

Consortio

USAENE

 **RightSide**
Decision Tools

GERS

Elaboración de un modelo de optimización para la priorización de nuevos proyectos de generación y la asignación de capacidad de transporte.



info@usaene.com
www.usaene.com

omcarreno@rightside.com.co
www.rightside.app

gerson@gers.com.co
www.gers.com.co

Contenido

- Antecedentes
- Objetivo del estudio
- Revisión Internacional
- Proceso de Evaluación y Asignación
 - Descripción general de la metodología
 - Modelo de asignación de capacidad de conexión
 - Criterios de Evaluación
- Conclusiones y recomendaciones





Antecedentes

Resolución MME 40311-2020

Situación antes de la CREG 075

Capacidad instalada 17.762 MW	Capacidad asignada no instalada 18.721 MW	Conceptos sin capacidad asignada 11.000 MW (aprox)	Solicitudes en curso UPME + OR 22.693 MW
	Con compromisos 3972 MW		

Trámites que en algunos casos, tomaron hasta 4 años para resolverse (yendo y viniendo entre promotor - OR - UPME)

Cambios FPO

Año	Cambios FPO
2015-2020	104
2021	161

Razones por las cuales se encontró la necesidad de modificar el procedimiento de asignación de capacidad de transporte.

- Incremento explosivo de solicitudes de conexión por diversificación de la matriz (Inclusión FNCR).
- Aplazamientos ilimitados de las Fechas de Puesta en Operación (FPO), sin consecuencias.

Solicitudes de conexión

Año	Aprobados	Sin capacidad - requiere expansión
2015	29	6
2016	87	15
2017	87	48
2018	72	25
2019	77	61
2020	24	280
2021	141	307

Cambios FPO

Año	Cambios FPO
2015-2020	104
2021	161

En parte, los cambios en 2021 obedecieron a las medidas de normalización de la nueva resolución.

- Capacidad asignada sin utilizar: 18.721 MW (el sistema actual es de 17.762 MW)
- Con compromisos: 3972 MW
- La diferencia entre la asignada y la comprometida: 14.749 MW

Implementación de la política pública

- Resolución CREG 075 de 2021
- Resolución CREG 107 de 2021
- Resolución CREG 212 de 2021
- Resolución UPME 528 de 2021
- Circulares UPME No. 28, 29, 30, 33, 36 y 76 de 2021
- Circular UPME No. 13 de 2022



Objetivos

- Establecer un modelo que permita identificar todas las combinaciones viables dentro de un universo de proyectos de generación, dada una capacidad determinada de transporte de energía eléctrica.
- Diseñar un esquema de priorización de proyectos de generación a conectar, que contemple las variables relevantes para la operación del sistema cumpliendo con los criterios de calidad, confiabilidad y seguridad establecidos por la regulación de la Comisión de Regulación y Energía y Gas

Revisión Internacional



Proceso general de asignación

Primero que llega – Primero en ser atendido

Estados Unidos



UE



España



Chile



México



Perú



Proceso de solicitud

- Solicitud de conexión
- Información del proyecto
- Operador realiza el estudio

- Solicitud de conexión
- Información del Proyecto
- Estudios eléctricos
- Operador revisar y valida

Estados Unidos



UE



Chile



España



México



Perú



Metodología en caso de limitación de capacidad

- Cuantificación de costos para el sistema.
- Valoración de los beneficios socioeconómicos en términos de la mejora en seguridad del suministro
- Cuantificación de los beneficios para el mercado de la electricidad en términos técnicos.

- Criterios temporales: quien entraría primero.
- Criterio de maximización del volumen a usar de Generación.
- Criterio de soporte a tecnologías en fase I+D+i.
- Criterios socioeconómicos que valoran el impacto en la región mediante la valoración de empleos generados, origen de la inversión y afectación ambiental.

- Se asigna en orden de llegada hasta la capacidad disponible



País/Región

Colombia



■ Proceso de asignación – CREG 075-2021

Los agentes presentan solicitud de asignación de capacidad en una ventana de tiempo (1 Enero – 31 Marzo). La UPME asigna con criterios técnicos, económicos y ambientales según las disposiciones del MME y la CREG

■ Proceso de solicitud

Registro de solicitud (VE)

Estudio de Conexión y disponibilidad de espacio físico

Información del proyecto

■ Metodología en caso de limitación de capacidad

Cuando hay limitaciones: criterios de valoración y puntuación:

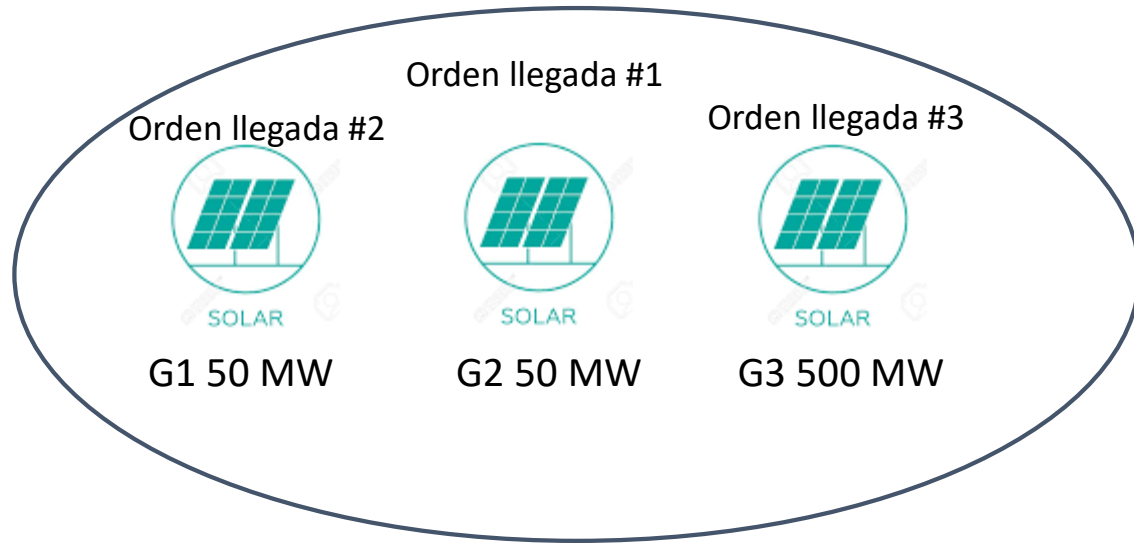
- Criterios Económicos: Reducción de Emisiones, Efecto sobre las Pérdidas, Efecto sobre las restricciones, Efecto sobre competitividad de precios
- Criterios Técnicos: Aporte a la Confiabilidad, Aporte a la Flexibilidad
- Criterios temporales: Estado de Trámites ambientales

Proceso de Evaluación y Asignación de Capacidad



¿Porqué se requiere un modelo computacional para la asignación de capacidad?

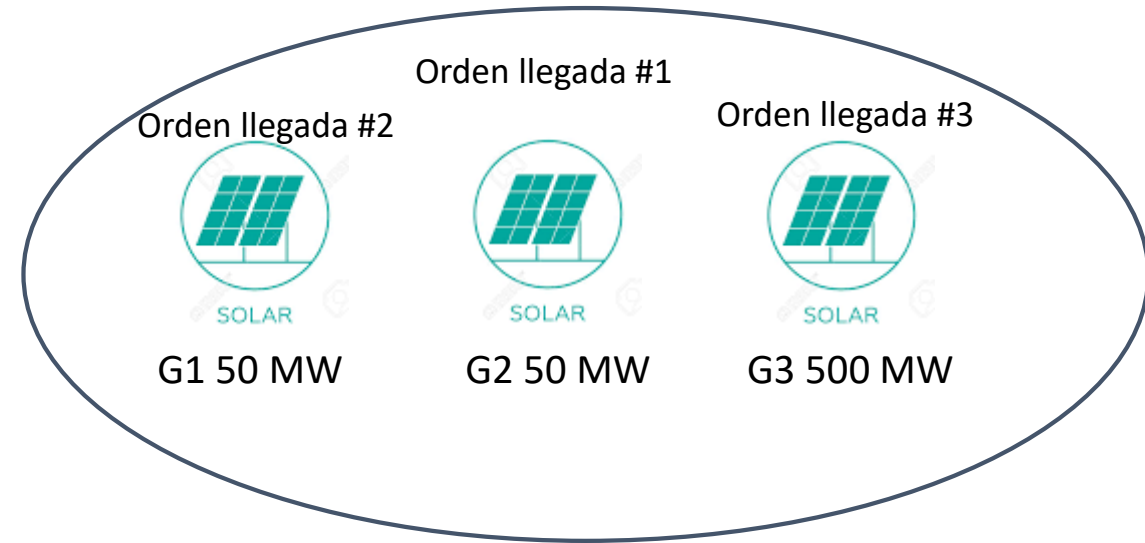
Antes de la Resolución CREG 075 de 2021



Capacidad Conexión = 500 MW

Asignación de Capacidad a G1 y G2

Resolución CREG 075 de 2021



Capacidad Conexión = 500 MW

Asignación de Capacidad a G3

¿Porqué se requiere un modelo computacional para la asignación de capacidad?

Si el único criterio fuera maximizar el uso de la red (minimizar la capacidad ociosa)

Alternativa	Asignación G1	Asignación G2	Asignación G3	Cap. Ociosa	Factible
1	0	0	0	500	Si
2	0	0	1	0	Si
3	0	1	0	450	Si
4	0	1	1	0	No
5	1	0	0	450	Si
6	1	0	1	0	No
7	1	1	0	400	Si
8	1	1	1	0	No

¿Y si son 300 proyectos ?

**MACC**

MACC

Modelo de asignación de capacidad de conexión

El MACC es un programa desarrollado en el software libre Python-Pyomo.

La interfaz gráfica fue desarrollada en Excel

El MACC contiene un modelo de optimización basado en Programación Entera Mixta

Atributos generales del modelo

1 Simplicidad

Este atributo permitirá elegir entre diferentes modelos, el que sea más simple. Esto considera la posibilidad que en algún momento contrastar la precisión del modelo con la simplicidad de la solución. Este atributo debe permitir que el algoritmo usado sea entendido por los diferentes agentes del sector eléctrico.

2 Trazabilidad

El modelo debe permitir una trazabilidad desde el momento de ingresar los datos de entrada, hasta la solución entregada.

3 Reproducibilidad

La solución debe permitir ser reproducida con los mismos resultados en diferentes computadoras. Se deben definir los parámetros que deben ser ajustados tanto de la máquina como del algoritmo de optimización. Este atributo debe incluir adicionalmente, los criterios de desempate que permitan de una forma clara y sencilla, decidir el orden de prioridad de los proyectos.

4 Eficiencia

El modelo debe garantizar tiempos de ejecución que permitan cumplir con las actividades de la UPME.

Datos de entrada

1. Descripción Proyecto
2. Estudio de conexión
3. FPO
4. ¿Requiere expansión como Proyecto individual?
5. Estado de los trámites ambientales

Fila 2

No requieren expansión

Fila 1

Requieren expansión

Calificación Individual de proyectos según los criterios

Proyecto 1
Proyecto 2
Proyecto 3
Proyecto 4
...
Proyecto 300

MACC

Asignación Inicial de capacidad por área

Fila 1

Proyecto 1
Proyecto 2
Proyecto 3

Fila 2

Proyecto 4
Proyecto 5



Validación -Análisis eléctricos

Fila 1

Proyecto 1
Proyecto 4

Fila 2

Proyecto 3
Proyecto 2
Proyecto 5

Asignación Final de Capacidad de Conexión

**FILA 2**

Proyectos con compromisos
sin obras de expansión

Proyectos sin obras de expansión
con licencia ambiental

Proyectos sin compromisos sin
obras de expansión

**FILA 1**

Proyectos con compromisos
con obras de expansión

Proyectos con obras de expansión
con licencia ambiental

Proyectos sin compromisos
con obras de expansión

MACC

Modelo de asignación de capacidad de conexión Modelo Matemático

$$\max \sum_{c \in C} \sum_{p \in P} \sum_{t \in T} W_c \cdot BENEFICIO_{c,p,t} \cdot binariaP_{p,t} - \sum_{o \in O} COSTO_o \cdot binariaO_o$$

sujeto a:

RESTRICCIÓN DE CAPACIDAD DE BARRAS

$$\sum_{p \text{ conectado a } b} CAP_PROYECTO_p \cdot binariaP_{p,t} \leq CAP_BARRA_{b,t} \quad \forall_{b,t}$$

RESTRICCIÓN DE ZONAS ELÉCTRICAS

$$\sum_{p \text{ conectado a barra de la zona } z} CAP_PROYECTO_p \cdot binariaP_{p,t} \leq CAP_ZONA_{z,t} \quad \forall_{z,t}$$

RESTRICCIÓN DE CAPACIDAD DE CORTOCIRCUITO EN BARRAS

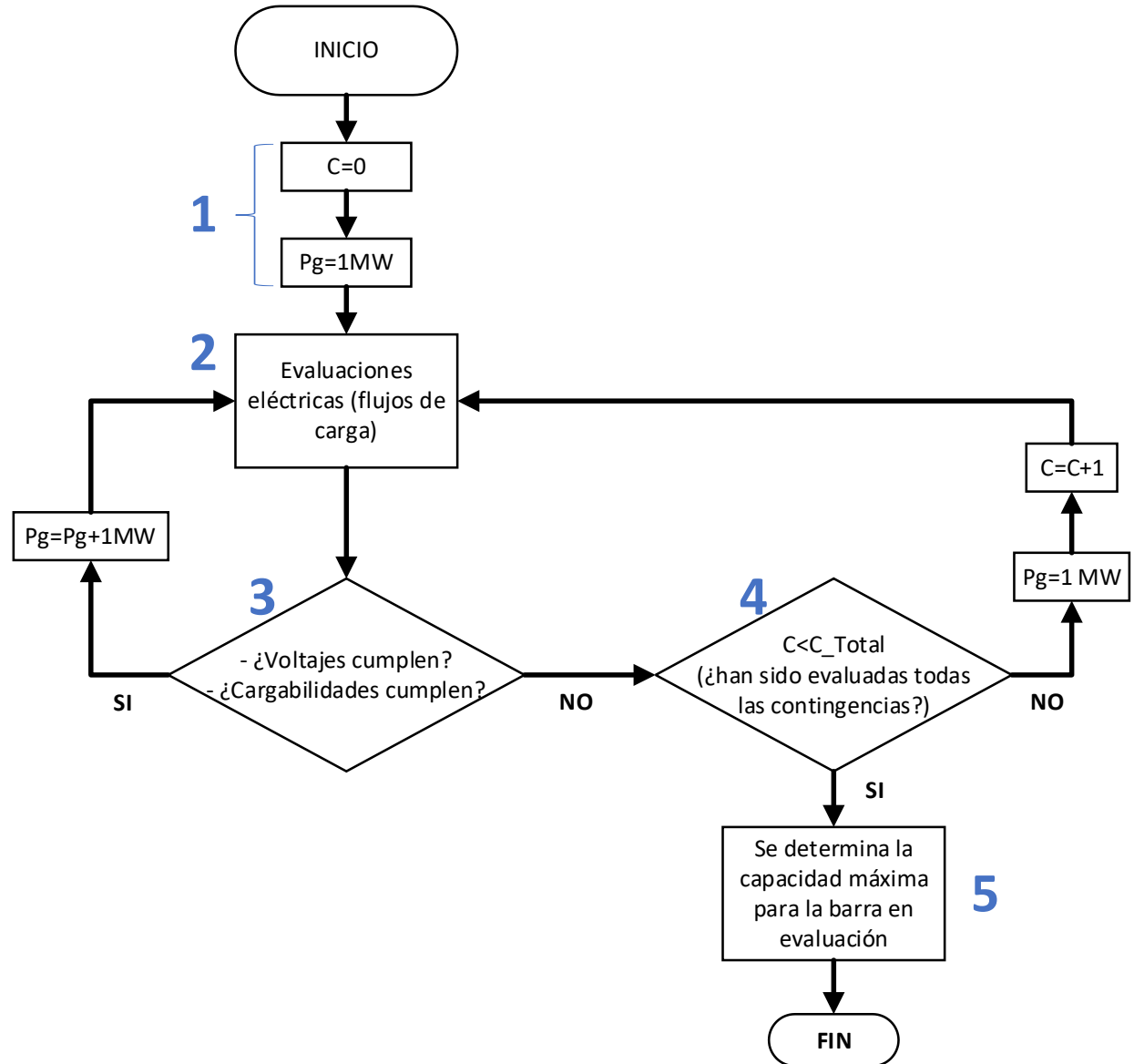
$$\sum_{p \text{ conectado a } b} APORTE_CORTO_p \cdot binariaP_{p,t} \leq CAP_CORTO_{b,t} \quad \forall_{b,t}$$

RESTRICCIÓN DE ÁREAS OPERATIVAS

$$\sum_{p \text{ conectado a area } a} CAP_PROYECTO_p \cdot binariaP_{p,t} + Intercambio_{a,t} = DEM_AREA_{a,t} - GEN_AREA_{a,t} \quad \forall_{a,t}$$

MACC

Cálculo Capacidad por Barra



MACC

Cálculo Capacidad por Zona

- La UPME deberá definir las áreas conforme a criterios eléctricos, regulatorios, geográficos, legales, de mercado, etc.
- Se define como la capacidad por zona al máximo de las capacidades por barra del conjunto de barras que conforman dicha zona, es decir:

$$C_{zn} = \max(C_{B1}, C_{B2}, \dots, C_{Bn})$$

Donde:

C_{zn} : Capacidad de la zona n

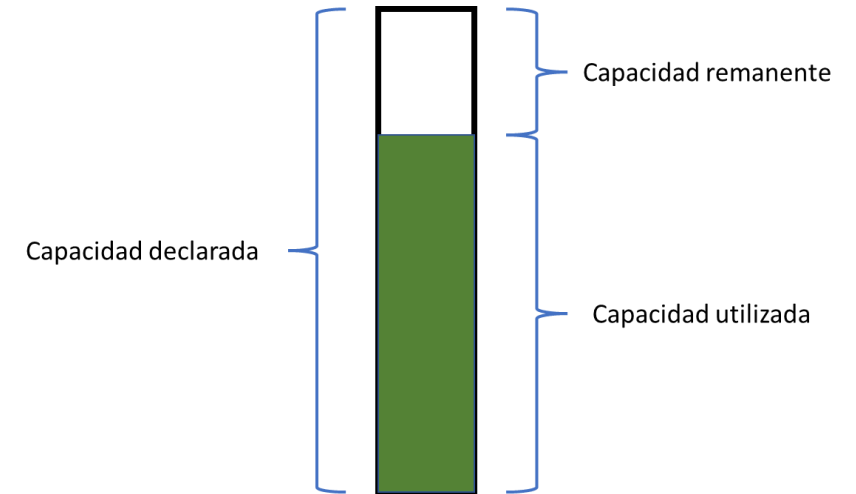
C_{Bn} : Capacidad de la barra n

- Se considera un criterio conservador teniendo en cuenta la metodología del planeamiento

MACC

Cálculo Capacidad Corto Circuito

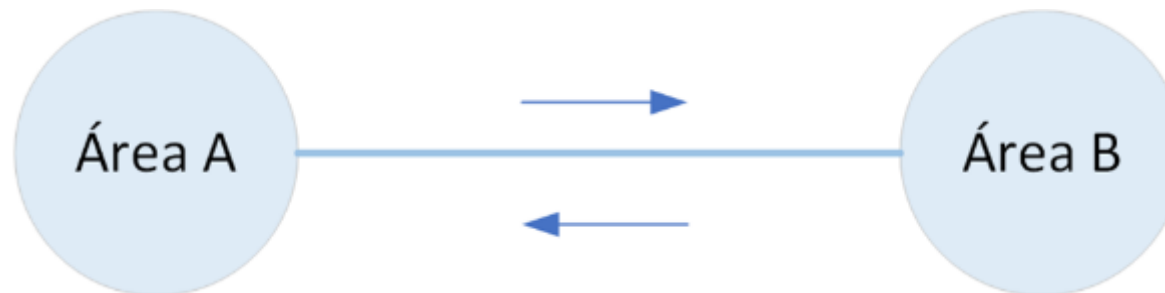
Se define como la capacidad remanente en una barra hasta la máxima capacidad de cortocircuito declarada en esa barra



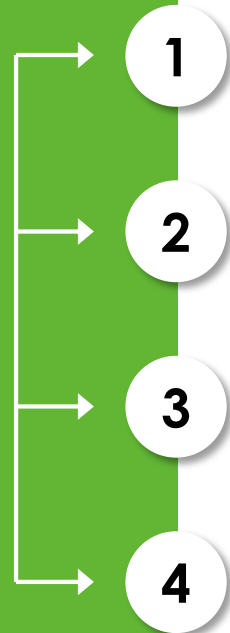
MACC

Cálculo Capacidad Intercambio

Se define como la capacidad máxima de transporte por los elementos que interconectan las áreas, en cualquier dirección



Información que se requiere de la



1 Base de datos de la infraestructura existente y plan de expansión base para la simulación durante el periodo de tiempo que señala .

2 Por otro lado, se requiere definir las áreas de análisis eléctricos en los que se puedan agrupar las solicitudes de conexión: pueden ser las áreas operativas del SIN o subáreas, que permitan simplificar y dividir los análisis.

3 De manera similar es necesario que la UPME defina las condiciones de la simulación para los análisis económicos: ejemplo los despachos críticos por cada área operativa. Igualmente los despachos de referencia mínimos para los análisis eléctricos.

4 Proyección de demanda del SIN que se deben utilizar en los análisis de conexión por los agentes.

Información que se requiere de la



- 5 Información de la Capacidad Máxima por Barra disponible (MW).
- 6 Límites de intercambio entre áreas o subáreas operativas. Pueden ser límites de importación o exportación. (MW)
- 7 Límites de cortocircuito en barras. (kA)
- 8 Límites entre grupos de elementos que comparten una restricción. (zonas eléctricas) (MW)
- 9 Tablas de referencia que se utilizarán para los cálculos de beneficios: los factores de uso, factor ENFICC, base para las valoraciones de los beneficios

Crerios de Calificación Individual de Proyectos



Maximizar el uso de recursos disponibles (MME-40311)

CREG 075
de 2021

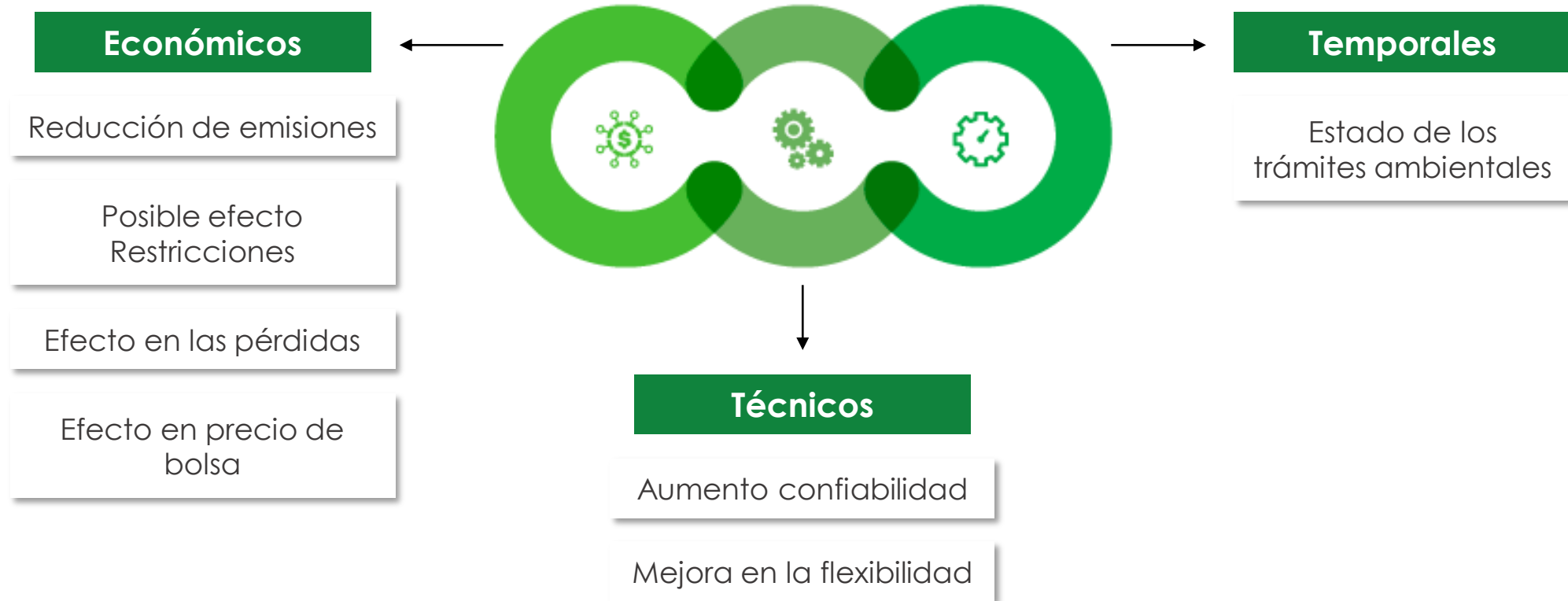
Asignación a través de criterios económicos

Mayor beneficio neto por kW

Obtención de licenciamiento ambiental
UPME podrá incluir criterios adicionales

$$\frac{\text{Beneficios}}{kWinst} = \frac{(\text{Valor TotalBeneficios} - \text{CostosActivosUso})}{kWinst} - \text{PerdidaBeneficioTA}$$

Beneficios individuales por proyecto



Criterios de Evaluación de los Proyectos

$$\frac{BT\$}{kW} = \left(W1 * \frac{BRes - C}{kW} + W2 * \frac{BPB - C}{kW} + W3 * \frac{BPerd - C}{kW} + W4 * \frac{BConf - C}{kW} + W5 * \frac{BFlex - C}{kW} + W6 * \frac{BEm - C}{kW} \right) - WA * PBTA$$

BRes: Beneficio por restricciones, que podrá ser negativo o positivo de acuerdo con el aporte o la reducción de las restricciones operativas del área en la que se ubica el proyecto y su tecnología. Aplica en aquellas áreas donde hay restricciones.

BPB: Beneficio por mejora en la competitividad del mercado, visto a través del efecto en el precio de bolsa.

BPerd: Beneficio económico por la reducción en las pérdidas de energía, y podrá ser negativo en la medida en que las pérdidas del sistema aumenten por la implementación del proyecto.

BConf: Beneficio por aumento en la confiabilidad del sistema con la entrada del proyecto

BFlex: Beneficio económico calculado por la flexibilidad al sistema que le aporta el proyecto según su tecnología.

BEmi: Beneficio estimado en dinero por evitar producción de emisiones de CO2

PBTA: Estimación de la pérdida del beneficio por el estado actual de los tramites ambientales

C: Costo de los activo de uso

kW: capacidad a instalar

Criterio	Peso sugerido W
Reducción de restricciones	20%
Reducción de Pérdidas	20%
Efecto en precio de bolsa	20%
Reducción de emisiones	20%
Aumento de la confiabilidad	10%
Aumento de la flexibilidad	10%
Total (económicos + técnicos)	100%
Ambiental – Estado de los tramites	10%

Beneficios individuales por proyecto



Beneficios: Emisiones evitadas



Se estiman las toneladas evitadas como:

Factor emisiones SIN –
Factor emisiones proyecto

X

Producción de energía
esperada media (MWh)

=

**Toneladas
evitadas de CO2**

Se valora el costo:

Toneladas evitadas de CO2

X

Precio por ton de CO2

=

**Beneficio por disminución
de emisiones evitadas**

Se propone usar como referencia del precio por tonelada los valores del mercado de la Unión Europea, que tiene un mercado ya desarrollado de transacción de CO2 ([Carbon Price Viewer - Ember \(ember-climate.org\)](https://ember-climate.org)).

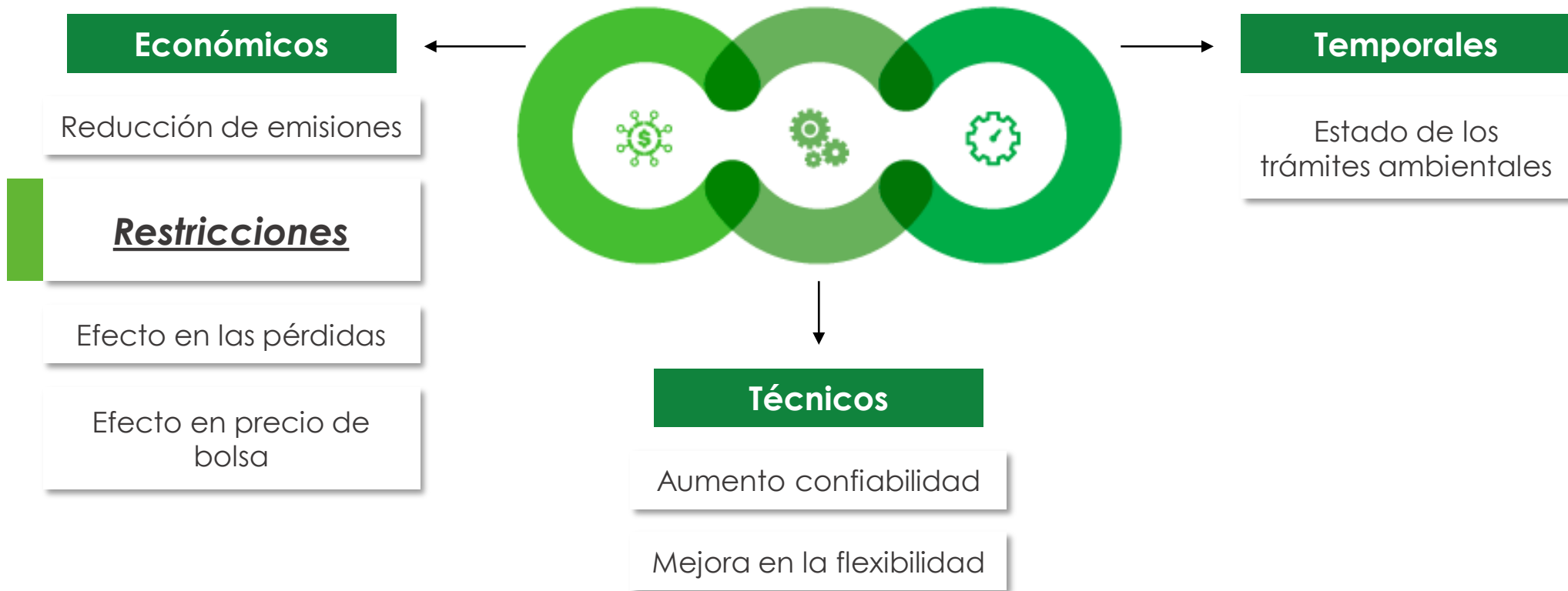
Los beneficios se calcularán:

$$Bemi = VPN \left[\sum_{k=0}^n (EMA) * (FactorSistema - FactorProyecto) * Cprice \right]$$

Como factor del SIN se propone usar el valor calculado por XM del año inmediatamente anterior (para el año 2021 fue de 0.126 TonCO2eq/MWh)

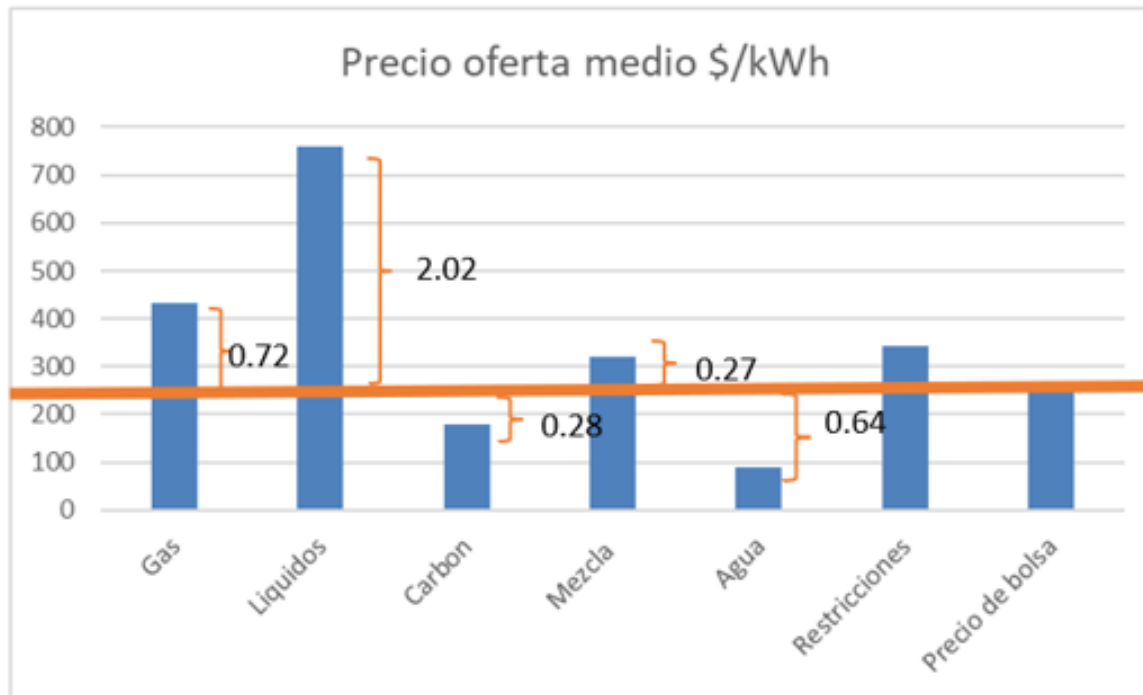
Combustible	Emisiones de Toneladas CO2/MWh
Carbón	0.95
Gas natural	0.37
Diesel	0.77
Tecnologías limpias	0
Hidráulica	0

Beneficios individuales por proyecto



Propuesta de indicador de reconciliación positiva desplazada

Índice que mide la distancia entre el precio de bolsa y el precio de oferta por tipo de tecnología como un indicador de reconciliación positiva desplazada, calculado para las áreas que presentan restricciones operativas



Tecnología	FactorR
Gas	0.72
Líquidos	2.02
Carbón	0.28
Mezcla	0.27
Agua	0.64
Solar	0.50
Eólica	0.50

Se propone usar los valores promedio de los últimos 5 años , en la medida que se disponga de esta información

Estimación

Los beneficios se calcularán:

$$\text{BeneficioRestricciones} = \text{VPN}(\text{EMA} * \text{Pbolsa} * \text{FactorR})$$

Donde

- **Energía Media Anual:** Potencia*24*365*Factor de Planta
- **Pbolsa:** Promedio de último año
- **Factor de desplazamiento:** Estimación del desplazamiento producido en el precio de bolsa por tecnología

Tecnología	Factor de planta
Solar FV	0.26
Eólico Onshore	0.57
Eólico Offshore	0.57
Biomasa y Residuos	0.70
Geotérmica	0.80
PCH	0.54
Térmica - Ciclo abierto	0.85
Térmica - Ciclo combinado	0.85
Térmica a vapor	0.85
Térmica – diésel	0.85
Hidráulica	0.60
Cogeneración	0.85

Factor Planta definido por **UPME**

Beneficios individuales por proyecto



Pérdidas

Se determinan la reducción o aporte a las pérdidas:

$$B_{per} = (\text{Pérdidas de energía Sin Proyecto} - \text{Pérdida de energía Con Proyecto})$$

El Beneficio Económico se valora al precio medio de la bolsa de energía

$$B_{Perd} = VPN(\text{DeltaEnergiaPerdidas}(GWh) * PB$$

Los datos de pérdidas los debe suministrar el estudio de conexión de acuerdo con el escenario que defina la UPME

Beneficios individuales por proyecto



Reducción precio de bolsa

Los datos de reducción de precios de bolsa los debe suministrar el estudio de conexión y pueden ser validados por la UPME, de acuerdo con la estandarización sugerida.

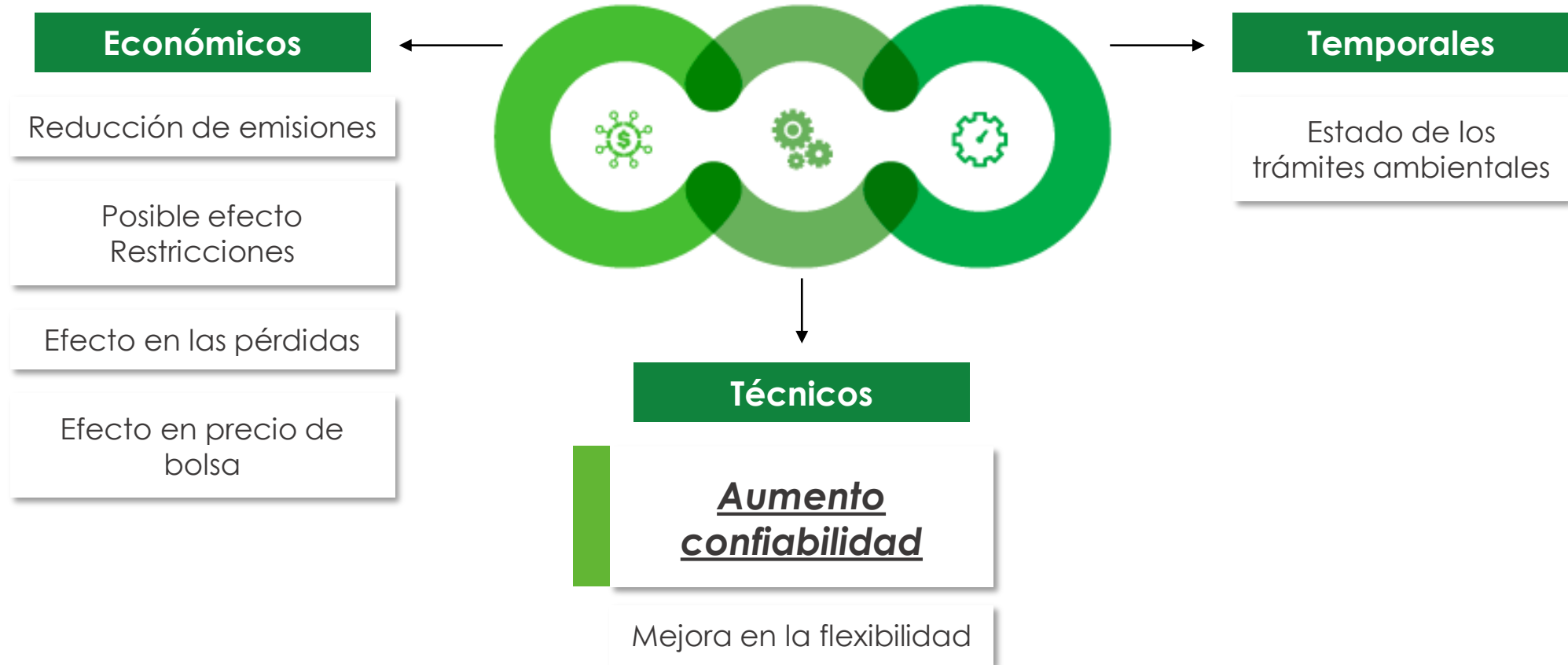
Estimación

$$BPB = VPN(\textit{Reducción Precio Bolsa})$$

Para el cálculo de este beneficio existen dos metodologías que pueden ser aplicadas por los agentes al momento de estimar el impacto que tendrá el proyecto en el costo marginal del sistema para ser incluido en el análisis de costo/beneficios de los estudios de conexión:

- Uso de software que simulen el despacho hidrotérmico
- **Metodología es la presentada en la Resolución CREG 007 de 2005**

Beneficios individuales por proyecto



Aumento en la confiabilidad energética

Valorar la energía que aportaría la planta a:

$$BeneficioConf = VPN \left[\sum_{k=0}^n ENFICC * (CR1 - PEa) * P\% \right]$$

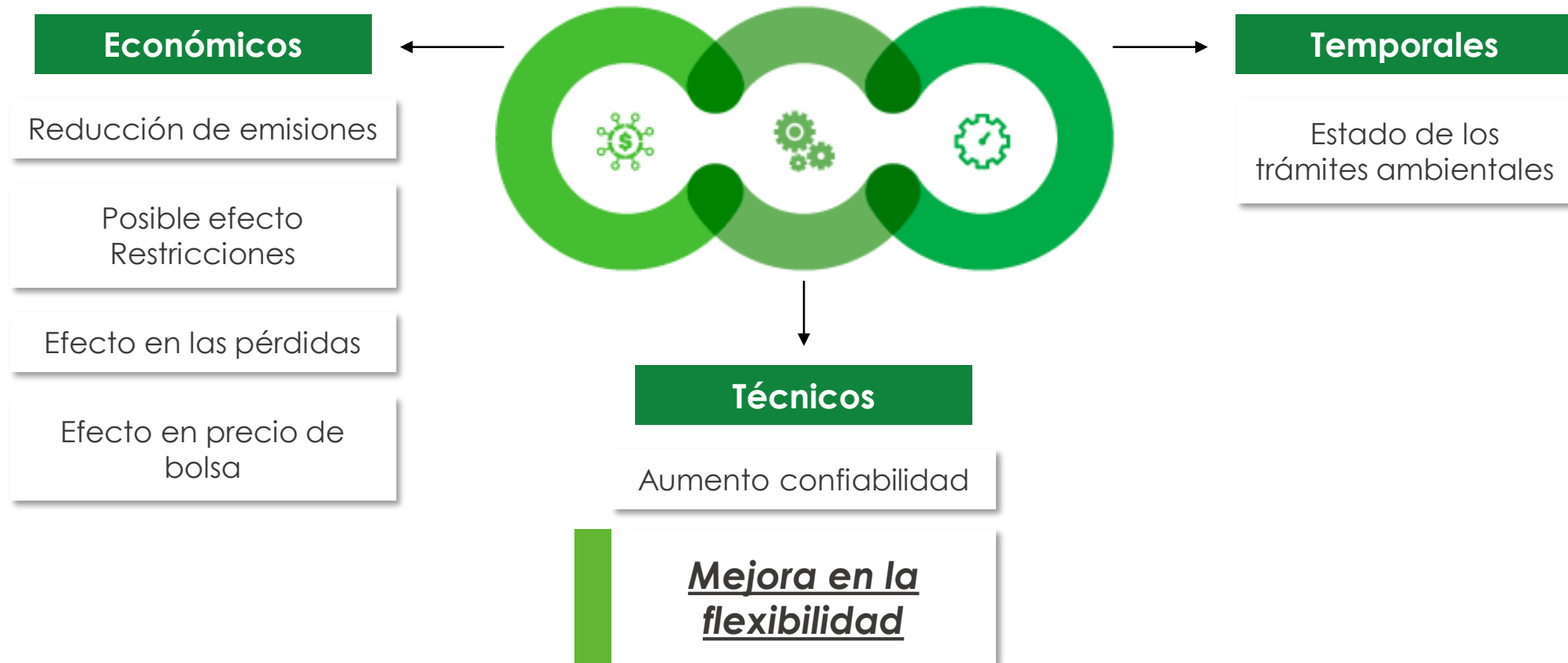
Donde

- **VPN:** Valor presente neto, tasa social de descuento
- **ENFICC:** Energía firme del Proyecto reportada al momento de la inscripción en la ventanilla única. De no contarse con dicha información se tomará de la siguiente tabla definida por UPME.
- **CR1:** Costos incremental de racionamiento del primer escalón del ultimo mes disponible (kWh)
- **PEa:** Precio de escasez de activación
- **P%:** Probabilidad de tener una baja hidrología, usado por la UPME en el ultimo Plan de Expansión. 19% (definido por la UPME en la VU)

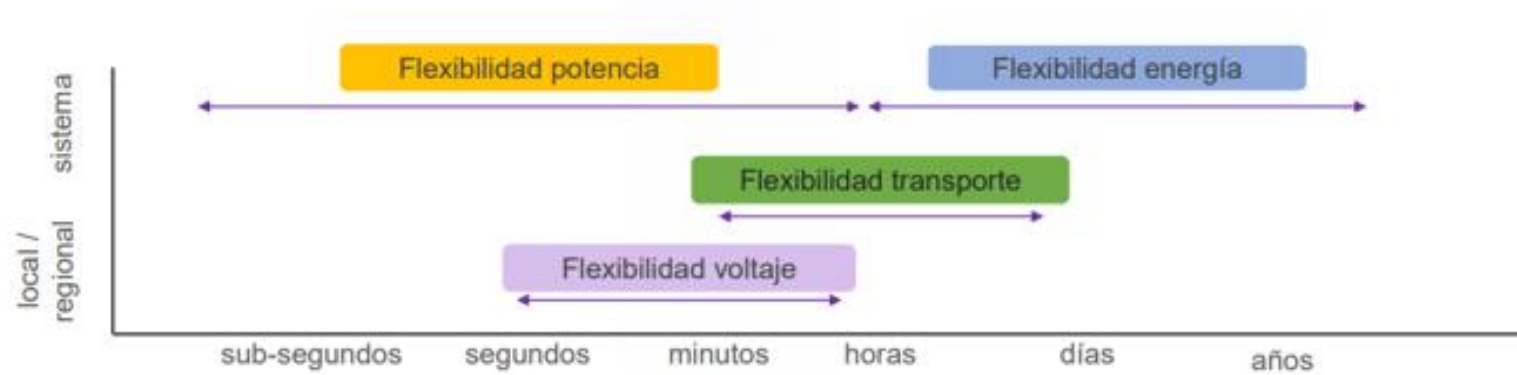
Tecnología	Valor para afectar la Energía media
Solar FV	15%
Eólico Onshore	6%
Eólico Offshore	6%
Biomasa y Residuos	83%
Geotérmica	70%
PCH	15%
Térmica - Ciclo abierto	83%
Térmica - Ciclo combinado	83%
Térmica a vapor	83%
Térmica – diésel	83%
Hidráulica	31%
Cogeneración	83%

Tomando los valores medios de la relación de ENFICC declarada 2021 con Capacidad Neta

Beneficios individuales por proyecto



Flexibilidad - IFLEX



Fuente: XM

Flexibilidad por energía que busca asegurar el suministro futuro de electricidad en el mediano y largo plazo y específicamente en relación con las reservas de AGC que es donde se prevén impactos importantes por la entrada de fuentes no convencionales de energía.

Propuesta

$$BeneficioFlexibilidad = VPN \left[\sum_{k=0}^n * (EMA) * Flex\% * CEE \right]$$

Donde

- **CEE:** Costo equivalente a Energía
- **EMA:** Energía Media Anual
 - EMA= Capacidad kW*8760*Factor de Planta
- **FLEXI:** Índice de flexibilidad construido a partir de la información de IRENA y NREL en el documento *FLEXIBILITY IN CONVENTIONAL POWER PLANTS INNOVATION LANDSCAPE BRIEF* de 2019, y calculado como lo propone CENTRO DE ENERGÍA FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS UNIVERSIDAD DE CHILE, 2007.

$$flex_i = \frac{0.5 [P_i^{\max} - P_i^{\min}] + 0.5 [Ramp_i \Delta t]}{P_i^{\max}}; \forall i \in sistema$$

Flexibilidad - Propuesta

Table 1 Comparison of flexibility parameters before and after flexibilisation initiatives

Type of plant		Start-up time*	Start-up cost (USD/MW Instant start)	Minimum load [% P _{nom}]	Efficiency (at 100% load)	Efficiency (at 50% load)	Avg. ramp rate [% P _{nom} /min]	Minimum uptime	Minimum downtime
Hard coal	Average plant	2-10 h ^a	> 100	25-40% ^a	43%	40%	1.5-4% ^a	48 h	48 h
	Post flexibilisation	80 min-6 h ^a	> 100	10-20% ^b	43%	40%	3-6% ^a	8 h	8 h
Lignite	Average plant	4-10 h ^a	> 100	50-60% ^a	40%	35%	1-2% ^a	48 h	48 h
	Post flexibilisation	75 min-8 h ^a	> 100	10-40% ^b	40%	35%	2-6% ^a	8 h	8 h
CCGT	Average plant	1-4 h ^a	55	40-50% ^a	52-57%	47-51%	2-4% ^a	4 h	2 h
	Post flexibilisation initiatives	30 min-3 h ^a	55	20-40% ^a	52-57%	47-51%	8-11% ^a	4 h	2 h
OCGT	Average plant	5-11 min	< 1-70	40-50%	35-39%	27-32%	8-12%	10-30 min	30-60 min
	Post flexibilisation/ advanced plant	5-10 min	< 1-70	20-50%	35-39%	27-32%	8-15%	10-30 min	30-60 min
ICE ^c	Average plant	5 min	< 1	20% (per unit)	45-47%	45-47%	> 100%	< 1 min	5 min
	Post flexibilisation/ advanced plant	2 min	< 1	10% (per unit)	45-47%	45-47%	> 100%	< 1 min	5 min

* Start-up times are longer for cold start-up (plant shut for more than 48 hours) than for hot start-up (plant shut for less than 8 hours).

Notes: h = hour; min = minute; MW = megawatt; P_{nom} = nominal power.

Sources: ^a Agora Energiewende (2017); ^b Henderson (2014); ^c Feldmüller (2017); ^d Wärtsilä and Roam Consulting (2018).

Para las hidro se toma National Renewable Energy Laboratory (NREL) de Estado Unidos de América

https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Sep/IRENA_Flexibility_in_CPPs_2019.pdf?la=en&hash=AF60106EA083E492638D8FA9ADF7FD099259F5A1

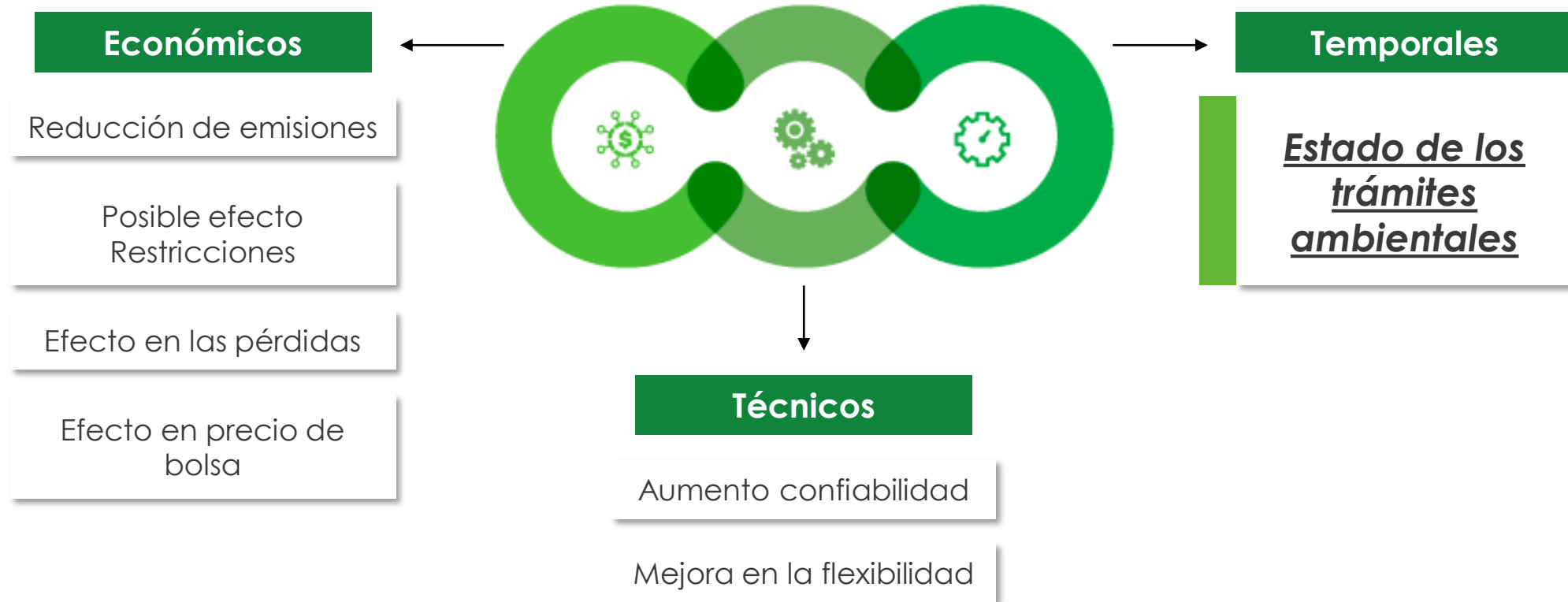
Flexibilidad – Propuesta Indicador - Flex

Flexibilidad del parque de

Generación: *un generador flexible es uno que puede aumentar o disminuir su generación rápidamente (alta rampa), tiene un bajo mínimo técnico y tiempos de arranque y parada rápidos (IEA, 2018).*

Tecnología	Flex
Biomasa y Residuos	0.31
Geotérmica	0.31
Térmica - Ciclo abierto	0.29
Térmica - Ciclo combinado	0.34
Térmica a vapor	0.31
Térmica – diésel	0.53
Hidráulica	0.54
Cogeneración	0.31

Beneficios individuales por proyecto



Propuesta

$$PBTA = (Bemi + BPerd + BRes + BPB + BConf + BFlex) * (1 - P) * Et$$

Donde

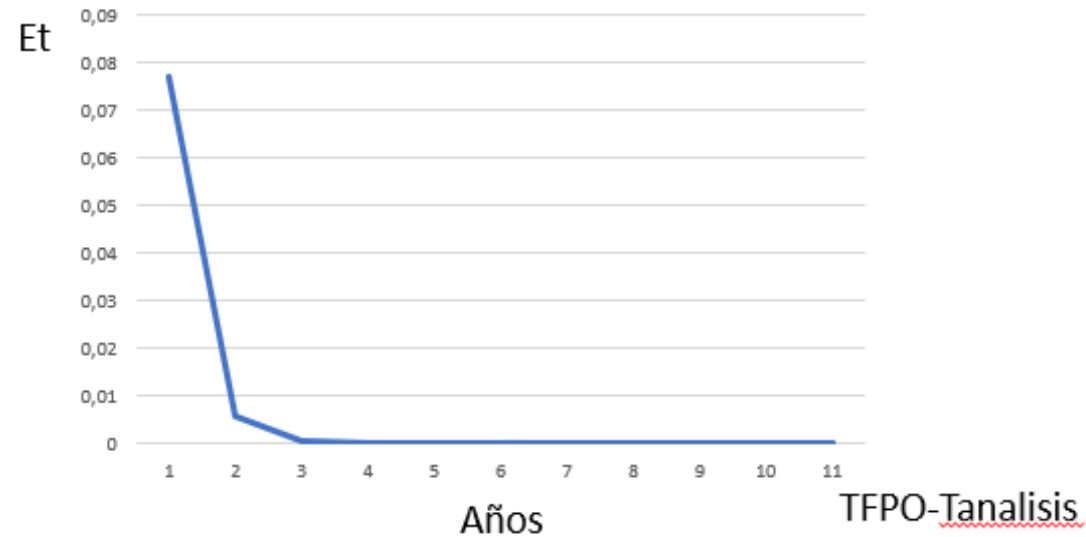
- **BRes:** beneficio por restricciones, que podrá ser negativo o positivo de acuerdo con la tecnología del proyecto
- **BPB:** entendido como el beneficio por posible efecto económico por la reducción en los precios de bolsa
- **BPerd:** es el beneficio económico por la reducción en las pérdidas de energía, y podrá ser negativo en la medida en que las pérdidas del sistema aumenten por la implementación del proyecto.
- **BConf:** que es la monetización del beneficio por aumento en la confiabilidad
- **BFlex:** calculado como el beneficio económico por el aporte en la flexibilidad del sistema, el cual puede llegar a ser cero dependiendo de la tecnología asociada
- **CEmi:** costo estimado en dinero por la producción de emisiones de CO2 probable
- **P:** Puntos asociado según tabla UPME
- **Et:** Efecto del tiempo de los tramites ambientales y la entrada del proyecto

Avance Trámites Ambientales

Criterio		Proyectos que requieren Licencia	Proyectos que no requiere licencia
1	PROCEDENCIA O NO DE LA CONSULTA PREVIA - Archivo PDF con Resolución Mininterior en la que se indica si procede o no la consulta previa.	0.1	0.4
2	CONSULTA PREVIA EN CASO DE QUE PROCEDA Agotamiento del desarrollo de la Consulta Previa – Etapa de protocolización finalizada con el 100% de las comunidades.	0.3	
3	GESTIÓN AMBIENTAL		
EIA	Estudio de Impacto Ambiental en evaluación EIA. Auto de inicio de evaluación/ o en los casos que no requiere licencia la radicación de la solicitud de los permisos que requiere el proyecto .	0.2	0,2
LA	Licencia Ambiental obtenida – LA o para los que no requieren licencia tener auto de otorgamiento de los permisos necesarios para el proyecto.	0.4	0,4

Efecto de los trámites frente al tiempo de entrada en operación

$$Et = \frac{1}{(1+12\%)^{AFPO}}$$



Entre mas lejano sea el tiempo de entrada del proyecto frente al periodo en el que se esta asignando el estado del trámite ambiental lo impacta menos

Conclusiones



Conclusiones & Recomendaciones



1

El nuevo esquema de asignación definido por la CREG 075 de 2021 representará importantes desafíos para la UPME en su labor de planeamiento y generará propuestas de mejora en el proceso

2

De acuerdo con los lineamientos de la política pública y regulación, el proceso de asignación de capacidad debe propender por la maximización de los beneficios y utilización de la red.

3

El MACC es una herramienta de apoyo a la labor del grupo de especialistas en análisis del sistema eléctrico de la UPME, que bajo el modelo definido en la CREG 075-2021 tendrá la responsabilidad de asignar la capacidad de conexión buscando el uso eficiente de los recursos disponibles.

4

Los criterios propuestos tiene por finalidad que tanto el promotor del proyecto como la UPME puedan de manera objetiva conocer su aportes o beneficios para el proceso de asignación de capacidad

Conclusiones & Recomendaciones



5

En la medida que el sistema disponga de mayor información, los indicadores podrán ser sujetos de mejoras en su cálculo o valoración, sin embargo en sus inicios se propone valores de default por tecnología principalmente.

6

Los pesos de las variables a calificar podrán ser ajustado por la UPME de acuerdo con los elementos principales de la política pública para lograr la matriz energética y la red mas ajustada a esta visión de Estado.

7

El aumento en las solicitudes de conexión por efecto de FNCER en sistemas con capacidad limitada no es situación exclusiva de Colombia. El análisis de la experiencia internacional muestra que los países han tenido que desarrollar ajustes al papel de Planificador, a los procedimientos y al uso de criterios de maximización de beneficios para el sistema con la entrada de los proyectos de generación.

8

El estado del arte en desarrollo de herramientas de análisis eléctricos incorporando criterios de optimización no permite aún tener una automatización completa de este problema de asignación óptima de capacidad de conexión, luego el proceso propuesto en este estudio combina modelos matemáticos con procesos de análisis eléctricos de los especialistas.

USAENE

 **RightSide**
Decision Tools

GERS

¡Gracias!

**¡Juntos hacemos proyectos
energéticos sostenibles para el futuro!**

info@usaene.com
www.usaene.com

Tel: +57 601 621 0211

omcarreno@rightside.com.co
www.rightside.app

Cel: +57 301 594 7173

[gers@gers.com.co](mailto:gerson@gers.com.co)
www.gers.com.co

Cel: +57 602 489 7000

