

# Smart Grids Colombia VISIÓN 2030



## Parte IV

### Anexo 4. Definición de KPIs

Abril de 2016

---

## **Equipo de Trabajo**

### **Editores:**

Grupo Técnico Proyecto BID integrado por  
Representantes de:

### **Banco Interamericano de Desarrollo (Cooperación Técnica)**

José Ramón Gómez Guerrero  
Jorge Luis Rodríguez Sanabria  
Juan Eduardo Afanador Restrepo

### **Ministerio de Minas y Energía**

Marie Paz Rodríguez Mier  
Oficina de Asuntos Ambientales y Sociales

Carlos Arturo Rodríguez Castrillón  
Profesional Especializado  
Oficina Dirección de Energía

### **Ministerio de Tecnologías de la Información y las Comunicaciones**

Liliana Jaimes Carrillo  
Despacho Viceministerio TI

### **Unidad de Planeación Minero-Energética**

Camilo Tautiva Mancera  
Asesor de Energía

### **Iniciativa Colombia Inteligente**

Alberto Olarte Aguirre  
Secretario Técnico C N O – Presidente Colombia  
Inteligente

Renato Humberto Céspedes Gandarillas  
Coordinador Técnico

### **Firmas Consultoras**

#### **CIRCE**

Andrés Llombart Estopiñán  
María Paz Comech Moreno  
Adrián Alonso Hérranz  
Samuel Borroy  
Vicente Gorka Goicoechea Bañuelos  
Carlos Pueyo Rufas

#### **Universidad de Alcalá de Henares**

Carlos Girón Casares  
Francisco Javier Rodríguez Sánchez

#### **Universidad Tecnológica de Pereira**

Alejandro Garcés Ruiz  
Juan José Mora Flórez

#### **CREARA CONSULTORES, S.L.**

María Jesús Báez Morandi  
José Ignacio Briano Zerbino

#### **Afi – Analistas Financieros Internacionales**

Pablo I. Hernández González  
Diego Vizcaíno Delgado

#### **Universidad del Valle**

Eduardo Francisco Caicedo Bravo  
Javier Ferney Castillo García  
Wilfredo Alfonso Morales  
Ricardo Andres Echeverry Martínez  
Juan David García Racines

Bogotá D.C., Abril de 2016

---

NOTA ACLARATORIA - *DISCLAIMER*

1. Los planteamientos y propuestas presentados en este documento son los resultados del análisis y elaboración del Estudio desarrollado por el Equipo de Trabajo en el marco de la Cooperación Técnica ATN-KK-14254-CO (CO-T1337) con el aporte de fondos provenientes del Fondo Coreano para Tecnología e Innovación a través del Banco Interamericano de Desarrollo –BID–. Estos planteamientos y propuestas no representan ni comprometen la posición y planteamientos de las entidades oficiales del Gobierno Colombiano participantes.
2. Los análisis realizados en el desarrollo de la Cooperación Técnica consideraron la información disponible hasta el mes de diciembre del año 2015, fecha en la cual finalizó de manera oficial el trabajo realizado durante esta cooperación.

---

## Tabla de contenido

1. Definición de los KPIs.....1

## Índice de Tablas

Tabla 1. Principales KPIs utilizados para la evaluación de las funcionalidades..... 2

---

## ANEXO 4

### 1. Definición de los KPIs

La práctica total de estos KPIs (a excepción del aumento de la independencia energética ante fenómenos naturales, y del aumento de vida útil) se encuentran identificados en el informe realizado por la (Universidad del Valle, 2015) METODOLOGIA PARA LA EVALUACION DE PROYECTOS PILOTOS "SMART GRID" EN COLOMBIA donde se establecen una serie de indicadores de acuerdo con los diferentes niveles de una red inteligente<sup>1</sup>.

A continuación se definen los indicadores para la cuantificación de los beneficios aportados por cada funcionalidad RI. Se ha asociado un indicador KPIs a cada uno de los beneficios.

---

<sup>1</sup> Los términos Redes Inteligentes y Smart Grid, sus respectivas siglas RI - SG y Hoja de Ruta y Mapa de Ruta son utilizados indistintamente en estos documentos.

**Tabla 1. Principales KPIs utilizados para la evaluación de las funcionalidades**

Funcionalidades involucradas	Beneficios asociados al KPI	Valoración del KPI
<p><b>CI - Detección manipulación</b></p> <p><b>CI - Lectura y operación remota</b></p> <p><b>CI – Medidas GD</b></p>	<p><b>Reducción de pérdidas no técnicas</b></p> $\%Pérdidas NT =  (\% Pérdidas NT_{RI} - \% Pérdidas NT_{conv}) $ <p>Donde:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– <math>\% Pérdidas NT_{RI}</math> el porcentaje de las pérdidas no técnicas detectadas con el contador inteligente, sobre las pérdidas no técnicas totales.</li> <li>– <math>\% Pérdidas NT_{conv}</math> el porcentaje de las pérdidas no técnicas detectadas en un sistema convencional, sobre las pérdidas no técnicas totales.</li> </ul>	<p>Identificación de las pérdidas no técnicas y de la mejora respecto de la situación previa a la implantación de la RI. El cálculo del porcentaje de disminución de pérdidas se calcula:</p> $I_1 = I_{reducción\ PnT}(\%) = \frac{\%Pérdidas NT}{\% Pérdidas NT_{TOT}} * 100$ <p>Donde:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– <math>I_1 = I_{reducción\ PnT}(\%)</math> la reducción de pérdidas no técnicas</li> <li>– <math>\% Pérdidas NT_{TOT}</math> el porcentaje de pérdidas no técnicas totales del sistema eléctrico.</li> </ul>
<p><b>GD</b></p> <p><b>Reconfiguración automática</b></p>	<p><b>Reducción de pérdidas técnicas</b></p> $P_T = P_{AT} + P_{MT} + P_{BT}$ <p>Donde:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– <math>P_T</math> son las pérdidas totales</li> <li>– <math>P_{AT}</math> son las pérdidas en AT</li> <li>– <math>P_{MT}</math> son las pérdidas en MT</li> <li>– <math>P_{BT}</math> son las pérdidas en BT</li> </ul>	<p>Identificación de las pérdidas técnicas y de la mejora respecto de la situación previa a la implantación de la RI. La mejora en pérdidas se calcula:</p> $I_5 = I_{reducción\ PT}(\%) = \left  \frac{P_{T,RI} - P_{T,conv}}{P_{T,conv}} \right  * 100$ <p>Donde:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– <math>P_{T,conv}</math> el valor inicial de pérdidas</li> <li>– <math>P_{T,RI}</math> Índices de pérdidas obtenidos conforme se incrementa el nivel de penetración de las soluciones RI.</li> </ul>
<p><b>CI-Información del usuario</b></p> <p><b>CI-Gestión de carga</b></p> <p><b>CI-Tarific. Horaria</b></p> <p><b>GD y Almacenam.</b></p> <p><b>Movilidad Eléctrica</b></p>	<p><b>Aplanamiento de la curva de demanda</b></p> $Aplanamiento = \frac{E_{cv}}{E_{cp}}$ <p>Donde:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– <math>E_{cv}</math> la energía consumida en hora valle</li> <li>– <math>E_{cp}</math> la energía consumida en hora pico</li> </ul>	<p>Medida de la relación pico-valle. Para considerar la reducción del pico de demanda en valor relativo se utiliza la siguiente fórmula:</p> $I_2 = I_{aplanamiento}(\%) = \left  \frac{Aplanamiento_{RI} - Aplanamiento_{conv}}{Aplanamiento_{conv}} \right  * 100$ <p>Donde:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– <math>Aplanamiento_{conv}</math> la relación entre los valores pico y valle antes de aplicar las tecnologías RI evaluadas.</li> <li>– <math>Aplanamiento_{RI}</math> la relación entre los valores pico y valle una vez aplicadas las tecnologías RI evaluadas.</li> </ul>

Funcionalidades involucradas	Beneficios asociados al KPI	Valoración del KPI
<b>CI-Limitación de potencia</b>	<b>Reducción de costes de comercialización</b>	Reducción de costes de lectura y manipulación de contadores. La valoración de la reducción de los costes de comercialización es :
<b>CI - Lectura y operación remota</b>	$RC = RCO + RCL$	$I_3 = \left  \frac{RC_{RI} - RC_{conv}}{RC_{conv}} \right  * 100$
<b>CI – Medidas GD</b>	<i>Donde:</i>	<i>Donde:</i>
	-- RC la reducción de costes	– $RC_{conv}$ Reducción de costes inicial antes de aplicar las tecnologías RIs evaluadas.
	-- RCO la reducción de costes de operación	– $RC_{RI}$ Reducción de costes una vez aplicadas las tecnologías RI evaluadas.
	-- RCL la reducción de costes de lectura	
<b>Telemando</b>	<b>Mejora de la continuidad de suministro</b>	Duración de las interrupciones de suministro sufridas en MT respecto de la situación previa a la implantación de automatización. La evaluación de la mejora del indicador de continuidad de suministro es :
<b>Localización de fallas</b>	$SAIDI = \frac{\text{Suma total de las interrupciones de todos los usuarios}}{\text{Número total de usuarios}} = \frac{\sum U_i N_i}{N_T}$	$I_4 = I_{\text{continuidad de suministro}}(\%) = \left  \frac{SAIDI_{RI} - SAIDI_{conv}}{SAIDI_{conv}} \right  * 100$
<b>Self Healing</b>	<i>Donde:</i>	<i>Donde:</i>
	- $U_i$ es la duración total de las interrupciones anuales de la localización i	– $SAIDI_{RI}$ el valor del SAIDI una vez implementadas las tecnologías de automatización
	- $N_i$ es el número de usuarios conectados a la localización i	– $SAIDI_{conv}$ , el valor del SAIDI previo a la implementación de cualquiera de las tecnologías de automatización.
	- $N_T$ es el número total de usuarios	
<b>GD</b>	<b>Reducción de emisiones de CO2</b>	Mejora de las emisiones de CO2 respecto de la situación actual. Esta cuantificación se hace en función del porcentaje de generación térmica convencional en Colombia, el cual se expresa como sigue:
<b>Movilidad Eléctrica</b>	La valoración de la reducción de emisiones de CO2 se hace con base en:	$I_6(RE\ CO_2) = \left( \frac{RE_{NCT}}{ET_p} \right) * 100 + \left( \frac{EV_{CIR} - AE_{VE}}{ET_p} \right) * 100$
<b>V2G</b>	- La posibilidad de dejar de utilizar un porcentaje de la capacidad de generación térmica instalada.	<i>Donde:</i>
	- La disminución del número de vehículos de combustión interna. Hay que tener en cuenta las emisiones de CO2 ocasionadas al generar la energía eléctrica que consume el vehículo.	– $RE\ CO_2$ son las reducciones de emisiones de CO2.
		– $RE_{NCT}$ son las reducciones de emisiones por el NO uso de centrales térmicas.
		– $ET_p$ son las emisiones totales previas.
		– $EV_{CIR}$ son las emisiones de vehículos de combustión interna reemplazados por VE.

Funcionalidades involucradas	Beneficios asociados al KPI	Valoración del KPI
------------------------------	-----------------------------	--------------------

–  $AE_{VE}$  emisiones generadas por el VE.

### Aumento de la independencia energética ante fenómenos naturales

Para la valoración del beneficio aportado por la GD tiene en cuenta la potencia de generación instalada a través de las RI y su factor de utilización para calcular el porcentaje de reducción del uso del recurso hídrico.

GD

$$RD_{RH} = \%P_{GD} * FAM$$

Donde:

- $RD_{RH}$  la reducción de la dependencia del recurso hídrico
- $\%P_{GD}$  la potencia instalada por GD
- $FAM$  el factor de aprovechamiento medio (la relación anual por MW instalado entre la utilización de los sistemas de generación distribuida y la utilización de las centrales hidráulicas).

- Índice de independencia energética como consecuencia de la integración de energías renovables en la red. El porcentaje de reducción del uso del recurso hídrico se calcula como sigue:

$$I_7 = I_{reducción\ RH}(\%) = \left| \frac{RD_{RH,RI} - RD_{RH,conv}}{RD_{RH,conv}} \right| * 100$$

Donde:

- $I_{reducción\ RH}(\%)$  porcentaje de reducción del uso del recurso hídrico
- $RD_{RH}$  la reducción de la dependencia del recurso hídrico
- $\%P_{GD}$  la potencia instalada por GD
- $FAM$  el factor de aprovechamiento medio (la relación anual por MW instalado entre la utilización de los sistemas de generación distribuida y la utilización de las centrales hidráulicas).

### Mejora del factor potencia

La compensación de reactiva se estudia a través del promedio de las medidas del factor de potencia en todos los CT de la red del proyecto.

GD

$$FP = \frac{\sum_{i=1}^{N_{CT}} FP_{CT\ hdi}}{N_{CT}}$$

Donde:

- $FP$  es el factor de potencia
- $\sum_{i=1}^{N_{CT}} FP_{CT\ hdi}$  es la suma del factor de potencia de todos los CT de la red
- $N_{CT}$  es el número total de CT de la red

Medida del factor de potencia obtenida respecto de la situación previa a la implantación de RI en zonas con un factor igual a 0,7. La mejora en el factor de potencia se calcula:

$$I_8 = I_{mejora\ FP}(\%) = \left| \frac{FP_{RI} - FP_{conv}}{FP_{conv}} \right| * 100$$

Donde:

- $I_{mejora\ FP}(\%)$  mejora en el factor de potencia
- $FP_{conv}$  valor del FP antes de la implementación de las tecnologías RIs estudiadas.
- $FP_{RI}$  valor del FP una vez implementadas las tecnologías RIs estudiadas.



**Funcionalidades involucradas****Beneficios asociados al KPI****Valoración del KPI****Aumento de vida útil y ahorro de inversiones para aumentar la capacidad de la red de distribución**

El análisis de este KPI se centra en la disminución de la vida útil que sufren los transformadores que se encuentran sometidos a sobrecargas. Esto se debe en parte al envejecimiento del aislamiento, el cual es función de la temperatura y del tiempo, del contenido de humedad del aceite, del contenido de oxígeno y ácidos. La pérdida relativa de vida sobre un intervalo de tiempo es igual a:

Disminución de la pérdida de vida útil experimentada por medio de la implantación de RI. La optimización del nivel de carga de los transformadores influye en la reducción de la velocidad de envejecimiento de los transformadores. Esto permite calcular la vida útil real, respecto de la vida útil fijada por el fabricante, como:

$$Vida\ útil_{real} = Vida\ útil_{fabricante} - L$$

**Gestión de activos****Reconfiguración automática**

Donde:

$$L = \int_{t_1}^{t_2} V dt = \sum_{i=1}^N V_n \cdot t_n$$

-- L pérdida relativa de vida

-- Vn la velocidad de envejecimiento relativo durante un intervalo de tiempo en función del tipo de aislante

-- tn es el intervalo de tiempo considerado

-- n el número de cada intervalo

-- N el número total de intervalos considerados

El aumento de la vida útil real de los transformadores se calcula:

$$I_9(\text{aumento de vida útil}) = \left| \frac{Vida\ útil_{RI} - Vida\ útil_{conv}}{Vida\ útil_{conv}} \right| * 100$$

Donde:

- Vida útil<sub>RI</sub> vida útil del transformador una vez implementadas las tecnologías RIs estudiadas.

- Vida útil<sub>conv</sub> vida útil del transformador antes de la implementación de las tecnologías RIs estudiadas.