

## 2 PLAN DE EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN

### 2.1 Metodología

La regulación vigente (en adelante La Norma) define en detalle la metodología a seguir para determinar el Plan de Transmisión (PT). A tal efecto, se debe inicialmente desarrollar futuros de demanda y generación (entre otras incertidumbres) a partir de los cuales se determinan los atributos de los planes propuestos. La siguiente figura muestra el flujograma del proceso que conduce a la definición del PT.



Figura 2.1. Proceso de Planificación Metodología TO/R – MINIMAX.

donde:

**Incertidumbres:** Son las variables sobre las cuales el planificador no tiene control. Pueden presentar una distribución probabilística o tomar valores desconocidos pero acotados, es decir, moverse entre un rango máximo y un mínimo.

**Opciones:** Son los distintos proyectos individuales. Por ejemplo: Línea Carhuamayo – Vizcarra.

**Plan:** Es un conjunto específico de Opciones (proyectos) que se evalúan en conjunto. Por ejemplo: Línea Carhuamayo – Vizcarra y Línea Paragsha – Carhuamayo.

**Futuros:** Son conjuntos de materializaciones de las incertidumbres en valores o parámetros.

**Escenarios:** Son combinaciones de Planes y Futuros.

**Nudos:** un nudo es un futuro o un escenario simulado en detalle usando software tal como PERSEO. Con una selección adecuada de los nudos, y usando métodos avanzados de interpolación incorporados en TO/R, se pueden analizar un gran número de escenarios. Esto sería imposible si fuera necesario simular cada uno de ellos, uno por uno, usando PERSEO. Por

ejemplo, con este método se podrán analizar más futuros de demanda que los 3 por zona que exige la norma (14.8).

**Atributos:** Son medidas de las características asociadas a la construcción de un determinado Plan u Opción. Los Atributos pueden ser de tipo cuantitativo o cualitativo. Ejemplos de Atributos: los costos, las horas de interrupción y el pago por la demanda.

La Norma establece que el proceso de planificación se inicia en el año horizonte, el cual para el presente estudio es el 2020. La determinación de los Atributos de cada Escenario requiere la evaluación de las incertidumbres existentes en dicho año en términos de la demanda, nueva capacidad de generación y su localización dentro de la red de transmisión, disponibilidad y precios de combustible en las distintas regiones del país, importación / exportación de energía, proyectos candidatos de nueva capacidad de transmisión y sus correspondientes parámetros técnicos y de costos de inversión / operación, etc.

En conformidad con la Norma, también se efectúan estudios para los años intermedios, especialmente los años 3 y 6 (2013 y 2016) para determinar cuando es menester programar los reforzamientos identificados para el año horizonte. De desarrolla también un estudio del decimoquinto año (2025), especialmente para anticipar que el plan del año horizonte sea una buena fundación para la evolución futura del sistema.

El análisis de decisiones para estos años se efectúa usando el método Trade Off/Risk, complementado con análisis Minimización del Arrepentimiento Máximo (MINIMAX) si no se encuentran soluciones robustas.

## 2.2 Criterios

La Norma requiere la evaluación de planes y opciones con respecto a tres atributos beneficio/costo técnico-económicos:

1. HDN – horas de congestión (despacho no económico) dividido por el costo del plan u opción.
2. MFI -- MWh de flujos interrumpidos por la congestión, divididos por el costo del plan u opción.
3. N-1 – MW de demanda y oferta en un área que adquiere redundancia al nivel clásico “N-1” por una opción u plan, dividido por el costo del plan u opción.

La Norma especifica valores (criterios) de estos tres atributos que justifican un plan u opción.

La Norma también requiere la evaluación de planes en cuanto a dos atributos más de costos y pagos:

1. VPCT – el valor presente del costo total.
2. VPPD – el valor presente del pago anual de la demanda.

La Norma también presenta criterios técnicos de desempeño.

## 2.3 Zonas Eléctricas

Para desarrollar y analizar futuros, planes, y escenarios, es conveniente dividir el sistema eléctrico en zonas coherentes (RM 12-2009-MEM/DM, art. 13.1). Esta coherencia no sólo tiene que ver con coherencia eléctrica tradicional, sino aún más, con cierto grado de coherencia económica y práctica de oferta y demanda.

Se presenta a continuación las zonas a consideradas en la definición del Plan de Transmisión con su correspondiente justificación conceptual.

### 2.3.1 Zonas Basadas en Consideraciones Prácticas

En un estudio anterior hecho para OSINERG (“Modelo para la Planificación y Expansión de los Sistemas de Transmisión,” Siemens, 27 de febrero de 2007), se dividió el SEIN en cuatro zonas:

- Norte,
- Centro,
- Suroeste, y
- Sureste.

Desde ese entonces han ocurrido dos cambios contextuales importantes en el SEIN que afectan a la definición de zonas.

1. Se aprobó la construcción de una línea nueva entre las SSEE Machupicchu y Cotaruse, la cual eliminará o disminuirá en gran medida las restricciones entre las entonces zonas Sureste y Suroeste. Por dicho motivo, para el presente estudio de planificación resulta ahora razonable unir estas zonas y considerar una Zona Sur que englobe las zonas Sureste y Suroeste.
2. Está planificado el desarrollo de recursos hidroeléctricos importantes por esfuerzos binacionales (Perú-Brasil) en la Amazonía. Estos recursos podrán colindar con la zona Centro o la zona Sur, o con ambas zonas. A los efectos del presente Plan de Transmisión en el juicio del consultor parece razonable considerar una nueva Zona Oriente en donde se incluirá la nueva oferta hidroeléctrica. Estos recursos aún no se han definido completamente. El programa para su desarrollo también no se ha elaborado definitivamente. Estas incertidumbres son importantes e independientes de las incertidumbres normales de oferta y demanda en las Zonas Centro y Sur, y merecen atención especial por lo que se tratarán aparte, como una zona independiente.

Por tanto, se propone considerar cuatro zonas, a saber:

- Norte (de Chimbote hacia el norte),
- Centro (de Paramonga hacia el sur, hasta Mantaro/Restitución y San Nicolás, incluyendo los circuitos radiales que dependen de ellos y la región aislada San Martín),

- Sur (de Cotaruse hacia el sur), y
- Oriente (la zona de proyectos nuevos binacionales, incluyendo las líneas futuras que formarán los vínculos con subestaciones actuales de las zonas Central o Sur o las dos).

La propuesta de división en zonas antes indicada es muy similar a la utilizada por el COES en su Informe de Diagnóstico con la única diferencia de la inclusión de la Zona Oriente para tomar en cuenta la incorporación prevista de grandes proyectos de generación hidráulica en el largo plazo.

Las fronteras entre zonas propuestas se han definido de forma tal que cortan líneas de transmisión. Esto es conveniente para que cada subestación, y las demandas y ofertas que dependen de ella, queden completamente y claramente dentro de una zona definida. La frontera Norte-Centro cortará la línea Chimbote – Paramonga, y la frontera Centro-Sur cortará la línea Mantaro – Cotaruse.

Se entiende que el Ministerio de Energía y Minas (MEM) está considerando, Plan Transitorio de Transmisión, la construcción de dos líneas en 500-kV, la primera de Mantaro y la segunda desde Chilca, ambas con nodo terminal en la estación de 500 kV de Montalvo (Zona Sur). Esta incertidumbre (para efectos de planificación del sistema de transmisión) no afectará la conveniencia de los límites propuestos entre las zonas Central y Sur.

La región aislada de San Martín será vinculada al SEIN vía la construcción de una línea de transmisión en 138 kV entre las subestaciones Tocache y Bellavista. En forma adicional, se entiende que el MEM también está considerando la construcción de una línea en 220 kV entre las estaciones de Cajamarca y Moyobamba. Por tal motivo se propone que la región aislada de San Martín se incorpore en la zona Centro para efectos del estudio de planificación actual, tal como se indica en la figura siguiente.



Figura 2.2. La región San Martín.

Actualmente Tocache se alimenta de la zona Centro, y el circuito hacia Aguaytía y Pucallpa tiene más que ver con la zona Centro que con la zona Norte. En estudios futuros, cuando entre en operación el enlace Huallanca-Conococha y se decida el vínculo entre Cajamarca y la región aislada, posiblemente será razonable que el límite entre las zonas Norte y Centro pase por Vizcarra y Tingo María.

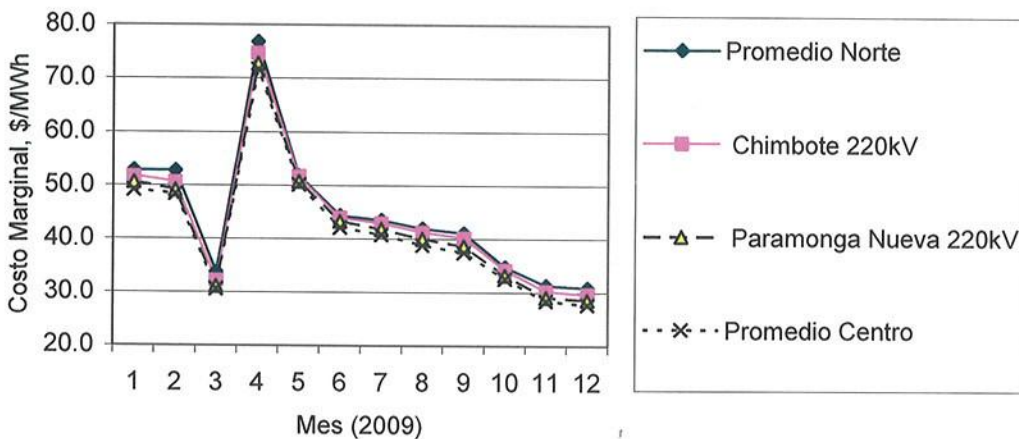
**2.3.2 Estudios de Coherencia en el Comportamiento Eléctrico y Angular**

La Norma (Artículo 13.1) indica que las zonas tienen que componerse por nodos con coherencia en el comportamiento eléctrico y angular. Menciona también una uniformidad de precios basados en costos marginales.

El consultor efectuó estudios para determinar si las tres zonas propuestas del SEIN actual exhiben esta coherencia. Los estudios se basaron en un caso base de PERSEO para “Fijación Tarifaria 2009,” desarrollado por el OSINERGMIN y facilitado por el COES. Se analizaron todos los nodos del sistema de 220 kV, usando valores de serie hidro 000 (un promedio de todas las series hidro) para el año 2009.

Las Figuras 2.3 y 2.4 muestran que puede haber una variación grande en precios marginales de un mes a otro. Pero los precios de la zona Centro siempre conservan la misma relación con los precios de las zonas Norte y Sur.

Por ejemplo, el promedio de los precios marginales de todas las barras de la zona Norte siempre está encima del promedio de todas las barras de la zona Centro (Figura 2.3). Los precios marginales de los nodos Chimbote y Paramonga Nueva, que abarcan la frontera entre las zonas Norte y Centro, siempre tienen valores intermedios a los valores promedios de las dos zonas. Y, por fin, el precio marginal en el nodo Chimbote siempre es más alto que el precio en Paramonga Nueva. Significa que el nodo límite de la zona Norte es más coherente con la zona Norte que con la zona Centro. Y el nodo límite de la zona Centro es más coherente con la zona Centro que con la zona Norte.



**Figura 2.3. Diferencias y coherencias de precios nodales marginales entre las zonas Norte y Centro**

En la Figura 2.4 se nota las mismas relaciones entre precios marginales promedios para las zonas Centro y Sur, y también por los barras Mantaro y Cotaruse que abarcan la frontera entre estas dos zonas.

La Tabla 2.1 muestra que las desviaciones estándares (símbolo  $\sigma$ ) de precios marginales en la zona Centro – una zona fuertemente interconectada internamente – es bien diferente a las desviaciones estándares de precios marginales en la zona Norte – una zona débilmente interconectada internamente. Por ejemplo, en enero el  $\sigma_{\text{Norte}} = 1.5$ , el doble del  $\sigma_{\text{Centro}}$ , una diferencia grande. En el mismo mes, promedio<sub>Norte</sub> – promedio<sub>Centro</sub> = 3.6 \$/MWh = 4.8  $\sigma_{\text{Centro}}$ , una diferencia entre zonas mucho mayor que las diferencias dentro de las zonas.

En la Tabla 2.2 se nota efectos parecidos para la relación entre la zona Centro y la zona Sur.

Conclusión: en cuanto a precios marginales de nodo, las zonas propuestas tienen coherencias fuertes internas y diferencias fuertes entre sí.<sup>4</sup>

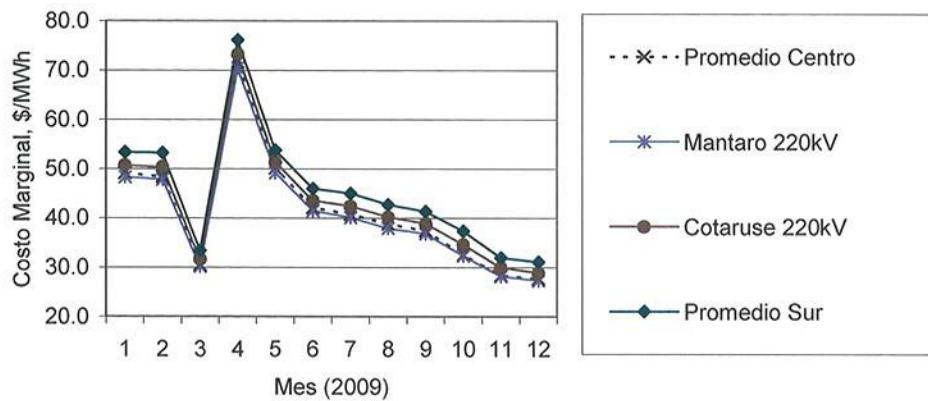


Figura 2.4. Diferencias y coherencias de precios nodales marginales entre las zonas Sur y Centro

<sup>4</sup> Por no haber diferencias enormes en precios en ningún mes, aparentemente el caso “Fijación Tarifaria 2009” no tenía congestión. La congestión casi siempre causa diferencias fuertes en los precios nodales. Por ejemplo, si hubiese congestión entre Chimbote y Paramonga Nueva, los precios para la zona Norte serían elevados – tal vez muy elevados – comparados a lo que se ve en la Figura 2.3. Pero los precios dentro de la zona Norte tendrían una coherencia parecida a la de la Tabla 2.1. Entonces la coherencia a dentro de las dos zonas se mantendría, mientras que la diferencia entre las zonas Norte y Centro aumentaría.

**Tabla 2.1. Promedios y desviaciones estándares de precios marginales (\$/MWh), zonas Norte y Centro**

mes	Zona Centro		Zona Norte		ΔPromedio Norte - Centro	
	Promedio	σ	Promedio	σ	\$/MWh	σ Centro
enero	49.1	0.7	52.8	1.5	3.6	4.8
febrero	48.4	0.8	52.7	1.8	4.3	5.4
marzo	30.6	0.5	33.7	1.4	3.2	6.4
abril	71.7	1.2	76.8	1.7	5.1	4.3
mayo	50.2	0.7	51.7	0.8	1.6	2.3
junio	42.1	0.7	44.4	0.6	2.2	3.3
julio	40.8	0.6	43.5	0.7	2.7	4.5
agosto	38.8	0.6	41.9	0.8	3.1	5.6
setiembre	37.5	0.5	41.1	1.0	3.6	6.9
octubre	32.6	0.4	34.8	0.7	2.2	4.8
noviembre	28.4	0.4	31.3	1.0	2.9	6.9
diciembre	27.7	0.4	30.9	1.0	3.1	7.6

**Tabla 2.2. Promedios y desviaciones estándares de precios marginales (\$/MWh), zonas Sur y Centro**

mes	Zona Centro		Zona Sur		ΔPromedio Sur - Centro	
	Promedio	σ	Promedio	σ	\$/MWh	σ Centro
enero	49.1	0.7	53.3	1.3	4.2	5.6
febrero	48.4	0.8	53.2	1.5	4.8	6.0
marzo	30.6	0.5	33.3	0.9	2.8	5.6
abril	71.7	1.2	76.1	1.5	4.5	3.8
mayo	50.2	0.7	53.7	1.2	3.6	5.2
junio	42.1	0.7	46.0	1.2	3.8	5.6
julio	40.8	0.6	45.0	1.3	4.2	6.9
agosto	38.8	0.6	42.7	1.3	3.8	7.0
setiembre	37.5	0.5	41.3	1.2	3.8	7.3
octubre	32.6	0.4	37.3	1.4	4.7	10.7
noviembre	28.4	0.4	31.9	1.0	3.5	8.2
diciembre	27.7	0.4	31.1	0.3	3.3	8.1

El consultor llevó a cabo también un estudio de los ángulos eléctricos de las zonas propuestas. Las conclusiones fueron parecidas a los resultados para precios marginales.

Las desviaciones estándares de los ángulos de las zonas Norte y Centro fueron bien diferentes. La diferencia en ángulos entre las dos zonas generalmente igualaba o excedía a  $2 \sigma_{\text{Centro}}$ . Ver la Tabla 2.3.

Fue interesante que las desviaciones estándares de los ángulos de las zonas Sur y Centro no fueran muy diferentes. Pero la diferencia en promedios de ángulos entre estas dos zonas también generalmente sobrepasó a  $2 \sigma_{\text{Centro}}$ . Ver la Tabla 2.4.

Conclusión: en cuanto a ángulos eléctricos de nodo, las zonas propuestas tienen coherencias internas bastante fuertes y diferencias entre sí bastante fuertes.

**Tabla 2.3. Promedios y desviaciones estándares de ángulos eléctricos, zonas Norte y Centro (valores en radianos).**

mes	Zona Centro		Zona Norte		ΔPromedio Centro - Norte	
	Promedio	$\sigma$	Promedio	$\sigma$	Ángulo	$\sigma$ Centro
enero	0.065	0.130	-0.294	0.155	0.359	2.8
febrero	0.069	0.127	-0.450	0.258	0.520	4.1
marzo	0.051	0.127	-0.536	0.300	0.587	4.6
abril	0.056	0.128	-0.372	0.181	0.428	3.4
mayo	0.056	0.127	-0.149	0.098	0.205	1.6
junio	0.053	0.118	-0.189	0.103	0.241	2.0
julio	0.011	0.107	-0.348	0.153	0.360	3.4
agosto	0.008	0.103	-0.434	0.186	0.442	4.3
setiembre	-0.003	0.103	-0.590	0.256	0.587	5.7
octubre	-0.025	0.087	-0.437	0.191	0.412	4.8
noviembre	-0.003	0.098	-0.575	0.272	0.572	5.9
diciembre	-0.008	0.113	-0.564	0.265	0.556	4.9

**Tabla 2.4. Promedios y desviaciones estándares de ángulos eléctricos, zonas Sur y Centro (valores en radianos).**

mes	Zona Centro		Zona Sur		ΔPromedio Centro - Sur	
	Promedio	$\sigma$	Promedio	$\sigma$	Ángulo	$\sigma$ Centro
enero	0.065	0.130	-0.243	0.113	0.308	2.4
febrero	0.069	0.127	-0.289	0.124	0.359	2.8
marzo	0.051	0.127	-0.280	0.120	0.331	2.6
abril	0.056	0.128	-0.153	0.094	0.208	1.6
mayo	0.056	0.127	-0.202	0.103	0.258	2.0
junio	0.053	0.118	-0.274	0.120	0.326	2.8
julio	0.011	0.107	-0.388	0.134	0.399	3.7
agosto	0.008	0.103	-0.395	0.135	0.402	3.9
setiembre	-0.003	0.103	-0.399	0.134	0.396	3.8
octubre	-0.025	0.087	-0.562	0.168	0.537	6.2
noviembre	-0.003	0.098	-0.454	0.146	0.451	4.6
diciembre	-0.008	0.113	-0.410	0.138	0.403	3.5

## 2.4 Modelo TO/R Con Minimización de Arrepentimiento Máximo

Este estudio incluye la entrega al COES de una licencia para el software TO/R de Siemens – PTL. El software TO/R ya incorpora herramientas para analizar los conceptos que requiere LA NORMA (RM 129-2009-MEM/DM), como parte de los estudios para definir el Plan de Transmisión, entre ellos el análisis de riesgos<sup>5</sup>.

<sup>5</sup> En esta sección se usan términos comunes que también tienen definiciones técnicas particulares y precisas. La mayoría – 13 – están definidas en LA NORMA, Artículo 4, como parte de una lista de 29 términos definidos. Los más importantes se presentaron arriba.

La gestión de riesgos se basa en cuatro conceptos: robusteza, exposición, arrepentimiento, y cobertura o “hedging”. Además de lo que TO/R ya tiene, LA NORMA requiere la minimización de arrepentimiento máximo (en adelante MINIMAX, Art. 16.9). El desarrollo de este software fue parte del presente estudio.

A continuación se desarrolla la teoría MINIMAX, la cual normalmente se aplica a problemas de optimización (un único objetivo o atributo). Se extiende el concepto a problemas multi-atributo, como el problema de planificación de la transmisión. Se presentan los algoritmos necesarios y las especificaciones funcionales para la implementación de los algoritmos en TO/R.

### 2.4.1 MINIMAX: Teoría y Algoritmos

Cuando hay incertidumbres y decisiones, hay riesgos. Esta sección no es una exposición didáctica de la gestión de riesgos. Esto se presentará en uno de los talleres y en trabajos “on the job training.” Aquí se presenta sólo el concepto MINIMAX y su extensión a problemas multi-atributo.<sup>6,7</sup>

#### Formulación del Problema

El ejemplo que se presenta a continuación considera cuatro planes mutuamente exclusivos. Quiere decir que el problema es seleccionar uno de ellos. A tal efecto se consideran tres futuros, o materializaciones de las incertidumbres. Para poder demostrar los conceptos en tablas y dibujos de dos dimensiones, se consideran sólo dos atributos. Tanto la teoría como su implementación se aplican a problemas más complejos.

Los atributos del ejemplo son:

- Inversión (millones de dólares). El objetivo (del Ministerio de Finanzas) es minimizarla para proteger la balanza de pagos – es mayormente dinero que se tiene que gastar fuera del país para conductores de aluminio, equipos de control y compensación, etc.
- Costo total anual (millones de nuevos soles). El objetivo (del MEM y del OSINERG-MIN) es minimizarlo porque el consumidor tiene que pagarlo. Los pagos del consumidor se efectúan en moneda nacional.

Puesto que son dos distintos tipos de dinero, cuyo gasto refleja distintos intereses nacionales, no se pueden sumar. Al contrario, el análisis mantendrá la identidad distinta de los dos atributos. En igual manera, los atributos para planificación de transmisión incluyen mediciones de congestión y confiabilidad que también mantendrán sus identidades distintas.

<sup>6</sup> M. Pereira, N. Campodónico, y R. Kelman, “Conceptos de Planeación bajo Incertidumbre.” Seminario, Modelo de Planificación del Modelo SUPER, Managua, mayo 1999.

<sup>7</sup> E. O. Crousillat, P. Dörfner, P. Alvarado, y H. M. Merrill, “Conflicting objectives and risk in power system planning.” *IEEE Trans. Power Systems*, Vol. 8, No. 3, agosto 1993.

**MINIMAX en Optimización – Un Solo Atributo**

La Tabla 2.5(a) presenta la **inversión** requerida por cuatro planes en tres futuros. En el futuro 1, el plan C requiere la inversión mínima, \$1.2 millones. En el futuro 2, la inversión mínima (\$1.1 millones) se logra con plan C o plan B. En el futuro 3 es el plan B el que minimiza la inversión.

La Tabla 2.5(b) presenta el arrepentimiento por cada plan en cada futuro. Si se escoge el plan A y se materializa el futuro 1, habrá arrepentimiento por no haber escogido el plan C, cuyo valor preciso es la diferencia entre los valores del atributo para los dos planes.

**Tabla 2.5. Ejemplo de minimización del máximo arrepentimiento.**

(a)				(b)			
Plan	Inversión, \$ millones			Arrepentimiento: Inversión			
	Futuros			Futuros			máximo
	1	2	3	1	2	3	
A	\$ 3.0	\$ 3.1	\$ 3.2	\$ 1.8	\$ 2.0	\$ 2.4	\$ 2.4
B	\$ 1.6	\$ 1.1	\$ 0.8	\$ 0.4	\$ -	\$ -	\$ 0.4
C	\$ 1.2	\$ 1.1	\$ 0.9	\$ -	\$ -	\$ 0.1	\$ 0.1
D	\$ 2.3	\$ 2.3	\$ 2.3	\$ 1.1	\$ 1.2	\$ 1.5	\$ 1.5
mínima	\$ 1.2	\$ 1.1	\$ 0.8				

Plan C minimiza el arrepentimiento máximo.

En la Tabla 2.5(a), el arrepentimiento es la diferencia entre lo que se invirtió para el plan A y lo que se habría invertido si se hubiese escogido el plan C.

El arrepentimiento para cada plan en cada futuro se calcula en la misma manera, restando de la inversión para el plan en el futuro, la inversión mínima del mismo futuro. Es de notar que si se escoge el plan C y se materializa el futuro 1, el arrepentimiento es cero.

¿Cuál es el arrepentimiento máximo que se puede haber? En el ejemplo el arrepentimiento máximo por escoger el plan A ocurre si se materializa el futuro 3, resultando un valor de \$2.4 millones. De igual manera, el arrepentimiento máximo para el plan B es \$0.4 millones, etc.

¿Cuál de los cuatro planes minimiza el arrepentimiento máximo? Es el plan C, con un arrepentimiento máximo de \$0.1 millones. El plan C no es robusto ya que si ocurre el futuro 3 se tendrá un valor del atributo mayor que si se hubiera elegido el Plan B. Pero *en un sentido*, el *sentido MINIMAX*, el Plan C es menos riesgoso en cuanto a inversión ya que para cualquier otro plan, el arrepentimiento puede ser superior a \$0.1 millones.

**MINIMAX con Problemas Multi-atributo**

Las Tablas 2.6 y 2.7 demuestran lo que puede ocurrir en problemas multi-atributo.

Para el objetivo de minimizar costo total, el plan A minimiza el arrepentimiento máximo. Es el plan de menor costo total en cada futuro. (Si esto fuera un problema de optimización, el plan A sería robusto.)

Desgraciadamente, para el atributo Inversión, el plan A es el peor. Para el atributo costo total el Plan C es el peor, sin embargo es la solución MINIMAX para el atributo inversión.

La Tabla 2.8 resume el arrepentimiento máximo para los dos atributos. El cuadro muestra el problema en forma gráfica, y demuestra la solución analítica. Como antes se determinó, el Plan C minimiza el arrepentimiento en cuanto a inversión, y el Plan A lo minimiza en cuanto a costo total.

**Tabla 2.6. Costos totales.**

Costo Total (costos fijos y variables), NS millones

Plan	Futuros		
	1	2	3
A	13	14	11
B	15	19	13
C	30	31	29
D	23	23	23
mínima	13	14	11

**Tabla 2.7. Costo Total, arrepentimientos.**

Arrepentimiento: Costo Total

	Futuros			máximo
	1	2	3	
0	0	0	0	0
2	2	5	2	5
17	17	17	18	18
10	10	9	12	12

Plan A minimiza el arrepentimiento máximo.

Pero el Plan B es el menos riesgoso en cuanto a los dos atributos. En cuanto a inversión, es mucho menos riesgoso que el Plan A y sólo un poco peor que el Plan C. En cuanto a costo total, es mucho menos riesgoso que el Plan C y sólo un poco peor que plan A.

En problemas multi-objetivos todas las soluciones (planes) en la curva “frontera” del gráfico son óptimas “en el sentido Pareto<sup>8</sup> y se llaman “planes Pareto-óptimos.” Los planes en el codo son los más interesantes. Las curvas pueden tener varias formas, y cada forma tiene su propia interpretación.<sup>7</sup>

**Tabla 2.8. Arrepentimiento máximo.**

AM: Inversión, AM: Costo Total,

Plan	\$ millones	NS millones
A	2.4	0
B	0.4	5
C	0.1	18
D	1.5	12

<sup>8</sup> Pareto fue un matemático del siglo 19.

El software TO/R incluye gráficos de dos dimensiones para ayudar en visualizar estas relaciones. También tiene algoritmos para identificar los codos para problemas con más que dos atributos, los cuales no se pueden dibujar en dos dimensiones.

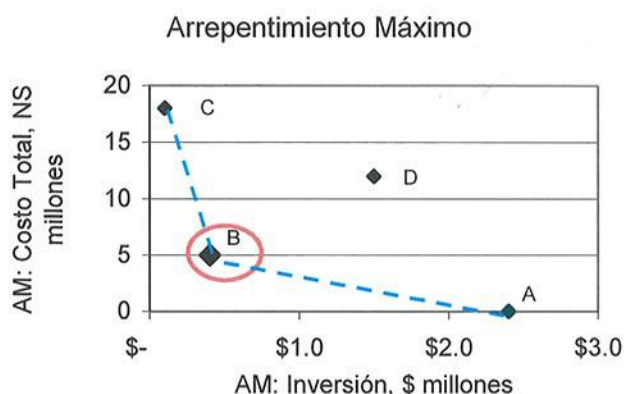


Figura 2.5. Conflictos entre MINIMAX para múltiples atributos (objetivos)

### 2.4.1 MINIMAX: Especificaciones

Implementar MINIMAX solamente para optimización cumple en principio con lo indicado en LA NORMA y con los TDR del presente estudio. En forma complementaria se incorporó en el software TO/R los análisis MINIMAX para problemas multi-atributo.

#### Insumos

Los insumos requeridos son exactamente los mismos que requiere TO/R para los demás análisis que efectúa. El número máximo de futuros, planes, y atributos para el análisis MINIMAX es igual al número máximo para los análisis normales TO/R. El análisis MINIMAX se hace en forma automática junto con los demás análisis.

#### Algoritmos

Los algoritmos para desarrollar el equivalente de la Tabla 2.8 son exactamente los algoritmos que se demostraron arriba – minimizar cada columna (o maximizarla, para atributos que se quiere maximizar, como la confiabilidad), futuro por futuro, calcular el arrepentimiento, y maximizar cada fila de la matriz de arrepentimiento correspondiendo a cada atributo. Las Tablas 2.5 – 2.7 normalmente serán demasiado grandes para imprimir – puede haber cientos o miles de futuros (columnas) – pero se calculan y se emplean en el software.

Los algoritmos para identificar el codo de la curva frontera ya están incorporados en TO/R y están documentados en la documentación de TO/R y en la literatura. TO/R también contiene funciones para presentar gráficas semejantes a la Figura 2.5.

#### Salidas

El equivalente de la Tabla 2.8 es la salida principal del análisis MINIMAX. Gráficos semejantes al de arriba están incluidos.

### Documentación y Pruebas

Se añadió a la documentación actual de TO/R la explicación teórica arriba indicada y la documentación de los demás archivos afectados.

Se elaboró un caso de prueba para verificar que el software funcione correctamente.

### Dimensiones

Las dimensiones para el modelo MINMAX coinciden con las dimensiones del resto de TO/R, a saber: hasta 13 atributos, hasta 30,000 planes a analizar por cada futuro, y ningún límite explícito en el número de futuros o escenarios a analizar.