

# Taller

## Autogeneración a pequeña escala y generación distribuida en el SIN

### Resolución CREG 121 de 2017

Barranquilla, 25 de octubre de 2017

## 1. Contexto

## 2. Experiencia internacional

## 3. Propuestas

- Condiciones de integración a la red
- Proceso de conexión
- Modelo de comercialización
- Remuneración de los excedentes

## 1. Contexto

## 2. Experiencia internacional

## 3. Propuestas

- Condiciones de integración a la red
- Proceso de conexión
- Modelo de comercialización
- Remuneración de los excedentes

## Documento

Res CREG 084/96	Autogeneración en el SIN
Res CREG 085/96	Cogeneración en el SIN
Res CREG 086/96	Generación con plantas menores
Res CREG 005/10	Venta de excedentes de cogeneración
Res CREG 063/10	Demanda desconectable voluntaria en el cargo por confiabilidad

**Ley 1715 de 2014:** Promover el desarrollo y la utilización de las fuentes no convencionales de energía, principalmente aquellas de carácter renovable, en el sistema energético nacional...

## Documento

Decreto 2469/14	Lineamientos de política para autogeneración a gran escala
Decreto 2492/14	Lineamientos de política para la respuesta de la demanda
Res CREG 011/15	Respuesta de la demanda en el mercado diario en condición crítica
Res CREG 024/15	Autogeneración a gran escala
Res UPME 281/15	Límite autogeneración pequeña escala
Decreto 348/17	Lineamientos de política para la autogeneración a pequeña escala
Res CREG 121/17	Propuesta regulación de autogeneración a pequeña escala y generación distribuida

## Clasificación de fuentes de energía

### Fuentes convencionales de energía, FCE

- Grandes aprovechamientos hidráulicos
- Gas natural
- Carbón
- Combustibles líquidos

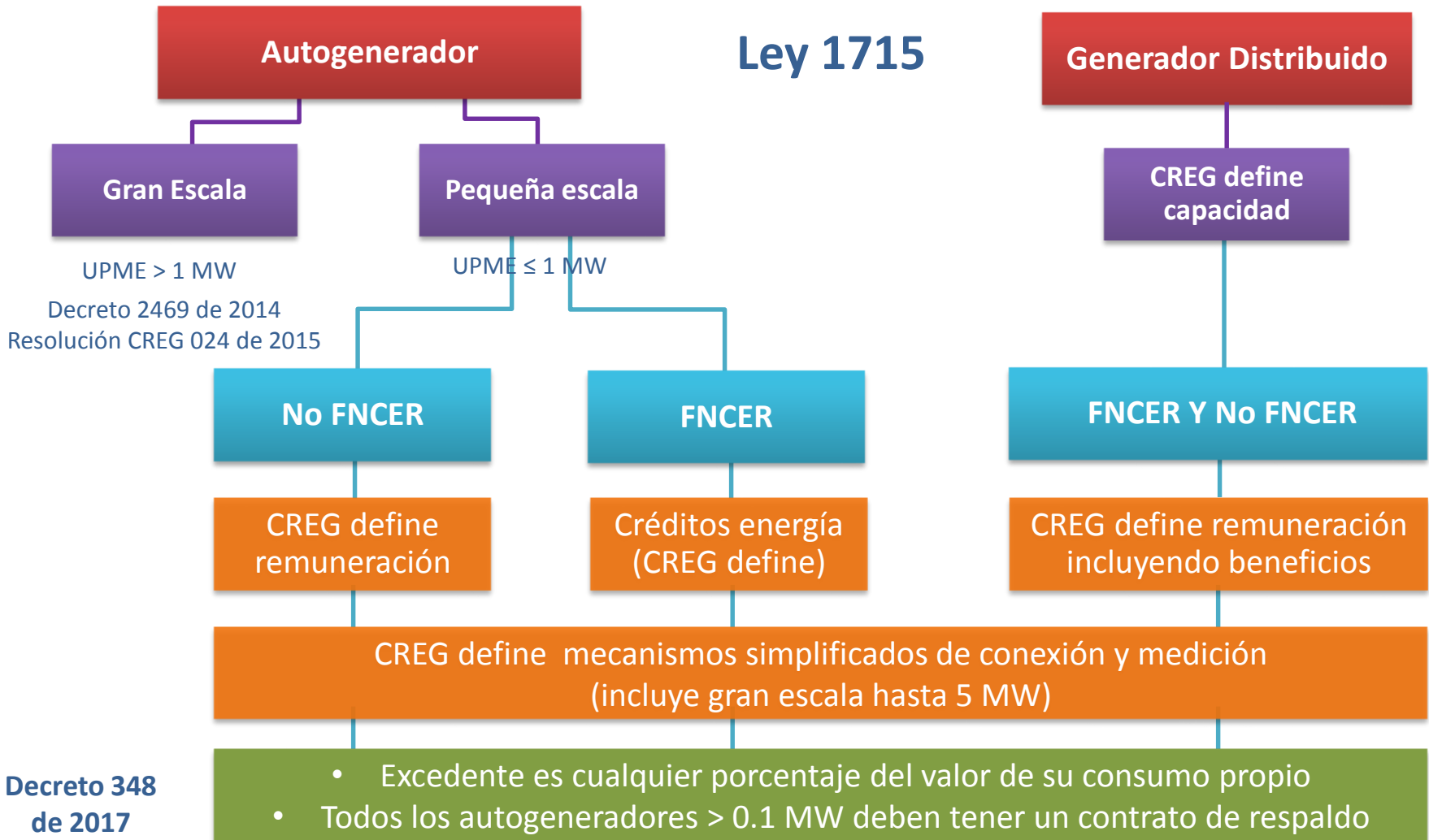
### Fuentes no convencionales de energía, FNCE

- Energía Nuclear

#### Fuentes no convencionales de energía renovables, FNCER

Eólica, Geotérmica, Solar, Mares y Pequeños aprovechamientos hidráulicos

## Ley 1715





**Sistemas para consumo propio**  
**Autogeneración residencial (1 kW – 10 kW)**



**Autogeneradores o generadores  
distribuidos (30 kW – 100 kW)**



**Generador (≈ 1 MW)**





## 1. Contexto

## 2. Experiencia internacional

## 3. Propuesta

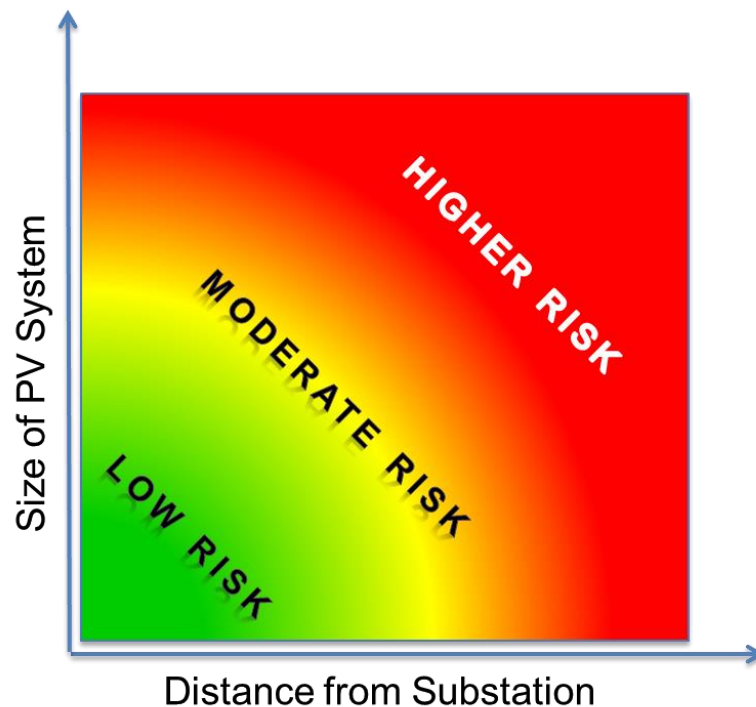
- Condiciones de integración a la red
- Proceso de conexión
- Modelo de comercialización
- Remuneración de los excedentes

La integración de la autogeneración se ha dado garantizando la **operación segura, confiable y con calidad del sistema.**

Las principales preocupaciones técnicas:

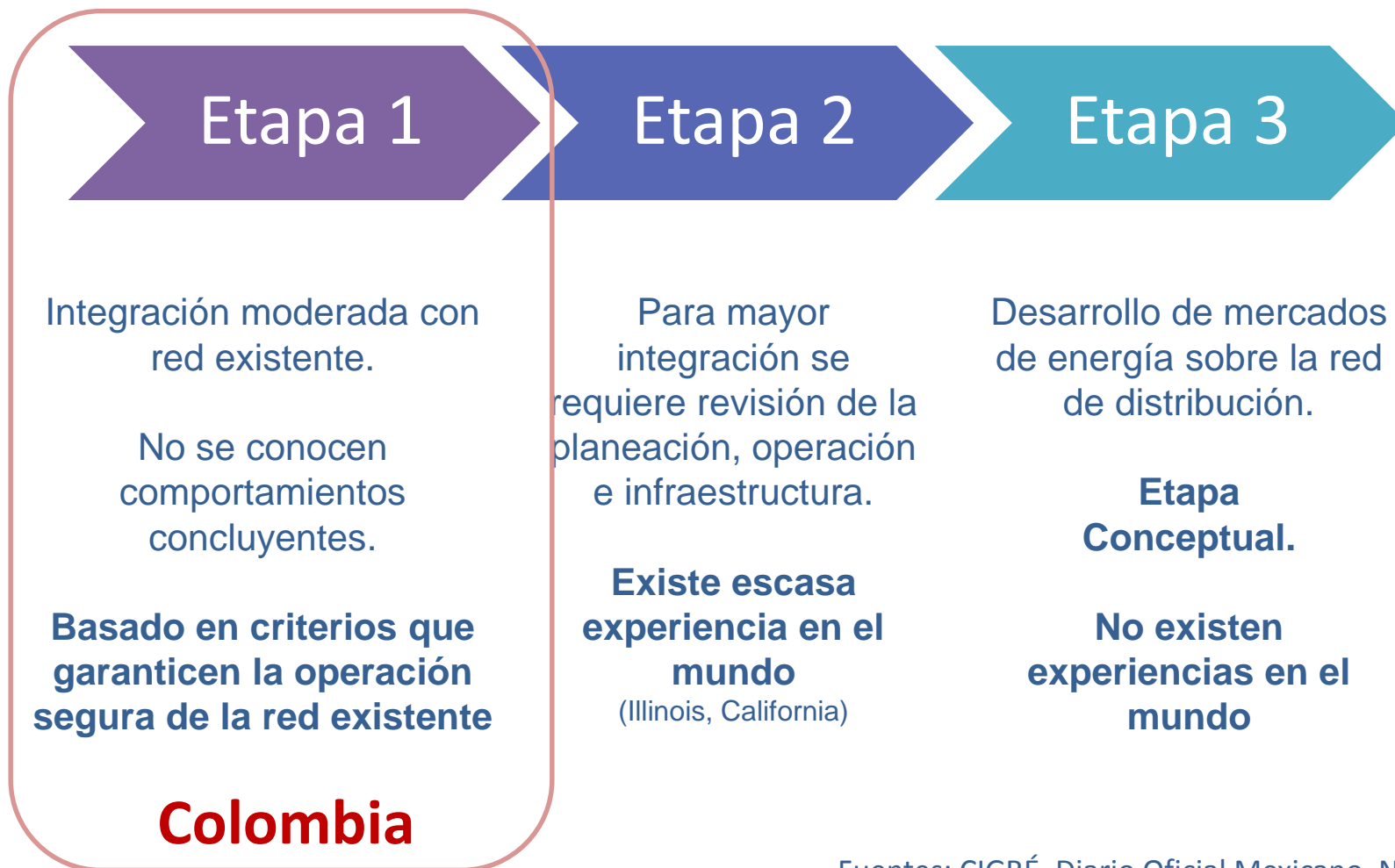
- Regulación de tensión
- Reversión de flujos de potencia
- Límites térmicos
- Corrientes de corto circuito
- Coordinación de protecciones
- Calidad de la potencia
- Operación en isla

Fuente: CIGRE, 2014

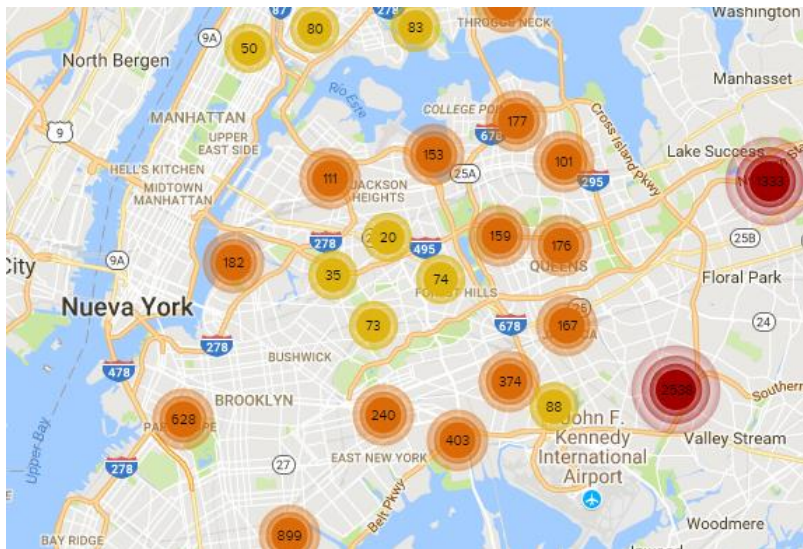


Fuente: NREL

## La integración ha sido por **etapas**

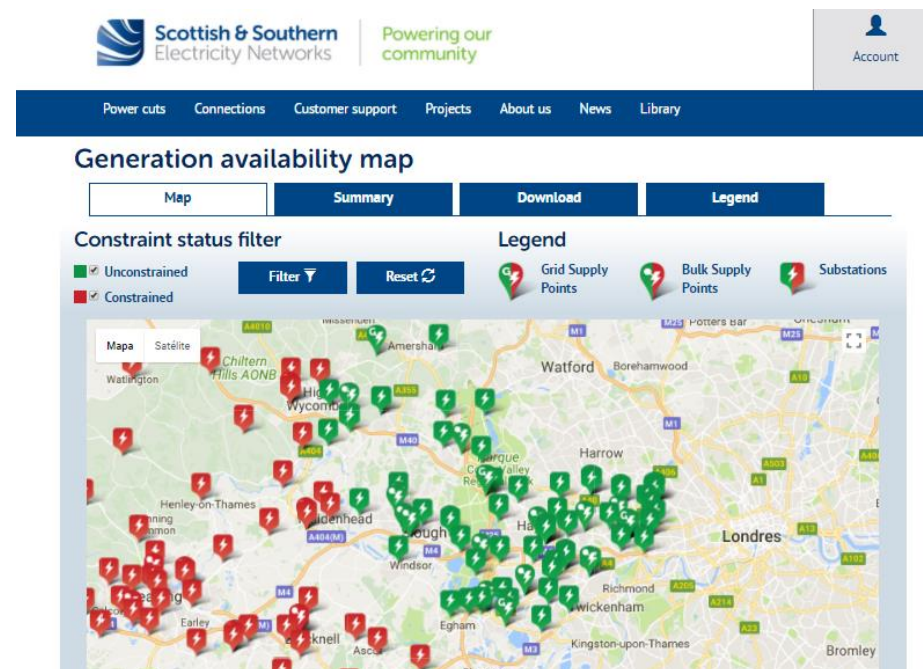


## El operador de red informa la disponibilidad de su red



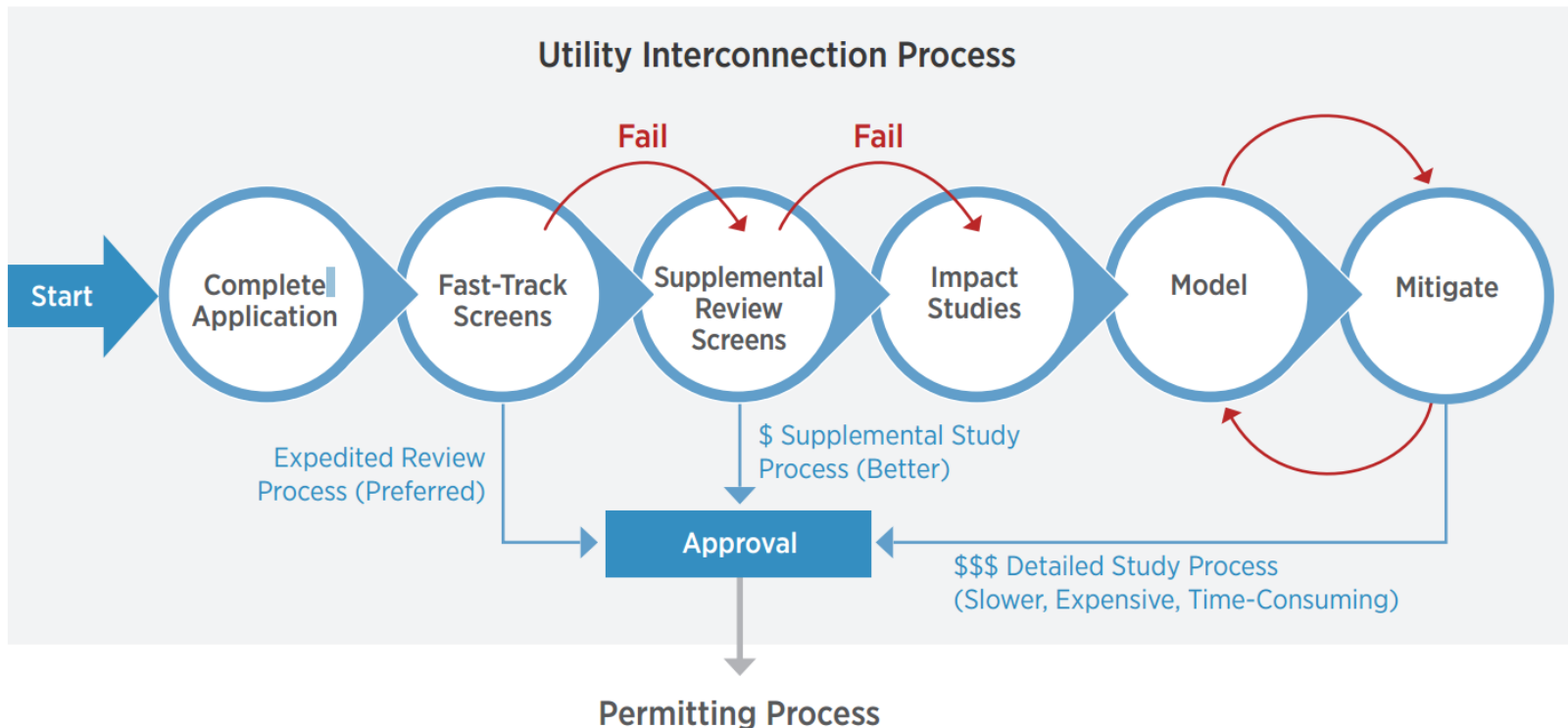
<https://data.ny.gov/Energy-Environment/All-PV-Projects-Completed-and-Pipeline-Reported-by/njm5-8gee>

**Unión Europea**  
**Nueva York**  
**Cambridge, Reino Unido**



<https://www.ssepd.co.uk/GenerationAvailabilityMap/?mapareaid=1>

De acuerdo con el impacto en la red se hace un mayor o menor análisis de la conexión. En general, el impacto está en función del tamaño.



## En síntesis

1. La integración debe darse garantizando la **operación segura**, confiable y con calidad del sistema.
2. La integración debe darse por **etapas**.
3. El operador de red debe informar la **disponibilidad de su red** para recibir autogeneración.
4. En función del **impacto en la red** se requiere de un mayor o menor análisis de la **conexión**.

## 1. Contexto

## 2. Experiencia internacional

## 3. Propuesta

- Condiciones de integración a la red
- Proceso de conexión
- Modelo de comercialización
- Remuneración de los excedentes



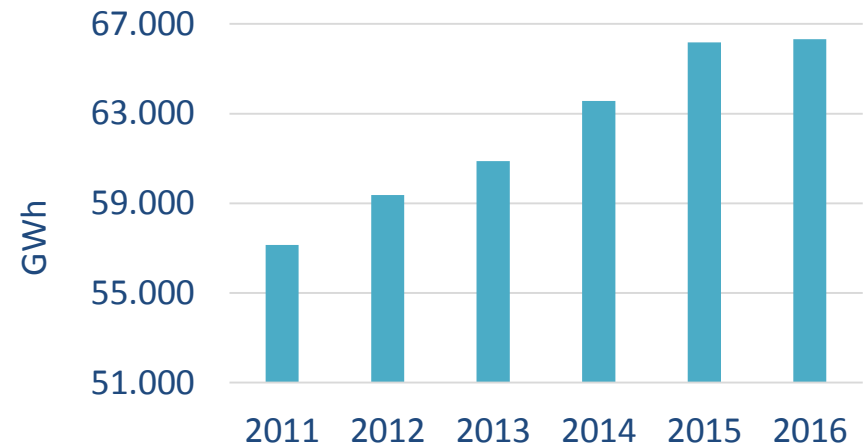
## Condiciones de integración

### Etapa 1

La comisión podrá revisar y modificar las condiciones de conexión y remuneración:

- Energía anual exportada por generadores distribuidos y autogeneradores a pequeña escala supere el **4% de la demanda nacional** del año anterior
- o el **50% de la demanda mínima horaria** nacional en el mismo período

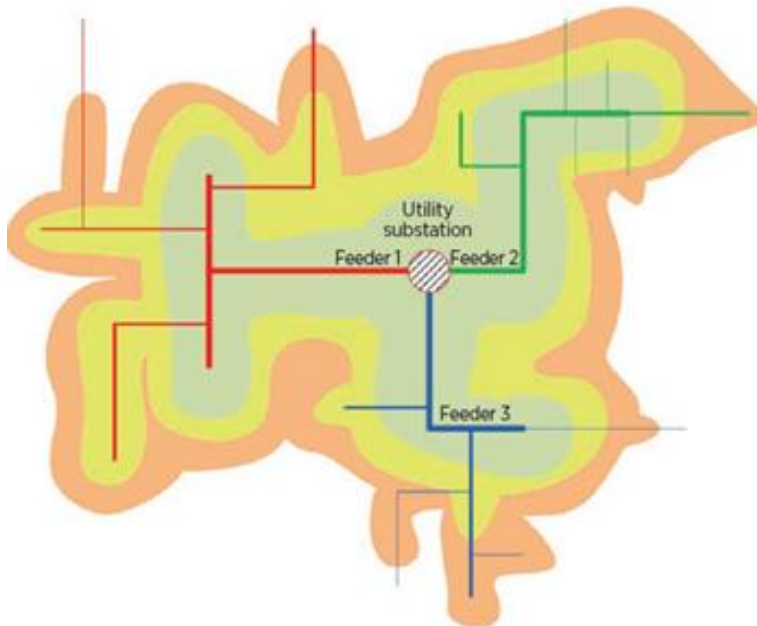
Demanda nacional del SIN



## Estándares técnicos de disponibilidad de red

Etapa 1

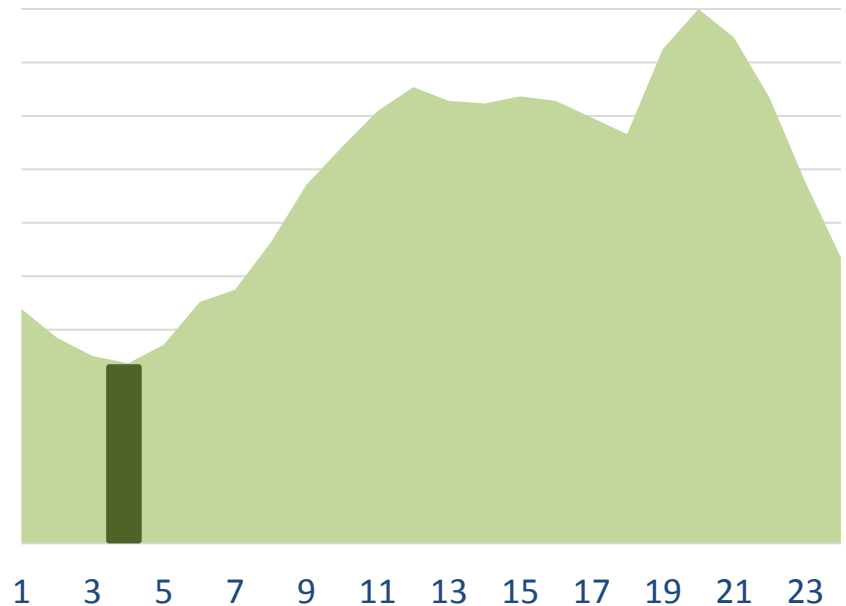
### Red de distribución



Máximo

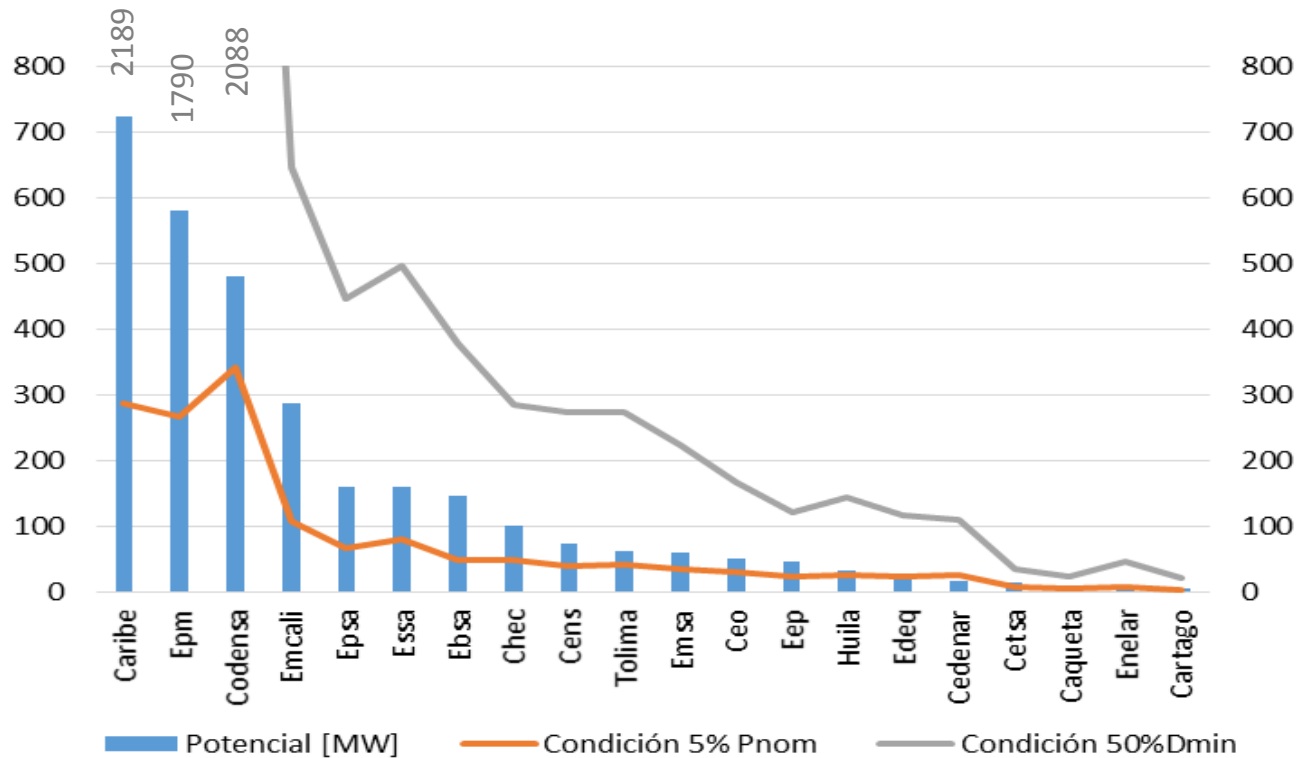
- 5% capacidad del circuito
- 50% demanda mínima

### Curva de carga diaria

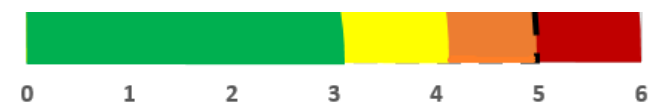


## Estándares técnicos de disponibilidad de red

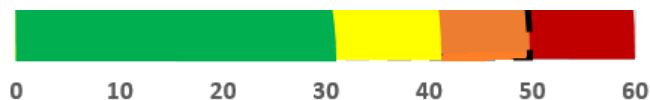
### Estimación del impacto



## Herramienta en línea para los usuarios



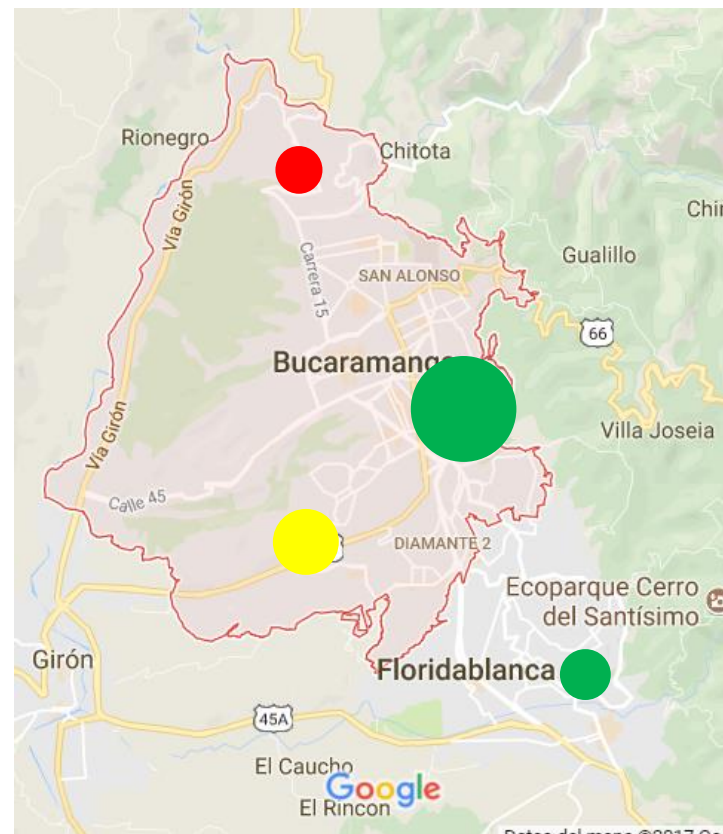
% Capacidad de circuito



% Demanda mínima

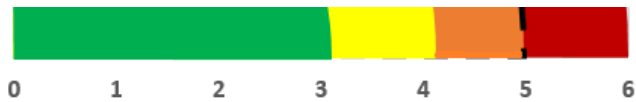
### Para cada circuito:

- Código del circuito
- Identificación del transformador
- Demanda mínima en el circuito
- Capacidad de autogeneración instalada
- Capacidad disponible

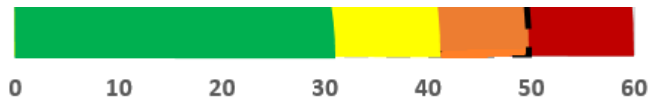


kW





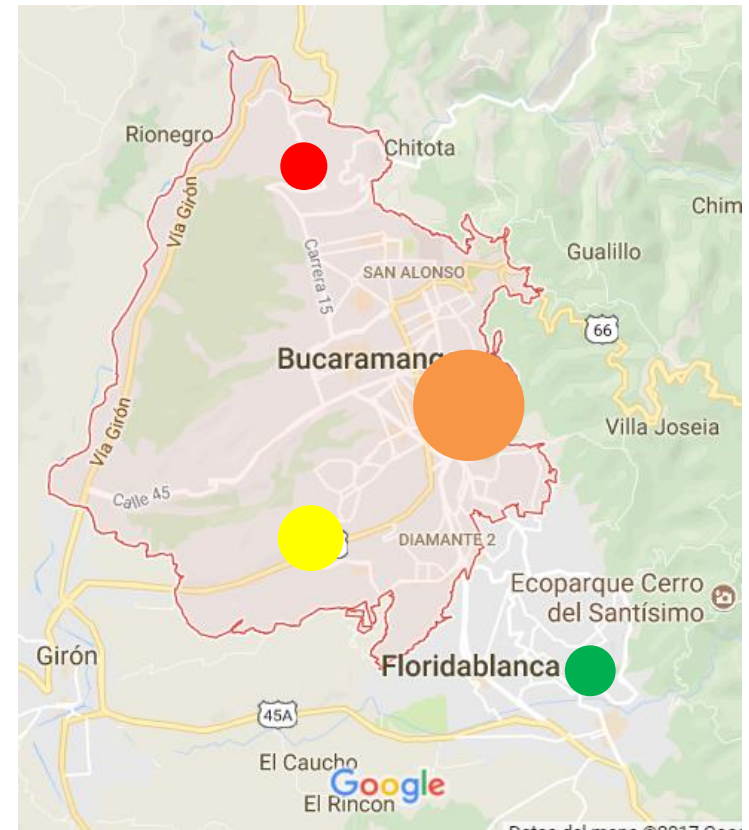
**% Capacidad de circuito**



**% Demanda mínima**

## En caso de requerirse inversiones

Circuitos N1, N2 y N3	Responsable
Verde	OR
Amarillo	OR
Naranja	OR
Rojo	Autogenerador



**kW**



## 1. Contexto

## 2. Experiencia internacional

## 3. Propuestas de desarrollo

- Condiciones de integración a la red
- **Proceso de conexión**
- Modelo de comercialización
- Remuneración de los excedentes

## Proceso de conexión

Requisitos

Factibilidad

Estudio  
conexión

UPME

Visita  
pruebas

Puesta en  
servicio

**$0,1 < Ag \leq 1 \text{ MW}$**

- Factibilidad dada por el OR vía web.
- Requisitos del estudio de conexión definidos por el OR sujetos a lineamientos CREG.
- Publicación del OR en página web de los requisitos de conexión, criterios de aceptación o rechazo, información técnica y contrato estándar de conexión.
- No requiere aprobación UPME pero si reporte
- El OR podrá solicitar la realización de pruebas a la conexión
- Trámite en línea en web del OR.

$Ag \leq 0,1 \text{ MW}$

**RETIE: Requisitos para la instalación interna, equipos y materiales**



## Proceso de conexión

Requisitos

Factibilidad

Estudio  
conexión

UPME

Visita  
pruebas

Puesta en  
servicio

$0,1 < Ag \leq 1 \text{ MW}$

$Ag / Gd \leq 0,1 \text{ MW}$

- Verificación de disponibilidad en línea.
- **Modelo estándar** de solicitud de conexión simplificada propuesto por el CNO sujetos a lineamientos CREG.
- CREG publica vía circular modelo.
- Publicación del OR en página web del modelo y la información técnica necesaria.
- El OR podrá solicitar la realización de pruebas a la conexión.
- Tramite en línea en web del OR.

RETIE: Requisitos para la instalación interna, equipos y materiales

## Proceso de conexión

Requisitos

Factibilidad

Estudio  
conexión

UPME

Visita  
pruebas

Puesta en  
servicio

$0,1 < Ag \leq 1 \text{ MW}$

7 → 0

15 → 7

x → 0

15 → 2

2

**Pasa de (39 + X) a 11 días hábiles**

$Ag / Gd \leq 0,1 \text{ MW}$

7 → 0

7 → 5

x → 0

7 → 2

2

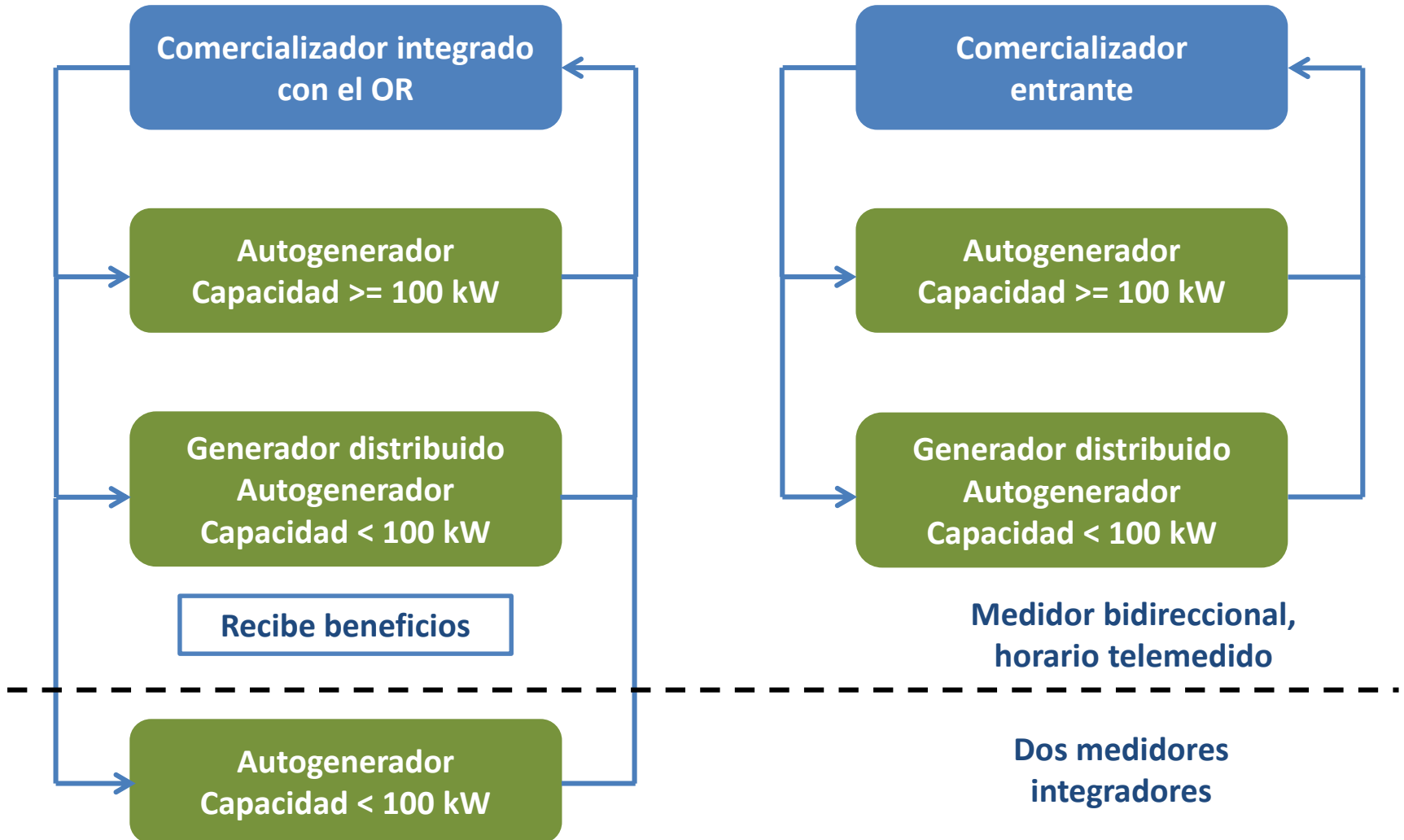
**Pasa de (21 + X) a 9 días hábiles**

## 1. Contexto

## 2. Experiencia internacional

## 3. Propuestas de desarrollo

- Condiciones de integración a la red
- Proceso de conexión
- **Modelo de comercialización**
- Remuneración de los excedentes

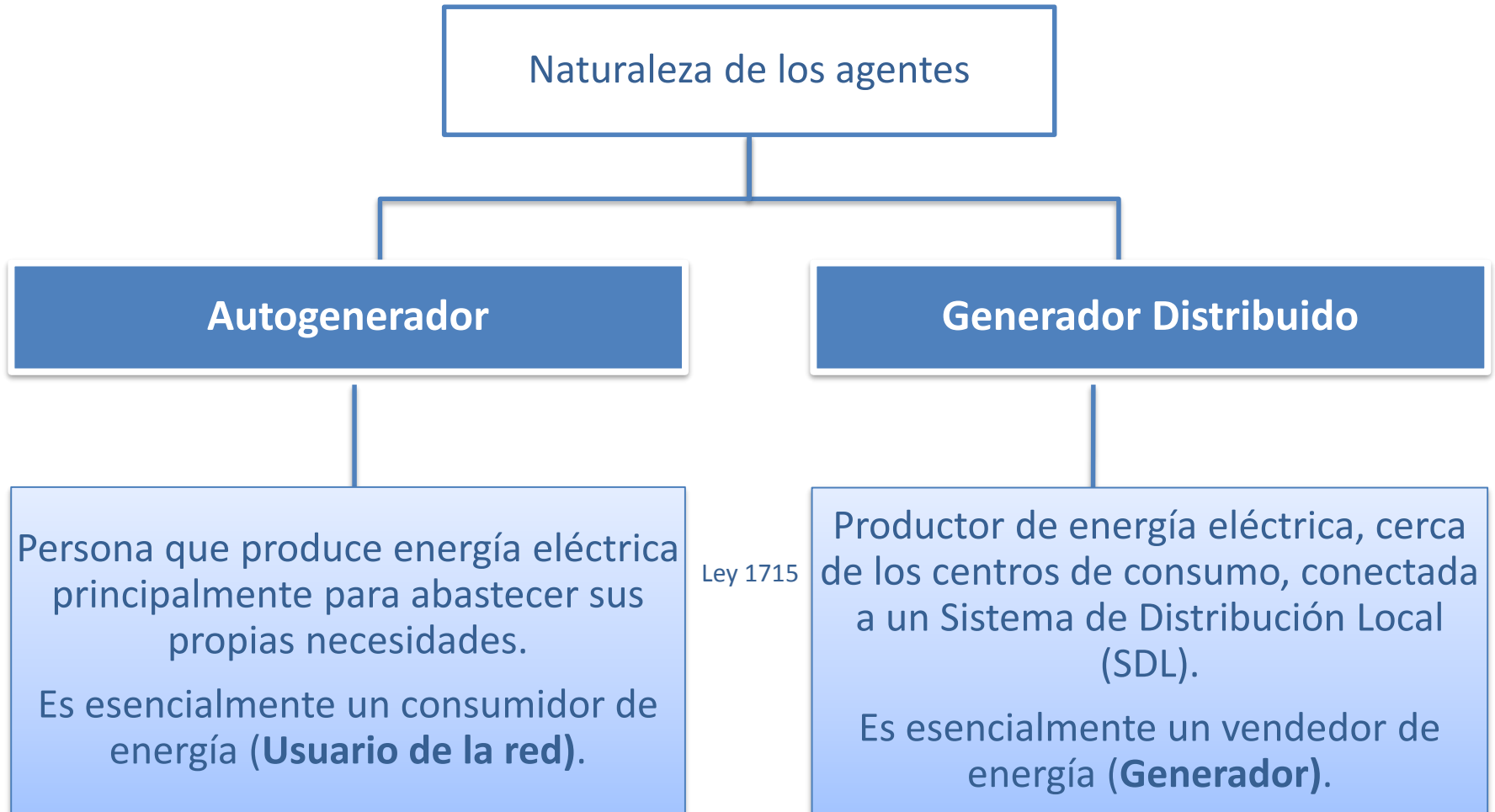


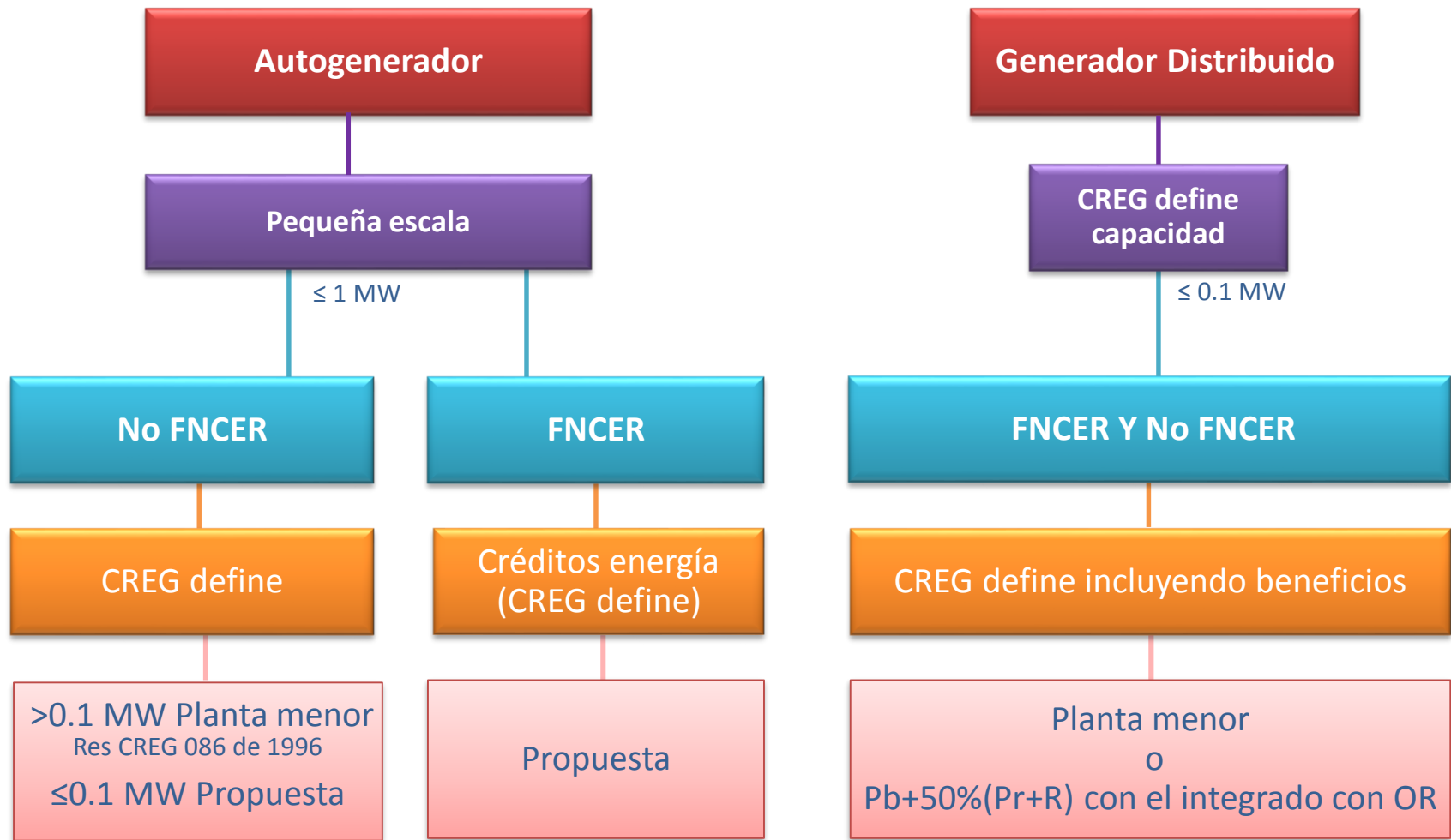
## 1. Contexto

## 2. Experiencia internacional

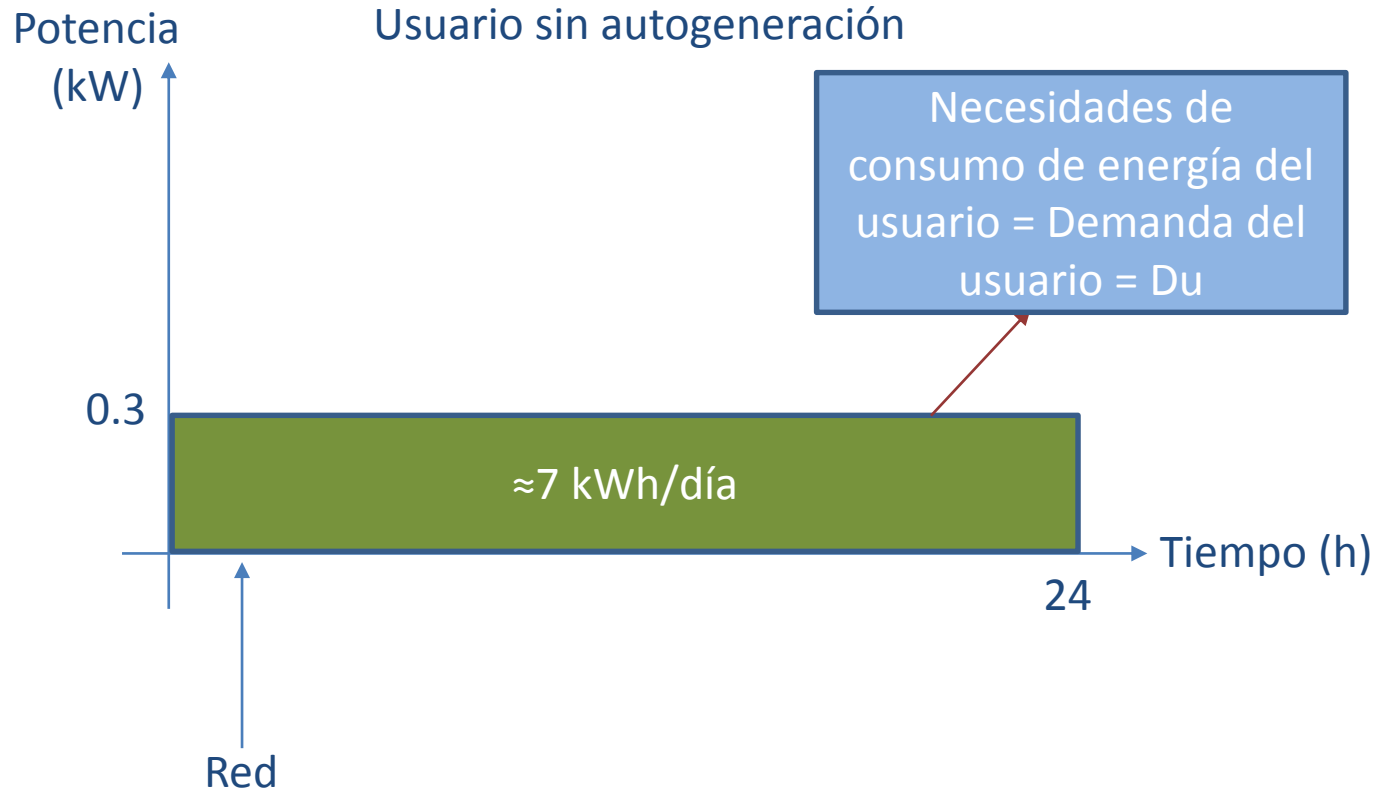
## 3. Propuestas de desarrollo

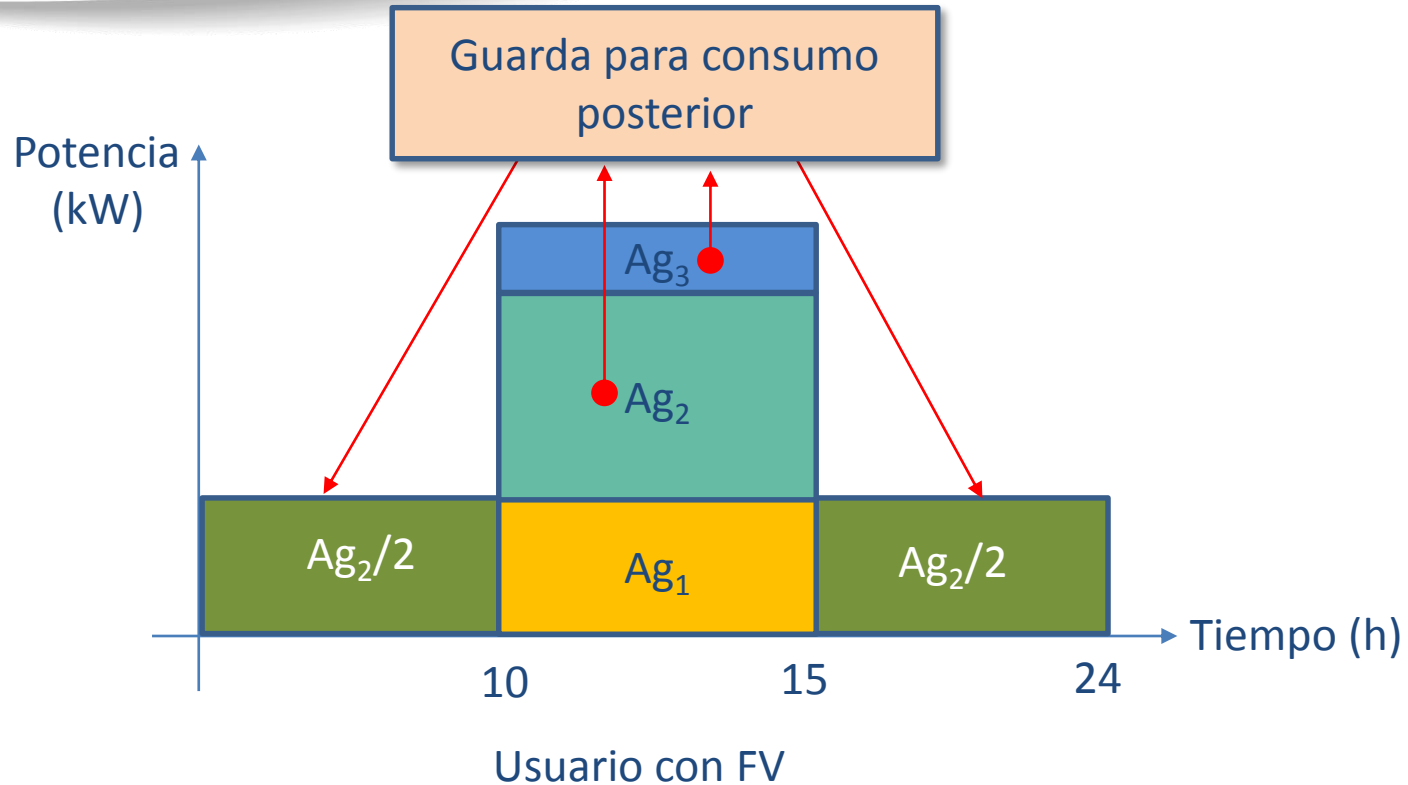
- Condiciones de integración a la red
- Proceso de conexión
- Modelo de comercialización
- Remuneración de los excedentes







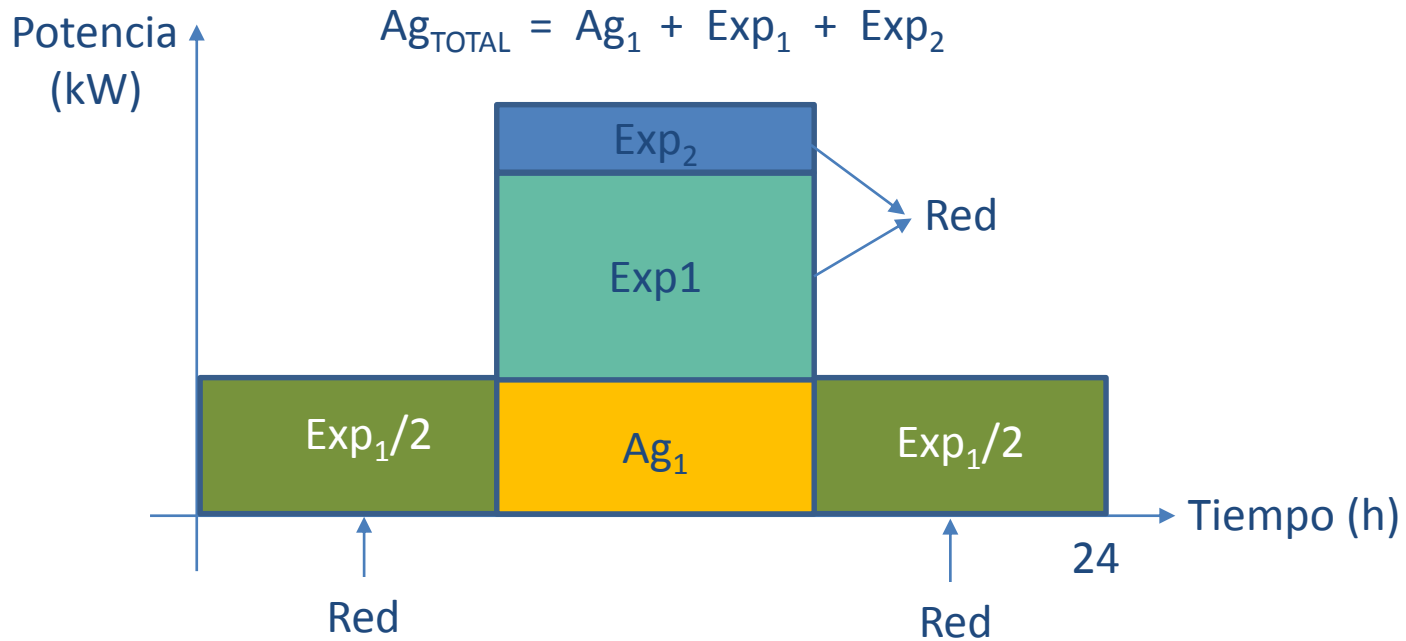




$Ag_1$  = Genera sólo lo que puede consumir

$Ag_2$  = Genera también lo necesario para reemplazar el consumo de la red

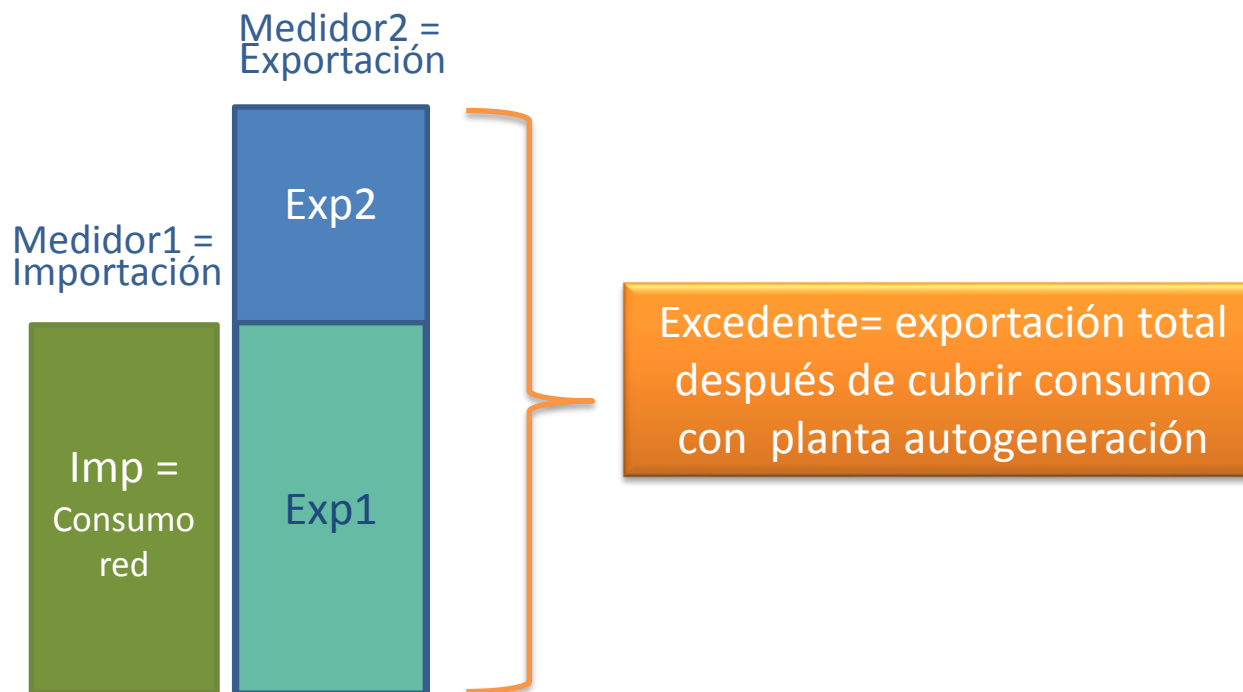
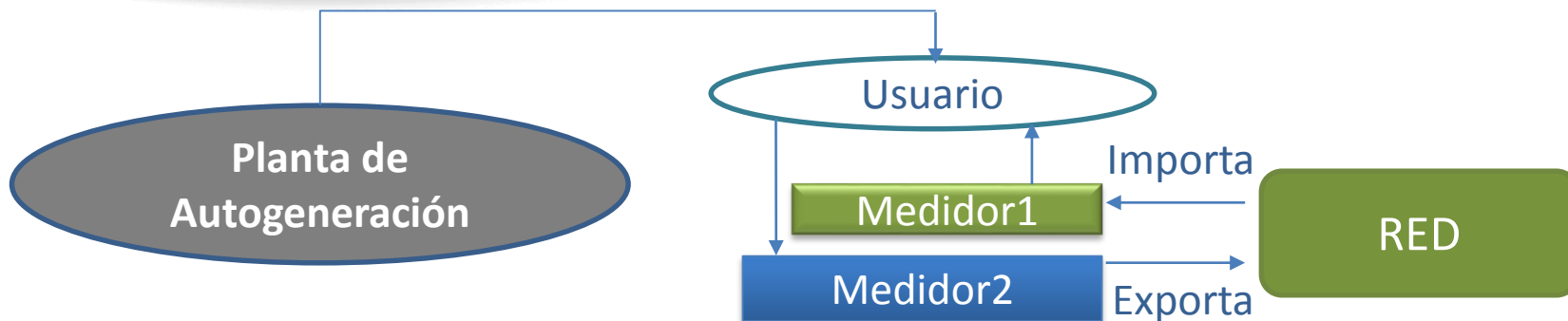
$Ag_3$  = Genera adicional para consumir después o para vender a la red



**$Ag_1$**  = Genera sólo lo que puede consumir

**$Exp_1$**  = Exporta a la red la cantidad necesaria para cambiar por el resto de su consumo

**$Exp_2$**  = Exporta adicional para vender a la red

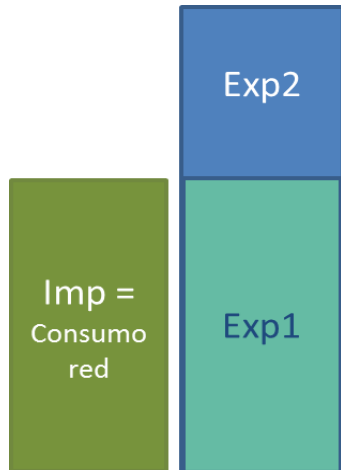


$$CU = G + T + D + C + PR + R$$

- CU** : Costo Unitario de prestación del servicio (\$/kWh)
- G** : Costo de compra de energía (\$/kWh)
- T** : Cargo por transmisión (\$/kWh)
- D** : Cargo por distribución (\$/kWh)
- C** : Cargo de comercialización (\$/kWh)
- R** : Restricciones y servicios asociados con generación (\$/kWh)
- PR** : Pérdidas y programas de reducción de pérdidas no técnicas de energía (\$/kWh)

**Precio de Bolsa:** Es el precio del último recurso utilizado para atender la demanda total de energía en cada hora del día. Hay un precio por cada hora

**PB: Precio de bolsa promedio horario mensual (\$/kWh)**



Capacidad instalada menor o igual a 0,1 MW, sólo puede vender a su comercializador

- Dos medidores integradores

$$\text{Valor Excedente} = VE = (Exp1 + Exp2) * PB$$

- Con medidor horario y el comercializador es el integrado con OR, recibe además Incentivos:

$$\text{Incentivo} = (Exp1 + Exp2) * [0,5 * (Rr + P)]$$

Capacidad instalada mayor a 0,1 MW, como planta menor a 20 MW puede:

- Vender a un comercializador que atiende usuarios regulados a Pbolsa
- Participar en convocatorias de comercializador que atiende demanda regulada
- Vender a un comercializador que atiende usuarios no regulados a precio libre

Sólo puede vender a su comercializador

Capacidad instalada menor o igual a 0,1 MW

- Con dos medidores integradores:

$$VE = (Exp1 - Imp) * CU - (Exp1 * C) + (Exp2 * PB)$$

- Con medidor horario y comercializador es el integrado con OR, recibe además incentivos:

$$Incentivos = (Exp1 + Exp2) * 0,5 * (Rr + P)$$

Capacidad instalada mayor a 0,1 MW:

$$VE = (Exp1 - Imp) * CU - [Exp1 * (T + D + C + PR + R)] + (Exp2 * PB)$$

Imp =  
Consumo  
red

Exp2

Exp1



# EJEMPLO PRÁCTICO

## Autogenerador con FNCER fotovoltaica

Lo primero que debe considerar....



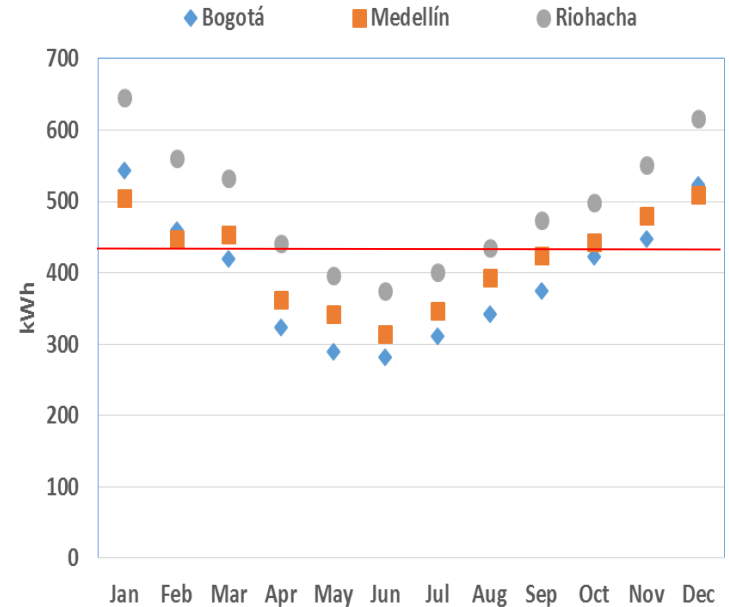
Recurso

Instalación

- ✓ Horas de sol al año
- ✓ Nubosidad
- ✓ Sombras
- ✓ Inclinación
- ✓ Orientación

- ✓ Eficiencia panel: marca reconocida
- ✓ Eficiencia de otros elementos (inversor)
- ✓ Buenas conexiones
- ✓ Otras: estructura techo

Un sistema de 4 kW genera aproximadamente en promedio 430 kWh/mes en Colombia



Factor de planta para Colombia = aprox. 15%

Un usuario con una demanda mensual de 270 kWh

Costo Unitario (CU) de electricidad = \$500/kWh

Componente de comercialización (C) = \$65/kWh

Paga al mes aproximadamente  
 $270 \text{ kWh} \times \$500/\text{kWh} = \$135,000$

Decide poner paneles solares en el  
techo de su casa...





Caso 1



1 kW



+ 7 m<sup>2</sup>

Caso 2



2,5 kW

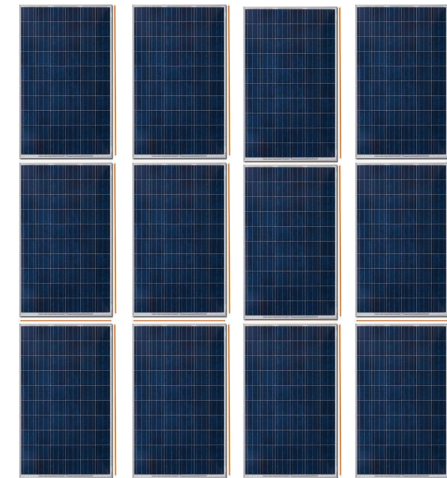


+ 17 m<sup>2</sup>

Caso 3



3 kW



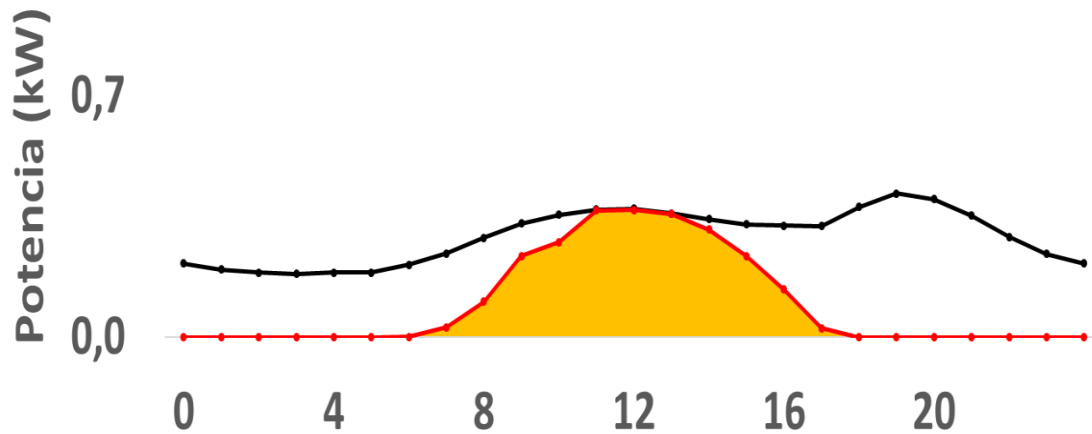
+ 21 m<sup>2</sup>

1 kW



+ 7 m<sup>2</sup>

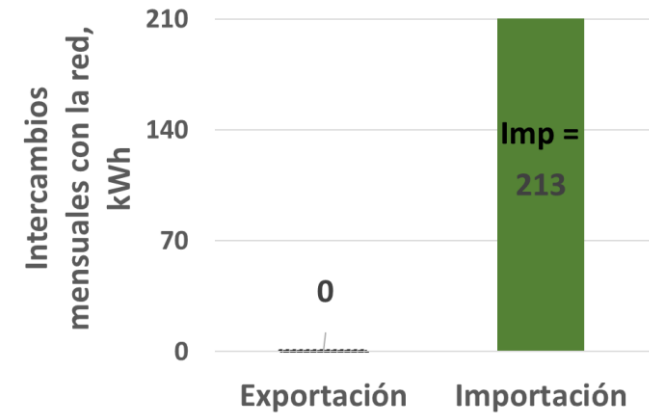
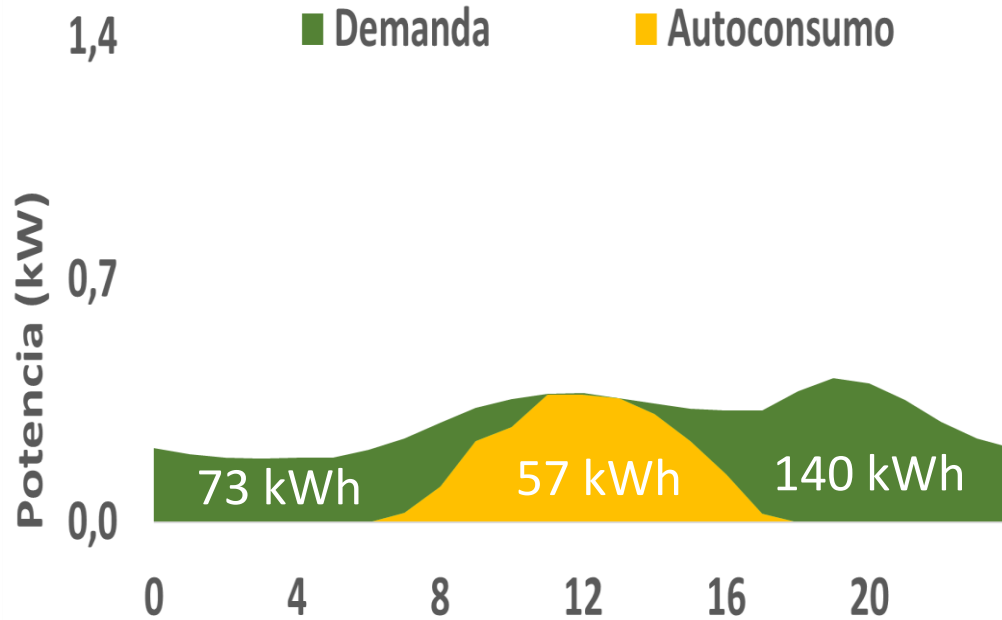
1,4    ■ Autoconsumo    — Demanda    — Generación



1 kW



+ 7 m<sup>2</sup>

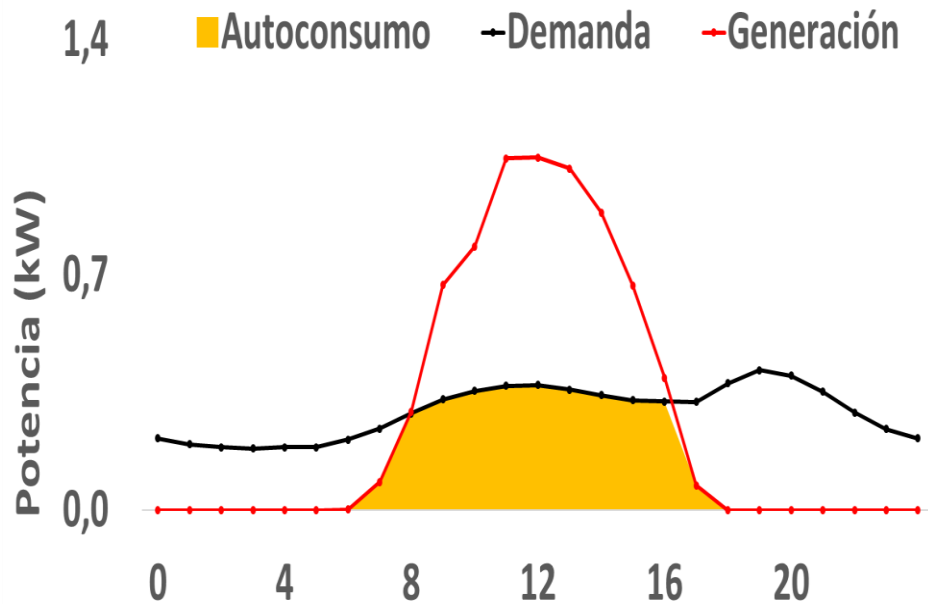
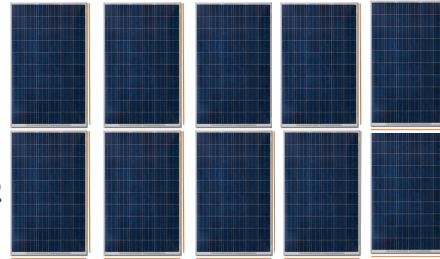


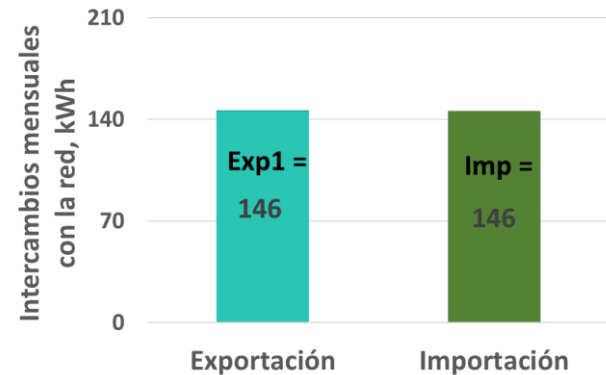
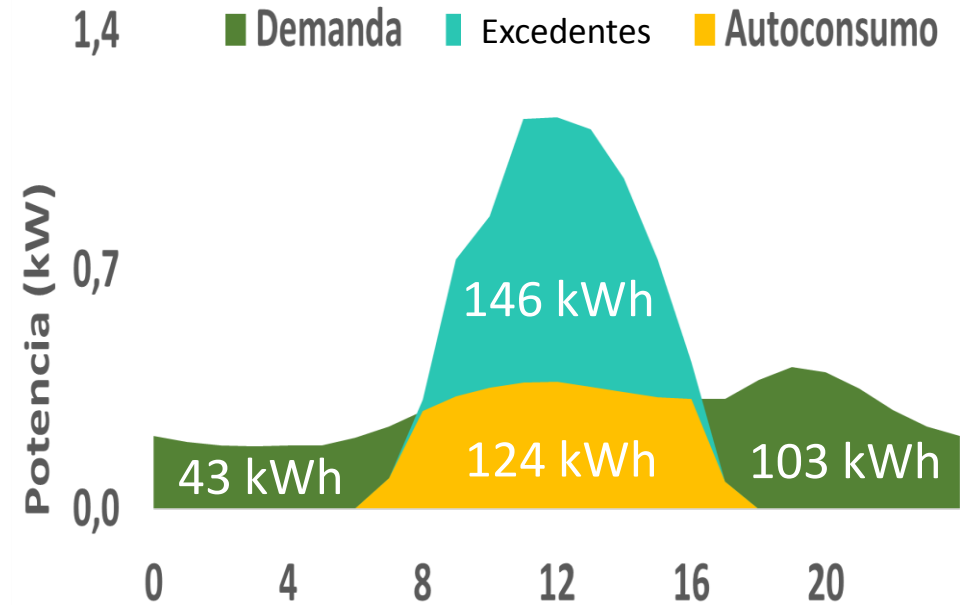
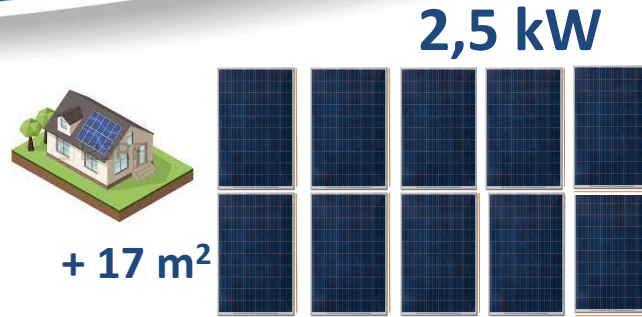
Factura = **213 kWh** x \$500/kWh =  
**\$106,500**



+ 17 m<sup>2</sup>

2,5 kW





$$VE = (\text{Exp1} - \text{Imp}) \times 500 - \text{Exp1} \times 65 + 0$$

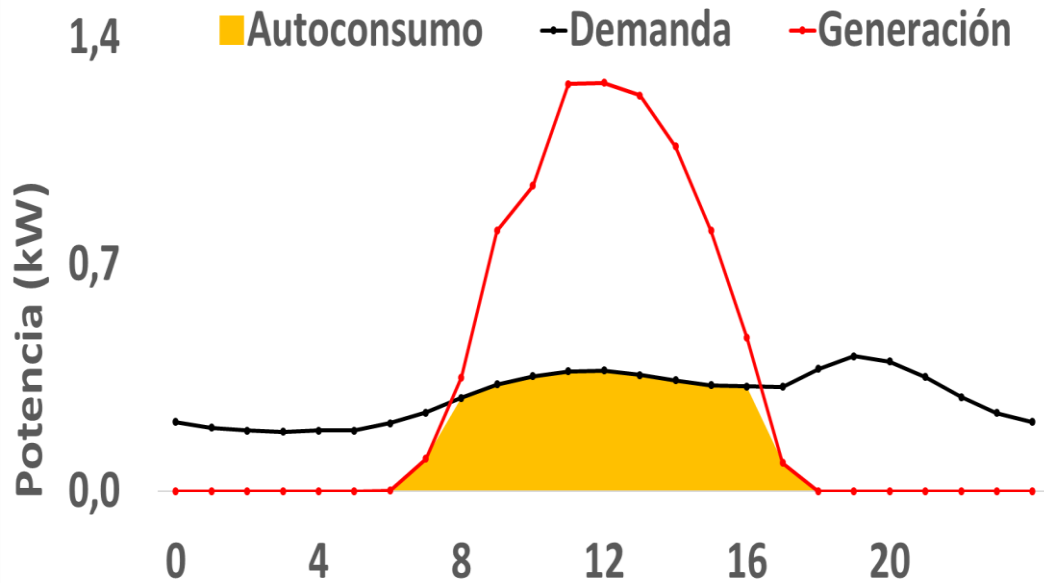
$$\text{Factura} = 146 \text{ kWh} \times \$65/\text{kWh} = \$9,500$$





+ 21 m<sup>2</sup>

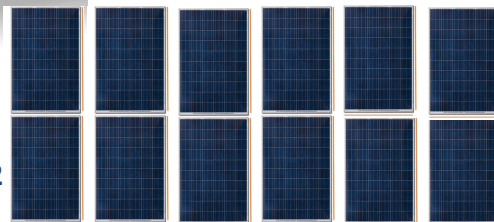
3 kW



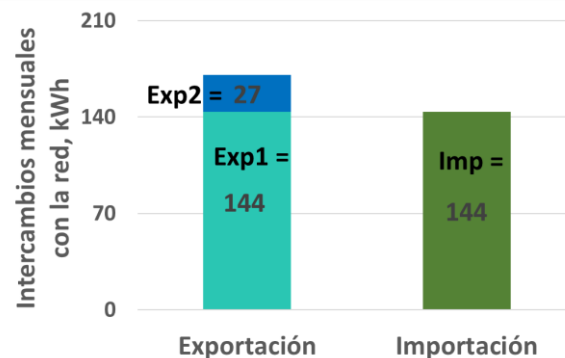
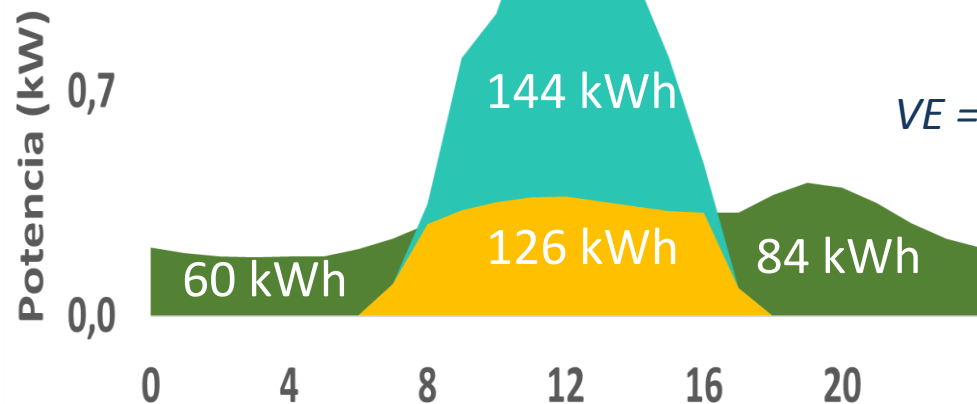


+ 21 m<sup>2</sup>

3 kW



1,4 ■ Demanda ■ Excedentes ■ Autoconsumo



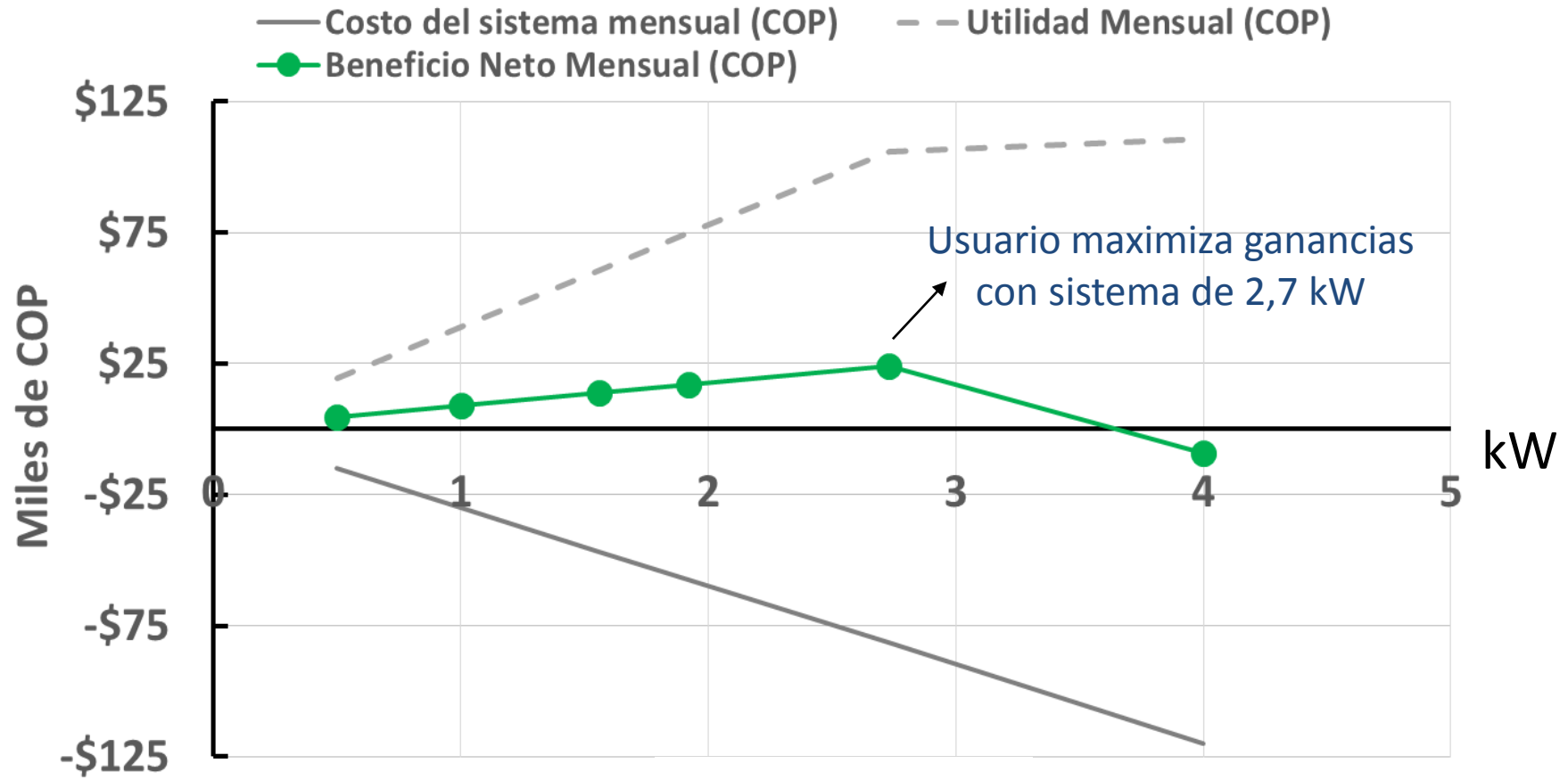
$$VE = ( \text{Exp1} - \text{Imp} ) \times 500 - \text{Exp1} \times 65 + \text{Exp2} \times 100$$

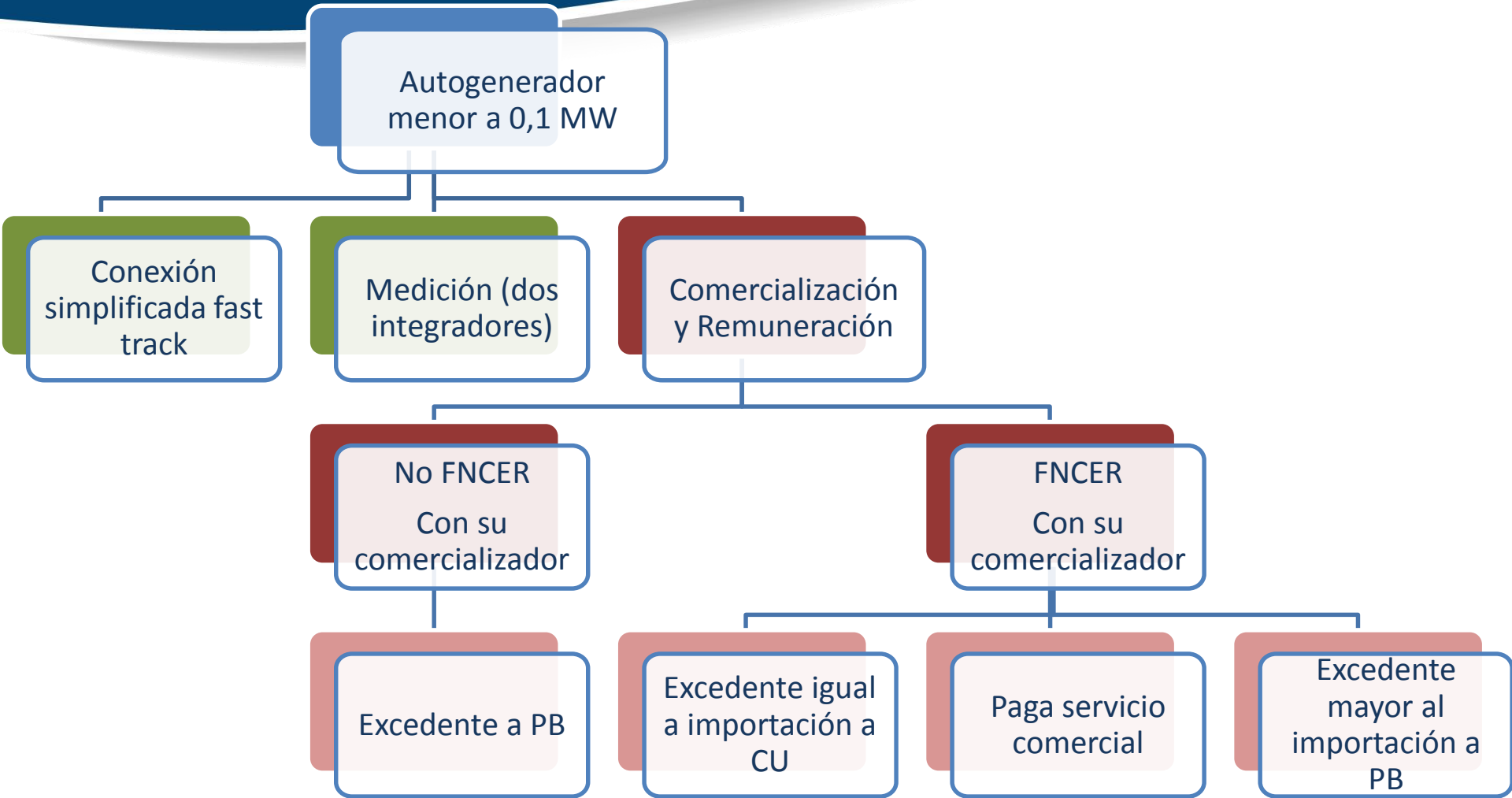
$$\text{Factura} = 144 \text{ kWh} \times \$65/\text{kWh} -$$

$$27 \text{ kWh} \times \$100/\text{kWh}$$

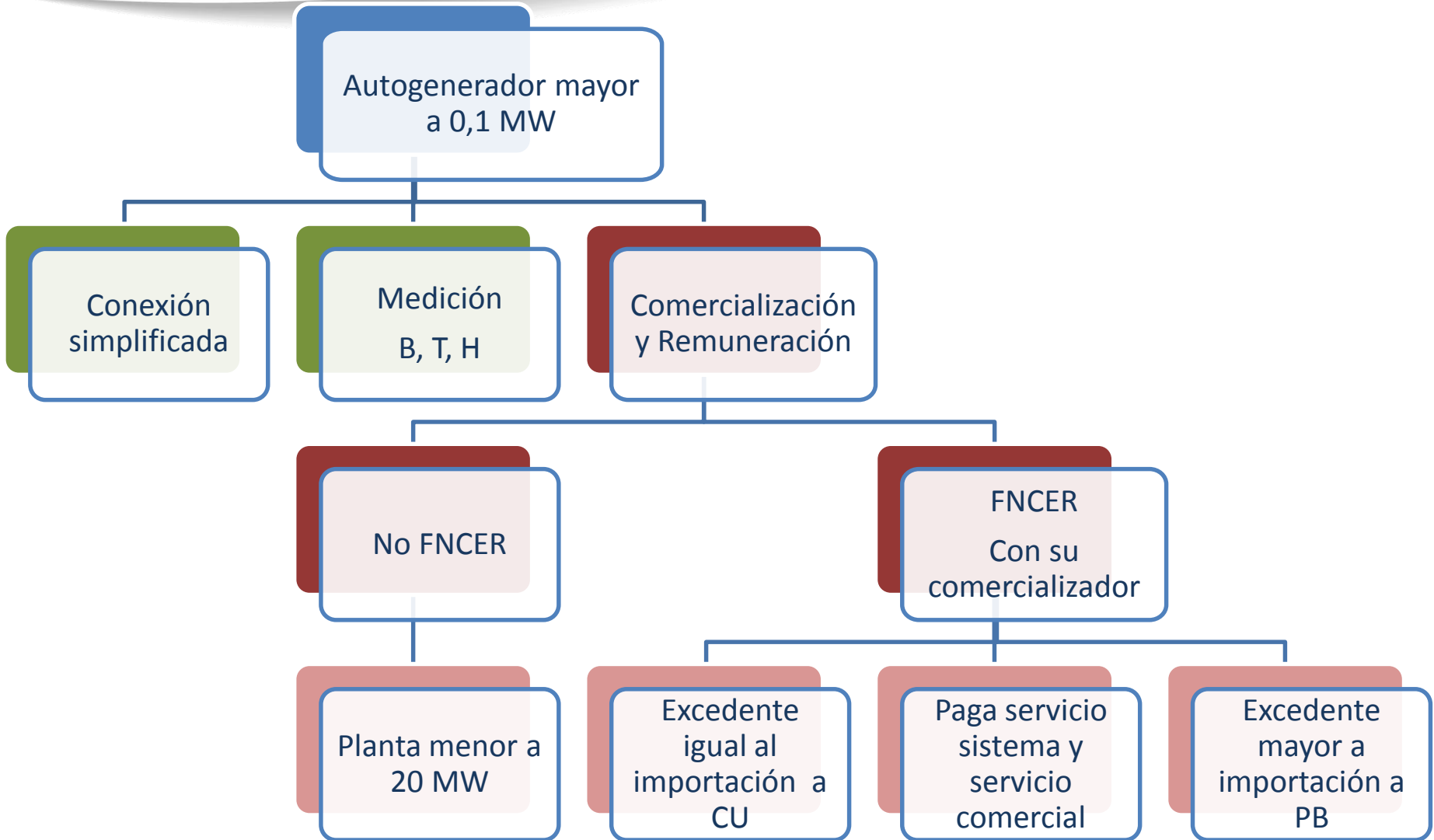
$$\text{Factura} = \$6,700$$

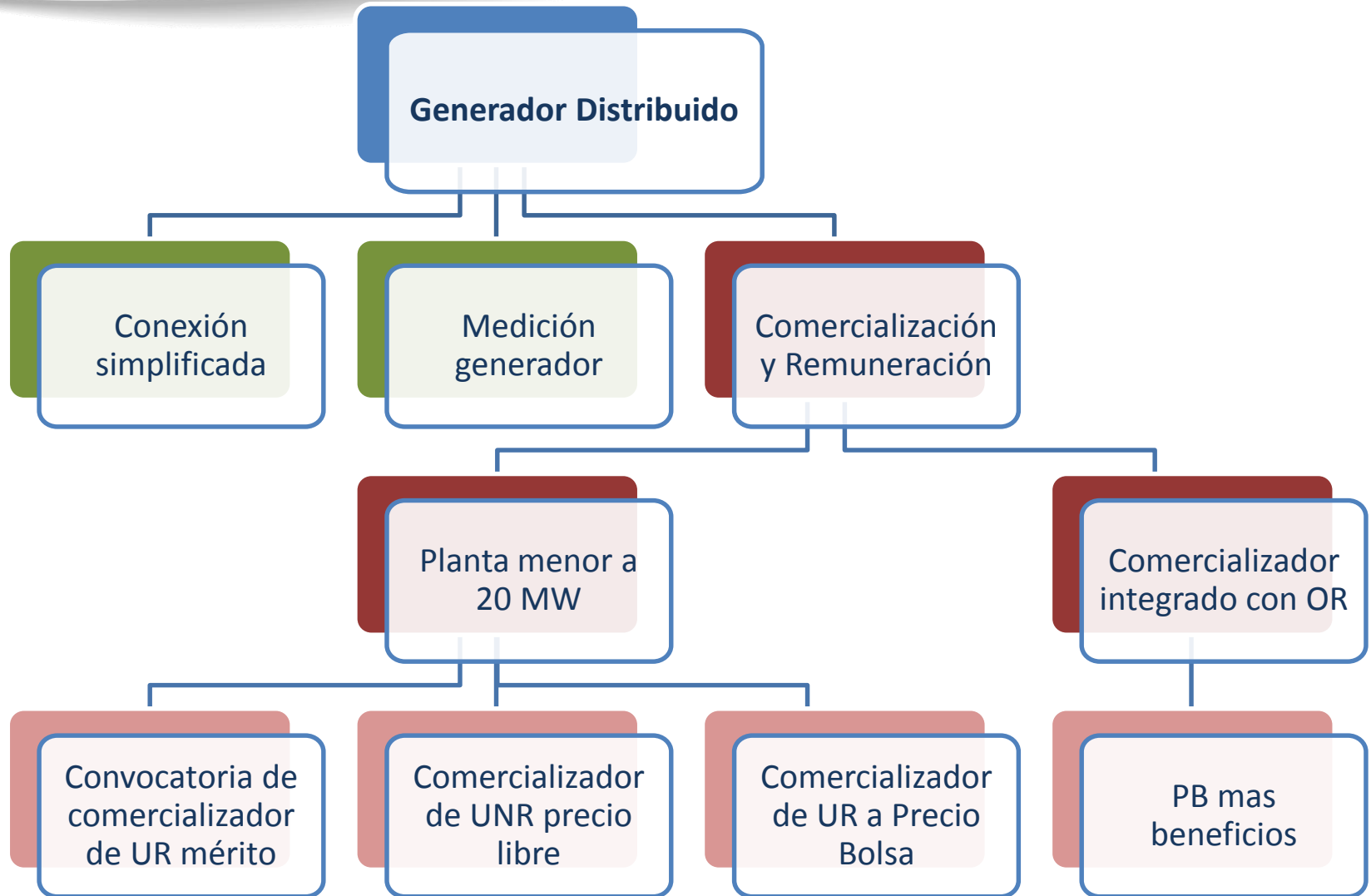
Además debe considerar....





Si tiene medido horario y comercializador es el integrado recibe adicionalmente Incentivo







Comisión de Regulación  
de Energía y Gas

# GRACIAS



@ComisionCREG



[www.creg.gov.co](http://www.creg.gov.co)