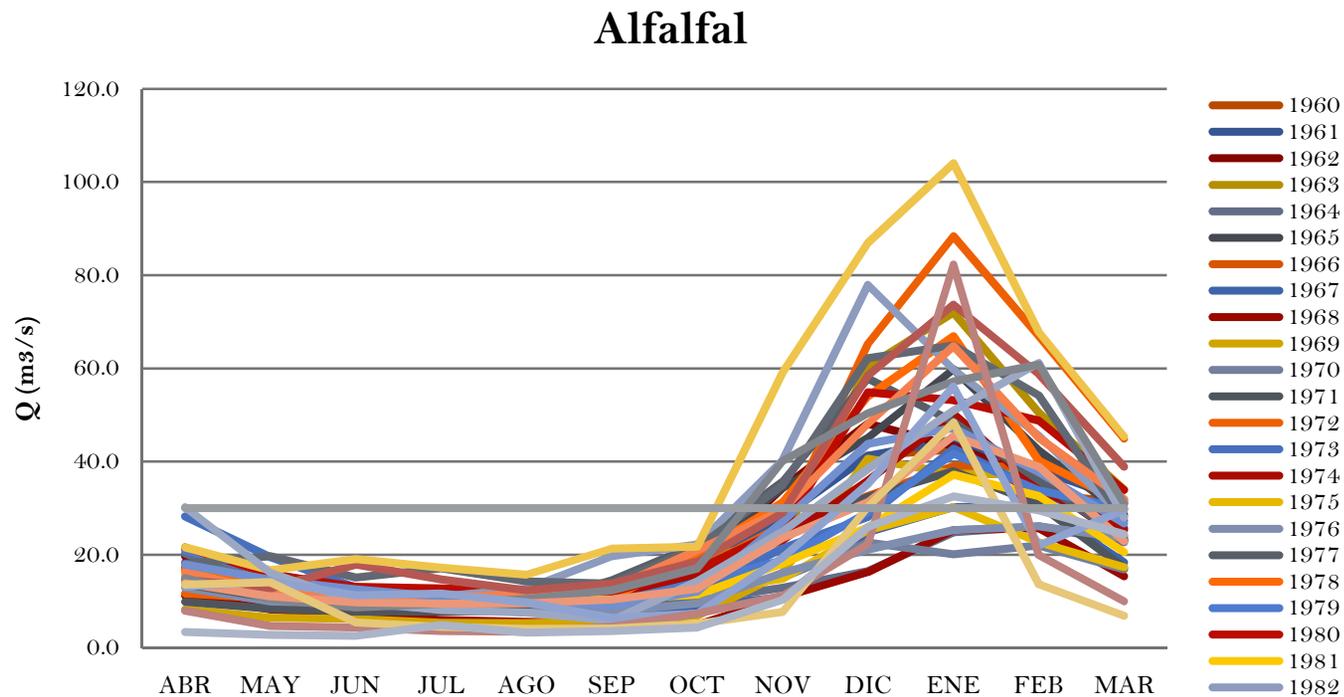




INGRESOS POR EXPLOTACIÓN

○ Ingresos por energía

- Notar que Q de diseño de Alfalfal es 30 m³/s



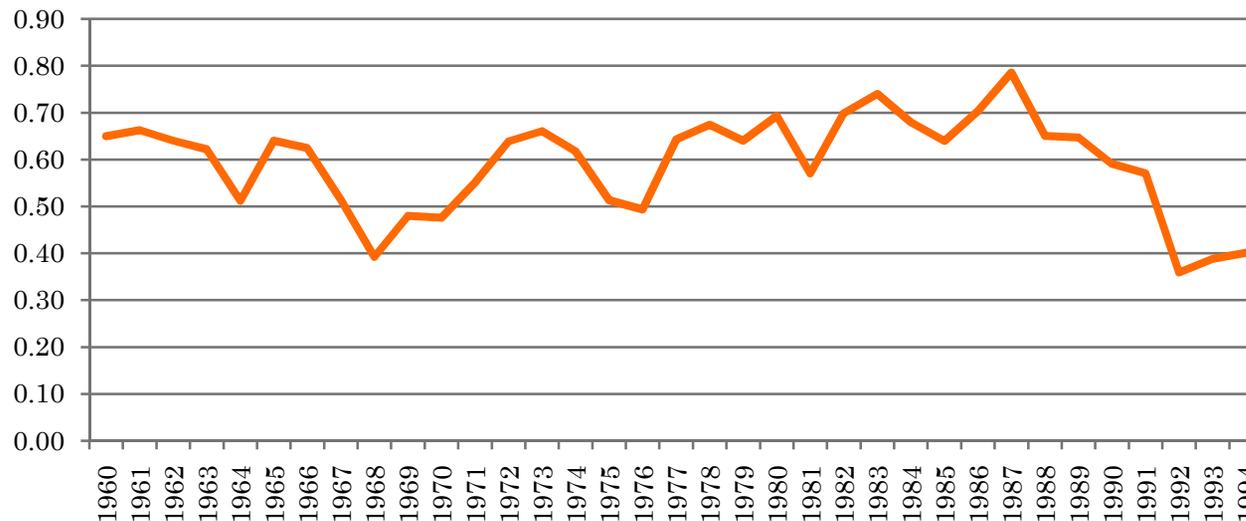


INGRESOS POR EXPLOTACIÓN

○ Ingresos por energía

- Notar que Q de diseño de Alfalfal es $30 \text{ m}^3/\text{s}$
- En estas condiciones, su factor de planta medio (considerando las hidrologías de la estadística hasta 1994) es 0,59

Factor de Planta anual

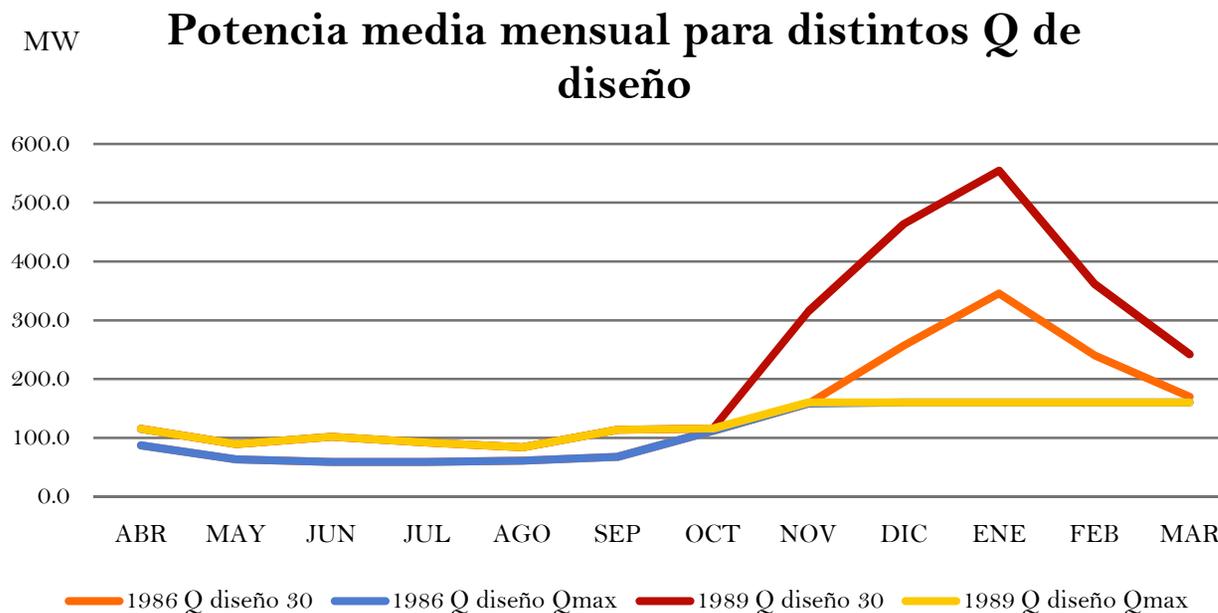




INGRESOS POR EXPLOTACIÓN

○ Ingresos por energía

- Si se hubiese escogido un Q de diseño igual al máximo de las hidrologías (para turbinar todo el afluente), la potencia nominal de la central hubiese aumentado a 554 MW

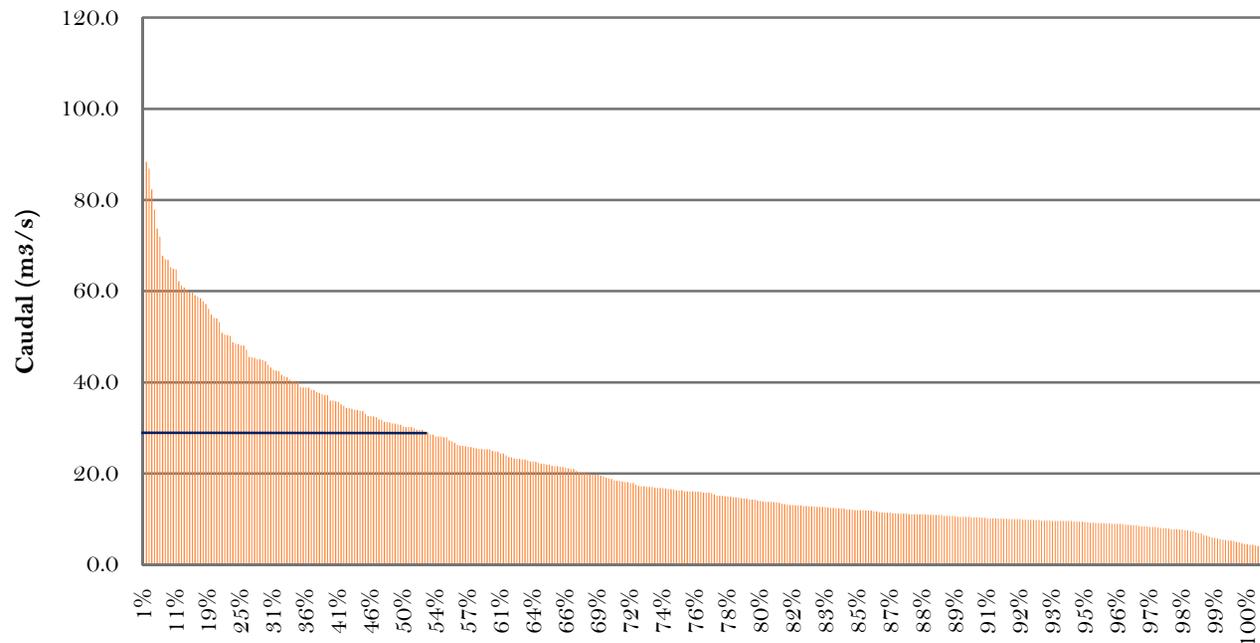




INGRESOS POR EXPLOTACIÓN

- Ingresos por energía
 - Cual es el caudal que debiéramos escoger para nuestro proyecto?

Curva de probabilidad de excedencia



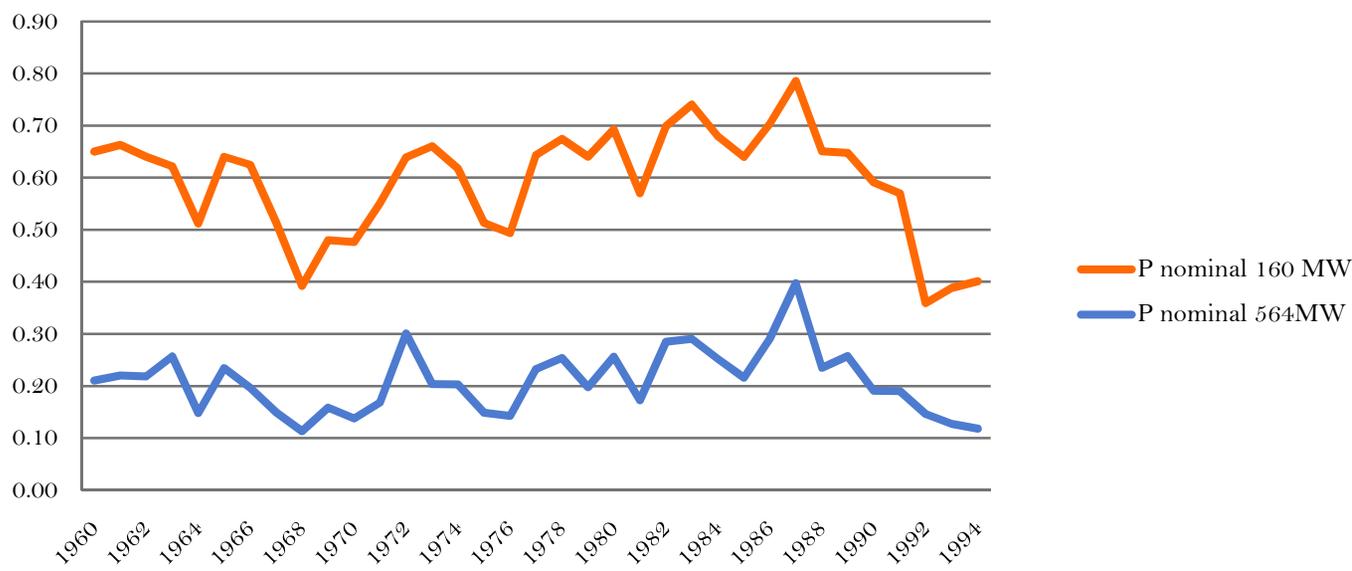


INGRESOS POR EXPLOTACIÓN

○ Ingresos por energía

- Si hubiésemos escogido el caudal de diseño igual al caudal máximo de nuestra estadística hidrológica.

Factor de Planta anual





INGRESOS POR EXPLOTACIÓN

○ Ingresos por energía

- La determinación del caudal de diseño es netamente un decisión económica
- Luego, para proyectar los ingresos esperados por energía, basado en la estadística hidrológica, en el caudal de diseño (escogido preliminarmente), en el rendimiento y en una proyección de precios obtenida de un programa computacional, es posible estimar los flujos monetarios que se obtendrían de la operación de la central. Cabe señalar que la proyección debe considerar al menos 1 mes de mantenimiento al año, un año luego de la puesta en servicio.



INGRESOS POR EXPLOTACIÓN

- Ingresos por potencia firme
 - ¿Qué es la potencia firme?
 - Artículo 259, Decreto 327
 - *“Se entenderá por potencia firme de un generador, la potencia máxima que sería capaz de inyectar y transitar en los sistemas de transmisión en las horas de punta del sistema, considerando su indisponibilidad probable. Aquella corresponderá a la suma de las potencias firmes de sus propias unidades y de las contratadas con terceros que operen en sincronismo con el sistema.”*
 - En palabras simple la potencia firme se calcula como una potencia preliminar, ajustada por la oferta y demanda del período de interés

$$P_{preli} \cdot fac_{dem}$$



INGRESOS POR EXPLOTACIÓN

- Ingresos por potencia firme
 - Proyección de potencia firme
 - Determinar una potencia firme preliminar de su central:
 - *La potencia firme preliminar de una unidad generadora se obtendrá considerando la potencia esperada que la unidad aportaría para un nivel de seguridad del sistema igual a la probabilidad de excedencia de la potencia firme .*
 - *En el cálculo de la potencia firme preliminar se deberá considerar la indisponibilidad mecánica, la variabilidad hidrológica, el nivel de los embalses y los tiempos necesarios para la partida e incrementos de carga de las unidades que permitan responder ante fallas de corta duración del sistema. El reglamento interno de cada CDEC definirá los procedimientos para obtener los parámetros*
 - Una forma sencilla de estimar esta potencia es investigando la potencia preliminar histórica asignada a centrales de similares características
 - Proyectar la demanda en el horizonte de interés
 - Establecer el plan de obras de generación
 - Realizar la corrección de potencia firme en cada período



INGRESOS POR EXPLOTACIÓN

○ Ejemplo (I)

- Sea una central minihidro de 10 MW.
- Se tiene una demanda de 1000 MW, con una tasa de crecimiento del 5% anual y con una capacidad instalada firme en el sistema de 1200 MW
- El programa de obras de generación es el siguiente

Plan de Obras de Generación				
Año	Carbón	Diesel	GNL	Minihidro
1	15			10
2		30		
3				
4			10	
5				
6				27
7	35			
8	70			



INGRESOS POR EXPLOTACIÓN

○ Ejemplo (II)

- Nuestra potencia firme reconocida sería.

Factor Pot Preliminar			
Carbón	Diesel	GNL	Minihidro
0,89	0,92	0,6	0,7

Demanda		Capacida Instalada	Factor	Potencia firme
Año	MW	MW (firmes)	corrección por	Minihidro (MW)
1	1000	1220,4	0,82	5,74
2	1050	1277,6	0,82	5,75
3	1103	1302,5	0,85	5,93
4	1158	1363,6	0,85	5,94
5	1216	1415,5	0,86	6,01
6	1276	1495,2	0,85	5,98
7	1340	1571,2	0,85	5,97
8	1407	1669,4	0,84	5,90



AGENDA

- Tarificación en el mercado eléctrico chileno.
 - La demanda
 - Teoría Marginalista.
- Ingresos por explotación
 - Proyección de la energía generada y potencia firme de la minihidro.
 - Ley 20.257
 - Servicios complementarios
 - Margen por regulación de caudal
- Costos del proyecto



INGRESOS POR EXPLOTACIÓN

○ Ley 20.257 (1 de Abril de 2008)

- *Obliga a las empresas eléctricas que efectúan retiros de energía en sistemas eléctricos mayores a 200 MW, para su comercialización con distribuidoras o con clientes finales, estén o no sujetos a regulación de precios, a acreditar ante su respectivo CDEC que una cantidad equivalente al 10% de sus retiros anuales ha sido inyectada por medios de generación renovables no convencionales, propios o contratados. Se define inicialmente un 5% de acreditación a partir del año 2010, aumentando progresivamente en 0,5% anual desde el año 2015 hasta alcanzar el año 2024 la cuota del 10%.*
- *Define los medios de generación con quienes podrán acreditar el cumplimiento de la obligación como centrales hidráulicas pequeñas (menores a 20 MW, con un 100% de acreditación, y acreditación variable para centrales entre 20 y 40 MW), proyectos que aprovechan la energía eólica, solar, geotérmica, de los mares o de la biomasa, es decir, aquellas tecnologías que utilicen fuentes renovables, produzcan un bajo impacto ambiental y que aún no se han desarrollado significativamente en el país.*



INGRESOS POR EXPLOTACIÓN

○ Ley 20.257 (1 de Abril de 2008)

- *Se establece un cargo a beneficio de los consumidores finales, equivalente a 0,4 UTM por cada MWh de déficit de la obligación, aumentando a 0,6 UTM/MWh si la empresa incurre durante tres períodos seguidos en el incumplimiento. Se permite postergar hasta por un año la acreditación de hasta un 50% de la obligación y, para lograr el cumplimiento, se permite la acreditación con energía renovable no convencional inyectada a los sistemas eléctricos en el año previo a la obligación, así como traspasar excedentes de cumplimiento entre empresas.*
- *La obligación regirá durante 25 años a partir del 1° de Enero de 2010*



INGRESOS POR EXPLOTACIÓN

○ Ley 20.257 (1 de Abril de 2008)

- Esta es una de las señales que ha potenciado la inversión en ERNC en el país.
- Según las disposiciones de la ley, se establece un cargo de 0,4 UTM por cada MWh de incumplimiento, incrementable a 0,6 UTM en caso de que la generadora recaiga en la falta a la obligación.
- $0,4 \text{ UTM/MWh} \approx 27 \text{ US\$/MWh}$
- Entonces, dentro de nuestra evaluación es posible asumir un ingreso extra de **XX** US\$/MWh, por conceptos de ventas de certificados de ERNC.
- Sin embargo, su precio es incierto.



INGRESOS POR EXPLOTACIÓN

- Ley 20.257 (1 de Abril de 2008)
 - Una forma de estimar el valor del certificado es proyectar la generación renovable que participaría en el sistema dentro del período de evaluación (anterior al 2025).
 - Si las proyecciones señalan una componente ERNC superior a la cuota exigida en la ley (por ejemplo proyectamos un 6% de generación renovable el 2011), podría establecerse un valor bastante inferior a su máximo (los 27 mills/kWh del cargo por incumplimiento), pues la “sobreoferta” induciría una baja en los precios (debido a la competencia que se generaría entre los poseedores de estos certificados)



INGRESOS POR EXPLOTACIÓN

○ Ley 20.257 (1 de Abril de 2008)

- Según el plan de obras de la CNE, las siguientes son las centrales que entrarían en operación en el mediano plazo:

Acreditación ERNC plan de obras CNE octubre 2008				
	Generación ERNC	Demanda SIC	Porcentaje real	Porcentaje exigido
2009	896	39,964	2.24%	
2010	1,350	41,842	3.23%	5.00%
2011	1,925	43,976	4.38%	5.00%
2012	1,925	46,527	4.14%	5.00%
2013	2,543	49,214	5.17%	5.00%
2014	2,543	52,033	4.89%	5.00%
2015	2,543	54,791	4.64%	5.50%
2016	3,056	57,694	5.30%	6.00%
2017	3,568	60,752	5.87%	6.50%
2018	3,568	63,911	5.58%	7.00%
2019	3,626	67,107	5.40%	7.50%

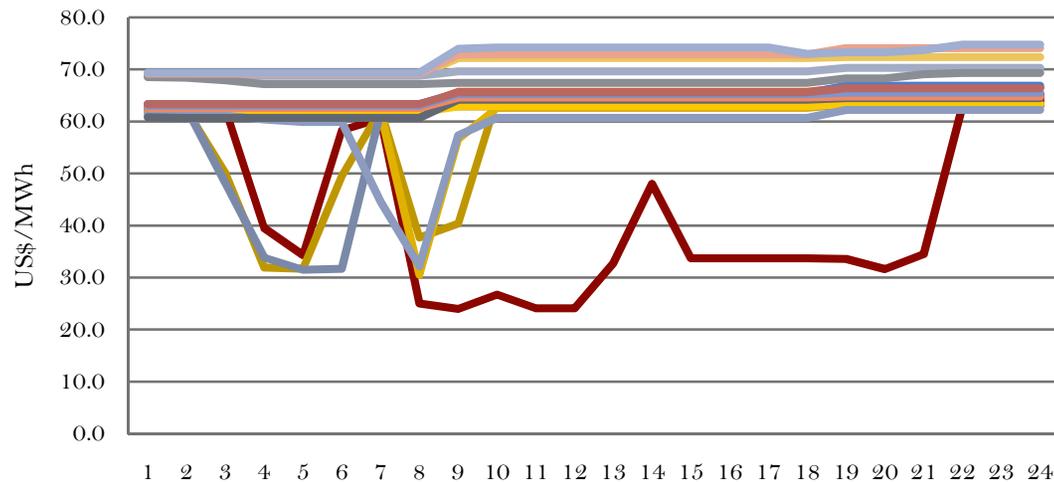
- De acuerdo a estas proyecciones la componente renovable del SIC no superaría la exigencia establecida en la ley, de esta forma podríamos asumir un precio para nuestro proyecto cercano a ¿19 mills/kWh ?.
- Esta proyección cambiará en la medida que el plan de obras de generación y las proyecciones de demanda varíen



INGRESOS POR EXPLOTACIÓN

- Margen por regulación de caudal
 - Estanque de regulación (I)
 - Cumple dos objetivos: Aumentar los ingresos por inyectar más energía en horas de demanda máxima.

Cmg horario Febrero 2006

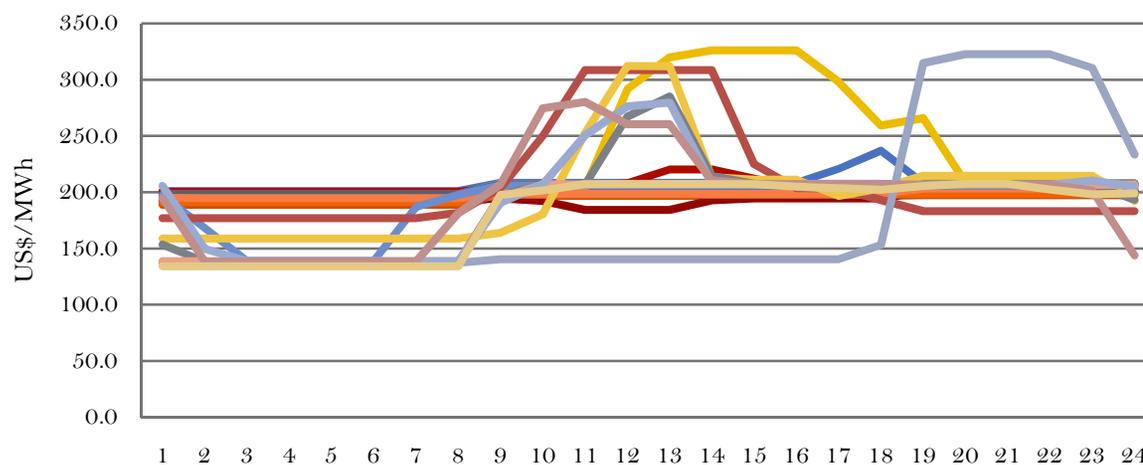




INGRESOS POR EXPLOTACIÓN

- Margen por regulación de caudal
 - Estanque de regulación (II)
 - Incrementar el reconocimiento de potencia firme preliminar.

CMg horario Julio de 2008





AGENDA

- Tarificación en el mercado eléctrico chileno.
 - La demanda
 - Teoría Marginalista.
- Ingresos por explotación
 - Proyección de la energía generada y potencia firme de la minihidro.
 - Ley 20.257
 - Servicios complementarios
 - Margen por regulación de caudal
- Costos del proyecto



COSTOS DEL PROYECTO

- ▶ Costos fijos
 - ▶ Administración
 - ▶ CDEC
 - ▶ Panel de expertos
- ▶ Costos variables
 - ▶ Combustible
 - ▶ Mantenimiento
 - ▶ Peajes
 - ▶ Partidas



COSTOS DEL PROYECTO

Costos fijos: Administración

- ▶ Para estimar un costo de administración se deben considerar al menos los siguientes ítems
 - ▶ Remuneraciones
 - ▶ Gerente general
 - ▶ Secretaria
 - ▶ Jefe de Administración y Finanzas
 - ▶ Ingeniero (mantenimiento principalmente)
 - ▶ Administrativos
 - ▶ Servicios externos
 - ▶ Contabilidad
 - ▶ Asesoría Comercial
 - ▶ Asesoría Legal



COSTOS DEL PROYECTO

Costos fijos: Administración

- ▶ Gastos administrativos
 - ▶ Arriendo de oficinas
 - ▶ Servicios básicos (agua, luz, gas, teléfono)
 - ▶ Servicios mantenimiento informática
 - ▶ Aseo oficinas
 - ▶ Útiles de oficina
 - ▶ Materiales e insumos computación
 - ▶ Publicaciones e ingresos
 - ▶ Software y licencias
 - ▶ Correspondencia
 - ▶ Otros



COSTOS DEL PROYECTO

Costos fijos: CDEC

- ▶ Todos los coordinados deben aportar para el presupuesto anual del CDEC
- ▶ ¿Por qué hay que pagarle al CDEC?
 - ▶ Primero: Por ley
 - ▶ Porque el es el encargado de preservar la seguridad y la calidad de la operación del sistema coordinando a todos sus integrantes (clientes libres, regulados, generadores, transmisores y distribuidores)
 - ▶ Realiza regularmente estudios:
 - ▶ Coordinación de protecciones
 - ▶ EDAC (Esquemas de desconexión automática de carga)
 - ▶ Entre muchos otros



COSTOS DEL PROYECTO

Costos fijos: CDEC

- ▶ ¿Cuánto le debemos pagar al CDEC?
- ▶ Presupuesto anual (2.146 MM\$, presupuesto 2009)
- ▶ El pago a CDEC se hace a prorrata de las ventas de energía y potencia de cada grupo generador.
 - ▶ Se valorizan las ventas al mercado spot y a clientes finales



COSTOS DEL PROYECTO

Costos fijos: Panel de Expertos

- ▶ El Panel de Expertos es un órgano creado por ley, con competencia acotada, integrado por profesionales expertos, cuya función es pronunciarse, mediante dictámenes de efecto vinculante, sobre aquellas discrepancias y conflictos que se susciten con motivo de la aplicación de la legislación eléctrica que le deben ser sometidas conforme a la Ley, y sobre las demás que dos o más empresas del sector eléctrico, de común acuerdo, sometan a su decisión
- ▶ Creado por la Ley Corta 1
- ▶ Inicio: 15 de julio de 2003
- ▶ Siete Integrantes: cinco ingenieros o economistas y dos abogados
- ▶ Un secretario Abogado
- ▶ Concurso público, designa TDLC, nombramiento Ministro de Economía
- ▶ Financiamiento: Empresas eléctricas a prorrata de su activo fijo
- ▶ Restricciones: inhabilidades laborales y patrimoniales; integrantes sujetos a normas de responsabilidad administrativa y probidad



COSTOS DEL PROYECTO

Costos fijos: Panel de Expertos

- ▶ ¿Cuánto debemos designar a pagos para el financiamiento del Panel de Expertos?
 - ▶ El aporte anual de nuestro proyecto al presupuesto del Panel de Expertos está en directa relación con los activos de la empresa.
 - ▶ Podríamos considerar (como aproximación muy gruesa) un 0,011% de nuestra inversión como costo fijo anual por conceptos de pagos al panel de expertos.



COSTOS DEL PROYECTO

Costos variables: Combustible

- ▶ En general estos costos son asociados al costo de combustible ; en TGs, costo del diesel o gas dependiendo de la disponibilidad de este último, en turbinas a vapor, el costo del carbón (puesto en la cancha de central).
- ▶ En centrales de pasada, donde el energético cuesta cero, así como en centrales eólicas, suele asumirse un costo de mantenimiento como costo variable de operación, estimado de forma gruesa en un 5% del monto de inversión. Este costo se expresa en US\$/MWh, como la proyección del costo de mantenimiento anual sobre la generación proyectada anual.



COSTOS DEL PROYECTO

SSCC

- ▶ *“Servicios complementarios: recursos técnicos presentes en las instalaciones de generación, transmisión, distribución y de clientes no sometidos a regulación de precios con que deberá contar cada sistema eléctrico para la coordinación de la operación del sistema en los términos dispuestos en el artículo 137°. Son servicios complementarios aquellas prestaciones que permiten efectuar, a lo menos, un adecuado control de frecuencia, control de tensión y plan de recuperación de servicio, tanto en condiciones normales de operación como ante contingencias.”*

Ingeniero Daniel Garrido



COSTOS DEL PROYECTO

○ Servicios Complementarios (SSCC)

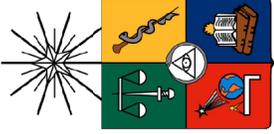
- Regulación de frecuencia
- Regulación de tensión
- Reserva en giro
- Partida en negro
- Servicios de regulación de frecuencia y regulación de tensión actualmente son remunerado sólo con un ajuste de precio a los consumidores regulados
- En un futuro podría entrar en vigencia un decreto que designa precios a estos servicios.
- Es necesario tener presentes los cambios en la normativa que puedan afectar en nuestra evaluación económica



COSTOS DEL PROYECTO

SSCC

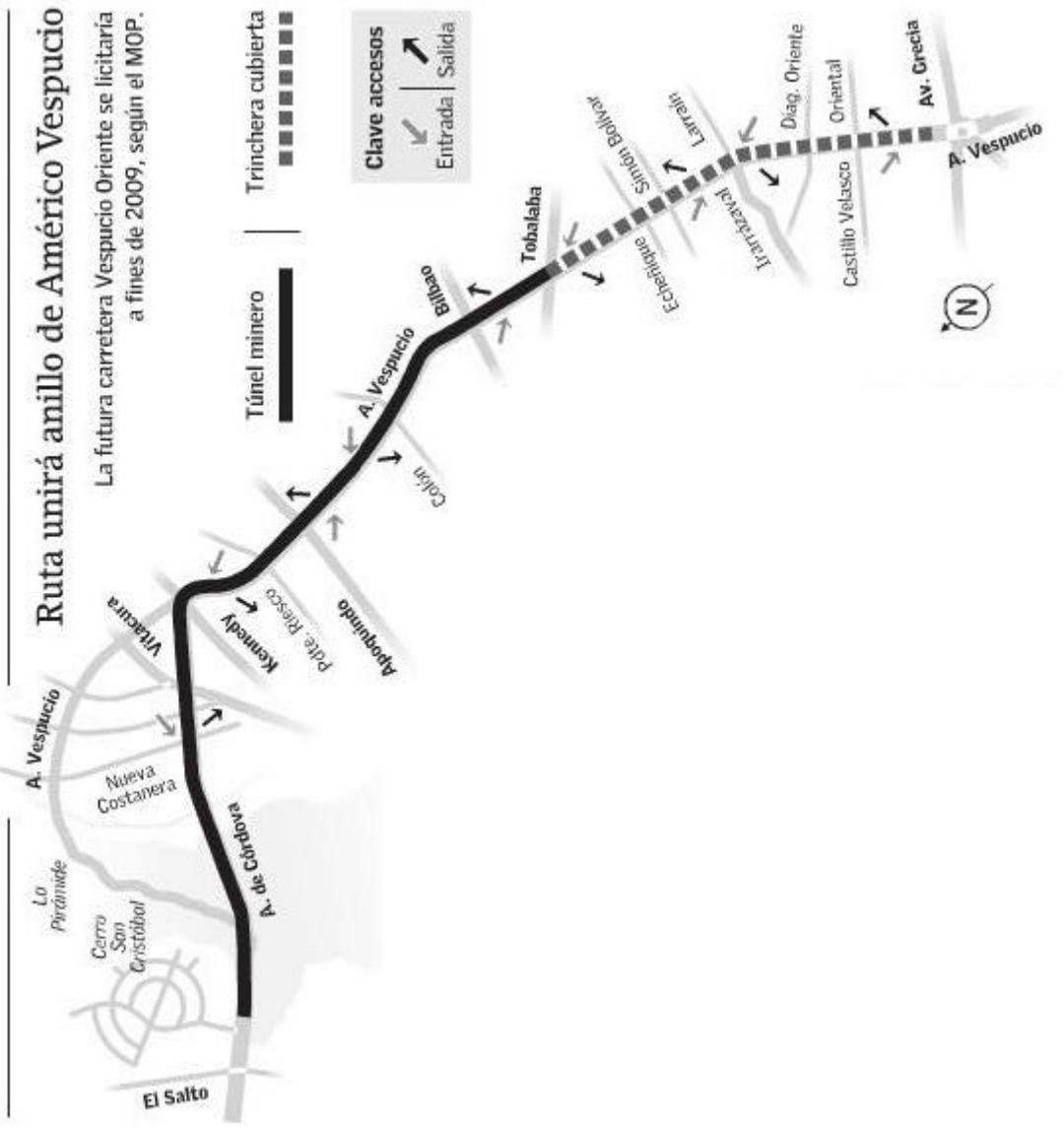
- ▶ Regulación de frecuencia
Sin perjuicio de que los desarrollos de generación previstos reconocen en sus costos de inversión elementos de control y regulación de frecuencia, mantener la frecuencia del sistema dentro de los límites establecidos por la reglamentación vigente, requiere de una operación coordinada de las unidades de generación destinada a mantener un margen de reserva de potencia en el sistema (Reserva en giro)
- ▶ Regulación de tensión:
Despacho a mínimo técnico de algunas centrales caras para mantener perfiles de tensión (alguien debe pagar esto)
- ▶ ¿Cuánto debemos designar a pagos de servicios complementarios?
 - ▶ Podemos estimar un costo por regulación de tensión y regulación de frecuencia a prorrata de nuestra proyección de energía generada anual.
 - ▶ Para efectos de este estudio de pre-factibilidad, podemos considerar 1 USD/MWh como costo por estos dos conceptos.



COSTOS DEL PROYECTO

Costos variables: Peajes

Ingeniero Daniel Garrido





COSTOS DEL PROYECTO

Costos variables: Peajes

▶ Ingreso Tarifario y Peaje

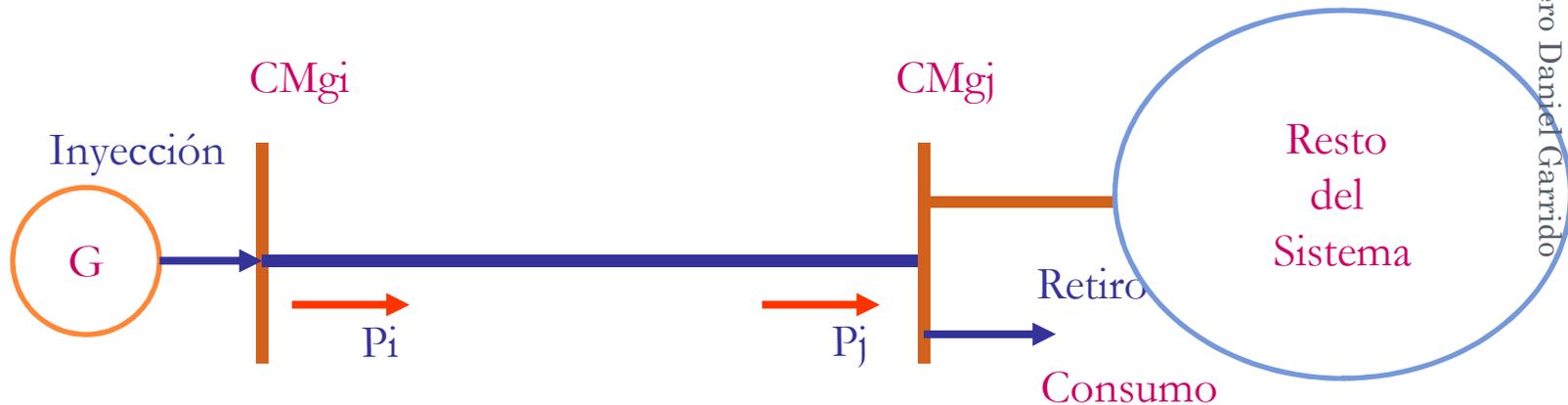
- ▶ Al realizar las transacciones a costo marginal de corto plazo en el Mercado Spot, se produce un ingreso tarifario en cada tramo que forma parte de la remuneración del transportista
- ▶ Este Ingreso Tarifario corresponde a la compra – venta a costo marginal de corto plazo
- ▶ Como el ingreso tarifario no cubre la inversión y los costos de operación, mantenimiento y administración (AVI + COMA), se requiere un cargo complementario que en Chile se ha denominado peaje, de modo que:
- ▶ $\text{Peaje} = \text{AVI} + \text{COMA} - \text{IT}$
- ▶ La empresa de transmisión recibe el Peaje + IT
- ▶ Para hacer el cálculo de peajes se determina ex-ante el IT



COSTOS DEL PROYECTO

Costos variables: Peajes

- ▶ Ingreso Tarifario y Peaje
 - Quién paga el Peaje en forma directa?
 - Las inyecciones o los retiros?



$$IT = P_j \times CM_{gj} - P_i \times CM_{gi}$$

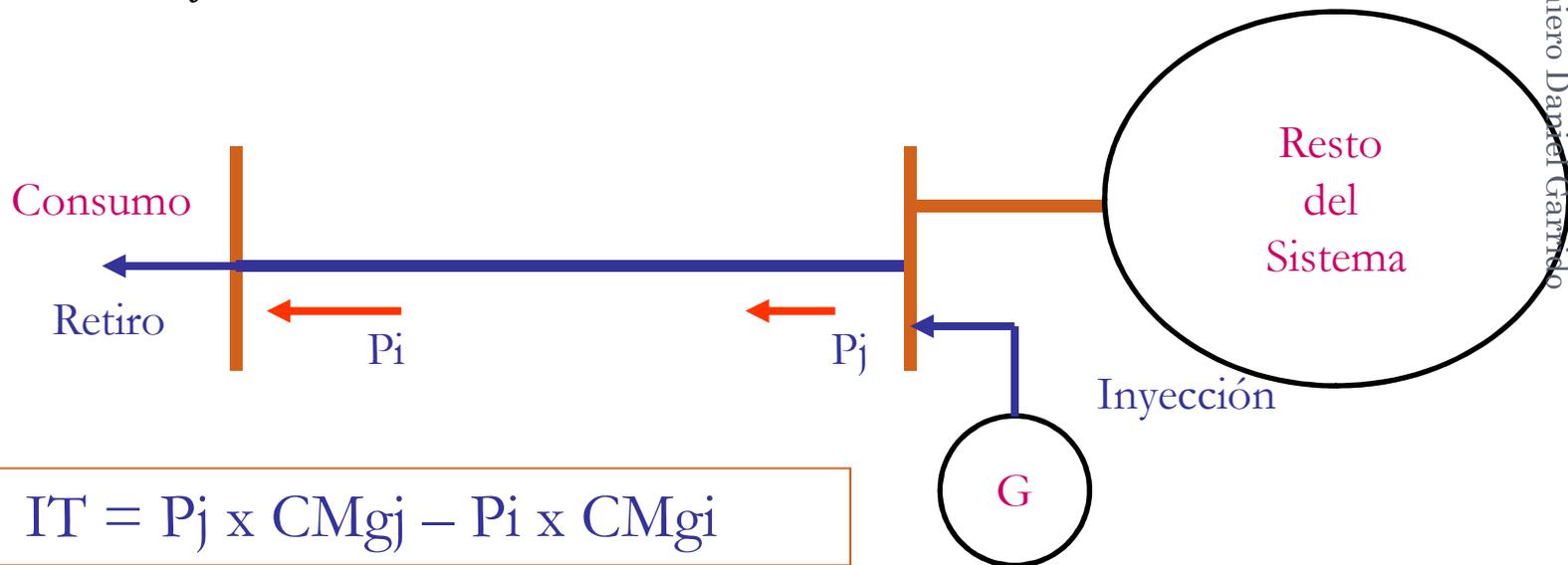
$$\text{Peaje} = AVI + COMA - IT$$



COSTOS DEL PROYECTO

Costos variables: Peajes

- ▶ Ingreso Tarifario y Peaje
 - Quién paga el Peaje en forma directa?
 - Las inyecciones o los retiros?



$$IT = P_j \times CM_{gj} - P_i \times CM_{gi}$$

$$\text{Peaje} = AVI + COMA - IT$$



COSTOS DEL PROYECTO

Costos variables: Peajes

- ▶ Tarificación de los sistemas de transmisión
 - En Chile se estableció el siguiente mecanismo:
 - En el sistema troncal se definió el Área de Influencia Común (AIC) en la cual el peaje es pagado en un 80% por las inyecciones y en un 20% por los retiros
 - En los tramos fuera del AIC los peajes se pagan según el sentido del flujo:
 - Flujos hacia el AIC pagan las inyecciones
 - Flujos desde el AIC pagan los retiros



COSTOS DEL PROYECTO

Costos variables: Peajes

- ▶ Cómo estimar cuánto pagaremos por peajes?
 - ▶ La ley nos hace exentos de peajes en el sistema de transmisión troncal si somos una medio ERNC menor a 9 MW (si superamos los 9 MW disminuye la exención proporcionalmente hasta el 100% al llegar a los 20 MW)
 - ▶ Sin embargo, debemos pagar peajes de subtransmisión y transmisión adicional.
 - ▶ ➔ Este es un punto importante para decidir dónde conectaremos nuestra central y en qué nivel de tensión.



COSTOS DEL PROYECTO

Costos variables: Peajes

- ▶ Una vez más, existen programas computacionales que estiman los peajes que una central pagaría, basado en flujos de potencia, topologías de red, demandas, plan de obras de generación, programas de mantenimientos, etc.
- ▶ No obstante, si somos mayores a 9 MW, para efectos del curso es posible estimar este costo basándose en el Informe de Peajes de la Dirección de Peajes del CDEC-SIC. Tomando como referencia información de pagos de peajes de proyectos de características similares al nuestro.