

Versión Preliminar Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 2014 – 2028

Subdirección de Energía Eléctrica
Grupos de Generación y Transmisión
Unidad de Planeación Minero Energética

Bogotá, Septiembre de 2013



MinMinas
Ministerio de Minas y Energía

 **PROSPERIDAD
PARA TODOS**

- **Resumen Plan de Transmisión**
- **Resumen Plan de Generación**
- **Trabajo Futuro**

- **Resumen Plan de Transmisión**
- Resumen Plan de Generación
- Trabajo Futuro

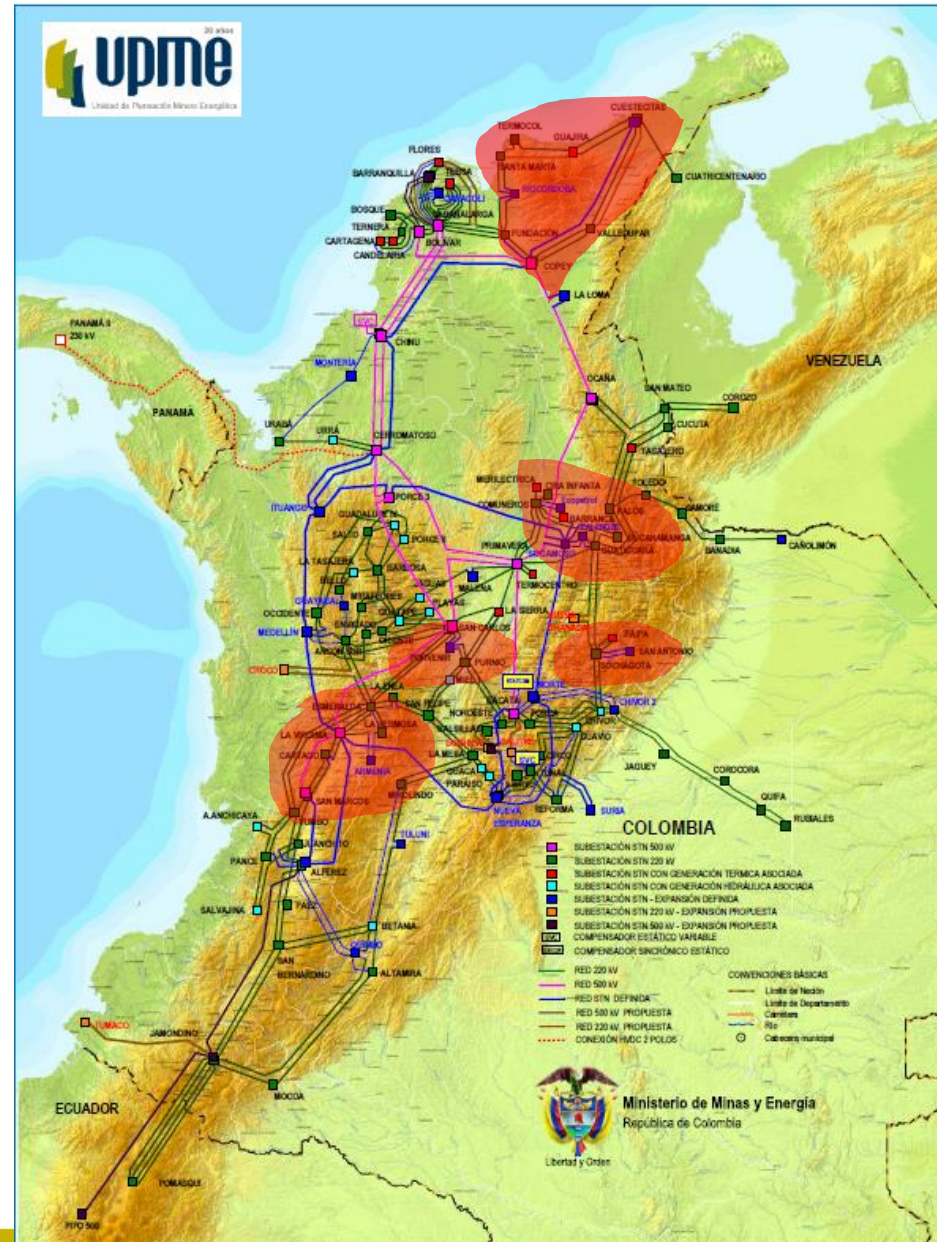
Obras del Sistema de Transmisión Nacional

1. Conexión de planta de cargo

- Porvenir 2

2. Expansión propuesta:

- Guajira – Cesar – Magdalena
- Nordeste – Santander
- Nordeste – Boyacá
- Suroccidente – CQR
- Suroccidente - Valle



Análisis STN

Conexión
plantas de
Cargo

Guajira –
Cesar -
Magdalena

Nordeste -
Santander

Nordeste -
Boyacá

Suroccidente

Caldas –
Quindío -
Risaralda

Análisis STN

Conexión
plantas de
Carga

Guajira –
Cesar –
Magdalena

Nordeste -
Santander

Nordeste -
Boyacá

Suroccidente

Caldas –
Quindío -
Risaralda



Planta Provenir 2 - Antecedentes

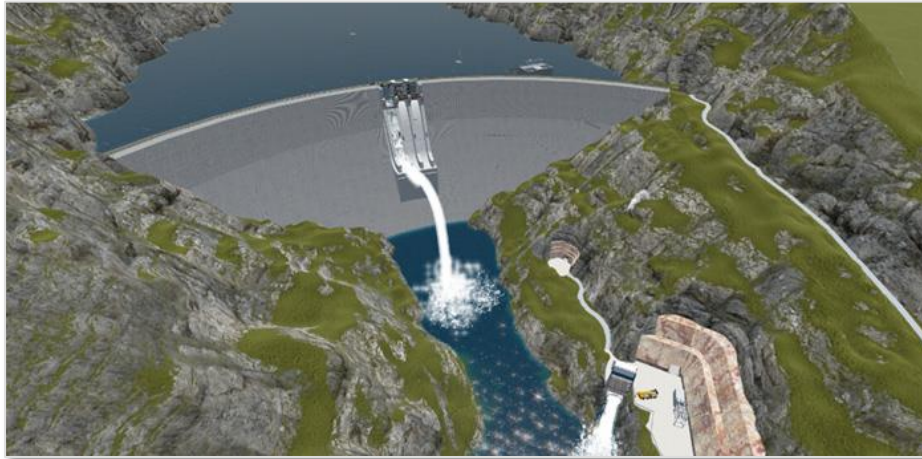


Imagen CELSIA



Imagen CELSIA

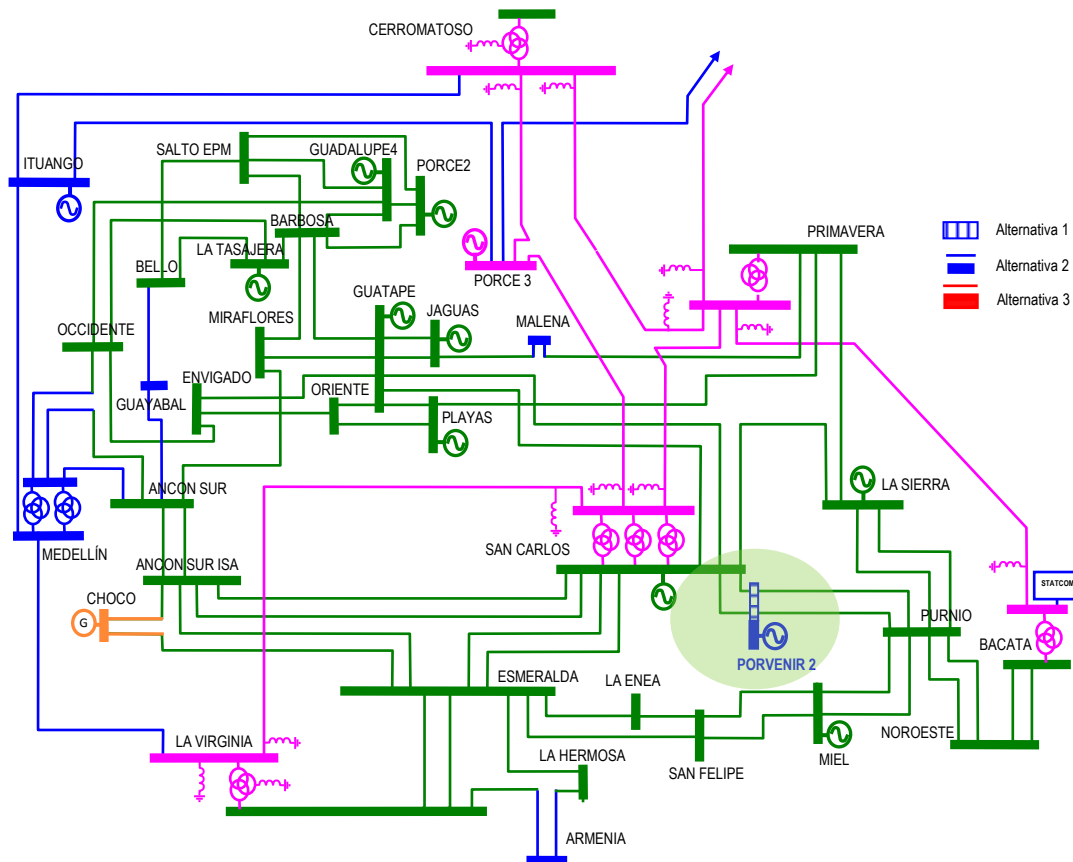
- La planta Provenir 2 ganó la subasta del Cargo por Confiabilidad con una energía en firme de 828 y 617 GWh-año que tiene como fecha de iniciación el 01 de diciembre de 2018 y 01 de diciembre de 2019 respectivamente.
- La planta de generación está ubicada sobre el río Samaná Norte, entre los municipios de San Carlos y Puerto Nare, departamento de Antioquia.
- La capacidad de la planta es de 352 MW



- Fecha:**
Agosto de 2018

Beneficio de la obra

- Incorporar al Sistema Interconectado Nacional una planta de cargo por confiabilidad que asegure la confiabilidad energética del país



Cálculo relación B/C	USD Millones
Costo del proyecto	7,34
Costo del cargo por confiabilidad	86,10
Costo Total	93,44

Beneficio por seguridad energética	172
------------------------------------	-----

Relación Beneficio/Costo	1,84
--------------------------	------

Beneficios:

- Seguridad energética del País

Costos

- Costo del proyecto en UC del STN
- Costo del cargo por confiabilidad

Análisis STN

Conexión
plantas de
Cargo

Guajira –
Cesar -
Magdalena

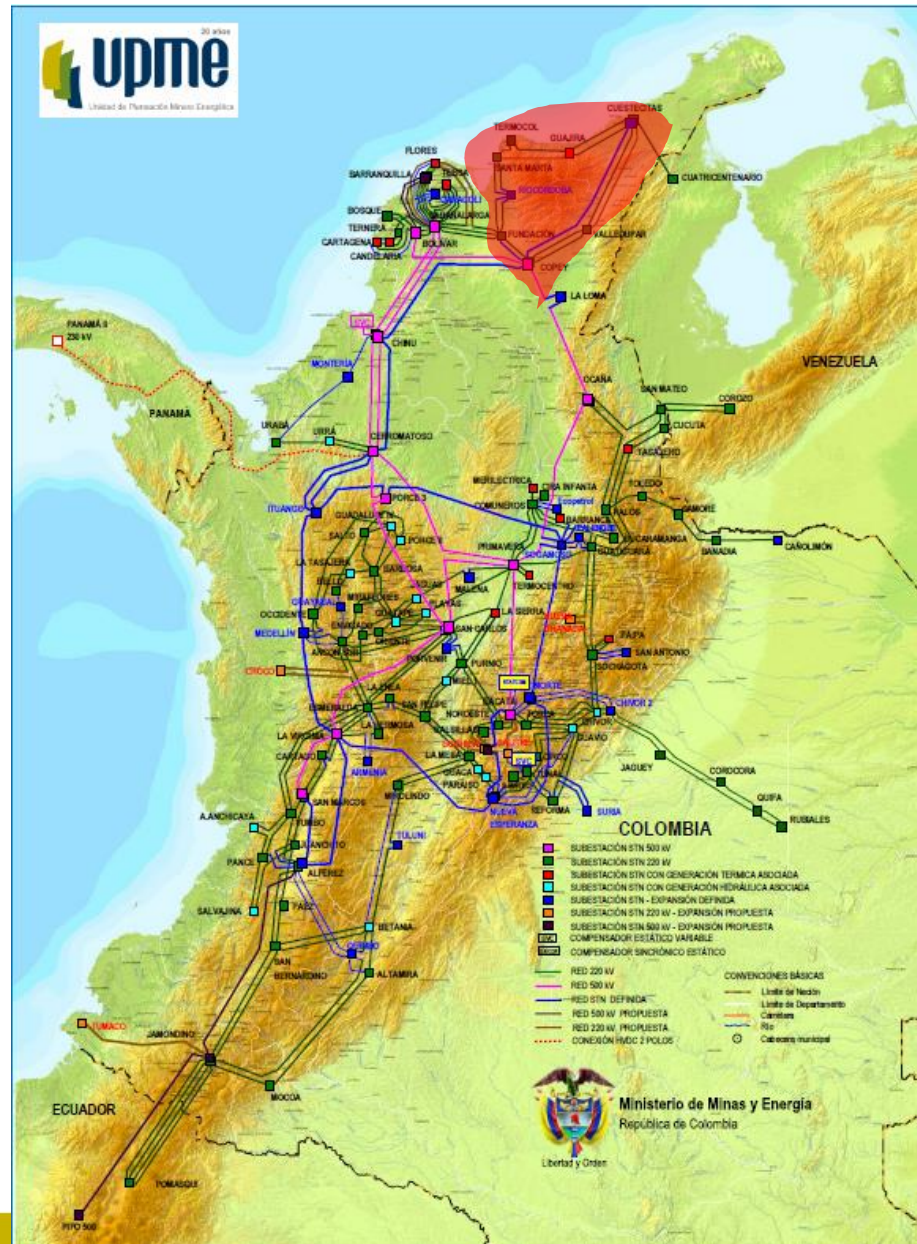
Nordeste -
Santander

Nordeste -
Boyacá

Suroccidente

Caldas –
Quindío -
Risaralda

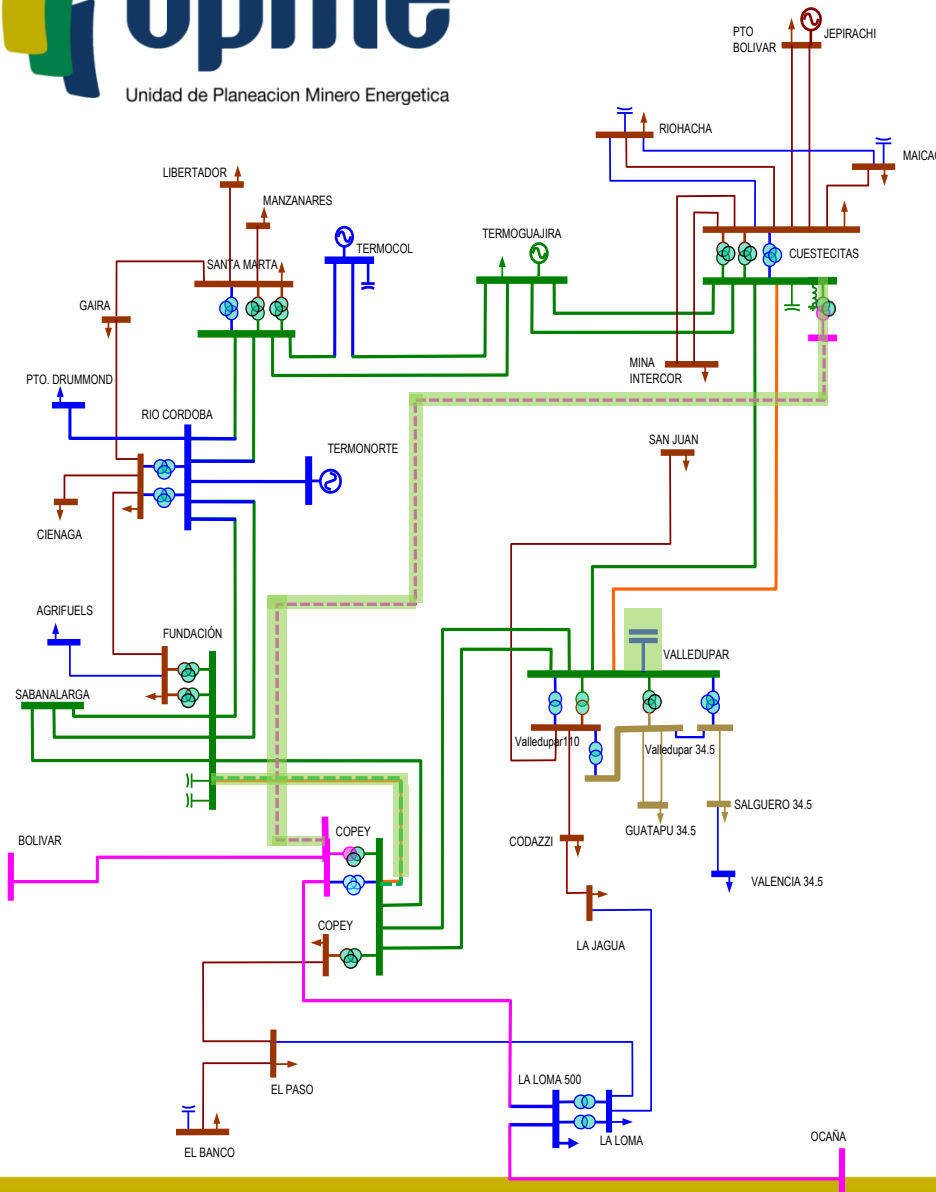
Sub área Guajira – Cesar - Magdalena



Guajira – Cesar – Magdalena – Problemática General

Problemática general

- Bajas tensiones en el STR ante falla en enlaces en 500 kV y 230 kV.
- Sobrecargas en elementos ante falla en elementos en paralelos.
- Dependencia de las Termoguajiras para mantener niveles de tensión





- Nueva subestación Cuestecitas 500 kV – Transformación 500/220 kV 300 MVA.
- Nuevo circuito Copey – Cuestecitas 500 kV
- Segundo circuito Copey - Fundación 220 kV

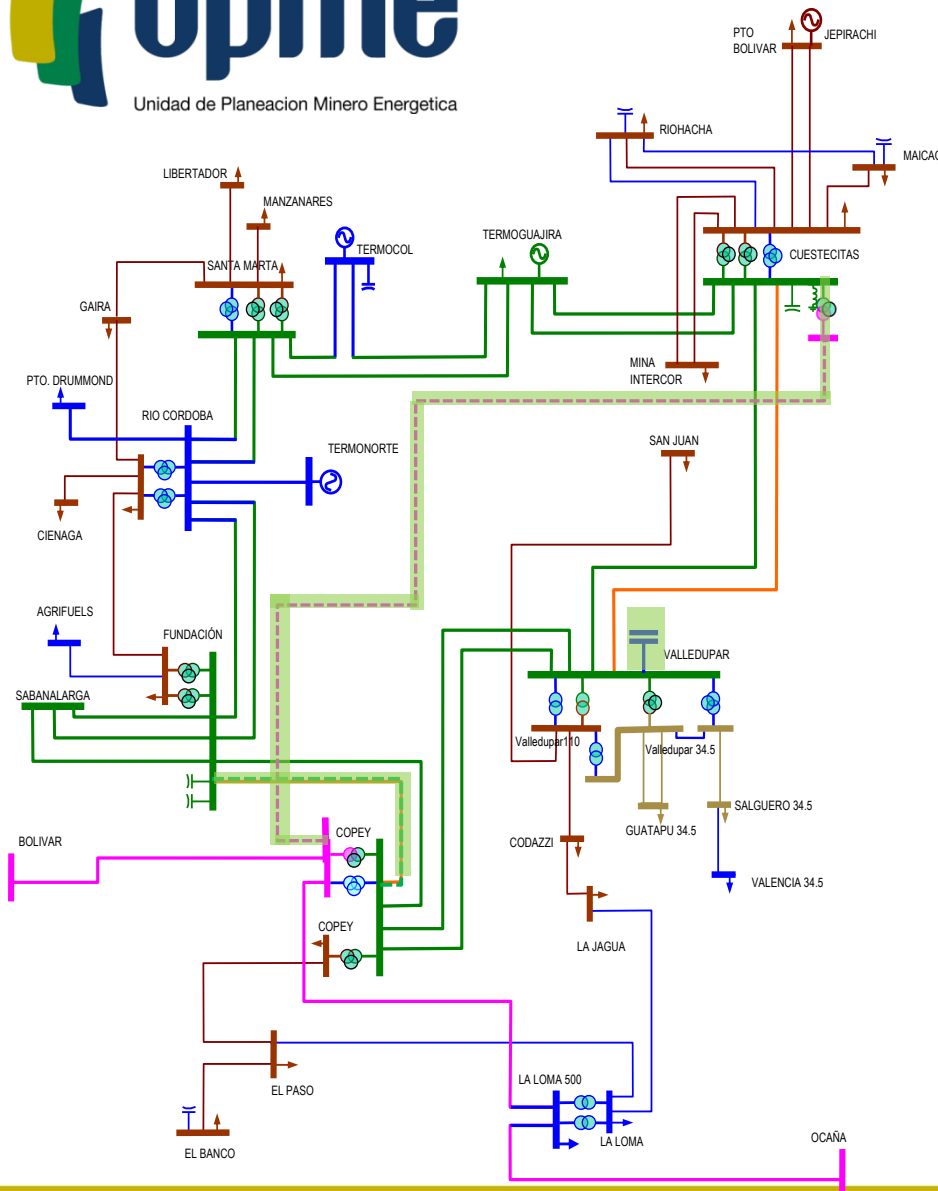
Fecha de entrada en servicio Junio 2018

- Compensación de 50 MVar en Valledupar 220 kV.

Fecha de entrada en servicio Pico de demanda 2015

Guajira – Cesar – Magdalena

Beneficio obra



Beneficio obra

- Mejora las condiciones de las sub – área Guajira Cesar Magdalena
- Elimina dependencia de generación de seguridad
- Potencializa incorporación de generación en la zona
- Mejora la operación de la interconexión con Venezuela

Calculo relación B/C	USD Millones
Costo proyecto	78,89

Total Beneficio (demanda no entendido y beneficio operativo)	95,77
--	-------

Relación B/C	1,21
--------------	------

Beneficios:

- Mejora el desempeño de confiabilidad en la zona
- Elimina dependencia de generación de seguridad
- Mejora el desempeño ante condiciones de indisponibilidad

Costos

- Costo del proyecto en UC del STN

Análisis STN

Conexión
plantas de
Cargo

Guajira –
Cesar –
Magdalena

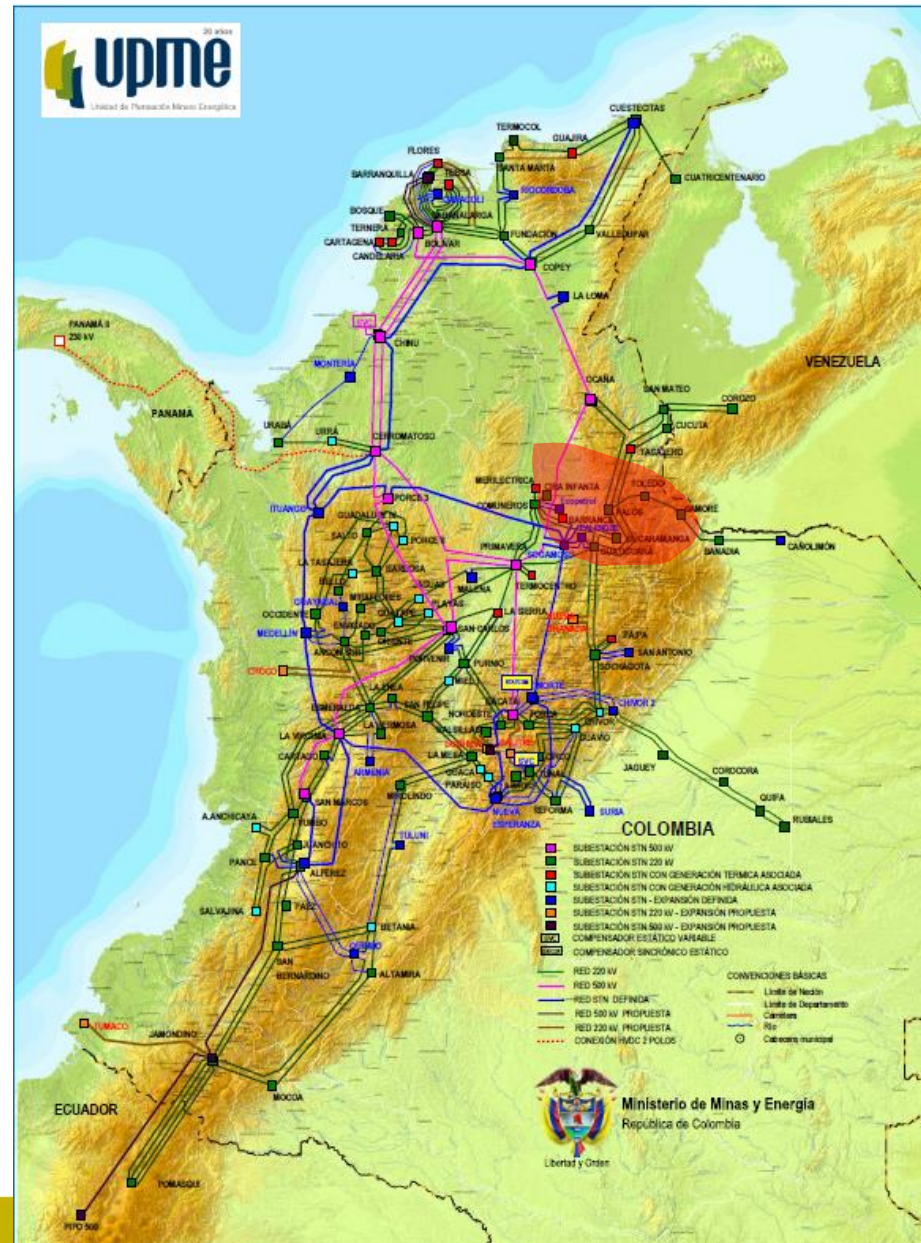
Nordeste -
Santander

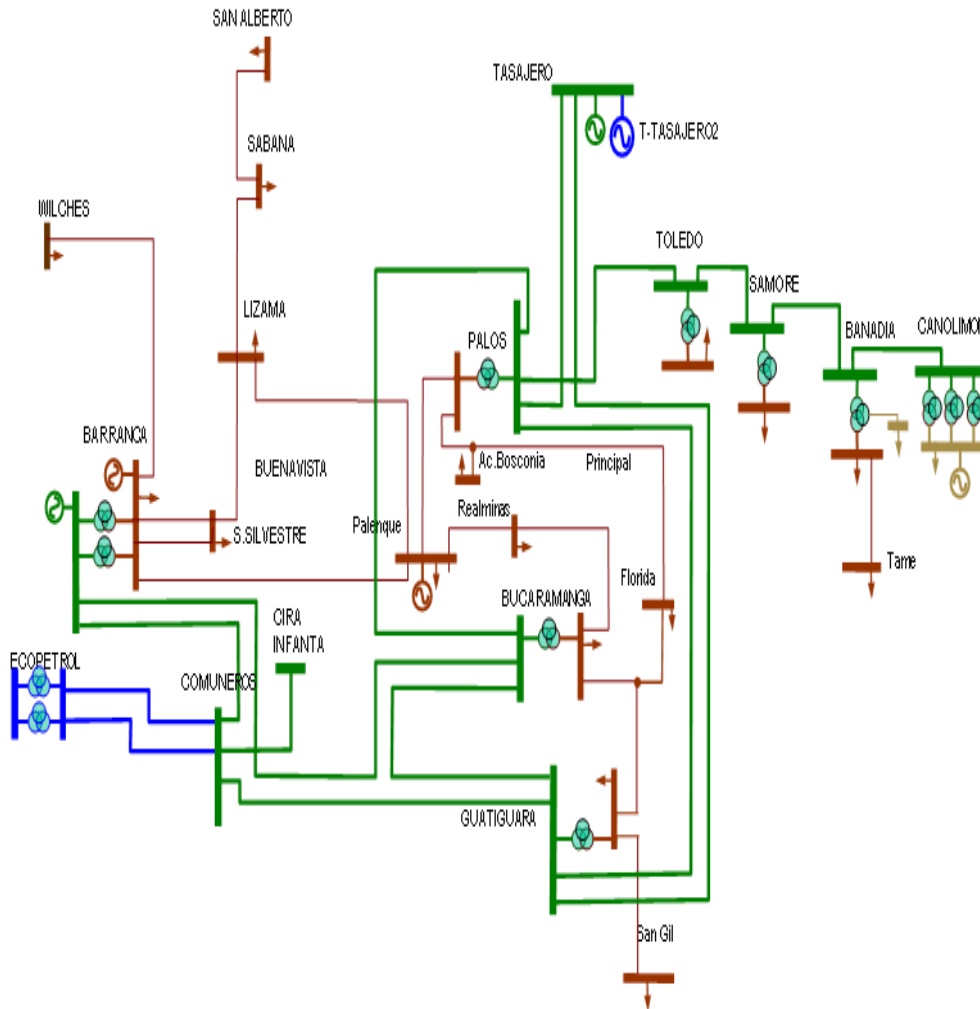
Nordeste -
Boyacá

Suroccidente

Caldas –
Quindío -
Risaralda

Sub área operativa Nordeste - Santander





Problemática

- Agotamiento de la capacidad de conexión STN/STR.
- Sobrecargas de elementos del STR.
- Bajas tensiones

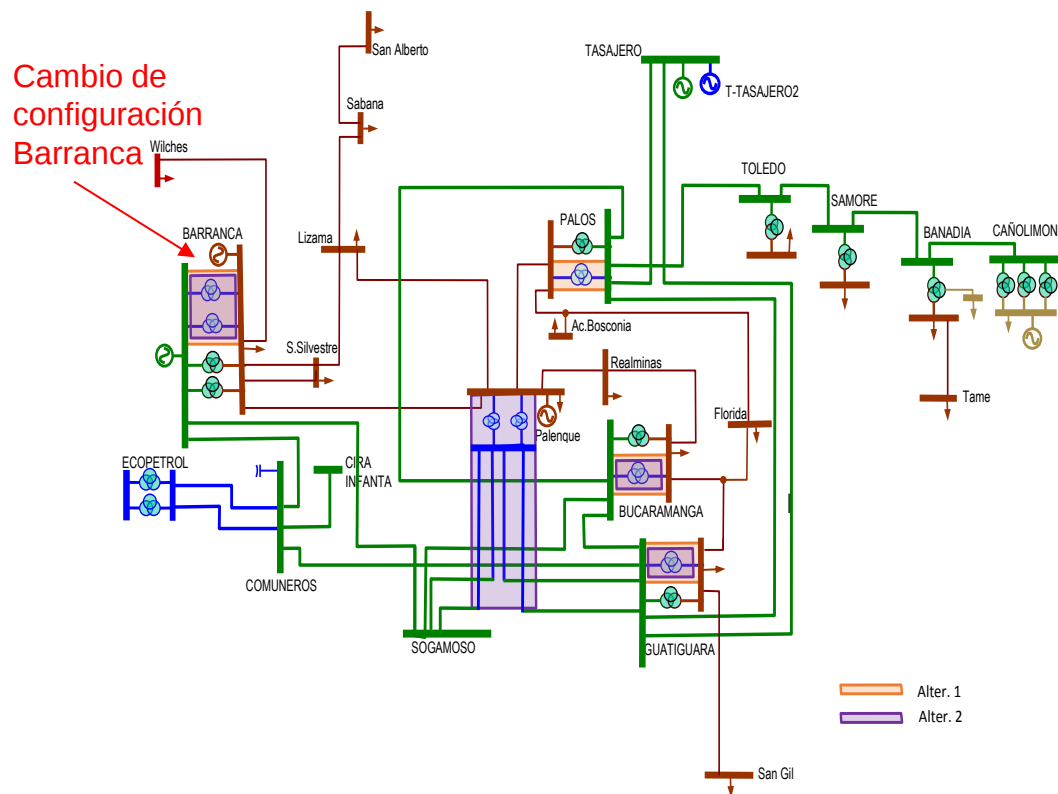
Sub área operativa Nordeste – Santander

Obra recomendada

Obra recomendada

- Nueva subestación Palenque 230 kV + 2 transformadores 230/115 kV – 150 MVA
- Reconfiguración del doble circuito Guatiguará – Sogamoso 230 kV en Guatiguará – Palenque 230 kV y Palenque – Sogamoso 230 kV
- Cambio de configuración en Barranca 230 kV de anillo a interruptor y medio

**Fecha de entrada en servicio:
Diciembre 2017**

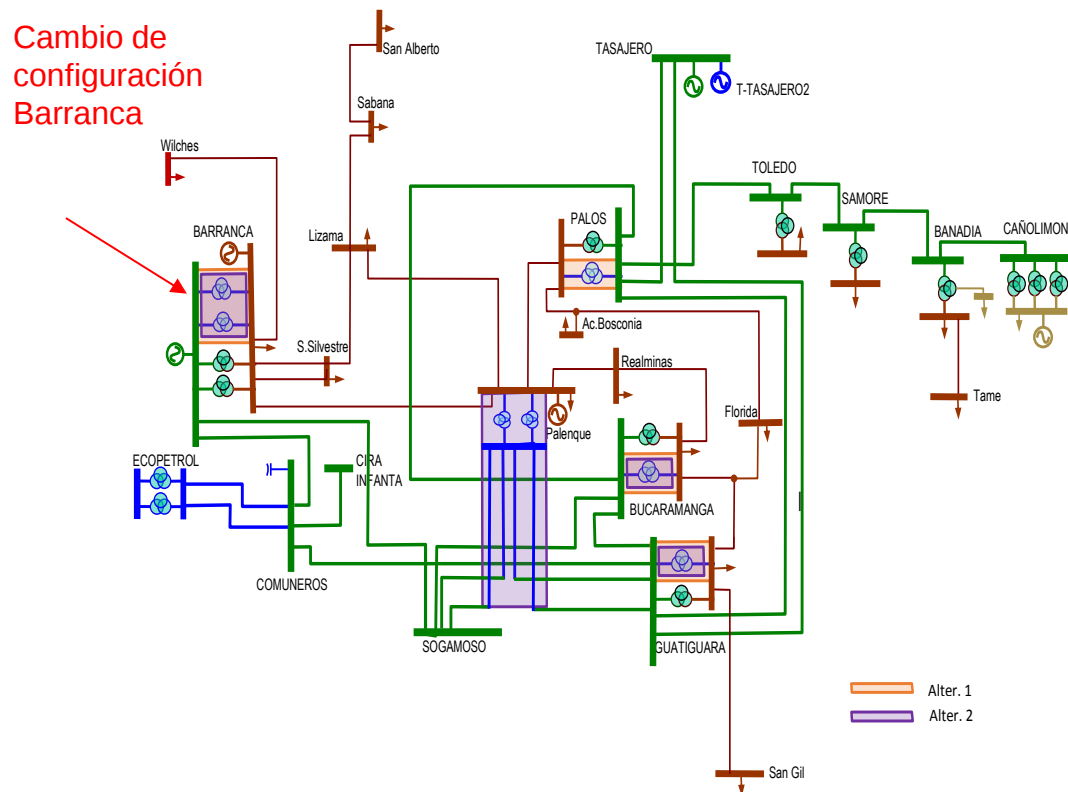


Sub área operativa Nordeste – Santander

Obra recomendada

Beneficio de la obra

- Elimina las violaciones de carga en los transformadores de conexión STN/STR y STR en condición normal de operación y ante contingencia
- Mejora las condiciones de confiabilidad en Santander
- Elimina el riesgo de desatención de demanda ante contingencia y en condiciones normales de operación



Cálculo de la re	USD Millones
Costo proyecto STN	17,72
Costo obras STR asociadas	33,79

Beneficio	
Demanda - ENS	3418
Total Beneficio	3418

Relación B/C	63,79
--------------	-------

Beneficios:

Energía no suministrada

Costos

Costo del proyecto en UC del STN (subestación Palenque* y líneas asociadas), cambio de configuración subestación Barranca STR (Transformadores de conexión STN/STR, reconfiguración líneas STR y nuevas subestaciones del STR)

* Se calculó como encapsulada la S/E

Análisis STN

Conexión
plantas de
Cargo

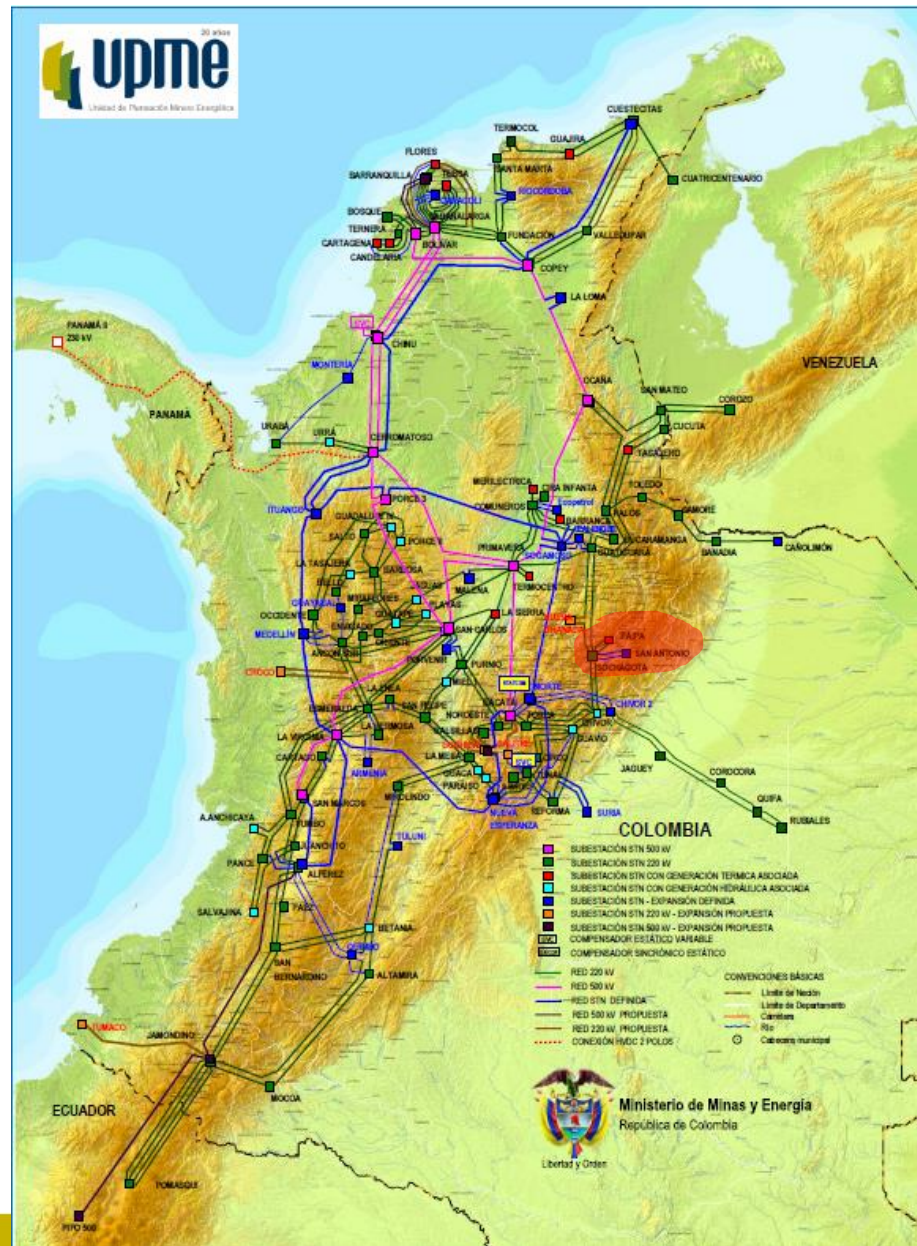
Guajira –
Cesar -
Magdalena

Nordeste -
Santander

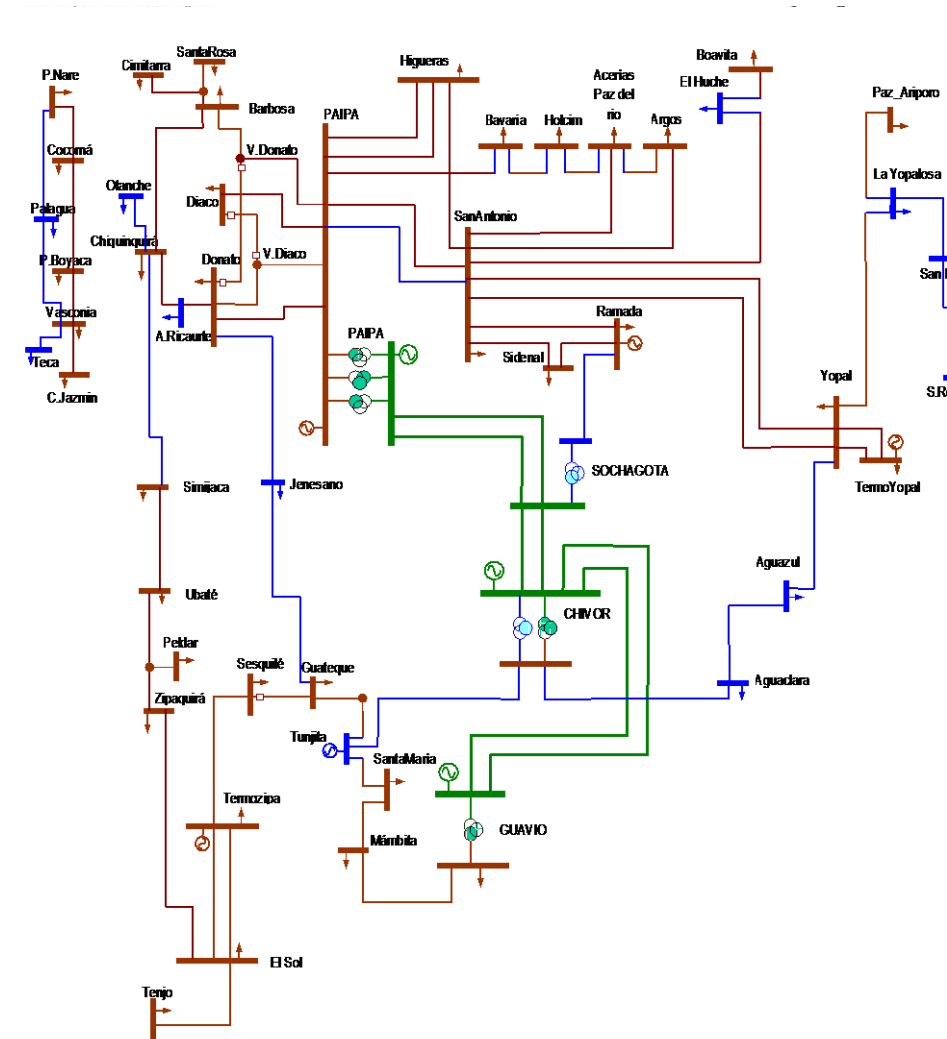
Nordeste -
Boyacá

Suroccidente

Caldas –
Quindío -
Risaralda



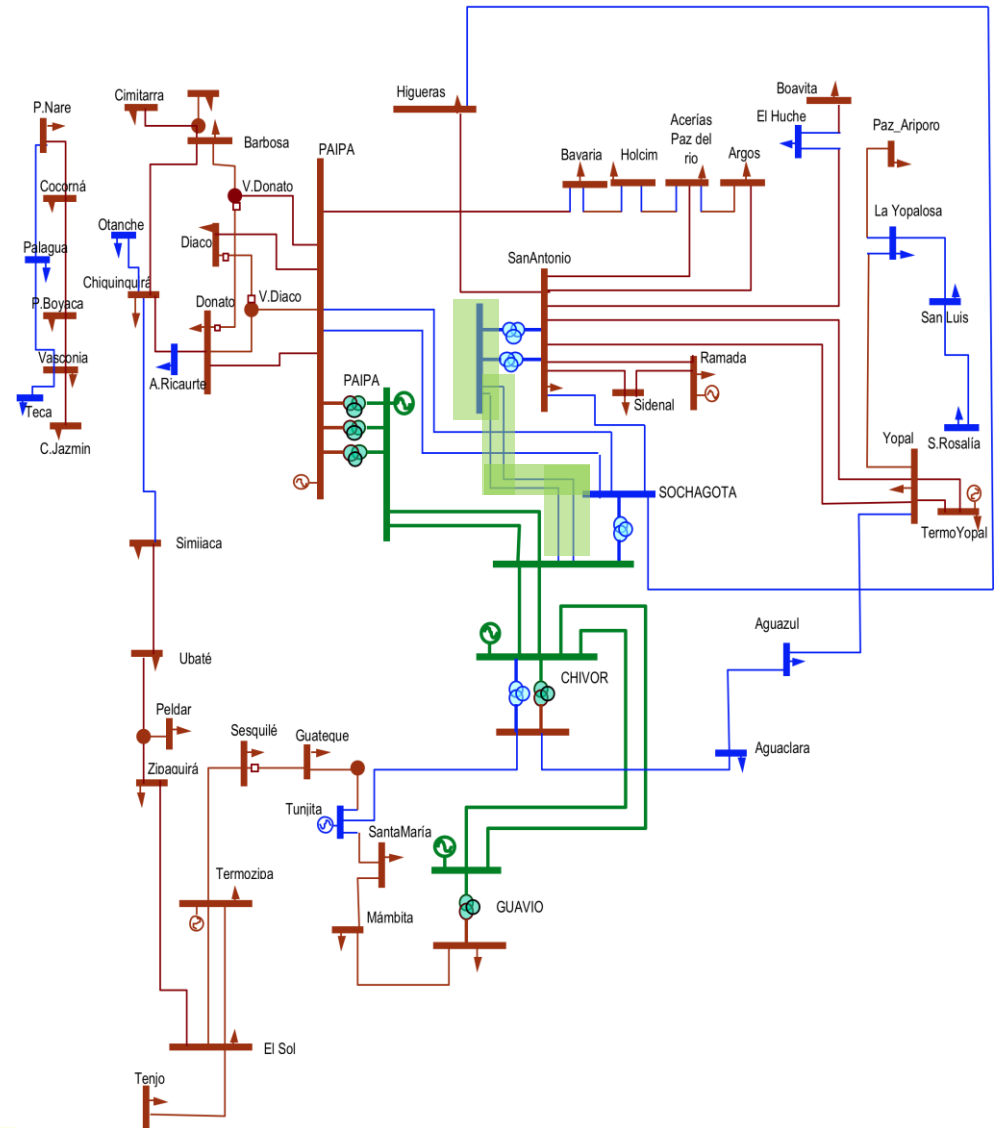
- Agotamiento capacidad transformación STN/STR
- Necesidades de Generaciones de seguridad al interior de la Sub-área.
- Bajas tensiones Boyaca y Casanare

**ÁREA BOYACÁ - CASANARE**

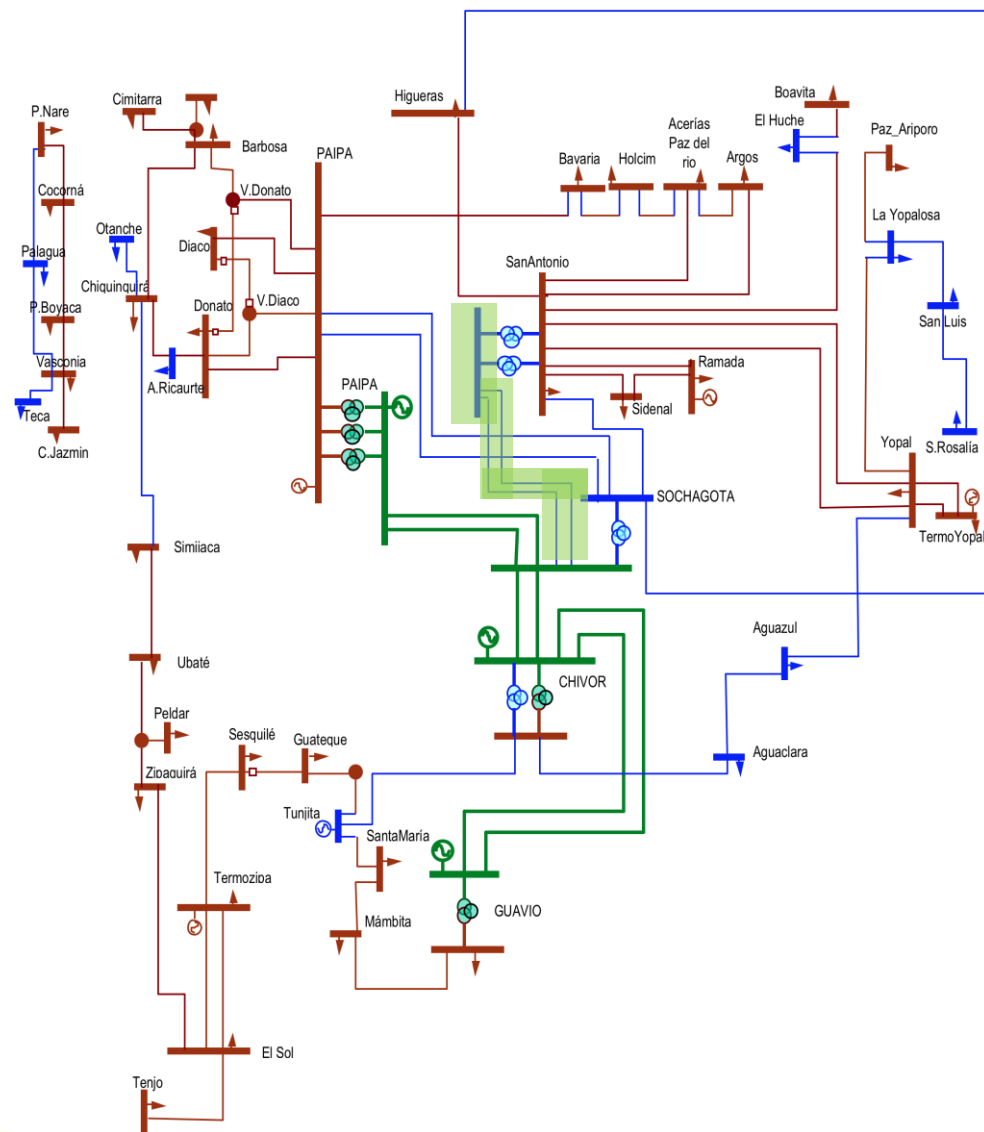
Obra recomendada

- Nueva subestación San Antonio 230 kV + 2 Transformadores 230/115 kV – 150 MVA
- Doble circuito Sochagota – San Antonio 230 kV

Fecha de entrada en servicio:
Diciembre de 2017



- Mejora las condiciones eléctricas de la zona
- Mejora la confiabilidad del sistema a nivel del STN y STR, eliminando riesgo de desatención de demanda
- Elimina las necesidades de generación de seguridad en el área
- Elimina las violaciones de carga en los transformadores de conexión STN/STR y STR en condición normal de operación y ante contingencia



Beneficios:

- Ahorro generación seguridad
- Energía no suministrada

Costos

- Costo del proyecto en UC del STN (subestación San Antonio 230 kV y líneas asociadas)
- STR (Transformadores de conexión STN/STR, reconfiguración líneas STR)

Cálculo relación B/C	USD Millones
Costo proyecto STN	13,75
Costo proyecto STR	11,72

Total Beneficio	607
-----------------	-----

Relación B/C	23,86
--------------	-------

Análisis STN

Conexión
plantas de
Cargo

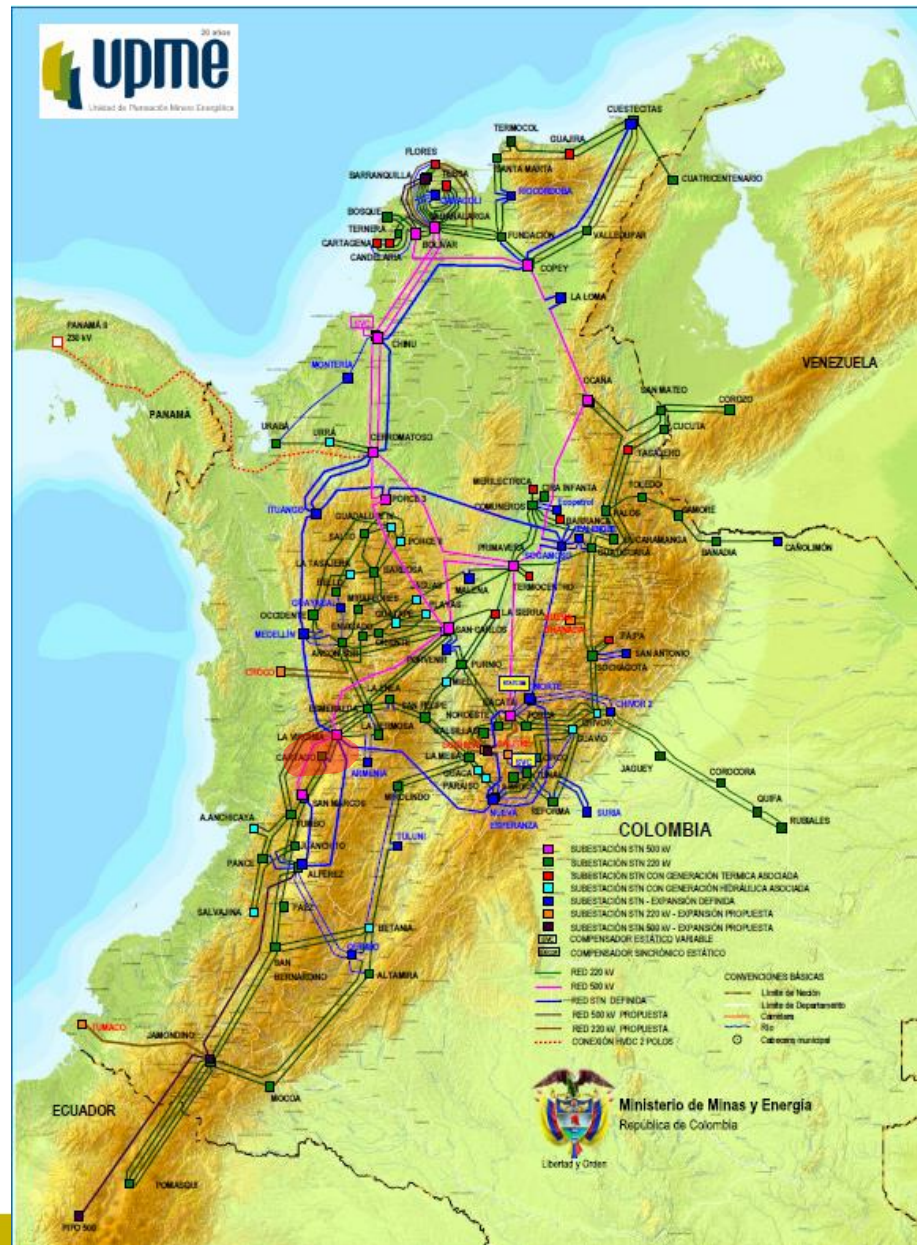
Guajira –
Cesar –
Magdalena

Nordeste -
Santander

Nordeste -
Boyacá

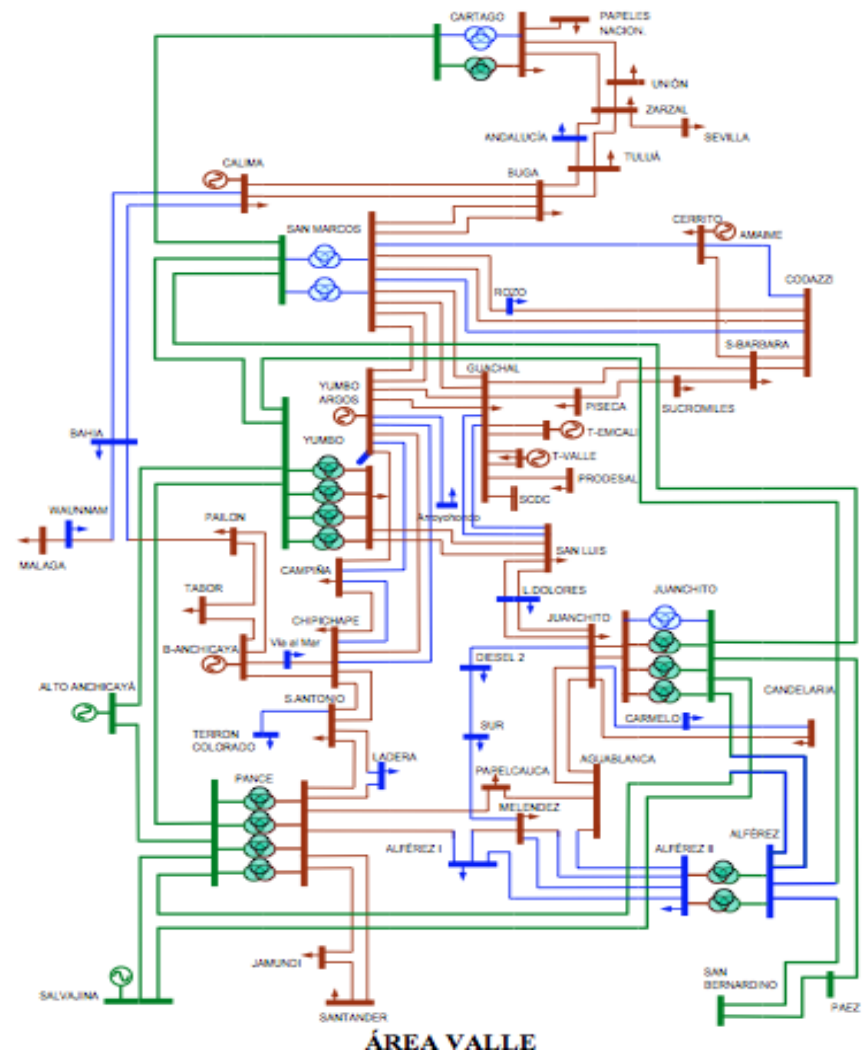
Suroccidente

Caldas –
Quindío -
Risaralda



Problemática General:

- Elevadas cargabilidades elementos del STR entre Caldas – Quindío – Risaralda y Valle.
- Bajas tensiones en el norte del Valle, ante indisponibilidad de elementos

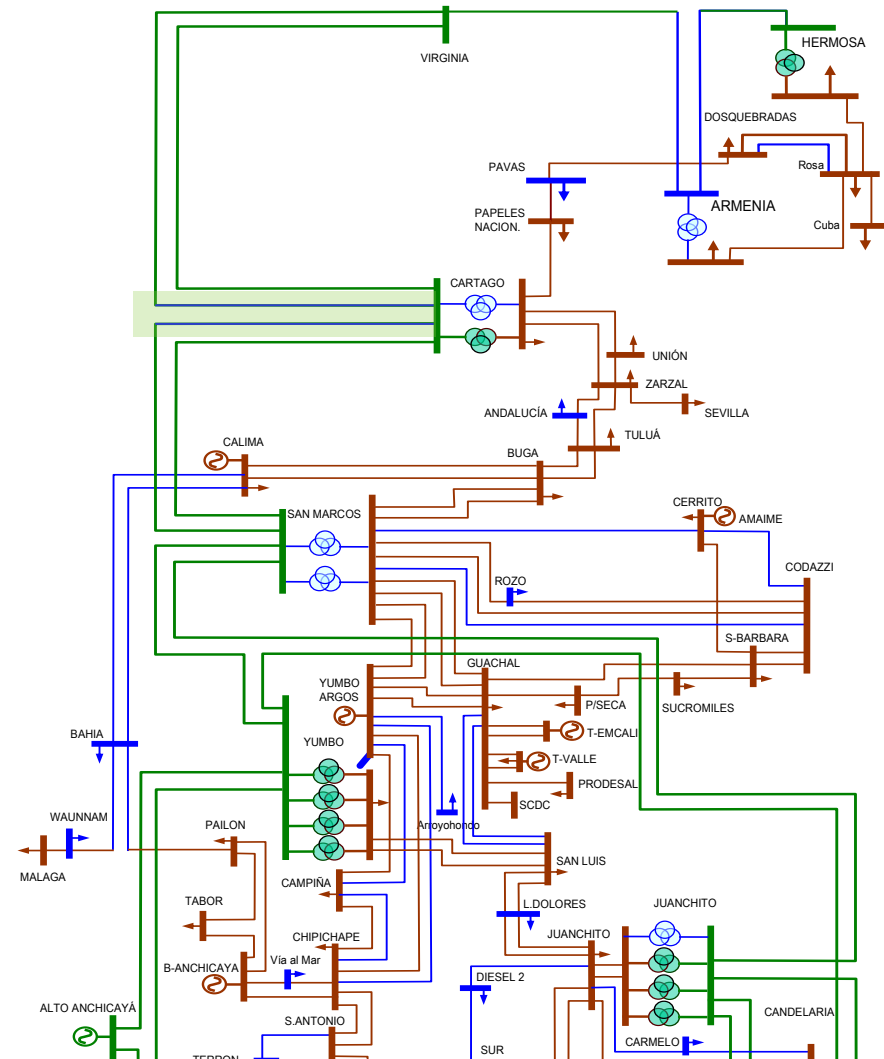


Obra recomendada

- Reconfiguración del enlace Virginia – San Marcos 230 kV en Virginia – Cartago 230 kV y Cartago – San Marcos 230 kV.

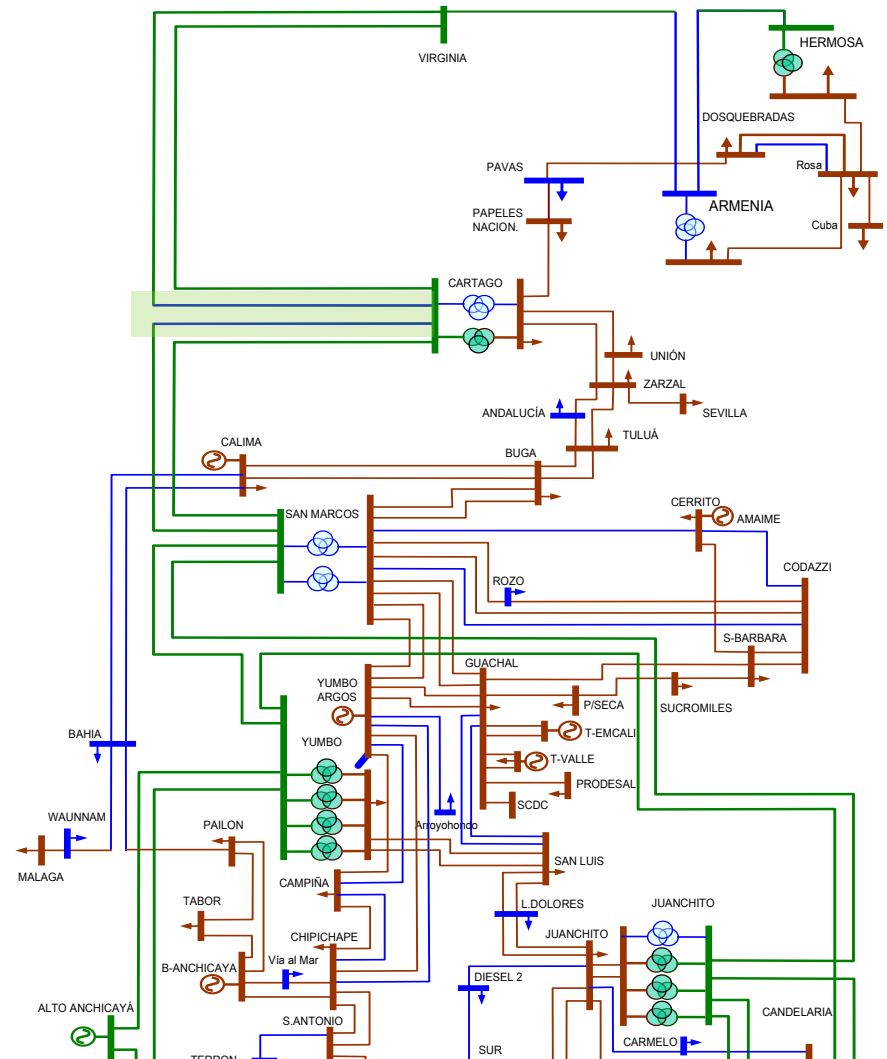
Fecha de entrada en servicio:

Diciembre de 2016



Beneficio

- Elimina la cargabilidad de elementos entre Caldas – Quindío – Risaralda y Valle.
- Elimina las necesidades de generación de seguridad.
- Mejora la confiabilidad del sistema ante indisponibilidades



Calculo de relación B/C	USD Millones
Costo proyecto	2,6

Total Beneficio	2,9
-----------------	-----

Relación B/C	1,12
--------------	------

Beneficios:

- Ahorro generación seguridad
- Energía no suministrada, ante indisponibilidades

Costos

Costo del proyecto en UC del STN

Análisis STN

Conexión
plantas de
Cargo

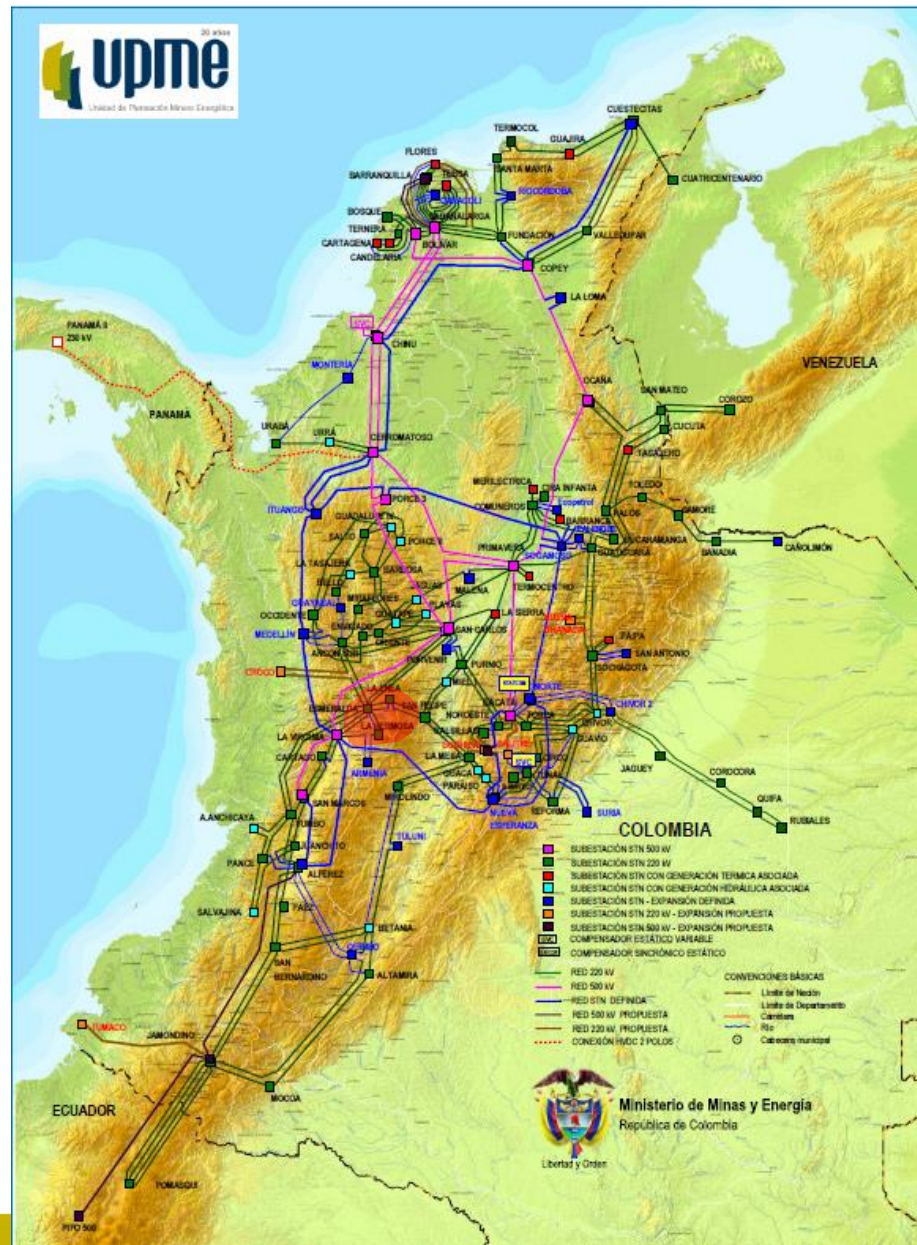
Guajira –
Cesar –
Magdalena

Nordeste -
Santander

Nordeste -
Boyacá

Suroccidente

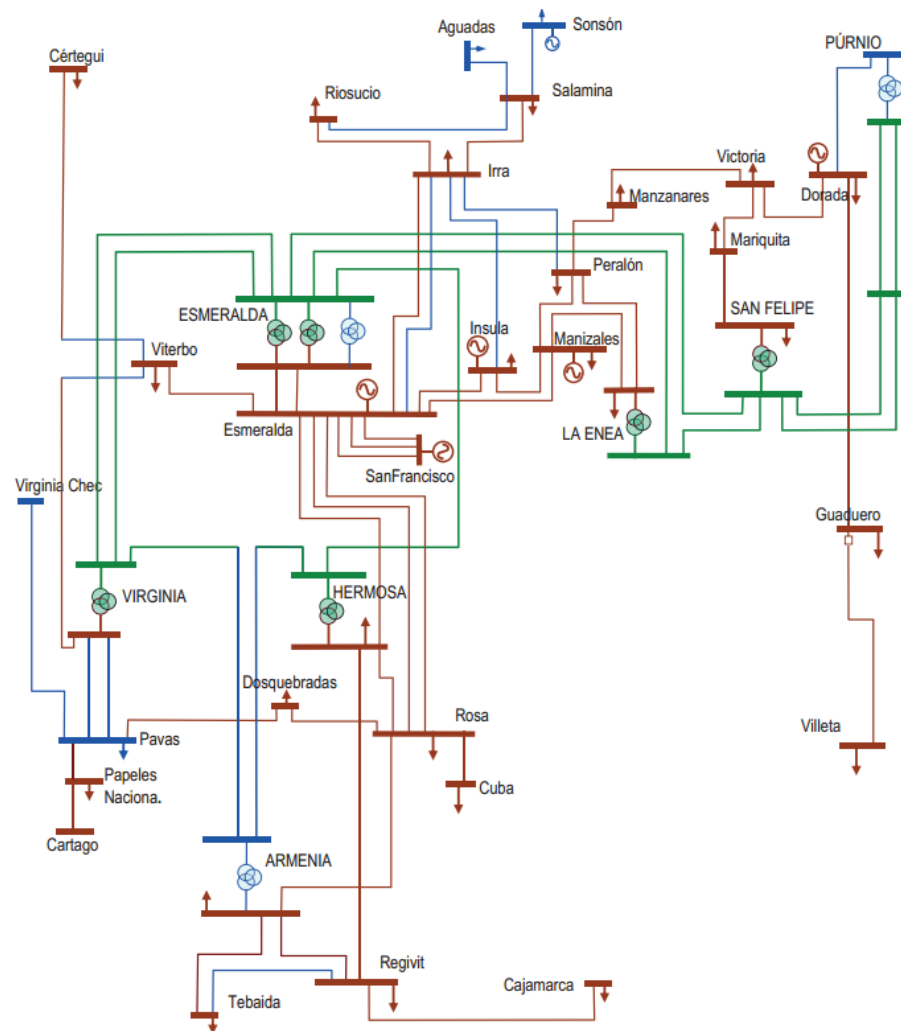
Caldas –
Quindío -
Risaralda



Expansión Suroccidente – Caldas – Quindío – Risaralda

Problemática

- Agotamiento de capacidad de transformación STN/STR
- Dependencia de generación de seguridad en la sub área operativa



ÁREA CÁLDAS – QUINDÍO – RISARALDA

■ 220 kV ■ 115 kV ■ Proyecto de Expansión ■ Propuesta Operador de Red

Expansión Suroccidente – Caldas – Quindío - Risaralda

Recomendación

- Reconfigurar el enlace Esmeralda San Felipe 230 kV en Esmeralda – Enea 230 kV y Enea – San Felipe 230 kV – aprox 0,5 km

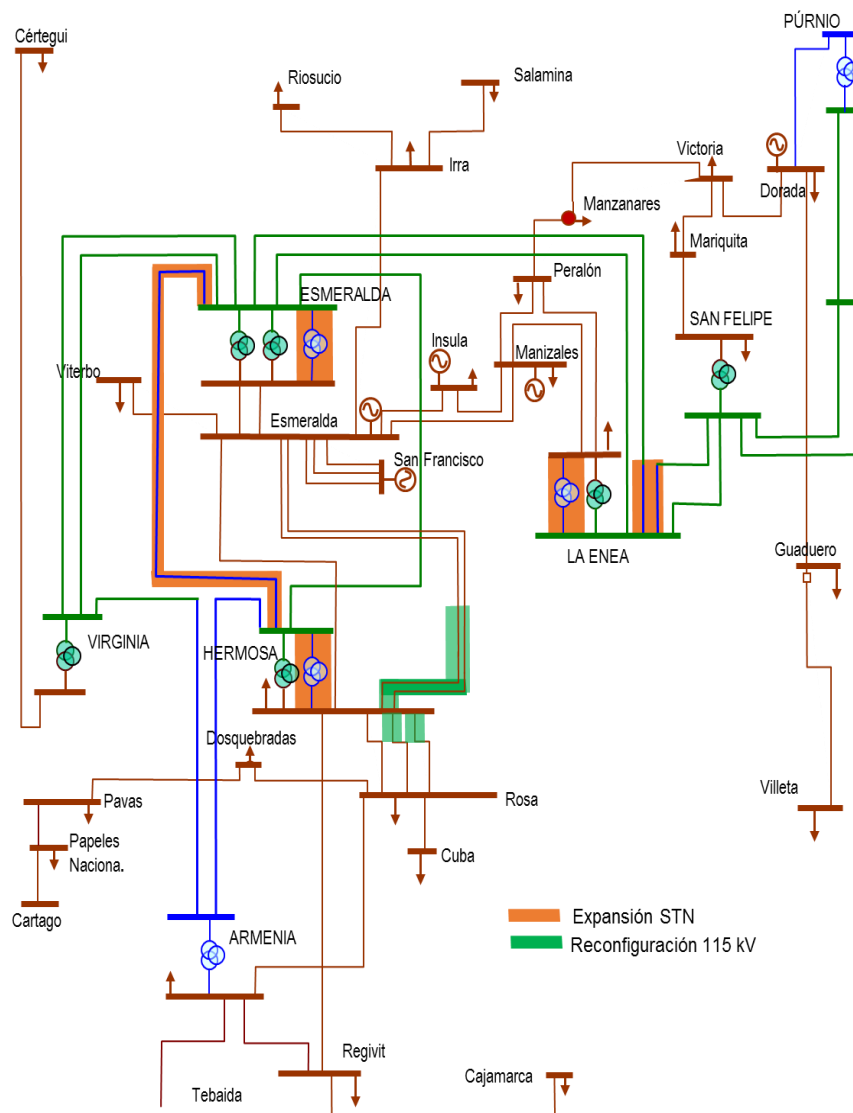
Fecha de entrada en servicio:

Diciembre de 2018

- Cambio de nivel de tensión enlace Esmeralda – Hermosa 115 kV a 230 kV.

Fecha de entrada en servicio:

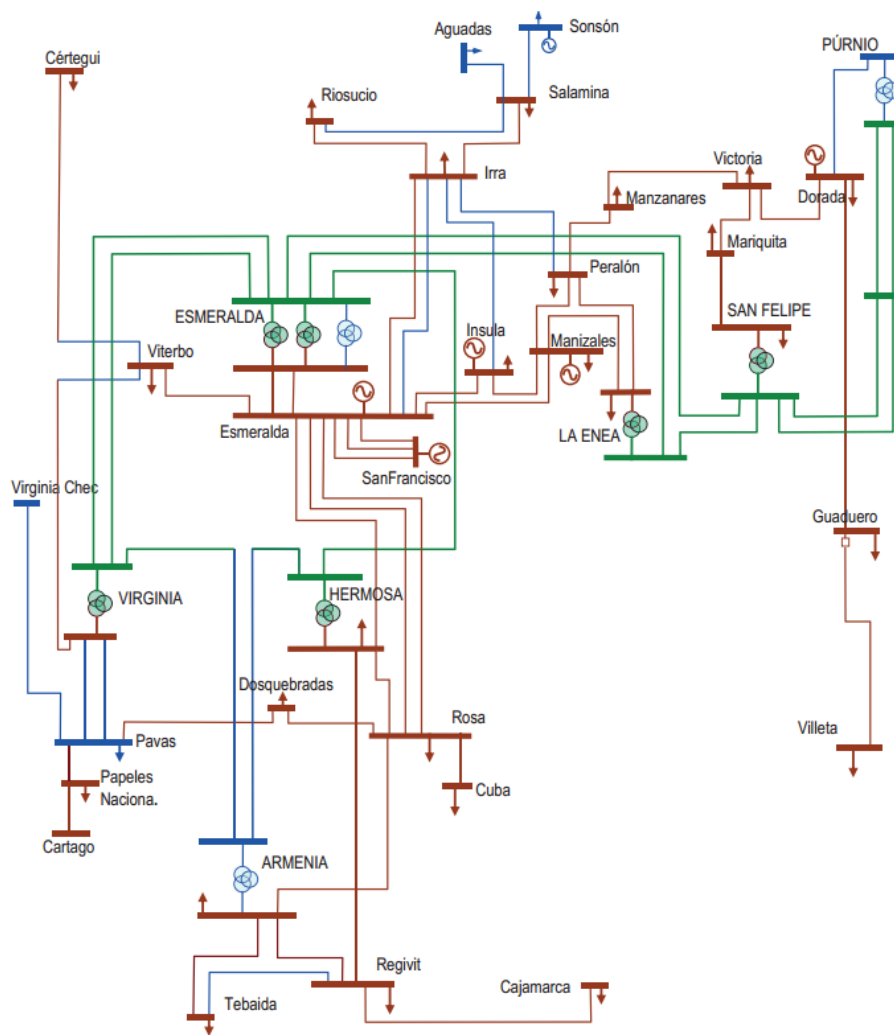
Noviembre de 2019



Expansión Suroccidente – Caldas – Quindío – Risaralda

Beneficios

- Mejora de la confiabilidad en la sub área CQR
- Eliminación de riesgo de desatención de demanda ante condiciones normal operación y en contingencia
- Eliminación de la dependencia de generación de seguridad en la sub área



ÁREA CÁLDAS – QUINDÍO - RISARALDA

■ 220 kV ■ 115 kV ■ Proyecto de Expansión ■ Propuesta Operador de Red

Expansión Suroccidente – Caldas – Quindío - Risaralda

Beneficios:

Ahorro generación seguridad
Energía no suministrada, ante
indisponibilidades

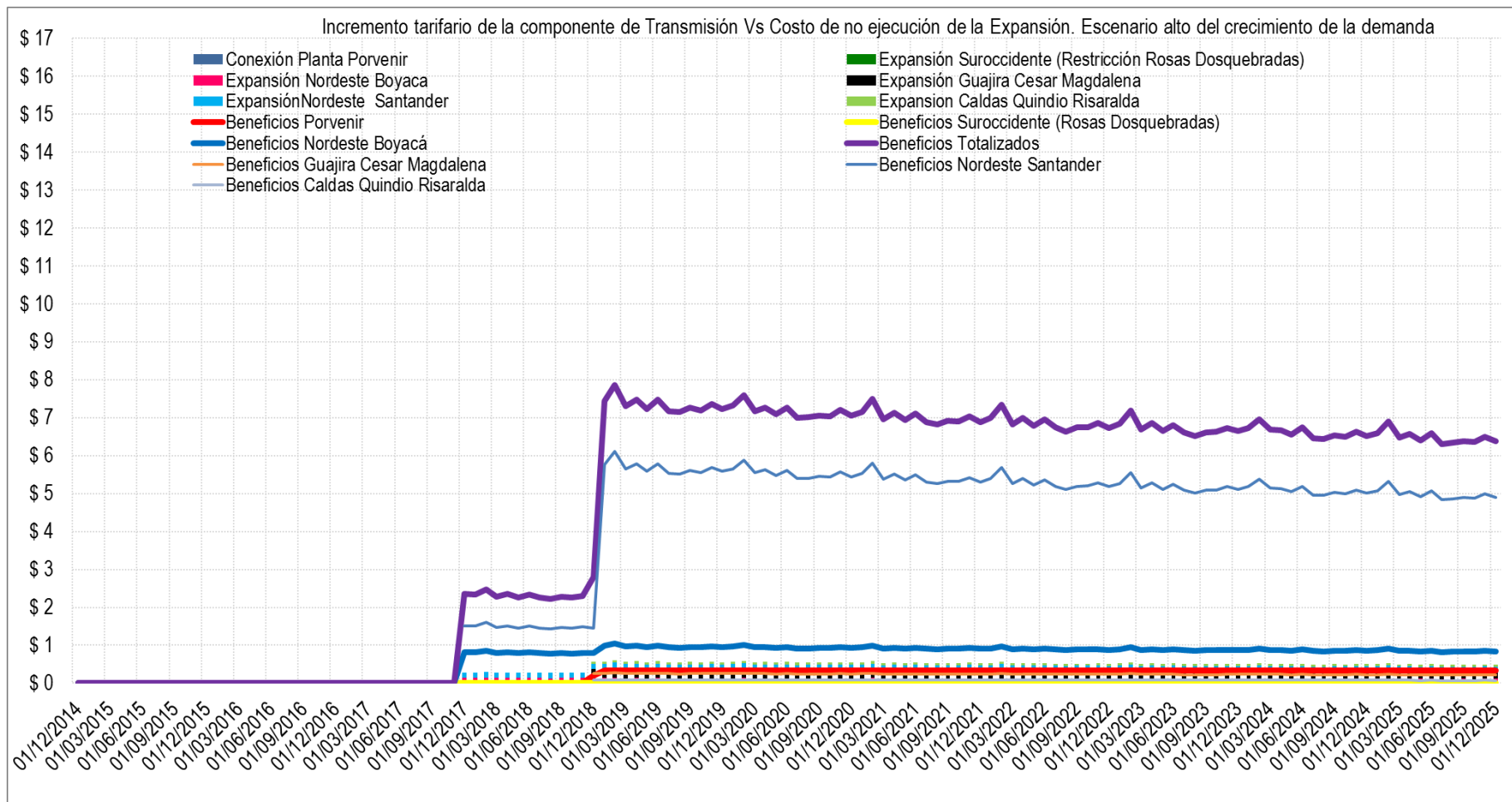
Costos

Costo del proyecto en UC del STN
(Cambio nivel de tensión enlace
Hermosa – Esmeralda de 115 kV a 230
kV y Reconfiguración Esmeralda – San
Felipe 230 kV en Esmeralda –Enea 230
kV y Enea – San Felipe 230 kV)
Costo proyecto STR (Tercer TRF
Esmeralda, Segundo TRF Enea,
Segundo TRF en Hermosa y
reconfiguración STR)

Costo proyecto	\$ 6,79
Costo proyecto	\$ 14,10

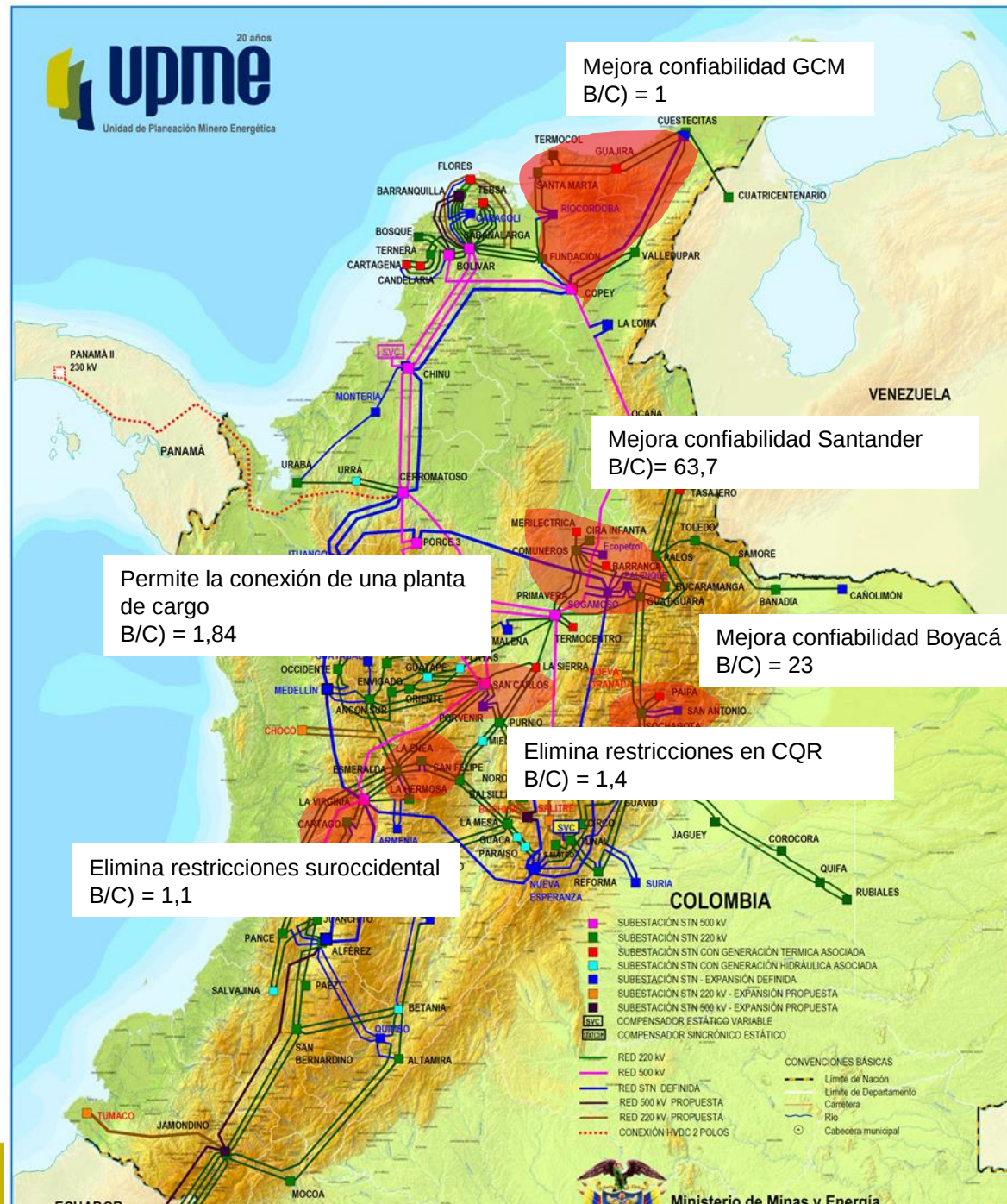
Total Beneficio	\$ 29,35
-----------------	----------

Relación B/C	\$ 1,40
--------------	---------



Obras de expansión

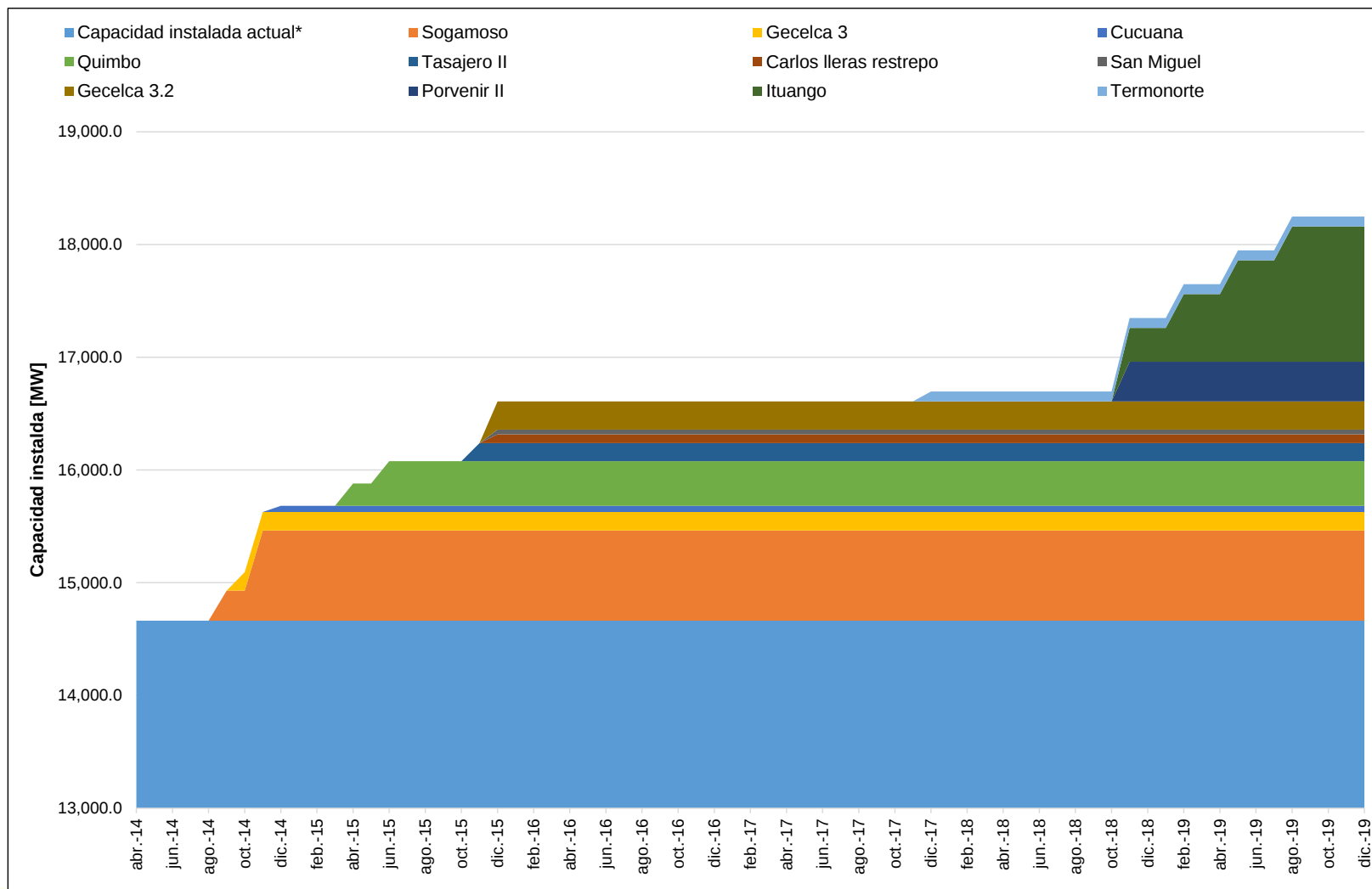
- Refuerzo en el área eléctrica Guajira cesar Magdalena a través del circuito en 500 kV Copey – Cuestecitas y el segundo circuito 230 kV Copey – Fundación.
- Nuevo punto de inyección en Santander con la subestación Palenque 230 kV.
- Nuevo punto de inyección en Boyacá con la nueva subestación San Antonio 230 kV.
- Conexión plante de generación Porvenir II.
- Reconfiguración del enlace San Marcos – Virginia 230 kV en San Marcos – Cartago 230 kV y Cartago – Virginia 230 kV.
- Cambio de nivel de tensión Esmeralda – Enea 230 kV y reconfiguración San Felipe – Esmeralda 230 kV en San Felipe – Enea y Enea – Esmeralda.



- Resumen Plan de Transmisión
- **Resumen Plan de Generación**
- Trabajo Futuro



- ✓ Sistema de generación colombiano a marzo de 2014.
- ✓ Índices de indisponibilidad considerados en el cálculo del Cargo por Confiabilidad de cada agente.
- ✓ Consideración de algunos proyectos inscritos en el registro de la UPME a mayo de 2014, y otros que cuentan con estudio de conexión radicado y/o aprobado.
- ✓ Proyecciones de demanda de energía y potencia, escenarios bajo, medio y alta de la revisión de junio de 2014.
- ✓ Características de plantas hidráulicas y térmicas a marzo de 2014.
- ✓ Proyecciones de precios de gas natural, combustibles líquidos y carbón mineral, revisión febrero 2014, en dólares constantes de diciembre de 2012.
- ✓ Mínimos operativos vigentes a marzo de 2014.
- ✓ No se consideran limitaciones en el suministro de gas natural.
- ✓ Costos indicativos de generación, así como costos fijos y variables determinados por la UPME.
- ✓ Inicialmente, se utilizan 200 series sintéticas de caudales generadas con el modelo ARP, lo anterior a partir de datos históricos del periodo 1937 - 2012. ***Esta hidrología contiene los períodos secos de los horizontes 1991-1992, 1997-1998 y 2009 - 2010.***

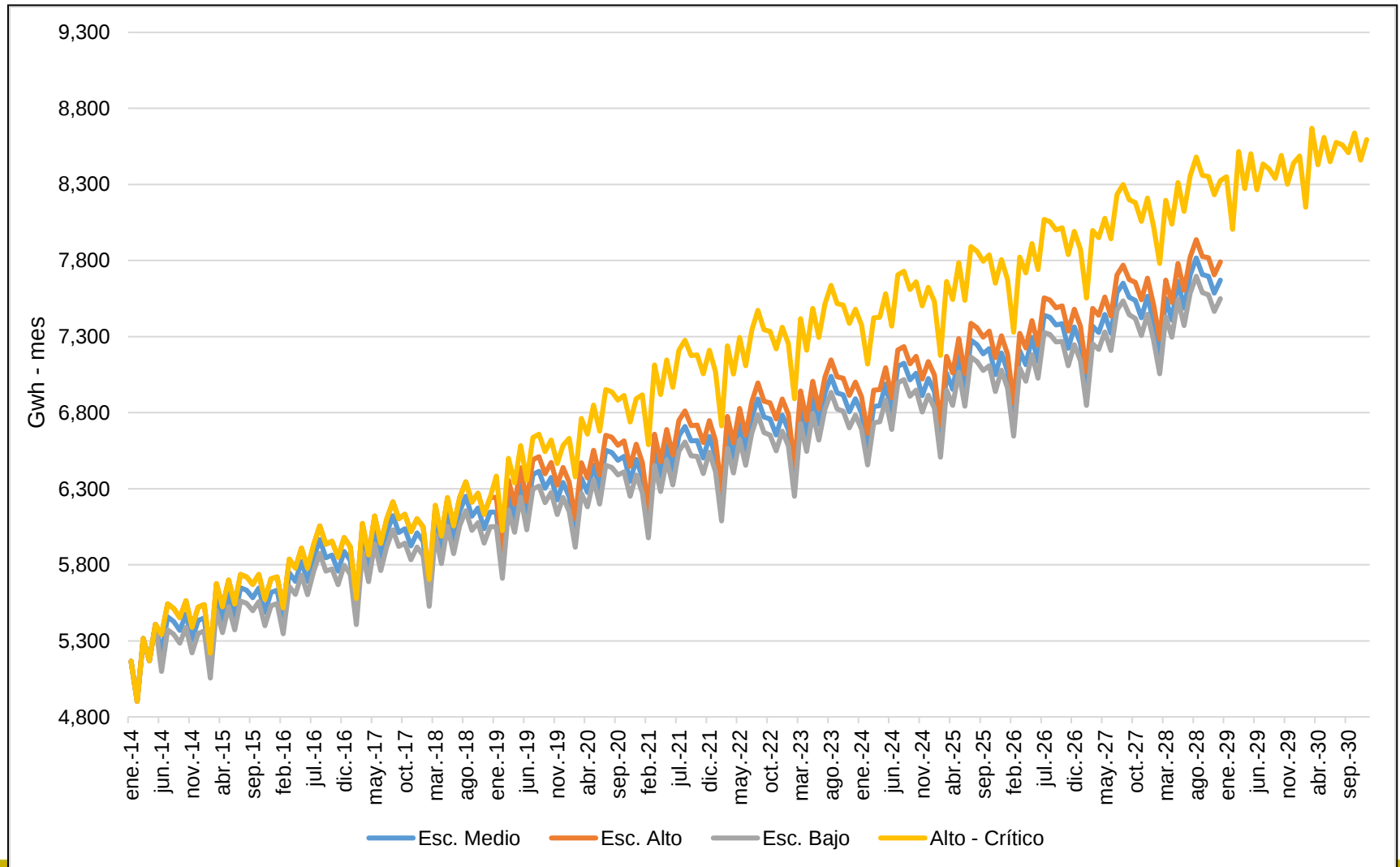


Plan de Generación, Cronograma, atrasos, sensibilidad a la Demanda y Proyección de Precios

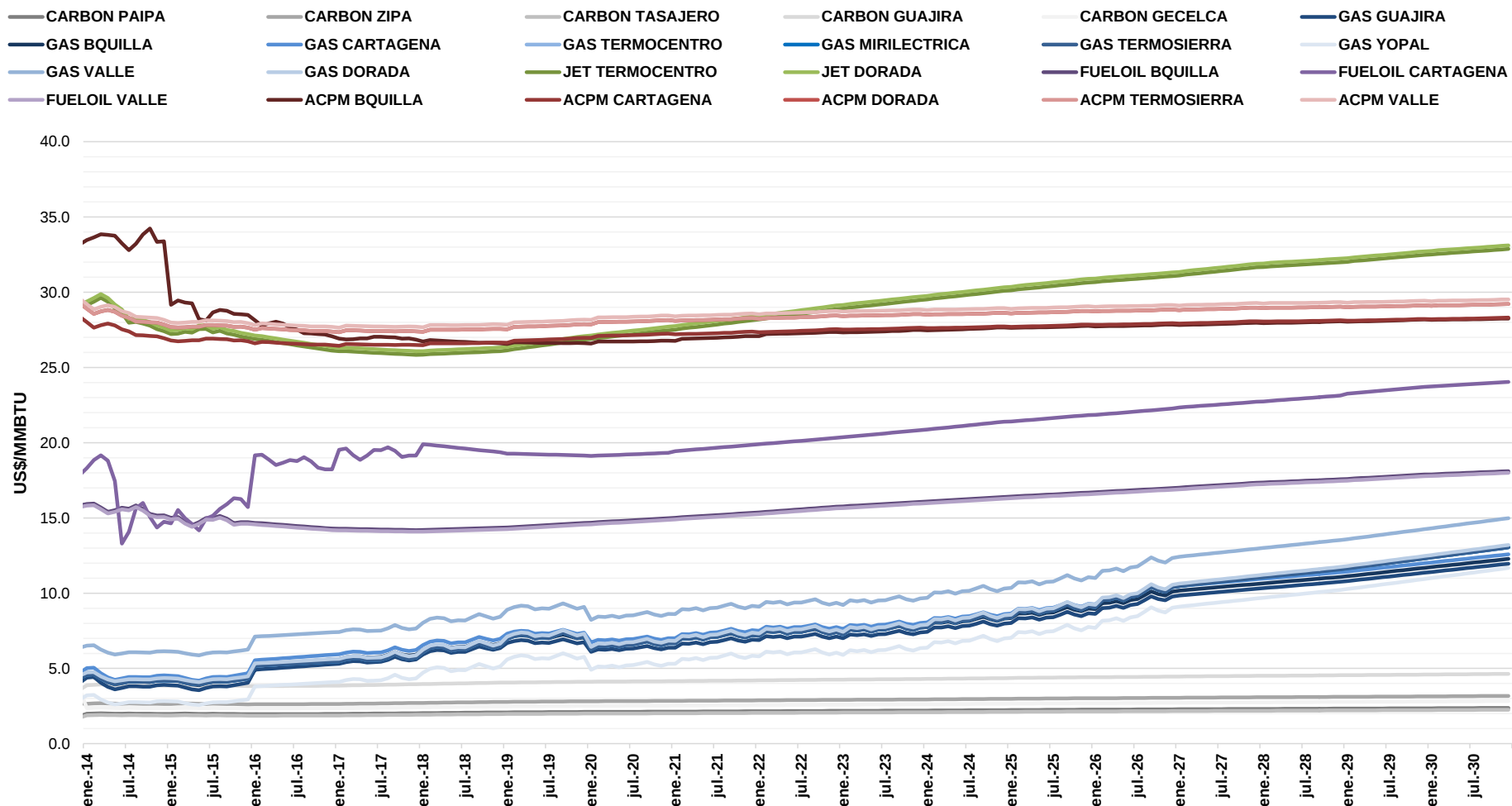
Fecha de entrada*	Atraso respecto a fecha original	Central	Capacidad (MW)	Tipo de central
dic.-14	2 meses	GECELCA 3	164.0	Termica
dic.-15	6 meses	EL QUIMBO	396.0	Hidráulica
dic.-15	13 meses	SOGAMOSO	800.0	Hidráulica
dic.-15	12 meses	CUCUANA	55.0	Hidráulica
dic.-16	12 meses	SAN MIGUEL	42.0	Hidráulica
dic.-16	12 meses	CARLOS LLERAS RESTREPO	78.1	Hidráulica
dic.-16	12 meses	GECELCA 3.2	250.0	Termica
dic.-16	13 meses	TASAJERO II	160.0	Termica
dic.-18	12 meses	TERMONORTE	88.3	Termica
dic.-19	4 meses	ITUANGO	1200.0	Hidráulica
dic.-19	13 meses	PORVENIR II	352.0	Hidráulica

*Fecha limite de entrada en operación del proyecto de su maxima capacidad estimada

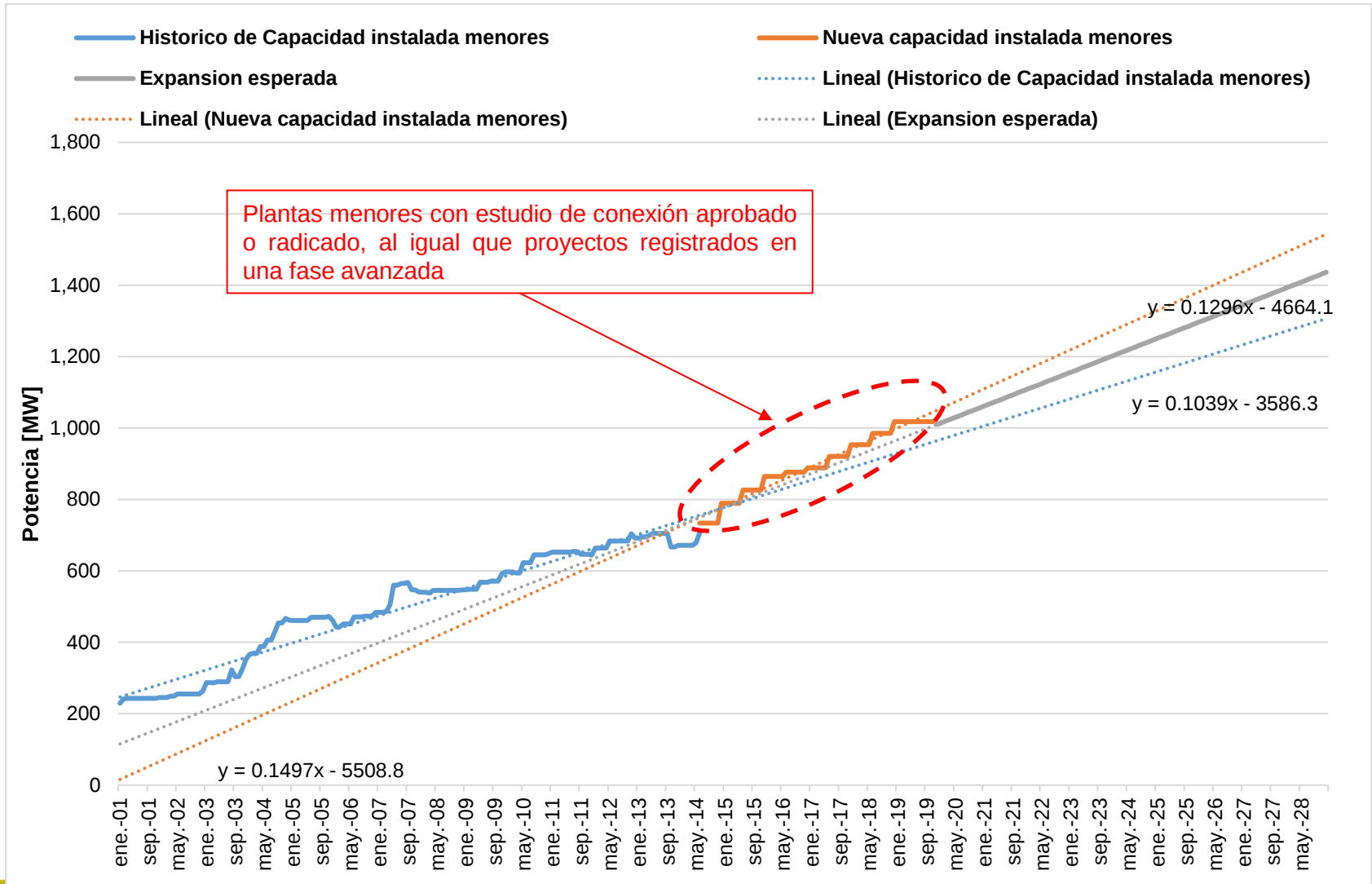
Plan de Generación, Cronograma, atrasos, sensibilidad a la Demanda y Proyección de Precios



Plan de Generación, Cronograma, atrasos, sensibilidad a la Demanda y Proyección de Precios



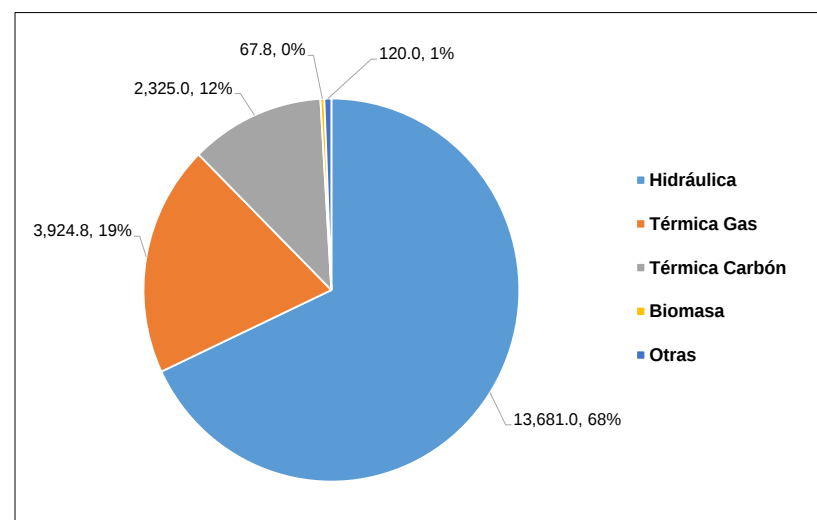
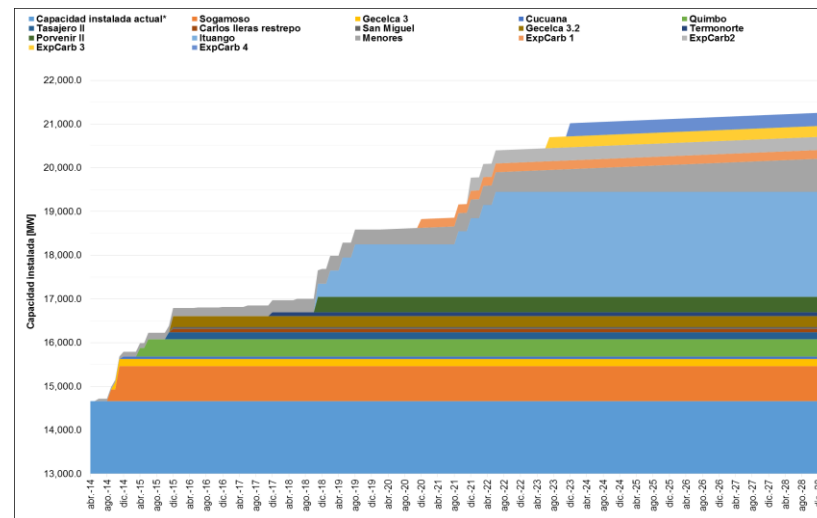
Plan de Generación – Impacto de la Generación de Plantas Menores



Plan de Generación – Largo Plazo

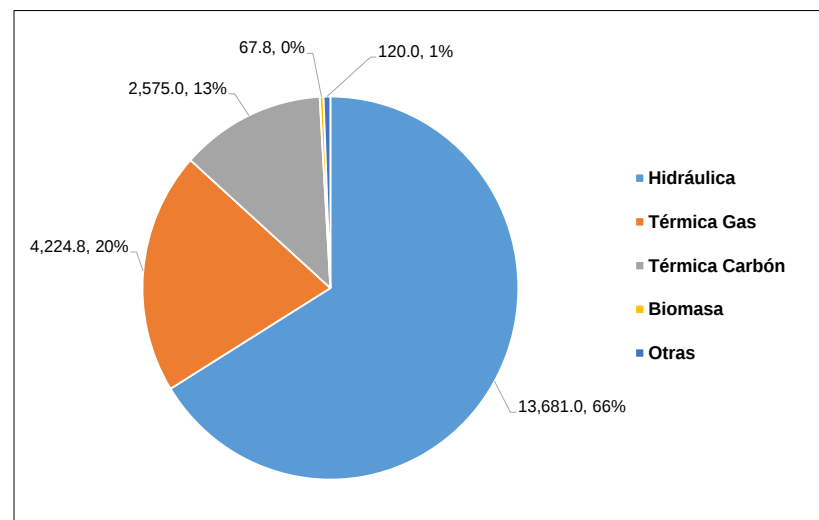
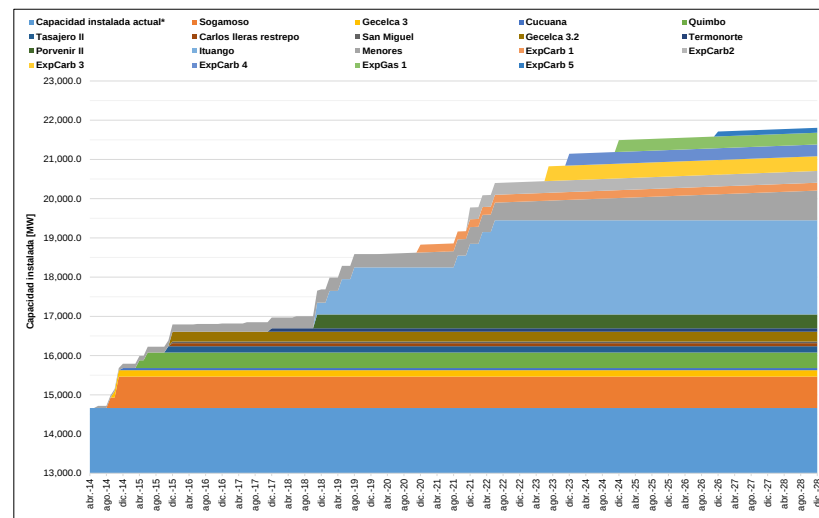
Escenario 5 – Crecimiento de Demanda Alto

Central	Fecha de entrada	Capacidad	Recurso
Sogamoso	sep-14	266.7	Hidráulico
	nov-14	800.0	
Gecelca 3	oct-14	164.0	Carbón
Cucuana	dic-14	55.0	Hidráulico
Quimbo	abr-15	198.0	Hidráulico
	jun-15	396.0	
Tasajero II	nov-15	160.0	Carbón
Carlos Ileras Restrepo	dic-15	78.1	Hidráulico
San Miguel	dic-15	42.0	Hidráulico
Gecelca 3.2	dic-15	250.0	Carbón
Termonorte	dic-17	88.0	Líquidos
Ituango	nov-18	300.0	Hidráulico
	feb-19	600.0	
	may-19	900.0	
	ago-19	1,200.0	
	ago-21	1,500.0	
	dic-21	1,800.0	
	mar-22	2,100.0	
	jun-22	2,400.0	
Exp.Carb. 1	dic-20	200.0	Carbón
Exp.Carb. 2	dic-21	300.0	Carbón
Exp.Carb. 3	jul-23	250.0	Carbón
Exp.Carb. 4	dic-23	300.0	Carbón
Menores	Crecimiento según proyección estimada		



Plan de Generación – Largo Plazo - Escenario 6 Crecimiento de Demanda Alto Crítico

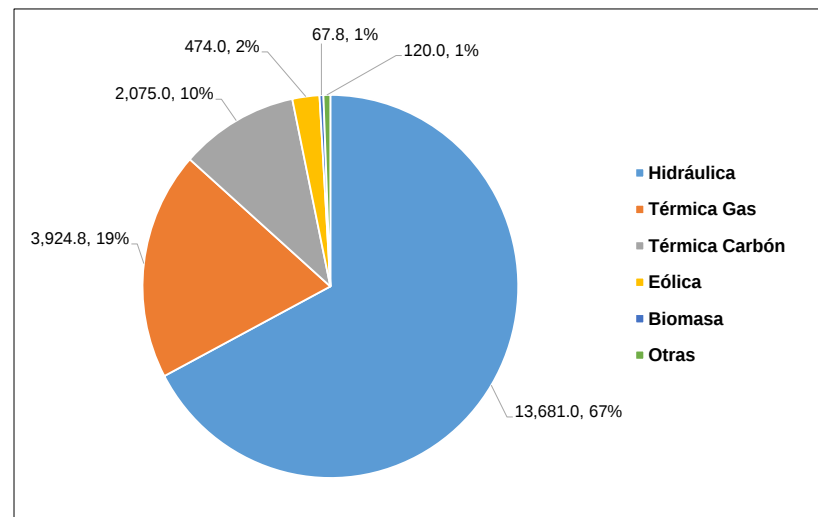
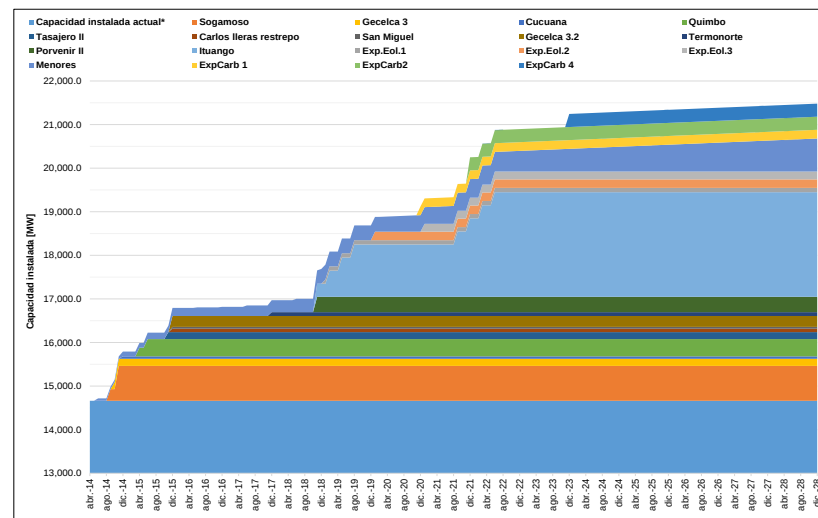
Central	Fecha de entrada	Capacidad	Recurso
Sogamoso	sep-14	266.7	Hidráulico
Gecelca 3	nov-14	800.0	Carbón
Cucuaana	oct-14	164.0	Hidráulico
Quimbo	dic-14	55.0	Hidráulico
	abr-15	198.0	Hidráulico
	jun-15	396.0	Hidráulico
Tasajero II	nov-15	160.0	Carbón
Carlos Ileras Restrepo	dic-15	78.1	Hidráulico
San Miguel	dic-15	42.0	Hidráulico
Gecelca 3.2	dic-15	250.0	Carbón
Termonorte	dic-17	88.0	Líquidos
Porvenir II	nov-18	352.0	Hidráulico
	nov-18	300.0	
	feb-19	600.0	
	may-19	900.0	
Ituango	ago-19	1,200.0	Hidráulico
	ago-21	1,500.0	
	dic-21	1,800.0	
	mar-22	2,100.0	
	jun-22	2,400.0	
Exp. Carb. 1	dic-20	200.0	Carbón
Exp. Carb. 2	dic-21	300.0	Carbón
Exp. Carb. 3	jul-23	375.0	Carbón
Exp. Carb. 4	dic-23	300.0	Carbón
Exp. Gas 1	dic-24	300.0	Gas
Exp. Carb. 5	dic-26	125.0	Carbón
Menores	Crecimiento según proyección estimada		



Plan de Generación – Largo Plazo - Escenario 7

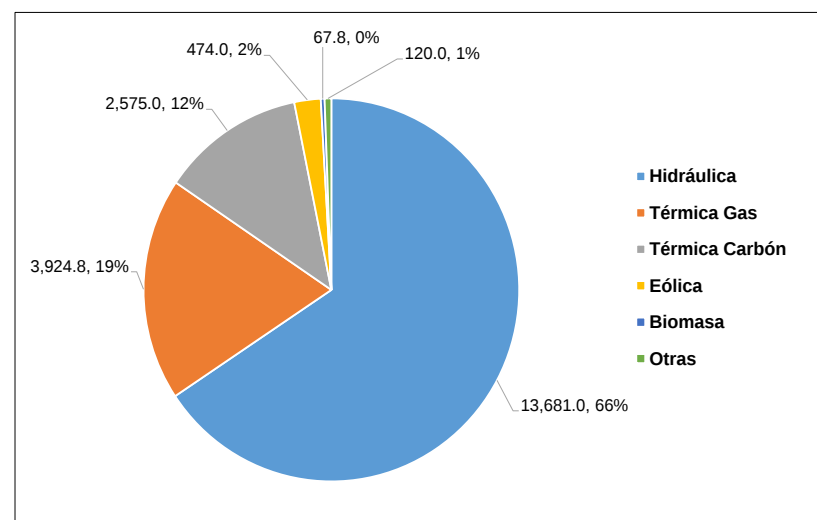
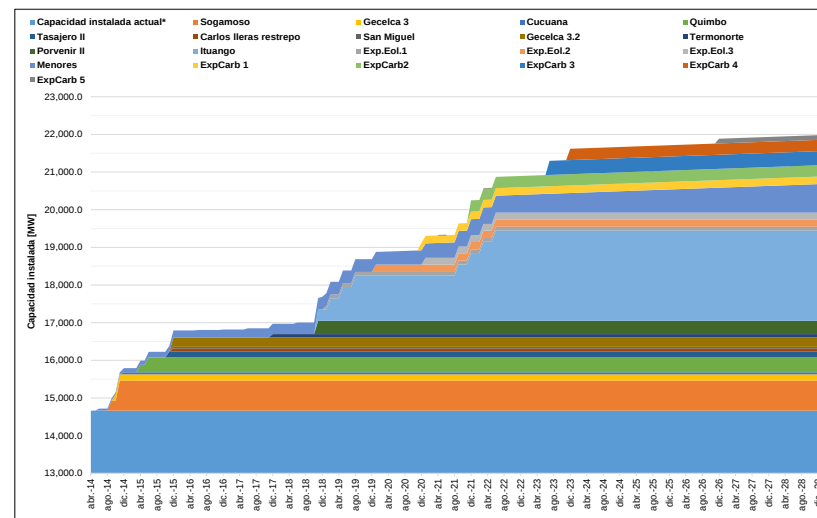
Incorporación Energía Eólica - Demanda Alta

Central	Fecha de entrada	Capacidad	Recurso
Sogamoso	sep-14	266.7	Hidráulico
	nov-14	800.0	
Gecelca 3	oct-14	164.0	Carbón
Cucuana	dic-14	55.0	Hidráulico
Quimbo	abr-15	198.0	Hidráulico
	jun-15	396.0	
Tasajero II	nov-15	160.0	Carbón
Carlos Ileras Restrepo	dic-15	78.1	Hidráulico
San Miguel	dic-15	42.0	Hidráulico
Gecelca 3.2	dic-15	250.0	Carbón
Termonorte	dic-17	88.0	Líquidos
Porvenir II	nov-18	352.0	Hidráulico
	nov-18	300.0	
	feb-19	600.0	
	may-19	900.0	
	ago-19	1,200.0	
	ago-21	1,500.0	
Ituango	dic-21	1,800.0	Hidráulico
	mar-22	2,100.0	
	jun-22	2,400.0	
Exp.Eol.1	ene-19	99.0	Eólica
Exp.Eol.2	ene-20	195.0	Eólica
Exp.Eol.3	ene-21	180.0	Eólica
Exp.Carb. 1	dic-20	200.0	Carbón
Exp.Carb. 2	dic-21	300.0	Carbón
Exp.Carb. 4	dic-23	300.0	Carbón
Menores	Crecimiento según proyección estimada		



Plan de Generación – Largo Plazo - Escenario 8 Incorporación Energía Eólica - Demanda Alta Crítico

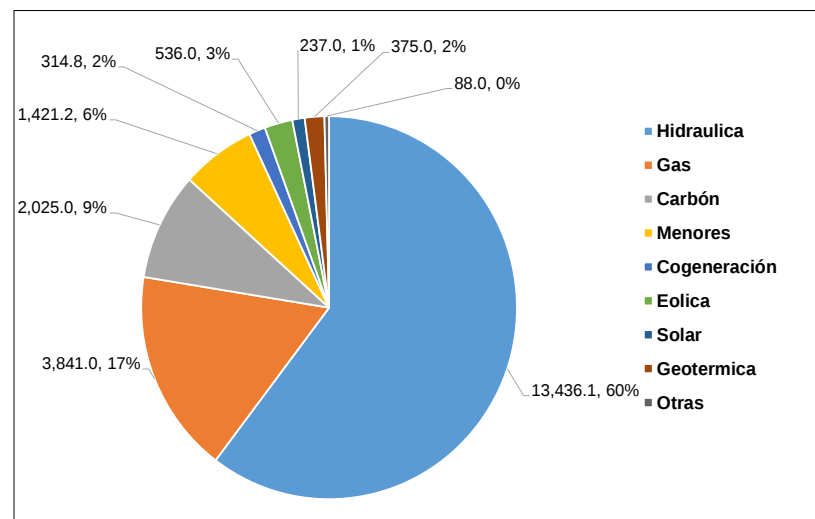
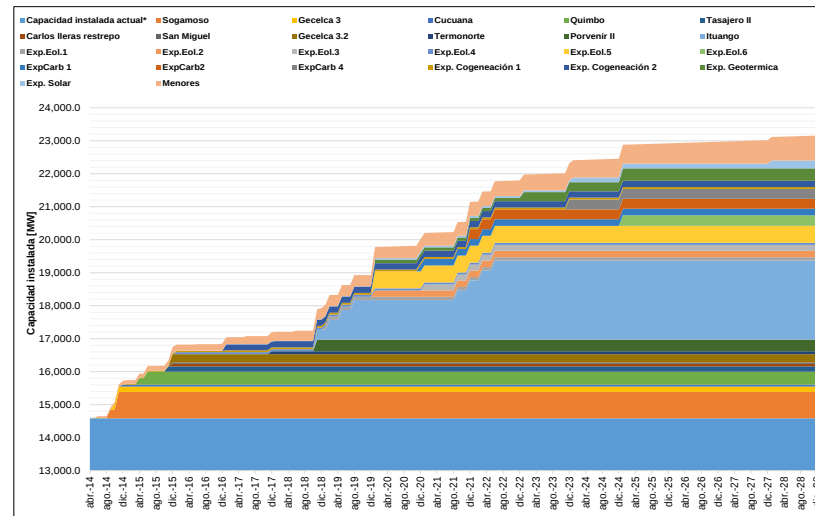
Central	Fecha de entrada	Capacidad	Recurso
Sogamoso	sep-14	266.7	Hidráulico
	nov-14	800.0	
Gecelca 3	oct-14	164.0	Carbón
Cucuana	dic-14	55.0	Hidráulico
Quimbo	abr-15	198.0	Hidráulico
	jun-15	396.0	
Tasajero II	nov-15	160.0	Carbón
Carlos Ileras Restrepo	dic-15	78.1	Hidráulico
San Miguel	dic-15	42.0	Hidráulico
Gecelca 3.2	dic-15	250.0	Carbón
Termonorte	dic-17	88.0	Líquidos
Porvenir II	nov-18	352.0	Hidráulico
	nov-18	300.0	
	feb-19	600.0	
	may-19	900.0	
Ituango	ago-19	1,200.0	Hidráulico
	ago-21	1,500.0	
	dic-21	1,800.0	
	mar-22	2,100.0	
	jun-22	2,400.0	
Exp.Eol.1	ene-19	99.0	Eólica
Exp.Eol.2	ene-20	195.0	Eólica
Exp.Eol.3	ene-21	180.0	Eólica
Exp.Carb. 1	dic-20	200.0	Carbón
Exp.Carb. 2	dic-21	300.0	Carbón
Exp.Carb. 3	jul-23	375.0	Carbón
Exp.Carb. 4	dic-23	300.0	Carbón
Exp.Carb. 5	dic-26	125.0	Carbón
Menores	Crecimiento según proyección estimada		



Plan de Generación – Largo Plazo - Escenario 9

Ley de Renovables - Demanda Alta

Central	Fecha de entrada	Capacidad	Recurso
Sogamoso	sep-14	266.7	Hidráulico
Gecelca 3	nov-14	800.0	
Gecelca 3	oct-14	164.0	Carbón
Cucuaña	dic-14	55.0	Hidráulico
Quimbo	abr-15	198.0	
Quimbo	jun-15	396.0	Hidráulico
Tasajero II	nov-15	160.0	Carbón
Carlos Ileras Restrepo	dic-15	78.1	Hidráulico
San Miguel	dic-15	42.0	Hidráulico
Gecelca 3.2	dic-15	250.0	Carbón
Termonorte	dic-17	88.0	Líquidos
Porvenir II	nov-18	352.0	Hidráulico
Ituango	nov-18	300.0	
	feb-19	600.0	
	may-19	900.0	
	ago-19	1,200.0	Hidráulico
	ago-21	1,500.0	
Exp.Eol.1	dic-21	1,800.0	
	mar-22	2,100.0	
	jun-22	2,400.0	
	ene-19	99.0	Eólico
	ene-20	195.0	Eólico
Exp.Eol.2	ene-21	180.0	Eólico
Exp.Eol.3	ene-16	62.0	Eólico
Exp.Eol.4	ene-20	514.0	Eólico
Exp.Eol.5	ene-25	320.0	Eólico
Exp.Eol.6	dic-20	200.0	Carbón
Exp.Carb. 1	dic-21	300.0	Carbón
Exp.Carb. 2	dic-23	300.0	Carbón
Exp. Cogeneración 1	ene-14	6.2	
	ene-15	24.6	
	ene-16	34.5	Caña
	ene-17	57.0	
Exp. Cogeneración 2	ene-17	178.0	
	ene-18	189.0	Palma
	ene-19	191.0	
	ene-20	100.0	
Exp. Geotérmica	ene-23	275.0	
	ene-25	375.0	Geotérmico
	ene-14	5.0	
	ene-16	8.9	
Exp. Solar	ene-20	53.6	
	ene-24	143.5	Sol
	ene-28	239.0	
Menores	Crecimiento según proyección estimada		

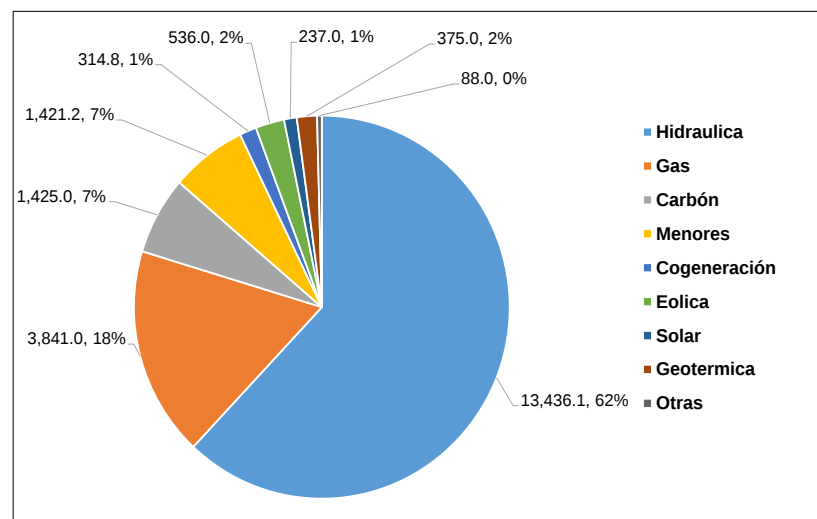
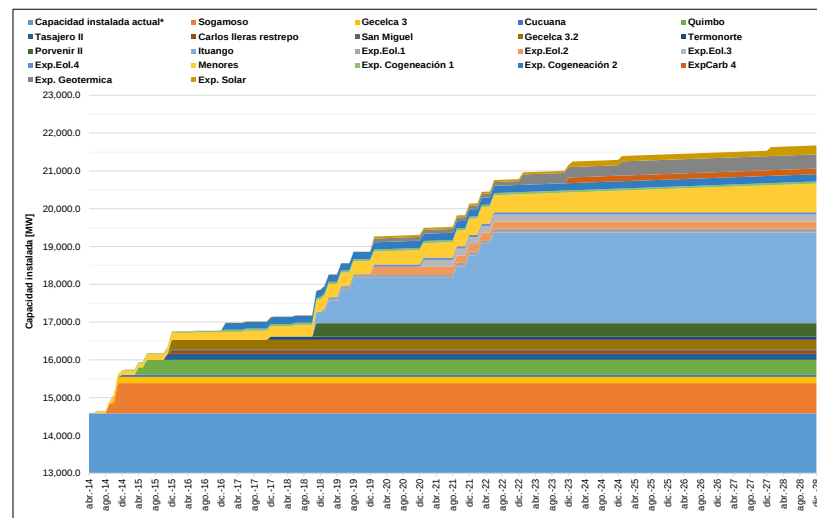


Plan de Generación – Largo Plazo - Escenario 10

Ley de Renovables

(reemplazo expansión convencional) - Demanda Alta

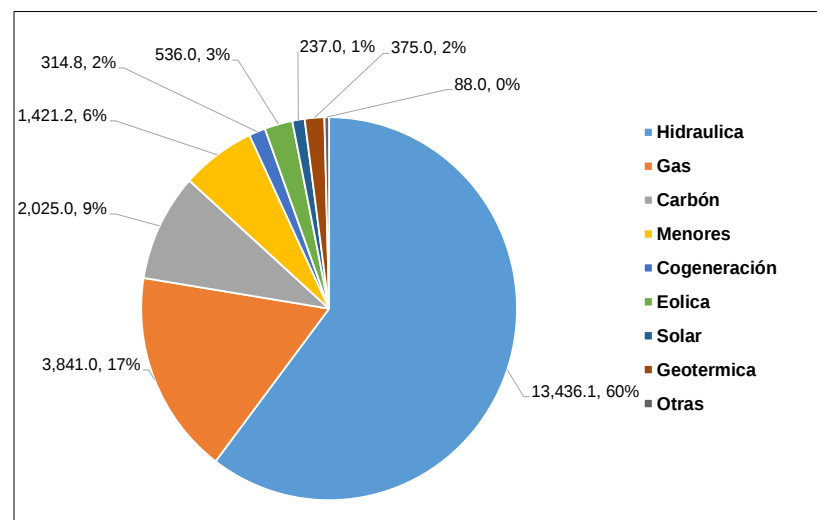
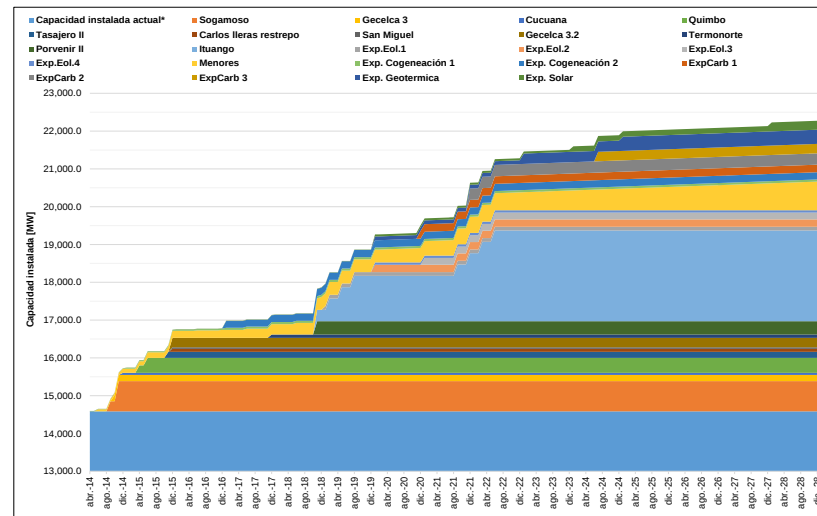
Central	Fecha de entrada	Capacidad	Recurso
Sogamoso	sep-14	266.7	Hidráulico
	nov-14	800.0	
Gecelca 3	oct-14	164.0	Carbón
Cucuana	dic-14	55.0	Hidráulico
Quimbo	abr-15	198.0	Hidráulico
	jun-15	396.0	
Tasajero II	nov-15	160.0	Carbón
Carlos Ileras Restrepo	dic-15	78.1	Hidráulico
San Miguel	dic-15	42.0	Hidráulico
Gecelca 3.2	dic-15	250.0	Carbón
Termonorte	dic-17	88.0	Líquidos
Porvenir II	nov-18	352.0	Hidráulico
	nov-18	300.0	
	feb-19	600.0	
	may-19	900.0	
Ituango	ago-19	1,200.0	Hidráulico
	ago-21	1,500.0	
	dic-21	1,800.0	
	mar-22	2,100.0	
	jun-22	2,400.0	
Exp.Carb. 4	dic-23	150.0	Carbón
Exp. Cogeneración 1	ene-14	6.2	Caña
	ene-15	24.6	
	ene-16	34.5	
	ene-17	57.0	
Exp. Cogeneración 2	ene-17	178.0	Palma
	ene-18	189.0	
	ene-19	191.0	
Exp.Eol.1	ene-19	99.0	Eólico
Exp.Eol.2	ene-20	195.0	Eólico
Exp.Eol.3	ene-21	180.0	Eólico
Exp.Eol.4	ene-20	62.0	Eólico
Exp. Geotermica	ene-20	100.0	Geotérmico
	ene-23	275.0	
	ene-25	375.0	
Exp. Solar	ene-14	5.0	Sol
	ene-16	8.9	
	ene-20	53.6	
	ene-24	143.5	
	ene-28	237.0	
Menores	Crecimiento según proyección estimada		



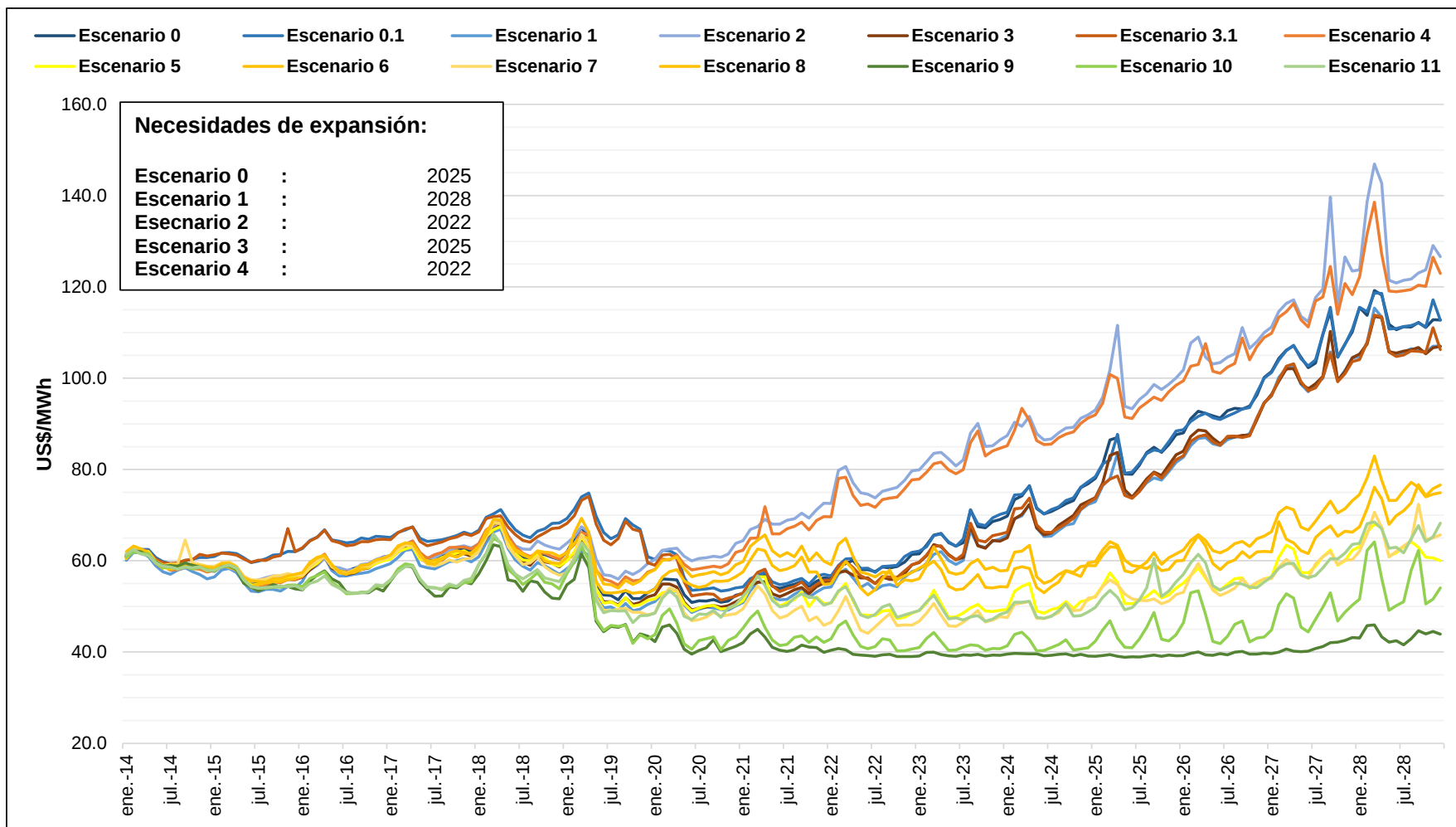
Plan de Generación – Largo Plazo - Escenario 11

Ley de Renovables (reemplazo expansión convencional) - Demanda Alta Crítica

Central	Fecha de entrada	Capacidad	Recurso
Sogamoso	sep-14	266.7	Hidráulico
	nov-14	800.0	
Gecelca 3	oct-14	164.0	Carbón
Cucuana	dic-14	55.0	Hidráulico
Quimbo	abr-15	198.0	Hidráulico
	jun-15	396.0	
Tasajero II	nov-15	160.0	Carbón
Carlos Ileras Restrepo	dic-15	78.1	Hidráulico
San Miguel	dic-15	42.0	Hidráulico
Gecelca 3.2	dic-15	250.0	Carbón
Termonorte	dic-17	88.0	Líquidos
Porvenir II	nov-18	352.0	Hidráulico
Ituango	nov-18	300.0	Hidráulico
	feb-19	600.0	
	may-19	900.0	
	ago-19	1,200.0	
	ago-21	1,500.0	
	dic-21	1,800.0	
	mar-22	2,100.0	
	jun-22	2,400.0	
Exp.Carb. 1	dic-20	200.0	Carbón
Exp.Carb. 2	dic-21	300.0	Carbón
Exp.Carb. 3	jul-23	250.0	Carbón
Exp. Cogeneación 1	ene-14	6.2	Caña
	ene-15	24.6	
	ene-16	34.5	
	ene-17	57.0	
Exp. Cogeneación 2	ene-17	178.0	Palma
	ene-18	189.0	
	ene-19	191.0	
Exp.Eol.1	ene-19	99.0	Eólico
Exp.Eol.2	ene-20	195.0	Eólico
Exp.Eol.3	ene-21	180.0	Eólico
Exp.Eol.4	ene-20	62.0	Eólico
Exp. Geotermica	ene-20	100.0	Geotérmico
	ene-23	275.0	
	ene-25	375.0	
Exp. Solar	ene-14	5.0	Sol
	ene-16	8.9	
	ene-20	53.6	
	ene-24	143.5	
	ene-28	237.0	
Menores	Crecimiento según proyección estimada		

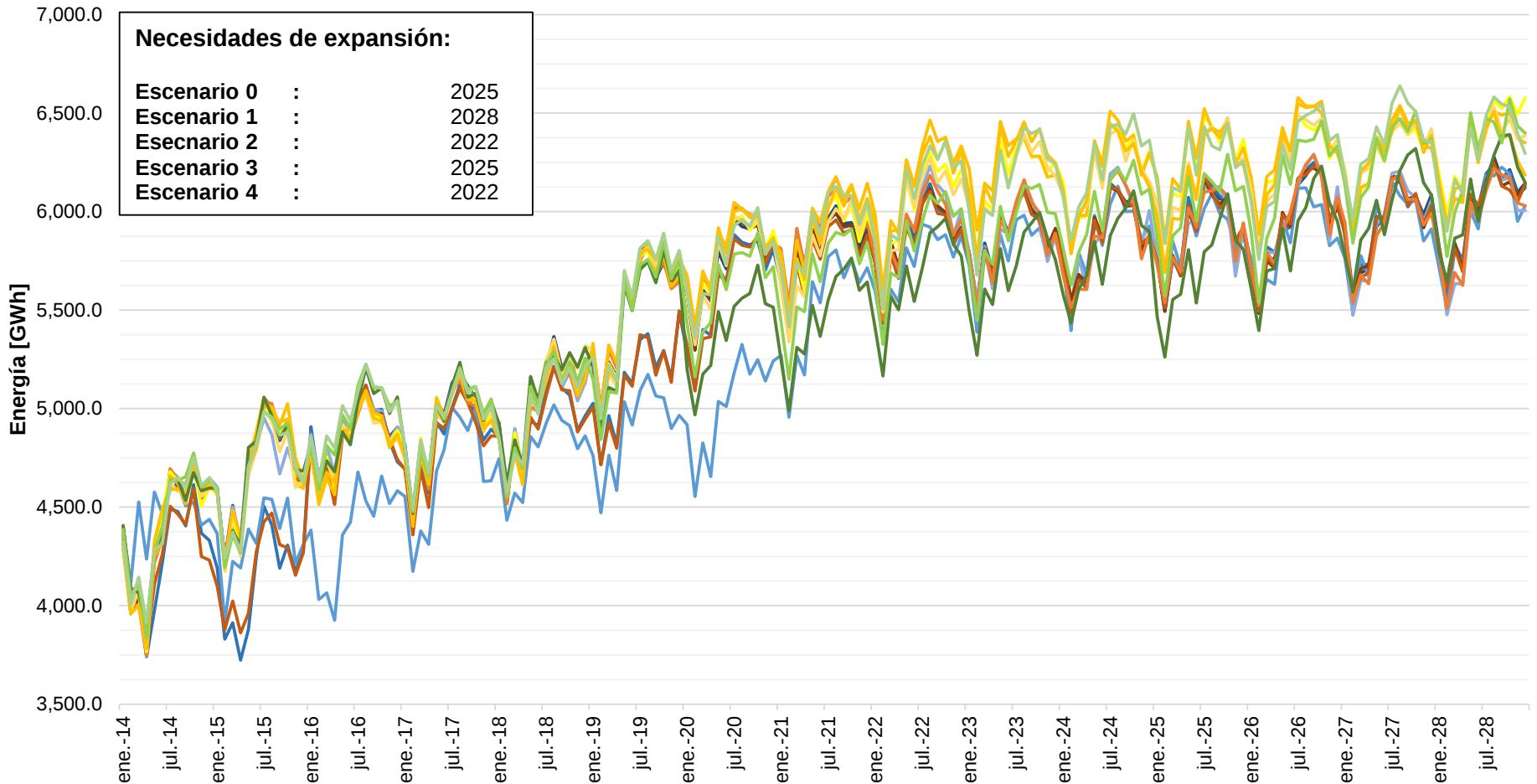


Resumen de Resultados: Valores Esperados Costo Marginal y Generación por tecnología

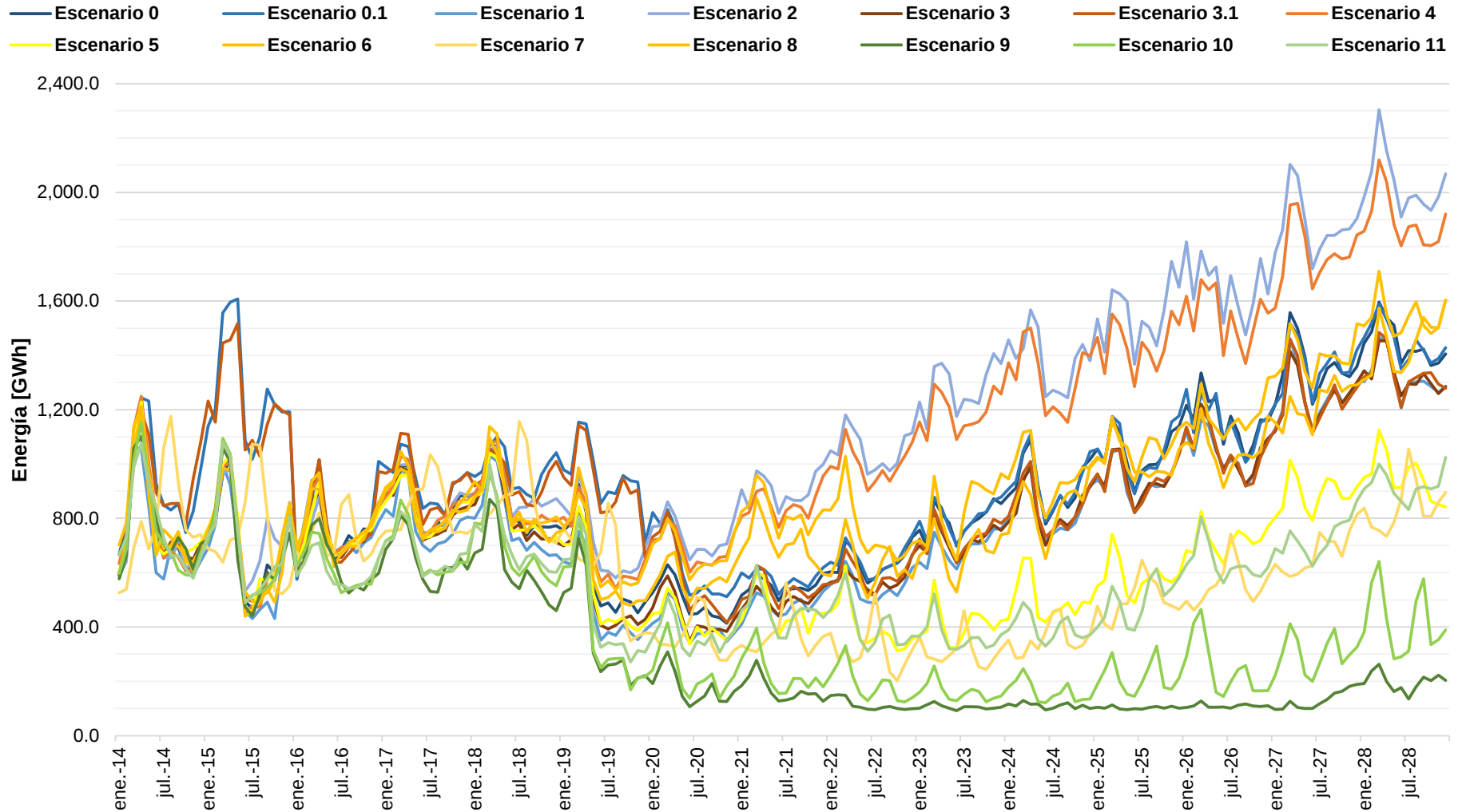


Resumen de Resultados: Valores Esperados Costo Marginal y Generación por tecnología

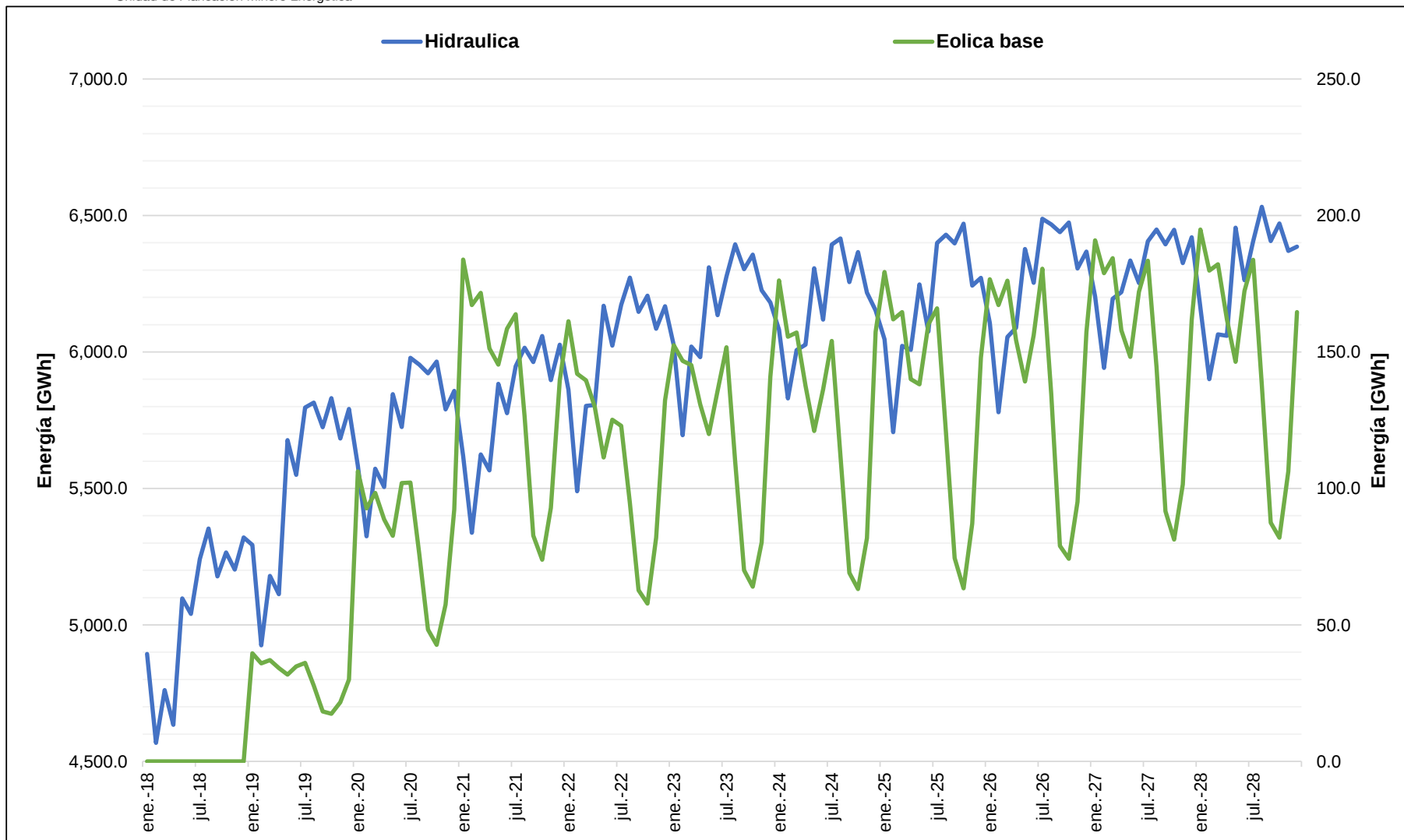
Escenario 0 Escenario 0.1 Escenario 1 Escenario 2 Escenario 3 Escenario 3.1 Escenario 4
Escenario 5 Escenario 6 Escenario 7 Escenario 8 Escenario 9 Escenario 10 Escenario 11



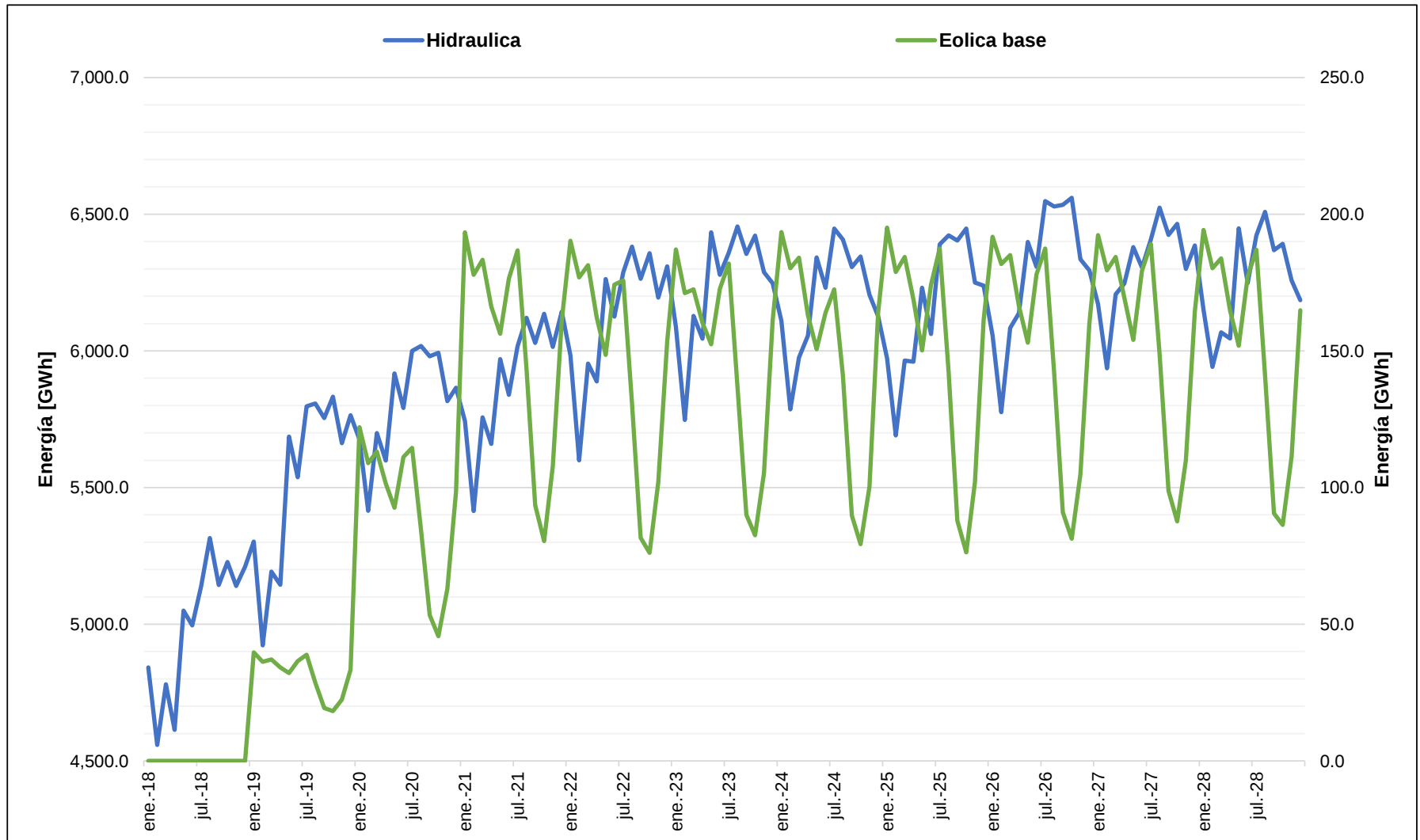
Resumen de Resultados: Valores Esperados Costo Marginal y Generación por tecnología



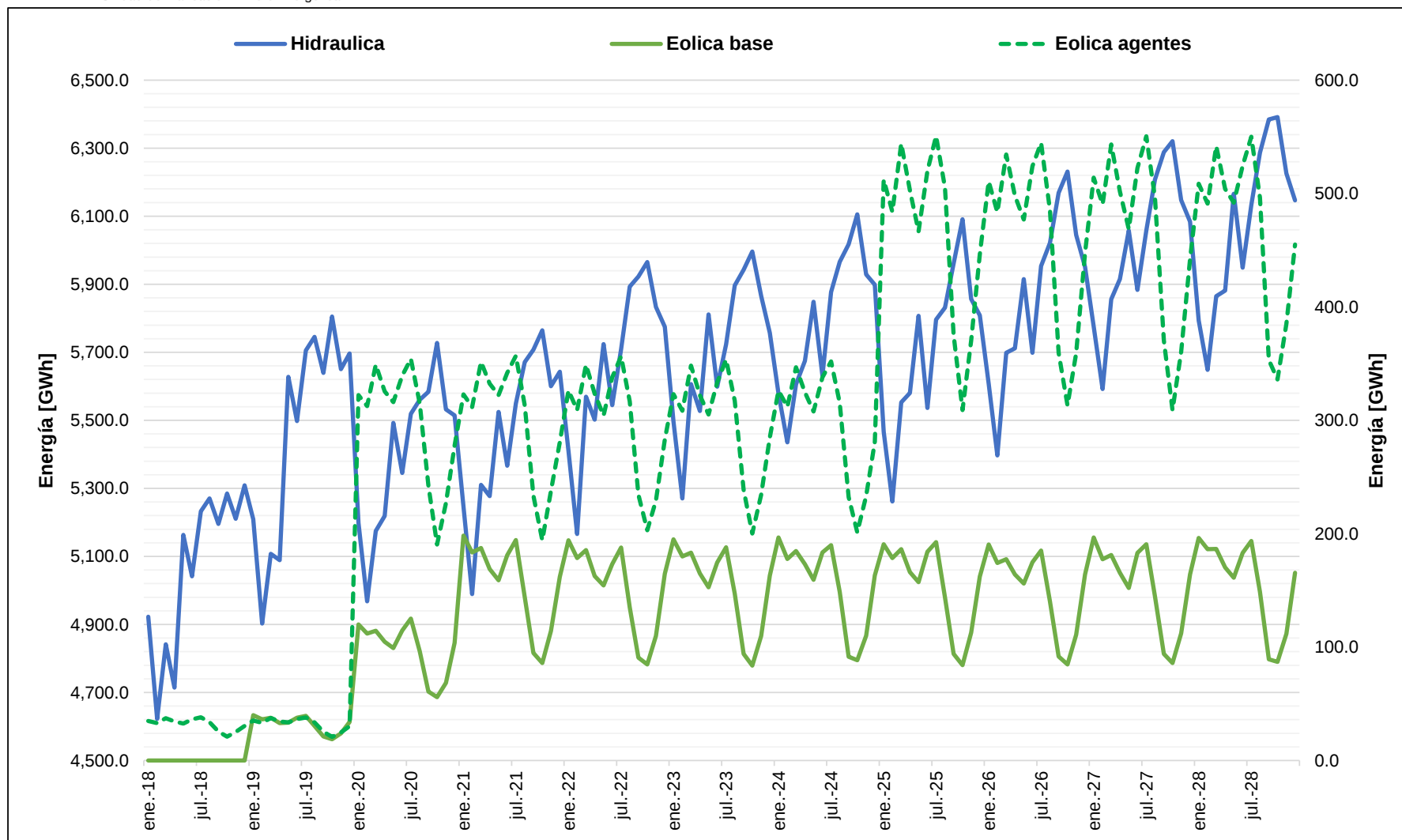
Complementariedad hidroelectricidad y Recurso eólico – escenario 7



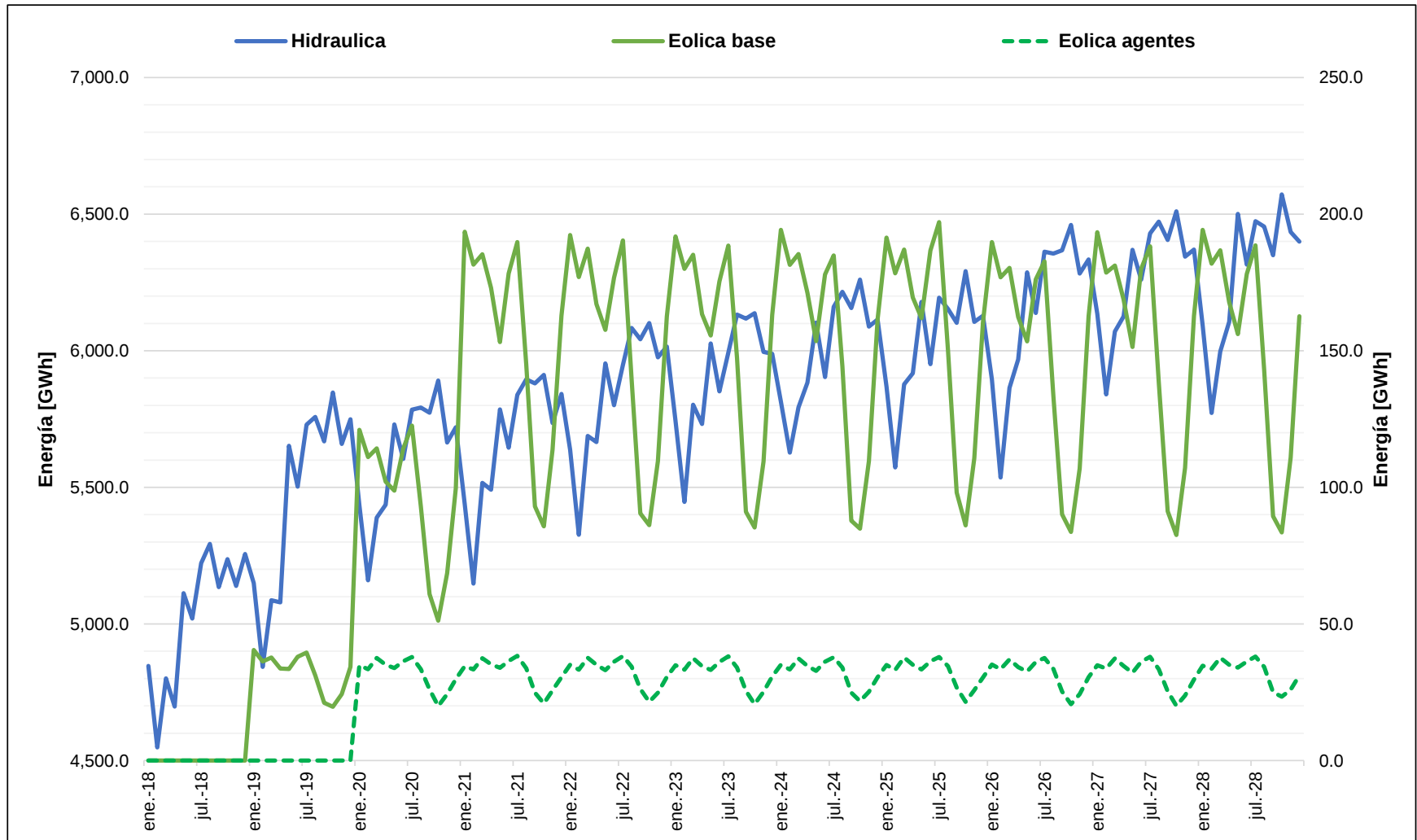
Complementariedad hidroelectricidad y Recurso eólico – escenario 8



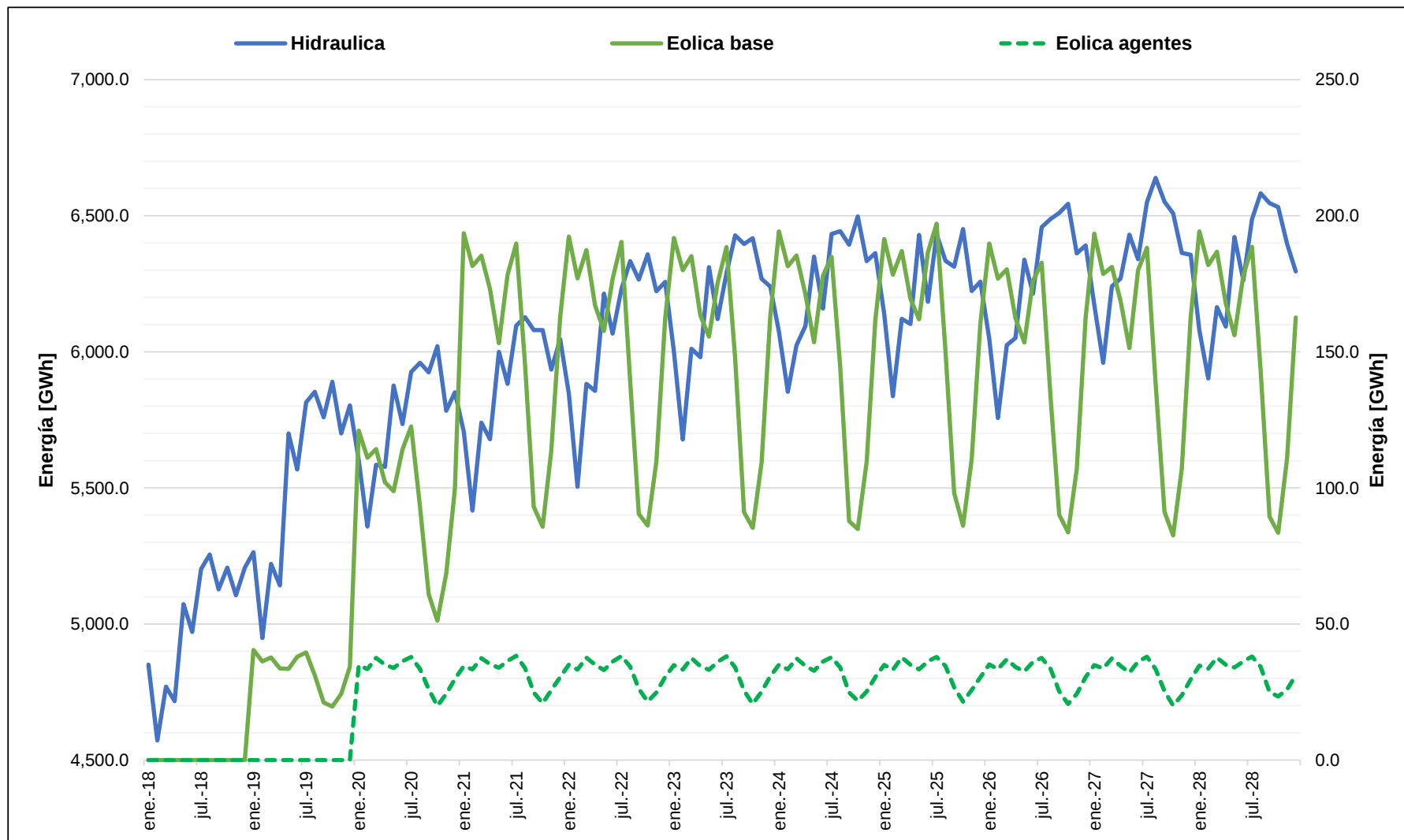
Complementariedad hidroelectricidad y Recurso eólico – escenario 9



Complementariedad hidroelectricidad y Recurso eólico – escenario 10



Complementariedad hidroelectricidad y Recurso eólico – escenario 11



Plan de Generación – Largo Plazo - Escenario Ley de Renovables – Metodología de Modelación FNCE



La Ley 1715 de 2014 impacta positivamente el incremento de las capacidades instaladas de energía de Fuentes No Convencionales de Energía -FNCE-

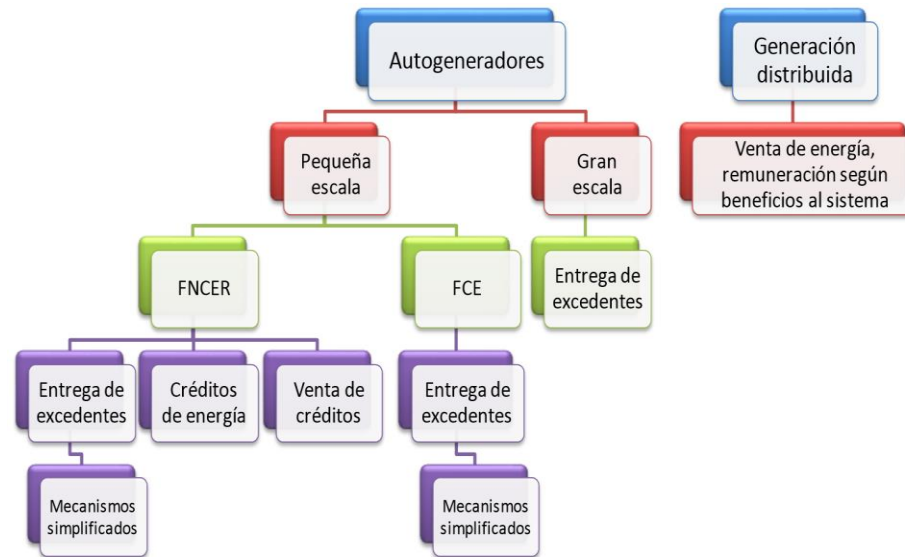
“... Promover el desarrollo y la utilización de las fuentes no convencionales de energía, principalmente aquellas de carácter renovable, en el sistema energético nacional, mediante su integración al mercado eléctrico, su participación en las zonas no interconectadas y en otros usos energéticos como medio necesario para el desarrollo económico sostenible, la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y la seguridad del abastecimiento energético . Con los mismos propósitos se busca promover la gestión eficiente de la energía, que comprende tanto la eficiencia energética como la respuesta de la demanda...”

Plan de Generación – Largo Plazo - Escenario Ley de Renovables – Metodología de Modelación FNCE

La Ley 1715 de 2014. Sus principales impactos radican en la autogeneración, generación distribuida y la cogeneración así como en la generación nueva de FNCE, principalmente la renovable, mediante incentivos al inversión mediante exclusiones de impuestos IVA, deducciones de la renta.

Renovable:

- Solar
- Eólica
- Biomasa
- Pchs
- Geotermia
- Océanos



No renovable:

Fuentes que no son utilizadas o son marginales en Colombia, las cuales podrían incluir dependiendo posiblemente de consideraciones ambientales (esquistos bituminosos, hidratos de metano o energía nuclear, entre otros..)

Plan de Generación – Largo Plazo - Escenario Ley de Renovables – Metodología de Modelación FNCE

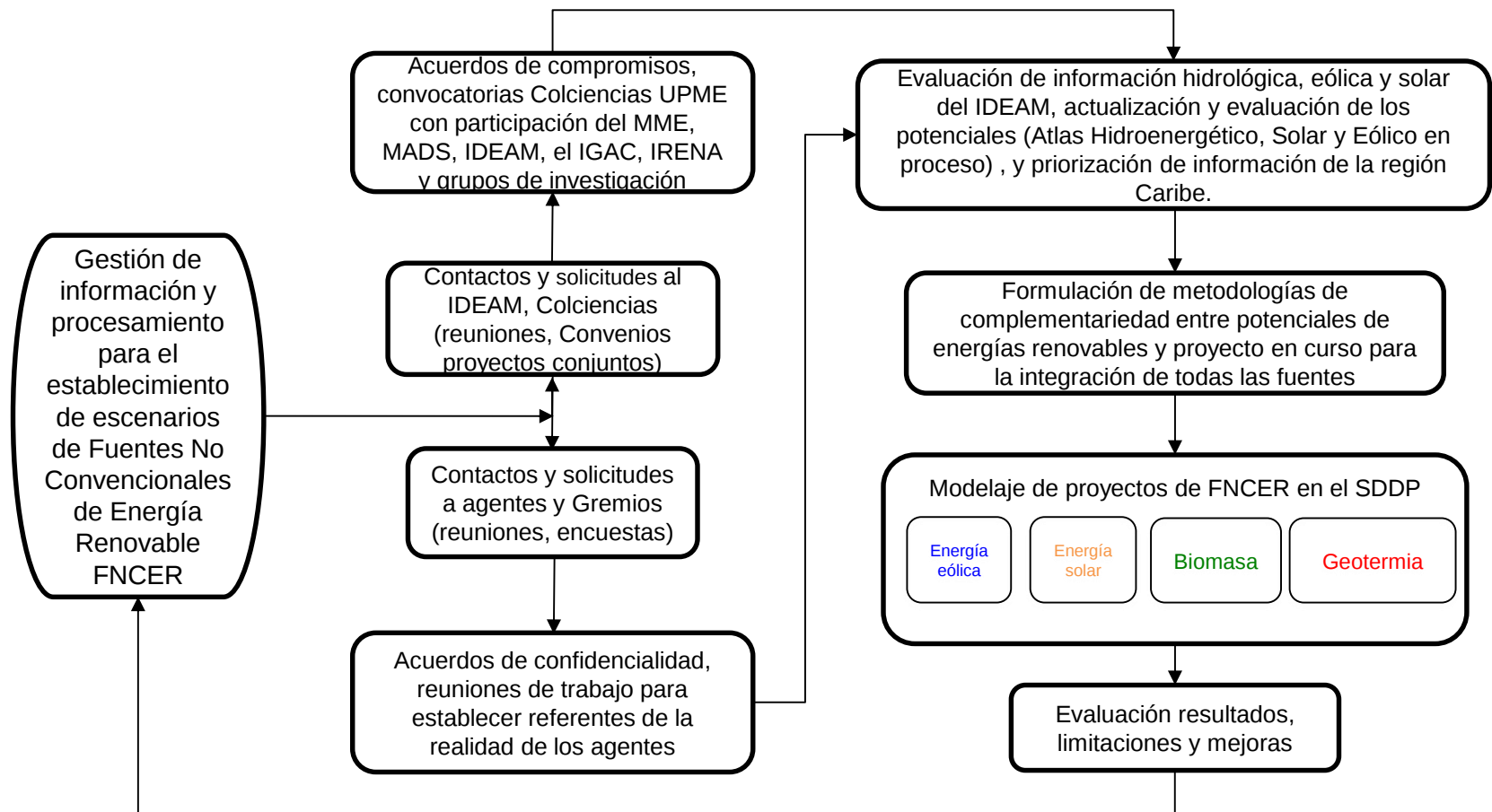
Los impactos de la LEY 1715 sobre la Generación de electricidad:

Los agentes han planteado con la ley intensiones de invertir en generación con Fuentes No Convencionales de Energía Renovable FNCE-R:

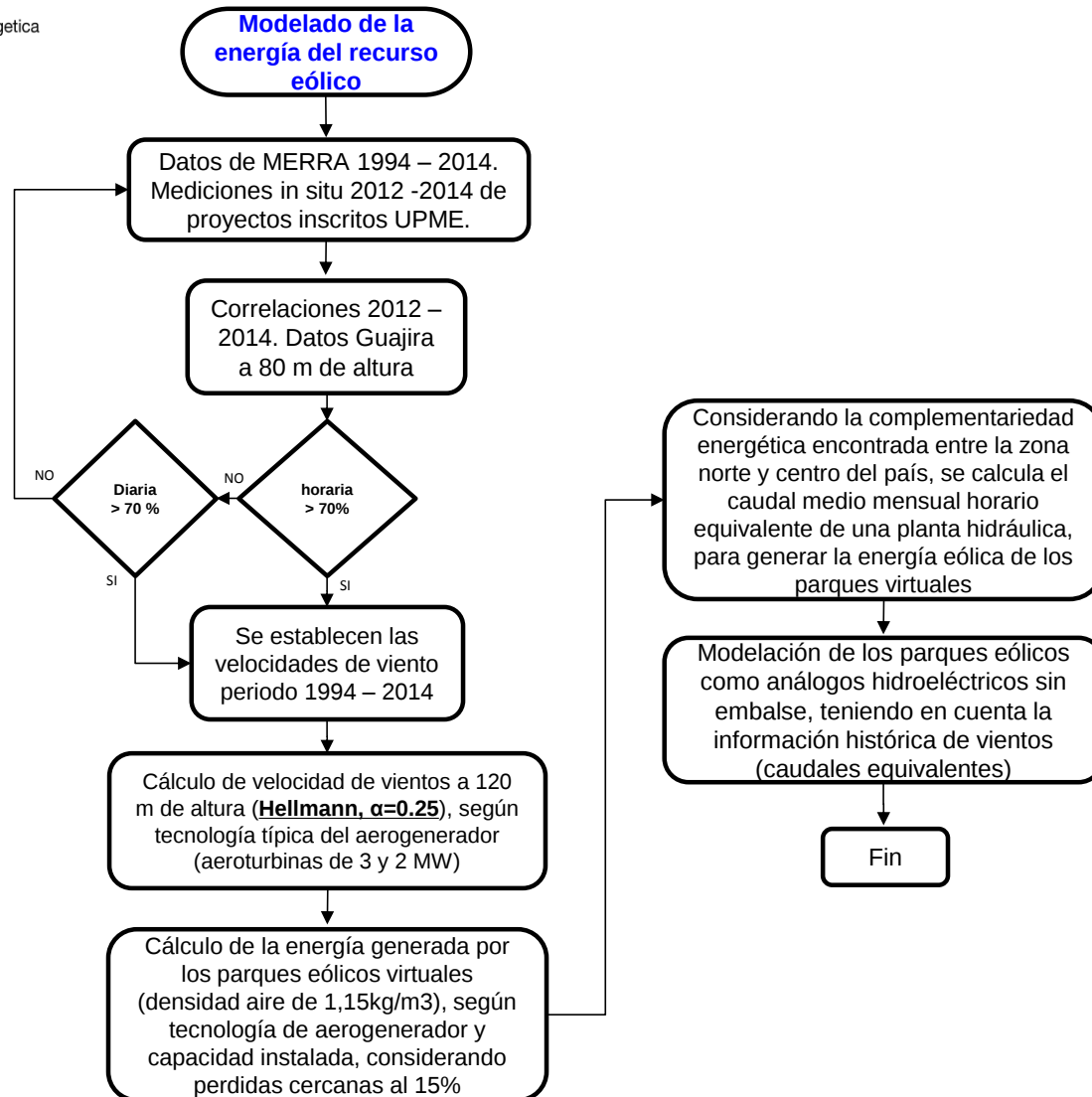
Recurso	2015 - 2020	2020 - 2025	2025 - 2030	Total
SOLAR	53.6	89.9	95.7	239.2
EOLICA	576.0	320.0	0.0	896.0
GEOTÉRMICO	100.0	275.0	0.0	375.0
BIOMASA PALMA	191.0	0.0	0.0	191.0
BIOMASA CAÑA	57.0	0.0	0.0	57.0

Aún falta medir e involucrar el crecimiento de la autogeneración y la generación distribuida

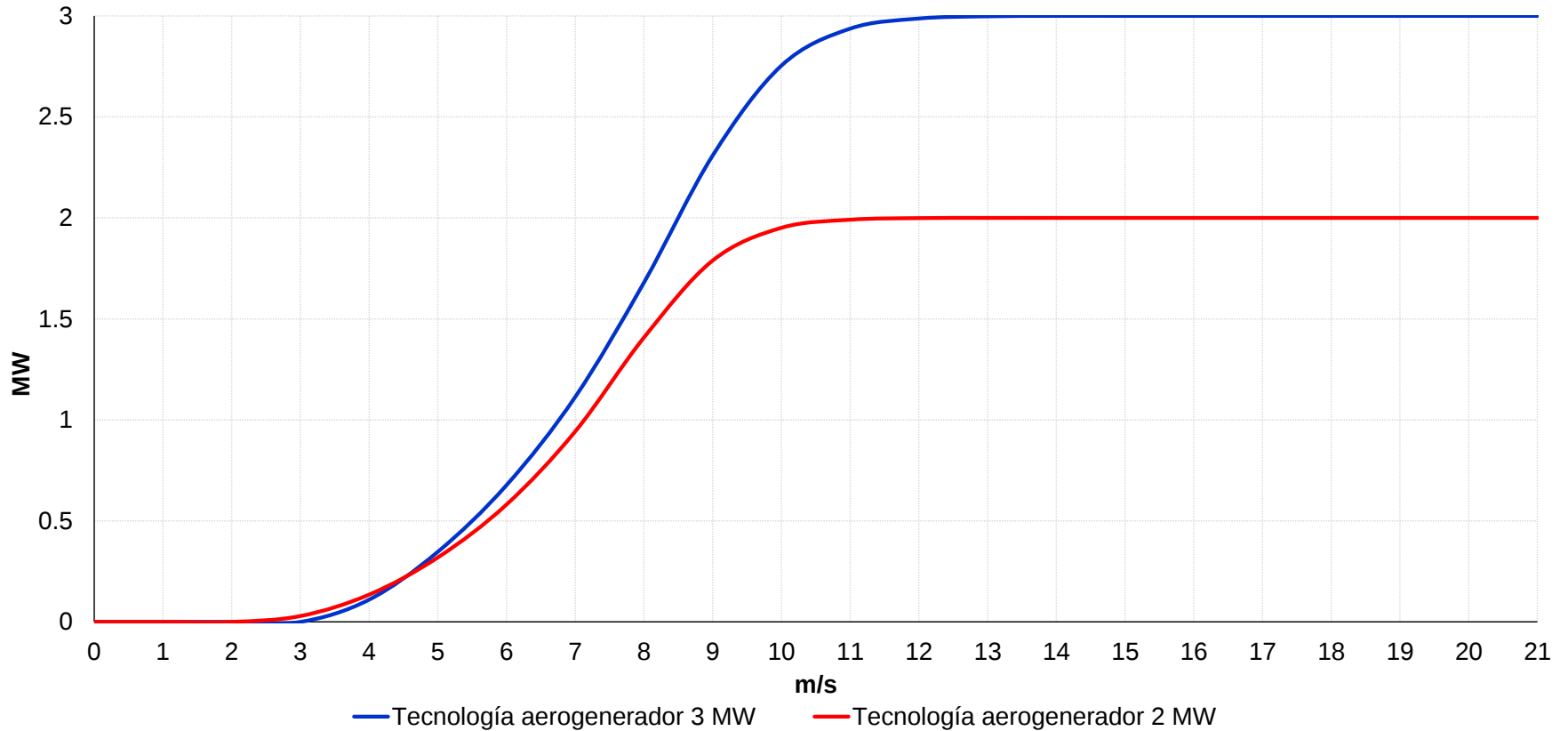
Plan de Generación – Largo Plazo - Escenario Ley de Renovables – Metodología de Modelación FNCE



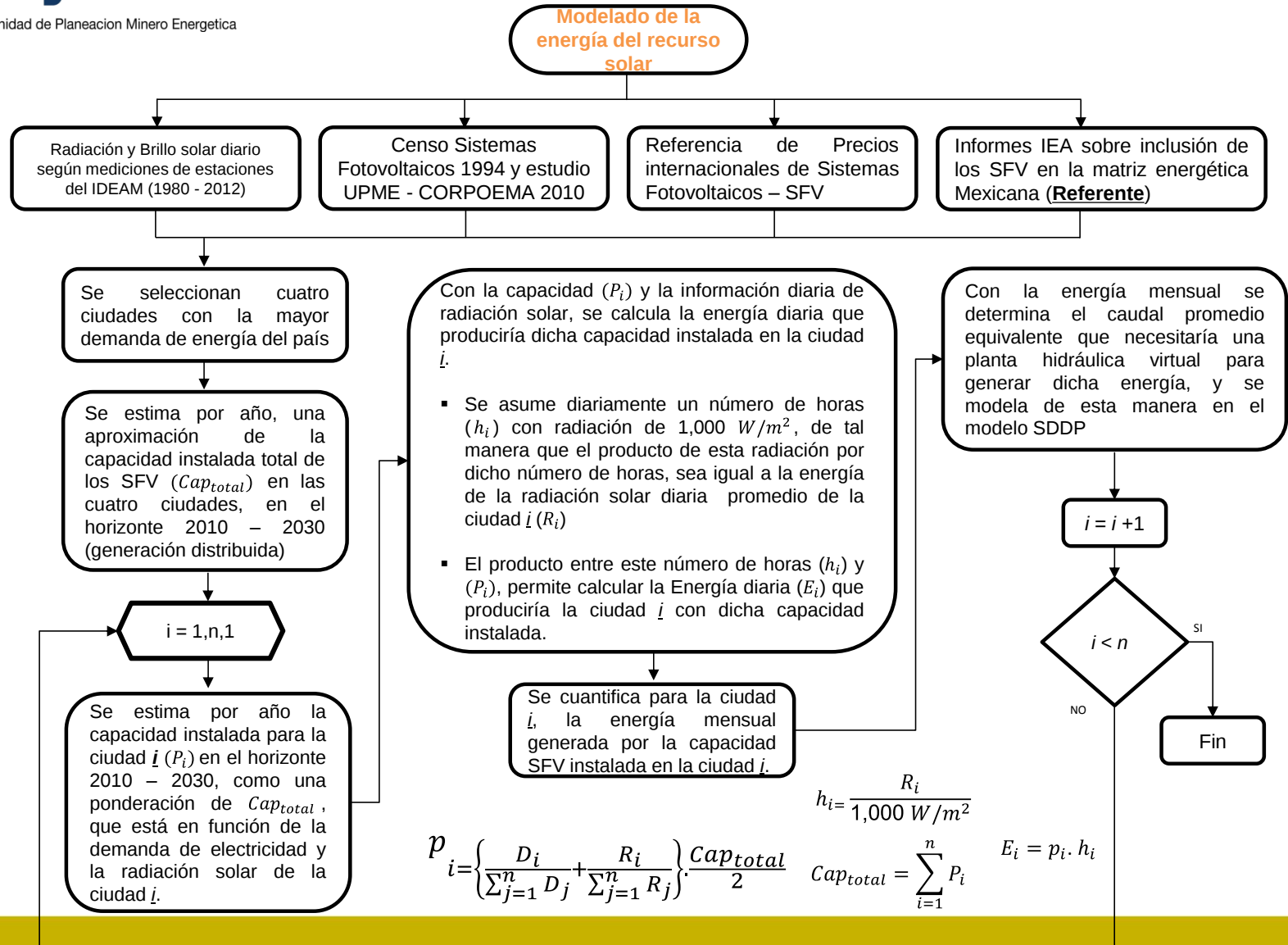
Plan de Generación – Largo Plazo - Escenario Ley de Renovables – Metodología de Modelación FNCE



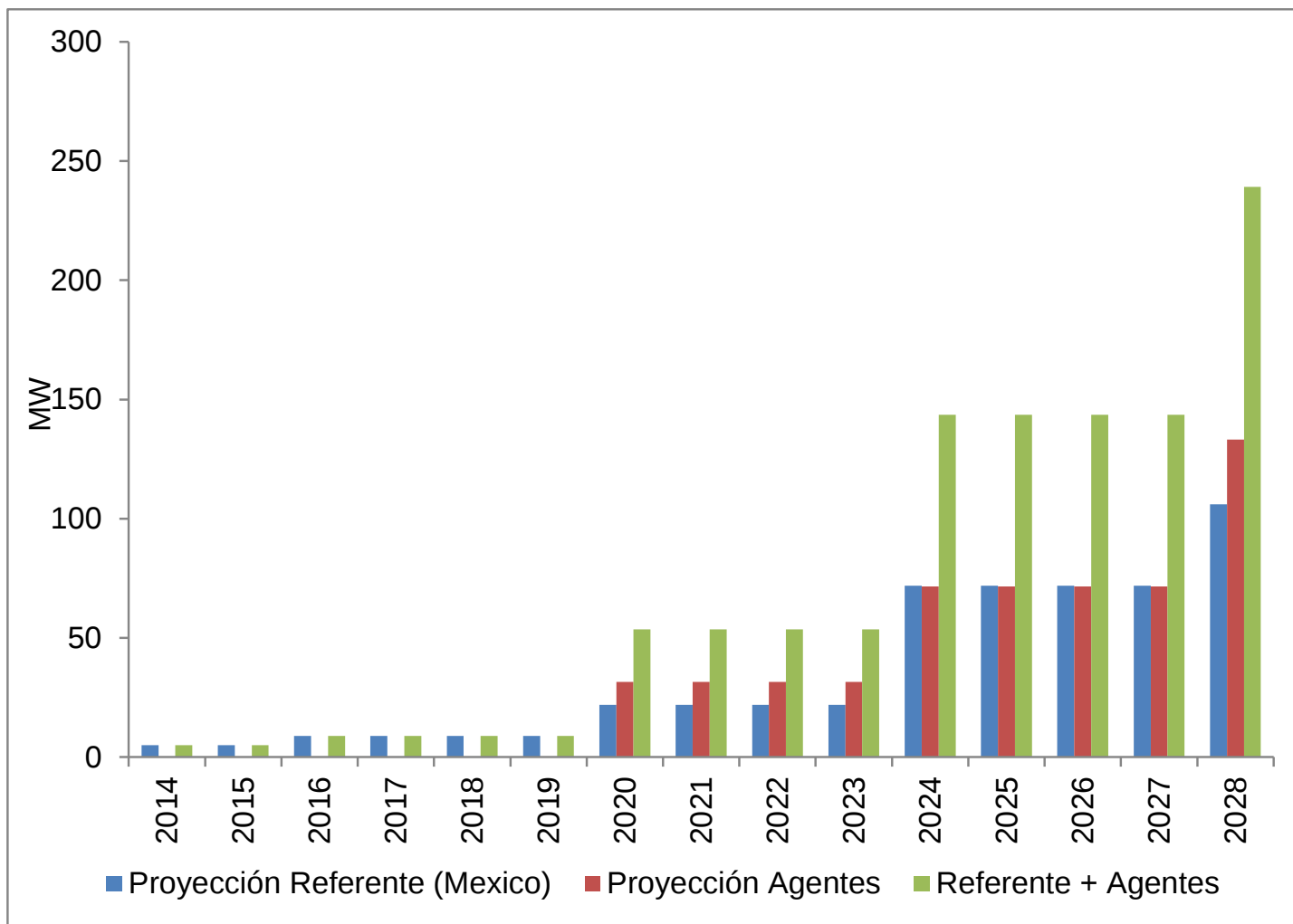
Plan de Generación – Largo Plazo - Escenario Ley de Renovables – Metodología de Modelación FNCE



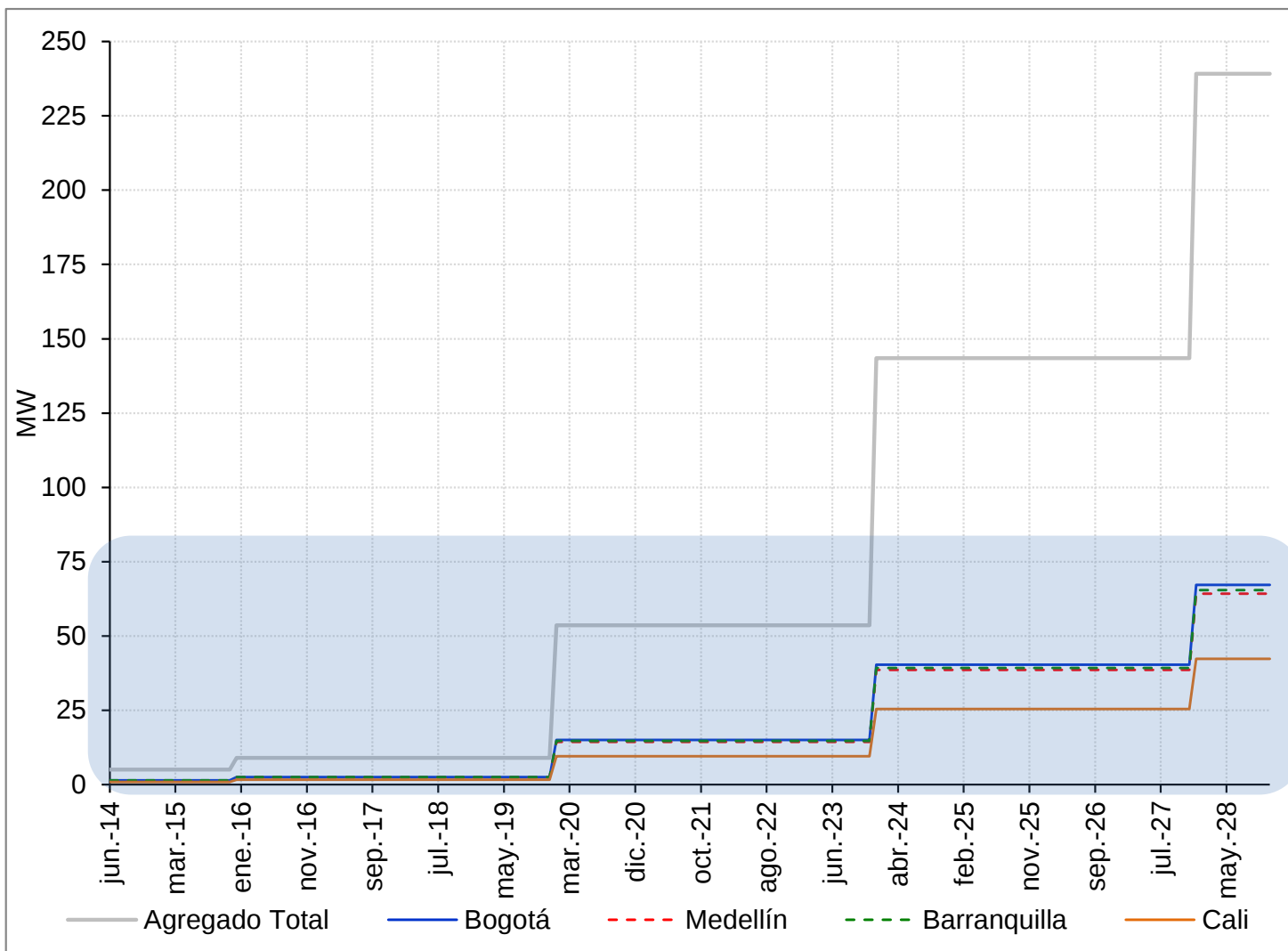
Plan de Generación – Largo Plazo - Escenario Ley de Renovables – Metodología de Modelación FNCE



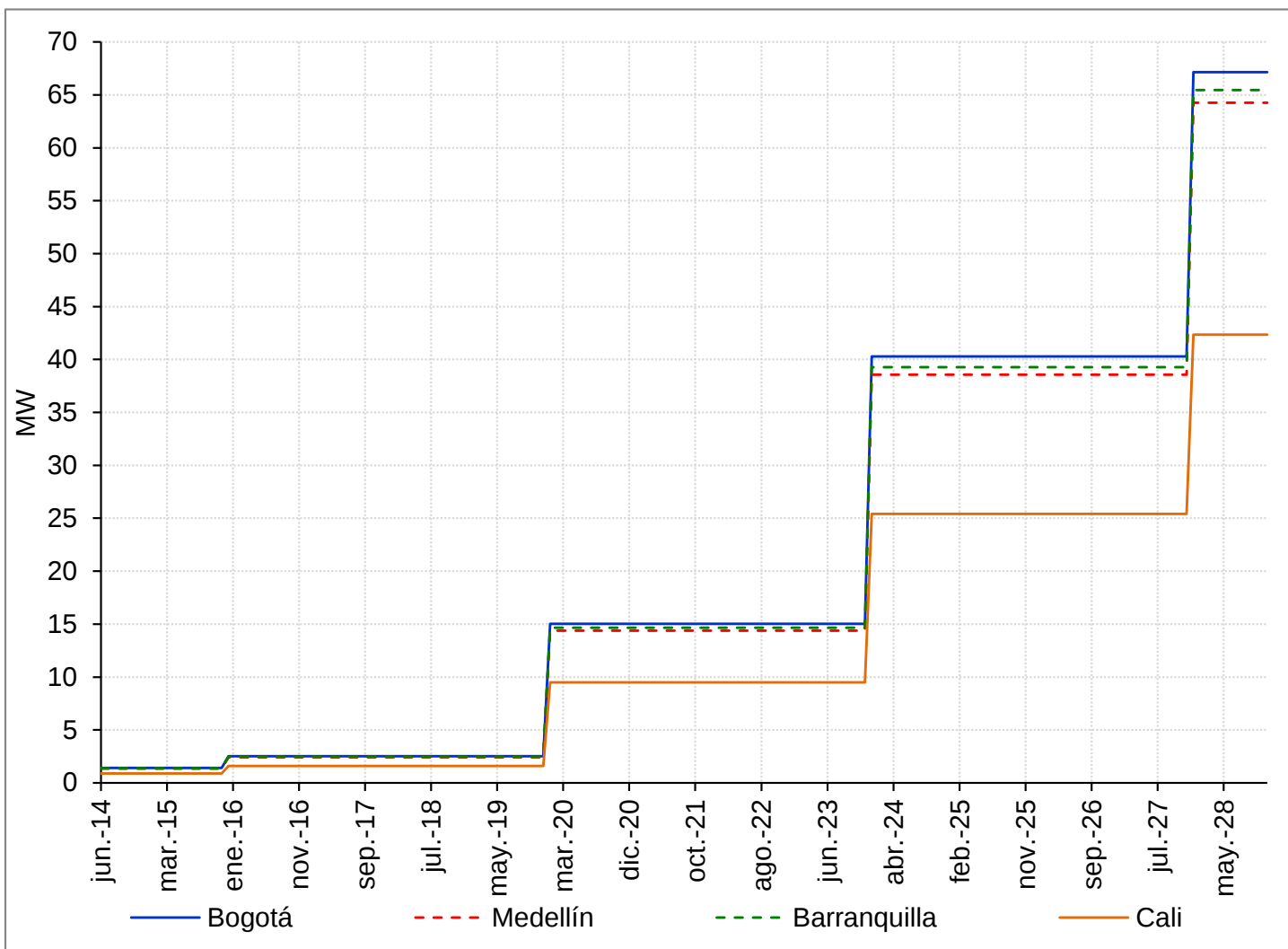
Plan de Generación – Largo Plazo - Escenario Ley de Renovables – Metodología de Modelación FNCE



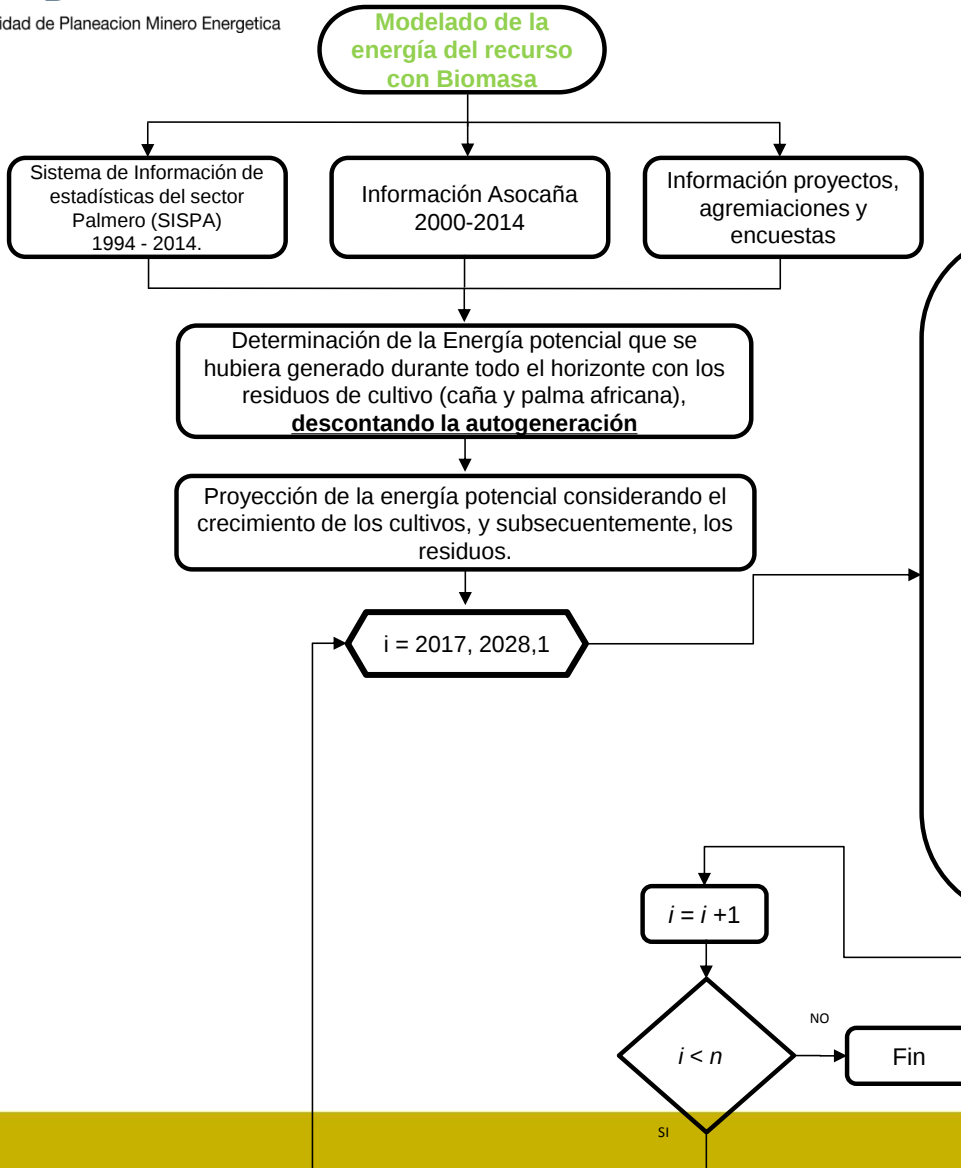
Plan de Generación – Largo Plazo - Escenario Ley de Renovables – Metodología de Modelación FNCE



Plan de Generación – Largo Plazo - Escenario Ley de Renovables – Metodología de Modelación FNCE

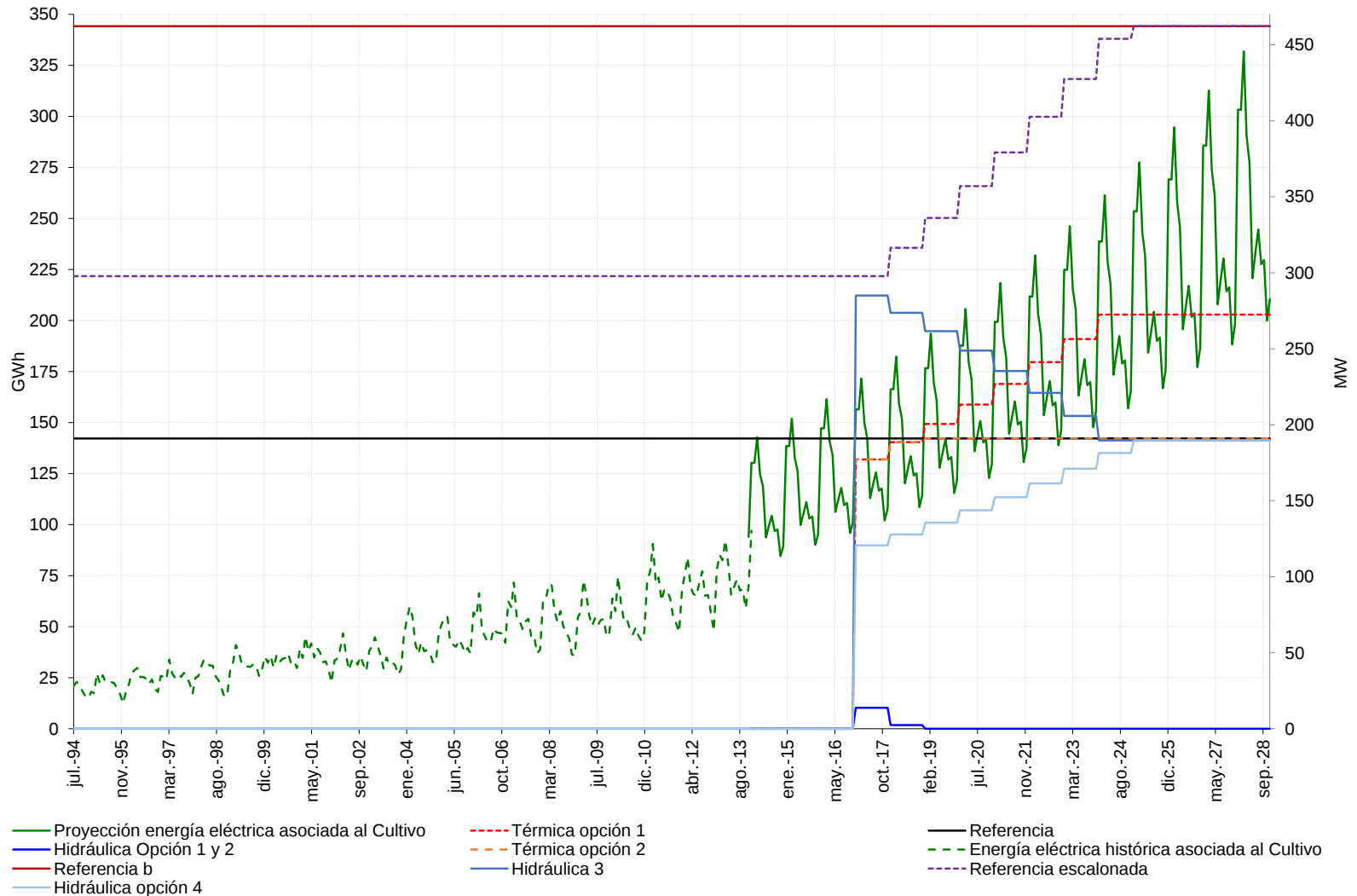


Plan de Generación – Largo Plazo - Escenario Ley de Renovables – Metodología de Modelación FNCE

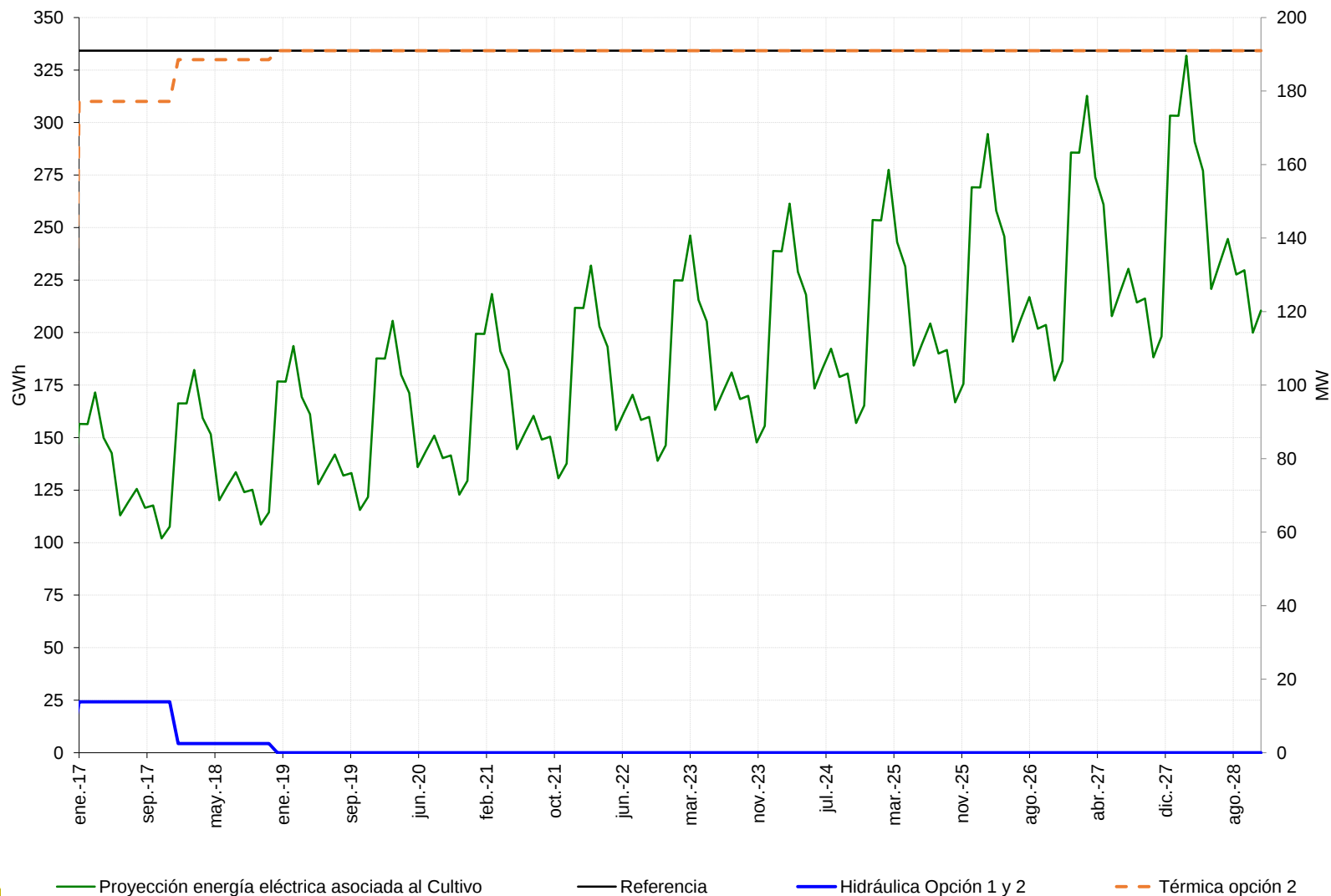


- Para intervalos móviles de 5 años, se establece un valor mínimo de energía, y se determina para dicha energía una planta virtual térmica con capacidad C_i que sea capaz de generar la misma de manera constante en el año i .
- Esta planta con capacidad C_i , se compara con el valor de referencia K , el cual está asociado a la capacidad reportada y/o proyectada, por las fuentes de información.
- Si $(C_i - K < 0)$, la diferencia $(K - C_i)$ se simula como una central hidráulica de capacidad similar sin embalse, con el objetivo de ver el comportamiento aleatorio de esta porción de generación, que esta en función de la variación de los residuos del cultivo.
- Si $(C_i - K > 0)$, se observa que la capacidad calculada C_i garantiza una energía constante, teniendo en cuenta el cultivo proyectado para el año i , razón por la cual no sería necesario simular en el año i capacidad adicional como un equivalente hidroeléctrico.

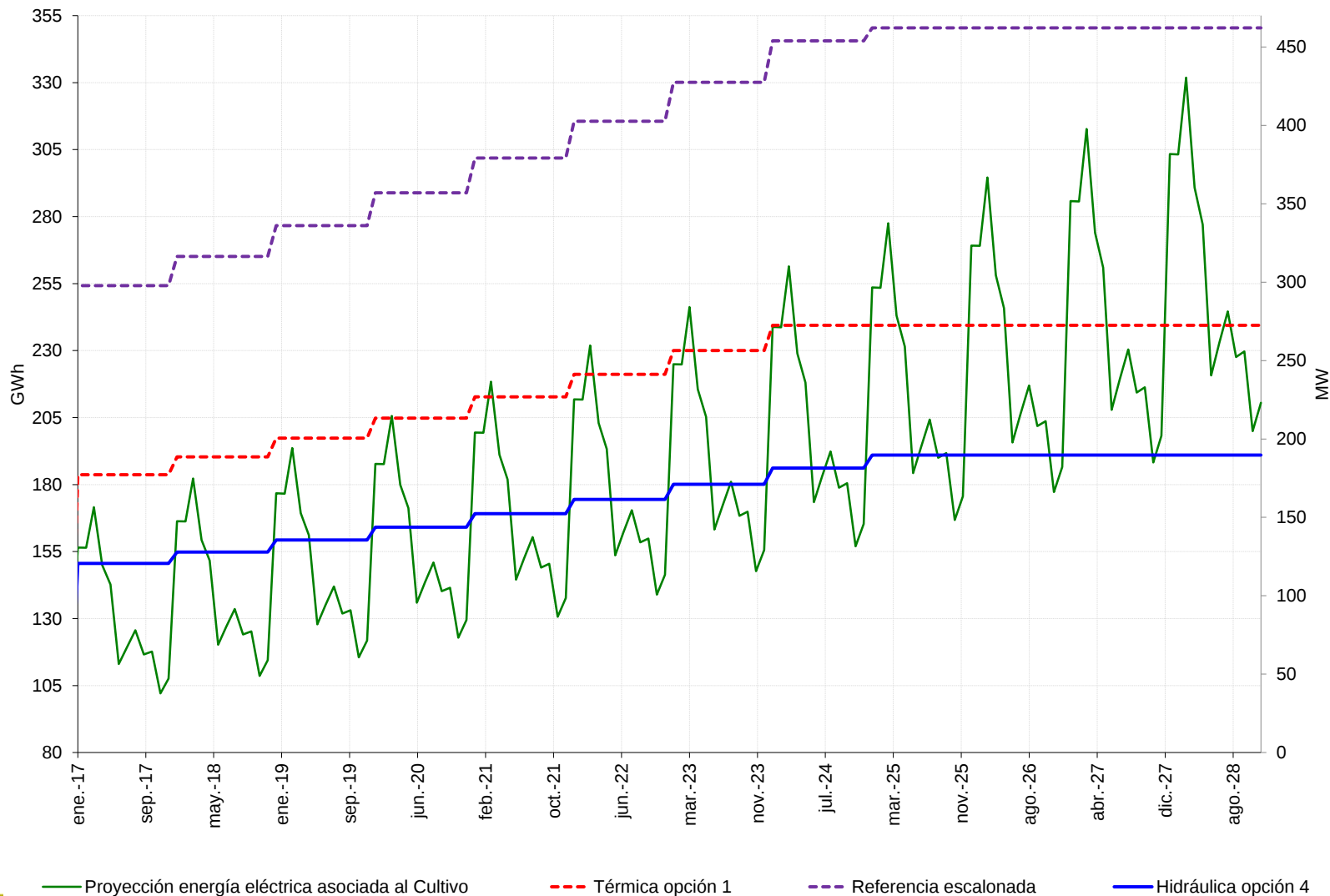
Plan de Generación – Largo Plazo - Escenario Ley de Renovables – Metodología de Modelación FNCE



Plan de Generación – Largo Plazo - Escenario Ley de Renovables – Metodología de Modelación FNCE

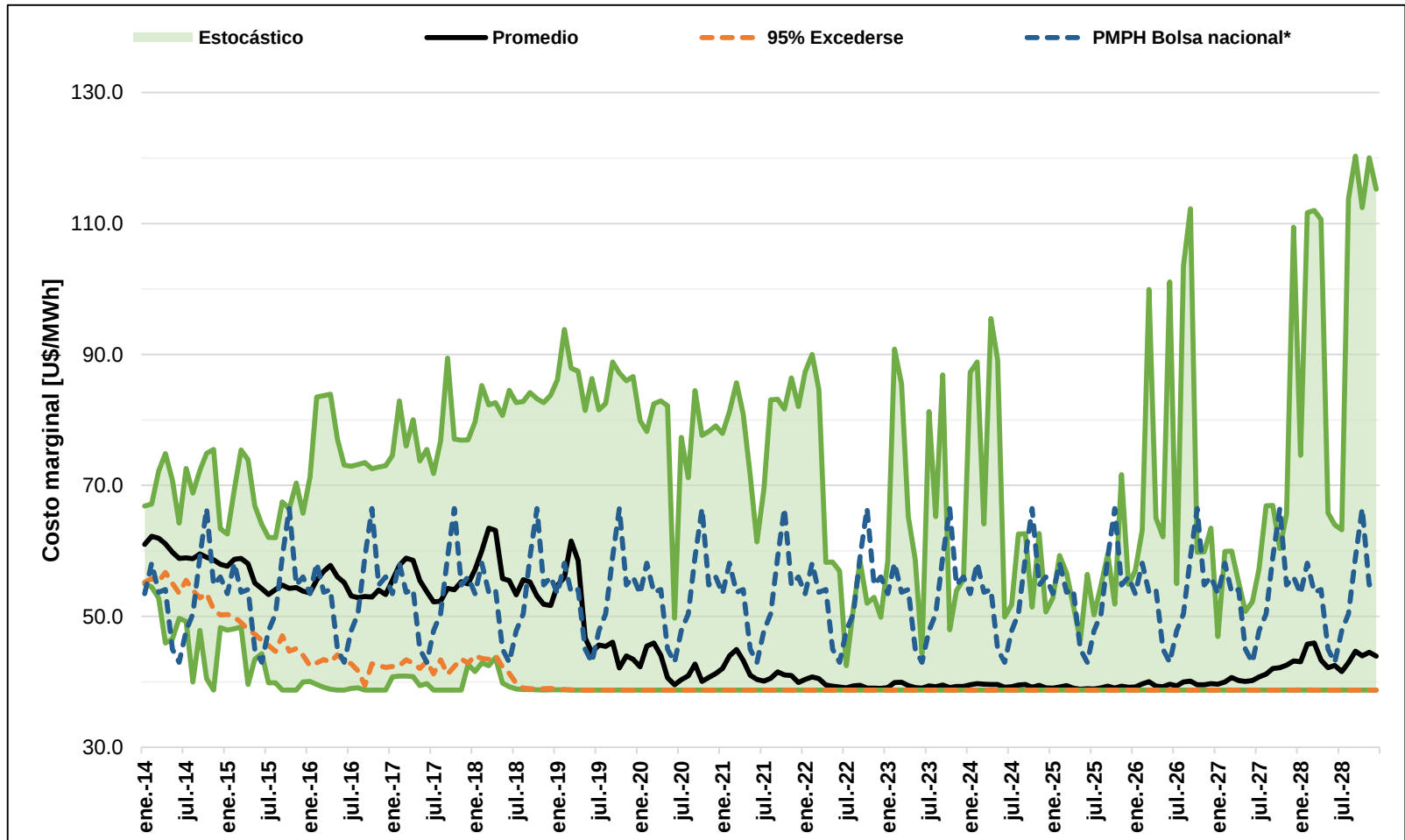


Plan de Generación – Largo Plazo - Escenario Ley de Renovables – Metodología de Modelación FNCE

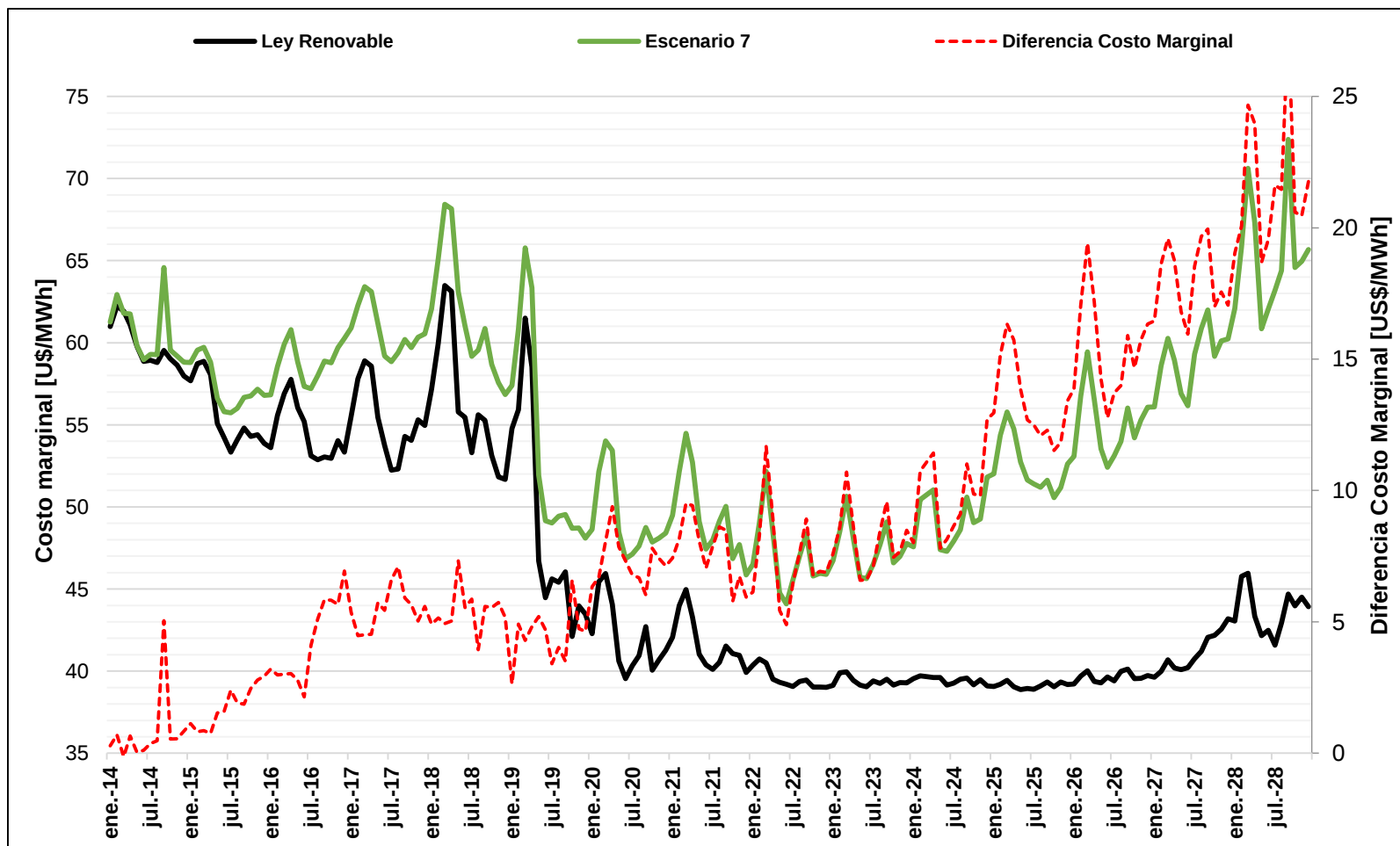


[illegible]

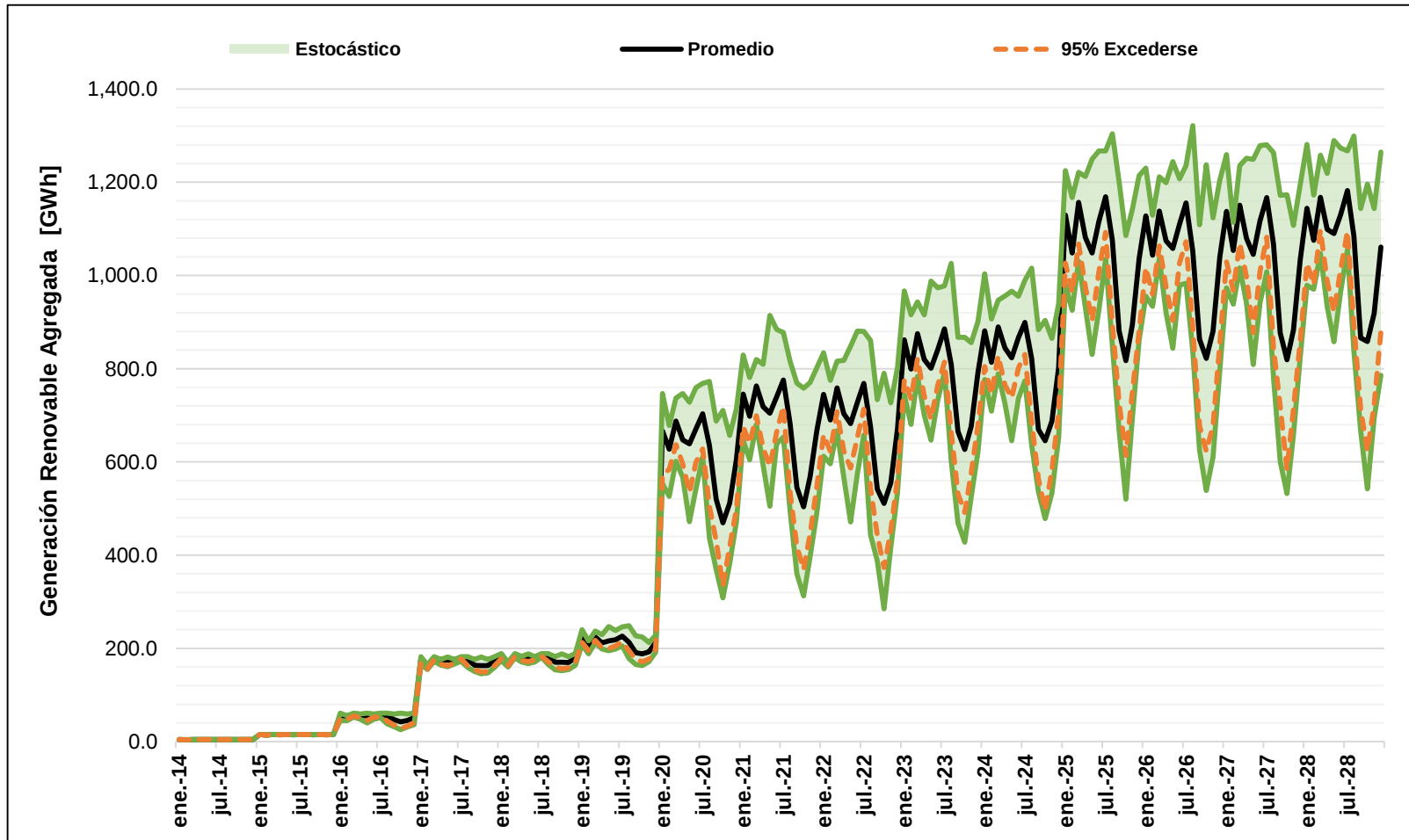
Plan de Generación – Largo Plazo - Escenario Ley de Renovables – Metodología de Modelación FNCE



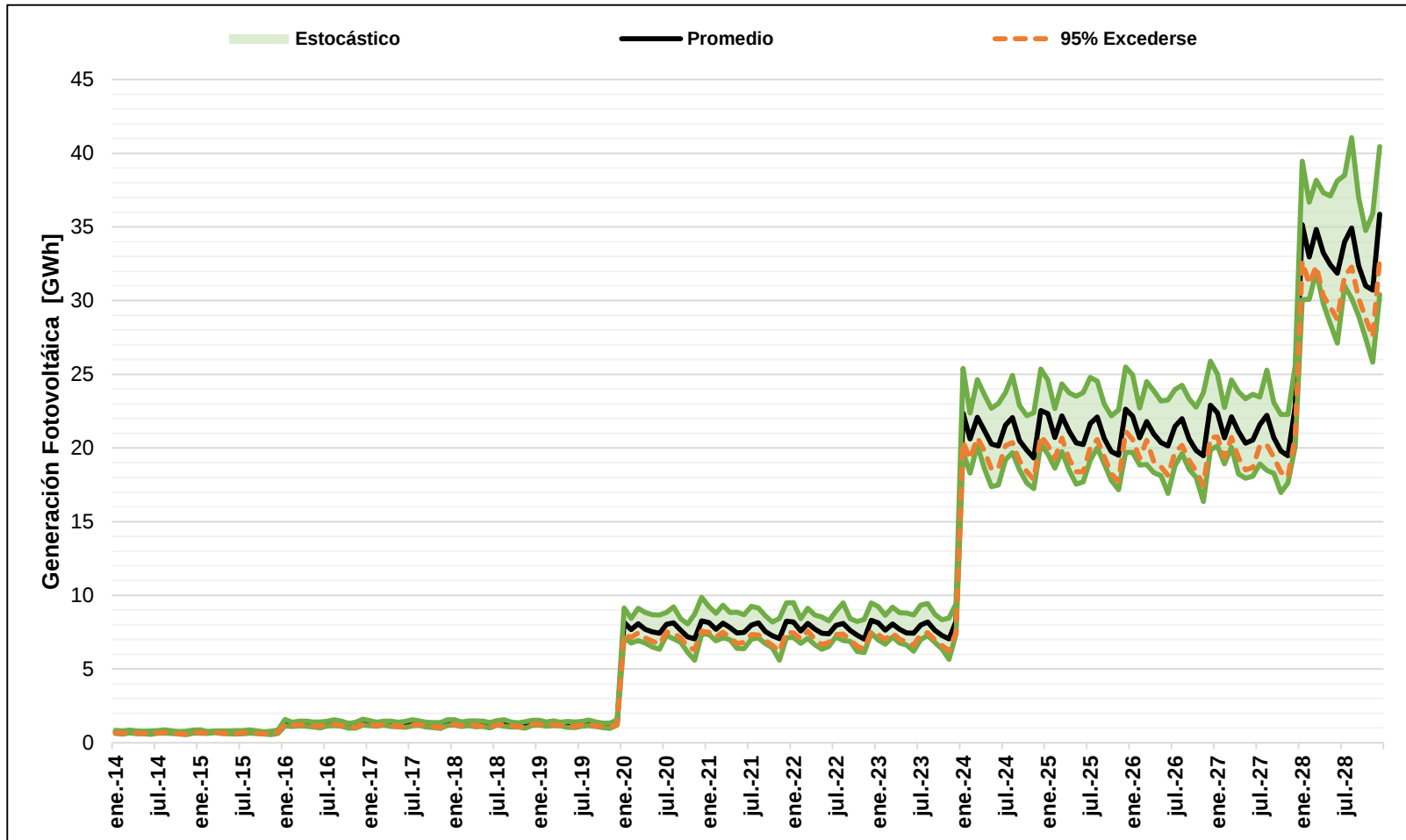
Plan de Generación – Largo Plazo - Escenario Ley de Renovables – Metodología de Modelación FNCE



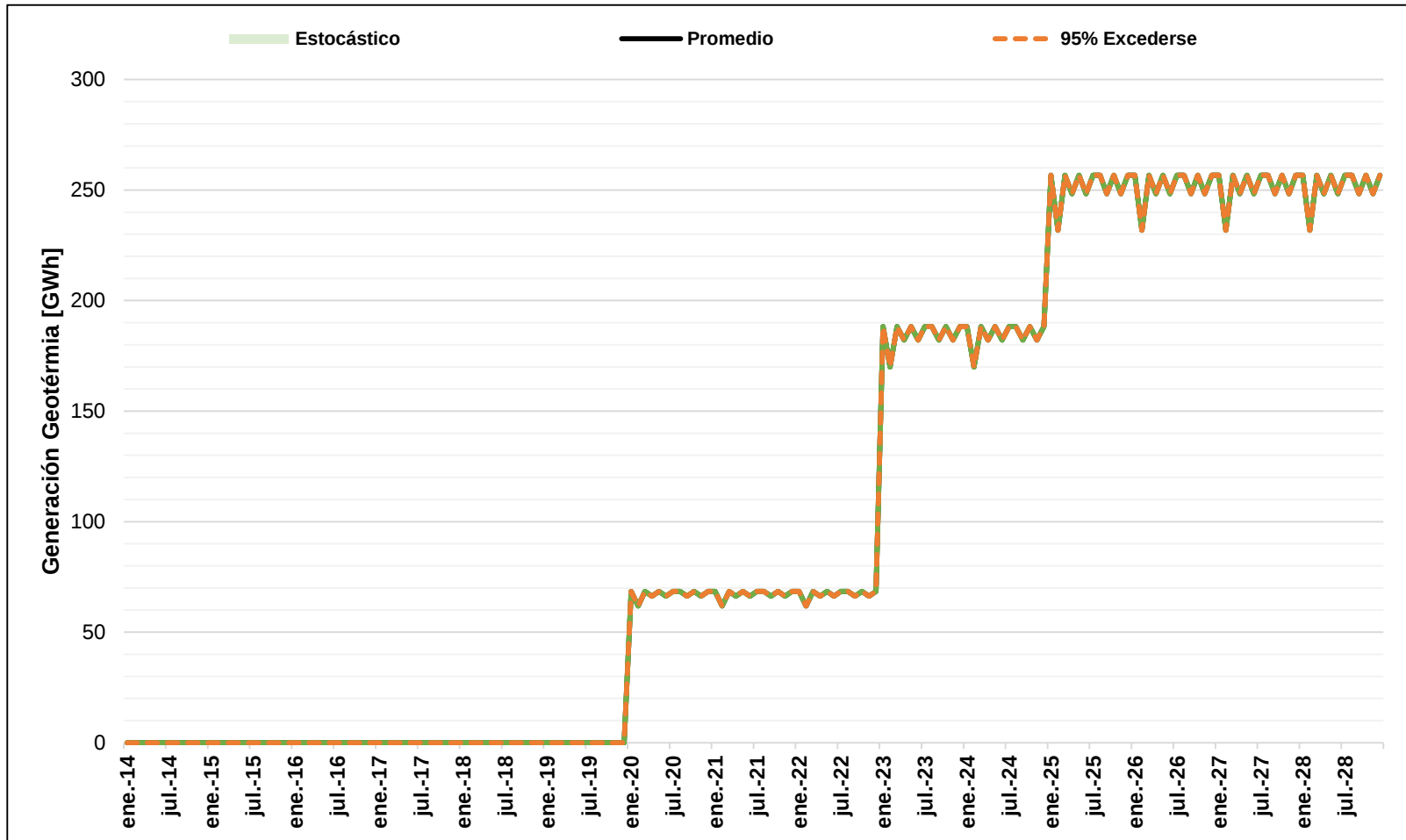
Plan de Generación – Largo Plazo - Escenario Ley de Renovables – Metodología de Modelación FNCE



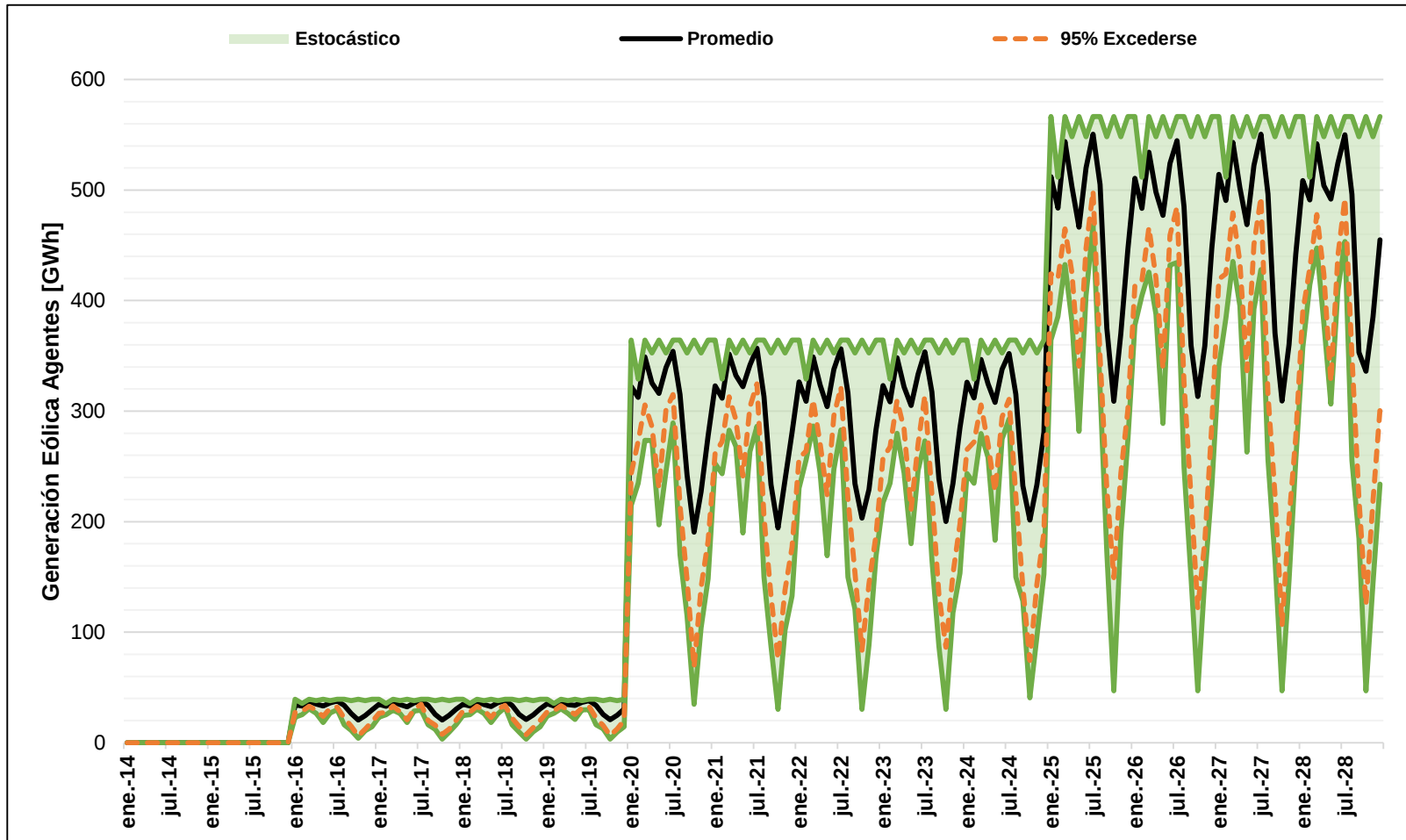
Plan de Generación – Largo Plazo - Escenario Ley de Renovables – Metodología de Modelación FNCE



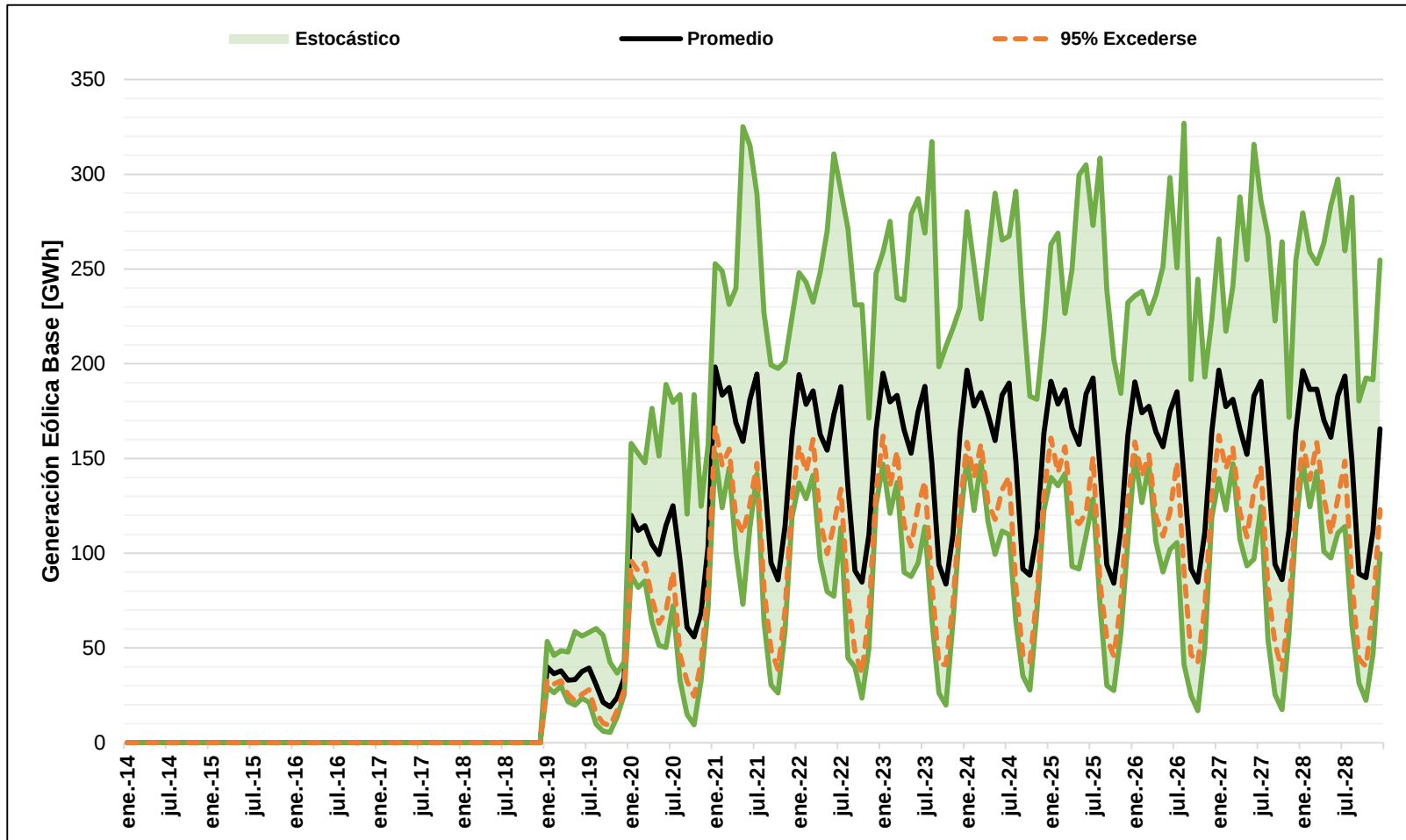
Plan de Generación – Largo Plazo - Escenario Ley de Renovables – Metodología de Modelación FNCE



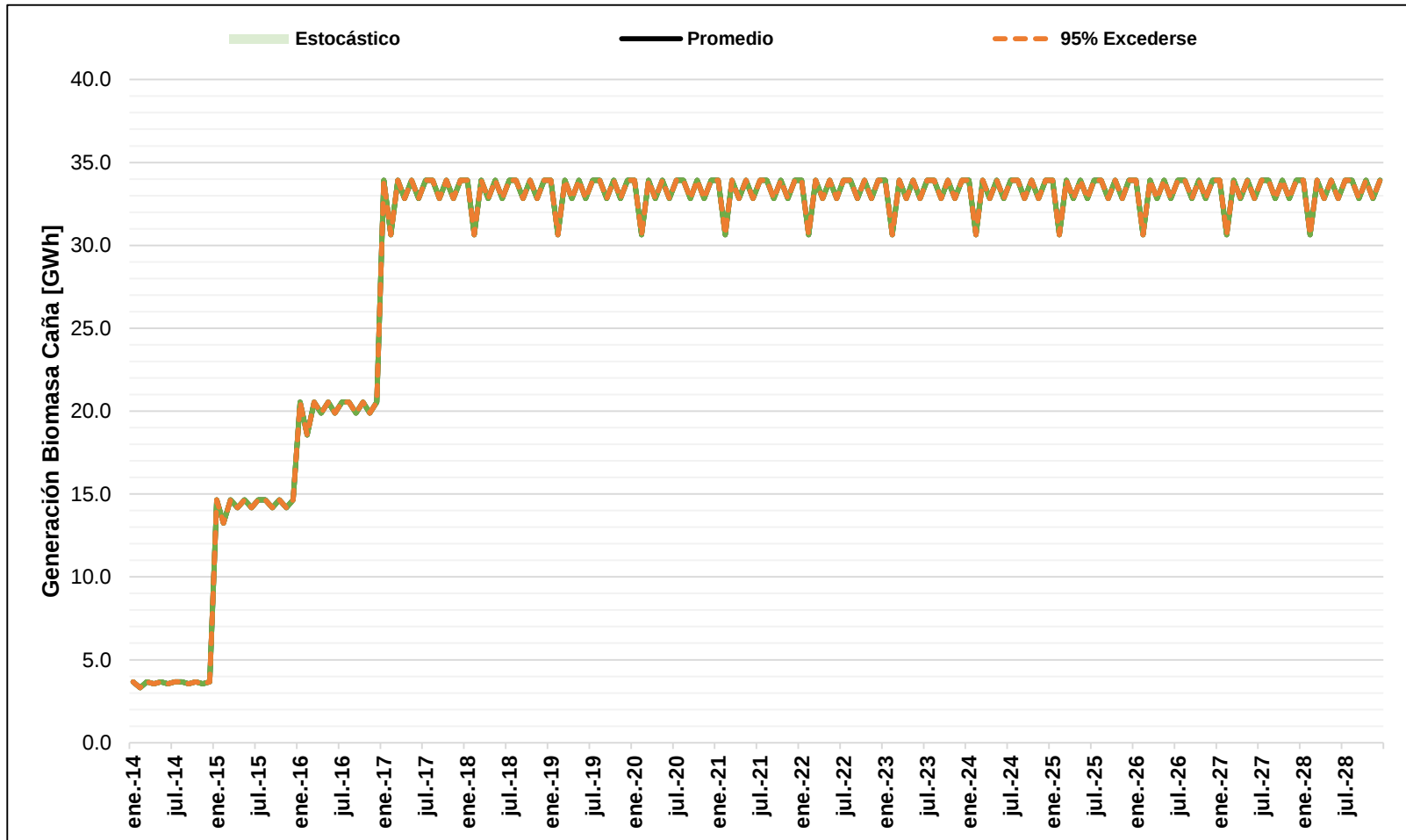
Plan de Generación – Largo Plazo - Escenario Ley de Renovables – Metodología de Modelación FNCE



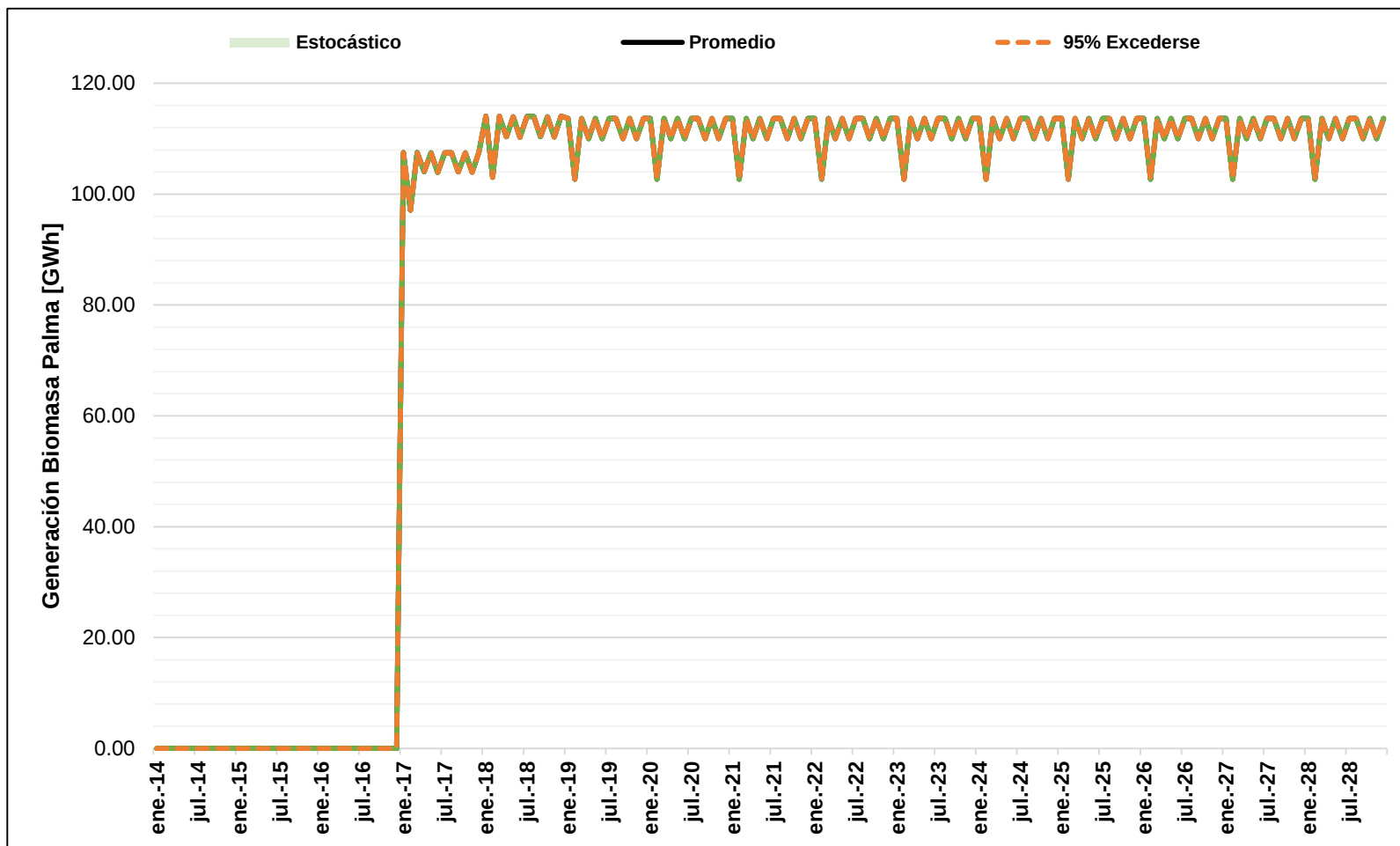
Plan de Generación – Largo Plazo - Escenario Ley de Renovables – Metodología de Modelación FNCE



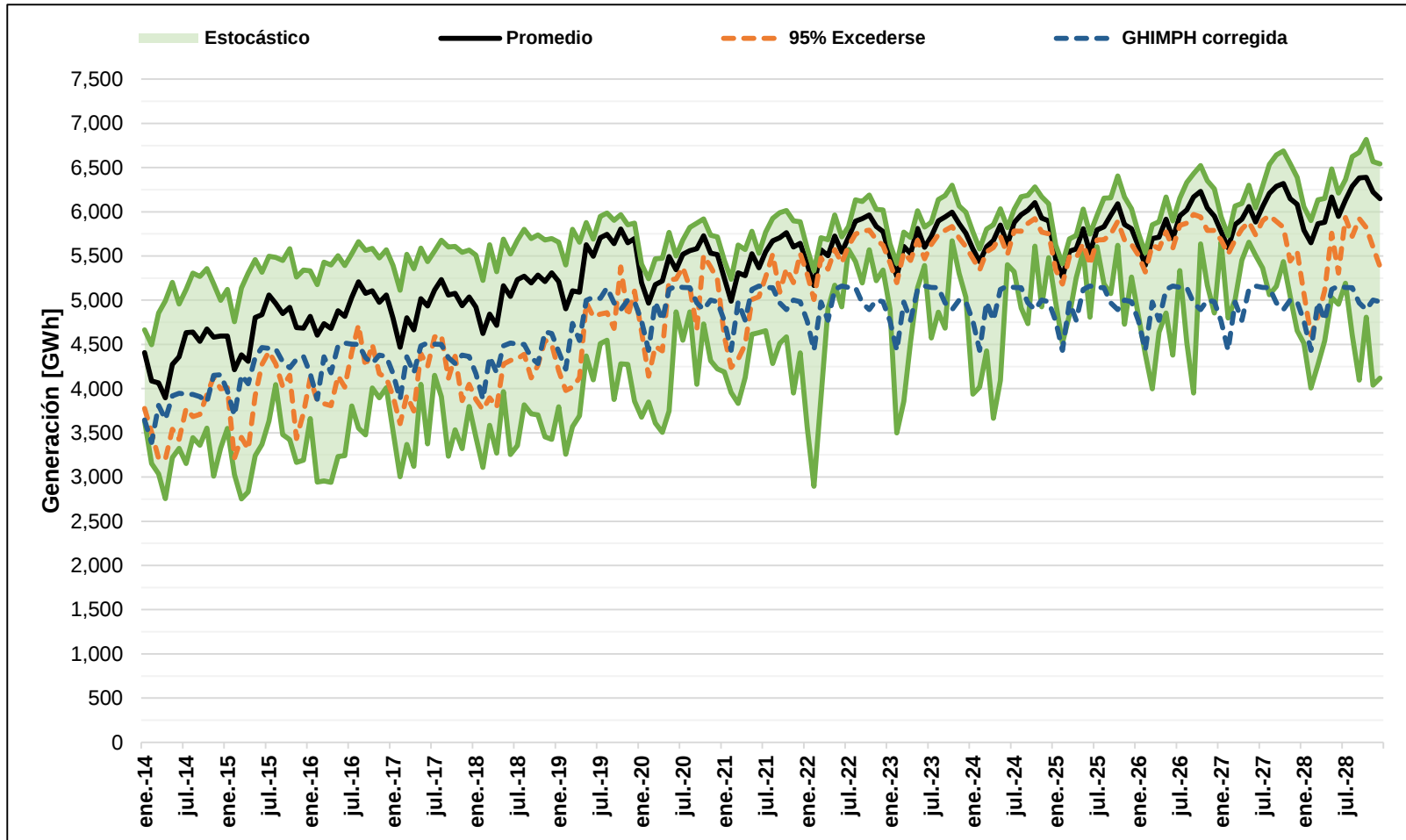
Plan de Generación – Largo Plazo - Escenario Ley de Renovables – Metodología de Modelación FNCE



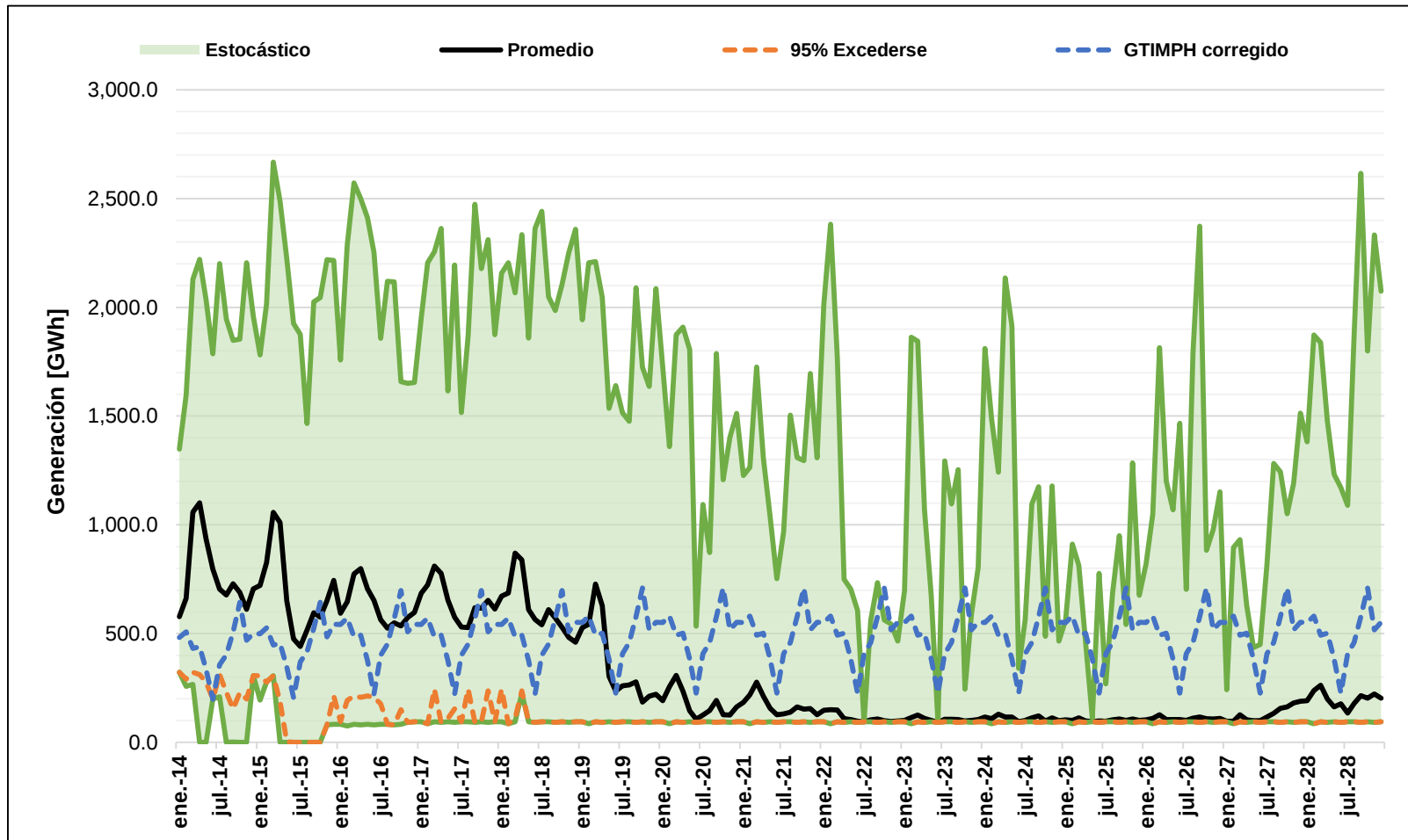
Plan de Generación – Largo Plazo - Escenario Ley de Renovables – Metodología de Modelación FNCE



Plan de Generación – Largo Plazo - Escenario Ley de Renovables – Metodología de Modelación FNCE



Plan de Generación – Largo Plazo - Escenario Ley de Renovables – Metodología de Modelación FNCE

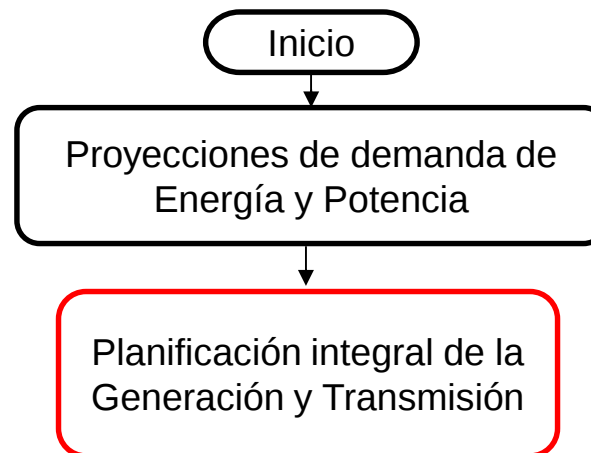
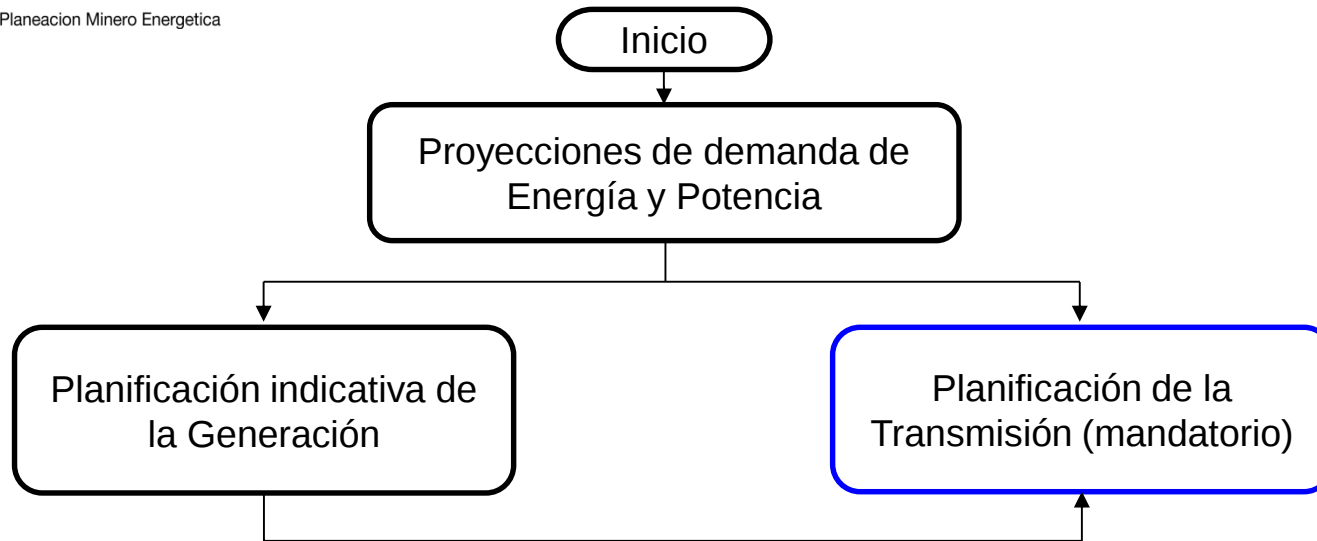


Plan de Generación – Largo Plazo - Escenario Ley de Renovables – Metodología de Modelación FNCE

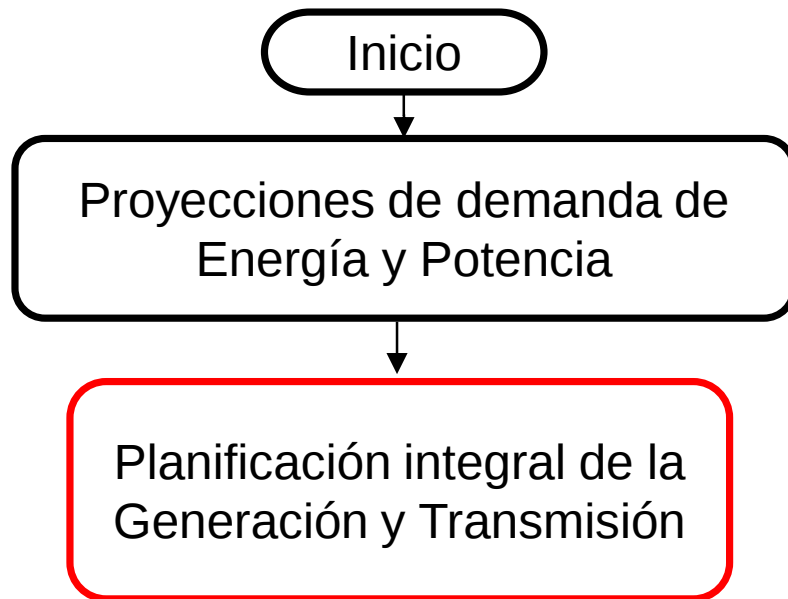
Conclusiones:

- La generación renovable a través de sus diferentes tecnologías, tiene un impacto muy fuerte en la evolución del costo marginal de la demanda. Se observa para todo el horizonte de análisis una reducción promedio de **8.7 US\$ / MWh**, que incluso es superior a **12 US\$ / MWh** en el periodo **2020 – 2028**. Es importante mencionar que los costos de AO&M tenidos en cuenta para cada una de las fuentes son ligeramente inferiores a los valores de referencia que tiene la Unidad respecto a las plantas hidroeléctricas.
- El aporte de la generación renovable durante todo el periodo es considerable. En el periodo **2014 – 2027** el valor esperado es de **61.09 GWh-mes**, el cual toma un valor de **334.6 GWh mes** en el horizonte **2018 – 2020**. Una vez se van incorporando los proyectos eólicos, dicho valor se incrementa a **764.9** y **1,040.1**, en los periodos **2020 – 2025** y **2025 – 2028**, respectivamente.
- La metodología planteada para modelar cada una de las fuentes intermitentes, permite reflejar el comportamiento estocástico de este tipo de tecnologías, específicamente el recurso eólica, solar y la biomasa. Respecto a la Biomasa, debe profundizarse en la caracterización de su proceso, ya que su generación no es totalmente dependiente de los residuos, sino de la demanda asociada a su producto principal.

Metodología integral de Planificación - Generación y Transmisión



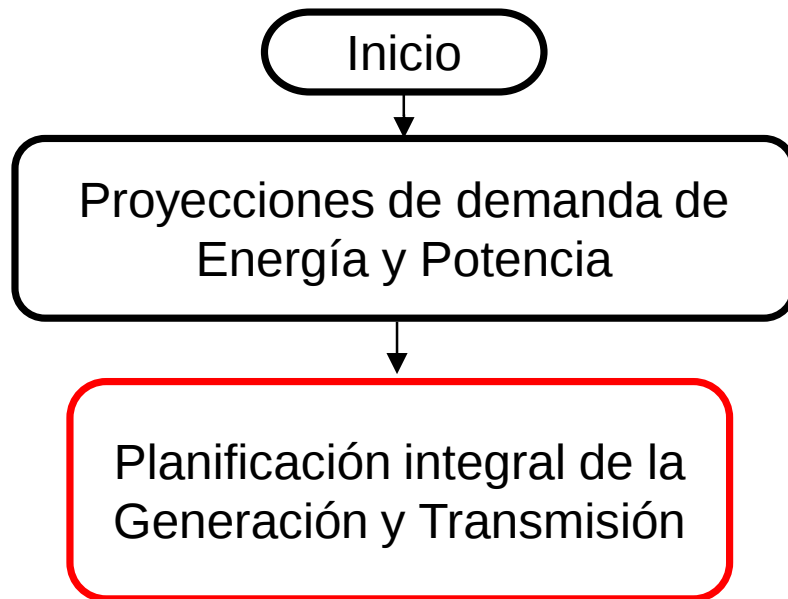
Metodología integral de Planificación - Generación y Transmisión



Antecedentes:

- Bajo el esquema normativo y regulatorio vigente, la UPME lleva a cabo la planificación de la generación y transmisión, realizando análisis y procedimientos independientes, los cuales se ligan al momento de establecer los beneficios de los proyectos de transmisión y la Visión de Largo Plazo del SIN.
- En el Plan de Expansión 2010 - 2024 se estableció la red de transmisión (activos de uso) para la conexión del proyecto Termocol – 202 MW.
- Si bien la Obligación de Energía en Firme establecida en la subastas del Cargo por Confiabilidad justificó la incorporación de este proyecto, se observó en las simulaciones energéticas que el mismo no estaría la mayor parte del tiempo generando, razón por la cuál **no haría un aporte a la Confiabilidad del SIN**, y en función de las necesidades del sistema, su generación podría implicar **Restricciones**.
- En el Plan de Expansión 2013 – 2027 se definieron refuerzos a nivel de STN en cada una de las principales áreas y sub-áreas del Sistema Interconectado Nacional. Particularmente en el área Oriental se establecieron **dos nuevos corredores de importación de potencia a nivel de 500 kV y dos dispositivos FACTS**, expansión que se requiere en operación en el horizonte **2017 - 2022**.
- No obstante, se determinó que aún con toda esta expansión y el parque generador existente, a partir del año **2025** en el área Oriental se necesitaría de un nuevo refuerzo a nivel de 500 kV, **o generación adicional en la zona**, ello para salvaguardar la confiabilidad y seguridad del Sistema.

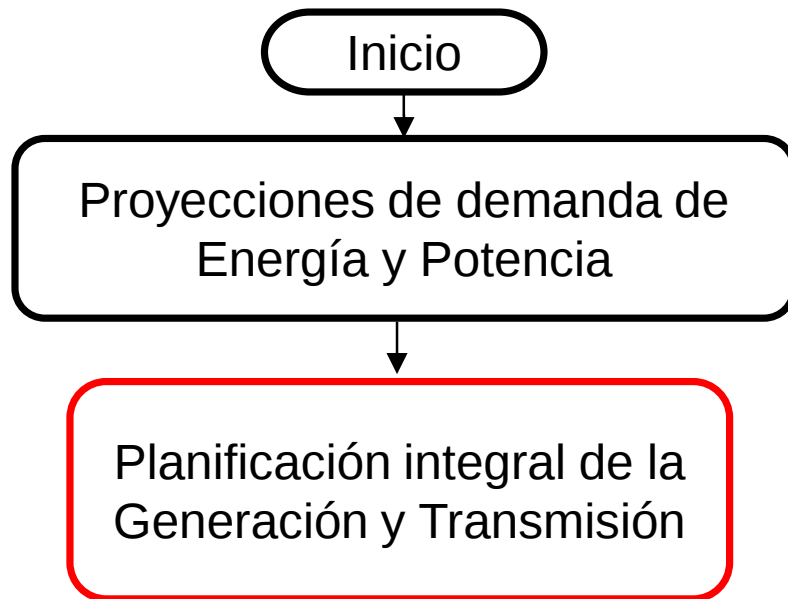
Metodología integral de Planificación - Generación y Transmisión



Preguntas

- A la luz de estos resultados, y dadas las **dificultades** ambientales, prediales, sociales y con comunidades, se ve **factible y viable** tener una nueva línea de 500 kV en el **área Oriental** ?
- Teniendo en cuenta **los recursos energéticos del área Oriental**, principalmente Carbón, GLP e hidroelectricidad, y considerando también la **necesidades energéticas futuras de todo el país**, no sería mejor emplazar una nueva planta de generación en el área Oriental, resolviendo dos problemas simultáneamente, es decir, **aportar a la confiabilidad energética del SIN y las restricciones eléctricas del área Oriental** ?
- **Desde el punto de vista de la demanda, cual sería el Beneficio / Costo de estas dos alternativas, es decir, la localización de una generación o un nuevo refuerzo de red ?**

Metodología integral de Planificación - Generación y Transmisión



Para responder estas interrogantes se debe establecer:

- ✓ Metodología de valoración de la Confiabilidad Energética del SIN.
- ✓ Cuantificación de la Confiabilidad Energética sin la Expansión definida por el mecanismo del Cargo por Confiabilidad (establecer los momentos donde se requiere incrementar la confiabilidad).
- ✓ Cálculo de la Confiabilidad Energética con la Expansión definida por el mecanismo del Cargo por Confiabilidad (determinar verdaderamente cuales son los proyectos que aportan a dicha confiabilidad).
- ✓ Determinar en función de los recursos de cada una de las áreas del SIN y sus restricciones eléctricas, al igual que los potenciales desarrollos de proyectos de generación (promotores), cuales son los proyectos candidatos a estudiar junto con su conexión, que aportarían al incremento de la confiabilidad energética del SIN, y resolverían los problemas asociados a la red eléctrica.
- ✓ Identificar la expansión de red que ofrecería en relación a sus beneficios, el mismo desempeño de la generación focalizada.
- ✓ Establecer la relación Beneficio / Costo de las dos alternativas, es decir, la generación focalizada y la expansión convencional de red.

Metodología integral de Planificación - Generación y Transmisión

Para responder estas interrogantes se debe establecer:

- ✓ Metodología de valoración de la Confiabilidad Energética del SIN.
- ✓ Cuantificación de la Confiabilidad Energética sin la Expansión definida por el mecanismo del Cargo por Confiabilidad (establecer los momentos donde se requiere incrementar la confiabilidad).
- ✓ Cálculo de la Confiabilidad Energética con la Expansión definida por el mecanismo del Cargo por Confiabilidad (determinar verdaderamente cuales son los proyectos que aportan a dicha confiabilidad).
- ✓ Determinar en función de los recursos de cada una de las áreas del SIN y sus restricciones eléctricas, al igual que los potenciales desarrollos de proyectos de generación (promotores), cuales son los proyectos candidatos a estudiar junto con su conexión, que aportarían al incremento de la confiabilidad energética del SIN, y resolverían los problemas asociados a la red eléctrica.
- ✓ Identificar la expansión de red que ofrecería en relación a sus beneficios, el mismo desempeño de la generación focalizada.
- ✓ Establecer la relación Beneficio / Costo de las dos alternativas, es decir, la generación focalizada y la expansión convencional de red.

Inicio

Proyecciones de demanda de
Energía y Potencia

Planificación integral de la
Generación y Transmisión

Metodología integral de Planificación - Generación y Transmisión

Para responder estas interrogantes se debe establecer:

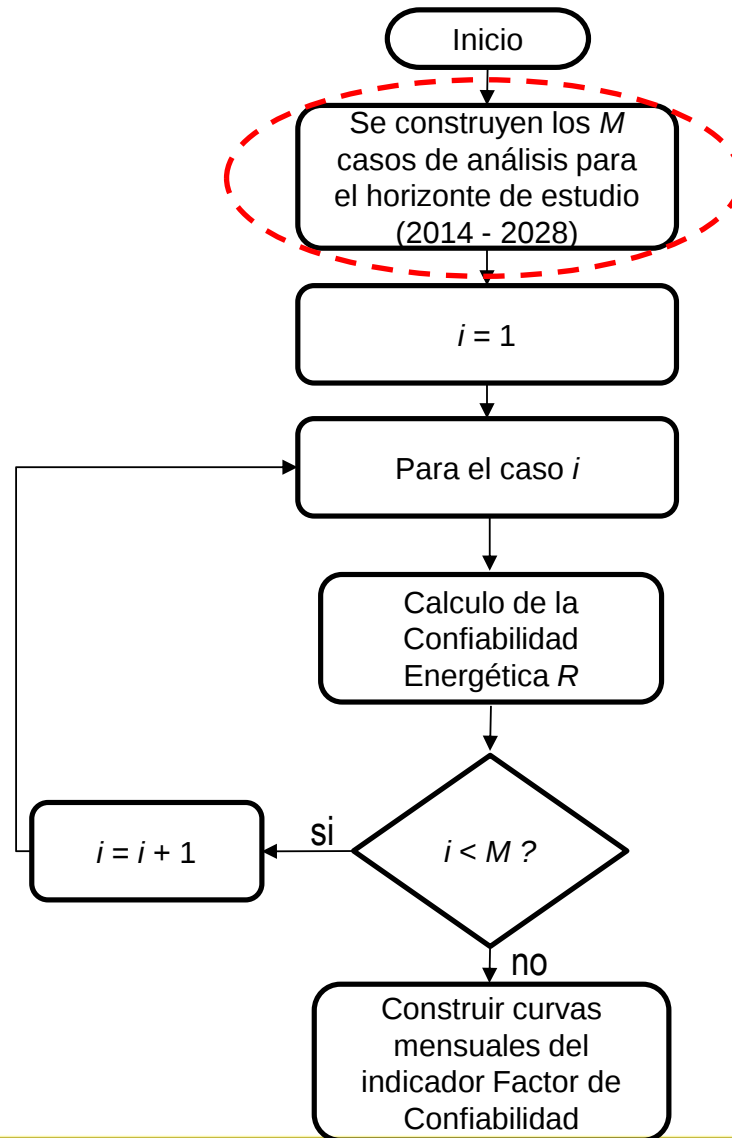
- ✓ Metodología de valoración de la Confiabilidad Energética del SIN.
- ✓ Cuantificación de la Confiabilidad Energética sin la Expansión definida por el mecanismo del Cargo por Confiabilidad (establecer los momentos donde se requiere incrementar la confiabilidad).
- ✓ Cálculo de la Confiabilidad Energética con la Expansión definida por el mecanismo del Cargo por Confiabilidad (determinar verdaderamente cuales son los proyectos que aportan a dicha confiabilidad).
- ✓ Determinar en función de los recursos de cada una de las áreas del SIN y sus restricciones eléctricas, al igual que los potenciales desarrollos de proyectos de generación (promotores), cuales son los proyectos candidatos a estudiar junto con su conexión, que aportarían al incremento de la confiabilidad energética del SIN, y resolverían los problemas asociados a la red eléctrica.
- ✓ Identificar la expansión de red que ofrecería en relación a sus beneficios, el mismo desempeño de la generación focalizada.
- ✓ Establecer la relación Beneficio / Costo de las dos alternativas, es decir, la generación focalizada y la expansión convencional de red.

Inicio

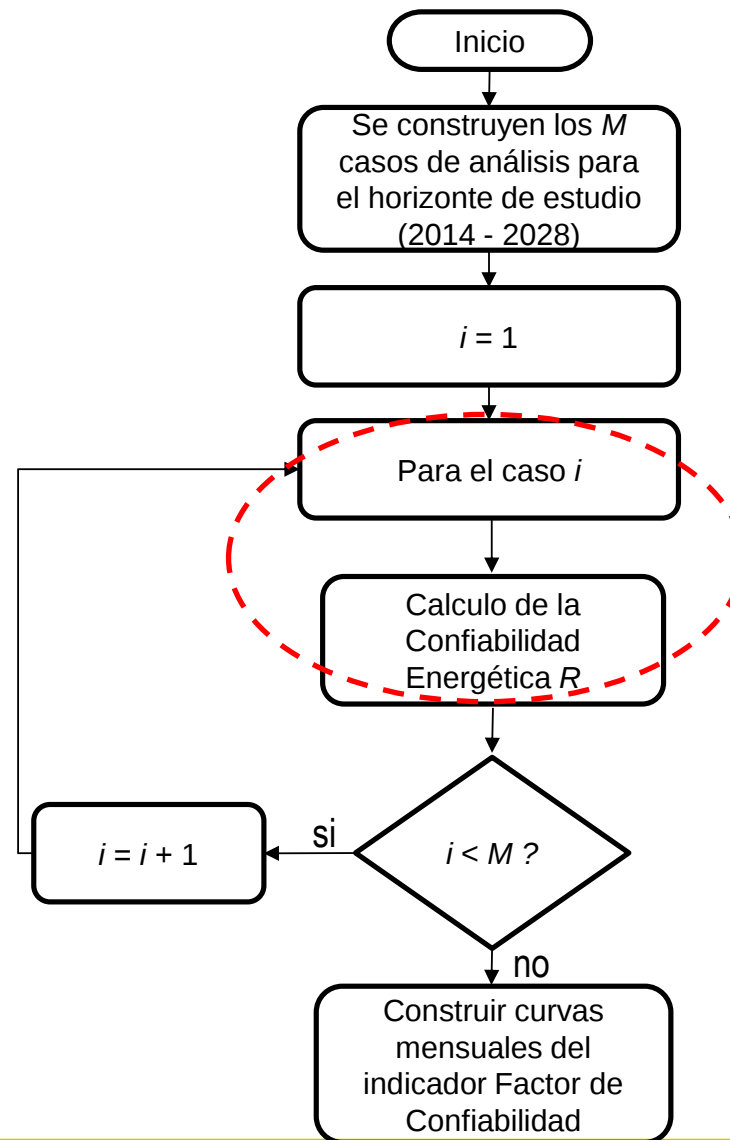
Proyecciones de demanda de
Energía y Potencia

Planificación integral de la
Generación y Transmisión

Metodología integral de Planificación - Generación y Transmisión – Valoración de la Confiabilidad



Metodología integral de Planificación - Generación y Transmisión – Valoración de la Confiabilidad



$$R_{mensual} = 1 - VERE_{mensual} = 1 - \frac{\frac{\sum_{i=1}^n Déficit_{mensual}}{n}}{Demanda_{mensual}}$$

$$R_{mensual} = 1 - VREC_{mensual} = 1 - \frac{\frac{\sum_{i=1}^m Déficit_{mensual}}{m}}{Demanda_{mensual}}$$

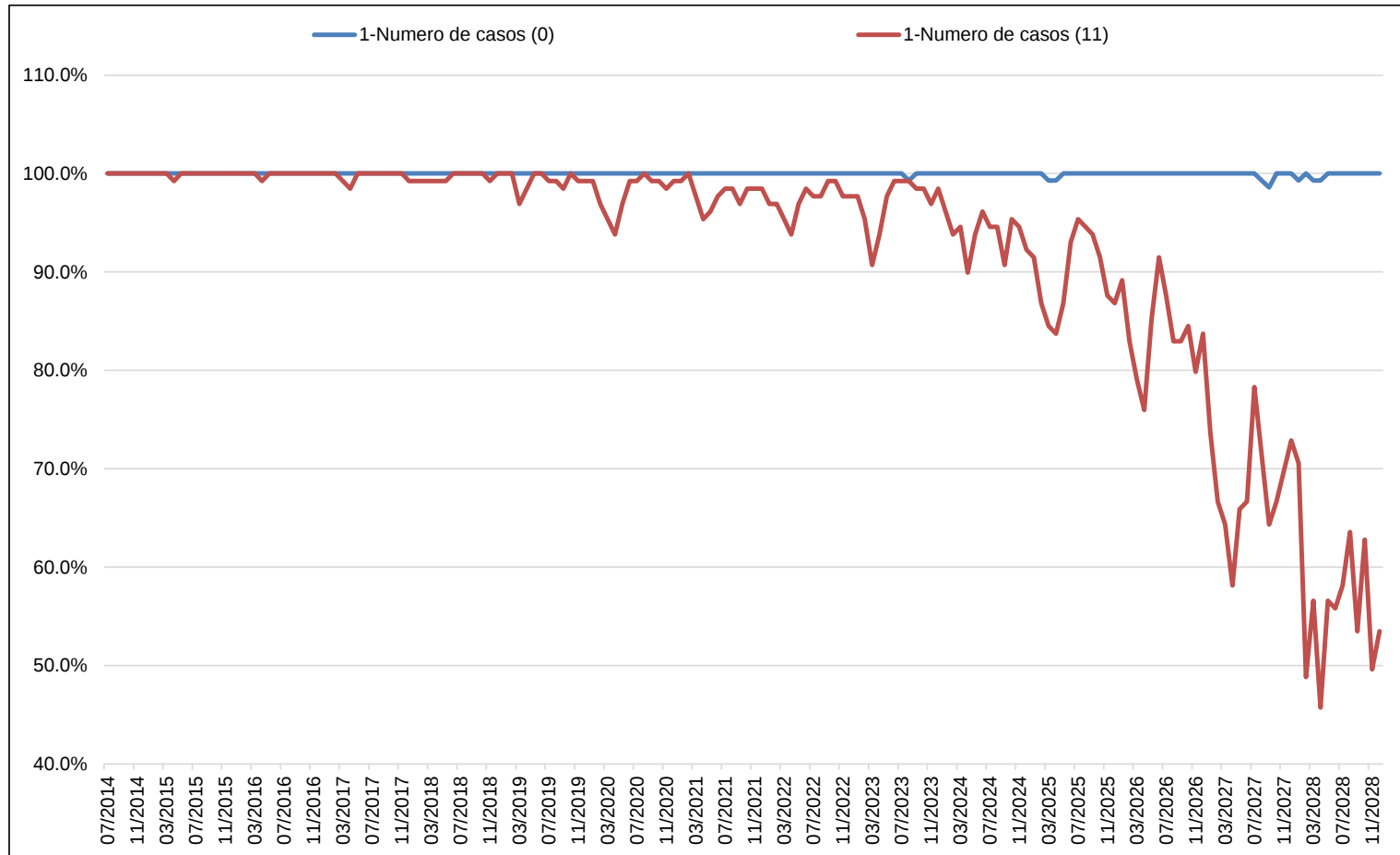
$$R_{mensual} = 1 - \#casos_{falla}$$

$$R_{mensual} = 1 - VERE_{mensual} = 1 - \frac{\frac{\sum_{i=1}^n Déficit_{mensual}}{n}}{Demanda_{mensual}}$$

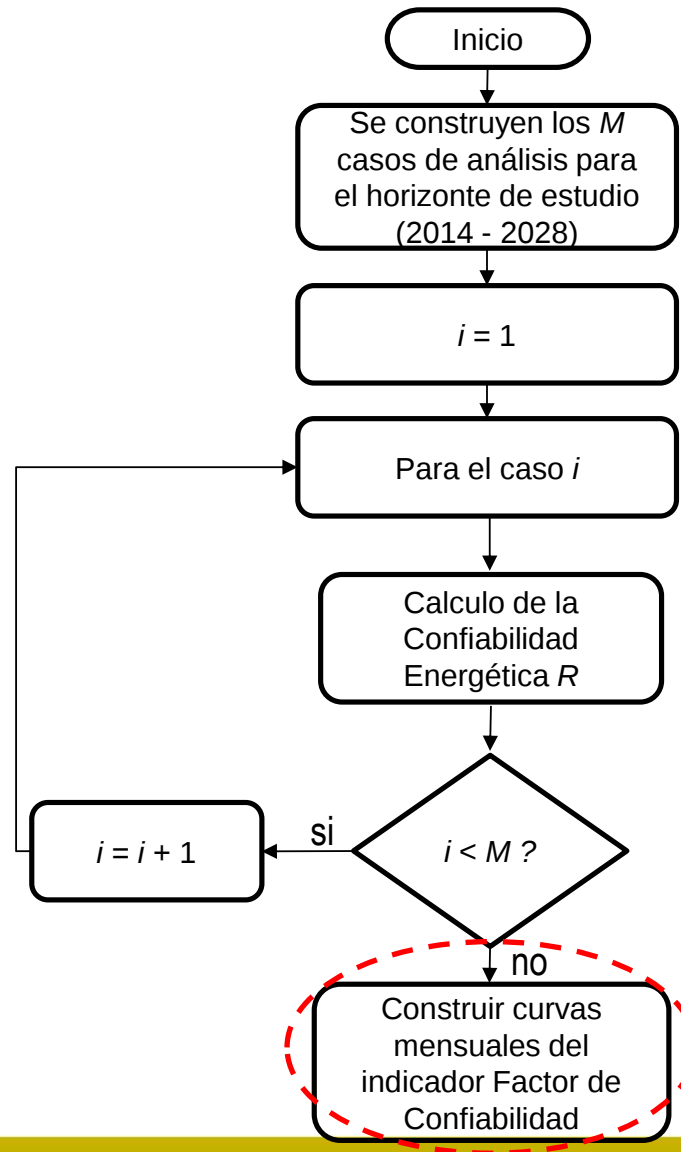
$$R_{mensual} = 1 - VREC_{mensual} = 1 - \frac{\frac{\sum_{i=1}^m Déficit_{mensual}}{m}}{Demanda_{mensual}}$$

$$R_{mensual} = 1 - \#casos_{falla}$$

Metodología integral de Planificación - Generación y Transmisión – Valoración de la Confiabilidad



Metodología integral de Planificación - Generación y Transmisión – Valoración de la Confiabilidad



$$\text{Factor Confiabilidad}_{\text{mensual}} = \frac{\Delta \text{Confiabilidad}_{\text{mensual}}}{\text{Energía Generada Proyectos}_{\text{mensual}}}$$

$$\text{Factor Confiabilidad}_{\text{mensual}} = \frac{(R_{\text{Con Expansión}} - R_{\text{Sin Expansión}})_{\text{mensual}}}{\text{Energía Generada Proyectos}_{\text{mensual}}}$$

$$\text{Energía Generada Proyectos} = \frac{\sum_{i=1}^t (\text{Energía generada proyectos}_{\text{Expansión}})_{\text{mensual}}}{t}$$

Dónde:

- **$R_{\text{Con Expansión}}$** : Confiabilidad Energética mensual considerando los proyectos de expansión que aportan a la misma.
- **$R_{\text{Sin Expansión}}$** : Confiabilidad Energética mensual sin expansión.
- **$\text{Energía Generada Proyectos}$** : Es la energía mensual promedio que aportan todos los proyectos para mejorar la confiabilidad energética.
- **i** : Es la serie donde se observa un deterioro de la confiabilidad sin considerar expansión

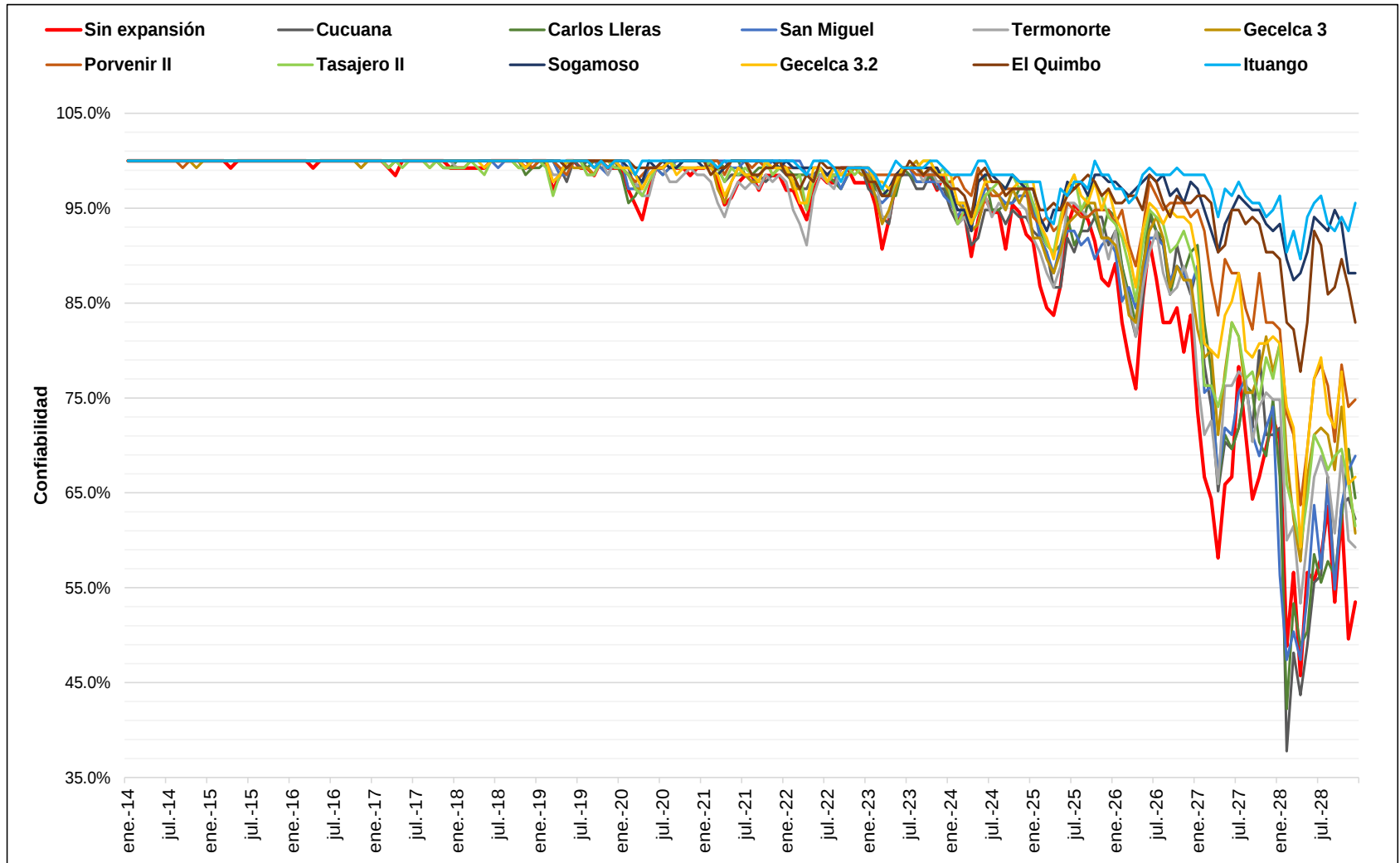
$$\text{Factor Confiabilidad}_{\text{mensual}} = \frac{\Delta \text{Confiabilidad}_{\text{mensual}}}{\text{Energía Generada Proyectos}_{\text{mensual}}}$$

$$\text{Factor Confiabilidad}_{\text{mensual}} = \frac{(R_{\text{Con Expansión}} - R_{\text{Sin Expansión}})_{\text{mensual}}}{\text{Energía Generada Proyectos}_{\text{mensual}}}$$

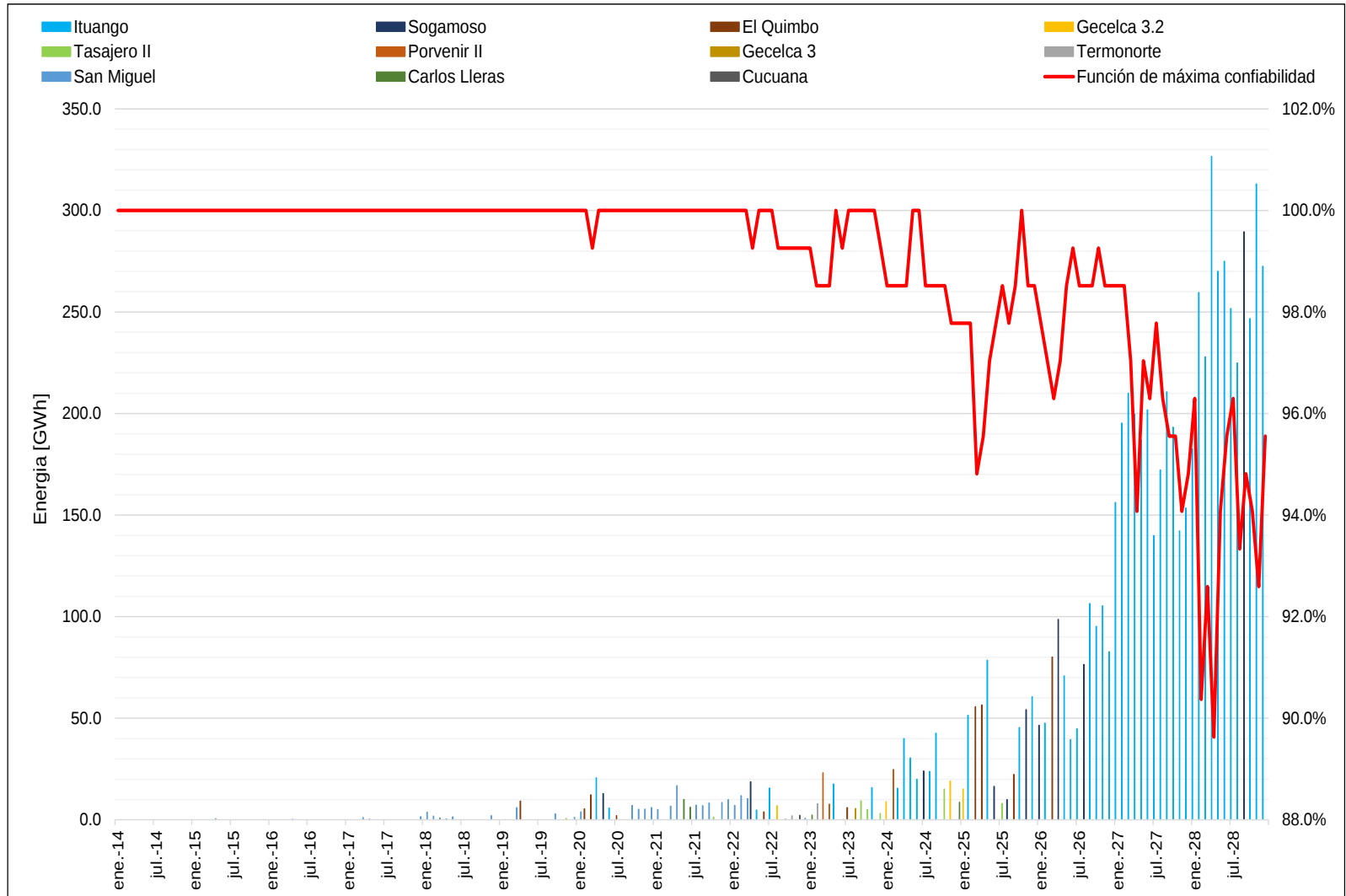
$$\text{Energía Generada Proyectos} = \frac{\sum_{i=1}^t (\text{Energía generada proyectos}_{\text{Expansión}})_{\text{mensual}}}{t}$$

Dónde:

- **$R_{\text{Con Expansión}}$** : Confiabilidad Energética mensual considerando los proyectos de expansión que aportan a la misma.
- **$R_{\text{Sin Expansión}}$** : Confiabilidad Energética mensual sin expansión.
- **$\text{Energía Generada Proyectos}$** : Es la energía mensual promedio que aportan todos los proyectos para mejorar la confiabilidad energética.
- **i** : Es la serie donde se observa un deterioro de la confiabilidad sin considerar expansión



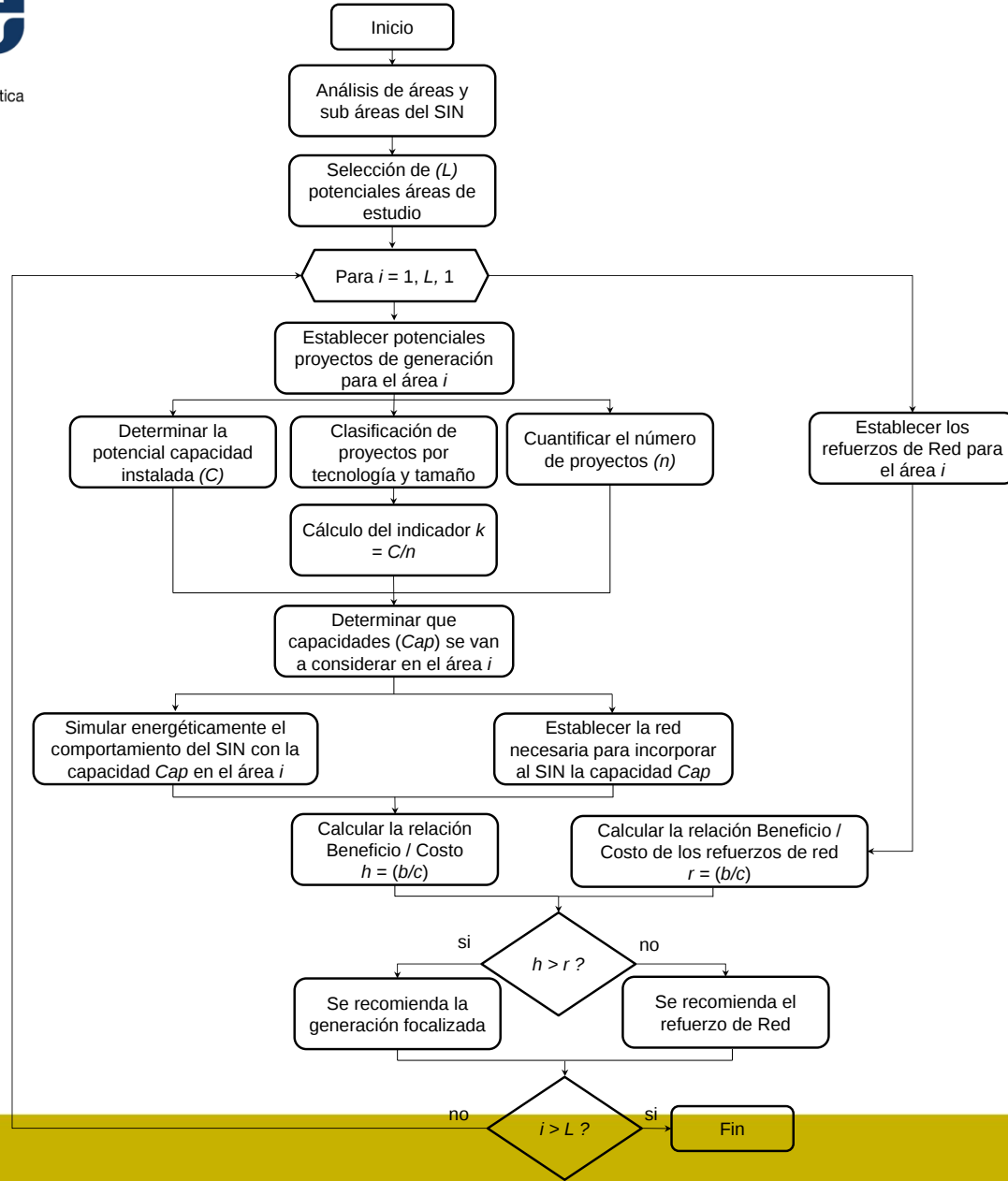
Metodología integral de Planificación - Generación y Transmisión – Valoración de la Confiabilidad



Conclusiones:

- El cálculo del Factor de Confiabilidad está en función del Valor Esperado del Racionamiento de Energía VERE y el número de casos, siendo coherentes con los indicadores que establecen las necesidades de expansión.
- El factor de confiabilidad depende de la energía generada en cada instante por los proyectos que aportan a la misma, razón por la cual no necesariamente en aquellos momentos donde se presenta la máxima ganancia de confiabilidad, este indicador toma el mayor valor (Al dividir por mayor energía, menor es el factor de confiabilidad).
- Adicionalmente, este indicador es independiente de la tecnología del proyecto, ya que para la cuantificación del mismo sólo se tiene en cuenta la energía aportada por los proyectos nuevos que permiten aumentar la confiabilidad, en un determinado instante.
- Bajo la metodología planteada, se pudo observar que si bien todos los proyectos del Cargo por Confiabilidad aportan a la confiabilidad energética del SIN, en algunos instantes del periodo analizado, a pesar de contar con toda la expansión, sólo algunas centrales realmente aportan a la misma.
- Finalmente, si bien el mecanismo del cargo por confiabilidad le implica al usuario un incremento en la tarifa por el pago de una prima de riesgo, el mismo está apalancando el desarrollo de proyectos de generación, los cuales en su gran mayoría reducen el precio futuro de bolsa, representando ello un beneficio económico. En este sentido, es difícil establecer realmente cuanto vale incrementar la confiabilidad en un determinado instante de tiempo.

Metodología integral de Planificación - Generación y Transmisión – Definición de Alternativas



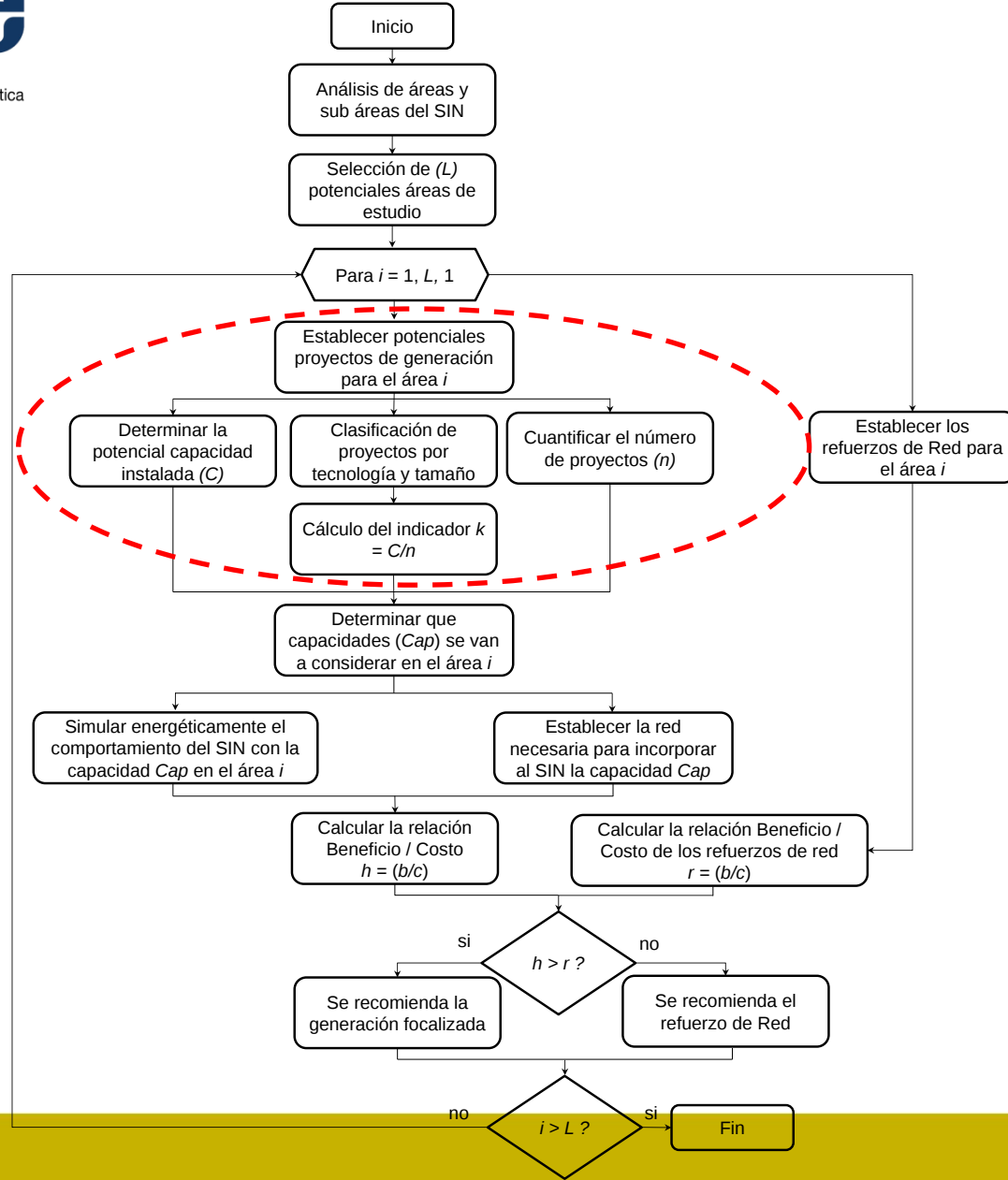
Metodología integral de Planificación - Generación y Transmisión – Caso Piloto: Área Oriental

Área Oriental:

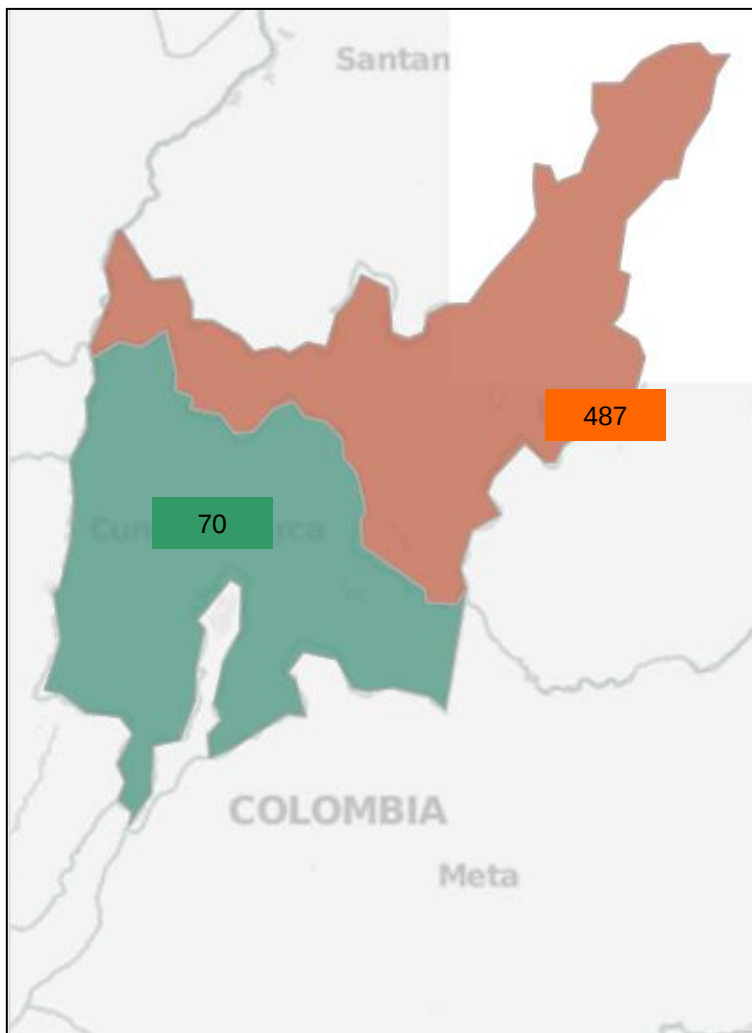
- Aún con toda la *expansión a nivel de 500 kV y compensaciones dinámicas definidas* por la UPME en su Plan de Expansión, a partir del año 2030 la generación instalada no garantiza la seguridad del área.
- 2026 – La restricción de importación se dará por la sobrecarga en los transformadores de Nueva Esperanza, lo cual se soluciona con un nuevo banco.
- 2030 – La generación mínima en el área, deberá ser la capacidad instalada, es decir las 26 unidades equivalentes, ello para mantener las condiciones de calidad, confiabilidad y seguridad del sistema.



Metodología integral de Planificación - Generación y Transmisión – Caso Piloto: Área Oriental



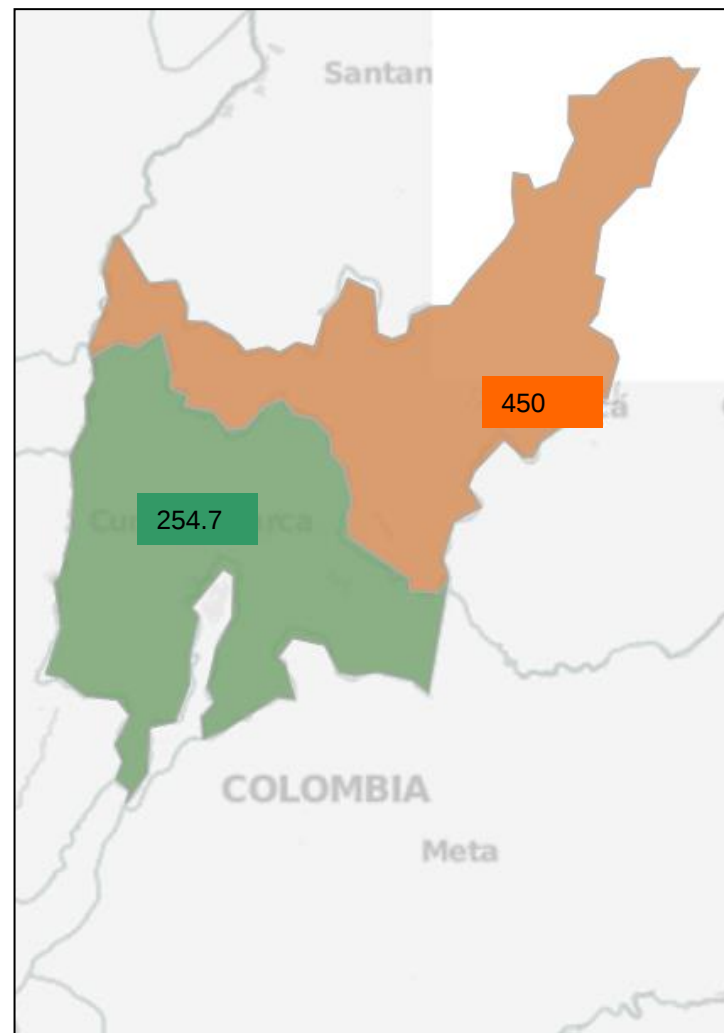
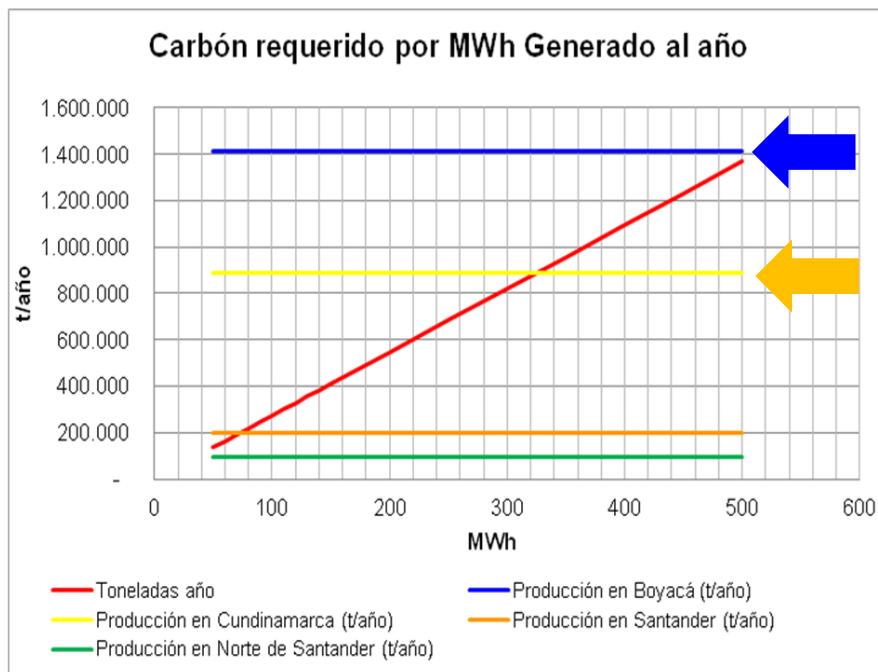
Metodología integral de Planificación - Generación y Transmisión – Caso Piloto: Área Oriental



Hidroelectricidad	Capacidad [MW]
Boyacá	487
Cundinamarca	70

Metodología integral de Planificación - Generación y Transmisión – Caso Piloto: Área Oriental

Térmico	Capacidad [MW]
Carbón Lecho Fluidizado	150
Carbón Convencional Boyacá	300
Carbón Convencional Cundinamarca	254.7

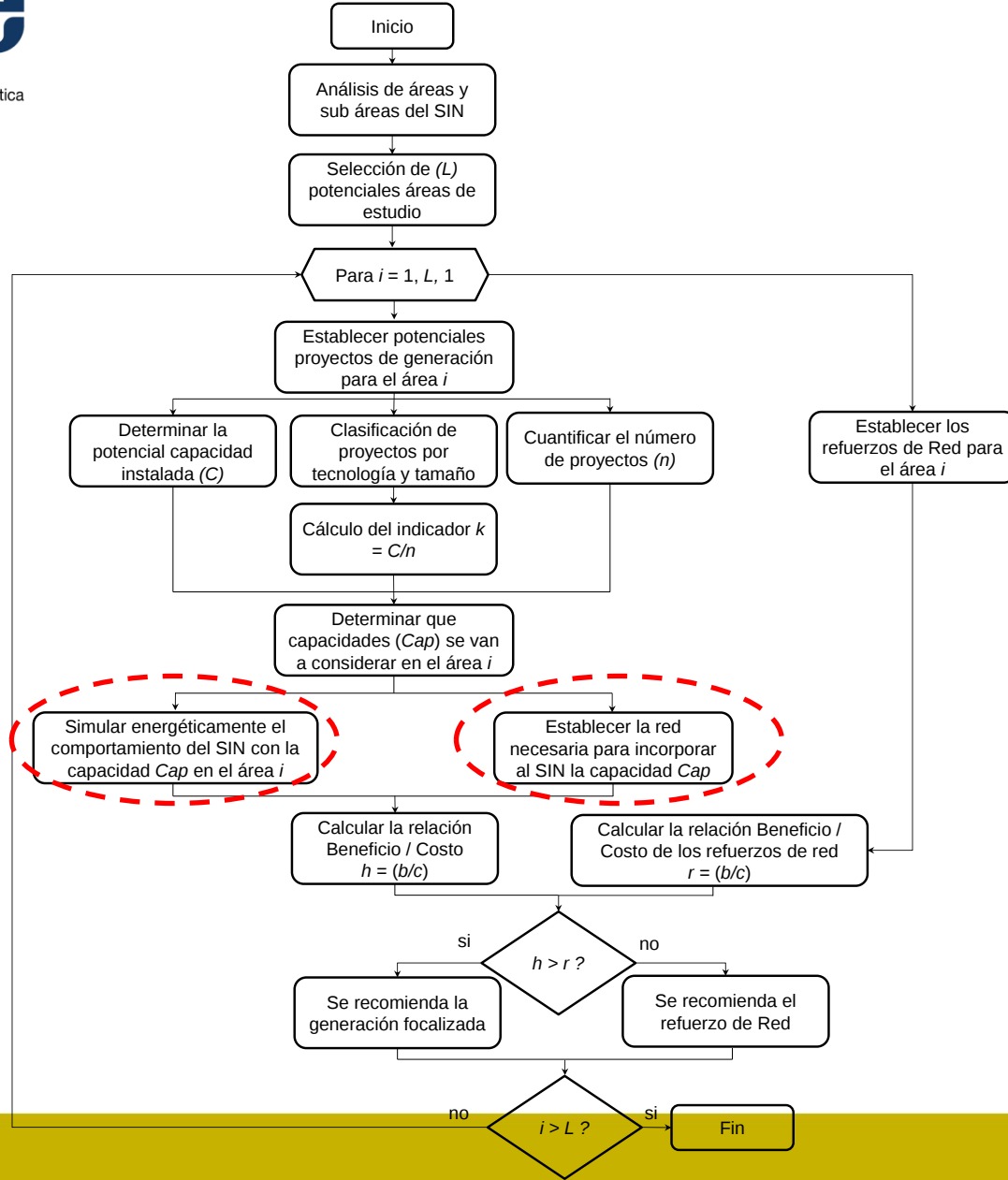


Metodología integral de Planificación - Generación y Transmisión – Caso Piloto: Área Oriental

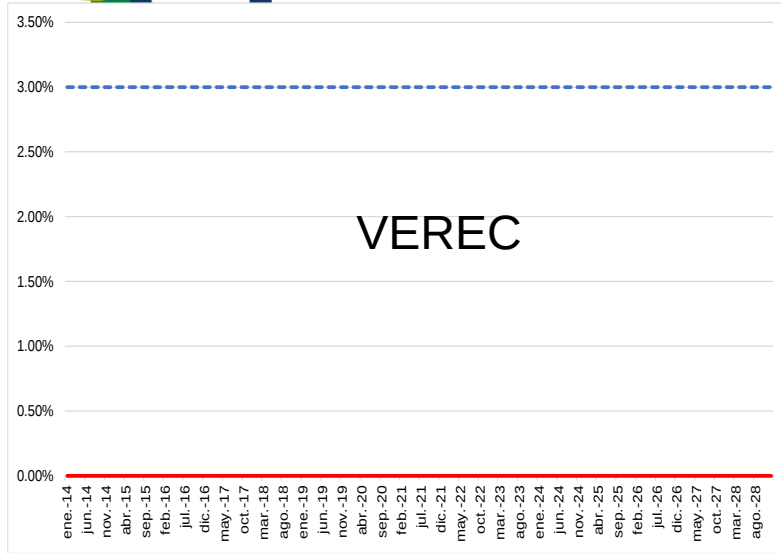
- Se realizaron análisis eléctricos para diferentes valores de generación en el área, con el fin de establecer según la tecnología, cual sería la capacidad instalada, junto con su ubicación y conexión, que permitirían garantizar condiciones de seguridad y confiabilidad en la atención de la demanda (**incremento de número de unidades equivalentes de generación**).
- Los Valores encontrados para las siguientes tecnologías fueron:
 - ✓ Térmica Carbón: 200 MW en el norte de la sabana de Bogotá.
 - ✓ Hidráulica: 294 MW en la zona oriental del departamento de Boyacá.



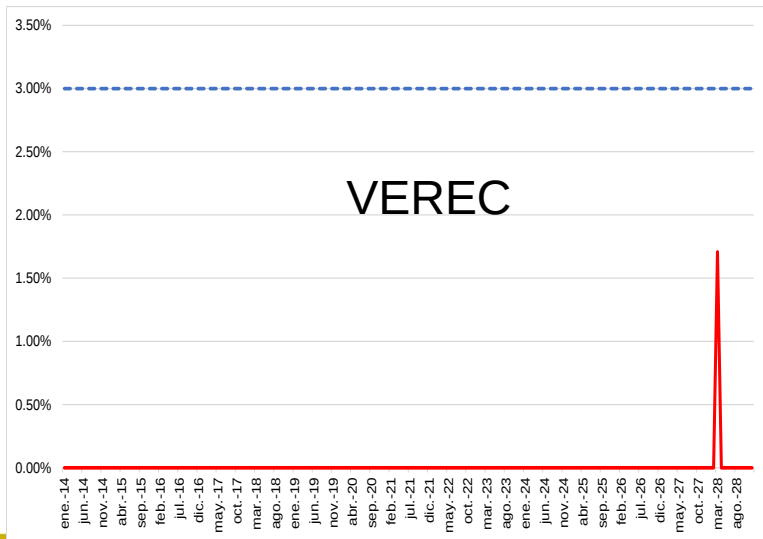
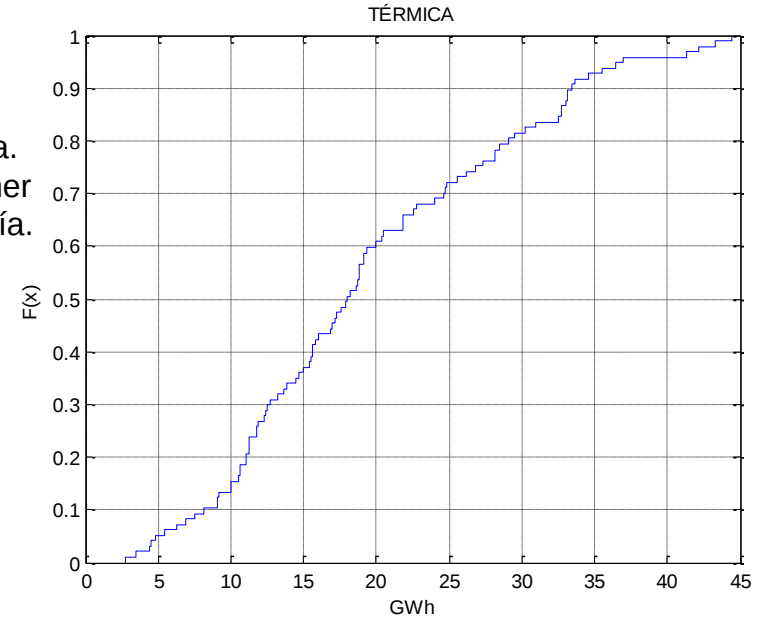
Metodología integral de Planificación - Generación y Transmisión – Caso Piloto: Área Oriental



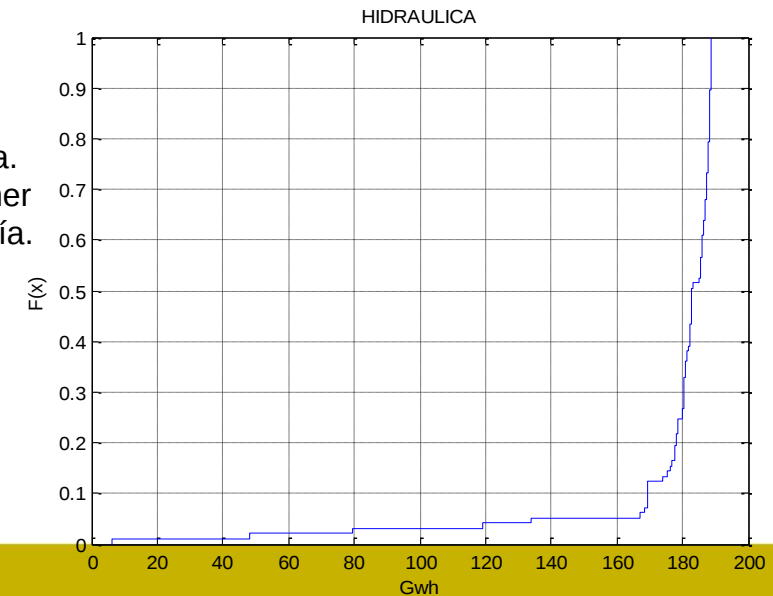
Metodología integral de Planificación - Generación y Transmisión – Caso Piloto: Área Oriental



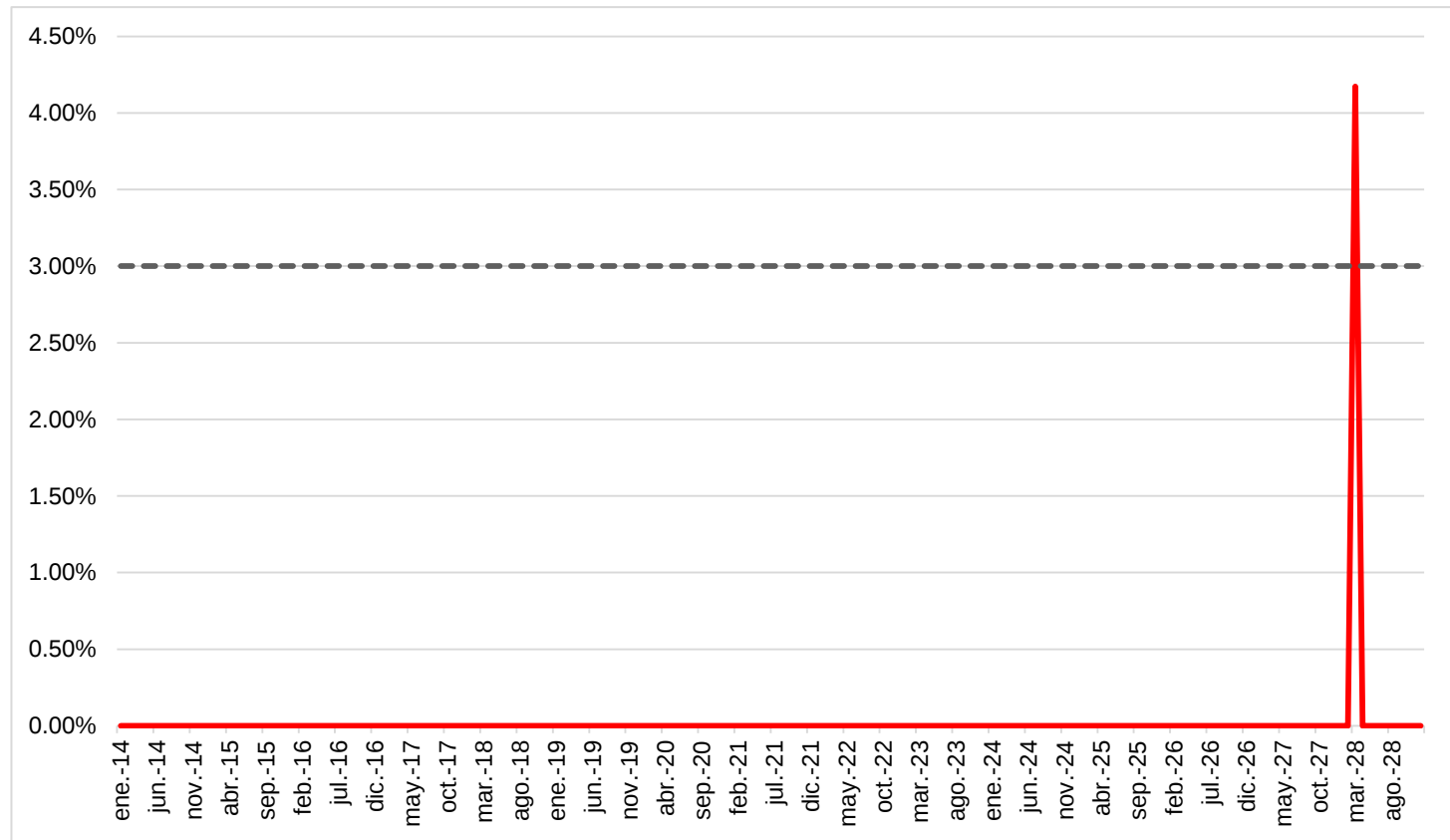
Función Acumulada.
Probabilidad de tener
un aporte de energía.
Planta Térmica
200 MW.



Función Acumulada.
Probabilidad de tener
un aporte de energía.
Planta Hidráulica
294 MW.



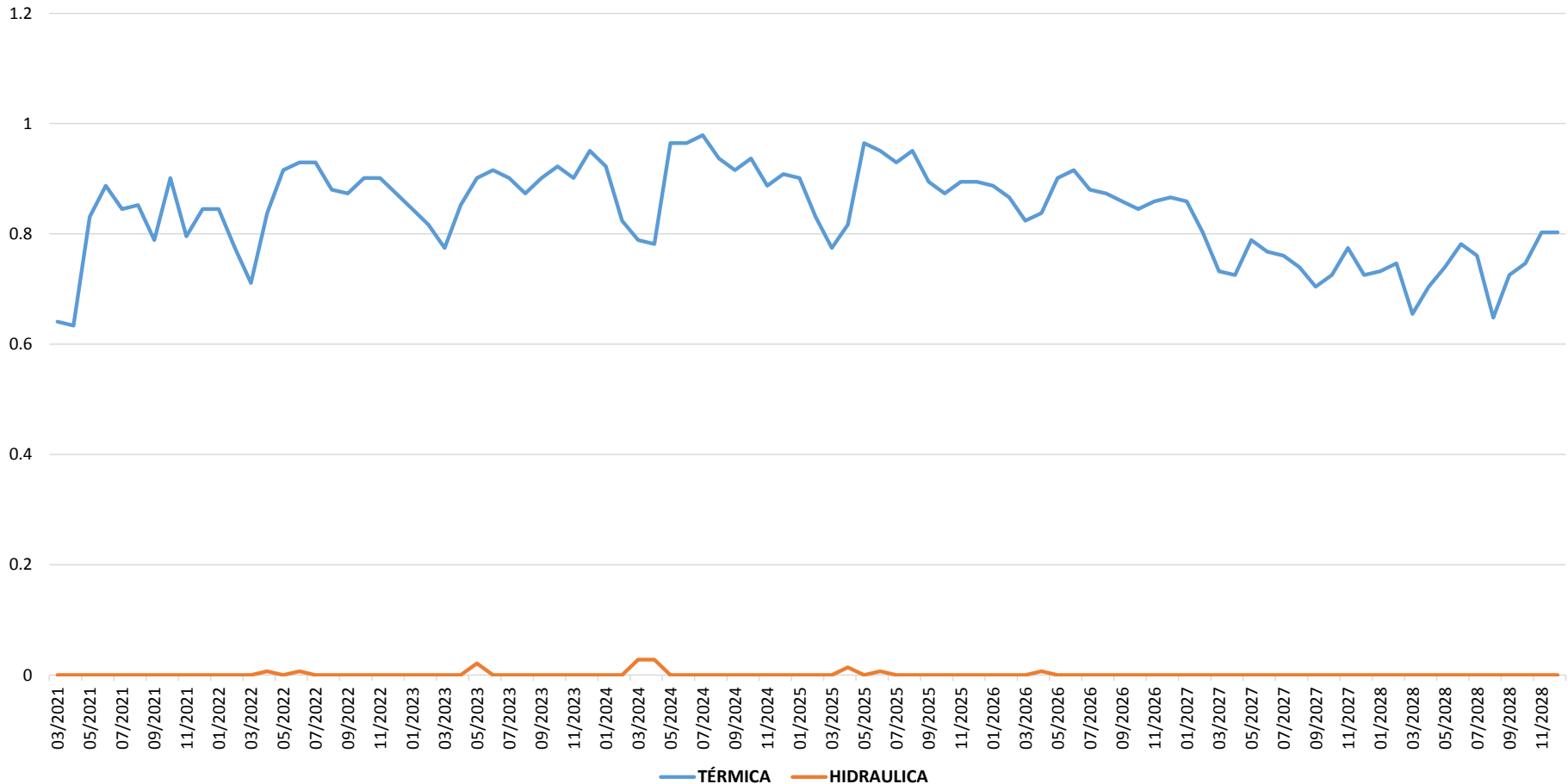
Metodología integral de Planificación - Generación y Transmisión – Caso Piloto: Área Oriental



- En función de los potenciales proyectos, se estudio una planta hidráulica de 135 MW en la zona oriental del departamento de Boyacá, pero asociada a otro río, sin embargo, la misma no garantiza la confiabilidad energética.

Metodología integral de Planificación - Generación y Transmisión – Caso Piloto: Área Oriental

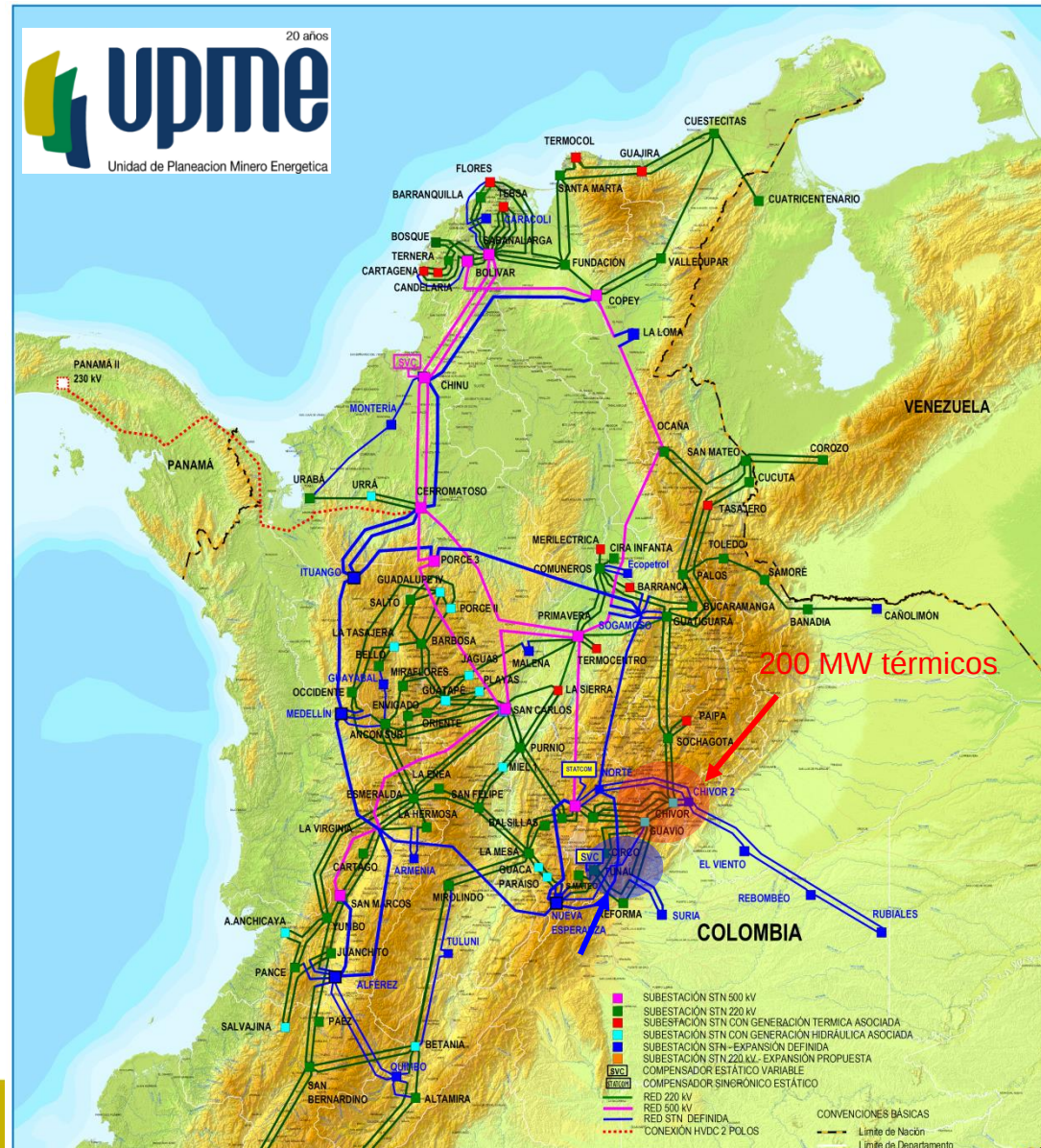
PROBABILIDAD DE ACTIVACIÓN DE RESTRICCIÓN



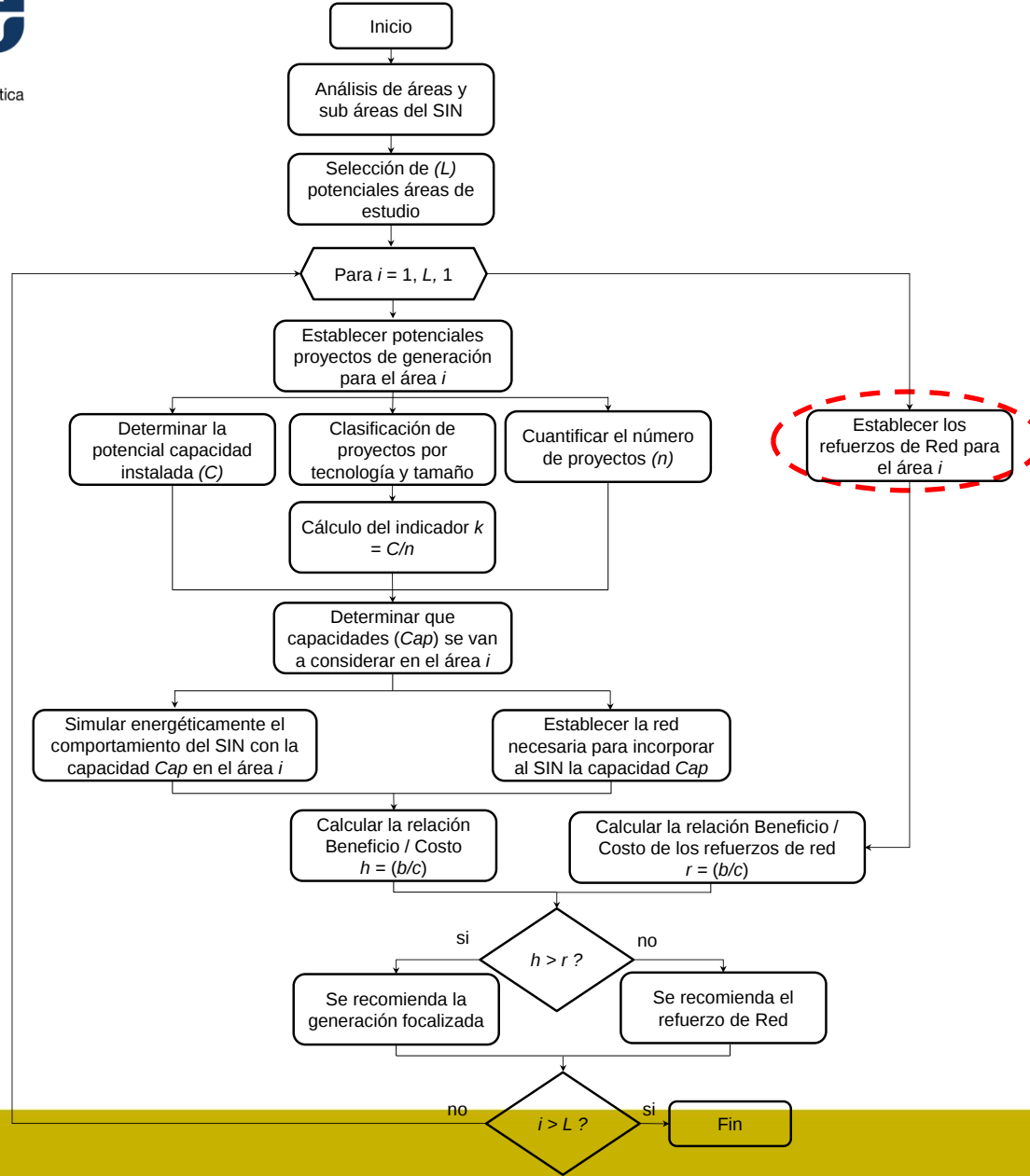
- Si bien los dos proyectos aportan a la confiabilidad en momentos puntuales, la gráfica anterior indica que la mayor parte del tiempo la planta térmica no estaría en mérito, ocasionando un sobrecosto en el sistema.

Metodología integral de Planificación - Generación y Transmisión – Caso Piloto: Área Oriental

- Para las dos tecnologías se establece su red de incorporación junto con sus refuerzos de red:
- ✓ Térmica Carbón: 200 MW en el norte de la sabana de Bogotá: Se conectaría en la subestación Norte 230 kV y no ameritaría de expansiones de red adicionales.
- ✓ Hidráulica: 294 MW en la zona oriental del departamento de Boyacá: Se conectaría en la subestación Chivor II 230 kV y se requeriría dos enlaces adicionales, es decir, las líneas Chivor – Guavio 230 kV y Chivor II – Norte 230 kV.
- ✓ El valor de esta infraestructura adicional para la planta que se conectaría en Chivor II 230 kV, es de **15 Millones USD\$**



Metodología integral de Planificación - Generación y Transmisión – Caso Piloto: Área Oriental

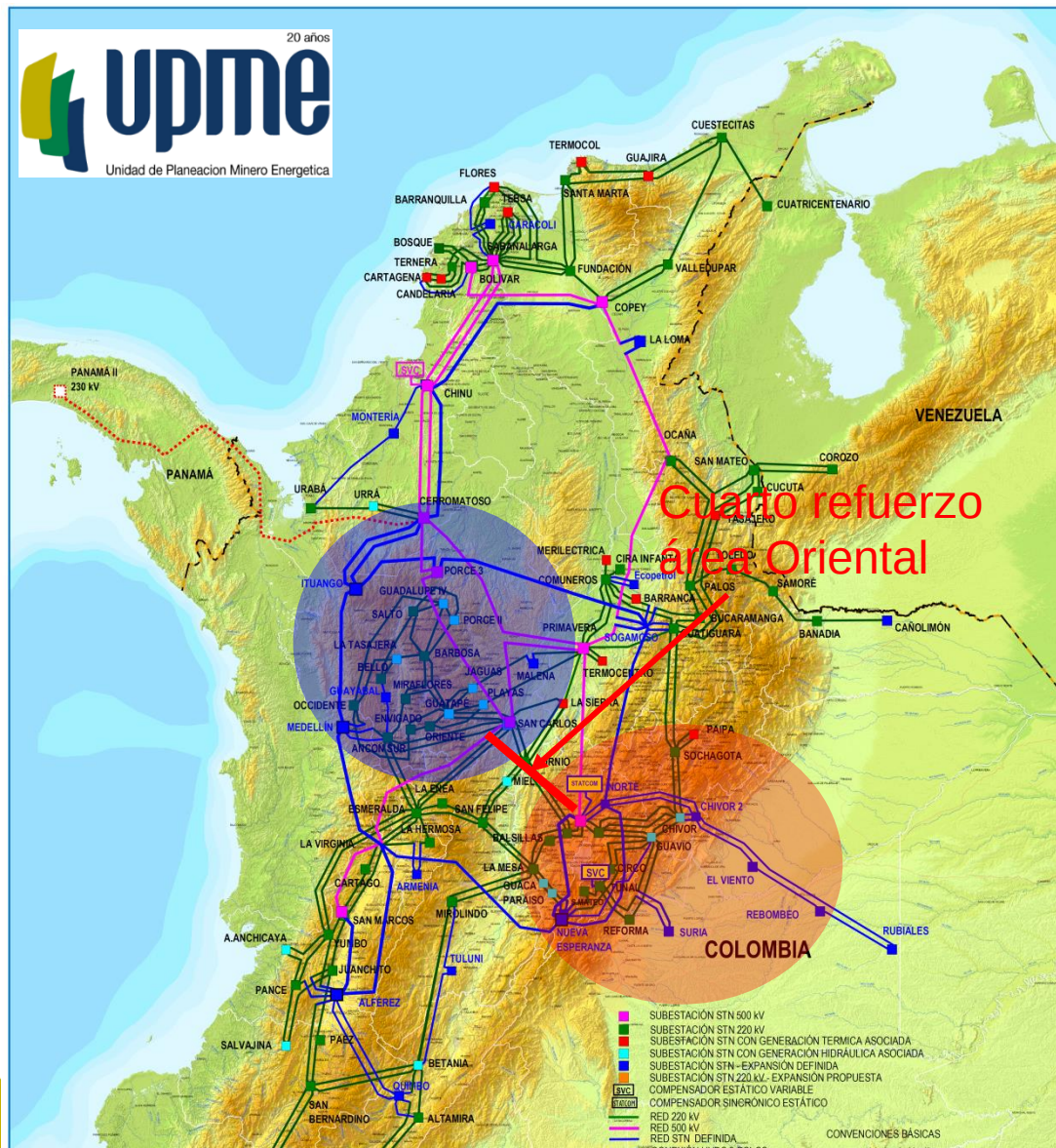


Metodología integral de Planificación - Generación y Transmisión – Caso Piloto: Área Oriental

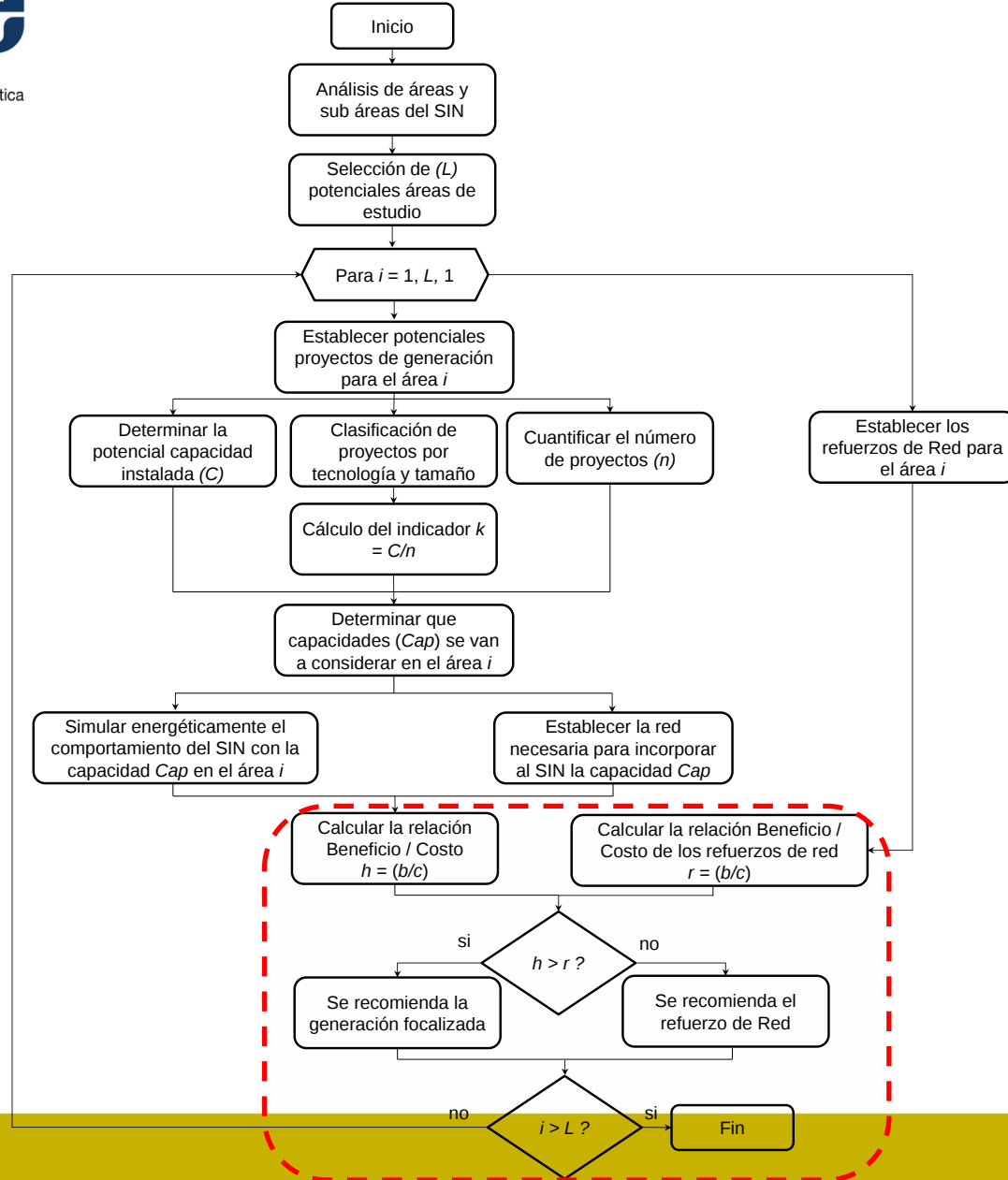
- La alternativa de expansión de red que garantizaría la confiabilidad y seguridad del área, y que a la vez tendría un comportamiento eléctrico equiparable a la conexión de los dos proyectos de generación bajo estudio, es una cuarta línea a nivel de 500 kV proveniente desde el área Antioquia, acompañada esta de refuerzos de red internos a nivel de líneas y transformadores.

Relación Beneficio / Costo

Costo en Valor presente del proyecto	USD 146 Millones
Beneficios	USD 1,756 Millones
B/C	12

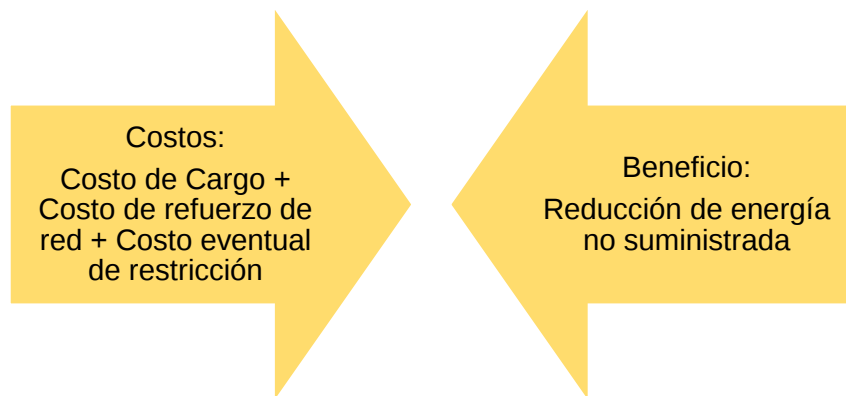


Metodología integral de Planificación - Generación y Transmisión – Caso Piloto: Área Oriental

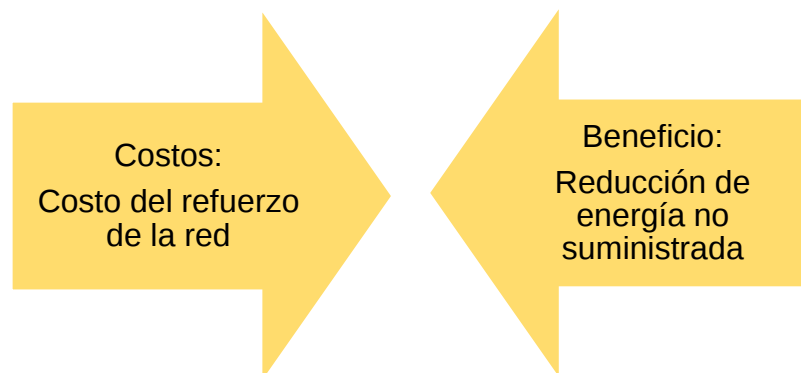


Metodología integral de Planificación - Generación y Transmisión – Caso Piloto: Área Oriental

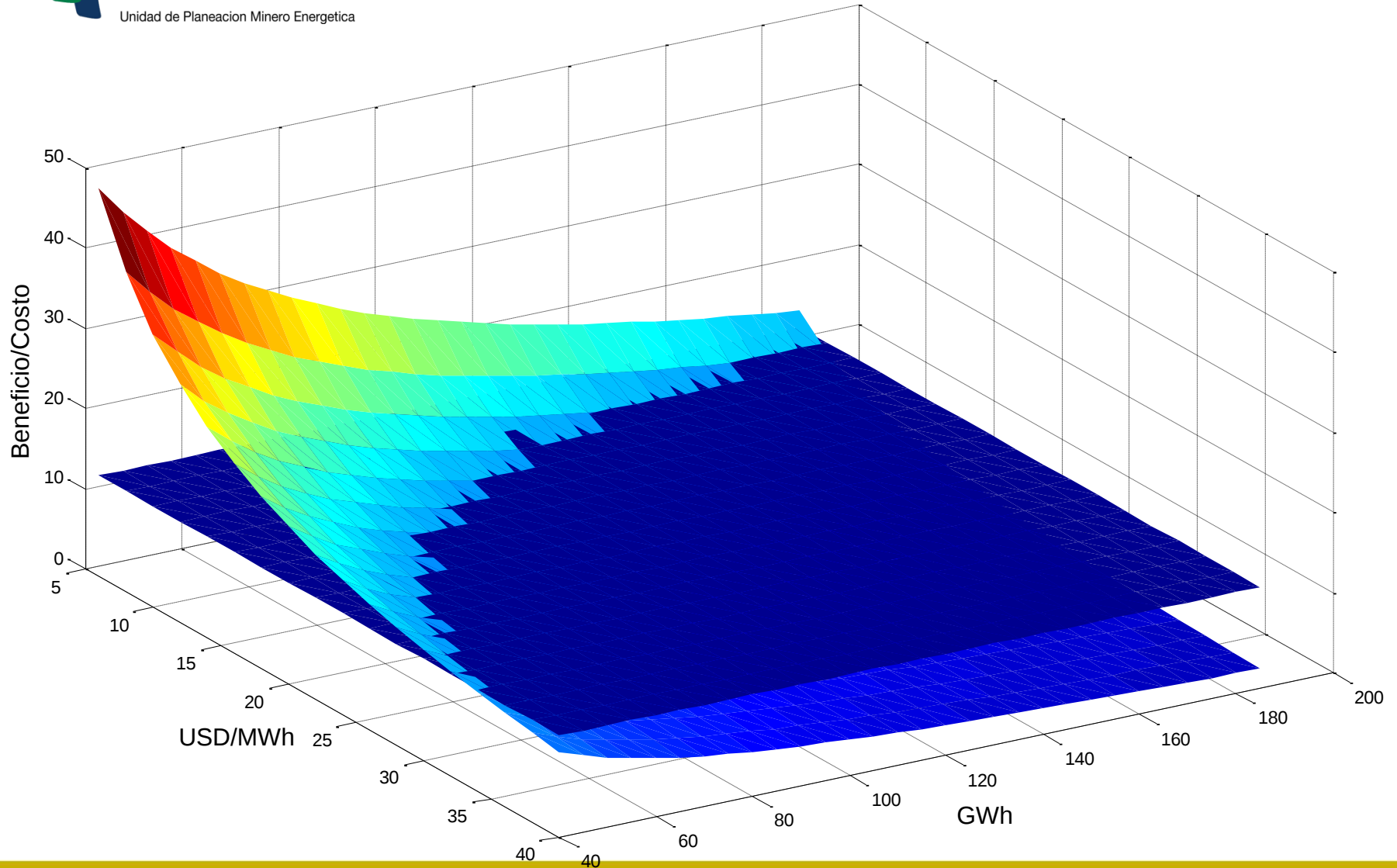
Beneficios y Costos, para generación focalizada



Beneficios y Costos, para expansión de redes

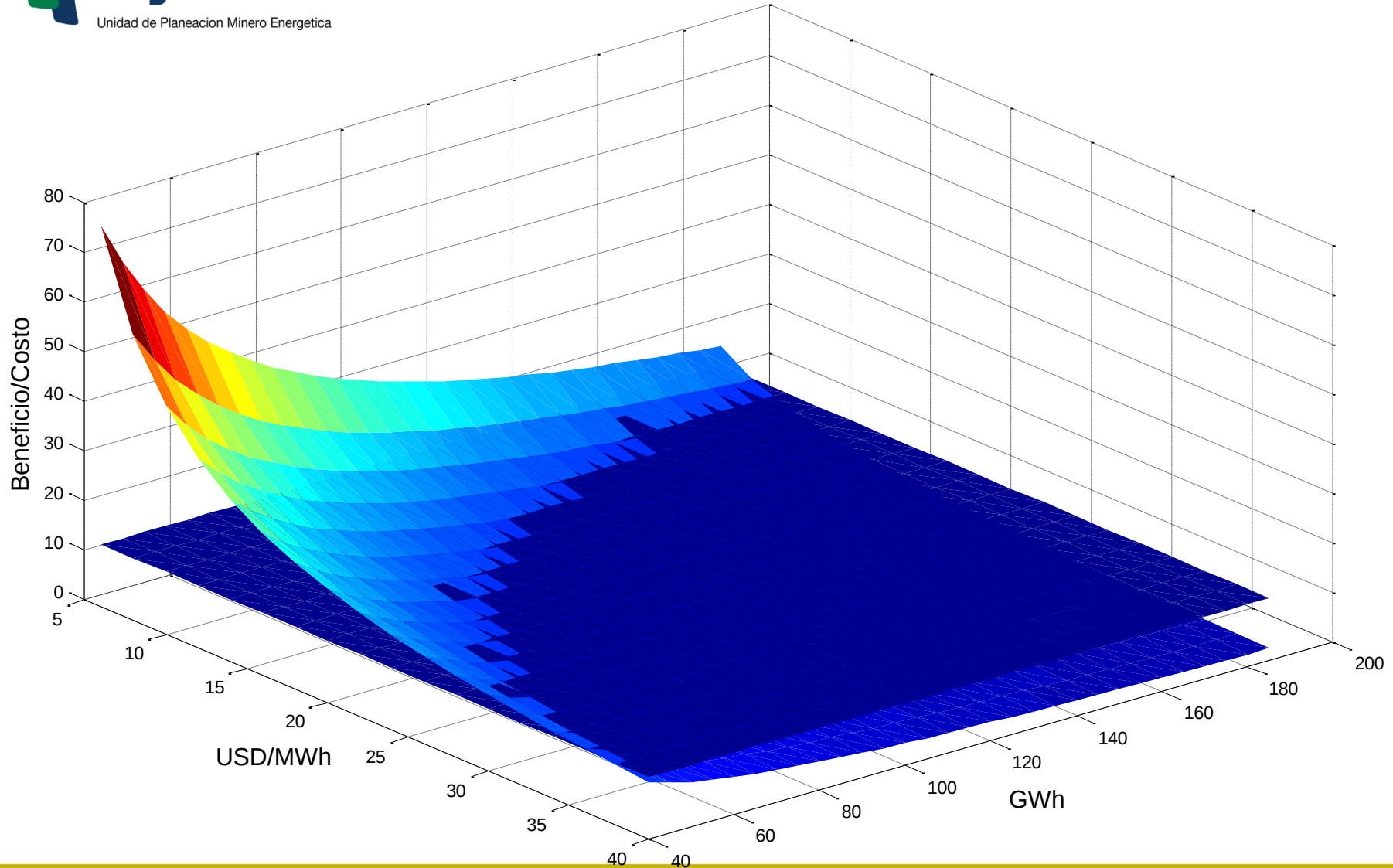


Central Hidraulica

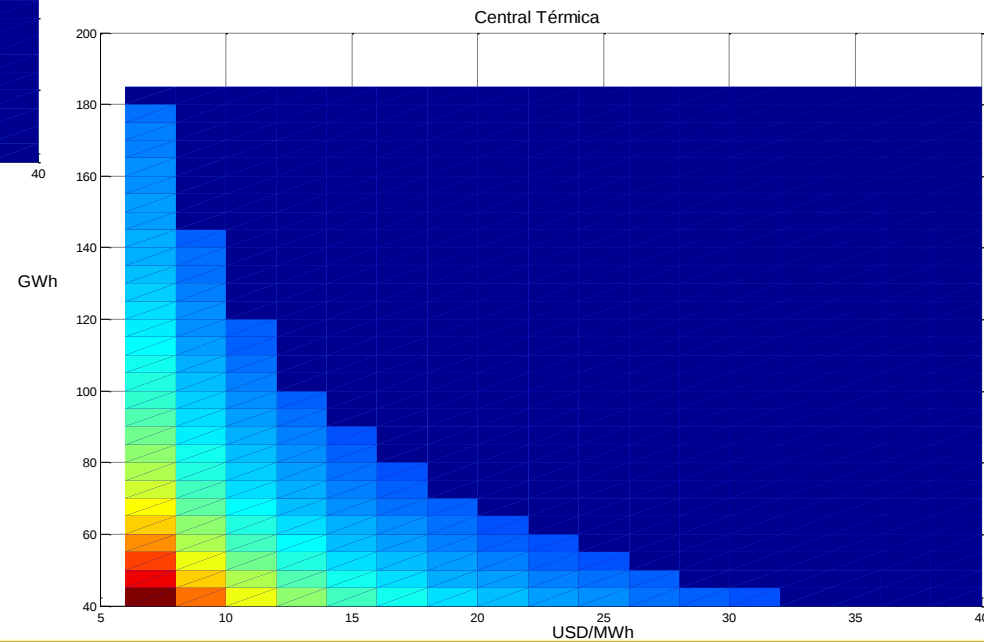
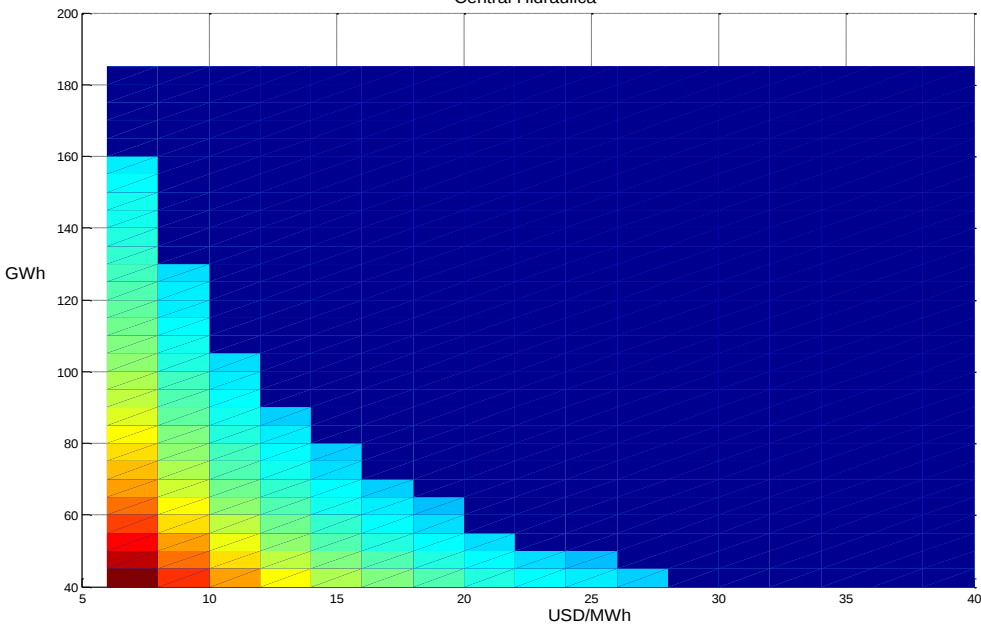


Metodología integral de Planificación - Generación y Transmisión – Caso Piloto: Área Oriental

Central Térmica



Metodología integral de Planificación - Generación y Transmisión – Caso Piloto: Área Oriental



Metodología integral de Planificación - Generación y Transmisión – Caso Piloto: Área Oriental

Conclusiones:

- Bajo el esquema actual de planificación no se garantizan soluciones multipropósito, ya que puede que los proyectos que el Cargo defina, los cuales incrementan la confiabilidad energética, no resuelvan las restricciones futuras de la red de transmisión.
- La Metodología integral propuesta permite resolver dos objetivos a la vez, **garantizar la confiabilidad energética del SIN y resolver restricciones y limitaciones futuras del Sistema de Transmisión Nacional**. Su implementación no iría en contravía del esquema actual del Cargo por Confiabilidad, ya que solo sería necesario desarrollar subastas por ubicación y tecnología (en función de los recursos energéticos locales).
- Respecto a la metodología de valoración de la confiabilidad, se pueden adicionar criterios de aversión al riesgo, en el sentido de considerar bajo ciertos parámetros, hidrologías críticas, sensibilidad a los precios de los combustibles, escenarios alternativos de proyección de la demanda, entre otras variaciones.
- Respecto a los resultados obtenidos, se evidenció que bajo ciertos rangos de obligación de energía en firme, al igual que su costo asociado, la generación focalizada puede tener una mayor relación beneficio / costo en comparación con la expansión de redes convencional.
- En el cálculo de la relación B / C se compararon los beneficios energéticos de una planta de generación según tecnología, vs la línea a 500 kV entre las áreas operativas Antioquia y Oriental. En la práctica, bajo el mecanismo del Cargo por Confiabilidad actual, se podría definir un proyecto en otra zona del SIN, que desde el punto de vista energético ofrecería los mismos beneficios de la planta propuesta en Oriental, razón por la cual se necesitaría del refuerzo de red. En otras palabras, la valoración presentada acá es conservadora, ya que en la práctica la planta localizada estaría evitando la construcción de la línea a 500 kV.

- Resumen Plan de Transmisión
- Resumen Plan de Generación
- **Trabajo Futuro**

- En la versión definitiva del Plan de Generación se considerarán mas escenarios de Largo Plazo, contemplando para algunos de ellos intercambios de energía con Ecuador y Centroamérica, y programas de implementación de uso eficiente de la energía. Respecto al escenario de interconexiones internacionales, se establecerá si en función de los volúmenes encontrados, se necesitaría de capacidad instalada adicional.

Así mismo, se presentarán los resultados detallados de los escenarios asociados a la ley de renovables.

- Respecto a la metodología integral de planificación generación - transmisión, se refinará el procedimiento propuesto para valorar la confiabilidad energética, teniendo en cuenta criterios de aversión al riesgo, como puede ser hidrologías críticas y variaciones en la proyección de la demanda. Adicionalmente, se replicará el ejercicio llevado a cabo en el área Oriental para otras áreas y sub-áreas operativas del Sistema Interconectado Nacional – SIN.

¡GRACIAS!

www.upme.gov.co