Presentación de proyectos del curso

El presente documento entrega las bases para el desarrollo de los proyectos para el curso EL6025–Planificación de Sistemas Eléctricos de Potencia. Los alumnos del curso, reunidos en grupos, deberán escoger uno de los proyectos aquí propuestos y desarrollarlo a lo largo del resto del semestre, considerando los hitos y tareas asignados por los profesores del curso.

Los proyectos del curso tienen por objetivo, permitir a los alumnos la aplicación efectiva de los contenidos aprendidos durante el curso, a través de ejercicios de planificación completos, con características y antecedentes reales, contingentes al sector energético nacional.

Dentro de las alternativas que podrán escoger los alumnos, se consideran proyectos de generación y transmisión, los cuales se presentan a continuación:

1) Expansión de sistema con restricciones actuales de transmisión.
2) Desarrollo futuro de sistema principalmente térmico.
3) Solución de transmisión de largo plazo para centrales hidráulicas.
4) Sistema de transmisión de largo plazo para un retiro minero.
5) Interconexión de proyectos hidráulicos y conexión al sistema de transmisión.
6) Interconexión de dos sistemas eléctricos.

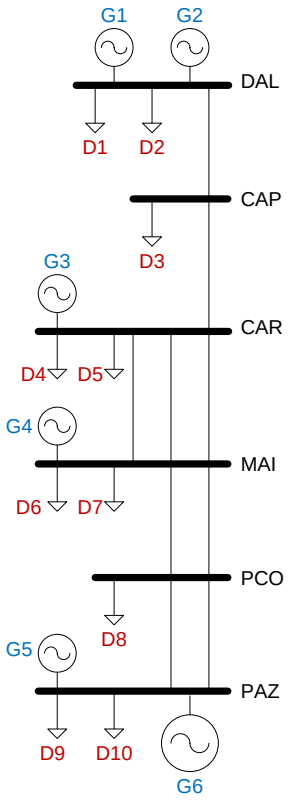
Una descripción más acabada de cada uno de estos proyectos se presenta a continuación.

1) Expansión de sistema con restricciones actuales de transmisión

El sistema eléctrico que se muestra en la figura, presenta hoy (2012) problemas de transmisión desadaptada, que impiden que la generación de bajo costo ubicada en el sur del sistema pueda acceder libremente, debiéndose suministrar la demanda a partir de generación más costosa. Adicionalmente la demanda en el sistema experimentará un crecimiento explosivo en los próximos años. En estas condiciones, mientras no se resuelvan los problemas de transmisión de la zona, se origina un mercado muy atractivo para generadores que en otros mercados podrían no ser competitivos.

Para el sistema eléctrico descrito, considerar los respectivos antecedentes de generadores, retiros y líneas de transmisión al 2012.

Departamento de Ingeniería Eléctrica. FCFM. UChile
Tupper 2007. Santiago. Chile
jcarvach@ing.uchile.cl / jcarvacho@systep.cl / pmiquel@systep.cl



Generadores

	Pnom [MW]	Combustible	Ubicación
G1	170	Diesel	DAL
G2	240	GNL	DAL
G3	100	Diesel	CAR
G4	600	Carbón	MAI
G5	200	Eólico	PAZ
G6	2000	Hidráulico pasada	PAZ

Retiros

	Pnom [MW]	Tipo	Ubicación
D1	150	Industrial	DAL
D2	90	Residencial	DAL
D3	40	Industrial	CAP
D4	50	Industrial	CAR
D5	100	Residencial	CAR
D6	120	Industrial	MAI
D7	60	Residencial	MAI
D8	20	Industrial	PCO
D9	150	Residencial	PAZ
D10	70	Industrial	PAZ

Líneas Tx

	Tensión [kV]	N° Circ.	Capacidad [MW]	Longitud [km]
DAL-CAP	220	1	200	70
CAP-CAR	220	1	200	80
CAR-MAI	220	3	520	130
MAI-PCO	220	2	200	110
PCO-PAZ	220	2	200	90

Las actividades del proyecto son las siguientes:

Para entregar a nivel de la tarea 3

a) Entregar un entendimiento del proyecto por parte del grupo. Definir los alcances del proyecto, supuestos principales de éste (precios de los combustibles, valor del dólar, parámetros eléctricos, etc.) y resultados esperados de éste.

Como base para el desarrollo del proyecto, los alumnos deberán utilizar el informe de precio de nudo de Octubre de 2011 del SIC y la información de instalaciones del CDEC-SIC.

b) Proyectar la demanda del sistema eléctrico en el horizonte 2012 – 2022, considerando los retiros señalados en la figura. Los retiros de tipo residencial crecerán a una tasa del 4% anual, mientras que los retiros de tipo industrial presentarán un crecimiento de acuerdo a la siguiente tabla:

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
D1	150	150	150	150	150	80	80	80	80	80	80
D3	40	40	70	70	70	170	170	170	170	170	170
D4	50	130	220	220	340	340	440	440	440	440	440
D6	120	120	220	220	220	220	370	370	370	490	490
D8	20	90	90	160	160	160	240	240	240	240	240
D10	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70
	450	600	820	890	1010	1040	1370	1370	1370	1490	1490

Por otra parte, considerar dos bloques de demanda anual, donde el bloque de demanda alta corresponde a un 20% del tiempo. Para los retiros residenciales, el consumo en el bloque de demanda alta es del 100% de su potencia nominal, mientras que en el bloque de demanda baja es del 50%. Para los retiros industriales, el consumo es del 100% de la potencia nominal en ambos bloques.

c) Programar un modelo genérico que permita simular el despacho económico del sistema, a partir de un flujo de potencia DC. El objetivo es minimizar el costo de operación del sistema, sujeto a:
   - Restricciones de potencia máxima.
   - Restricciones de capacidad de transmisión.
   - Cumplimiento del criterio N-1.

El modelo debe poder permitir la simulación sucesiva de condiciones de operación, y debe permitir la inclusión/retiro de líneas de transmisión y/o generadores al sistema entre una condición y otra.

Para efectos de la tarea 3, se deben presentar los siguientes resultados:
   - Despacho económico para la condición inicial del problema.
   - Simulación de la operación del sistema para tres condiciones sucesivas, permitiendo el ingreso de una nueva línea de transmisión entre las primeras dos, y la entrada en servicio de una nueva central entre las últimas dos.

Para entregar a nivel de la tarea 4

d) Definir módulos de costos para los siguientes elementos:
   - Central a carbón
   - Línea de transmisión de 500kV
   - Central fotovoltaica.

e) Determinar el costo de operación del sistema en cada año, para el horizonte 2012 – 2022, sujeto al siguiente plan de desarrollo del sistema:
   - El plan de obras de generación en la zona es el siguiente:

Central	Potencia nominal [MW]	Fecha entrada	Tecnología	Ubicación
G7	170	2015	Carbón	MAI
G8	350	2017	Carbón	CAR
G9	350	2018	Carbón	CAR

   - Para el año 2017, se prevé la entrada en servicio de una línea de transmisión en 500kV de doble circuito, que unirá los nodos PAZ, MAI y CAR y cuya capacidad de transmisión será de 2500 MW por circuito.

f) Suponga ahora que usted representa a un generador solar fotovoltaico de 50 MW, cuyo factor de planta es del 30%. Determinar el precio mínimo al que el generador debe contratar su producción, de tal manera de competir en este negocio y recuperar su inversión en un plazo de 10 años.

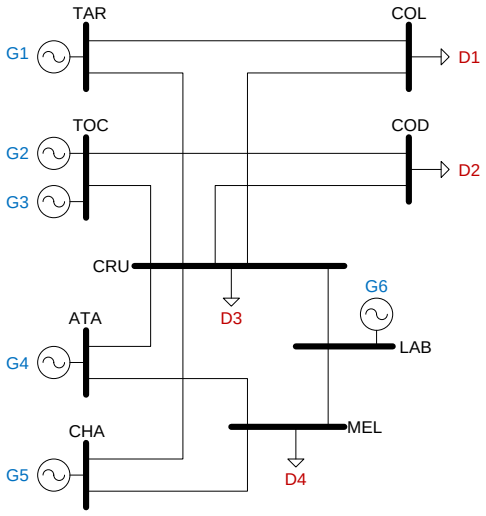
2) Desarrollo futuro de sistema principalmente térmico

El sistema eléctrico presentado en la figura constituye un sistema netamente térmico, con generación a carbón, GNL y diesel. Los retiros del sistema corresponden principalmente a clientes libres, concentrándose en 3 barras del sistema cerca del 80% de la demanda total. Para los próximos años, estos retiros proyectan un crecimiento explosivo.

Por otra parte, la autoridad planea mitigar los efectos de la generación térmica sobre el medioambiente, mediante el endurecimiento paulatino de exigencias de abatimiento de emisiones y medidas de tratamiento medioambiental, estableciendo en el tiempo porcentajes de ventas de los generadores del sistema que deben provenir a partir de fuentes ERNC y grabando con impuestos las emisiones de gases de invernadero.

El sistema debe desarrollarse de tal manera de poder suministrar este crecimiento de la demanda y poder dar cumplimiento a los requerimientos ambientales respectivos.

Para el sistema eléctrico descrito, considerar los respectivos antecedentes de generadores, retiros y líneas de transmisión al 2012.



Generadores

	Pnom [MW]	Combustible	Ubicación
G1	180	Diesel	TAR
G2	500	Carbón	TOC
G3	500	GNL	TOC
G4	600	GNL	ATA
G5	700	Carbón	CHA
G6	500	Carbón	LAB

Retiros

	Pnom [MW]	Tipo	Ubicación
D1	400	Industrial	DAL
D2	500	Industrial	DAL
D3	500	Mixto	CAP
D4	800	Industrial	CAR

Líneas Tx

	Tensión [kV]	N° Circ.	Capacidad [MW]	Longitud [km]
TAR-COL	220	2	250	170
TAR-CRU	220	2	250	250
CRU-COL	220	2	150	200
TOC-COD	220	2	250	140
TOC-CRU	220	2	500	70
CRU-COD	220	2	250	70
ATA-CRU	220	2	400	190
ATA-MEL	220	2	300	200
CHA-CRU	220	2	450	200
CHA-MEL	220	2	250	150
CRU-LAB	220	2	300	130
LAB-MEL	220	2	300	120

Las actividades del proyecto son las siguientes:

Para entregar a nivel de la tarea 3

a) Entregar un entendimiento del proyecto por parte del grupo. Definir los alcances del proyecto, supuestos principales de éste (precios de los combustibles, valor del dólar, parámetros eléctricos, etc.) y resultados esperados de éste.

Como base para el desarrollo del proyecto, los alumnos deberán utilizar el informe de precio de nudo de Octubre de 2011 del SING y la información de instalaciones del CDEC-SING.

b) Proyectar la demanda del sistema eléctrico en el horizonte 2012 – 2022, considerando los retiros señalados en la figura. Los retiros de tipo industrial presentarán un crecimiento de acuerdo a la siguiente tabla:

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
D1	400	400	400	400	700	700	700	700	1000	1000	1000
D2	500	500	590	590	680	680	770	770	860	860	950
D3	400	400	400	450	450	450	500	500	500	500	550
D4	800	800	800	1000	1000	1200	1200	1400	1400	1600	1600
	2100	2100	2190	2440	2830	3030	3170	3370	3760	3960	4100

El retiro D3 es de tipo mixto, donde 400 MW son de tipo industrial, mientras que 100MW son de tipo residencial. Para estos retiros se deben considerar dos bloques de demanda anual, donde el bloque de demanda alta corresponde a un 20% del tiempo. El consumo en el bloque de demanda alta es del 100% de su potencia nominal, mientras que en el bloque de demanda baja es del 50%. Por otra parte, estos retiros residenciales crecerán a una tasa del 4% anual.

c) Programar un modelo genérico que permita simular el despacho económico del sistema, a partir de un flujo de potencia DC. El objetivo es minimizar el costo de operación del sistema, sujeto a:
   - Restricciones de potencia máxima.
   - Restricciones de capacidad de transmisión.
   - Cumplimiento del criterio N-1.

   El modelo debe poder permitir la simulación sucesiva de condiciones de operación, y debe permitir la inclusión/retiro de líneas de transmisión y/o generadores al sistema entre una condición y otra.

   Para efectos de la tarea 3, se deben presentar los siguientes resultados:
   - Despacho económico para la condición inicial del problema.
   - Simulación de la operación del sistema para tres condiciones sucesivas, permitiendo el ingreso de una nueva línea de transmisión entre las primeras dos, y la entrada en servicio de una nueva central entre las últimas dos.

Para entregar a nivel de la tarea 4

d) Definir módulos de costos para los siguientes elementos:
   - Central a carbón.
   - Central GNL (ciclo combinado).
   - Central diesel.
   - Central eólica.
   - Central solar fotovoltaica.
   - Central geotérmica.
   - Línea de transmisión de 220kV

e) Definir el plan de obras de generación y transmisión de mínimo costo (inversión + operación) para sistema en el horizonte 2012 - 2022, sujeto a las siguientes restricciones
   - En cada etapa debe suministrarse toda la demanda del sistema.
   - Para el año 2020, el 10% de la generación debe provenir de fuentes ERNC.

- El desarrollo de la generación puede realizarse en base a centrales térmicas de carbón, GNL, diesel y geotérmicas. También pueden considerarse parques eólicos y centrales solares fotovoltaicas.
- Centrales térmicas GNL, carbón y diesel de más de 100 MW pueden ser instaladas sólo en las barras donde hoy existe generación térmica (TAR, TOC, ATA, CHA y LAB).
- Centrales térmicas basadas en geotermia sólo pueden ser instaladas en las barras MEL, COL y COD.
- Centrales eólicas y fotovoltaicas pueden instalarse en todo el sistema.
- A partir del año 2017, el costo de inversión en nuevas centrales a carbón y diesel será un 30% más costoso debido a nuevas medidas de abatimiento de emisiones.
- A partir del año 2019, el costo de inversión de nuevas centrales térmicas será un 20% más costoso debido a mejoras en las exigencias de intercambio de agua con el mar.
- Considerar que todo el sistema, el factor de planta para centrales eólicas es del 35%. Para las centrales solares fotovoltaicas será del 30%.

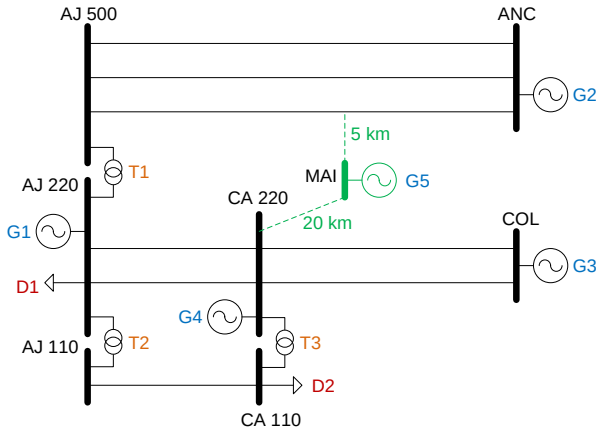
f) Suponga ahora que a partir del año 2016 la generación con carbón y diesel serán grabadas con un impuesto a las emisiones. Suponga además que usted es la autoridad encargada de fijar el valor de este impuesto. En base a sus resultados de la parte d), responda las siguientes consultas:
   - ¿Cuál es el valor máximo que puede tener este impuesto antes de cambiar la tecnología de desarrollo del sistema? ¿Cómo afecta esto los precios de la energía?
   - Si el valor del impuesto excede los 10 USD/MWh, ¿puede la tecnología de desarrollo del sistema ser reemplazada por ERNC? ¿Puede el sistema desarrollarse en base a estas tecnologías? ¿Cómo afecta esto los precios de la energía?

3) Solución de transmisión de largo plazo para centrales hidráulicas.

Usted es el dueño de un proyecto de generación ubicado en la cuenca del río CACH. El potencial hidráulico de la zona es de 700 MW y de acuerdo al desarrollo de la ingeniería de las centrales, los 700 MW pueden generarse con cinco centrales de 140 MW cada una. Los distintos módulos de generación pueden entrar en servicio con una separación temporal mínima de 1 año entre módulos. El primer módulo puede entrar en servicio para el año 2013.

Todas las centrales del proyecto se conectarán a la nueva subestación MAI en 220 kV. Sin embargo, el sistema de transmisión para conectar la subestación MAI con el resto del sistema no está definido aún, por lo que se necesita definir el plan de transmisión de largo plazo para la compañía. Geográficamente, la nueva subestación MAI se ubicará a 5 km de uno de los circuitos de la línea AJ 500 – ANC, y a unos 20 km de la subestación CA 220.

Para el sistema eléctrico descrito, considerar los respectivos antecedentes de generadores, retiros, transformadores y líneas de transmisión al 2012.



Generadores

	Pnom [MW]	Combustible	Ubicación
G1	3000	GNL	AJ 220
G2	3000	Hidráulica	ANC
G3	600	Hidráulica	COL
G4	120	GNL	CA 220
G5	700	Hidráulica	MAI

Retiros

	Pnom [MW]	Tipo	Ubicación
D1	3000	Residencial	AJ 220
D2	140	Industrial	CA 110

Transformadores

	Tensión [kV]	Capacidad [MVA]
T1	500/220	3000
T2	220/110	200
T3	220/100	200

Líneas Tx

	Tensión [kV]	N° Circ.	Capacidad [MW]	Longitud [km]
AJ 500 - ANC	220	3	3000	500
AJ 220 - CA 220	220	2	800	70
CA 220 - COL	220	2	800	300
AJ 110 - CA 110	220	1	60	70

Las actividades del proyecto son las siguientes:

Para entregar a nivel de la tarea 3

a) Entregar un entendimiento del proyecto por parte del grupo. Definir los alcances del proyecto, supuestos principales de éste (precios de los combustibles, valor del dólar, parámetros eléctricos, etc.) y resultados esperados de éste.

Como base para el desarrollo del proyecto, los alumnos deberán utilizar el informe de precio de nudo de Octubre de 2011 del SIC y la información de instalaciones del CDEC-SIC.

b) Proyectar la demanda del sistema eléctrico en el horizonte 2012 – 2022, considerando los retiros señalados en la figura. El retiro D1 es de tipo residencial y su crecimiento anual es del 6%. Para su modelación se deben considerar dos bloques de demanda anual, donde el bloque de demanda alta corresponde a un 20% del tiempo. El consumo en el bloque de demanda alta es del 100% de su potencia nominal, mientras que en el bloque de demanda baja es del 60%.

Por su parte, el retiro D2 es de tipo industrial, cuyo valor actual es de 140 MW. Este retiro aumentará su demanda en 60 MW en el año 2018, y en 100 MW en el año 2022.

c) Programar un modelo genérico que permita simular el despacho económico del sistema, a partir de un flujo de potencia DC. El objetivo es minimizar el costo de operación del sistema, sujeto a:
   - Restricciones de potencia máxima.
   - Restricciones de capacidad de transmisión.
   - Cumplimiento del criterio N-1.

El modelo debe poder permitir la simulación sucesiva de condiciones de operación, y debe permitir la inclusión/retiro de líneas de transmisión y/o generadores al sistema entre una condición y otra.

Para efectos de la tarea 3, se deben presentar los siguientes resultados:

- Despacho económico para la condición inicial del problema.
- Simulación de la operación del sistema para tres condiciones sucesivas, permitiendo el ingreso de una nueva línea de transmisión entre las primeras dos, y la entrada en servicio de una nueva central entre las últimas dos.

Para entregar a nivel de la tarea 4

d) Definir módulos de costos para los siguientes elementos:
   - Línea de transmisión en 500 kV
   - Línea de transmisión de 220 kV
   - Línea de transmisión de 110 kV
   - Subestación elevadora de 500/220 kV
   - Subestación reductora de 220/110 kV

e) Determinar el cronograma de inversiones en generación del proyecto hidráulico del río CACH y la solución de transmisión para conectar la subestación MAI al resto del sistema que maximice el margen operacional de la compañía, entre las siguientes alternativas:
   - Conexión a uno de los circuitos de la línea 500 kV entre AJ 500 y ANC.
   - Conexión directa en 220 kV a la subestación CA 220.
   - Conexión directa en 220 kV a la subestación AJ 220.
   - Evacuación de la potencia del proyecto por 110 kV.

   Considere las siguientes partidas de ingresos y costos:

   - Ingresos por ventas de energía.
   - Costos de inversión en obras de transmisión.
   - Peajes por el uso de sistemas de transmisión troncal.
   - Peajes por el uso de sistemas de transmisión adicionales.
   - Pérdidas de transmisión.

   Como restricciones del problema se debe considerar que:

   - La línea AJ 500 – ANC, y los transformadores T1 y T2 pertenecen al sistema troncal.
   - La línea AJ 110 – CA 110, y el transformador T3, corresponden a un sistema adicional, de propiedad del retiro D2 (Minera TEN).
   - Las líneas AJ 220 – CA 220 y CA 220 - COL, corresponden a un sistema adicional, de propiedad del mismo dueño de las centrales G3 y G4 (generadora COL).

- Para determinar las pérdidas, asumir que en sistemas de 500 kV son de 1%, en sistemas de 220 kV son del 2,5% y en sistemas de 110 kV son del 4%. Los transformadores no presentan pérdidas de potencia.
- La compañía no percibe costos adicionales por retrasar sus proyectos de generación.
- El costo de línea de transmisión se encarece en un 20% a 5 km de cualquiera de las barras de la subestación AJ.

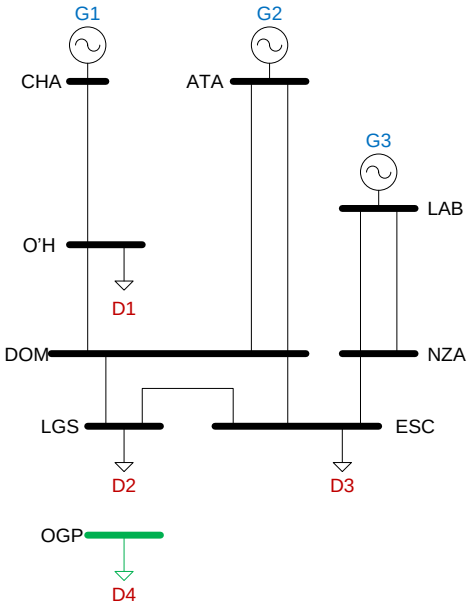
f) Suponga ahora las siguientes variantes con respecto a las condiciones iniciales del problema, ¿Cómo cambia el resultado de su proyecto en base a ellas?:
   - El generador COL manifiesta que tiene un proyecto de generación de 300 MW y quiere reservar su capacidad disponible para éste.
   - La alternativa de conexión en 500 kV no tiene restricciones, pero cualquier variante en 220 kV se retrasa en un año por problemas de servidumbres o negociaciones con el propietario de las instalaciones.
   - Su proyecto detiene su desarrollo en 420 MW y la compañía decide no desarrollar las siguientes dos etapas de éste.

4) Sistema de transmisión de largo plazo para un retiro minero.

El sistema de transmisión presentado en la figura pertenece a la compañía minera Cobre Chile S.A. (CCSA), con la excepción de la línea LAB-NZA, de propiedad de un tercero. En los próximos años, la demanda de la compañía experimentará un crecimiento explosivo de acuerdo a las proyecciones de mineral. Si todo funciona de acuerdo a las proyecciones, la demanda de la compañía podría crecer en 200 cada 2 años, de tal manera que en los próximos 10 años la demanda adicional alcanzará los 1000 MW.

Sin embargo, no es seguro que cada una de las siguientes etapas de crecimiento se ejecute, y el proyecto de crecimiento podría detenerse en cualquiera de sus etapas. El objetivo es determinar el desarrollo integral del sistema de transmisión de la compañía para los próximos años de tal manera de sustentar el abastecimiento de la demanda, de tal manera que el plan sea de mínimo costo, pero sin incurrir en sobre inversiones que podrían quedar sin uso por la detención del proyecto. En el fondo se busca una solución de "mínimo arrepentimiento".

Para el sistema eléctrico descrito, considerar los respectivos antecedentes de generadores, retiros, transformadores y líneas de transmisión al 2012.



Generadores

	Pnom [MW]	Combustible	Ubicación
G1	700	Carbón	CHA
G2	700	GNL	ATA
G3	500	Carbón	LAB

Retiros

	Pnom [MW]	Tipo	Ubicación
D1	50	Industrial	O'H
D2	250	Industrial	LGS
D3	200	Industrial	ESC
D4	200	Industrial	OGP

Líneas Tx

	Tensión [kV]	N° Circ.	Capacidad [MW]	Longitud [km]
CHA-O'H	220	1	250	50
O'H-DOM	220	1	200	100
ATA-DOM	220	2	520	150
LAB-NZA	220	2	200	100
DOM-LGS	220	1	200	20
LGS-ESC	220	1	200	20
NZA-ESC	220	1	200	20
DOM-ESC	220	1	200	20

Proyección de demanda para la compañía

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
D1	50	50	90	90	130	130	170	170	210	210	250
D2	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
D3	200	200	0	0	0	0	0	0	0	0	0
D4	0	0	200	200	400	400	600	600	800	800	1000
	500	500	540	540	780	780	1020	1020	1260	1260	1500

Las actividades del proyecto son las siguientes:

Para entregar a nivel de la tarea 3

a) Entregar un entendimiento del proyecto por parte del grupo. Definir los alcances del proyecto, supuestos principales de éste (precios de los combustibles, valor del dólar, parámetros eléctricos, etc.) y resultados esperados de éste.

   Como base para el desarrollo del proyecto, los alumnos deberán utilizar el informe de precio de nudo de Octubre de 2011 del SING y la información de instalaciones del CDEC-SING.

b) Programar un modelo genérico que permita simular el despacho económico del sistema, a partir de un flujo de potencia DC. El objetivo es minimizar el costo de operación del sistema, sujeto a:
   - Restricciones de potencia máxima.
   - Restricciones de capacidad de transmisión.
   - Cumplimiento del criterio N-1.

El modelo debe poder permitir la simulación sucesiva de condiciones de operación, y debe permitir la inclusión/retiro de líneas de transmisión y/o generadores al sistema entre una condición y otra.
Para efectos de la tarea 3, se deben presentar los siguientes resultados:

- Despacho económico para la condición inicial del problema.
- Simulación de la operación del sistema para tres condiciones sucesivas, permitiendo el ingreso de una nueva línea de transmisión entre las primeras dos, y la entrada en servicio de una nueva central entre las últimas dos.

c) Definir módulos de costos para los siguientes elementos:
   - Línea de transmisión en 220 kV de conductor simple, AAAC Greeley.
   - Línea de transmisión de 220 kV doble circuito, AAAC Greeley.
   - Línea de transmisión de 220 kV doble circuito, cuatro conductores por fase, ACAR 850 MCM.
   - Línea de transmisión de 220 kV doble circuito, dos conductores por fase, ACAR 700 MCM, con torres para 500 kV.
   - Subestaciones de poder 500/220 kV

Para entregar a nivel de la tarea 4

d) Determinar plan de desarrollo de mínimo costo para cada etapa el sistema de transmisión de la compañía en el horizonte 2012 - 20122, sujeto a:
   - La demanda debe suministrarse en cada etapa.
   - El desarrollo del proyecto OGP puede detenerse en cualquier etapa.
   - La generación necesaria para sustentar las expansiones del proyecto deben ubicarse sólo en las barras CHA, ATA y LAB.
   - La ubicación del OGP se encuentra a 30 km de LSG y a 30 km de DOM.
   - Como partidas de costos deben considerarse los costos de inversión y las pérdidas. Para estimar las pérdidas, considerar que los sistemas de 500 kV presentan un 1% de pérdidas, mientras que los sistemas en 220 kV un 2%.

e) Suponga ahora las siguientes variantes con respecto a las condiciones iniciales del problema, ¿Cómo cambia el resultado de su proyecto en base a ellas?:
   - El retiro de la barra ESC no sale de servicio en el 2014, sino en el 2016.
   - La ubicación del OGP no está en la cordillera sino en la costa. Esto significa que ahora se encuentra a 30 km de O'H y que la demanda de O'H no crece 40 MW cada dos años sino sólo 10 MW.

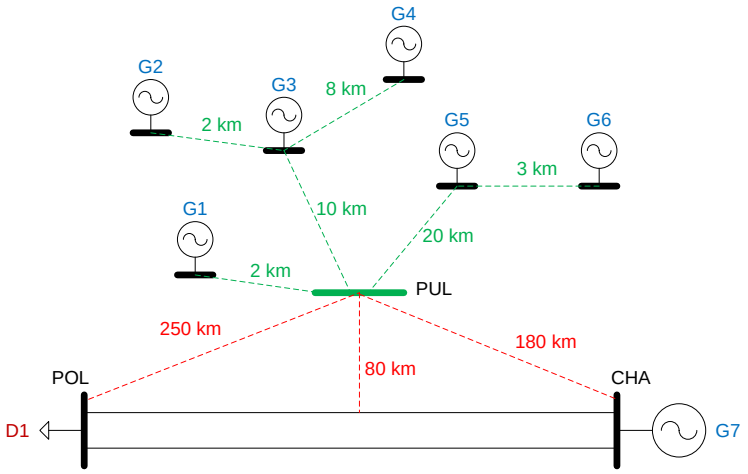
5) Interconexión de proyectos hidráulicos y conexión al sistema de transmisión.

Usted es el dueño de un proyecto de generación ubicado en la rivera del lago PANG. El potencial hidráulico de la zona es de 60 MW y de acuerdo al desarrollo de la ingeniería de las centrales, los 600 MW pueden generarse con seis centrales, dos de 5 MW, dos de 10 MW y 2 de 15 MW. Los distintos módulos de generación entrarán en servicio en fechas conocidas.

Todas las centrales del proyecto se conectarán a la nueva subestación PUL en 220 kV. Tanto el sistema de transmisión para interconectar los proyectos a la subestación PUL, como el sistema de transmisión conectar la subestación PUL con el resto del sistema no están definidos aún.

El objetivo de este proyecto, es el plan de transmisión de mínimo costo para la compañía.

Para el sistema eléctrico descrito, considerar los respectivos antecedentes de generadores, retiros y líneas de transmisión al 2012.



Generadores

	Pnom [MW]	Fecha de entrada	Tecnología
G1	5	2013	Hidráulica
G2	15	2017	Hidráulica
G3	5	2019	Hidráulica
G4	10	1016	Hidráulica
G5	15	2014	Hidráulica
G6	10	2015	Hidráulica
G7	6000	-	Carbón

Líneas Tx

	Tensión [kV]	N° Circ.	Capacidad [MW]	Longitud [km]
CHA-POL	220	2	4000	400

Retiro

	Pnom [MW]	Tipo	Ubicación
D1	3000	Residencial	POL

Las actividades del proyecto son las siguientes:

Para entregar a nivel de la tarea 3

a) Entregar un entendimiento del proyecto por parte del grupo. Definir los alcances del proyecto, supuestos principales de éste (precios de los combustibles, valor del dólar, parámetros eléctricos, etc.) y resultados esperados de éste.

   Como base para el desarrollo del proyecto, los alumnos deberán utilizar el informe de precio de nudo de Octubre de 2011 del SIC y la información de instalaciones del CDEC-SIC.

b) Proyectar la demanda del sistema eléctrico en el horizonte 2012 – 2022, considerando el retiro señalado en la figura. Éste es de tipo residencial y su crecimiento anual es del 6%. Para su modelación se deben considerar dos bloques de demanda anual, donde el bloque de demanda alta corresponde a un 20% del tiempo. El consumo en el bloque de demanda alta es del 100% de su potencia nominal, mientras que en el bloque de demanda baja es del 60%.

c) Programar un modelo genérico que permita simular el despacho económico del sistema, a partir de un flujo de potencia DC. El objetivo es minimizar el costo de operación del sistema, sujeto a:
   - Restricciones de potencia máxima.
   - Restricciones de capacidad de transmisión.
   - Cumplimiento del criterio N-1.

   El modelo debe poder permitir la simulación sucesiva de condiciones de operación, y debe permitir la inclusión/retiro de líneas de transmisión y/o generadores al sistema entre una condición y otra.
   Para efectos de la tarea 3, se deben presentar los siguientes resultados:
   - Despacho económico para la condición inicial del problema.
   - Simulación de la operación del sistema para tres condiciones sucesivas, permitiendo el ingreso de una nueva línea de transmisión entre las primeras dos, y la entrada en servicio de una nueva central entre las últimas dos.

Para entregar a nivel de la tarea 4

d) Definir módulos de costos para los siguientes elementos:
   - Línea de transmisión en 220 kV
   - Línea de transmisión de 66 kV
   - Línea de transmisión de 13,2 kV
   - Subestación elevadora de 220/66 kV
   - Subestación elevadora de 66/13,2 kV
   - Subestación elevadora de 220/13,2 kV

e) Definir distintas alternativas de interconexión de las centrales hidráulicas y alternativas de conexión del proyecto completo al sistema eléctrico. Determinar cuál de las alternativas definidas es la de mínimo costo total de transmisión (interconexión centrales + conexión al sistema eléctrico).

   Considere las siguientes partidas de costos:
   - Costos de inversión en obras de transmisión.
   - Pérdidas de transmisión.

   Como supuestos del problema se debe considerar que:

   - Para determinar las pérdidas de potencia, asumir que en sistemas de 220 kV son de 1,5%, en sistemas de 66 kV son del 2,5% y en sistemas de 13,2 kV son del 4%. Los transformadores no presentan pérdidas de potencia.
   - El factor de planta de las centrales hidráulicas es del 60%.

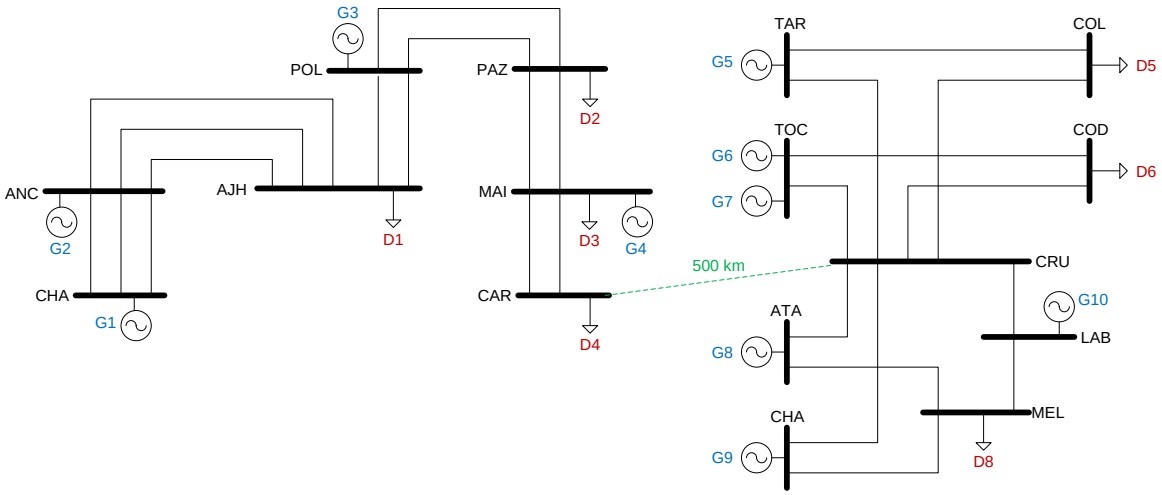
f) Suponga ahora las siguientes variantes con respecto a las condiciones iniciales del problema, ¿Cómo cambia el resultado de su proyecto en base a ellas?:
   - El año 2015 ocurre un problema con el abastecimiento de equipamiento eléctrico y el plan completo de desarrollo de las centrales se retrasa en un año a partir de esta fecha.
   - El año 2016 se decide no seguir adelante con el desarrollo de las centrales y el proyecto queda detenido.
   - En el año 2016 aparece un retiro industrial de 90 MW a 30 km de la subestación PULL, que construye un sistema de transmisión para retirar su potencia desde el sistema eléctrico.

6) Interconexión de dos sistemas eléctricos

Se tienen dos sistemas eléctricos independientes al 2012. El primer sistema es de tipo hidrotérmico, basado en generación hidráulica de pasada, carbón y GNL. El nivel de tensión principal de transmisión para este sistema es de 500 kV. El segundo sistema es completamente térmico, basado en carbón, GNL y diesel. La tensión principal de transmisión en este sistema es de 220 kV. En el futuro, ambos sistemas podrían desarrollarse en forma independiente o podrían interconectarse a través de una línea de transmisión entre las barras CAR y CRU.

A usted se le ha solicitado estudiar si la interconexión de ambos sistemas es una alternativa viable y rentable.

Para los sistemas eléctricos descritos, considerar los respectivos antecedentes de generadores, retiros y líneas de transmisión al 2012.



Generadores

	Pnom [MW]	Combustible	Ubicación
G1	2500	Hidráulico	Cha
G2	1200	Hidráulico	ANC
G3	1200	GNL	POL
G4	600	Carbón	MAI
G5	180	Diesel	TAR
G6	500	Carbón	TOC
G7	500	GNL	TOC
G8	600	GNL	ATA
G9	700	Carbón	CHA
G10	500	Carbón	LAB

Retiros

	Pnom [MW]	Tipo	Ubicación
D1	300	Residencial	CHA
D2	2500	Residencial	AJH
D3	70	Industrial	PAZ
D4	120	Industrial	MAI
D5	50	Industrial	CAR
D6	400	Industrial	COL
D7	500	Industrial	COD
D8	800	Industrial	MEL

Líneas Tx

	Tensión [kV]	N° Circ.	Capacidad [MW]	Longitud [km]
CHA-ANC	500	3	3000	400
ANC-AJH	500	3	2500	300
AJH-POL	500	2	1200	150
POL-PAZ	500	2	1200	200
PAZ-MAI	500	2	1200	250
MAI-CAR	500	2	1200	250
TAR-COL	220	2	250	170
TAR-CRU	220	2	250	250
CRU-COL	220	2	150	200
TOC-COD	220	2	250	140
TOC-CRU	220	2	500	70
CRU-COD	220	2	250	70
ATA-CRU	220	2	400	190
ATA-MEL	220	2	300	200
CHA-CRU	220	2	450	200
CHA-MEL	220	2	250	150
CRU-LAB	220	2	300	130
LAB-MEL	220	2	300	120

Las actividades del proyecto son las siguientes:

Para entregar a nivel de la tarea 3

a) Entregar un entendimiento del proyecto por parte del grupo. Definir los alcances del proyecto, supuestos principales de éste (precios de los combustibles, valor del dólar, parámetros eléctricos, etc.) y resultados esperados de éste.

Como base para el desarrollo del proyecto, los alumnos deberán utilizar el informe de precio de nudo de Octubre de 2011 del SIC y la información de instalaciones del CDEC-SIC.

b) Proyectar la demanda del sistema eléctrico en el horizonte 2012 – 2022, considerando los retiros señalados en la figura. Los retiros de tipo industrial presentarán un crecimiento de acuerdo a la siguiente tabla:

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
D3	70	170	170	170	270	270	270	270	370	370	370
D4	120	120	240	240	240	440	440	440	440	640	640
D5	50	90	90	160	160	160	240	240	240	240	240
D6	400	400	400	400	700	700	700	700	1000	1000	1000
D7	500	500	590	590	680	680	770	770	860	860	950
D8	800	800	800	1000	1000	1200	1200	1400	1400	1600	1600
	1940	2080	2290	2560	3050	3450	3620	3820	4310	4710	4800

Los retiros D1 y D2 son de tipo residencial. Para estos retiros se deben considerar dos bloques de demanda anual, donde el bloque de demanda alta corresponde a un 20% del tiempo. El consumo en el bloque de demanda alta es del 100% de su potencia nominal, mientras que en el bloque de demanda baja es del 60%. Por otra parte, estos retiros residenciales crecerán a una tasa del 5% anual.

c) Programar un modelo genérico que permita simular el despacho económico del sistema, a partir de un flujo de potencia DC. El objetivo es minimizar el costo de operación del sistema, sujeto a:
   - Restricciones de potencia máxima.
   - Restricciones de capacidad de transmisión.
   - Cumplimiento del criterio N-1.

   El modelo debe poder permitir la simulación sucesiva de condiciones de operación, y debe permitir la inclusión/retiro de líneas de transmisión y/o generadores al sistema entre una condición y otra.
   Para efectos de la tarea 3, se deben presentar los siguientes resultados:
   - Despacho económico para la condición inicial del problema.
   - Simulación de la operación del sistema para tres condiciones sucesivas, permitiendo el ingreso de una nueva línea de transmisión entre las primeras dos, y la entrada en servicio de una nueva central entre las últimas dos.

Para entregar a nivel de la tarea 4

d) Definir módulos de costos para los siguientes elementos:
   - Línea de transmisión en 500 kV
   - Línea de transmisión en 220 kV
   - Subestación reductora de 500/220 kV

e) En la situación sin interconexión, definir el plan de obras de generación y transmisión de mínimo costo (inversión + operación) para ambos sistemas en el horizonte 2012 - 2022, sujeto a las siguientes restricciones:
   - En cada etapa debe suministrarse toda la demanda del sistema.
   - La expansión del primer sistema puede realizarse en base a generación hidráulica, o generación térmica GNL y/o carbón.
   - La expansión del segundo sistema puede realizarse en base a generación térmica GNL y/o carbón.
   - La generación hidráulica sólo puede ser instalada en las barras CHA y ANC.
   - El GNL para el sistema 1 sólo puede instalarse en la barra POL.
   - En la barra AJH no se puede instalar generación.
   - La generación para el sistema 2 sólo puede instalarse en las barras que ya tienen generación conectada.

f) A partir de los resultados de la actividad e), estudiar la interconexión de ambos sistemas, e identificar las condiciones en que ésta constituye un proyecto rentable. Al respecto, usted debe definir lo siguiente:
   - Fecha de entrada en servicio del enlace de interconexión.
   - Capacidad de transporte de la línea.
   - Nivel de tensión.

   Para evaluar económicamente la interconexión, considerar que la interconexión es remunerada completamente por el sistema a través de su vida útil, estimada en 30 años. ¿Cómo es la vida útil económica de la línea con respecto a la vida útil física?