



METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DE PROYECTOS PILOTOS “SMART GRID” EN COLOMBIA



METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DE PROYECTOS PILOTOS “SMART GRID” EN COLOMBIA

Cali, diciembre 2015

*METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DE PROYECTOS PILOTOS
“SMART GRID” EN COLOMBIA*

Autores:

Eduardo Francisco Caicedo Bravo

Javier Ferney Castillo Garcia

Wilfredo Alfonso Morales

Ricardo Andres Echeverry Martinez

Juan David Garcia Racines

La siguiente pagina web contiene información acerca de este documento y tópicos relacionados a esta tematica:

<http://psi.univalle.edu.co/>

Texto impreso en Cali

diciembre 2015

EQUIPO TÉCNICO ASESOR

BID	Juan Eduardo Afanador José Ramón Gómez Jorge Luiz Rodriguez
MinTic	Liliana Jaimes
MinMinas	Marie Paz Rodriguez Carlos Arturo Rodriguez
UPME	Camilo Táutiva
COLOMBIA INTELIGENTE	Renato Cespedes Alberto Olarte Carolina León
EMCALI	Andres Felipe Jaramillo Gerardo Rojas Sierra Hector Peña Omar Arango
EPSA	Sandra Ospina Arango Sandra Patricia Duque Ramirez Edwin Cuervo Orlando Valencia Jonathan Escamilla Chito

Contents

List of Figures	vii
Índice de tablas	xv
1 Introducción general	1
1.1 Organización del documento	4
2 Metodología propuesta para la integración de proyectos pilotos	7
2.1 Antecedentes	7
2.2 Arquitecturas para Smart Grids	9
2.2.1 IEEE P2030	9
2.2.2 Smart Grid Architecture Model - (SGAM)	10
2.2.3 GridWise Architecture Council - GWAC	12
2.2.4 Smart Grid Compass	14
2.2.5 Smart Grid Maturity Model - SGMM	15
2.2.5.1 SGMM Compass	18
2.3 Metodología para la representación de un proyecto piloto sobre un modelo de referencia	19
2.3.1 procedimiento	21
2.3.2 Objetivos estratégicos para las Smart Grid	23
2.3.2.1 Estrategias y planes de acción	24
2.4 Lecciones aprendidas	25

CONTENTS

3	Indicadores Claves de desempeño - KPI	27
3.1	Introducción	27
3.2	Evaluación y selección de indicadores	28
3.2.1	Definiciones	28
3.2.2	Construcción de Indicadores:	29
3.3	Indicadores claves de desempeño y su implementación en el ámbito de las Redes inteligentes a nivel mundial	36
3.3.1	El uso de indicadores claves de desempeño en las redes eléctricas inteligentes	37
3.3.1.1	Indicadores claves de desempeño sugeridos por la Unión Europea para las REIs	38
3.3.1.2	Indicadores claves de desempeño sugeridos por Estados Unidos para las REIs	41
3.3.1.3	Objetivos estratégicos para REIs en países afines a Colombia	43
3.4	Modelo de Indicadores para Redes Inteligentes	47
3.5	Modelo de Indicadores para los proyectos pilotos	48
3.6	Lecciones aprendidas	50
4	Proyectos pilotos Smart Grid EPSA	53
4.1	Proyecto de movilidad eléctrica	53
4.1.1	Descripción general	53
4.1.2	Descripción de los equipos del proyecto	54
4.1.3	Propuesta de indicadores claves de rendimiento –KPIs movilidad eléctrica	57
4.2	Proyecto implementación de microturbinas de río	61
4.2.1	Decripción general	61
4.2.2	Decripción de los equipos del proyecto	62
4.2.3	Propuesta de indicadores claves de rendimiento–KPIS microgeneración con microturbina	65
4.3	Proyecto implementación generación fotovoltaica	69
4.3.1	Descripción general	69
4.3.2	Descripción de los equipos del proyecto	71

4.3.3	Propuesta de indicadores claves de rendimiento –KPIS generación fotovoltaica	73
4.4	Análisis Costo-beneficio proyectos EPSA	76
4.5	Escenarios proyectos piloto EPSA	92
5	Proyectos piloto <i>Smart Grid</i> de EMCALI	97
5.1	Proyecto sistema de medición inteligente de energía AMI	97
5.1.1	Descripción general	97
5.1.2	Objetivo del proyecto	98
5.1.3	Descripción de los equipos del proyecto	98
5.1.3.1	Sistema de comunicación bidireccional automático (TWACS)	98
5.1.3.2	Proyecto AMI-EMCALI de bajo costo	102
5.1.4	Propuesta de indicadores claves de rendimiento –KPIS medición inteligente de energía AMI	104
5.2	Proyecto gestión de la demanda	106
5.2.1	Descripción general	106
5.2.2	Descripción de los equipos del proyecto	107
5.2.3	Propuesta de indicadores claves de rendimiento KPIs proyecto gestión de la demanda	109
5.3	Proyecto hogares sostenibles	112
5.3.1	Descripción general	112
5.3.2	Propuesta de indicadores claves de rendimiento KPIs hogares sostenibles.	113
5.4	Análisis Costo-beneficio proyectos EMCALI	116
5.5	Escenarios proyectos piloto EMCALI	133
6	Herramienta para evaluación, seguimiento y priorización de proyectos pilotos en las redes inteligentes en Colombia	137
6.1	Toma de decisiones multicriterio	138
6.1.1	Método Multicriterio AHP (<i>Analityc Hierarchy Process</i>)	141
6.2	Metodología para la evaluación y seguimiento de proyectos pilotos	145
6.2.1	Caso de estudio: gestión de demanda	146
6.3	Plan de priorización de proyectos pilotos	152

CONTENTS

6.3.1	Alternativas	153
6.3.1.1	Fase I	153
6.3.1.2	Fase II	153
6.3.1.3	Fase III	154
6.3.2	Criterios de evaluación	155
6.4	Lecciones aprendidas	164
A	Modelo de indicadores de proyectos piloto <i>Smart Grid</i> EPSA	167
A.1	Movilidad eléctrica	168
A.2	Generación fotovoltaica	175
A.3	Generación con microturbina	186
B	Modelo de indicadores de proyectos piloto <i>Samrt Grid</i> EMCALI	199
B.1	Hogares sostenibles	200
B.2	Medición inteligente de energía AMI	211
B.3	Gestión de la demanda	212
	Bibliography	221

List of Figures

1.1	Esquema para la implementación de un proyecto piloto	4
2.1	Integración de pilotos	9
2.2	Arquitectura Modelo para Smart Grid. Tomado de [24]	10
2.3	Los patrones de análisis SGAM [24]	13
2.4	GWAC GridWise Architecture Council	13
2.5	Smart Grid Compass [Tomado de SIEMENS]	15
2.6	Smart Grid Maduraty Model	16
2.7	Roles, almacenamiento de datos Framework [47]	20
2.8	Metodología de modelado de los proyectos pilotos	21
3.1	Proceso de Producción	29
3.2	Niveles para los KPIs de la Unión Europea	40
3.3	Metodología de modelado de los proyectos pilotos	47
3.4	Marco de evaluación de KPIs para la implementación de redes inteligentes en Colombia	49
4.1	Carros eléctricos - I Miev.	57
4.2	Motos eléctricas - Lucky Lion.	57
4.3	Indicadores clave de rendimiento KPIs proyectos de movilidad eléctrica.	58
4.4	Marco de evaluación de KPIs proyecto de movilidad eléctrica y su relación con los objetivos estratégicos nivel empresa.	59
4.5	Marco de evaluación de los objetivos estratégicos nivel Empresa y su relación con los objetivos del plan energético Nacional para proyectos de movilidad eléctrica	60

LIST OF FIGURES

4.6	Tecnologías sistema híbrido	61
4.7	Características de la Microturbina	62
4.8	Diagrama básico del sistema fotovoltaico autónomo	63
4.9	Resultados con generación microturbina para el día 19 de octubre de 2013	64
4.10	Resultados con generación solar para el día 19 de octubre de 2013	65
4.11	Medidas de desempeño KPIs proyectos microgeneración con microturbina	66
4.12	Marco de evaluación de KPIs proyecto micro-generación y su relación con los objetivos estratégicos nivel empresa	67
4.13	Continuación figura 4.12 para el marco de evaluación de objetivos estratégicos nivel Empresa y su relación con los objetivos del plan energético nacional para proyectos de microgeneración	68
4.14	Sistema fotovoltaico edificio EPSA Yumbo	69
4.15	Producción de energía de los sistemas solares fotovoltaicos y Curvas de potencia de los conjuntos generadores	70
4.16	Silicio Monocristalino	71
4.17	Silicio Policristalino	71
4.18	Silicio Amorfo de capa fina	72
4.19	Estación hidro-climatológica	72
4.20	Medidas de desempeño KPIs proyectos generación fotovoltaica	73
4.21	Marco de evaluación de KPIs proyecto generación fotovoltaica y su relación con los objetivos estratégicos nivel empresa	74
4.22	Continuación figura 4.21 para el marco de evaluación de objetivos estratégicos nivel empresa y su relación con los objetivos del plan energético nacional para proyectos de generación fotovoltaica	75
4.23	Metodología para determinar el costo-beneficio de proyectos Smart Grid. Tomado de [36]	76
4.24	Objetivos de los proyecto de EPSA	77
4.25	Mapa de funcionalidades y beneficios atribuidos a proyectos de movilidad eléctrica, microgeneración y generación fotovoltaica de EPSA	78

LIST OF FIGURES

4.26	Flujos actualizados por año y VAN acumulado, proyecto de generación fotovoltaica	84
4.27	Flujos actualizados por año y VAN acumulado, proyecto generación con turbina de río	85
4.28	Consumo US\$/año para un vehículo a gasolina, GNV y eléctrico con 36 km/Día. Cálculos: Universidad del Valle	92
5.1	Niveles de la infraestructura de medición AMI TWACS	99
5.2	Diagrama gestión de información Net TWACS	101
5.3	Equipos utilizados en el nivel subestación del AMI TWACS	102
5.4	Medidas de desempeño KPIs medición inteligente de energía AMI	104
5.5	Marco de evaluación de KPIs proyectos AMI y su relación con los objetivos estratégicos nivel empresa	105
5.6	Continuación figura 5.5 para el marco de evaluación de objetivos estratégicos nivel Empresa y su relación con los objetivos del plan energético nacional para proyectos AMI	106
5.7	Esquema general de la gestión de la demanda <i>Interactive Energy Platform</i>	107
5.8	Dispositivos <i>Energy Agent</i> para el control de cargas	108
5.9	Termostatos	108
5.10	Equipos RLCP (control de luces)	109
5.11	Medidas de desempeño KPIs proyectos de gestión de la demanda	110
5.12	Marco de evaluación de KPIs proyectos gestión de demanda y su relación con los objetivos estratégicos nivel empresa	111
5.13	Continuación figura 6.7 para el marco evaluación de objetivos estratégicos nivel Empresa y su relación con los objetivos del plan energético nacional para proyectos GAD	112
5.14	Hogares sostenible EMCALI tomado de	113
5.15	Medidas de desempeño KPIs proyectos de hogares sostenibles	114
5.16	Marco de evaluación de KPIs proyectos hogares sostenibles y su relación con los objetivos estratégicos nivel empresa	115

LIST OF FIGURES

5.17	Continuación figura 5.16 para el marco evaluación de objetivos estratégicos nivel Empresa y su relación con los objetivos del plan energético nacional para proyectos de hogares sostenibles	116
5.18	Metodología para determinar el costo-beneficio de proyectos Smart Grid. Tomado de [36]	117
5.19	Objetivos de los proyectos EMCALI	118
5.20	Mapa de funcionalidades y beneficios atribuidos a proyectos de medición inteligente, gestión de la demanda y hogares sostenibles de EMCALI	119
5.21	Flujos actualizados por año y VAN acumulado, proyecto medición inteligente de energía	126
5.22	Flujos actualizados por año y VAN acumulado, proyecto gestión de la demanda	126
5.23	Flujos actualizados por año y VAN acumulado, proyecto hogares sostenibles - Caso Estado	127
5.24	Flujos actualizados por año y VAN acumulado, Proyecto hogares sostenibles - Caso EMCALI	127
5.25	Disminución de toneladas de CO ₂ a causa de la implementación de medidores inteligentes de energía	129
5.26	Disminución de toneladas de CO ₂ a causa de la implementación del proyecto hogares sostenibles	132
6.1	Clasificación de los métodos de toma de decisiones multicriterio acuerdo con las áreas de aplicación. Tomado de [49]	140
6.2	Revisión de la literatura sobre métodos multicriterio y aplicación a problemas de energías renovables. Tomado de [46]	140
6.3	Jerarquía AHP: meta, criterios y alternativas	141
6.4	Descomposición del AHP. Tomado de [5]	144
6.5	Esquema para la evaluación de proyectos piloto	145
6.6	Medidas de desempeño KPIs proyectos de gestión de la demanda .	146
6.7	Marco de evaluación de KPIs proyectos gestión de demanda y su relación con los objetivos estratégicos nivel empresa	147

LIST OF FIGURES

6.8	Continuación figura 6.7 para el marco evaluación de objetivos estratégicos nivel Empresa y su relación con los objetivos del plan energético nacional para proyectos GAD	148
6.9	Matriz total para la evaluación de proyectos de gestión de la demanda	149
6.10	Matriz del proyecto implementado para el proyectos de gestión de la demanda	150
6.11	Matriz del proyecto implementado para el seguimiento del proyecto de gestión de la demanda	151
6.12	Evaluación de un proyecto de gestion de demanda	151
6.13	Seguimiento de un proyecto de gestión de demanda	152
6.14	Jerarquia AHP: meta, criterios y alternativas para la priorización de proyectos piloto	158
6.15	Priorización de proyectos pilotos para las redes inteligentes de Colombia	158
6.16	Selección de alternativas o proyectos pilotos	159
6.17	Selección de criterios	160
6.18	Selección de subcriterios y comparación de los mismos	161
6.19	Evaluación de los subcriterios de acuerdo a la ponderación de Saaty [42]	162
6.20	Priorización proyectos SMART GRID	163
A.1	Movilidad eléctrica, indicadores A1 - A3	168
A.2	Movilidad eléctrica, indicadores A4 - A6	169
A.3	Movilidad eléctrica, indicadores A7 - A9	170
A.4	Movilidad eléctrica, indicador A10	171
A.5	Movilidad eléctrica, indicadores B1 - B3	172
A.6	Movilidad eléctrica, indicador D1	173
A.7	Movilidad eléctrica, indicadores E1 - E3	174
A.8	Generación fotovoltaica, indicadores A4 y A5	175
A.9	Generación fotovoltaica, indicadores A6 - A8	176
A.10	Generación fotovoltaica, indicadores B1 y B2	177
A.11	Generación fotovoltaica, indicadores B3 y - B4	178
A.12	Generación fotovoltaica, indicadores B5 - B7	179

LIST OF FIGURES

A.13	Generación fotovoltaica, indicadores C1 y C2	180
A.14	Generación fotovoltaica, indicadores C3 y C4	181
A.15	Generación fotovoltaica, indicadores D1 - D3	182
A.16	Generación fotovoltaica, indicadores D4 y D5	183
A.17	Generación fotovoltaica, indicadores E1 y E2	184
A.18	Generación fotovoltaica, indicadores E3 y E4	185
A.19	Generación con microturbina, indicadores A1 - A3	186
A.20	Generación con microturbina, indicadores A4 - A6	187
A.21	Generación con microturbina, indicadores A7 - A9	188
A.22	Generación con microturbina, indicadores A10 - A12	189
A.23	Generación con microturbina, indicador A13	190
A.24	Generación con microturbina, indicadores B1 y - B2	191
A.25	Generación con microturbina, indicadores B3 - B5	192
A.26	Generación con microturbina, indicadores B6 - B8	193
A.27	Generación con microturbina, indicadores C1 - C3	194
A.28	Generación con microturbina, indicador C4	195
A.29	Generación con microturbina, indicadores D1 - D3	196
A.30	Generación con microturbina, indicadores E1 - E3	197
A.31	Generación con microturbina, indicadores E4 y E5	198
B.1	Medición inteligente de energía AMI, indicadores A1 y A2	200
B.2	Medición inteligente de energía AMI, indicadores A3 - A5	201
B.3	Medición inteligente de energía AMI, indicadores A6 - A8	202
B.4	Medición inteligente de energía AMI, indicadores A9 - A11	203
B.5	Medición inteligente de energía AMI, indicadores A12 - A14	204
B.6	Medición inteligente de energía AMI, indicador A15	205
B.7	Medición inteligente de energía AMI, indicadores B1 - B3	206
B.8	Medición inteligente de energía AMI, indicadores B4 - B6	207
B.9	Medición inteligente de energía AMI, indicadores B7 y B8	208
B.10	Medición inteligente de energía AMI, indicador D1	209
B.11	Medición inteligente de energía AMI, indicador E1	210
B.12	Gestión de la demanda, indicador A1 - A3	212
B.13	Gestión de la demanda, indicadores A4 - A6	213

LIST OF FIGURES

B.14	Gestión de la demanda, indicadores A7 Y A8	214
B.15	Gestión de la demanda, indicadores B1 - B3	215
B.16	Gestión de la demanda, indicadores B4 Y B5	216
B.17	Gestión de la demanda, indicador C2	217
B.18	Gestión de la demanda, indicadores D1 - D3	218
B.19	Gestión de la demanda, indicadores E1 - E3	219
B.20	Gestión de la demanda, indicadores E4 - E6	220

Índice de tablas

2.1	Niveles para el modelo de madurez de las Smart Grid	19
3.1	Beneficios y funcionalidades de las redes inteligentes	39
3.2	Proyectos piloto Smart Grid implementado por empresas colombianas.	48
4.1	Especificaciones técnicas de la estación de carga	55
4.2	Especificaciones técnicas Moto Lucky Lion	56
4.3	Características técnicas de la microturbina	63
4.4	Cantidad de activos de generación fotovoltaica laboratorio EPSA .	70
4.5	Comparación entre el escenario actual (escenario A) y el escenario con proyecto Smart Grid (Escenario B).	81
4.6	Variables consideradas para las evaluaciones técnicas y financieras de los escenarios planteados	82
4.7	Flujo de efectivo del modelo piloto generación fotovoltaica	82
4.8	flujo de efectivo del modelo piloto generación con turbina de rio .	83
4.9	Cálculo de las emisiones de CO ₂	86
4.10	Generación de empleos	87
4.11	Reducción de emisiones de CO ₂ para el caso de generación con microturbina de río	88
4.12	Indicadores claves de rendimiento socioeconómicos, proyecto de generación con microturbina de río.	88
4.13	Cálculo de las emisiones de CO ₂ para movilidad eléctrica	89
4.14	Parámetros de consumo de un vehículo eléctrico por cada 100 km	90

ÍNDICE DE TABLAS

4.15 Rendimiento y eficiencia de un vehículo eléctrico. Fuente: R. Bargalló, J. Llaverías, H. Martín.	91
4.16 Tabla de eficiencia en los diferentes procesos	91
4.17 Escenarios para el proyecto de generación con microturbina de río	94
4.18 Escenarios proyectos piloto de generación fotovoltaica	95
4.19 Escenario proyecto piloto de movilidad eléctrica	96
5.1 Descripción proyecto EMCALI-AMI	103
5.2 Comparación entre el escenario actual (escenario A) y el escenario con proyecto Smart Grid (Escenario B).	120
5.3 Flujo de efectivo de hogares sostenibles para el Estado	122
5.4 Flujo de efectivo de hogares sostenibles para EMCALI	123
5.5 Flujo de efectivo gestión de la demanda	123
5.6 Flujo de efectivo medición inteligente de energía.	124
5.7 Ahorro económico obtenido por la totalidad de usuarios prepago EMCALI	129
5.8 Generación de empleos	131
5.9 Indicadores de rendimiento ambientales y socioeconómicos, proyecto gestión de la demanda	131
5.10 Indicadores de rendimiento ambientales y socioeconómicos, proyecto hogares sostenibles	132
5.11 Escenarios para el proyecto de AMI	134
5.12 Escenarios para el proyecto de hogares sostenibles	135
5.13 Add caption	136
6.1 Escala de importancia de Saaty	142
6.2 Criterios de evaluación para la priorización de redes inteligentes .	156
6.3 Continuación criterios de evaluación para la priorización de redes inteligentes	157

Los cinco dedos separados son cinco unidades independientes, ciérralos y el puño multiplica la fuerza; ésta es la organización.

James Cash Penney

CAPÍTULO

1

Introducción general

Las Redes Inteligentes o Smart Grids hacen referencia a las redes de energía avanzada, que incorporan los adelantos, las tendencias y las necesidades del siglo XXI. Haciendo uso de la infraestructura de transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica actuales, las Smart Grids adicionan las potencialidades tecnológicas de comunicación y computación avanzada, permitiendo un flujo bidireccional entre los equipos instalados en la zona de red del usuario y las empresas prestadoras de los servicios. Por lo tanto, las Smart Grids buscan sustentar una red eléctrica más eficiente y fiable, que mejore la seguridad y la calidad del suministro, de acuerdo con los avances de la era digital[13]. Adicionalmente, las Smart Grids han sido concebidas de tal manera que deben generar un impacto ambiental positivo en la reducción de la “huella de carbono” desde su implementación a través de las políticas y regulaciones mundiales.

La implementación de las Smart Grids comenzó desde la sustitución de los medidores análogos tradicionales por sistemas de medida inteligente. Estos medidores han brindado una integración que facilita la comunicación entre una entidad de control centralizada y los usuarios, sin embargo, aún se encuentra en un proceso de maduración. Se prevé que una completa implementación de estos sistemas permitiría poner en práctica controles de respuesta a la demanda de la energía

1. INTRODUCCIÓN GENERAL

eléctrica, realizar controles autónomos por el usuario final, la generación y el almacenamiento de energía distribuida, y las arquitecturas de potencia flexibles [13].

Las redes inteligentes surgieron en su primera generación para resolver los temas relacionados a la construcción de más redes, instalación de medidores automáticos, desarrollo de una fuerza laboral orientada a nuevas tecnologías de la comunicación, y reducción de pérdidas e incremento de la confiabilidad del sistema.

La segunda generación, incorpora los conceptos de estabilidad, un abordaje amplio de los nuevos temas de diseño del mercado y la fijación de tarifas horarias. La tercera y cuarta generación apuntan hacia una red de energía verdaderamente inteligente, que haga frente a las nuevas necesidades del sistema energético mundial sostenible, haciendo pleno uso de nuevos métodos para optimización, la penetración a la movilidad eléctrica con los vehículos eléctricos enchufables, y las energías renovables, almacenamiento, generación distribuida. Estas son oportunidades importantes para la sociedad y los nuevos retos de investigación exigen una renovada conceptualización de las redes inteligentes[51].

El mapa de ruta de SmartGrid en Colombia requiere de políticas y normas que permitan avanzar con las necesidades del país y del sector eléctrico. Es necesario construir una metodología adecuada para la evaluación de los proyectos en Smart-Grid que apunten a los objetivos en el desarrollo del país. Dado que actualmente muchos de los proyectos están en su fase de evaluación y experimentación, este trabajo busca presentar una metodología que permita desarrollar un modelo de indicadores de referencia y de prueba para una plataforma de Smart Grid a partir de la integración de proyectos piloto reales. Para alcanzar esta meta se han definido las siguientes fases:

1. Definición de un grupo técnico de trabajo conformado por investigadores de la Universidad del Valle, asesores de la UPME, EMCALI y EPSA.
2. Referenciamiento y recolección de información.
3. Construcción de indicadores y un modelo de análisis de datos para los proyectos piloto seleccionados de EMCALI y EPSA, considerando políticas de ciberseguridad y de seguridad de la información.

-
4. Definición los criterios e indicadores de evaluación de los proyectos piloto para realizar un análisis de generación de valor en la red inteligente.
 5. Aplicación del modelo de evaluación definido a los proyectos piloto seleccionados de EMCALI y EPSA, con el fin de desarrollar escenarios de evaluación beneficio-costo de las soluciones de la red inteligente estudiadas por la UPME.
 6. Socialización de los resultados exitosos y no exitosos, y las lecciones aprendidas ante los actores interesados.

Para llevar a cabo un Mapa de Ruta en SmartGrid para Colombia se plantea una metodología de homogenización para poder realizar un plan de evaluación y seguimiento, tal que permita a los entes de control seleccionar y guiar el avance en el camino hacia las Smart Grid. La metodología hace uso del modelo de latencias como modelo de referencia para los proyectos pilotos. En este modelo, todo proyecto piloto es considerado una fuente Smart grid, donde sus datos pueden ser analizados en diferentes capas de acuerdo a la latencia. El modelo de latencia permite encontrar datos de corta duración que pueden suministrar información importante para conocer las protecciones y control del sistema; los datos con duración de meses y años pueden suministrar información relacionada a la inteligencia de negocio (costos de mantenimiento y operación).

Luego de modelar el proyecto piloto, se definen los indicadores clave de desempeño (del inglés, *Key Performance Indicator*) para cada una de las capas presentadas en el modelo de referencia utilizado. Una vez definidos los KPIs con las características de eficacia, eficiencia, calidad y economía, se procede a enlazarlos con los objetivos estratégicos ya sea de la empresa o del país dependiendo de los intereses de los entes de control. Finalmente, cuando un proyecto piloto ha sido modelado, definidos sus KPIs, identificados los enlaces entre los indicadores y los objetivos, se aplica la metodología del jerárquico (del inglés, *Analytic Hierarchy Process*) para la evaluación multicriterio y obtener los ponderados que relacionan los indicadores con los objetivo.

Con la obtención de los ponderados se podrá realizar la comparación entre el proyecto piloto “ideal” y el implementado, el cual puede no incluir todos los

1. INTRODUCCIÓN GENERAL

KPIs. Esta última fase facilita el seguimiento del proyecto piloto para observar el cumplimiento de metas. Además, este mismo esquema es utilizado para la priorización de los proyectos pilotos, teniendo en cuenta el modelo de referencia y planteando diferentes alternativas o proyectos pilotos para el corto, mediano y largo plazo de acuerdo al mapa de ruta.

En la figura 1.1 se muestra una esquematización del proceso de evaluación e implementación de proyectos piloto.

En este documento solo es analizado el macro-bloque denominado UPME, el macro-bloque denominado EMPRESA no es objeto de estudio en este documento. Los bloques que componen el macro-bloque EMPRESA permitirían seleccionar los indicadores claves de rendimiento que se ajusten al cumplimiento de objetivos, el análisis de capa del modelo y la relación costo-beneficio que establezca la empresa.

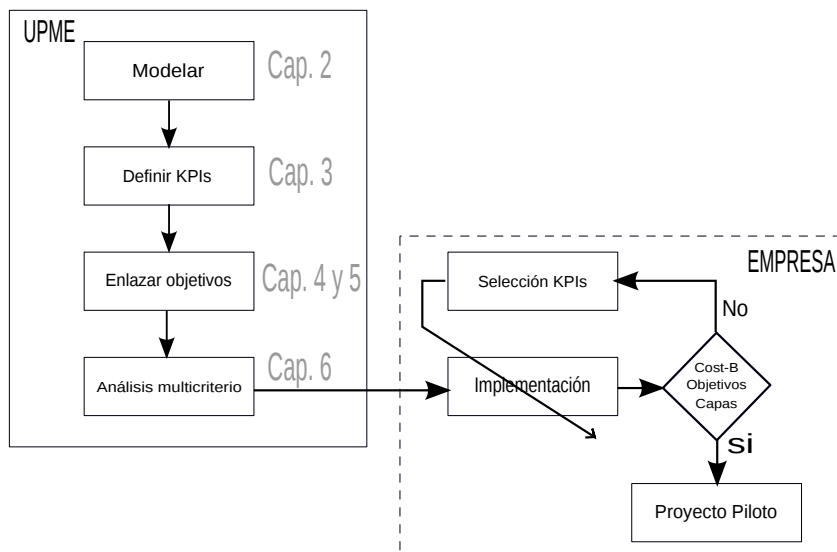


Figure 1.1: Esquema para la implementación de un proyecto piloto

1.1 Organización del documento

Para fomentar el proceso de socialización de la metodología de evaluación de proyectos pilotos como soluciones smart grid se han organizado los capítulos de

la siguiente forma:

- **Capítulo 1**, en este capítulo se realiza una breve introducción a las redes inteligentes y la metodología para la evaluación, seguimiento y priorización de proyectos pilotos en el contexto de la redes inteligentes en Colombia.
- **Capítulo 2**, para este capítulo se ha realizado un análisis de los diferentes modelos y esquemas de representación utilizados para redes inteligentes, sus consideraciones generales y particulares, sus aplicaciones y funcionalidades. Se presenta la metodología para la integración de los proyectos pilotos y el modelo de referencia a utilizar.
- **Capítulo 3**, se presentan los criterios para la definición de los indicadores claves de desempeño, sus características y el esquema jerarquico que deben existir entre estos.
- **Capítulo 4**, se presentan los proyectos piloto de EPSA:
 1. Movilidad eléctrica
 2. Generación fotovoltaica
 3. Generación con microturbina de río.

Se hace una descripción de los equipos utilizados, se presentan los indicadores de desempeño para los diferentes proyectos, se realiza el análisis costo-beneficios y finalmente, se realiza la definición de escenarios.

- **Capítulo 5**, se presentan los proyectos piloto de EMCALI:
 1. Gestión de la demanda
 2. Medición inteligente de energía - AMI
 3. Hogares sostenibles.

Se hace una descripción de los equipos utilizados, se presentan los indicadores de desempeño para los diferentes proyectos, se realiza el análisis costo-beneficios y finalmente, se realiza la definición de escenarios.

1. INTRODUCCIÓN GENERAL

- **Capítulo 6**, se presenta una herramienta para la evaluación, seguimiento y planes de priorización de proyectos pilotos bajo el contexto de redes inteligentes en Colombia, basado en los objetivos del PEN2050.

La Ciencia no es sino una perversión de sí misma a menos que tenga como objetivo final el mejoramiento de la humanidad.

Nikola Tesla

CAPÍTULO

2

Metodología propuesta para la integración de proyectos pilotos

2.1 Antecedentes

Diferentes factores en el ámbito mundial, así como las tecnologías emergentes requeridas para establecer la visión de una red eléctrica inteligente (REI) han incrementado la necesidad de las empresas eléctricas de intercambiar información de manera cotidiana, ya que en conjunto deben asegurar la confiabilidad de la operación de los sistemas eléctricos interconectados. Entre esos factores podemos mencionar:

- Unión Europea: Cambio climático: energía limpia y renovable, eficiencia Energética (competitividad), independencia energética, demanda sofisticada (vehículos eléctricos, sociedad digital).
- Estados Unidos: Independencia energética, recuperación económica, modernización de infraestructura de Transmisión y Distribución (T&D), confi-

2. METODOLOGÍA PROPUESTA PARA LA INTEGRACIÓN DE PROYECTOS PILOTOS

abilidad y seguridad, generación renovable y distribuida, cambio climático, demanda sofisticada.

- Japón: Cambio climático, creciente integración de generación distribuida intermitente (Foto Voltaica Distribuida), infraestructura de T&D automatizada pero envejeciendo.
- China: Infraestructura eléctrica en crecimiento acelerado, transmisión a largas distancias.
- India: Infraestructura eléctrica en crecimiento acelerado, pérdidas del 40%.

De igual forma, las diferentes empresas eléctricas utilizan de manera interna una gran cantidad de formatos y tecnología para los sistemas y las funciones de gestión del sistema eléctrico, considerando el almacenamiento en diversas bases de datos (jerárquicas, relacionales, orientadas a objetos, geoespaciales) y archivos con formatos propietarios y cerrados, así como sistemas operativos de todo tipo y proveedor, incluso incompatibles entre ellos.

De esta manera, el problema de contar con una gran cantidad de interfaces de datos, múltiples procesos de exportar e importar información, así como diversos requerimientos para transformar los datos intercambiados se ha vuelto exponencial, aunado a una problemática típica: La **duplicidad** de la información y funciones que ocurre cuando dos o más sistemas contienen el mismo dato o realizan la misma función; la **inconsistencia** de los datos es evidente cuando dos sistemas tienen valores diferentes para el mismo dato, y la **incompatibilidad** que se presenta cuando la información de dos o más sistemas no puede ser combinada por causas tecnológicas, políticas, sintácticas o semánticas [38].

La REI será un gran conjunto de aplicaciones de sistemas interconectados (eléctricos e informáticos), por lo que serán cada vez más evidentes las necesidades de interoperabilidad de los sistemas de información que los vigilan, controlan y gestionan, sobre todo debido a que las funciones avanzadas que se están definiendo establecen como premisa la capacidad de intercambio de información de manera ágil y expedita.

En Colombia, la Universidad Nacional implementó una plataforma para la integración de varios proyectos pilotos en una red inteligente denominada “Laboratorio

2.2 Arquitecturas para Smart Grids

Lab-i”, veáse la figura 2.1. Para esta plataforma se utilizó el modelo de referencia OSI (del inglés, *Open System Interconnection*) el cual fue modificado para modelar elementos de una red inteligente [6].

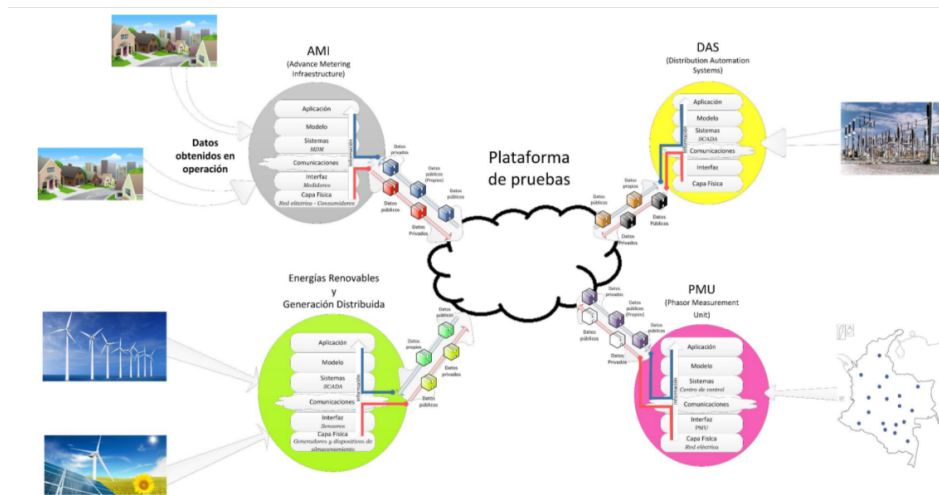


Figure 2.1: Integración de pilotos

2.2 Arquitecturas para Smart Grids

Existen esfuerzos para la representación de las REI sobre diferentes modelos de referencia, a continuación se relacionan los más destacados:

2.2.1 IEEE P2030

En 2011 fue publicado, el proyecto del estándar internacional IEEE P2030 para la Interoperabilidad de las Smart Grids. Los objetivos fueron proporcionar un entendimiento común, terminología, definiciones y orientación para el diseño e implementación de los componentes y aplicaciones Smart Grid de uso final para sistemas heredados como para infraestructuras futuras. P2030 ofrece tres principales perspectivas; la perspectiva de los sistemas de energía, perspectiva en tecnología de comunicación y la perspectiva de la tecnología de la información. Además, cada

2. METODOLOGÍA PROPUESTA PARA LA INTEGRACIÓN DE PROYECTOS PILOTOS

perspectiva se compone de siete dominios: mayor generación, transmisión, distribución, servicio, mercados, el control/operaciones y clientes. Cada dominio se compone de un número de entidades, que están conectados lógicamente con interfaces. El IEEE P2030 parece ser una Arquitectura de referencia prometedora para la estandarización de las interfaces, sin embargo, no hay evidencia de qué tan bien están representados los conceptos de redes inteligentes en este enfoque ya que los enlaces entre las diferentes perspectivas no se presentan. Por lo tanto, no queda claro si este enfoque es factible para análisis riguroso con respecto a las funcionalidades, prevista para la red inteligente, y su manifestación dentro del sistema.

2.2.2 Smart Grid Architecture Model - (SGAM)

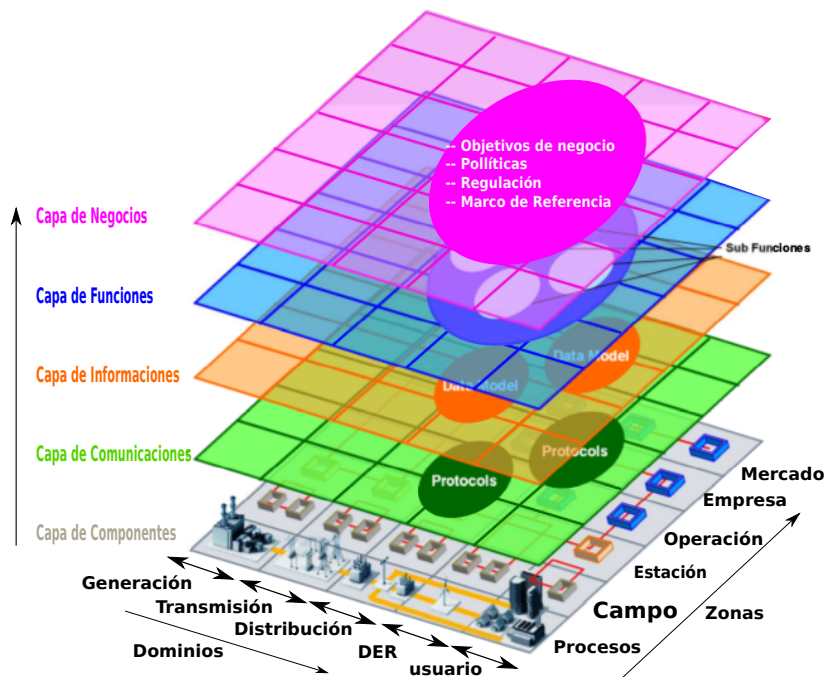


Figure 2.2: Arquitectura Modelo para Smart Grid. Tomado de [24]

La Arquitectura SGAM es un modelo de referencia para analizar y visualizar el uso de redes inteligentes de una manera neutral. Además, es compatible con la comparación entre los diferentes enfoques de soluciones de redes inteligentes para

que las diferencias y similitudes entre diferentes paradigmas, planes de trabajo, y puntos de vista pueden ser identificados. Proporciona un enfoque sistemático para hacer frente a la complejidad de las redes inteligentes lo que permite la representación del estado actual de las implementaciones en la red eléctrica, así como la evolución de escenarios futuros de las Smart Grids mediante el apoyo en los principios de universalidad, localización, coherencia, flexibilidad y la interoperabilidad. Las tendencias actuales toman como modelo de referencia el propuesto por la comunidad Europea denominado SGAM (del inglés, *Smart Grid Architecture Model*), este modelo es presentado en la figura 2.2.

Esto permite que la estructura del plano de las Smart Grids se extienda en una dimensión de la cadena completa de conversión de la energía eléctrica, dividido en 5 dominios: Generación, Transmisión, Distribución, Recursos Energéticos Distribuidos DER (del inglés, *Distributed Energy Resources*) y clientes locales. Y en la otra dimensión de los niveles jerárquicos del sistema de gestión de potencia, dividido en 6 zonas: Proceso, Campo, Estación, Operación, Empresa y Mercado. La interoperabilidad como un factor clave para las redes inteligentes se dirige intrínsecamente en SGAM por la superposición de las 5 capas: Componente, Comunicación, Información, funciones y negocios. La SGAM se representa en la Figura 2.2

Las interoperabilidad de las capas SGAM permiten modelar las diferentes vistas de los negocios, las cuales son descritas a continuación:

- En el SGAM la capa de negocio se puede utilizar para asignar estructuras (mercado) de regulación, económicas y de políticas, sobre modelos relacionados con la empresa, las carteras de negocio (productos y servicios) de los agentes del mercado los involucrados. También los procesos de negocio pueden ser representados en esta capa. De esta manera los ejecutivos se apoyan en la toma de decisiones relacionadas con los modelos (nuevo) de negocios y proyectos empresariales específicos (argumento comercial), así como los reguladores en la definición de nuevos modelos de mercado. Las vistas técnicas del SGAM se modelan en las cuatro capas inferiores.

2. METODOLOGÍA PROPUESTA PARA LA INTEGRACIÓN DE PROYECTOS PILOTOS

- La capa de función describe las funciones y servicios que el negocio necesita. Las funciones se representan con independencia de su implementación física (representados por elementos en la capa de componente).
- La capa de información describe la información que se utiliza y se intercambia entre funciones. Contiene objetos de información y los modelos de datos.
- El énfasis de la capa de comunicación es describir los mecanismos y protocolos para el interoperable intercambio de información entre funciones.
- Por último, la capa componente describe todos los elementos participantes. Esto incluye sistema de potencia equipos (normalmente se encuentra en proceso y sobre el terreno), los dispositivos de protección y control de la teleoperación, la infraestructura de red (conexiones de comunicación por cable / inalámbrico, routers, switches) y cualquier tipo de computadoras. Para una implementación específica de un caso de uso de las funciones identificadas pueden ser mapeadas a componentes que complementan las relaciones entre todas las capas [24].

Las descripciones de casos de uso varían en el nivel de abstracción. La Figura 2.3 proporciona una visión general de cada capa de interoperabilidad en SGAM en un nivel de abstracción en el que un análisis SGAM puede ser aplicado. Los patrones de análisis SGAM pretenden proporcionar orientación sobre cómo modelar con SGAM en un nivel de abstracción a partir de un nivel de concepto hasta un nivel detallado requerido para la implementación. Para cada capa de la Figura 2.3 representa algunos pasos de refinamientos sucesivos modelo para definir los requisitos de interoperabilidad.

2.2.3 GridWise Architecture Council - GWAC

GWAC surge como un modelo de referencia conceptual para la identificación de estándares y protocolos necesarios para asegurar la interoperabilidad, la seguridad informática y definir arquitecturas para sistemas y subsistemas en la REI, veáse la Figura 2.4.

2.2 Arquitecturas para Smart Grids



Figure 2.3: Los patrones de análisis SGAM [24]



Fuente: GridWise Architecture Council (GWAC)

Figure 2.4: GWAC GridWise Architecture Council

2. METODOLOGÍA PROPUESTA PARA LA INTEGRACIÓN DE PROYECTOS PILOTOS

Características de la GWAC:

- **Interoperabilidad técnica:** abarca las conexiones físicas y las comunicaciones entre los dispositivos o sistemas (contactos eléctricos, puertos USB). Enfatiza la sintaxis o el formato de la información.
- **Interoperabilidad informativa:** Cubre el contenido, la semántica y el formato de los datos o flujos de instrucciones (como son el significado aceptado de los humanos y lenguajes de programación). Se centra en qué información es intercambiada y su significado.
- **Interoperabilidad organizacional:** Cubre las relaciones entre las organizaciones e individuos y sus partes del sistema, incluyendo las relaciones comerciales (contratos, propiedades, estructuras de mercado) y las relaciones jurídicas o legales (reglamentación, requisitos, protección de la propiedad física e intelectual). Enfatiza los aspectos pragmáticos (contexto, reglamentos, leyes), especialmente la gestión y mercado eléctrico.

2.2.4 Smart Grid Compass

Los atributos de alto nivel de una red inteligente presentan una mayor transparencia, flexibilidad, descentralización de los controles de la generación, operación más verde e interacción que contribuyen a la participación del cliente. Las redes inteligentes enfrentan muchos desafíos que van desde el diseño y la implementación de iniciativas donde el retorno de la inversión sean rápidos y de los entes reguladores puedan implementar tarifas que se ajusten a la realidad de las REIs.

El Smart Grid Compass es un enfoque de consultoría y evaluación, propuesto por SIEMENS, que ha demostrado su valor en la práctica. Sobre la base de este enfoque, es posible definir el camino óptimo para la construcción, ampliación y mejora de una REI.

El objetivo central de la brújula es redefinir el enfoque a la planificación de REIs para asegurar la implementación exitosa de tecnología y maximizar la eficiencia operativa de los recursos. El marco creado por la brújula se basa en la evaluación de los desafíos clave de la planificación de redes inteligentes y las causas de falla de asociados con la implementación. Debido a la complejidad del entorno y el cambio

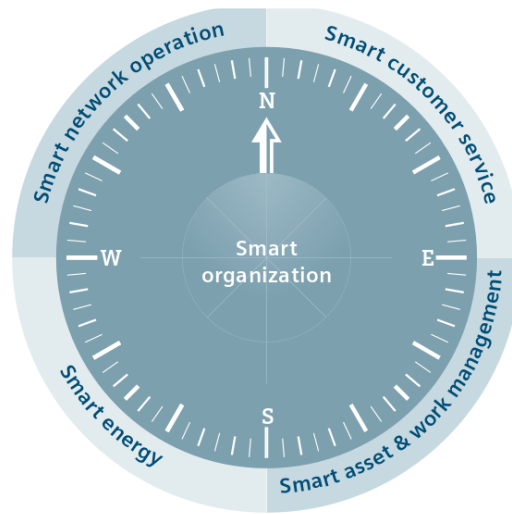


Figure 2.5: Smart Grid Compass [Tomado de SIEMENS]

de mercado, empresas de servicios públicos se enfrentan a una gran cantidad de retos de planificación de negocios. El enfoque para la construcción y ampliación de una red inteligente, proporciona una vista de 360 grados a través de todo el servicio básico dominios de una utilidad :

- Smart de operación de red
- Smart de servicio al cliente
- Smart de gestión de activos y trabajo
- Smart energía, y
- Smart de organización ... como conductor y “controlador” de los cambios necesarios.

El uso de estos dominios de red inteligente garantiza la coherencia en el lenguaje y la colaboración en toda la organización.

2.2.5 Smart Grid Maturity Model - SGMM

El Modelo de Madurez de Redes Inteligentes, propuesto por el Instituto de Ingeniería de Software de la Universidad Carnegie Mellon, es una herramienta de

2. METODOLOGÍA PROPUESTA PARA LA INTEGRACIÓN DE PROYECTOS PILOTOS

gestión que permite la planificación de los servicios, la medición cuantificable de su evolución y la priorización de estrategias en su camino hacia la implementación de redes inteligentes. Para conseguir estos resultados se tiene que considerar la siguiente formulación estratégica: El modelo SGMM provee un marco de trabajo para analizar y afrontar necesidades de modernización con un enfoque sistémico e integrador y con un equilibrio entre los dominios que involucran a procesos, personas y tecnología. Este modelo utiliza dominios y niveles que permiten evaluar y establecer aspiraciones para lograr la madurez de la red eléctrica inteligente. 8 Dominios: agrupaciones lógicas de capacidades y características de redes inteligentes. 5 Niveles: que representan las etapas para evaluar la madurez en cada dominio [34].



Figure 2.6: Smart Grid Maduraty Model

- **SMR - Dominio de estrategia, administración y regulación.** Este dominio representa las capacidades y características que le permiten a la empresa completar el desarrollo de una visión y estrategia Smart Grid, al establecer procesos internos de gestión y gobierno, y promover una relación de colaboración con las partes interesadas para implementar dicha visión y estrategia. La integración, comunicación, y gestión de la misión, visión y estrategia, son las que guían el camino a la transformación Smart Grid

- **OS - Estructura organizacional.** Este dominio representa las capacidades organizacionales y las características que permiten a una organización alinear y operar como se requiere para lograr la transformación Smart Grid deseada. El dominio OS se enfoca en los cambios en las comunicaciones, la cultura, estructura, formación y educación y la gestión del conocimiento dentro de la organización. Para que los esfuerzos de modificación en la red tengan éxito, la estructura organizacional debe proponer y recompensar la multifuncionalidad de planificación, diseño y operaciones. La organización debe adaptar su estructura para aprovechar las oportunidades que va a brindar Smart Grid
- **GO - Dominio de operación de la red eléctrica.** Este dominio representa las capacidades de la organización y las características que apoyan la confiabilidad, seguridad y eficiente operación de la red eléctrica. El crecimiento de la madurez en este dominio refleja una evolución sobre la relativa inflexibilidad de la operación manual con poca visibilidad del estado de la red, convirtiéndose en operaciones automatizadas con significativa flexibilidad y un alto grado de conocimiento de la red de forma local, regional y nacional
- **WAM - Dominio de gestión de personal y activos.** Este dominio representa las capacidades y características con relación al óptimo manejo de los activos y el talento humano de las empresas que basan su estructura organización en los objetivos Smart Grid.
- **TECH - Dominio de la Infraestructura Tecnológica.** Este dominio representa las capacidades y características de una empresa, que permiten una planificación estratégica de la tecnología necesaria para habilitar las capacidades de Smart Grid y establecer la ingeniería rigurosa y los procesos de negocios para la evaluación, adquisición, integración y validación de la nueva tecnología de SG. La ingeniería y los procesos de negocios deben estar basados en los atributos de calidad necesarios para el logro exitoso de objetivos y la reducción de riesgos (interoperabilidad, actualización, seguridad, costos y rendimiento). Las capacidades y características de las empresas en el dominio de tecnología también reflejan el cumplimiento de estándares rel-

2. METODOLOGÍA PROPUESTA PARA LA INTEGRACIÓN DE PROYECTOS PILOTOS

evantes en la industria, y su integración a través de aplicaciones SG optimizadas y analizadas.

- **CUST - Dominio de Clientes.** El dominio CUST representa las capacidades y características de la organización que permiten la participación del cliente hacia el logro de los beneficios de la transformación Smart Grid. La participación de los clientes puede ser pasiva (permitiendo que la empresa administre la carga de los clientes y la selección de las fuentes de energía) o activa (proporcionado a los clientes la observabilidad y el control necesario para gestionar automáticamente su propia carga y seleccionar diferentes fuentes de energía alternativas, como respuesta a señales de precios y opciones del mercado disponibles).
- **VCI - Dominio de la cadena de valor empresarial.** Este dominio representa las capacidades y las características de la empresa para alcanzar con éxito sus objetivos Smart Grid, tanto en la cadena de suministro para la producción de la electricidad, como en la cadena de demanda para su entrega. VCI permite dinámica de la oferta y gestión a la demanda basada en información cercana a tiempo real.
- **SE - Dominio de sociedad y medio ambiente.** Este dominio representa las capacidades y las características que le permiten a la empresa contribuir al logro de objetivos sociales con respecto a la confiabilidad, a la seguridad cibernética y la seguridad de la infraestructura de energía eléctrica, de la cantidad de fuentes de energía que se usan, del impacto de la infraestructura y del uso de energía en el medio ambiente y su impacto en la calidad de vida. Aspectos sociales y ambientales componen una de las principales iniciativas de Smart Grid. Una red inteligente (SG) puede ofrecer la posibilidad de permitir a la sociedad tomar decisiones, contando con información más completa para aprovechar energías alternativas, y reducir el impacto ambiental.

2.2.5.1 SGMM Compass

- El Smart Grid Maturity Model (SGMM) Compass es una encuesta para determinar el nivel de las empresas en los dominios determinados

2.3 Metodología para la representación de un proyecto piloto sobre un modelo de referencia

Tabla 2.1: Niveles para el modelo de madurez de las Smart Grid

Nivel de Madurez	Nombre	Características de Madurez
5	LIDERANDO	La organización impulsa nuevos modelos de negocios y avanza hacia las últimas tendencias.
4	OPTIMIZANDO	Las implementaciones de Redes Inteligentes se definen para incrementar el rendimiento de la organización.
3	INTEGRANDO	En la organización el tema de Redes Inteligentes está siendo integrado en su esquema organizacional.
2	ESTABLECIENDO	La organización está avanzando en la implementación de funcionalidades, lo cual le permitirá lograr y mantener la modernización.
1	INICIANDO	La organización está en proceso de implementación.
0	BÁSICO	Nivel definido por defecto al iniciar el estudio.

- Las secciones 1 y 2 recogen información de contacto
- La sección 3 recogen información demográfica
- La sección 4 recoge datos del rendimiento de la red
- Las secciones 5 a 12 presentan preguntas de múltiple respuesta organizadas por los dominios

Los resultados obtenidos de la encuesta son evaluados de acuerdo a la tabla 2.1.

2.3 Metodología para la representación de un proyecto piloto sobre un modelo de referencia

Dada la diversidad y complejidad de las redes inteligentes, cada proyecto piloto debe ser descrito en forma detallada, para poder ser representado en el modelo de referencia SGAM.

En la figura 2.7 están representados los roles y las latencias para el almacenamiento en base de datos para cada zona que modelan cada fuente de red inteligente [47]. A continuación se describen las funciones de cada zona o salida de almacenamiento:

2. METODOLOGÍA PROPUESTA PARA LA INTEGRACIÓN DE PROYECTOS PILOTOS

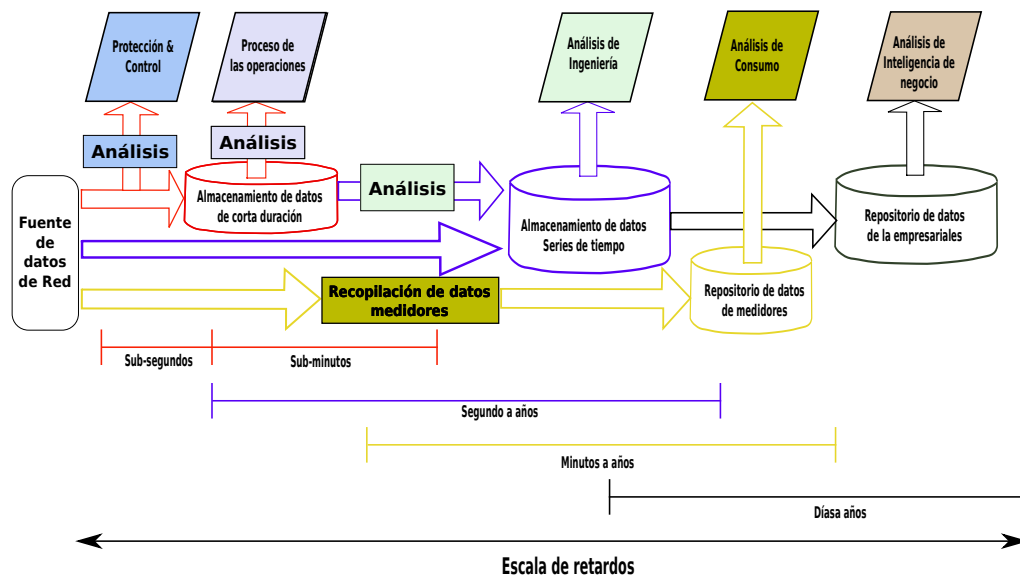


Figure 2.7: Roles, almacenamiento de datos Framework [47]

- **Protección y control**, esta cumple la función de almacenar y entregar indicadores relacionados a los sistemas de protección y control del sistema de red inteligente. Los KPI de este bloque están relacionados a la capa de componentes del modelo de referencia SGAM.
- **Operación**, los indicadores obtenidos con esta permiten evaluar el correcto funcionamiento de la red. Los indicadores de este bloque están representados en la capa de componentes del modelo de referencia SGAM.
- **Análisis de Ingeniería**, este bloque se alimenta de las especificaciones de diseño de la red y de indicadores propios para definir acciones de mantenimiento y/o ampliación de red. Los indicadores permiten evaluar la capa de comunicaciones en términos de los protocolos utilizados, y los temas relacionados a ciberseguridad, en este bloque también se evalúa la capa de informaciones ya que de la integridad de los datos se puede analizar el tema de modelo de negocio y de los bienes y servicios ofrecidos por el sistema.
- **Análisis de consumo**, en este se relacionan los indicadores importantes desde

2.3 Metodología para la representación de un proyecto piloto sobre un modelo de referencia

la perspectiva del usuario. La capa de funciones es evaluada con los indicadores de este bloque.

- **Análisis de Inteligencia de negocios**, los indicadores están enfocados a la administración de recursos físicos, nuevos negocios y el talento humano. Los temas relacionados a políticas regulatorias, objetivos de negocio están relacionados a la capa de negocios del modelo de referencia SGAM y son evaluados con los indicadores generados en este bloque.

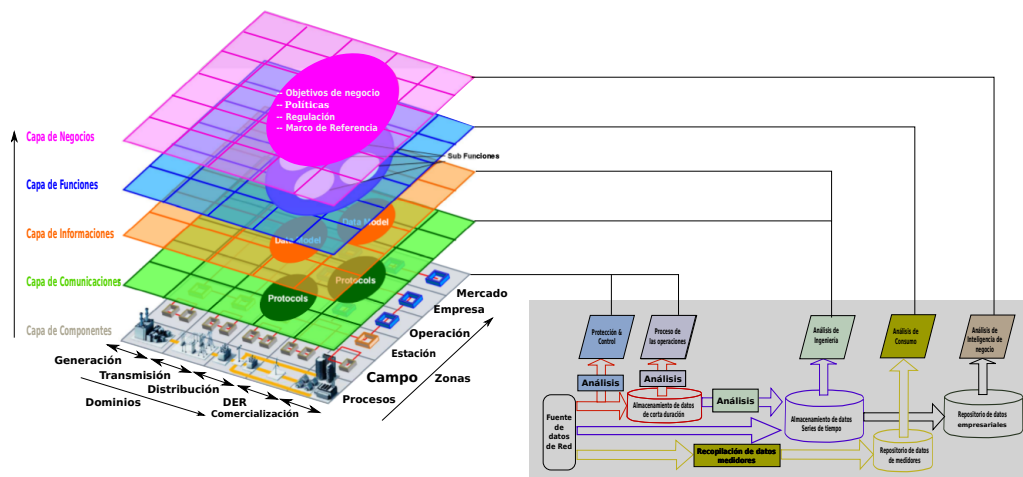


Figure 2.8: Metodología de modelado de los proyectos pilotos

En la figura 3.3 se relaciona el modelo de referencia SGAM y el modelo de las tendencias y como encaja la metodología propuesta para evaluar los proyectos pilotos.

2.3.1 procedimiento

A continuación se proponen las medidas generales de un procedimiento para el modelado de una fuente smart grid en la arquitectura SGAM. El procedimiento consiste en siete pasos y se puede repetir de forma iterativa para refinar el resultado final. Cada iteración puede cubrir un diferente aspecto de la clase de sistemas.

- Paso 1. Selección de los sistemas en estudio, este paso implica el análisis de los sistemas disponibles dentro de la clase de sistemas, la estimación de su

2. METODOLOGÍA PROPUESTA PARA LA INTEGRACIÓN DE PROYECTOS PILOTOS

importancia y de la adquisición de su documentación de diseño. Este paso es crucial para la obtención del modelo para aplicarlo a la arquitecturas de referencia. El resultado de este paso es un conjunto de datos bajo consideración.

- Paso 2. Extracción de conocimiento de la estructura de diseño. El análisis de la documentación disponible de cada sistema es una tarea que consume tiempo. El objetivo es identificar los conceptos centrales del sistema, su razón de ser y papel dentro del esquema de redes inteligentes utilizando la documentación disponible y por la integración de expertos en sistemas. El resultado de este paso es una identificación de los conceptos centrales de cada sistema.
- Paso 3. Creación y validación del modelo de sistema La tarea de este paso es modelar el conocimiento de una manera formal y explícita. Este paso asegura que la representación uniforme de cada sistema. Después que, los expertos pueden utilizar el modelo para comprobar su conformidad con la arquitectura del sistema. El resultado de este paso es validar los modelos de los sistemas considerados.
- Paso 4. Identificación y creación o adopción de indicadores para cada etapa definida en modelo de referencia. El propósito de este paso dentro de cada sistema y a través de diferentes sistemas de indicadores relevantes tienen que ser identificados y representado en el nivel de referencia, la elección de un nivel apropiado de abstracción es muy importante, para igualar las diferencias en el diseño del sistema. El uso de términos existentes (derivados, por ejemplo, desde glosarios estandarizados) o la creación de nuevos términos para indicadores de referencia elude el problema de la asignación de nombres diferentes en los sistemas. El resultado de esta paso es un conjunto de indicadores de referencia.
- Paso 5. Modelado del nivel de referencia, la base de este paso son los indicadores de referencia identificados. Ellos se interrelacionan para modelar

2.3 Metodología para la representación de un proyecto piloto sobre un modelo de referencia

la arquitectura de referencia como una representación de los aspectos arquitectónicos centrales de la clase de los sistemas. El resultado de este paso es un modelo de la referencia de acuerdo a la arquitectura SGAM.

- Paso 6. Creación de mapas sobre el nivel del sistema, en este paso cada concepto de referencia se asigna en el juego indicadores claves de desempeño sobre el nivel del sistema utilizando relaciones adecuadas (por ejemplo, operación y control). Esta traducción de los indicadores claves de desempeño al nivel de sistema permite la mejor comparación de sistemas individuales, así como la accesibilidad a información pertinente de cada sistemas. El resultado de este paso es la interrelación de la nivel de referencia con el nivel del sistema.
- Paso 7. Validación de la arquitectura de referencia, la creación de indicadores de referencia y su asignación a indicadores claves de desempeño del sistema pueden no ser válidas. Por lo tanto la tarea en este paso es presentar el modelo resultante de expertos en sistemas y los usuarios de la RI en la forma adecuada. Ellos tienen que comprobar si su sistema está representado correctamente. La resultado de este paso es una arquitectura de referencia validado.

2.3.2 Objetivos estratégicos para las Smart Grid

Los objetivos estratégicos constituyen la base para el establecimiento de los indicadores que permitirán medir el avance de las acciones gubernamentales hacia los resultados.

- El objetivo estratégico permite constatar la intención de un cambio o transformación en la calidad, eficiencia, economía, o resultado en los productos con los cuales se relaciona.
- El objetivo estratégico, debe expresarse en términos concretos de resultados esperados y no ser establecidos en términos de funciones permanentes del Programa. Los logros se refieren principalmente a la capacidad de las

2. METODOLOGÍA PROPUESTA PARA LA INTEGRACIÓN DE PROYECTOS PILOTOS

políticas públicas por cumplir con su finalidad y su expresión en los resultados o impactos en el bienestar de los ciudadanos. Estos logros se refieren principalmente a cómo los productos son provistos a los usuarios con la mayor eficiencia, eficacia y calidad.

- Los objetivos estratégicos deben ser monitoreados y evaluados a través de indicadores. Tanto la institución como los ciudadanos, usuarios, deben conocer el progreso que tienen las entidades y los programas en el cumplimiento de sus objetivos estratégicos, dado que allí están depositadas las prioridades en la asignación de los recursos. Desde esta perspectiva, es fundamental considerar los diferentes niveles decisionales de la organización y procurar la coordinación entre los diferentes niveles de objetivos estratégicos.

2.3.2.1 Estrategias y planes de acción

- **Estrategias:** Las estrategias son las directrices que ayudan a elegir las acciones adecuadas para alcanzar las metas de la organización. Permiten la definición de las metas, los programas y planes de acción y la base para las prioridades en la asignación de recursos. Las estrategias proporcionan una base para la toma de decisiones respecto de los cursos de acción propuestos,
- **Establecimiento de Estrategias y planes de acción** el proceso de establecer un plan estratégico, es algo de carácter iterativo. No es posible desarrollar las estrategias sin conocer el nivel de desempeño esperado y como voy a medirlas.

Una vez que se han definido a grandes rasgos los Indicadores para hacer el seguimiento y el monitoreo de los factores críticos de éxito o aspectos relevantes de la misión y objetivos estratégicos, es necesario establecer cuales serán los cursos de acción que permitirán alcanzar los resultados esperados. Los planes de acción o el conjunto de tareas que la organización establecerá para alcanzar los resultados, tiene que facilitar el cierre de las brechas que existan entre la situación actual y la situación deseada. Una estrategia “curso de acción”, es una decisión que tiene que ser tomada con máxima precaución

y con el acuerdo del equipo directivo. Los diferentes tipos de estrategias deben considerar aspectos como por ejemplo:

- Posición de la institución respecto de la competencia o de entidades similares (respecto de los costos, coberturas, satisfacción de los clientes, etc.)
 - Análisis de los productos (bienes y servicios): costo, cobertura geográfica, tecnología utilizada, etc.
 - Análisis de los usuarios: nivel de satisfacción, capacidad de cubrir la demanda potencial, etc.
- **Planes de acción** Los planes de acción se realizan una vez que tenemos claro cuales serán las estrategias que permitirán “cerrar las brechas” entre lo que deseamos alcanzar y las dificultades que enfrena la organización actual y el entorno. Estos planes son carácter operativo y se desarrollan a nivel de cada una de las unidades o áreas de negocios, centros de responsabilidad que tienen a cargo la generación de un producto final, y establecen los respectivos requerimientos de recursos humanos y financieros que permiten posteriormente la formulación del presupuesto.

2.4 Lecciones aprendidas

- Las REIs permite una gran revolución tecnológica en los sistemas de suministro de energía, desde la generación, transporte y almacenamiento, hasta el consumo con el usuario final y es una herramienta que sirve como medio viabilizador del desarrollo económico del sector energético.
- La metodología seleccionada para representar los proyectos pilotos facilita un marco de referencia para poder evaluar el estado actual de los mismos y proyectar el camino hacia donde dirigimos en cada una de las propuestas estudiadas.

2. METODOLOGÍA PROPUESTA PARA LA INTEGRACIÓN DE PROYECTOS PILOTOS

- El modelo SGAM permite ver en cada fuente smart grid (proyecto piloto), las diferentes zonas realizando la abstracción desde la capa de componentes, donde podemos relacionar cada zona como un conjunto de datos almacenados y convertidos en indicadores. La zona relacionada a protección y control, suministra información del como opera el sistema a bajo nivel y esta íntimamente relacionado a la seguridad. La zona de operaciones, brinda información de la operación en condiciones normales del sistema. La información del área de ingeniería permite analizar el estado actual del sistema y las proyecciones futuras en términos tecnológicos y acciones de mantenimiento. Del lado del usuario se puede suministrar información pertinente para este. La inteligencia de negocio, puede evaluar el manejo de activos, indicadores intangibles como afectación a la sociedad o comunidad donde resida el proyecto evaluado.
- Es claro que la definición de los indicadores surge como respuesta a los objetivos estratégicos inicialmente planteados en un mapa de ruta y enmarcados en unos planes de acción para la consecución de los objetivos.

*Todo lo que se hace se puede medir,
sólo si se mide se puede controlar,
sólo si se controla se puede dirigir y
sólo si se dirige se puede mejorar.*

Dr. Pedro Mendoza A.

CAPÍTULO

3

Indicadores Claves de desempeño - KPI

3.1 Introducción

Los indicadores clave de desempeño **KPI** (del inglés, *Key Performance Indicator*) son una herramienta que entregan información cuantitativa respecto del desempeño (gestión o resultados) en la entrega de productos (bienes o servicios) generados por la Entidad, cubriendo aspectos cuantitativos o cualitativos [2] Los indicadores son factores medibles y la idea es que midan aspectos de resultados claves para la toma de decisiones.

Los indicadores de desempeño son la fase final de la planeación estratégica, esto implica una adecuada evaluación, selección y definición en el contexto de las REIs. En la construcción de los indicadores de desempeño para los proyectos piloto incluidos en el convenio, fueron observados los indicadores ampliamente utilizados a nivel mundial y fueron incluidos aquellos que generan valor y un gran impacto para los proyectos pilotos evaluados.

3. INDICADORES CLAVES DE DESEMPEÑO - KPI

3.2 Evaluación y selección de indicadores

Es importante considerar que el indicador por sí solo no permite la evaluación, solo permite demostrar el comportamiento de una variable sujeto de medición contra ciertos referentes comparativos. De ahí la importancia de identificar contra que serán comparados los indicadores.

- Indicadores para mejorar la gestión: se evalúa la economía, eficacia, eficiencia y calidad de los productos o servicios.
- Mejorar el proceso de decisión presupuestal: estos están orientados hacia la asignación de recursos al desempeño objetivo y el desempeño logrado.
- Mejorar los mecanismos de control y rendición de cuentas.

3.2.1 Definiciones

- **EFICACIA** Grado de cumplimiento de los objetivos de la organización, sin referirse al costo de los mismos. Por esta razón podemos obtener indicadores de eficacia, tanto de los productos (*outputs*), o bien de los resultados ya sea intermedios o finales (*impactos-outcomes*).
- **EFICIENCIA** Describe la relación entre dos magnitudes: la producción física de un producto (bien o servicio) y los insumos o recursos que se utilizaron para alcanzar ese nivel de producción. Mayor cantidad de servicios dado el mismo nivel de recursos. Alcanzar un determinado nivel de servicios utilizando la menor cantidad de recursos posible.
- **CALIDAD** Capacidad de la organización para responder en forma consistente, rápida y directa a las necesidades de los usuarios:
 1. Mediciones Indirectas. Mejorar los atributos y características de los productos.
 2. Mediciones Directas. Grado de satisfacción de los usuarios.

3.2 Evaluación y selección de indicadores

- **ECONOMIA** Mide la capacidad de la organización para movilizar adecuadamente sus recursos financieros para lograr el cumplimiento de sus objetivos.

En la figura 3.1 se observa un proceso de producción que puede ser aplicable a cualquier organización donde, a la incorporación de una cantidad de insumos valorizados en recursos financieros, se le aplican determinados procesos o actividades. Todo esto se realiza para obtener determinados productos (bienes y servicios). Los productos son los *outputs* esperados por los usuarios, sin embargo, los resultados son más especiales aún, ya que son los efectos que se esperan obtener a partir de los productos entregados. De esta manera y tal como se ve en la figura los resultados son todos aquellos efectos ya sea de corto, mediano o largo plazo que se dan a partir de la generación y provisión de los productos.

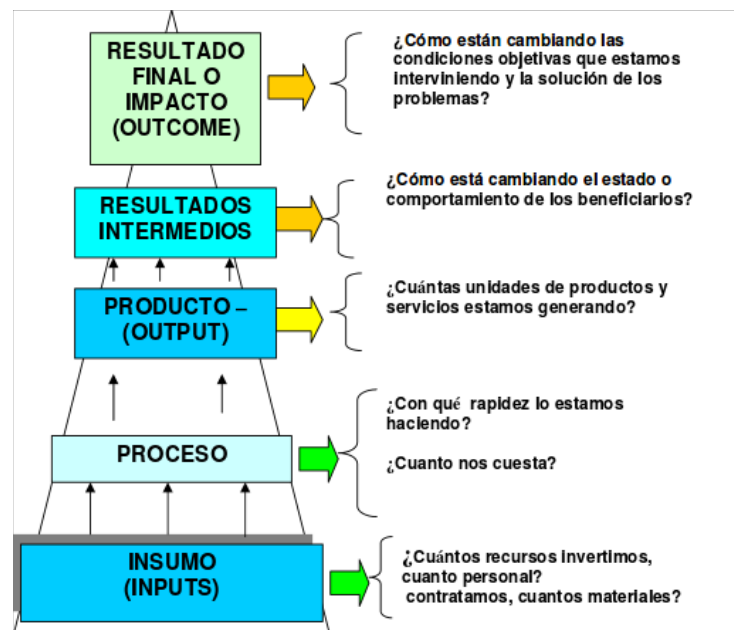


Figure 3.1: Proceso de Producción

3.2.2 Construcción de Indicadores:

1. **Establecer las definiciones estratégicas como referente para la medición.**
Para construir un sistema de indicadores de desempeño, la necesidad de no

3. INDICADORES CLAVES DE DESEMPEÑO - KPI

perder de vista que la medición del desempeño requiere haber pasado por un proceso de planeamiento, que facilite conocer qué se va a medir y que resulta conveniente medir. Las definiciones estratégicas básicas de la organización deben estar enmarcadas de acuerdo a: Misión, Visión, Objetivos Estratégicos, Estrategias y planes de acción.

2. **Establecer las áreas de desempeño relevantes a medir** Las áreas de desempeño a medir surgen del análisis de las variables críticas que se necesita monitorear a lo largo de todo el proceso de producción, para generar un resultado esperado. Tal como se observa hay diversos tipos de indicadores a lo largo de todo el proceso de producción de bienes y servicios (productos), los cuales se pueden clasificarlos desde su participación en la cadena de producción: insumos, procesos, productos y resultados. Para cada uno de estos ámbitos se puede analizar el comportamiento desde el punto de vista de su eficacia, eficiencia, calidad y economía. ¿Cuántos indicadores construir y de que tipo? Son las preguntas que deben responderse en esta etapa. Los indicadores de desempeño en una organización están presentes en toda la extensión del sistema de control de gestión, y como tal aportan a los tres niveles de decisiones de la planificación estratégica, control de gestión y operativa. Desde esta perspectiva son elementos fundamentales para la toma de decisiones directivas y para entregar información sobre las variables claves y estratégicas de la organización. El tipo de indicador a construir dependerá de las variables que se necesitan monitorear para analizar los resultados esperados:

- Los indicadores deben informar sobre las diferentes áreas de la organización: estratégica, gestión y operacional. De forma evidente lo más probable es que los indicadores de carácter estratégico y los más relevantes del control de gestión sean los que se reporten a los órganos rectores tales como Ministerio de Hacienda, Planificación para su uso en la toma de decisión presupuestarias y/o de evaluación de metas nacionales, sectoriales entre otros.

3.2 Evaluación y selección de indicadores

- El número de indicadores debe limitarse a una cantidad que apunte a lo esencial y que ayude a captar el interés de los diferentes usuarios a los cuales van dirigidos.
 - El conjunto de indicadores debe cubrir las dimensiones del desempeño de manera integrada: eficiencia, eficacia, calidad y economía. Los insumos (*inputs*) o productos (*outputs*) por sí solos no tienen valor informativo para la toma de decisiones, necesitamos saber el costo por unidad producida (eficiencia, costo medio), la oportunidad de esa producción (calidad), y si los recursos financieros están correctamente ejecutados (economía).
 - Los indicadores deben facilitar el conocimiento del desempeño de los procesos (resultados intermedios) para identificar los cuellos de botella, las demoras y tiempo de “cola”, y el ciclo de maduración del servicio (tiempo de resolución desde el inicio de un trámite hasta su resolución).
 - Los indicadores deben informar sobre el nivel de avance y de progreso hacia el logro de los resultados finales.
 - El número de indicadores que construyamos debe ser capaz de ser utilizados y controlados, mucha cantidad de información puede volverse en contra de los propios usuarios de dicha información.
3. **Formular el indicador para medir el producto u objetivo y describir la fórmula de cálculo.** Una vez que se tienen claro cuáles son los aspectos relevantes que deben ser medidos, ámbitos que se van a medir y las dimensiones, corresponde construir cada uno de los indicadores. Lo anterior implica establecer el nombre del indicador, las fórmulas, las fuentes de los datos o medios de verificación y los supuestos. Formular el nombre del indicador y la fórmula de cálculo: El nombre del indicador debe ser lo más ilustrativo posible sobre lo que se quiere medir, y la fórmula debe permitir informar sobre los parámetros o variables que se están midiendo.
- Debe ser claro, preciso y autoexplicativo.
 - Que cualquier persona entienda qué se mide con ese indicador.

3. INDICADORES CLAVES DE DESEMPEÑO - KPI

- Si se usan siglas o aspectos técnicos, deben definirse en una nota explicativa.
4. **Validar los indicadores aplicando criterios técnicos** La aplicación de los criterios de validación debe contar con un conjunto de indicadores balanceados, que permitan satisfacer criterios técnicos y necesidades de información de los usuarios. Existen múltiples criterios que se recomienda tener en cuenta a la hora de seleccionar los indicadores que finalmente serán parte del sistema de monitoreo y evaluación. Un chequeo mínimo desde el punto de vista de su validez para la toma de decisiones y la rendición de cuentas debería cumplir al menos con los siguientes aspectos:
- Estar vinculados a la misión.
 - Medir resultados intermedios y finales.
 - Ser mensurables.
 - Los datos deben ser válidos y confiables.
 - Tener identificados a los responsables por su cumplimiento.
 - Estar dirigidos a prioridades que reflejen una gestión integrada (ámbito de eficiencia, eficacia, calidad, economía).
 - Útil para el personal, clientes internos y externos, interesados, y hacedores de políticas públicas.
5. **Recopilar los datos** Los datos pueden provenir de distintas fuentes:
- Información contable-presupuestal.
 - Estadísticas de producción física, cargas de trabajo del personal.
 - Encuestas, estudios especiales.
 - Benchmarking.
6. **Establecer las metas o el valor deseado del indicador y la periodicidad de la medición** Expresan el nivel de desempeño a alcanzar. Se vinculan a los indicadores, proveen la base para la planificación operativa y el presupuesto y cuatro características generales:

3.2 Evaluación y selección de indicadores

- Específica debe presentar un desempeño medible.
- Especifica la fecha tope o el período de cumplimiento.
- Debe ser realista y financierables, pero representar un desafío significativo.

Para identificar las metas se puede considerar los siguientes elementos:

- Desempeño histórico.
- Línea base.
- Objetivos definidos.
- Desempeño logrado en organizaciones similares, procesos o programas.

7. **Señalar la fuente de los datos** Pueden provenir por ejemplo de:

- Registros de la organización (posibles de auditar).
- Estadísticas oficiales.
- Encuestas (realizadas por entes externos).

8. **Establecer supuestos** Los supuestos son:

- Aspectos no controlables por la organización.
- Variaciones del tipo de cambio, o de determinados precios pueden afectar niveles de ingresos esperados, tarifas, etc.
- Aprobaciones de procesos por entes externos en la que hay probada posibilidad (norma o procedimiento externa) que puede alterar la programación).
- Flujo de recursos internacionales, etc.

9. **Evaluar: establecer referentes comparativos y establecer juicios** El monitoreo de los indicadores es el proceso que permite ir chequeando el comportamiento de éstos en alguna frecuencia determinada, la cual puede ser mensual, trimestral, semestral, anual, etc. El proceso de interpretación de los

3. INDICADORES CLAVES DE DESEMPEÑO - KPI

resultados logrados sobre la base del monitoreo realizado, es lo que permite evaluar, o sea decir si el desempeño se ajusta a lo programado, si es adecuado o no está dentro de los parámetros considerados. Este proceso de evaluación será el que finalmente permitirá tomar decisiones, comunicar e informar.

En primer lugar no hay una medida única que demuestre por si sola el desempeño de la organización, por lo que es fundamental contar con una combinación de ellas que muestre el desempeño desde el punto de vista de la gestión, así como de los resultados. Esto es principalmente debido a que ciertos indicadores pueden ser contradictorios entre ellos y se tiene que asegurar que el desempeño en su conjunto haya sido adecuado. Algunos referentes sobre los cuales se puede contrastar el desempeño logrado son:

- **Sobre lo planeado o presupuestado.** Esta referencia implica tener como punto de comparación las metas que la organización establece. En este punto se debe analizar la determinación de metas: realismo en cuanto a que éstas deben financiadas con los recursos presupuestales sobre los cuales se está realizando la programación, debe contener una expresión de mejora concreta (ya sea en eficiencia, eficacia, calidad o economía), para lo cual debe haber un proceso previo de discusión sobre las implicaciones para la organización un “buen desempeño”, debe incorporar un componente de innovación (previamente se debe haber analizado si es el mejor o el óptimo posible y si es mejorable a partir de incorporación de una mejora de procesos, tecnología, etc.).
- **Respecto de otras organizaciones similares o comparables.** Al comparar resultados con organizaciones similares se debe tener especial cuidado en seleccionar una organización que sea estrictamente comparable, en términos de las variables que tienen mayor incidencia sobre el desempeño, tales como recursos, tecnología, capacidades instaladas, área a la cual se dirigen los productos, tipo de clientes, etc. En este punto quizás pueda ser conveniente someter la organización o algún área de ésta a un proceso de benchmarking. Un uso frecuente del benchmarking es para la comparación con jurisdicciones territoriales similares (ejemplo, departamentos de salud de varias regiones), con otras

3.2 Evaluación y selección de indicadores

organizaciones de otros sectores de similar tamaño o complejidad (porcentajes de preinversión ejecutada del ministerio de vivienda y del ministerio de obras públicas) y contra otras organizaciones de otros países (ejemplo, el costo unitario de recaudación de las administraciones tributarias).

10. **Comunicar e Informar el desempeño logrado.** La comunicación e información del desempeño logrado, es un tema clave, que está relacionado con la elaboración de informes. La comunicación de los resultados tiene que estar focalizada en los aspectos claves de la gestión con mensajes simples, directos y demostrables. El contenido de la comunicación en lo posible debe ser educativo considerando las necesidades de información de los diferentes tipos de usuarios. La información debe ser entregada en reportes que tengan alguna periodicidad

En una Evaluación simplificada de la tecnología, se consideran dos criterios claves; impacto y dificultad. Las puntuaciones pueden ser asignados de 1 a 10 (donde el número más alto es más favorable). Para que este simple método funcione tiene que haber una definición de consenso para el impacto y la dificultad. Las siguientes son las definiciones típicas :

- **Impacto**

- Fiabilidad y mejoras operativas
- Mayor satisfacción del cliente
- Costo diferido de los recursos
- eficiencia
- Múltiples beneficios en toda la empresa
- Mitigar aumentos de tarifas
- Mitigación de Riesgos
- Minimizar / no llamar la atención negativa

- **Dificultad**

3. INDICADORES CLAVES DE DESEMPEÑO - KPI

- costo
- integración de TI
- Facilidad de interpretación de la información
- La madurez o la capacidad de la tecnología
- Riesgo de obsolescencia
- preocupaciones reguladoras
- Relaciones con los clientes (aceptación)

3.3 Indicadores claves de desempeño y su implementación en el ámbito de las Redes inteligentes a nivel mundial

Las redes eléctricas inteligentes o *Smart Grids* son consideradas como un modelo que busca optimizar el suministro de energía, ayudando a mejorar la eficiencia, factores de confiabilidad, disponibilidad y seguridad desde su generación hasta la entrega a los consumidores [16]. El enfoque principal de las redes inteligentes de energía es tener un sistema robusto y moderno que ayude a la optimización del consumo eléctrico, todo esto mediante la implementación de tecnologías avanzadas de comunicación en ambos sentidos, con modelos de control, protección, medición y computación distribuida dando un manejo a la estructura de datos para lograr cumplir con las interoperaciones que se manejan en toda la red [45].

La transformación de las redes eléctricas tradicionales a redes inteligentes, demanda una inversión significativa en infraestructura tecnológica. Ciertamente, la capacidad de supervisar y gestionar eficazmente estas tecnologías, determinará el rendimiento de las redes inteligentes y será fundamental para el éxito de los involucrados en el sector energético. A nivel mundial, más específicamente en Norteamérica y Europa, hace ya algunos años, los entes regulatorios y gubernamentales han definido métricas para llevar a cabo una medición de que “tan inteligentes” se encuentran las infraestructuras eléctricas actuales [18, 45]. En el resto del mundo, las entidades de servicios públicos y agencias gubernamentales están apenas empezando a trabajar en la cuantificación y la implementación de métricas

3.3 Indicadores claves de desempeño y su implementación en el ámbito de las Redes inteligentes a nivel mundial

en el contexto de cada región. Estos indicadores ayudan a tomar decisiones importantes a nivel de la organización, permitiendo tener una visión clara de una implementación hacia el futuro a través de los resultados obtenidos, y pudiéndose realizar ejecuciones de forma fiable con el fin aumentar la satisfacción de la propia empresa y sus usuarios. Actualmente, las entidades energéticas de Planeación y Regulación en Colombia, son conscientes del papel fundamental que cumplirán las redes inteligentes de energía de cara a una futura implementación en el país. Para poder llevar a cabo este importante objetivo en la región, se debe realizar en primer lugar: un desarrollo de políticas energéticas regulatorias que estén encaminadas a fomentar soluciones inteligentes en las redes eléctricas actuales; en segundo lugar: los responsables deben identificar aquellas funcionalidades que brindan las redes inteligentes de energía, con el fin de advertir si su ejecución es aplicable y viable en nuestra región. Por último, se debe implementar una metodología de análisis costo-beneficio que tenga en cuenta métricas ó indicadores que ayuden a evaluar el impacto que tendrán los involucrados ante la implementación de estas nuevas tecnologías en el sector energético [18, 23]. En este capítulo, se presentan los indicadores sugeridos por la Unión Europea, Estados Unidos y otros países afines a Colombia, con el fin de determinar cuáles podrían ser tenidos en cuenta en el contexto colombiano de acuerdo a las metas estratégicas propuestas por la Unidad de Planeación Minero Energética. El marco definido consta de 5 características que una red inteligente debe cumplir, de acuerdo con los seis proyectos pilotos (Energía Solar, Vehículos Eléctricos, Medición Inteligente de Energía, Hogares sostenibles) tomados de las empresas prestadoras de servicios públicos EPSA y EMCALI.

3.3.1 El uso de indicadores claves de desempeño en las redes eléctricas inteligentes

Un indicador clave de desempeño (KPI), es un término usado a nivel mundial en industrias y en entornos empresariales para evaluar o medir el rendimiento en comparación con los objetivos deseados [37]. Por esta razón, mediante la formulación de determinados KPIs y la aplicación de éstos a las redes eléctricas, se puede obtener un conocimiento profundo de la situación y del desarrollo de las redes inteligentes de energía. Cabe mencionar que al definir KPIs en el sector energético,

3. INDICADORES CLAVES DE DESEMPEÑO - KPI

se suele aplicar el acrónimo S.M.A.R.T, lo que significa que tienen que ser: específicos, medibles, alcanzables, relevantes y temporales; éste último en el sentido de que sea posible hacer un seguimiento de su evolución en el tiempo [3]. Por su parte, la Unión Europea y Estados Unidos son las regiones que más han trabajado en la creación de KPIs relacionados con la implementación de las REIs. Estos países, han establecido métricas con el fin de diagnosticar el progreso que han tenido las REI hacia las metas estratégicas planteadas por las entidades energéticas. A continuación se describen los indicadores o métricas relacionadas con la implementación de REI tenidas en cuenta en distintas regiones y por diferentes autores.

3.3.1.1 Indicadores claves de desempeño sugeridos por la Unión Europea para las REIs

En la Unión Europa, las REI cumplen un papel fundamental para alcanzar los siguientes objetivos centrales fijados para el 2020 [8]:

- Reducir los gases de efecto invernadero.
- Reducir el consumo de energía en un 20% a través de una mayor eficiencia energética.
- Alcanzar una cuota del 20% de la energía a partir de energías renovables.

Lo anterior nace a partir del Plan Estratégico Europeo de Tecnología Energética (SET-Plan) [7, 18, 45], el cual estableció una hoja de ruta para acelerar y desarrollar el despliegue de tecnologías económicas bajas en emisiones de carbono. El principal desafío es la integración de tecnologías innovadoras con las tecnologías existentes en los sistemas de electricidad y para validar el desempeño de las innovaciones en las condiciones reales de operación. Este plan fue seguido por la Iniciativa Industrial Europea en Redes Eléctricas (EII), titulado “European Electricity Grid Initiative” (EEGI), que tiene la intención de hacer que los involucrados en regulación de la red eléctrica europea se encuentre listo para acoger el mix energético previsto por los Estados miembros de la UE en el año 2020 y más allá. En Europa, se han introducido dos marcos de evaluación basados en indicadores clave de desempeño. El primero, fue establecido por el Grupo de Trabajo para Redes

3.3 Indicadores claves de desempeño y su implementación en el ámbito de las Redes inteligentes a nivel mundial

Inteligentes. En [18], se aprecia con más detalle el procedimiento metodológico de evaluación. Este grupo usó una metodología basada en medir de forma cualitativa a partir de los beneficios que son atribuidos a los proyectos de REI, con el fin de medir del progreso hacia la red eléctrica inteligente ideal. En la siguiente tabla se presenta la matriz propuesta por el grupo:

Tabla 3.1: Beneficios y funcionalidades de las redes inteligentes

		Servicios y funcionalidades			
		Funcionalidad 1	...	Funcionalidad 33	Suma total de filas
Beneficios e indicadores claves de desempeño	KPI 1				Suma de la fila 1

	KPI 54				Suma de la fila 54
	Suma total por columnas	Suma Columna 1	...	Suma Columna 33	

Para cada proyecto, la matriz se llena en dos pasos principales:

1. Identificar enlaces beneficios / KPI y funcionalidades.
2. Para cada celda, explique cómo se logra el vínculo entre los beneficios / KPI y funcionalidades en el proyecto. Asignar un peso (en el rango 0-1) para cuantificar qué tan fuerte y relevante es el vínculo.

Sumando las celdas a lo largo de las columnas, es posible evaluar el impacto de los proyectos en términos de funcionalidades, mientras que sumando las celdas a lo largo de las filas, es posible evaluar el impacto del proyecto en términos de beneficios.

Definición del impacto esperado a través de indicadores claves de desempeño

La estructura propuesta por la Unión Europea para medir el impacto de la implementación de las REI con el uso de KPIs, está dividida en tres niveles descritos a continuación:

Nivel 1: “KPIs globales” En este nivel se presentan dos indicadores fundamentales establecidos por entidades gubernamentales hacia la mejora de las redes eléctricas europeas en su mapa de ruta 2013-2022, las cuales son:

1. Aumento de la capacidad de la red.

3. INDICADORES CLAVES DE DESEMPEÑO - KPI

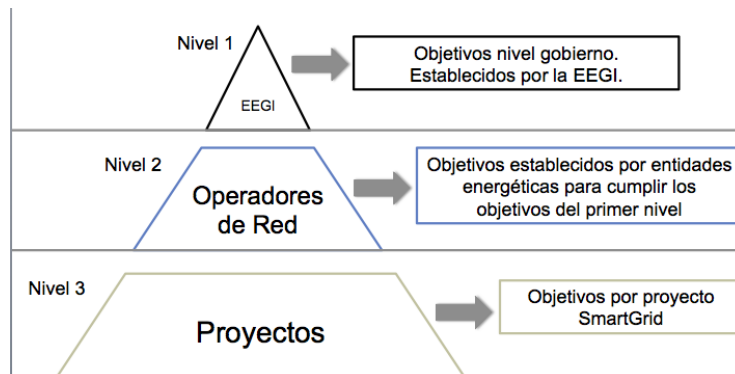


Figure 3.2: Niveles para los KPIs de la Unión Europea

2. Aumento de la flexibilidad del sistema.

Nivel 2: "KPIs específicos" Para cumplir los dos indicadores expuestos en el nivel 1, los operadores de red deben realizar un seguimiento a través de los siguientes ocho KPI:

1. El aumento de fuentes renovables de energía y generación distribuida.
2. Reducir el recorte de energía de las fuentes renovables de energía y generación distribuida.
3. Reducir el recorte de energía de las fuentes renovables de energía y generación distribuida.
4. Calidad de energía y de suministro.
5. Mayor flexibilidad de actores energéticos.
6. Alargar el tiempo de vida de los activos.
7. Mejora de la competitividad del mercado de la electricidad.
8. Aumento de la capacidad de alojamiento para los vehículos eléctricos y otras nuevas cargas.

3.3 Indicadores claves de desempeño y su implementación en el ámbito de las Redes inteligentes a nivel mundial

3.3.1.2 Indicadores claves de desempeño sugeridos por Estados Unidos para las REIs

En el contexto americano, las principales políticas energéticas que promovieron la implementación de las REI, fue brindar un suministro asequible, fiable, seguro y sostenible. Para lograr estos objetivos, se consideró realizar una transformación a la red eléctrica actual. Esta transformación consideró una gran oportunidad para el desarrollo económico en los Estados Unidos, además de obtener una reducción de carga y picos de consumo con el fin de mejorar la eficiencia operativa y la capacidad de recuperación del servicio eléctrico. De igual forma a lo realizado por la Unión Europea, el Departamento de Energía Estadounidense DOE, introdujo un marco de evaluación para medir que tanto se ha progresado hacia la red eléctrica inteligente ideal y otro para ver el progreso de implementación. Para medir que tanto se ha progresado hacia la REI, se consideraron seis principales características o funcionalidades que deberá tener una red inteligente [12]:

1. Permitir la participación informada de los clientes
2. Acomodar la energía generada y opciones de almacenamiento
3. Permitir nuevos productos, servicios, y mercados
4. Proporcionar la calidad de potencia de acuerdo a las necesidades
5. Optimizar la utilización de activos y un funcionamiento más eficiente
6. Operar elásticamente ante disturbios, ataques o desastres naturales

Después de establecer las seis principales características de una REI, el DOE junto con las partes interesadas, identificaron un total de 21 métricas para medir el progreso hacia la implementación de una red eléctrica ideal. La siguiente tabla muestra cómo los 21 indicadores ó métricas apoyan los 6 servicios antes mencionados:

1. Precios dinámicos: Fracción de clientes y carga total atendida por precios en tiempo real, precios críticos picos, y tarifas por franjas horarias

3. INDICADORES CLAVES DE DESEMPEÑO - KPI

2. Datos en tiempo real: Total de puntos SCADA compartidos y fracción de puntos de medición fasorial PMU compartidos.
3. Interconexión de recursos energéticos distribuidos: Porcentaje de proveedores de servicios energéticos con políticas de interconexión de generación distribuida estándar.
4. Progreso en política regulatoria: Porcentaje del promedio ponderado de la inversión recuperada de redes inteligentes a través de las tasas.
5. Participación de la carga basado en condiciones de la red: fracción de carga servida por tarifas interrumpibles, control de carga directa, y control de carga de consumo con incentivos
6. Carga servida por microredes: porcentaje de la capacidad total de la red en verano
7. Generación distribuida y Almacenamiento: Porcentaje de generación distribuida y almacenamiento de energía conectada a la red.
8. Vehículos eléctricos: Porcentaje de participación de vehículos actuales que comprenden los vehículos 100% eléctricos e híbridos.
9. Equipos de no generación de respuesta a la demanda: Carga total servida por equipos de respuesta de red inteligentes
10. Confiabilidad del sistema en transmisión y distribución: CAIDI, SAIDI, SAIFI, MAIFI
11. Automatización en transmisión y distribución: Porcentaje de subestaciones que tienen automatización
12. Medidores avanzados: Porcentaje de la demanda total atendida por los clientes que tienen tecnología AMI (del inglés, *Advanced Metering Infrastructure*).
13. Sistemas avanzados de medición: porcentaje de subestaciones que poseen tecnología de medición avanzada

3.3 Indicadores claves de desempeño y su implementación en el ámbito de las Redes inteligentes a nivel mundial

14. En lo posible identificar el monto presupuestario que implica lograr la meta del indicador
15. Factor de capacidad: promedio anual y el factor de capacidad máxima de generación
16. Generación y eficiencia en transmisión y distribución : porcentaje de la energía consumida para generar electricidad que no se pierda
17. Línea dinámica clasificación: porcentaje de los miles de circuito de transmisión operados bajo el concepto de líneas dinámicas.
18. Calidad de energía: porcentaje de quejas de los clientes en relación con los problemas de calidad de energía, con exclusión de los cortes
19. Seguridad cibernética y arquitectura abierta / estándares: Nivel de madurez-nivel promedio ponderado del nivel de madurez realizado entre los actores del sistema eléctrico.
20. Capital de riesgo: Financiación total anual de capital de riesgo debido a la implementación de redes inteligentes.
21. Recursos renovables: Porcentaje de energía renovable, tanto en términos de generación y capacidad.

3.3.1.3 Objetivos estratégicos para REIs en países afines a Colombia

Aunque las principales metodologías para evaluar la implementación de las REI a nivel mundial fueron establecidas por la Unión Europea y en Estados Unidos, hay que tener en cuenta también, países con objetivos estratégicos similares al colombiano. De la revisión de la literatura, se destacan los trabajos encontrados en la India, Brasil, Ecuador y México como países que cuentan con condiciones similares al colombiano. En la India, el trabajo realizado en [9], muestra que los principales factores impulsores para la implementación de pilotos de una REI teniendo en cuenta todos los involucrados (el sector servicios públicos, consumidores, gobierno y reguladores) son:

3. INDICADORES CLAVES DE DESEMPEÑO - KPI

- Monitorear el consumo y detección de manipulación (pérdidas no técnicas).
- Reducción de pérdidas técnicas y comerciales.
- Mejorar la eficiencia energética.
- Acceso a la energía para las masas.
- Integración de energías renovables en la red.
- Gestión de picos de carga.
- Gestión de interrupciones y servicio al cliente.

Según la hoja de ruta Smart Grid para la India [19], se espera que los objetivos estratégicos mencionados, sean soportados por tecnologías tales como, infraestructura de medición avanzada (AMI), Sistema de gestión de apagones, Sistema de gestión de cargas pico y tecnologías de integración de fuentes renovables, todo lo anterior, con el fin de ayudar al desarrollo de nuevos casos de negocio y a nuevas recomendaciones regulatorias para proyectos más grandes en una siguiente fase. Pasando al contexto Latinoamericano, el estudio realizado por la consultora North-east Group en [20], define a esta región emergente como una de las más atractivas para la implementación de redes inteligentes. El estudio muestra que la región comparte cuatro características claves que motivan la implementación de REI descritas a continuación:

1. Economías que crecen rápidamente. Sin embargo, presenta las tasas más altas de robo de energía en el mundo.
2. Disponen de abundantes fuentes de energía, especialmente grandes hidroeléctricas, pero sus redes están luchando para satisfacer la creciente demanda.
3. Recursos descentralizados de energía renovable se están volviendo cada vez más atractivo en toda la región.
4. No existen políticas energéticas claras para una implementación de redes inteligentes de energía.

3.3 Indicadores claves de desempeño y su implementación en el ámbito de las Redes inteligentes a nivel mundial

En América del Sur, las tecnologías Smart Grid son ahora vistas como una solución a los distintos retos que enfrenta la región. Ocho de los diez países ya han empezado con pruebas piloto para poder identificar el costo-beneficio de la implementación [20]. De estos países, Brasil lleva la delantera con implementación de proyectos pilotos y en políticas energéticas. El Ministerio brasileño de Minas y Energía (MME) en el 2010 estableció un grupo de trabajo encargado de estudiar y planificar el despliegue de una red inteligente en el país. Los miembros del grupo de trabajo, además de la MME, son representantes de la Empresa de Investigación Energética (EPE), el Centro de Investigación de Energía Eléctrica (CEPEL), la ANEEL y el Operador del Sistema Eléctrico Nacional (ONS). Este grupo de trabajo consideró que los objetivos estratégicos para la implementación de redes inteligentes en el país son [40]:

- Reducción de las pérdidas no técnicas.
- Aumento de la eficacia operativa.
- Mejorar de la fiabilidad del sistema y la calidad de energía.
- Expansión y automatización del sistema de energía eléctrica con tecnologías inteligentes estandarizados.

Sin embargo, Brasil no está solo en el desarrollo de REI. Países como Ecuador cuentan con una ambiciosa línea de tiempo para modernizar la red eléctrica del país con tecnologías avanzadas de información y de comunicación para el año 2030 [33]. Ecuador, se convirtió en el primer país de América Latina que lanzó formalmente un programa nacional de redes inteligentes. Los objetivos generales de la iniciativa Smart Grids Ecuador (Programa Redes Inteligentes Ecuador, REDIE), promovida por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER), permiten la operación en tiempo real de la red eléctricas para promover el uso eficiente de la energía. Otros participantes claves para la implementación incluyen el regulador eléctrico CONELEC (Consejo Nacional de Electricidad), el CELEC Corporación Eléctrica Nacional y el Administrador del Mercado Mayorista CENACE. La hoja de ruta presenta cinco objetivo estratégicos claves para la implementación de REI los cuales son:

3. INDICADORES CLAVES DE DESEMPEÑO - KPI

- Reducción de pérdidas técnicas y no técnicas.
- Introducir nuevas tecnologías con un alto valor de costo-beneficio.
- Mejorar la calidad de la oferta a un coste razonable.
- Desarrollar recursos humanos necesarios.
- Maximizar el uso de la infraestructura eléctrica.

Un importante país latinoamericano a tener en cuenta dada sus similares características a Colombia es México. La principal entidad energética de ese país, la Comisión Federal del Electricidad (CFE), presentó una importante reforma en el sector energético. La motivación de dicha reforma fue la de permitir una mayor participación del sector privado en el monopolio que tiene actualmente en los servicios públicos [22]. La reforma también contempla un aumento significativo en el uso de las energías renovables, en especial de energía eólica y solar. Otra justificación importante que se tuvo en cuenta en la reforma es la reducción de las pérdidas técnicas y no técnicas. Esto tendrá que fomentar la integración de la generación distribuida y el diseño e implementación de las microrredes. La introducción de contadores inteligentes que permiten a los usuarios hacer un uso inteligente del consumo de energía es una parte de este proceso [22]. Finalmente el grupo Smart Grid México, una organización que integra los esfuerzos de la industria, la academia y el gobierno; cuyo propósito es fomentar el desarrollo e implementación de soluciones tecnológicas que incrementen la eficiencia del sector energético en México, consideró que los principales motivadores para la implementación de redes inteligentes son los siguientes

- Reforma energética y Mercado de Energía: Competencia en la Generación y Comercialización.
- Competitividad económica: Reducción de pérdidas, tarifas y margen de reserva.
- Integración de Renovables: Aumento en especial de energía eólica y solar.
- Integración de la demanda: Reducción de pérdidas, eficiencia operativa y generación distribuida.

3.4 Modelo de Indicadores para Redes Inteligentes

- Integración de nuevas tecnologías: Innovación y desarrollo tecnológico - vinculación con la academia - creación de empresas.

3.4 Modelo de Indicadores para Redes Inteligentes

Participantes de diferentes empresas, universidades, gobierno, etc. empezaron una discusión sobre la hoja de ruta que debería empezar Colombia hacia la implementación de las Smart Grids. Conformada principalmente por (CELSIA, CO-GENSA, EMCALI, ELECTRICARIBE, EPM, EPSA, EEB, ISAGEN, XM), centros de desarrollo tecnológico (CIDET, CINTEL) y entidades sectoriales (CNO, CAC, COCIER), propusieron en 2011 un primer borrador de un mapa de ruta donde se establece la situación actual, la visión, los objetivos y las áreas de enfoque a las cuales que se deberá trabajar para la implementación de redes inteligentes [1]. En

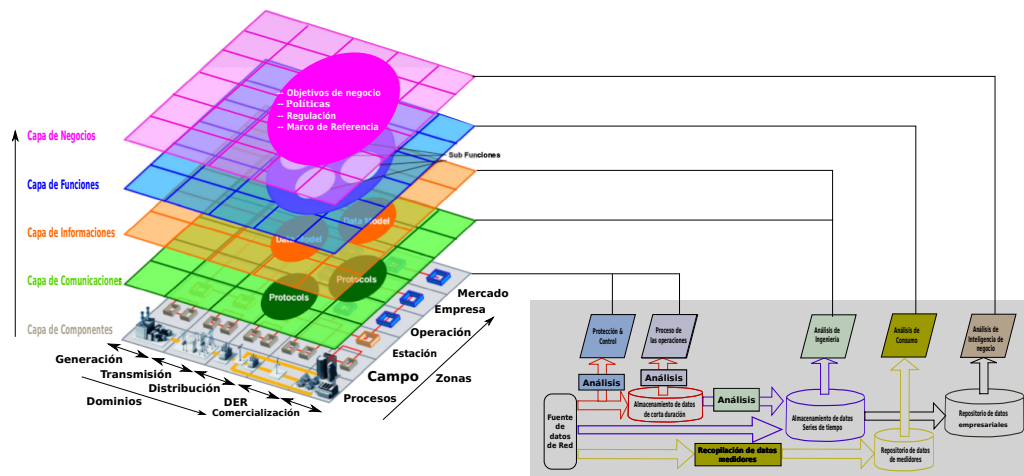


Figure 3.3: Metodología de modelado de los proyectos pilotos

la figura 3.3 se presenta el mapeo entre la arquitectura SGAM y el modelo de referencia para representar los diferentes dominios o fuente *Smart Grid*. Los dominios referidos en la arquitectura son: Generación, Distribución, Transmisión, Generación Distribuida y Fuentes renovables, Comercialización. Estos dominios al ser evaluados permiten obtener una descripción en capas. Los diferentes niveles de los objetivos estratégicos sugieren un esquema piramidal, donde los objetivos de la parte superior están relacionados con los objetivos a nivel macro económicos,

3. INDICADORES CLAVES DE DESEMPEÑO - KPI

sociales y políticos de la organización (País), los objetivos de la parte media de la pirámide tienen relación a los objetivos estratégicos de los operadores de red y la base de la estructura son los objetivos a nivel de los proyectos, tal como es descrito en 3.3.1.1.

3.5 Modelo de Indicadores para los proyectos pilotos

Siguiendo la hoja de ruta establecida por “Colombia Inteligente”, empresas del sector energético han realizado un gran número de pilotos y proyectos relacionados con infraestructuras de redes inteligentes de energía en el país. En la tabla 3.2, se presentan aquellas empresas que han realizado proyectos piloto según su área de interés [10]:

Tabla 3.2: Proyectos piloto Smart Grid implementado por empresas colombianas.

Empresa	AMI	Movilidad eléctrica	Sincro fasores	Energías renovables	Micro-redes	Almacenamiento De energía
EPSA	X	X		X		
EMCALI	X			X		
ELECTRI-CARIBE	X					
EPM	X			X		
ESSA	X					
EBB		X				
XM			X			
ISAGEN				X		
CELSIA				X		
CODENSA	X			X	X	
IPSE				X		
CIDET						X

Estos proyectos Smart Grid han proporcionado beneficios medioambientales, reducción de pérdidas energética, aumento en la eficiencia de las redes de transmisión y distribución y se ha logrado una adopción de modelos que aseguran la interoperabilidad de tecnologías y sistemas de información. Pese a las ventajas que pueden llegar a aparecer con la implementación de estas tecnologías, es importante llevar a cabo una planeación estratégica para cada proyecto Smart Grid, que exprese de forma cuantitativa y cualitativa el comportamiento o desempeño del proyecto, la organización o la unidad de negocio. Estos desempeños, deberán ser comparados con algún nivel de referencia (meta). Siendo la arquitectura SGAM la utilizada

3.5 Modelo de Indicadores para los proyectos pilotos

para representar los diferentes proyectos pilotos, el modelo de indicadores será presentado bajo el esquema de capaz que representa la arquitectura base de referencia.

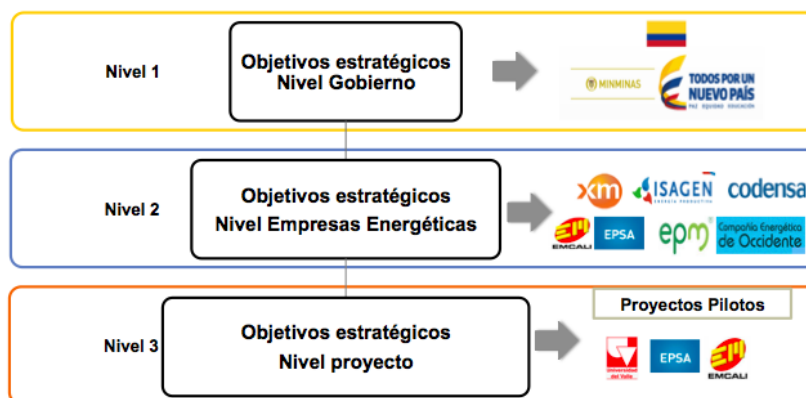


Figure 3.4: Marco de evaluación de KPIs para la implementación de redes inteligentes en Colombia

En la figura 3.4 se presenta el marco de evaluación propuesto para medir el progreso de programas y proyectos Smart Grid en Colombia. El marco contiene una estructura de tres niveles (Nivel Gobierno, Nivel Empresas Energéticas y Nivel proyecto). Para cada nivel, se deben definir un conjunto de KPIs los cuales ayudarán a tener un seguimiento continuo hacia los objetivos estratégicos planteados por las partes interesadas. Los tres niveles deben complementarse entre ellos, es decir, los objetivos estratégicos planteados en el Nivel proyecto deben soportar los objetivos y estrategias establecidas en el nivel empresas energéticas; de igual manera, el nivel empresa debe alinearse a los objetivos propuestos por las entidades gubernamentales (Nivel Gobierno).

En la figura 3.4 se encuentra esquematizado la forma de obtener los indicadores, se observa que lo esencial es definir un conjunto de objetivos específicos, los cuales han sido trazados bajo el cumplimiento de la misión y visión de la organización o estructura gerárquica en este caso particular La Nación. El paso siguiente en la estructura la comprenden los objetivos estratégicos de las entidades prestadoras del servicio, las cuales en conjunto deben presentar las herramientas para cumplir con

3. INDICADORES CLAVES DE DESEMPEÑO - KPI

los objetivos nacionales y finalmente estos objetivos se ven reflejados en planes de acción los cuales son los proyectos pilotos que a su vez tienen que ser evaluados haciendo uso de indicadores.

Los indicadores aquí presentados están orientados a evaluar la capa de componentes, capa de comunicaciones, capa de informaciones, capa de funciones y capa de negocios del modelo SGAM para redes inteligentes sugerido por la Unión Europea. Para cada capa se tiene unos niveles de latencia y velocidad en la generación de los datos necesarios para la construcción de los diferentes KPIs.

3.6 Lecciones aprendidas

- Los indicadores de impacto son desarrollados en el marco de compromisos de gestión pública, donde existen responsabilidades respecto de su monitoreo y evaluación. Existe la obligación de definir con rigurosidad cuál es el efecto en la población objetivo y como el logro de la meta contribuye a solucionar al problema. La idea es que el indicador sea justificable y entendible para los usuarios.
- El modelo de indicadores compromete el estudio de todos los dominios de la arquitectura SGAM para redes inteligentes, en este modelo deben ser presentados los indicadores de cada capa de interoperabilidad para representar la fuente de red inteligente.
- Las fuentes de los datos de la medición, pueden ser las estadísticas nacionales, locales, encuestas específicas, estudios econométricos, son explicados con detalle, lo cual permite analizar la confiabilidad de los datos.
- Para el seguimiento y la comprensión de los indicadores, en la mayor parte de los casos se desarrollan notas técnicas, anexos explicativos, etc., que permiten hacer el seguimiento del cumplimiento de las metas.
- Se deben desarrollar pocos indicadores, pero de carácter estratégico, los cuales deben reflejar como se está cumpliendo la misión del Programa y los principales objetivos. Se debe poner a lo menos un indicador de cada

3.6 Lecciones aprendidas

dimensión del desempeño relacionado con cada producto final o estratégico (Eficacia, eficiencia, calidad, economía).

Cada día sabemos más y entendemos menos.

Albert Einstein

CAPÍTULO

4

Proyectos pilotos Smart Grid EPSA

Con el fin de llevar a cabo una supervisión y evaluación del progreso general de proyectos relacionados con vehículos eléctricos, generación con microturbina de río y generación fotovoltaica, se han definido un conjunto de indicadores clave de rendimiento (KPIs). Estos indicadores, designan metas claras a largo plazo para cada conjunto de prioridades establecidas por los operadores de red y por la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). La selección de estos indicadores, se basa en la arquitectura SGAM y el modelo de latencias para cada proyecto Smart Grid.

4.1 Proyecto de movilidad eléctrica

4.1.1 Descripción general

Con el fin de lograr una penetración estable de los vehículos eléctricos (VE) en el mercado, se deben llevar a cabo estrategias de cooperación e implementaciones con objetivos bien definidos a través una visión general de su estado tecnológico.

4. PROYECTOS PILOTOS SMART GRID EPSA

Debido al incremento de VEs en el mercado nacional con diversas tecnologías en su diseño, EPSA E.S.P. trabajó en un estudio sobre viabilidad de tecnologías innovadoras para la operación, modernización y crecimiento de su red eléctrica. Este estudio permitió conocer las necesidades futuras a través de pilotos que validaron la información de rendimientos, comportamientos en el ámbito local, el impacto en la red, y la integración de estaciones de carga (electrolineras) y sistemas de almacenamiento en la movilidad eléctrica.

4.1.2 Descripción de los equipos del proyecto

Los componentes utilizados en el proyecto de movilidad eléctrica implementados son:

1. Estación de carga

La estación de carga utilizada en el proyecto fue una estación ABB. Este elemento suministra energía eléctrica para la recarga de VE, vehículos híbridos o unidades eléctricas semi-estáticas y móviles. Las estaciones de carga pueden ser públicas o domésticas. Las características técnicas de la estación se muestran en la tabla 4.1.

2. Vehículos eléctricos Mitsubishi y motos eléctricas Vetric y Lucky Lion.

El prototipo de Mitsubishi (figura 4.1) fue el VE utilizado en el proyecto, este cuenta con una autonomía de 160 km con una batería de 16 kWh, esto supone 10 kWh por 100 km, tiene 4 puertas y cuatro asientos, un motor de 47 kW, pesa 1.080 kg y alcanza una velocidad máxima de 130 km/h.

Las motos Lucky Lion (figura 4.2) alcanza una velocidad máxima de 80 km/h y una autonomía de hasta 70 km. La tabla 4.2 presentan algunas características técnicas de este vehículo.

4.1 Proyecto de movilidad eléctrica

Tabla 4.1: Especificaciones técnicas de la estación de carga

	Unidades	Valores
Potencia Nominal	[kW]	50
Tiempo de Carga	[min]	15-30
Vrms entrada	[V]	480 ±10%
Irms entrada	[A]	32-70
Potencia de entrada	[kW]	22-55
Voltaje de salida	[V]	50-500
Corriente de salida	[A]	120
Potencia de salida	[kW]	50
Frecuencia	[Hz]	60
FP plena carga		0,98
Filtro de armónicos		
Protecciones corriente		Si
Salidas		1
Eficiencia	[%]	92
Aislamiento	[kV]	
Interfases de comunicaciones		
Ethernet		10/100/1000BaseTX
Software de Gestión		Galaxy (cloud computing)
Otras		GSM/UMTS modem
Conector DC		CHAdEMO
Peso [Kg]	[Kg]	400
Protección Exterior		NEMA 3R
HMI		alta resolución,

4. PROYECTOS PILOTOS SMART GRID EPSA

Tabla 4.2: Especificaciones técnicas Moto Lucky Lion

Descripción	Valores
Velocidad Máxima (Km/h)	80 Km/h
Autonomía Max (Km)	70 Km
Capacidad Subidas	30°
Aceleración 0 a Max velocidad (seg)	10 seg (de 0 a Vel max)
Tipo de Baterías	5 Baterías secas de Plomo en Gel
Capacidad (Ah)	
Voltaje	60
Carga	550 / 600
Max tiempo de Recarga (Horas)	6 - 8 Horas
Tipo de Motor	Brushless - Sin escobillas
Voltaje (Vol)	60
RPM	810
Torque (N.m)	≥45
Potencia Max de salida (Kw)	4000 Watts
Max Corriente de salida (Ah)	200
x W x H (mm)	2070 x 1165 x 740
Distancia entre Ejes (mm)	1400
Altura del Asiento (mm)	780
Distancia Mínima (mm)	125
Peso total (Kg)	178 Kg
Peso chasis (Kg)	75±5

4.1 Proyecto de movilidad eléctrica



Figure 4.1: Carros eléctricos - I Miev.



Figure 4.2: Motos eléctricas - Lucky Lion.

4.1.3 Propuesta de indicadores claves de rendimiento –KPIs movilidad eléctrica

Los indicadores claves de rendimientos sugeridos para proyectos de movilidad eléctrica, permiten medir el impacto de este tipo de tecnología sobre los objetivos estratégicos planteados por la empresa prestadora de servicios públicos.

La figura 4.3 presenta los indicadores clave de rendimiento para los proyectos de movilidad eléctrica.

4. PROYECTOS PILOTOS SMART GRID EPSA

A. Capa: Inteligencia de negocio			
A.1	Número de electrolineras	A.6	Ahorro económico por gestión de la demanda en vehículos eléctricos [\$/kWh]
A.2	Energía por electrolinera [kWh]	A.7	Incremento de la capacidad de la red para el alojamiento de vehículos eléctricos [%]
A.3	Reducción de CO ₂ [kg]	A.8	Número de personas calificadas en el área de vehículos eléctricos
A.4	Costo de la energía [\$/kWh]	A.9	Número de empleos generados
A.5	Penetración de vehículos eléctricos en el mercado automotor [%]	A.10	Número de accidentes e incidentes
B. Capa: Análisis de consumo			
B.1	Ahorro económico por gestión de la demanda en vehículos eléctricos [\$/kWh]	B.3	Ahorro económico en O&M [\$/km]
B.2	Ahorro económico en combustible [\$/km]	B.4	Reducción de CO ₂ [kg]
D. Capa: Proceso de operaciones			
D.1	Niveles de tensión en electrolinera [%]		
E. Capa: Protección y control			
E.1	Nivel de armónicos de tensión THD-V [%]	E.3	Factor de potencia
E.2	Nivel de armónicos de corriente THD-I [%]		

Figure 4.3: Indicadores clave de rendimiento KPIs proyectos de movilidad eléctrica.

4.1 Proyecto de movilidad eléctrica

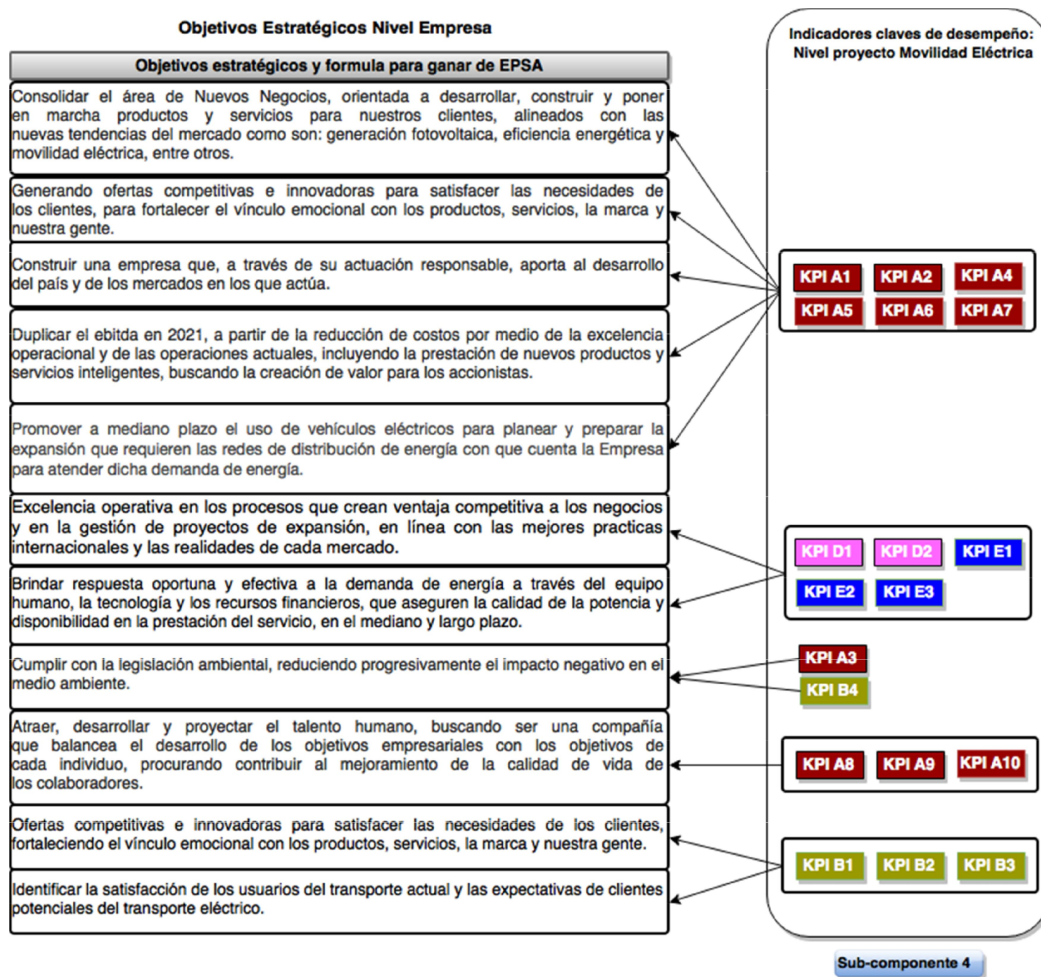


Figure 4.4: Marco de evaluación de KPIs proyecto de movilidad eléctrica y su relación con los objetivos estratégicos nivel empresa.

4. PROYECTOS PILOTOS SMART GRID EPSA

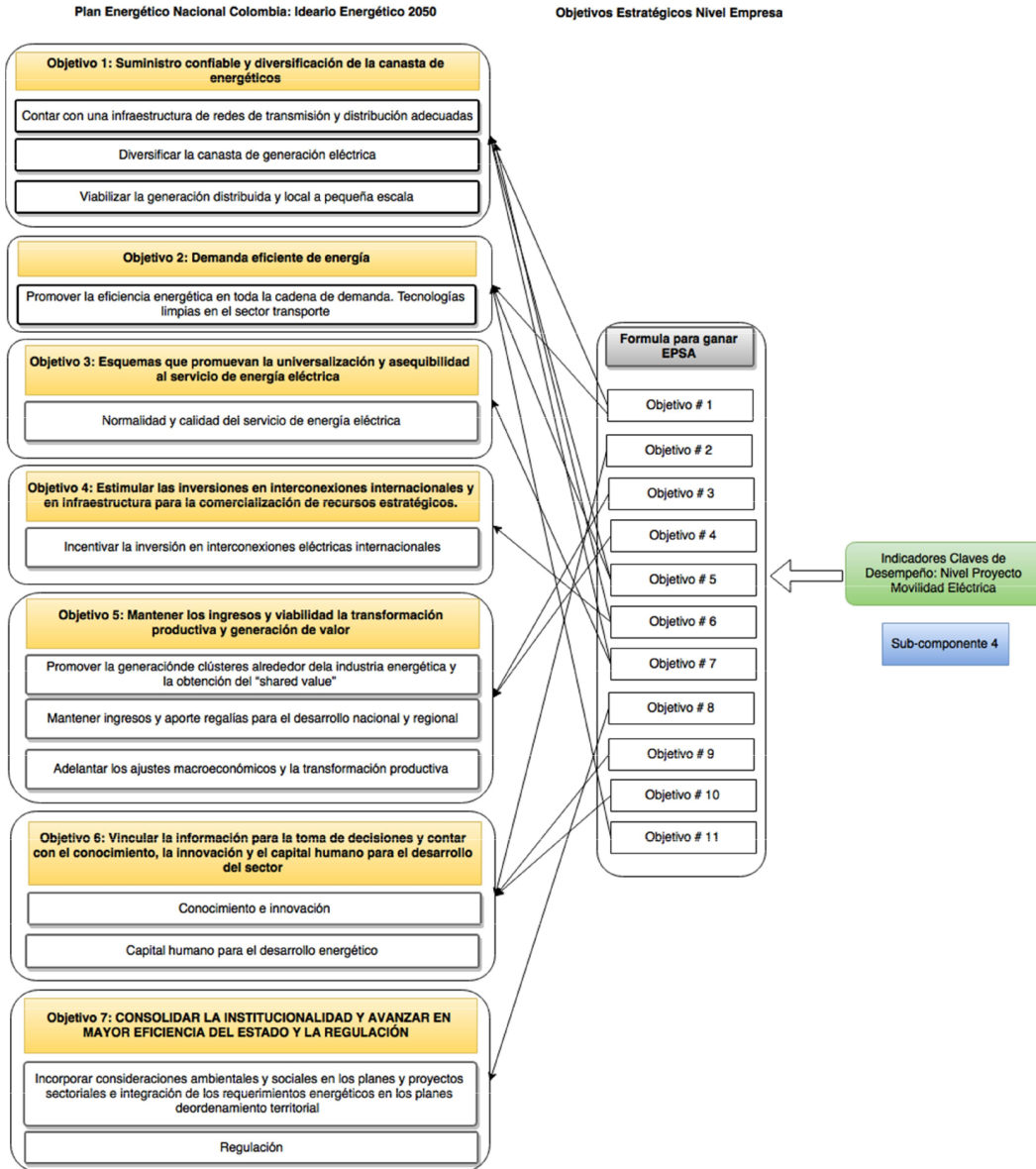


Figure 4.5: Marco de evaluación de los objetivos estratégicos nivel Empresa y su relación con los objetivos del plan energético Nacional para proyectos de movilidad eléctrica

4.2 Proyecto implementación de microturbinas de río

4.2.1 Descripción general

El mercado de pequeñas centrales o micro centrales de generación de energía eléctrica en el mundo están teniendo un incremento bastante significativo. Esto se debe a varios factores como el aumento en el precio de los combustibles fósiles, además de las iniciativas mundiales por cuidar el medio ambiente que buscan reducir las emisiones de CO₂, estimulando con esto la investigación para encontrar nuevas maneras de generar a pequeña escala sin combustibles fósiles y de hacer cada vez más eficiente el proceso de conversión de energía. Esto explica el incremento en el interés que hay por las pequeñas centrales hidroeléctricas conocidas como microturbinas.

Por lo tanto, EPSA implementó un piloto en la central hidroeléctrica de Salvajina, consistente en la instalación de una microturbina de río de marca Smart Hydro Power de 5 kW, evaluando por medio de un protocolo de pruebas su desempeño, resistencia y entrega de energía a redes auxiliares o a una pequeña red de distribución no interconectada al STN.

Inicialmente el proyecto se está implementando en la salida del agua turbinada en una central hidroeléctrica de 280 MW, denominada Salvajina, con el fin de tener el conocimiento de las tecnologías de microturbinas y de sistemas fotovoltaicos bajo condiciones controladas



Figure 4.6: Tecnologías sistema híbrido

4. PROYECTOS PILOTOS SMART GRID EPSA

4.2.2 Descripción de los equipos del proyecto

Una descripción de los equipos implementados en el proyecto son:

Microturbina



Figure 4.7: Características de la Microturbina

La turbina de Smart Hydro Power ha sido diseñada específicamente para que se adapte a su entorno. No bloquea el flujo de agua en el río, y por lo tanto no representa obstáculo para la migración de peces o sus patrones de desove.

La turbina puede ser elevada o sumergida en el agua para ajustarse a diferentes condiciones de flujo. También puede ser hundido, y posteriormente levantada de la cama del río. Esto permite una variedad de métodos de instalación. Un sistema de nivelación automática está disponible como accesorio opcional y puede mantener la posición óptima en el agua.

La turbina de 5kW de Smart Hydro Power está construida alrededor de un robusto sistema de generador de eje horizontal. El exclusivo diseño patentado de la cubierta fue desarrollado y refinado con modelos de computadora y pruebas exhaustivas hidrodinámicas. Se optimizó la turbina con el volumen más pequeño posible pero suficiente grande para producir 5 kW.

La turbina es capaz de producir hasta 5 kW de energía eléctrica a una velocidad río de alrededor de 2,75 m/s.

El anclaje para las instalaciones flotantes se puede lograr con nuestro sistema de anclaje al vacío o mediante la fijación de estructuras existentes.

4.2 Proyecto implementación de microturbinas de río

En el caso de rotura de la cuchilla, debido a que el rotor sea dañado por objetos extraños, las cuchillas del rotor se pueden reemplazar individualmente a bajo costo. La velocidad del rotor también ha sido especialmente adaptada a las mejores direcciones para la protección de los peces que pasan a través de la turbina. En la tabla 4.3 se presentan las características de la microturbina.

Tabla 4.3: Características técnicas de la microturbina

Característica	Unidad
Potencia	250 - 5000 W
Medida	Longitud: 1850 mm
	Ancho: 1740 mm
	Altura: 1970 mm
Velocidad del rotor	90 - 230 rpm
Peso	360 kg
Número de Aspas	3
Diámetro del rotor	1000 mm

Sistema Fotovoltaico

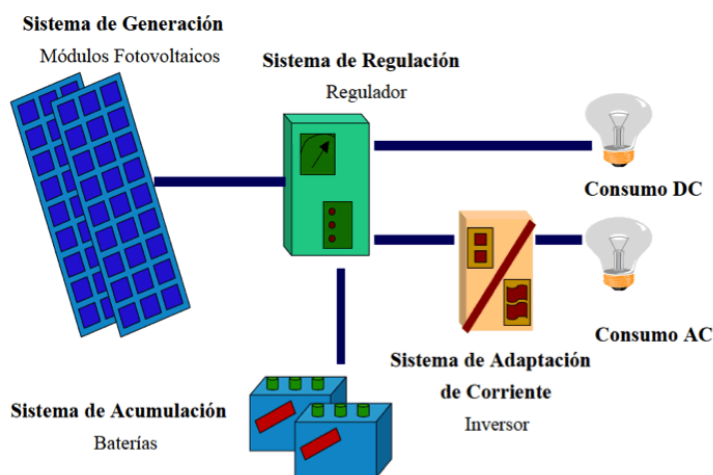


Figure 4.8: Diagrama básico del sistema fotovoltaico autónomo

Un sistema solar fotovoltaico autónomo es una configuración eléctrica, la cual tiene la finalidad de producir energía eléctrica para abastecer la demanda energética de un usuario e independizar los circuitos del sitio a energizar, de la red eléctrica.

4. PROYECTOS PILOTOS SMART GRID EPSA

Comúnmente se utiliza en zonas apartadas de la red eléctrica, pero en la actualidad para evitar la dependencia de la red eléctrica, se ha estado implementando en viviendas, zonas comerciales e industriales.

Comúnmente los principales componentes de un sistema solar fotovoltaico autónomo son el panel, modulo solar o campo fotovoltaico con su respectiva etapa DC/DC o regulador, un banco de baterías, en algunos casos un inversor, y un tablero de conexiones para realizar la transferencia de potencia. La figura 4.8 presenta la configuración básica de un sistema fotovoltaico autónomo.

Algunos resultados obtenidos durante un periodo de medición son presentados en las figuras 4.9 y 4.10. El sistema híbrido es una alternativa importante cuando

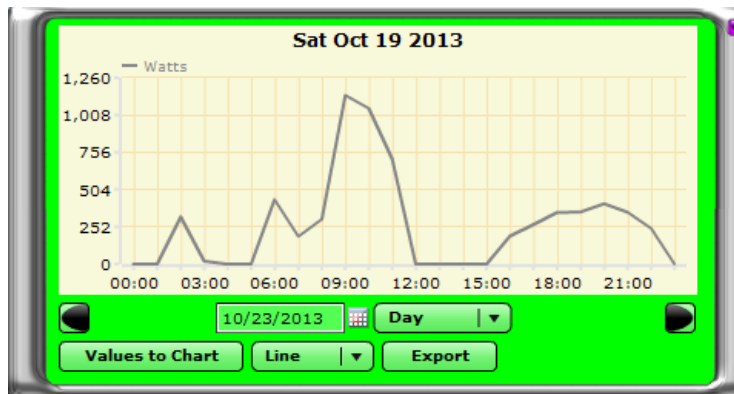


Figure 4.9: Resultados con generación microturbina para el día 19 de octubre de 2013

las condiciones de caudal y de radiación solar en la zona son representativas y además estos sistemas (hidraulico y solar) pueden complementarse entre si. Sin embargo, para este proyecto solo se construirá un conjunto de KPIs de generación con la microturbina, debido a que los datos de generación fotovoltaica para este proyecto fueron pocos comparados con el laboratorio solar implementado también por EPSA.

4.2 Proyecto implementación de microturbinas de río

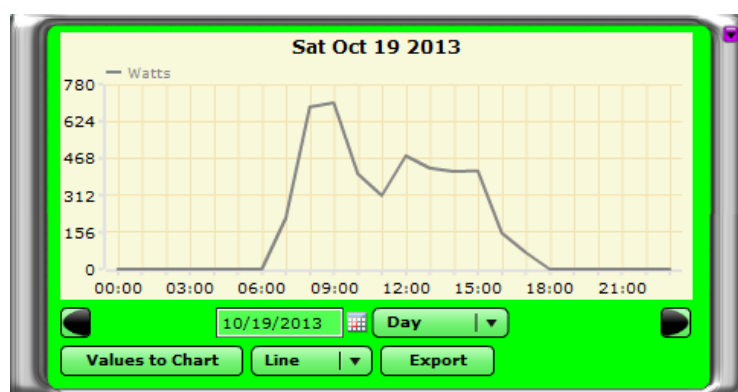


Figure 4.10: Resultados con generación solar para el día 19 de octubre de 2013

4.2.3 Propuesta de indicadores claves de rendimiento–KPIs microgeneración con microturbina

En la figura 4.11, se presentan los indicadores claves de rendimientos sugeridos para proyectos de micro generación con micro-turbinas; también se presenta en la Figura 4.12 la relación directa que tienen cada uno de los indicadores con un objetivo principal o estratégico fijado por la empresa.

4. PROYECTOS PILOTOS SMART GRID EPSA

A. Capa: Inteligencia de negocio			
A.1	Costo nivelado de energía por sistema fotovoltaico [\$/kWh]	A.7	Número de empleos generados
A.2	Unidades en operación	A.8	Diferencia promedio entre las personas beneficiadas actualmente y no beneficiadas a nivel nacional [%]
A.3	Capacidad instalada de la micro turbina	A.9	Número total de instituciones sociales nuevas conectadas.
A.4	Número de personas conectadas por microturbina	A.10	Incremento del desarrollo económico local
A.5	Reducción de CO2 [%]	A.11	Producción anual de energía [kWh]
A.6	Número de accidentes e incidentes	A.12	Número de personal calificado en el área de hidroelectricidad
B. Capa: Análisis de consumo			
B.1	Factor de capacidad [%]	B.5	Reducción de gastos energéticos domésticos en combustibles [\$]
B.2	SAIDI [min]	B.6	Mejora del confort en la vivienda
B.3	SAIFI	B.7	Electricidad consumida por hogar [kWh/mes]
B.4	Ingreso promedio mensual por hogar [\$/mes]	B.8	Satisfacción con la calidad de la energía por parte del usuario [%]
C. Capa: Análisis de ingeniería			
C.1	Confiabilidad del proceso de generación [%]	C.3	Caudal de diseño [m ³ /s]
C.2	CAIDI [min]	C.4	Porcentaje de inactividad del sistema por efectos externos [%]
D. Capa: Proceso de operaciones			
D.1	Niveles de tensión [%]	D.3	Factor de potencia
D.2	Frecuencia esperada [Hz]		
E. Capa: Protección y control			
E.1	Respuesta rápida ante contingencias y el tiempo de restablecimiento del servicio ante fallas [s]	E.4	Nivel de armónicos de corriente THD-I [%]
E.2	Nivel de armónicos de tensión THD-V [%]	E.5	Desbalance máximo permitido en la tensión [%]
E.3	Efecto de Parpadeo (Flicker)		

Figure 4.11: Medidas de desempeño KPIs proyectos microgeneración con micro-turbina

4.2 Proyecto implementación de microturbinas de río

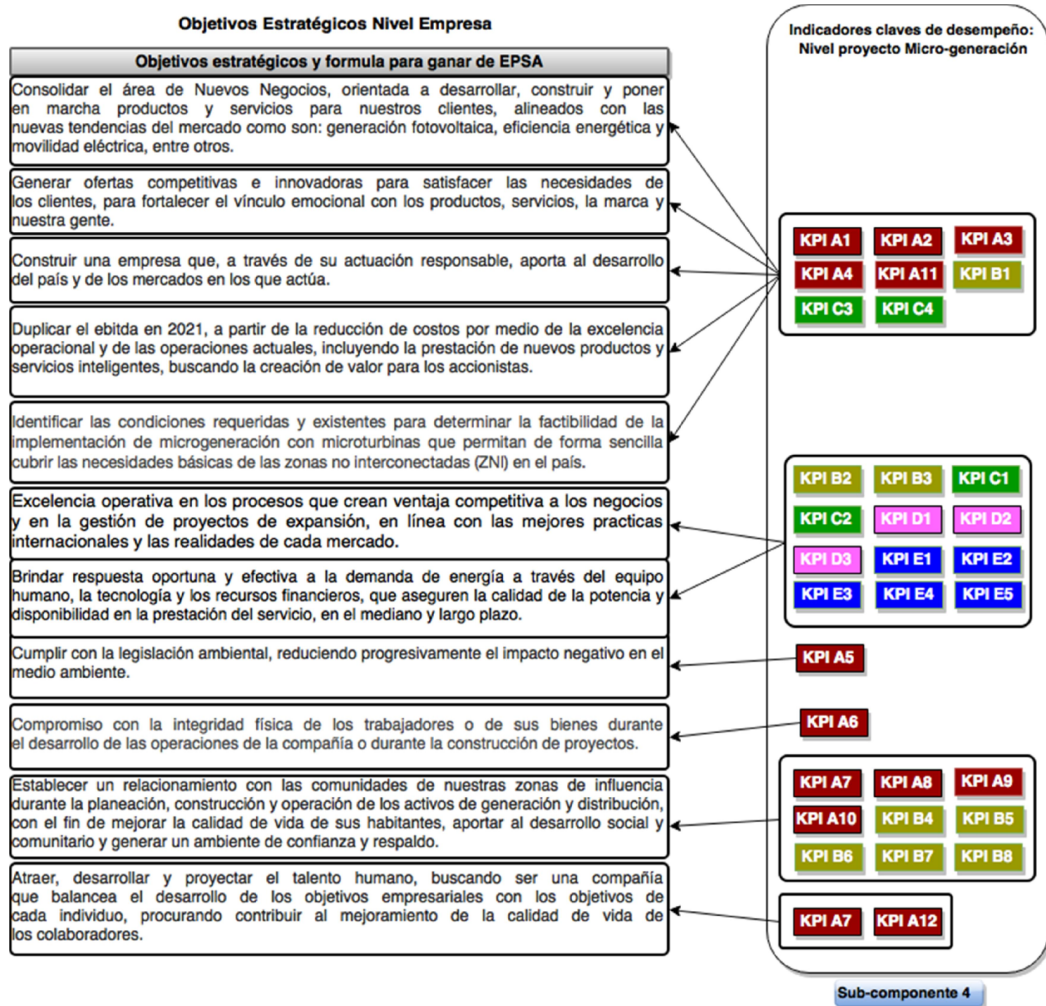


Figure 4.12: Marco de evaluación de KPIs proyecto micro-generación y su relación con los objetivos estratégicos nivel empresa

4. PROYECTOS PILOTOS SMART GRID EPSA

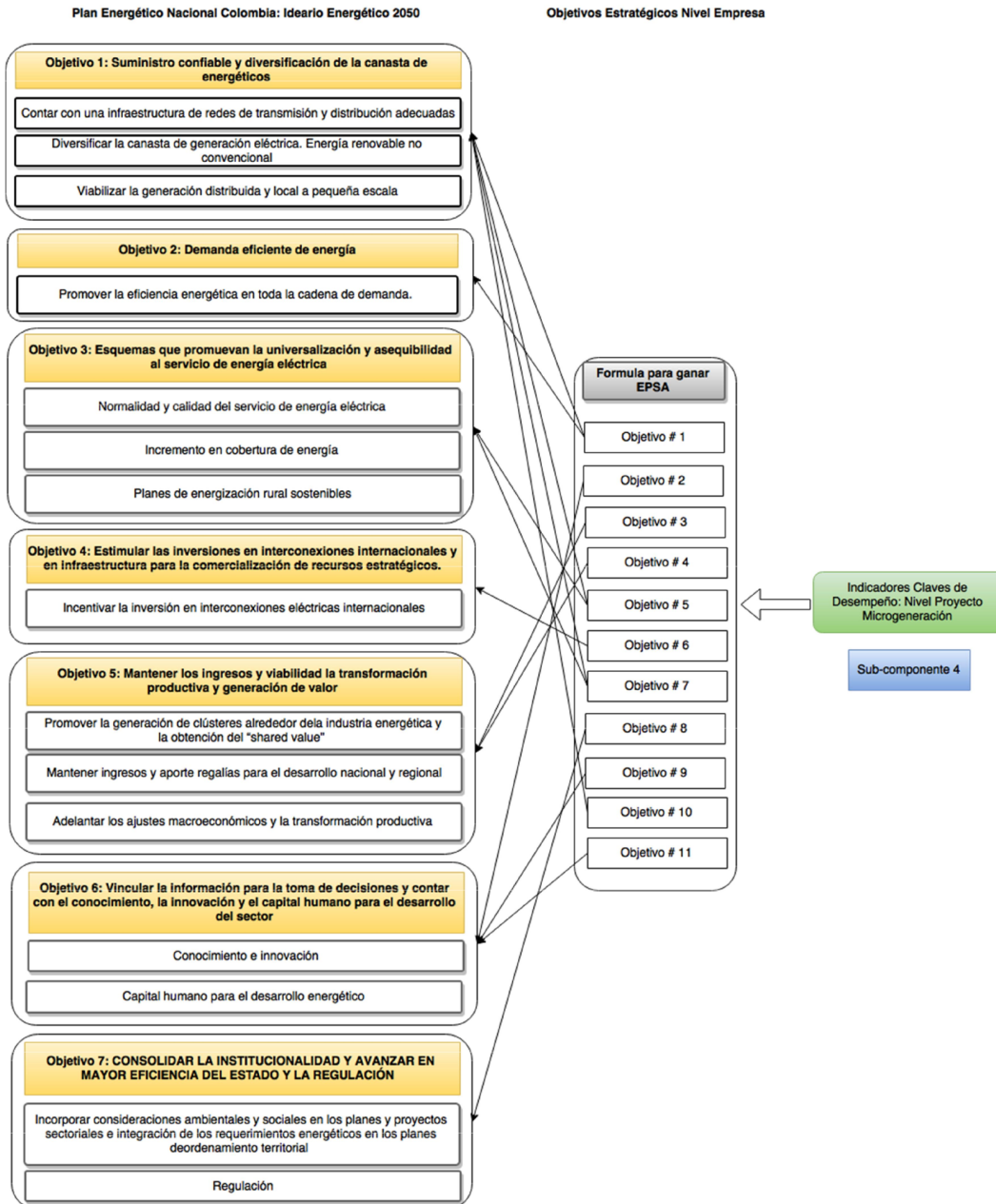


Figure 4.13: Continuación figura 4.12 para el marco de evaluación de objetivos estratégicos nivel Empresa y su relación con los objetivos del plan energético nacional para proyectos de microgeneración

4.3 Proyecto implementación generación fotovoltaica

4.3.1 Descripción general

El consumo mundial de energía eléctrica impulsa el desarrollo de la industria, del transporte y de los medios de comunicación. En la actualidad, gran parte de esta energía eléctrica se produce a partir de recursos no renovables como el carbón, el petróleo, el uranio y el gas natural. Estos combustibles tienen una lenta velocidad de regeneración y pone en riesgo su agotamiento de una manera rápida y que afecta los intereses del desarrollo tecnológico a nivel mundial.

Por otra parte, el incremento en la demanda energética produce un aumento en el



Figure 4.14: Sistema fotovoltaico edificio EPSA Yumbo

consumo del petróleo influyendo directamente en el deterioro progresivo del medio ambiente y de los recursos económicos de los países.

Las emisiones del gas de efecto invernadero se generan diariamente jugando un papel importante en el cambio climático y el aumento de la contaminación. Estos análisis llevan a buscar las soluciones más innovadoras de abordar el déficit de energía y limitar el impacto negativo sobre el medio ambiente. Así, el desarrollo de las fuentes limpias y no contaminantes basadas en energías renovables son cada vez más solicitadas por los productores de energía y los gobiernos.

La energía solar en su abundancia en la tierra y su regeneración constante conlleva a un interés de carácter mundial para su aprovechamiento como energía térmica o energía eléctrica por efecto fotoeléctrico. Esta última denominada comúnmente energía fotovoltaica, es una solución idónea para evitar el uso de sistemas de generación de energía convencionales; sin embargo, los sistemas fotovoltaicos pueden impactar negativamente la calidad de la energía cuando son conectados a la red eléctrica general.

4. PROYECTOS PILOTOS SMART GRID EPSA

En la actualidad se presenta una introducción de los sistemas solares fotovoltaicos al mercado nacional sin ningún tipo de restricciones y sin ninguna evaluación de la capacidad de la red para soportar la interconexión masiva de estos, por lo cual se deben evaluar los posibles impactos de dicha masificación en nuestro sistema eléctrico garantizando así el abastecimiento energético continuo de la población actual y la calidad en el servicio.

Por la problemática antes descrita, este proyecto tiene como objetivo principal llevar a cabo una evaluación del impacto que tiene la implementación de esta tecnología en la red eléctrica regional y que permita conocer las condiciones bajo las cuales sería apropiada su aplicación en el sistema interconectado nacional; esto manejándolo bajo la implementación de un sistema fotovoltaico en el edificio EPSA yumbo en modalidad de piloto.

Tipo de implementación: Grid-tie conectado directamente al barraje general para suministrar energía a los servicios auxiliares del edificio.

Tabla 4.4: Cantidad de activos de generación fotovoltaica laboratorio EPSA

Elemento	Cantidad	Marca	Potencia nominal
Monocristalinas	78	Yingli Solar	265 Wp
Policristalinas	72	Yingli Solar	285 Wp
Amorfas	144	Dupont	142 Wp
Inversores	9	SMA	NA
Estación	2		NA

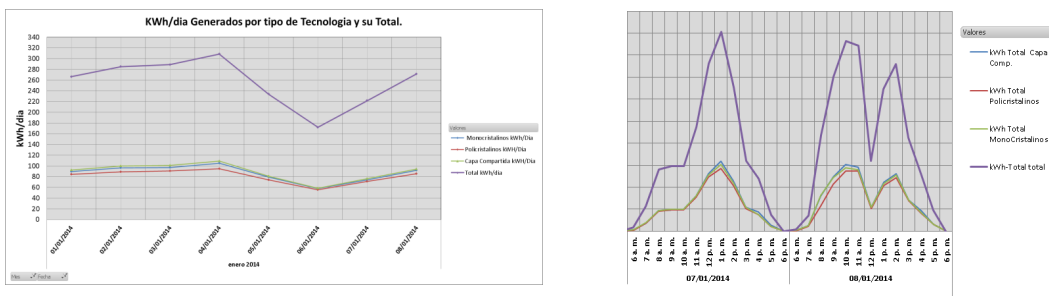


Figure 4.15: Producción de energía de los sistemas solares fotovoltaicos y Curvas de potencia de los conjuntos generadores

4.3 Proyecto implementación generación fotovoltaica

4.3.2 Descripción de los equipos del proyecto

Una descripción de los equipos implementados en el proyecto es presentada como sigue:

- **Monocrystalinas:** se componen de secciones de un único cristal de silicio (reconocibles por su forma circular u octogonal, donde los 4 lados cortos, si se observa, se aprecia que son curvos, debido a que es una célula circular recortada).



Figure 4.16: Silicio Monocristalino

- **Policristalinas:** cuando están formadas por pequeñas partículas cristalizadas



Figure 4.17: Silicio Policristalino

- **Amorfás:** cuando el silicio no se ha cristalizado.

4. PROYECTOS PILOTOS SMART GRID EPSA



Figure 4.18: Silicio Amorfo de capa fina



Figure 4.19: Estación hidro-climatológica

4.3 Proyecto implementación generación fotovoltaica

4.3.3 Propuesta de indicadores claves de rendimiento –KPIs generación fotovoltaica

En la siguiente figura 4.20, se presentan los indicadores claves de rendimientos sugeridos para proyectos relacionados con generación fotovoltaica; también se presenta en la figura 17 la relación directa que tienen cada uno de los indicadores con un objetivo principal o estratégico fijado por la empresa.

A. Capa: Inteligencia de negocio			
A.1	Costo nivelado de energía por sistema fotovoltaico [\$/kWh]	A.5	Reducción de CO2 [%]
A.2	Tamaño del sistema [Wp]	A.7	Número de empleos generados
A.3	Usuarios atendidos	A.8	Número de personal calificado en el área de generación fotovoltaica
A.4	Energía consumida por usuario [kWh]	A.9	Número de accidentes e incidentes
B. Capa: Análisis de consumo			
B.1	Factor de capacidad	B.5	Reducción de CO2 [%]
B.2	SAIDI [min]	B.6	Autoconsumo y exportación a la red [%/%]
B.3	SAIFI	B.7	Ahorro económico del consumidor [\$]
B.4	MAIFI	B.8	Satisfacción con la calidad de la energía por parte del usuario [%]
C. Capa: Análisis de ingeniería			
C.1	Coefficiente de rendimiento [%]	C.3	Niveles de radiación en el sitio [W/m ²]
C.2	Porcentaje de pérdidas sistema fotovoltaico [%]	C.4	Gestión de la congestión [kW] [kvar]
D. Capa: Proceso de operaciones			
D.1	Niveles de tensión [%]	D.4	Desbalance máximo permitido en la tensión [%]
D.2	Frecuencia esperada [Hz]	D.5	La estabilidad del voltaje del sistema de distribución
D.3	Factor de potencia		
E. Capa: Protección y control			
E.1	Velocidad de respuesta [s]	E.3	Nivel de armónicos de corriente THD-I [%]
E.2	Nivel de armónicos de tensión THD-V [%]	E.4	Efecto de Parpadeo (Flicker)

Figure 4.20: Medidas de desempeño KPIs proyectos generación fotovoltaica

4. PROYECTOS PILOTOS SMART GRID EPSA

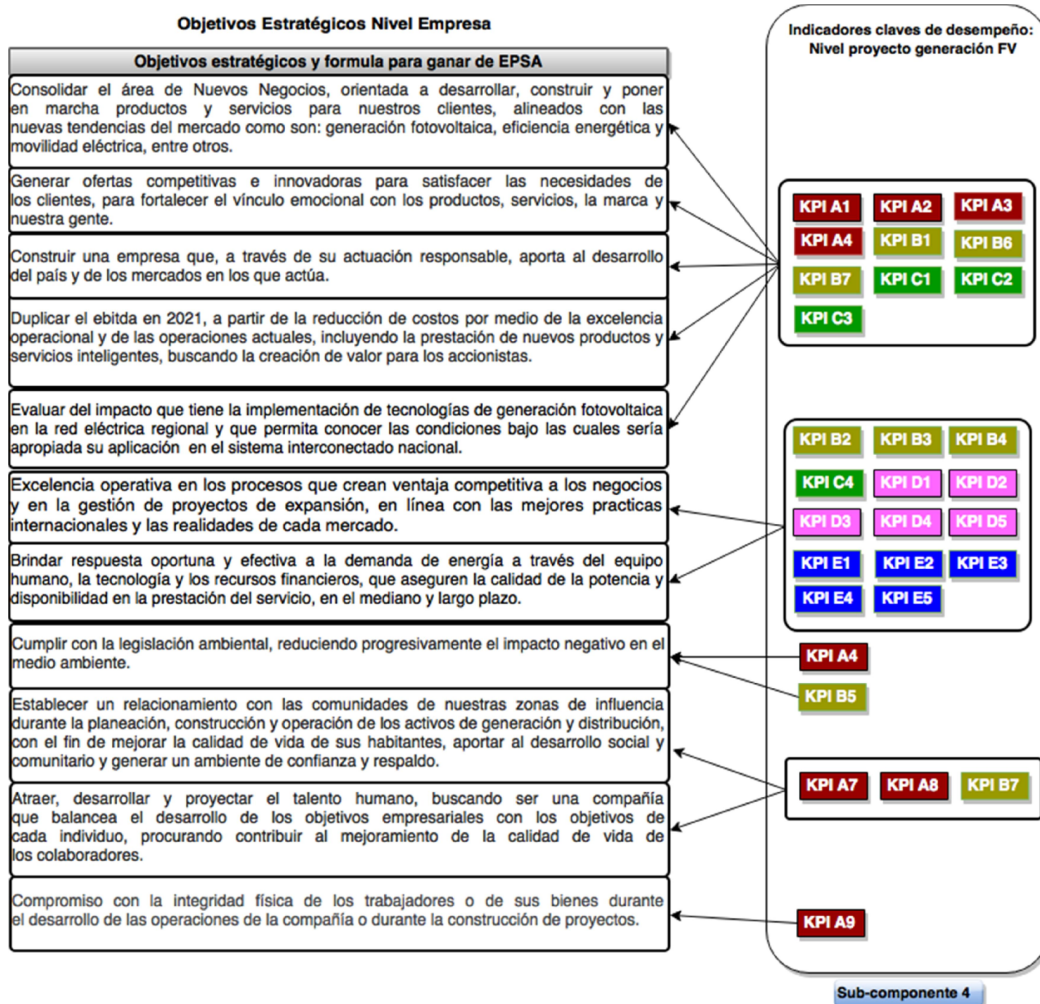


Figure 4.21: Marco de evaluación de KPIs proyecto generación fotovoltaica y su relación con los objetivos estratégicos nivel empresa

4.3 Proyecto implementación generación fotovoltaica

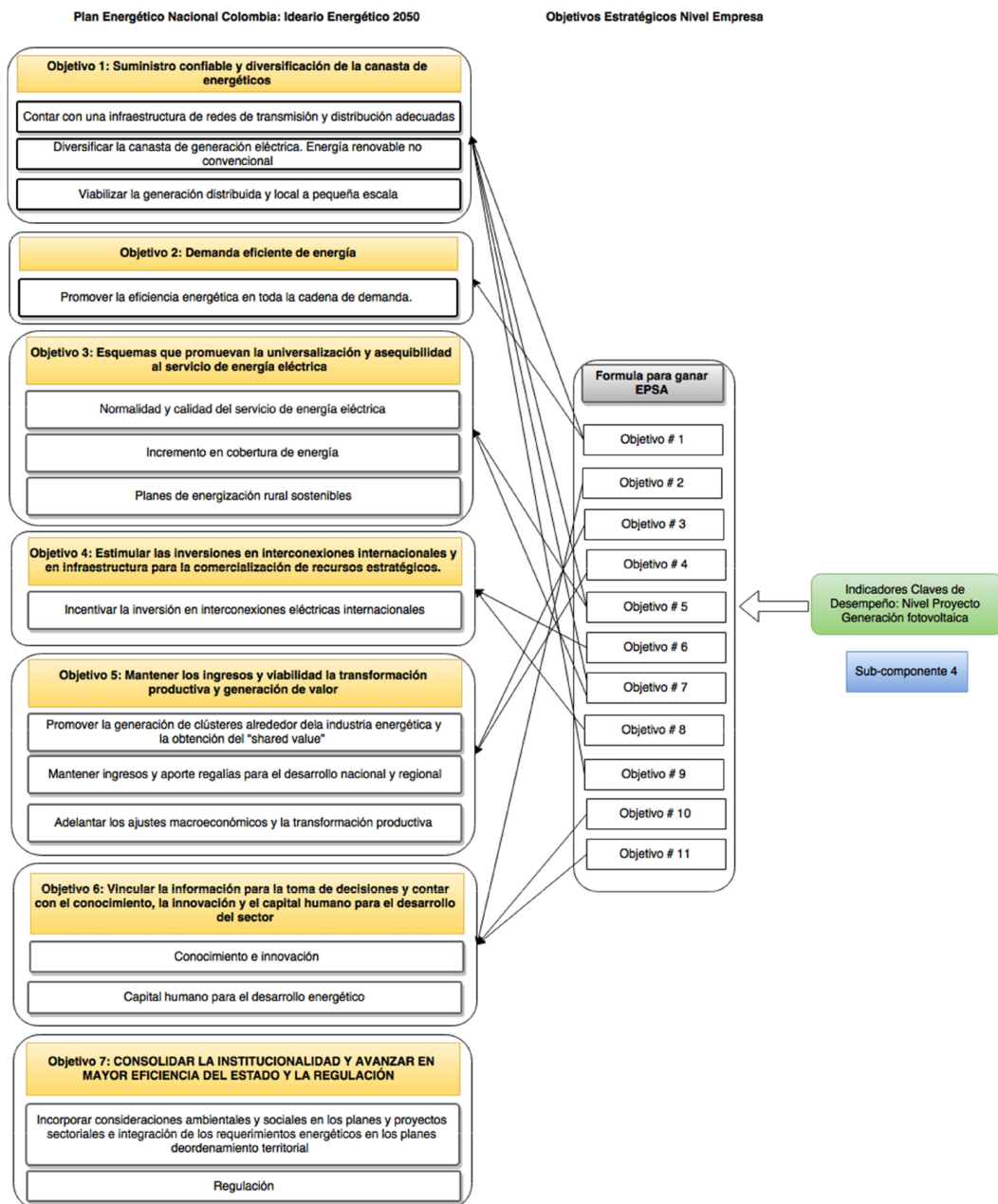


Figure 4.22: Continuación figura 4.21 para el marco de evaluación de objetivos estratégicos nivel empresa y su relación con los objetivos del plan energético nacional para proyectos de generación fotovoltaica

4. PROYECTOS PILOTOS SMART GRID EPSA

4.4 Análisis Costo-beneficio proyectos EPSA

Para la estimación del costo-beneficio de los proyectos Smart Grid antes mencionados, se utilizó la metodología, denominada “*Guidelines for conducting a cost-benefits analysis of Smart Grid Projects*”[36, 39], propuesta por la Unión Europea. La razón de la escogencia, está determinada por la fácil comprensión para realizar un análisis costo-beneficio para las entidades energéticas como para el usuario. La idea principal de la metodología indica que los activos ofrecen un conjunto de funcionalidades que pueden permitir cuantificar y eventualmente monetizar los beneficios. La figura 4.23 muestra la metodología adoptada, las cuales son: Caracterización del proyecto, Estimación de los beneficios potenciales y comparación de los costos y beneficios.

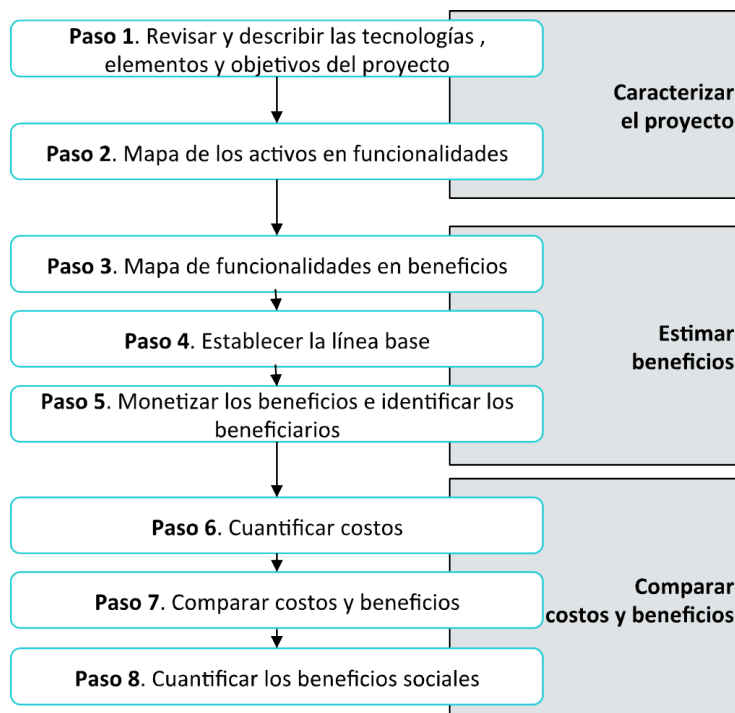


Figure 4.23: Metodología para determinar el costo-beneficio de proyectos Smart Grid. Tomado de [36]

Se describe cada etapa de la metodología implementada:

4.4 Análisis Costo-beneficio proyectos EPSA

- **Paso 1: Revisión y descripción de las tecnologías, elementos y objetivos del proyecto**

En los numerales 4.1,4.2 y 4.3 se describen las tecnologías y los elementos de cada proyecto Smart Grid de de movilidad eléctrica, micro-generación y generación fotovoltaica desarrollado por EPSA.

Los objetivos de cada proyecto se presentan en la figura 4.24:

Figure 4.24: Objetivos de los proyecto de EPSA

- **Paso 2 y 3: Mapa de los activos en funcionalidades y funcionalidades en beneficios**

La Figura 4.25 ilustra el mapa de funcionalidades en beneficios que se desarrolló para los tres proyectos Smart Grid creado por EPSA, en el contexto local. Para cada beneficio, se indica su parámetro de medición, los beneficiarios y si éstos se obtienen de forma directa o indirecta.

- **Paso 4: Establecer la línea base de los proyectos**

En este trabajo se incluyó el escenario donde se considera la implementación del proyecto piloto.

- Escenario A (baseline) : Este escenario refleja las condiciones del sistema sin un proyecto Smart Grid.
- Escenario B: Condiciones realizadas y medidas con el sistemas Smart Grid instalado. (ver tabla 5.2 para encontrar ejemplos de beneficiones para los tres proyectos piloto).

- **Paso 5 y 6 : Cuantificación beneficios y costos**

- En total, el proyecto de generación fotovoltaica representa una inversión total de \$474.000.000 millones de pesos colombianos, considerando la

4. PROYECTOS PILOTOS SMART GRID EPSA

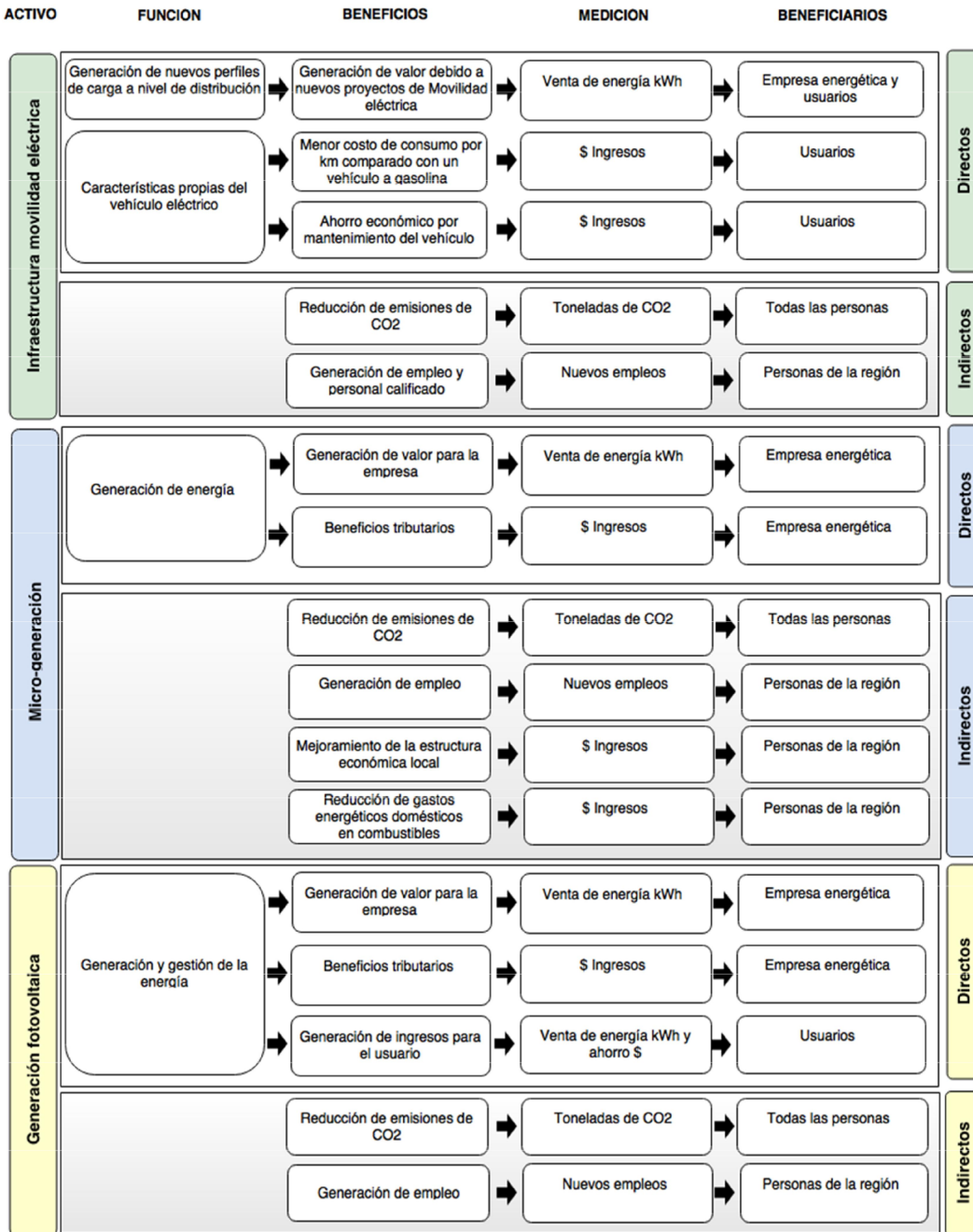


Figure 4.25: Mapa de funcionalidades y beneficios atribuidos a proyectos de movilidad eléctrica, microgeneración y generación fotovoltaica de EPSA

4.4 Análisis Costo-beneficio proyectos EPSA

instalación y puesta en operación del sistema fotovoltaico interconectado. El proyecto plantea un beneficio de ahorro por eficiencia energética de equipos de alto consumo como son los aires acondicionados. La potencia total real generada por los paneles fue de 87582 kWh/año, obteniendo un ahorro para la empresa en términos de la factura evitada en el primero año de 30 millones de pesos.

- Para el proyecto de generación con micro-turbinas, los costos de instalación y puesta en servicio fueron de \$60.000.000 de pesos colombianos. Este proyecto cuenta con una turbina de río de 5 kW de potencia instalada, que podría abastecer la potencia demandada de 20 casas en una población del pacífico.
- La generación fotovoltaica y las PHC son considerados energías alternativas, en ocasión a eso la Ley 1570 de mayo de 2014 estableció el marco legal y los instrumentos para la promoción, desarrollo y utilización de las Fuentes No Convencionales de Energía - FNCE, en especial las de carácter renovable, en el sistema energético nacional, mediante su integración al mercado eléctrico. Por lo tanto, para este tipo de proyectos, se puede obtener un beneficio al permitir una deducción total del 50% del valor de la inversión, distribuida en uno cualquiera de los cinco años siguientes al momento de la inversión, o en todos ellos.
- Finalmente, el proyecto de movilidad eléctrica trae beneficios a partir de la venta de energía para la carga de los vehículos para la empresa energética. Por parte de los usuarios, se tendrá una reducción del costo comparado con la compra de gasolina y en mantenimiento y operación del vehículo. De este proyecto, solo se presenta una estimación del beneficio social y ambiental generado ya que por cuestiones de confidencialidad de la información y considerarse un nuevo modelo de negocio para la empresa, no se obtuvo información de los costos y beneficios del proyecto.

La Tabla 4.6 presenta las variables consideradas para las evaluaciones técnica y financiera de los escenarios planteados:

4. PROYECTOS PILOTOS SMART GRID EPSA

En las tablas 4.7 y 4.8 se presentan los flujos de efectivo para los proyectos mencionados.

4.4 Análisis Costo-beneficio proyectos EPSA

Tabla 4.5: Comparación entre el escenario actual (escenario A) y el escenario con proyecto Smart Grid (Escenario B).

Beneficio	Escenario A. Condición inicial	Variables y KPI usados	Escenario B. Con proyecto Smart Grid	Variables y KPI usados
Proyecto movilidad eléctrica	Generación de costos asociados al uso de combustible	*Gasto en combustible (Gal/km recorrido), * Porcentaje de vehículos que funcionan a gasolina [%]	Menor costo de consumo de vehículo eléctrico por km, comparado con un vehículo a gasolina	*Ahorro económico por gestión de la demanda en vehículos eléctricos [\$/kWh] *Ahorro económico en combustible [\$/km], *,Ahorro económico en O&M [\$/km]
Proyecto generación fotovoltaica	Dependencia de la energía con fuentes fósiles (centrales térmicas)	* Costo de energía [kW/h] * Emisiones de CO ₂ [%]	Generación de valor para la empresa y una posible participación del usuario en el mercado eléctrico para la venta de energía solar generada con sus paneles	*Energía consumida por usuario [kWh], *Reducción de CO ₂ [%], *Autoconsumo y exportación a la red [%/!%], *Costo nivelado de energía por sistema fotovoltaico [\$/kWh]
Proyecto Generación con microturbina de río.	Población vulnerable y aumento en los índices de pobreza.	* Índices de analfabetismo. * Índices de pobreza y problemas en la salud, * Gastos energéticos domésticos en combustible [\$/].	Mejoramiento de la economía de la región	*Mejora del confort en la vivienda, *Reducción de gastos energéticos domésticos en combustibles [\$/], *Número total de instituciones sociales nuevas conectadas. *Incremento del desarrollo económico local

4. PROYECTOS PILOTOS SMART GRID EPSA

Tabla 4.6: Variables consideradas para las evaluaciones técnicas y financieras de los escenarios planteados

Datos Generales	Micro-generación	Generación fotovoltaica
Inflación ⁽¹⁾ [%]		5.5
Incremento de las tarifas eléctricas ⁽²⁾		5.6
Tarifa de referencia ⁽³⁾ [\$/kWh]	270	352
Tasa de descuento ⁽⁴⁾ [%]		11
Depreciación ⁽⁵⁾ [%]		10
Vida útil del proyecto [años]	10	30
Costos		
Costo total de la tecnología [\$]	60'000.000	474'000.000
Costo de operación y mantenimiento [\$/año]	1'636.000	10'000.000

(1) Inflación acumulada en el 2015. Fuente: <http://www.banrep.gov.co/es/ipc>

(2) Incremento de la tarifa eléctrica. Fuente: <http://www.sui.gov.co>

(3) Tarifa de referencia. Fuente: Proporcionada por ingenieros de EPSA.

(4) Tasa de descuento. Fuente: Proporcionada por ingenieros de EPSA.

(5) Depreciación. Según la ley 1715 de 2014, permite una tasa máxima de depreciación anual del 20% de la vida de la planta.

Tabla 4.7: Flujo de efectivo del modelo piloto generación fotovoltaica

Año	COSTOS		BENEFICIOS		FLUJO DEL PROYECTO	FLUJO DE CAJA ACUMULADO
	Inversión	Costos de operación y mantenimiento	Venta de energía	Beneficio tributario		
0	\$60,000,000				-\$60,000,000.00	-\$60,000,000.00
1		\$1,636,000	\$7,020,000	\$3,000,000	\$7,984,000.00	-\$52,016,000.00
2		\$1,725,980	\$7,813,436	\$3,000,000	\$8,687,455.50	-\$43,328,544.50
3		\$1,820,909	\$8,243,174	\$3,000,000	\$9,022,265.55	-\$34,306,278.95
4		\$1,921,059	\$8,696,549	\$3,000,000	\$9,375,490.16	-\$24,930,788.79
5		\$2,026,717	\$9,174,859	\$3,000,000	\$9,748,142.12	-\$15,182,646.67
6		\$2,138,187	\$9,679,477	\$ -	\$7,141,289.93	-\$8,041,356.74
7		\$2,255,787	\$10,211,848	\$ -	\$7,556,060.88	-\$485,295.86
8		\$2,379,855	\$10,773,499	\$ -	\$7,993,644.23	\$7,508,348.37
9		\$2,510,747	\$11,366,042	\$ -	\$8,455,294.66	\$15,963,643.03
10		\$2,648,838	\$11,991,174	\$ -	\$8,942,335.87	\$24,905,978.89
11		\$2,794,524	\$12,650,689	\$ -	\$9,456,164.34	\$34,362,143.23
12		\$2,948,223	\$13,346,477	\$ -	\$9,998,253.38	\$44,360,396.61
13		\$3,110,375	\$14,080,533	\$ -	\$10,570,157.31	\$54,930,553.92
14		\$3,281,446	\$14,854,962	\$ -	\$11,173,515.97	\$66,104,069.89
15		\$3,461,926	\$15,671,985	\$ -	\$11,810,059.34	\$77,914,129.23

4.4 Análisis Costo-beneficio proyectos EPSA

Tabla 4.8: flujo de efectivo del modelo piloto generación con turbina de río

Año	COSTOS		BENEFICIOS		FLUJO DEL PROYECTO	FLUJO DE CAJA ACUMULADO
	Inversión	Costos de operación y mantenimiento	Ahorro de energía	Beneficio tributario		
0	\$474,000,000				-\$474,000,000	-\$474,000,000
1		\$10,000,000	\$30,976,000	\$47,200,000	\$66,596,000	-\$407,404,000
2		\$10,550,000	\$34,447,062	\$47,200,000	\$69,547,062	-\$337,856,937
3		\$11,130,250	\$36,373,301	\$47,200,000	\$70,863,050	-\$266,993,886
4		\$11,742,414	\$85,573,832	\$47,200,000	\$72,251,418	-\$194,742,468
5		\$12,388,247	\$38,373,832	\$47,200,000	\$73,716,146	-\$121,026,321
6		\$13,069,600	\$42,711,035	\$ -	\$28,061,434	-\$92,964,886
7		\$13,788,428	\$45,060,142	\$ -	\$29,691,713	-\$63,273,173
8		\$14,546,792	\$47,538,449	\$ -	\$31,411,657	-\$31,861,515
9		\$15,346,865	\$50,153,064	\$ -	\$33,226,199	\$1,364,683
10		\$16,190,943	\$52,911,483	\$ -	\$35,140,540	\$36,505,223
11		\$17,081,445	\$55,821,614	\$ -	\$37,160,169	\$73,665,393
12		\$18,020,924	\$58,891,803	\$ -	\$39,290,879	\$112,956,272
13		\$19,012,075	\$62,130,852	\$ -	\$41,538,777	\$154,495,049
14		\$20,057,739	\$65,548,049	\$ -	\$43,910,310	\$198,405,360
15		\$21,160,915	\$69,153,192	\$ -	\$46,412,277	\$244,817,637
16		\$22,324,765	\$72,956,617	\$ -	\$49,051,852	\$293,869,489
17		\$23,552,627	\$76,969,231	\$ -	\$51,836,604	\$345,706,094
18		\$24,848,021	\$81,202,539	\$ -	\$54,774,517	\$400,480,611
19		\$26,214,663	\$85,668,679	\$ -	\$57,874,016	\$458,354,627
20		\$27,656,469	\$90,380,456	\$ -	\$61,143,986	\$519,498,614
21		\$29,177,575	\$95,351,381	\$ -	\$64,593,806	\$584,092,420
22		\$30,782,342	\$100,595,707	\$ -	\$68,233,365	\$652,325,786
23		\$32,475,370	\$106,128,471	\$ -	\$72,073,100	\$724,398,887
24		\$34,261,516	\$111,965,537	\$ -	\$76,124,021	\$800,522,908
25		\$36,145,899	\$118,123,641	\$ -	\$80,397,742	\$880,920,650
26		\$38,133,923	\$124,620,442	\$ -	\$84,906,518	\$965,827,168
27		\$40,231,289	\$131,474,566	\$ -	\$89,663,276	\$1,055,490,445
28		\$42,444,010	\$138,705,667	\$ -	\$94,681,656	\$1,150,172,102
29		\$44,778,431	\$146,334,479	\$ -	\$99,976,048	\$1,250,148,150
30		\$47,241,244	\$154,382,875	\$ -	\$105,561,630	\$1,355,709,781

- **Paso 7: comparación de costos y beneficios**

Una vez los costos y los beneficios se han calculado, la metodología sugiere cuatro maneras para compararlos, con el fin de evaluar la relación costo-eficacia del proyecto. Se hace una breve descripción de cada uno:

Comparación anual: Este método consiste en la compilación de los costos y beneficios anuales totales durante el período de estudio, con el fin de hacer

4. PROYECTOS PILOTOS SMART GRID EPSA

comparaciones año a año. Este enfoque es útil en la identificación de los distintos años en los que los costos superan a los beneficios o viceversa.

Comparación acumulativa: Este método presenta los costos y los beneficios de forma acumulativa en el tiempo, es decir, el costo de cada año es la suma del valor de ese año, más el valor de todos los años anteriores. Este enfoque es útil para identificar el punto en el tiempo cuando los beneficios superan los costos (“punto de equilibrio”).

Valor actual neto (VAN): Este método permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros, originados por una inversión. La metodología consiste en descontar al momento actual, es decir, actualizar mediante una tasa todos los flujos de caja futuros. Éste, es el más conocido a la hora de evaluar proyectos de inversión a largo plazo, además permite determinar si una inversión cumple con el objetivo básico financiero. Por tal motivo, se utilizará el VAN para determinar los beneficios y costos de los involucrados en nuestro caso de estudio.

En las figuras 4.26 y 4.27 se presentan el VAN del proyecto, la tasa mínima de retorno y el periodo de recuperación para los proyectos de generación fotovoltaica y generación con microturbina de río.

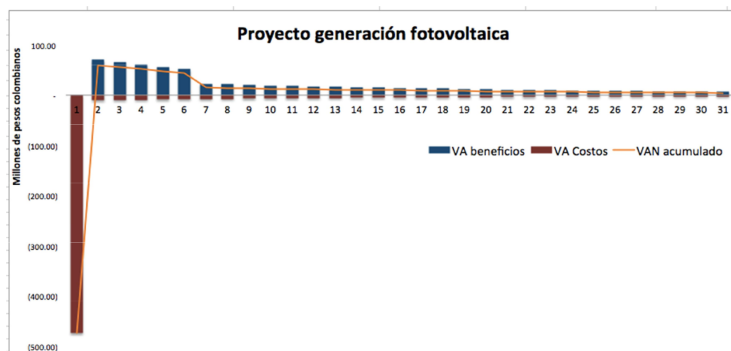


Figure 4.26: Flujos actualizados por año y VAN acumulado, proyecto de generación fotovoltaica

El VAN del proyecto generación fotovoltaica es de 7,757,448 millones de pesos, mientras que el retorno simple de la inversión se da en el año 9. El ratio

4.4 Análisis Costo-beneficio proyectos EPSA

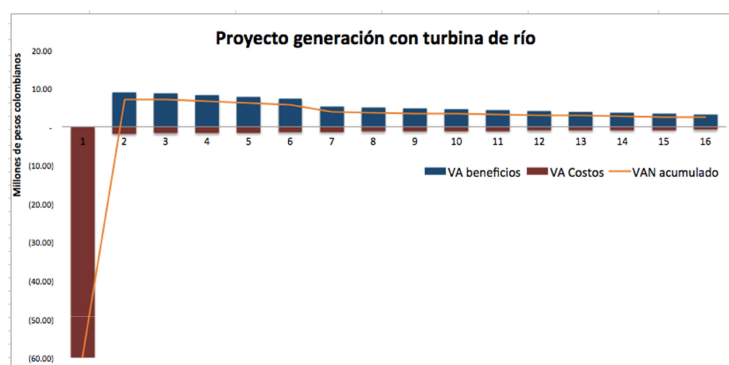


Figure 4.27: Flujos actualizados por año y VAN acumulado, proyecto generación con turbina de río

Beneficio-Costo es de 1.012. El VAN del proyecto generación con turbina de río es de 3,823,269 millones de pesos, mientras que el retorno simple de la inversión se da en el año 8. El ratio Beneficio-Costo es de 1.049.

- **Paso 8: Cuantificación de beneficios sociales**

En esta sección, se describen los principales beneficios ambientales y sociales que podrán obtenerse debido a la implementación de los tres proyectos pilotos implementados por EPSA.

De los beneficios sociales y ambientales, se exponen a modo de ejemplo, la reducción de emisiones de CO₂, beneficio monetario de los usuarios y generación de empleo. Los demás beneficios se verán plasmados a través del tiempo, en los indicadores claves de desempeño propuestos. Estos indicadores, se observan con mayor detalle en el Anexo A.

GENERACIÓN FOTOVOLTAICA

1. AMBIENTAL

Reducción de emisiones de CO₂: El consumo eléctrico promedio anual en las instalaciones de EPSA Yumbo era de 2.208.264 kWh/año. Al introducir los paneles solares, se representa un ahorro en el consumo

4. PROYECTOS PILOTOS SMART GRID EPSA

eléctrico del 4% anual. Para determinar la disminución en las emisiones de CO₂, por el efecto de la implementación de los paneles solares, se utilizó la metodología de cálculo de emisiones detallada en [11]. Se consideró un factor de emisión asociado promedio de la generación de electricidad en Colombia de 126 gCO₂/kWh [4].

Tabla 4.9: Cálculo de las emisiones de CO₂

Inicialmente	Finalmente
Consumo energético=2.208.264 kWh/año	Consumo energético=(1- 0.04) × 2.208.264,kWh/año =2.120.685 kWh/año
Emisiones de CO ₂ =(2.208.264 kWh/año × 126 g de CO ₂ /kWh)= 278.2 Tonelaas de CO ₂ /año	Emisiones de CO ₂ =(2.120.685 kWh/año × 126 g de CO ₂ /kWh)=267.2 Toneladas de CO ₂ /año

por lo tanto, el ahorro de emisiones fue de:

278.2 Toneladas de CO₂/año -267.2 Toneladas de CO₂/año=11 toneladas de CO₂/año.

2. SOCIOECONÓMICO

Disminución de la compra de energía y venta de excedentes: Dentro de los beneficios presentados en la tabla 4.7, se presenta un beneficio económico por concepto de ahorro de energía (autoconsumo), después de terminar de saldar la inversión de los paneles solares. También, se debe considerar como un posible beneficio a futuro, la posibilidad de vender aquellos excedentes energéticos que disponga el usuario, inyectándolos a la red de distribución, con el fin de suplir las necesidades energéticas del operador de red. Sin embargo, para que se dé una exportación de energía, debe existir estímulos al usuario y cambios regulatorios en las políticas energéticas colombianas. Generación de empleo: En la Tabla 4.10 se muestra una estimación conservadora del personal contratado para la construcción del proyecto de generación fotovoltaica de EPSA.

GENERACIÓN CON TURBINA DE RÍO

4.4 Análisis Costo-beneficio proyectos EPSA

Tabla 4.10: Generación de empleos

Entidad	# Personas
Académica	3
Pública	3
Privada	10

1. AMBIENTAL

Reducción de emisiones de CO₂: Para obtener la disminución de emisiones de CO₂, se debe considerar los datos de consumo energético familiar en combustibles. Los combustibles que se van a dejar de utilizar son el querosén, las velas, el gas licuado de petróleo para la iluminación y las pilas. Los tres primeros, son fuente de gases de efecto invernadero, con lo cual se puede cuantificar su nivel de emisión, multiplicando la cantidad utilizada por su respectivo factor de emisión. Teniendo en cuenta el número de familias conectadas a la microturbina, se puede saber la contribución del proyecto en la reducción de emisiones de CO₂.

La tabla 4.11 presenta la reducción estimada de CO₂ bajo los siguientes supuestos:

En promedio, cada familia dejaría de consumir mensualmente 21 velas y 14 Kg de Gas Licuado de Petróleo (GLP). Considerando que el proyecto podría abastecer la potencia demandada de 20 casas en una población del pacífico, la reducción de emisiones total es la siguiente

2. SOCIOECONÓMICO

Contribución a la reducción de la pobreza: Para realizar un seguimiento de los objetivos y metas socioeconómicas en contribución a la reducción de la pobreza, se deben tener en cuenta los siguientes indicadores claves de desempeño.

Para ver los resultados y la proyección estimada de estos indicadores, ir a la sección 4.5. De los beneficios sociales y ambientales, se exponen a modo de ejemplo, la reducción de emisiones de CO₂, beneficio mone-

4. PROYECTOS PILOTOS SMART GRID EPSA

Tabla 4.11: Reducción de emisiones de CO₂ para el caso de generación con micro-turbina de río

Número de viviendas	Personas por Vivienda	Factor de emisión de velas ⁽³⁾	Factor de emisión GLP ⁽¹⁾⁽²⁾	Total emisiones al año
20	5 em promedio	52 kg CO ₂	844 kg CO ₂	10.569.6 kg CO ₂

(1) Fuente: <https://www.minminas.gov.co/documents/10180/657478/REVISTA>

++Programa+Nacional+de+sustitucion+de+cilindros+GLP.pdf/74e041b2-d29c-4c37-8215-3c2306d3c7fc

(2).Fuente:http://canvicalimatic.gencat.cat/web/.content/home/politiques/politiques_catalanes/la_mitigacio_del_canvi_climatic/guia_de_calcul_demissions_de_co2/

120301_guia_practica_calcul_emissions_rev_es.pdf

(3) Estudio sobre el impacto social, económico y ambiental de pequeñas centrales hidroeléctricas implantadas en comunidades rurales de La Paz, Bolivia

(3) Estudio sobre el impacto social, económico y ambiental de pequeñas centrales hidroeléctricas implantadas en comunidades rurales de La Paz, Bolivia

Tabla 4.12: Indicadores claves de rendimiento socioeconómicos, proyecto de generación con microturbina de río.

Criterio Socioeconómico	Indicadores	Ver Anexo A.3 proyecto microturbina
Contribución al alivio de la pobreza	Número de empleos generados	KPI A.7
	Reducción e gastos domésticos en combustible	KPI B.5
	Ingreso promedio mensual por hogar	KPI B.4
Aumento de la productividad local	Mejora del confort en la vivienda	KPI B.6
	Número total de instituciones sociales nuevas conectadas	KPI A.9

tario de los usuarios y generación de empleo. Los demás beneficios se verán plasmados a través del tiempo, en los indicadores claves de desempeño propuestos. Estos indicadores, se observan con mayor detalle en el Anexo A. .

MOVILIDAD ELÉCTRICA

1. AMBIENTAL

Reducción de emisiones de CO₂: Debido a que el vehículo eléctrico es más respetuoso con el medio ambiente que el vehículo de combustión, se espera un beneficio medioambiental como consecuencia de la implementación de este tipo de proyectos. Para calcular la diferencia de emisiones producidas por los vehículos eléctricos y un vehículo con motor de combustión, se considera lo siguiente:

4.4 Análisis Costo-beneficio proyectos EPSA

- El consumo medio de los vehículos eléctricos se encuentra en torno a los 14 kWh/100Km.
- Las emisiones del mix eléctrico de generación en Colombia son de 0.126KgCO₂/kWh.
- El consumo promedio de un vehículo diesel es de 5L/100km recorridos.
- EL factor de emisión del diesel es de 2.61 KgCO₂/L
- Actualmente, EPSA cuenta con dos vehículos eléctricos

Tabla 4.13: Cálculo de las emisiones de CO₂ para movilidad eléctrica

Inicialmente	Finalmente
Emisiones de CO ₂ de dos carros diesel con recorrido de 100 km=(2.61 Kg CO ₂ / L × 5 L)= 26.6 Kg de CO ₂	Emisiones de CO ₂ de los dos carros eléctricos de EPSA con recorrido de 100 km= (de 0.126 KgCO ₂ /kWh × 126 g de CO ₂ /kWh)=3.52 kg de CO ₂

por lo tanto, el ahorro de emisiones fue de:

26.6 kg de CO₂ - 3.52 kg de CO₂=23.08 toneladas de CO₂ por cada 100 km recorridos.

2. SOCIOECONÓMICO

Comparacion económica entre vehículos eléctricos y vehículos de combustión interna: Dentro de las principales características por las que se destacan los vehículos eléctricos es su alto rendimiento en la transformación de energía eléctrica de la batería a energía mecánica con la que se moverá el vehículo (rendimiento de 65% - 80%), en comparación al rendimiento de la transformación de energía de un motor de combustión a energía mecánica (rendimiento de 15% - 20%) [26]. El presente y el futuro de las baterías de los vehículos eléctricos tienen hacia las baterías de ion de Litio, ya que cada vez se fabrican con mayor densidad de carga y longevidad permitiendo mover motores más potentes; en la actualidad, la autonomía eléctrica media de un EV es de 150 km, sin embargo, se han fabricado modelos deportivos con una autonomía hasta de 394 km como el Tesla Roadster de 53 kWh. Con

4. PROYECTOS PILOTOS SMART GRID EPSA

el objetivo de saber el consumo que supone el vehículo eléctrico, en la Tabla 4.14 se discrimina los principales vehículos eléctricos y el consumo de kWh de la batería por cada 100 km recorridos para cada uno de ellos.

Tabla 4.14: Parámetros de consumo de un vehículo eléctrico por cada 100 km

MODELO	Valor (\$USD)	Vel (km/h)	Peso (kg)	kWh Batería	Autonomía (km)	kWh Batería/100km
Mega e-City	18.777	64	750	10	65	15,38
Reva L-ion	23.515	80	519	9	100	9,17
Think City	40.369	105	–	24	160	12,5
Mitsubishi i-Miev	44	130	1110	16	150	13,5
Citroën C-Zero	29.146	130	–	16	130	12,31
Renault Fluence Z.E.	25.329	135	1543	22	180	13,75
Renault kangoo Z.E.	17	130	1410/650 ⁽¹⁾	22	160	12,94
Nissan Leaf	46.49	145	–	24	160	13,72
Tesla Roadster	109	201	1235	53	394	14,9
BYD e6	56.9	160	2020	48	300	16
Lightning	239	200	–	44	320	11
Loremo	38.205	170	600	12,24	170	8
PROMEDIO				25,11	194	12,66

⁽¹⁾ Peso Vehículo/Capacidad de carga

El consumo medio aproximado para un vehículo eléctrico es de 12,66 kWh cada 100 km; Sin embargo, este valor corresponde al consumo de kWh que contiene la batería. Como el proceso de carga de la batería y la transformación a energía mecánica tienen pérdidas causadas por un rendimiento real no perfecto, la cantidad de kWh que necesitan extraerse de un toma de corriente o estación de carga son algo superiores. A partir de las constantes de rendimiento para cada proceso enlistadas en la Tabla 4.15, se obtiene el porcentaje de rendimiento para cada uno de los elementos del sistema que interviene desde el toma de carga o convertidor hasta la energía mecánica que mueve al vehículo.

De la Tabla 4.16 se deduce que a partir de los 12,66 kWh consumidos por la batería de un EV cada 100 km recorridos, 8,94 kWh son transformados en energía mecánica para mover el vehículo, para lo cual será necesario extraer de un toma de corriente la potencia equivalente

4.4 Análisis Costo-beneficio proyectos EPSA

Tabla 4.15: Rendimiento y eficiencia de un vehículo eléctrico. Fuente: R. Bargalló, J. Llaverías, H. Martín.

Sistema	Notación	Rendimiento %
Convertidor eléctrico	η_c	97,00
Bateria	η_b	98,80
Rend. Toma-Bateria	$\eta_c * \eta_b$	95,84
Motor y sistema electrico	η_m	88,30
Sis. Mec. Vehiculo	η_{mec}	80,00
Rend. Bateria- E_{mec}	$\eta_m * \eta_{mec}$	70,64
Total	$\eta_{total} = \eta_c * \eta_b * \eta_m * \eta_{mec}$	68,00

a 13,21 kWh, que corresponde al número de kWh que aparecerá en la factura por cada 100 km recorridos, por consiguiente, para la ciudad de Santiago de Cali, donde el costo por kWh EPSA como operador de red para un estrado 4 sin contribución ni subsidio en abril del 2012 es de 381,41 COP (US 0,22), el valor que supone proporcionar la energía necesaria a un vehículo eléctrico en la ciudad es de aproximadamente US\$ 2,9/100km. Todos los cálculos realizados en este capítulo se basan en una la tasa de cambio al 09 de Mayo del 2012 de \$1.766 COP/US\$

Tabla 4.16: Tabla de eficiencia en los diferentes procesos

kWh\$ E.mec\$/100km	kWh\$ B\$/100km	kWh\$ E\$/100km
Son los kWh que cada 100 km se transforman en energía mecánica aprovechable, a partir de los 12.66 kWh de la batería	Son los kWh que cada 100 km se consumen de la batería	Son los kWh de cada 100km es necesario extraer del toma de carga para proporcionar los 12.66 kWh a la batería. Son los kWh que se deben pagar cada 100km
8.94 kWh	12.66 kWh	13.21 kWh

A fin de comparar los consumos de los tres recursos energéticos tratados, se plantea un escenario de un automóvil particular con un desplazamiento diario de 36 km, distancia correspondiente en ida y vuelta de extremo a extremo en la ciudad de Cali, donde por semana tomando 6 días correspondería a 216 km, en un mes a 864 km y a un año 10368 km; con las variables anteriormente mencionadas, se realiza la comparación de un automóvil a gasolina de consumo económico aproximadamente de 50 km/galón, un automóvil que recurre a GNV par-

4. PROYECTOS PILOTOS SMART GRID EPSA

tiendo del hecho que un galón de gasolina corriente equivale a 3,3 m³ de GNV [50] y un vehículo eléctrico ajustado al promedio de consumo de 13,21 kWh/100km, el resultado proyectado al año 2030 se muestra en la Figura 4.281, los valores están dados en dólares estadounidenses

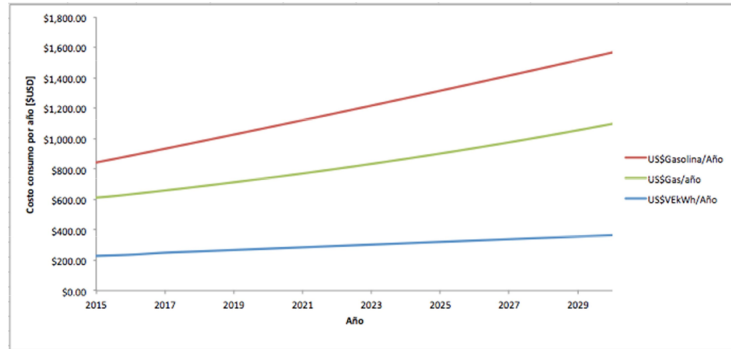


Figure 4.28: Consumo US\$/año para un vehículo a gasolina, GNV y eléctrico con 36 km/Día. Cálculos: Universidad del Valle

4.5 Escenarios proyectos piloto EPSA

Teniendo en cuenta que los objetivos estratégicos utilizados para los análisis fueron tomados del plan ideario 2050, los escenarios planteados para los proyectos pilotos cubren esos plazos también.

Las hipótesis tenidas en cuenta para la definición de escenarios fueron:

- Proyecciones crecimiento.

http://caracol.com.co/radio/2005/07/24/nacional/1122230580_189306.html

http://www.javeriana.edu.co/ier/recursos_user/documentos/revista51/SCANNER/CDR%2048/art%EDculo002.pdf

<http://www.javeriana.edu.co/biblos/tesis/eambientales/tesis121.pdf>

- Incremento de población rural

https://www.dane.gov.co/files/investigaciones/poblacion/proyepobla06_20/7Proyecciones_poblacion.pdf

4.5 Escenarios proyectos piloto EPSA

- Producción estimada anual calculada por EPSA
- Tiempos de generación estimados por EPSA

Las hipótesis tenidas en cuenta para la definición de escenarios fueron:

- Tasa de crecimiento de los sistemas fotovoltaicos en Colombia
http://www.fedesarrollo.org.co/wp-content/uploads/2011/08/WWF_Analisis-costo-beneficio-energias-renovables-no-convencionales-en-Colombia.pdf
http://www.upme.gov.co/Sigic/DocumentosF/Vol_2_Diagnostico_FNCE.pdf
- Proyecciones objetivo de EPSA y valores de SAIDI basados en la densidad demográfica obtenidos por la UE
- Proyecciones de la UE con relación al autoconsumo y exportación a la red

Penetración de vehículos IEA https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/EV_P

4. PROYECTOS PILOTOS SMART GRID EPSA

Tabla 4.17: Escenarios para el proyecto de generación con microturbina de río

Capas	Indicador (KPI)	Baseline		Targets		
		2015	2020	2030	2040	2050
Inteligencia de negocio	LCOE					
	Unidades en operación	1	10	340	680	1020
	Capacidad instalada de la micro turbina [kWp]	5	50	1700	3400	5100
	Número de personas conectadas por microturbina	100	1,000	34,000	68,000	102,000
	Reducción de CO ₂ [toneladas de CO ₂ /año]	0.53	5.28	179.68	359.37	539.05
	Número de accidentes e incidentes					
	Número de empleos generados					
	Diferencia promedio entre las personas beneficiadas actualmente y no beneficiadas a nivel nacional [%]	0.01	0.08	2.81	5.62	8.44
	Número total de instituciones sociales nuevas conectadas	0	5	170	340	510
	Incremento del desarrollo económico local [Negocios]	0	22	756	1511	2267
Producción anual de energía [MWh]	3.40	260	8840	17680	26520	
Número de personal calificado en el área de hidroelectricidad						
inteligencia de consumo	Factor de capacidad [%]	0.08	12.04	12.04	12.04	12.04
	SAIDI [min]					
	SAIFI					
	Ingreso promedio mensual por hogar [\$/mes]					
	Reducción de gastos energéticos domésticos en combustibles [1000*COP/mes]	0	7,000	238,000	476,000	714,000
	Mejora del confort en la vivienda Electricidad consumida por usuario [kWh/mes]	283	260	260	260	260
Satisfacción con la calidad de la energía por parte del usuario [%]						
ingeniería	Confiabilidad del proceso de generación [%]	18.19	60	60	60	60
	CAIDI [min]					
	Caudal de diseño [m ³ /s]					
	Porcentaje de inactividad del sistema por efectos externos [%]					
operaciones	Niveles de tensión esperados [%]	(+5% y -10 % NTC 1340) ±10%. CREG 025-95)				
	Frecuencia esperada [Hz]	Rango aceptado: 59,8 y 60,2 Hz. Según NTC 5001				
	Factor de potencia esperado	¿0,9 según NTC 5001				
proteccion y control	Respuesta rápida ante contingencias y el tiempo de restablecimiento del servicio ante fallas [s]					
	Nivel de armónicos de tensión THD-V [%]	Valores mínimos Norma IEEE 519 (THDV;5% HDV;3%)				
	Efecto de Parpadeo (Flicker)	Valores mínimos IEC 61000-4-15 (1 en 10 min y 0,65 en 2h)				
	Nivel de armónicos de corriente THD-I [%]	Según valores mínimos IEEE Std C57.12 (THDI;4%)				
	Desbalance máximo permitido en la tensión [%]	NTC 5001: 2%, para tensiones hasta 69.0 kV 1.5%, tensiones superiores a 69.0 kV				

4.5 Escenarios proyectos piloto EPSA

Tabla 4.18: Escenarios proyectos piloto de generación fotovoltaica

Capas	Indicador (KPI)	Baseline			Targets	
		2015	2020	2030	2040	2050
Inteligencia de negocio	LCOE [\$/kWh]					
	Tamaño del sistema [kWp]	62	364	12,578	434,273	14,993,808
	Usuarios atendidos	1	6	203	7,004	241,836
	Energía consumida por usuario [kWh/año]	87,492	87,492	87,492	87,492	87,492
	Reducción de CO ₂ [tonCO ₂ /año]	11	67	2,307	79,668	2,750,629
	Número de empleos generados					
	Número de personal calificado en el área de generación fotovoltaica	3	18	629	21,714	749,690
	Número de accidentes e incidentes					
Inteligencia de consumo	Factor de capacidad	39				
	SAIDI [h/año]	29	23	10	8	5
	SAIFI					
	MAIFI					
	Reducción de CO ₂ [tonCO ₂ /año]	11	67	2,307	79,668	2,750,629
	Autoconsumo y exportación a la red [%/%]	100/0	100/0	100/0	70/30	50/50
	Ahorro económico del usuario [\$1.000.000/año]	36	211	7,277	251,260	8,675,059
	Satisfacción con la calidad de la energía por parte del usuario					
ingenieria	Coefficiente de rendimiento [%]					
	Porcentaje de pérdidas sistema fotovoltaico [%]					
	Niveles de radiación en el sitio [W/m ²]	1,812	1,812	1,812	1,812	1,812
	Gestión de la congestión [kW] [kvar]					
operaciones	Niveles de tensión esperados [%]	(+5% y -10 % NTC 1340) ±10%. CREG 025-95)				
	Frecuencia esperada [Hz]	Rango aceptado: 59,8 y 60,2 Hz. Según NTC 5001				
	Factor de potencia esperado	¿ 0.9 NTC 5001				
	Desbalance máximo permitido en la tensión [%]	NTC 5001: 2%, para tensiones hasta 69.0 kV 1.5%, tensiones superiores a 69.0 kV				
	La estabilidad del voltaje del sistema de distribución					
Proteccion y control	Velocidad de respuesta [s]					
	Nivel de armónicos de tensión THD-V [%]	Valores mínimos Norma IEEE 519 (THDV;5% HDV;3%)				
	Nivel de armónicos de corriente THD-I [%]	Valores mínimos IEEE Std C57.12 (THDI;4%)				
	Efecto de Parpadeo (Flicker)	Valores mínimos IEC 61000-4-15 (1 en 10 min y 0,65 en 2h)				

4. PROYECTOS PILOTOS SMART GRID EPSA

Tabla 4.19: Escenario proyecto piloto de movilidad eléctrica

Capas	Indicador (KPI)	Baseline			Targets	
		2015	2020	2030	2040	2050
Inteligencia de negocio	Número de electrolineras	3				
	Energía por electrolinera [GWh/año]	0.00	108.89	362.97	580.75	604.95
	Reducción de CO ₂ [ton/año]	10	826,023	2,753,411	4,405,457	4,589,018
	Costo de la energía [\$/kWh]					
	Penetración de vehículos eléctricos en el mercado automotor [%]	0	9	30	48	50
	Ahorro económico por gestión de la demanda en vehículos eléctricos [\$/kWh]	0				
	Incremento de la capacidad de la red para el alojamiento de vehículos eléctricos [%]					
	Número de personas calificadas en el área de vehículos eléctricos	4				
	Número de empleos generados					
	Número de accidentes e incidentes					
Inteligencia de consumo	Ahorro económico por gestión de la demanda en vehículos eléctricos [\$/kWh]	0				
	Ahorro económico en combustible [\$/km]	281.80				
	Ahorro económico en O&M [\$/km]	28.05				
	Reducción de CO ₂ [ton/Año]	10	826,023	2,753,411	4,405,457	4,589,018
Operaciones	Niveles de tensión esperados en electrolinera [%]	(±5% y -10 % NTC 1340) ±10%. CREG 025-95)				
Proteccion y control	Nivel de armónicos de tensión THD-V [%]	Según valores mínimos Norma IEEE 519 (THDV < 5% THDV < 3%)				
	Nivel de armónicos de corriente THD-I [%]	Según valores mínimos IEEE Std C57.12 (THDI < 4%)				
	Factor de potencia	> 0.9 NTC 5001				

Ahora bien, este no es el final. Ni siquiera es el principio del fin. Pero es, quizás, el final del principio.

Winston Churchill

CAPÍTULO

5

Proyectos piloto *Smart Grid* de EMCALI

Con el fin de llevar a cabo una supervisión y evaluación del progreso general de proyectos relacionados con medición inteligente de energía, hogares sostenible y gestión de la demanda, se han definido un conjunto de indicadores clave de rendimiento (KPIs) para cada uno de estos proyectos. Estos indicadores, designan metas claras a largo plazo para cada conjunto de prioridades establecidas por los operadores de red y por la Unidad de Planeación Minero Energética del país.

La ubicación de los indicadores propuestos, se hizo con base en la metodología de arquitectura SGAM y el modelo de referencia que representan los diferentes dominios o fuente Smart Grid.

5.1 Proyecto sistema de medición inteligente de energía AMI

5.1.1 Descripción general

Actualmente EMCALI cuenta con una amplia infraestructura de medición inteligente de energía AMI para contrarrestar las altas pérdidas energéticas y los problemas de

5. PROYECTOS PILOTO SMART GRID DE EMCALI

recaudo que se presentan en la ciudad. Una de las infraestructuras usadas es la AMI-TWACS, la cual se empezó a implementar a principios de 2010. Bajo esta plataforma de medición se han implementado aproximadamente 18.000 medidores AMI.

Adicionalmente, en el 2014 EMCALI realizó un proyecto llamado: “Implementación de una arquitectura de medición avanzada a bajo costo”, este proyecto se logró teniendo en cuenta las capacidades de desarrollo y de infraestructura de las unidades de negocio de energía y telecomunicaciones y del área de Tecnologías de la Información [15].

5.1.2 Objetivo del proyecto

Los objetivos específicos de este proyecto fueron los siguientes:

1. Suministro de medidores AMI en cajas centralizadas.
2. Implementación de un sistema de comunicación con redes de fibra óptica.
3. Desarrollo de gestión de la medida de acuerdo a las necesidades de EMCALI.

5.1.3 Descripción de los equipos del proyecto

A continuación se describen los componentes utilizados en los proyectos del sistema de medición inteligente implementado por EMCALI:

5.1.3.1 Sistema de comunicación bidireccional automático (TWACS)

El sistema bidireccional automático (TWACS) es un sistema de comunicación desarrollado básicamente para ser utilizado en la red de distribución de energía [30, 31, 32]. El sistema TWACS fue usado por primera vez a finales de 1970; pero fue hasta 1987 donde obtuvo su primer contrato para el control de carga de la empresa Florida Power and Light y su primer aplicación AMR en la empresa Alberta Power and Light en 1991 [14]. En 1999, introdujo por primera vez dentro de sus funcionalidades, la capacidad de leer en intervalos horarios todos sus medidores de energía. Un importante acontecimiento ocurrió en el 2002, en donde implementó alrededor de 1.3 millones de medidores utilizando el sistema AMR para la empresa

5.1 Proyecto sistema de medición inteligente de energía AMI

PPL. Este mismo año, alcanzó la importante cifra de vender un millón de unidades por año. En el 2005, obtuvo dos grandes contratos con las empresas PGE y TXU, donde instaló cerca de un millón de medidores. Finalmente, en el 2006 comenzó el primer proyecto internacional en EDESUR República Dominicana, instalando 60,000, de los cuales 50,000 fueron de uso residencial. En comparación con otras tecnologías de comunicaciones por línea eléctrica, TWACS es un sistema que opera a muy baja frecuencia, entre los 0.3 a 3.0 kHz, es decir, envía dos bits por ciclo de red (100 bps en Europa y 120 bps en Norteamérica) [29].

Descripción de los niveles TWACS El sistema AMI TWACS está compuesto por tres niveles, los cuales se ilustran en la siguiente figura:

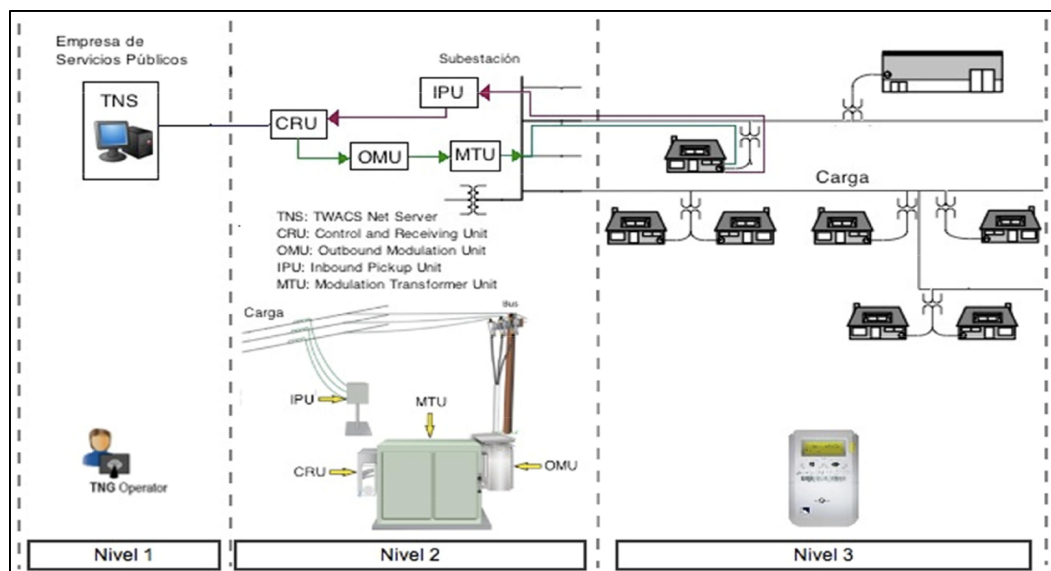


Figure 5.1: Niveles de la infraestructura de medición AMI TWACS

- **Nivel 1: Estación maestra**

EL servidor Net TWACS (TNS) también conocido como TWACS Network Gateway (TWACS NG) es la interfaz de operación entre la empresa de servicios públicos y los usuarios del sistema AMI TWACS. Si bien, las opciones de configuración varían en función de la complejidad para administrar el número de usuarios y las subestaciones, la configuración básica consta de un servidor y enlaces de comunicación para dar instrucciones a los equipos de

5. PROYECTOS PILOTO *SMART GRID* DE EMCALI

la subestación. Entre las instrucciones que TWACS permite a las empresas de servicios públicos son:

- Lecturas de datos de intervalos
- Gestión de control de carga
- Datos de respuesta de demanda
- tou/precios picos críticos
- Monitoreo del voltaje de línea
- Servicio prepago
- Conexión/desconexión remota de servicios
- Detección de manipulación/robo
- Radio frecuencia de corto alcance (RF)

La Figura 5.2 se presenta un diagrama que permite visualizar los elementos que componen el esquema del centro de gestión de información Net TWACS.

Un importante aspecto a mencionar es el funcionamiento del sistema de gestión de la información, ya que éste trabaja bajo la plataforma MultiSpeak, sistema que define las interfaces estándar entre aplicaciones de software de uso general por las empresas eléctricas. Además, en él se definen los detalles de los datos que deben ser intercambiados entre aplicaciones de software con el fin de apoyar diferentes procesos comúnmente aplicados a los servicios públicos. El Instituto Nacional de Estándares y Tecnología (NIST) ha desarrollado una red conceptual de referencia para un modelo inteligente como parte de la hoja de ruta y marco normativo hacia las tecnologías Smart Grid. El NIST ha identificado 42 normas para apoyar esta visión. MultiSpeak fue elegido por el NIST como estándar clave en el área de Operaciones de dicho modelo conceptual [36].

● **Nivel 2: Nivel subestación**

En el segundo nivel de TWACS podemos encontrar los equipos de comunicación que entrelazan al servidor y el usuario, teniendo dos canales de comunicación, a saber: el canal de salida y el de entrada. El Canal de salida es el

5.1 Proyecto sistema de medición inteligente de energía AMI

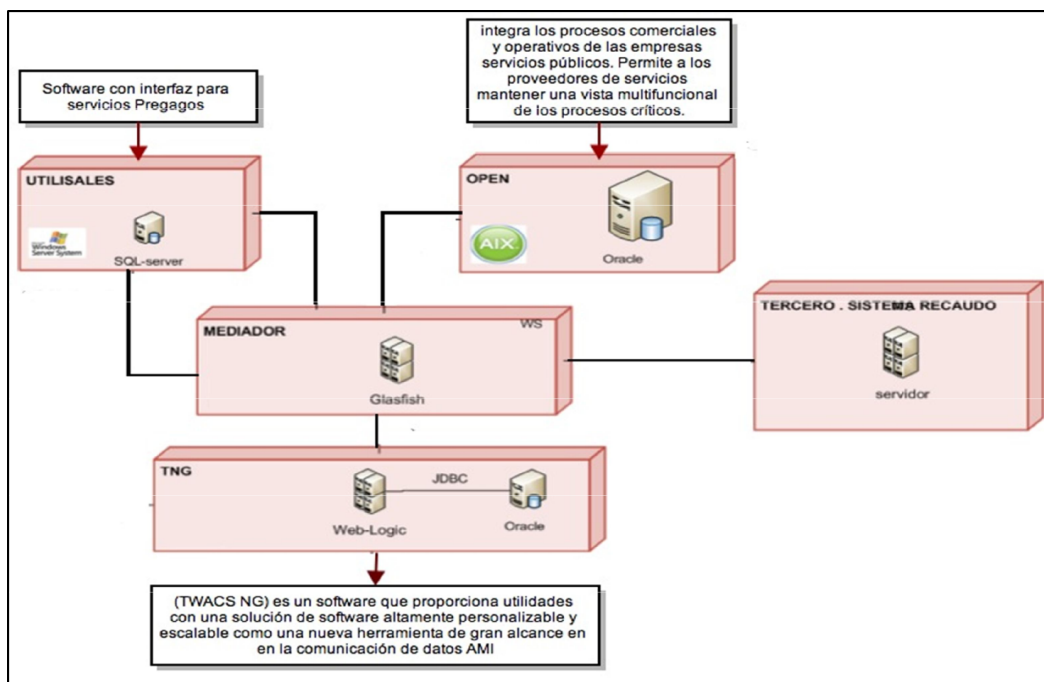


Figure 5.2: Diagrama gestión de información Net TWACS

camino de transmisión desde la subestación hasta el usuario final y el canal de entrada es inversamente. Los principales elementos en este nivel son: Unidad de Control y Recepción (CRU), Unidad de Modulación de la señal de Salida (OMU), Transformador de Modulación (MTU) y Unidad de Recepción de la señal de entrada (IPU) [14]. La figura 5.3 muestra los componentes principales encontrados en el nivel 2 de la tecnología AMI TWACS.

- **Nivel 3: Equipo de comunicación remota.**

Son los elementos que se le instalan al cliente, estos son: el medidor y un equipo de control de carga (LCT) por el cual la empresa podrá desconectar o conectar remotamente a los clientes, además de recibir la información relacionada con el servicio de energía que se presta. Cabe aclarar que algunos medidores tienen incorporada la función del control de carga, por lo cual no es necesario disponer de un equipo adicional LCT [14]. La infraestructura de comunicaciones del sistema TWACS está, en parte, compuesta por la

5. PROYECTOS PILOTO *SMART GRID* DE EMCALI

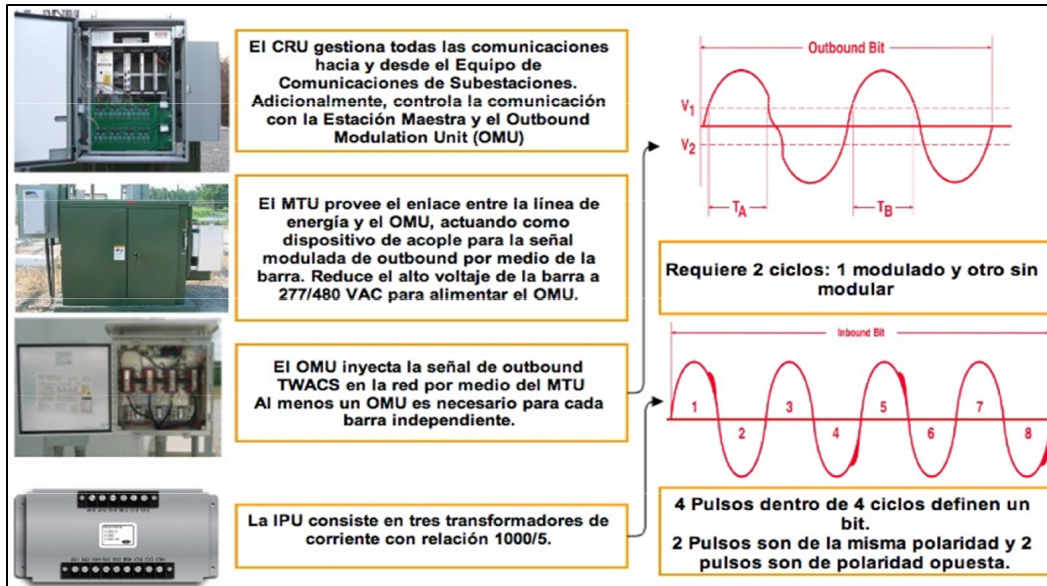


Figure 5.3: Equipos utilizados en el nivel subestación del AMI TWACS

infraestructura del sistema eléctrico que dispone la empresa, ya que la comunicación se realiza a través de las líneas eléctricas [14].

Actualmente, existen 6 fabricantes de medidores compatibles con la infraestructura AMI TWACS, los cuales son: Itrón, Nansen, Wasion, Linyan, Elster y Landis + Gyr. Es bien conocido que una de las desventajas que tienen estos dispositivos son los altos costos comparados con otras tecnologías de medición inteligente. La razón principal se debe a los pocos fabricantes que manufacturan los medidores no habiendo una buena competencia desde el punto de vista económico de la tecnología. Adicionalmente, fabricantes como Landis + Gyr y Elster deben usar un dispositivo llamado TWACS UMT-C (Universal Metering Transponder Commercial) para adaptarla la señal entrante/saliente a la frecuencia de comunicación de los equipos TWACS incrementando los costos de implementación.

5.1.3.2 Proyecto AMI-EMCALI de bajo costo

El proyecto AMI-EMCALI de bajo costo está compuesto por las siguientes características técnicas (ver Tabla 5.1):

5.1 Proyecto sistema de medición inteligente de energía AMI

Tabla 5.1: Descripción proyecto EMCALI-AMI

Ítem	Proveedor	Descripción
Medidores Inteligentes en caja centralizada	Huawei Enterprine	Adquisición de 15.210 medidores monofásicos inteligentes en 1.521 cajas centralizadas para los proyectos PRONE.
Sistema de gestión	Eléctricos del Valle-Universidad del Valle	Implementación de redes de fibra óptica y medición inteligente en caja centralizada desarrollada por Eléctricos del Valle y la Universidad del Valle con recursos de Colciencias para 250 clientes del barrio Llano Verde. La red de fibra óptica soportará los servicios de telefonía, internet y televisión. Igualmente se suministrará los medidores para realizar las macro mediciones con su respectivo protocolo y software de lectura.
Redes de telecomunicaciones	Departamento de proyectos de telecomunicaciones de EMCALI	Actualmente existe un diseño de las redes para 3.000 clientes de los 15.210 clientes de los proyectos PRONE. El Departamento de Red Multiservicios brindó soporte y diseños iniciales de la red de UMTS (3G) para las comunicaciones de los macromedidores y se realizaron las pruebas iniciales con resultados satisfactorios.
Desarrollo del software para la gestión de cajas centralizadas de medición inteligente		Se tiene una integración de la medición centralizada de las empresas Eléctricos del Valle y Huawei y se terminó la primera fase del desarrollo del software del sistema de gestión de la medida con las funciones de lectura, conexión, desconexión y limitación de corriente. Asimismo, la gerencia de tecnología de la información de EMCALI, entregó el servidor de aplicaciones y de base de datos en el cual se implementó el software de gestión.

5. PROYECTOS PILOTO SMART GRID DE EMCALI

5.1.4 Propuesta de indicadores claves de rendimiento –KPIs medición inteligente de energía AMI

A continuación se presentan los indicadores claves de rendimientos sugeridos para proyectos de medición inteligente de energía AMI, los cuales están destinados para apoyar a las entidades energéticas a tener una evaluación y medición del impacto que tendrá este tipo de tecnología sobre los objetivos estratégicos planteados por la empresa prestadora de servicios públicos.

En el siguiente diagrama se muestra cada uno de los indicadores propuestos para proyectos AMI (nivel 3) y la relación directa que tiene con un objetivo principal o estratégico fijado por la empresa. Después se presenta la relación de los objetivos estratégicos nivel empresa con los objetivos estratégicos nivel país.

A. Capa: Inteligencia de negocio			
A.1	Reducción de pérdidas técnicas [%]	A.9	Número de reclamos a favor del cliente
A.2	Reducción de pérdidas no técnicas [%]	A.10	Total recaudo [\$]
A.3	Energía recuperada [kWh]	A.11	Desarrollo de estrategias de socialización y sensibilización para la disminución de pérdidas de energía
A.4	Número de empleos generados	A.12	Ahorro anual por lectura remota [\$]
A.5	Reducción del tiempo medio de las reconexiones [h].	A.13	Reducción de costos de facturación [\$]
A.6	Reducción del tiempo medio de reinstalaciones [h].	A.14	Reducción de los costos de mantenimiento de activos [\$].
A.7	Tiempo de atención a daños industrial [h].	A.15	Número de accidentes e incidentes
A.8	Tiempo de atención a daños sectoriales [h].	A.16	Número de personas calificadas en el área de medición inteligente
B. Capa: Análisis de consumo			
B.1	Número de medidores inteligentes instalados.	B.5	Variación media del consumo de electricidad de los clientes [%]
B.2	Porcentaje de la demanda total servida por clientes AMI	B.6	Emisiones de CO ₂ [kg/kWh]
B.3	Energía consumida por usuario [kWh]	B.7	Ahorro anual del cliente [\$]
B.4	Incremento en el número de clientes de electricidad [%]	B.8	Ahorro de consumo energético [kWh]
D. Capa: Proceso de operaciones			
D.1	Integridad de datos de los medidores [%]		
E. Capa: Protección y control			
E.1	Efectividad [%]		

Figure 5.4: Medidas de desempeño KPIs medición inteligente de energía AMI

5.1 Proyecto sistema de medición inteligente de energía AMI

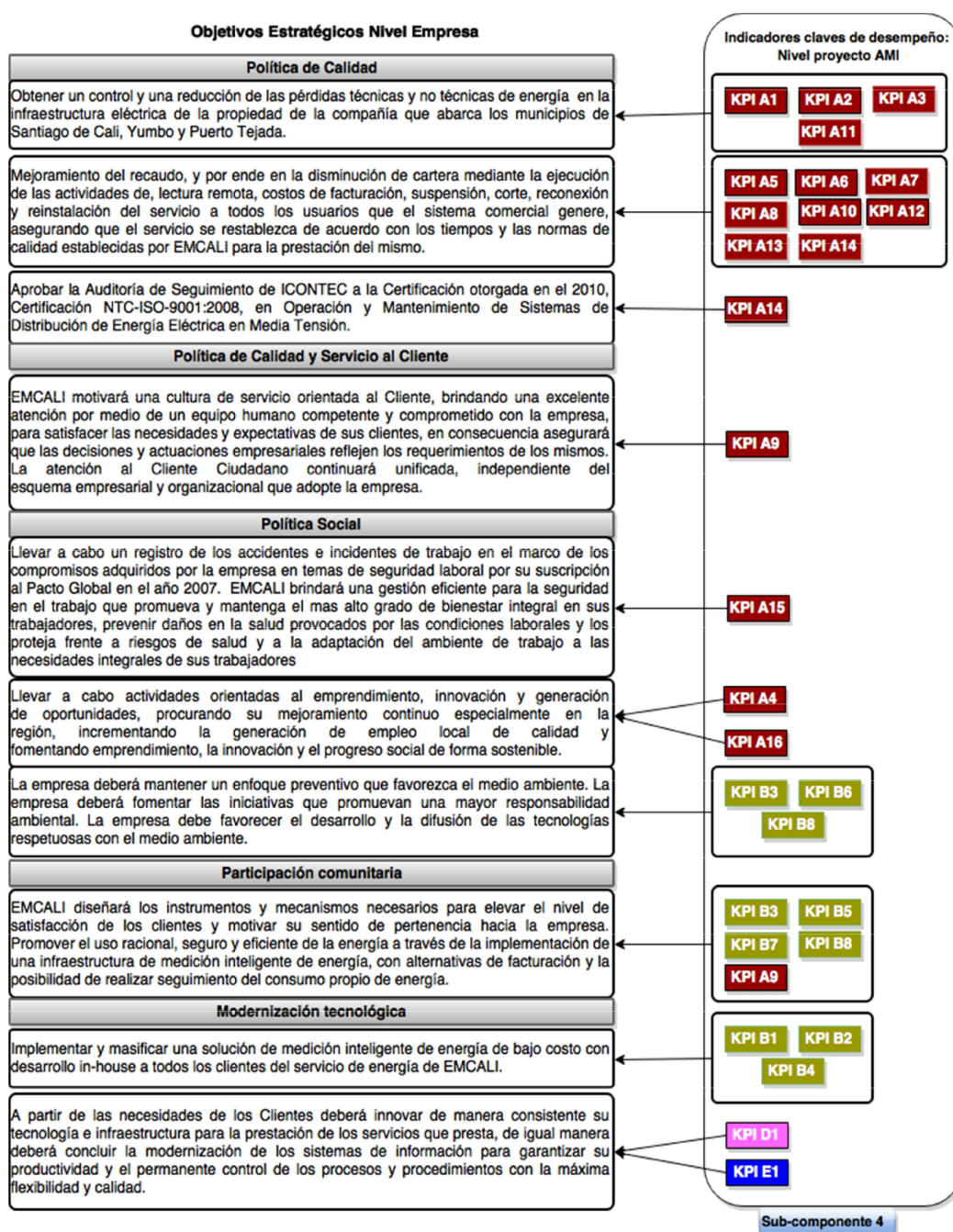


Figure 5.5: Marco de evaluación de KPIs proyectos AMI y su relación con los objetivos estratégicos nivel empresa

5. PROYECTOS PILOTO SMART GRID DE EMCALI

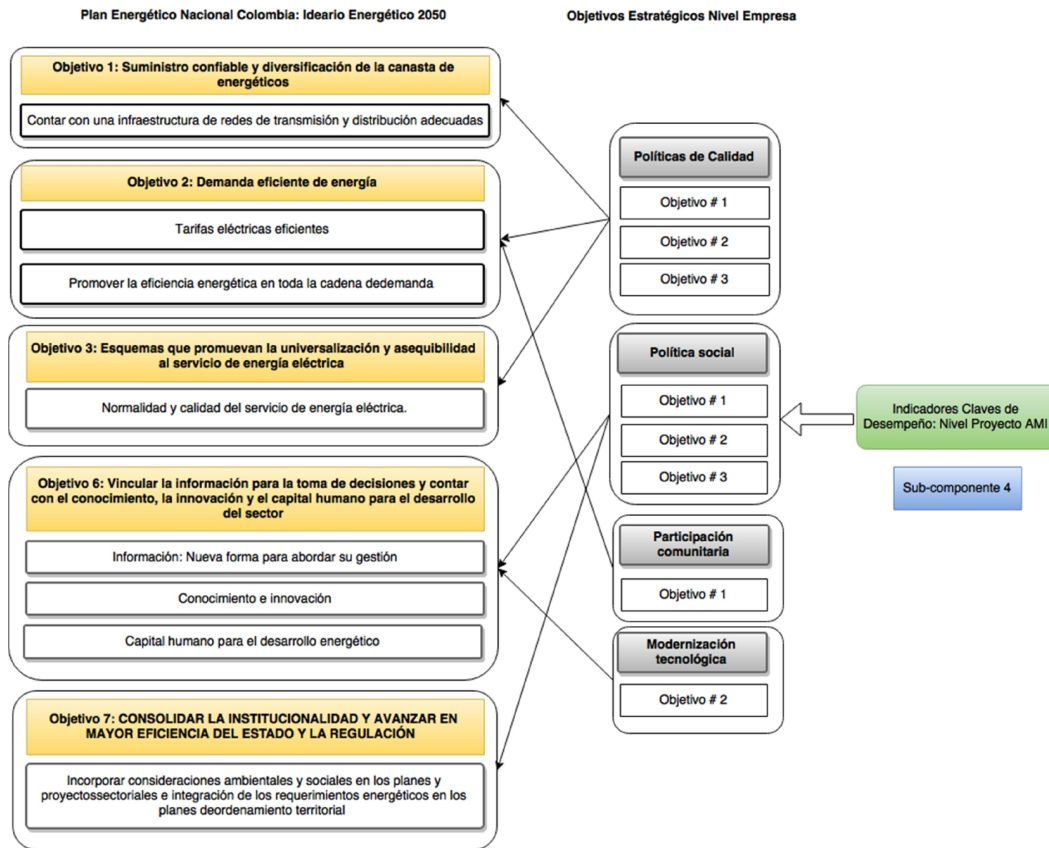


Figure 5.6: Continuación figura 5.5 para el marco de evaluación de objetivos estratégicos nivel Empresa y su relación con los objetivos del plan energético nacional para proyectos AMI

5.2 Proyecto gestión de la demanda

5.2.1 Descripción general

En el 2014, EMCALI firmó contrato de subvención con la agencia de cooperación y desarrollo de Estados Unidos USTDA y la firma Innovari Inc. de Texas (USA), para ver la viabilidad técnica, económica y financiera de la ejecución de un proyecto piloto en donde se implementará el sistema Innovari Interactivo Energy Solution en el sistema de distribución de EMCALI. El objetivo principal del proyecto es tener una gestión óptima con el fin de garantizar un control de las cargas de la

5.2 Proyecto gestión de la demanda

redes de distribución y así mismo lograr una mayor eficiencia en el uso de las redes de energía. El proyecto tiene una capacidad de 1MW y un costo de US \$1.583.567, los cuales son aportados en su totalidad por la USTDA e Innovari Inc. Se desea desarrollar a futuro un modelo de negocio acorde a la regulación existente que viabilice la inversión para una expansión a 25 MW en el área de distribución de EMCALI.

Los clientes finales que participarán en el estudio serán Almacenes la 14 y la Universidad del Valle.

5.2.2 Descripción de los equipos del proyecto

A continuación se describen los componentes utilizados en el proyecto gestión de la demanda implementado por EMCALI:

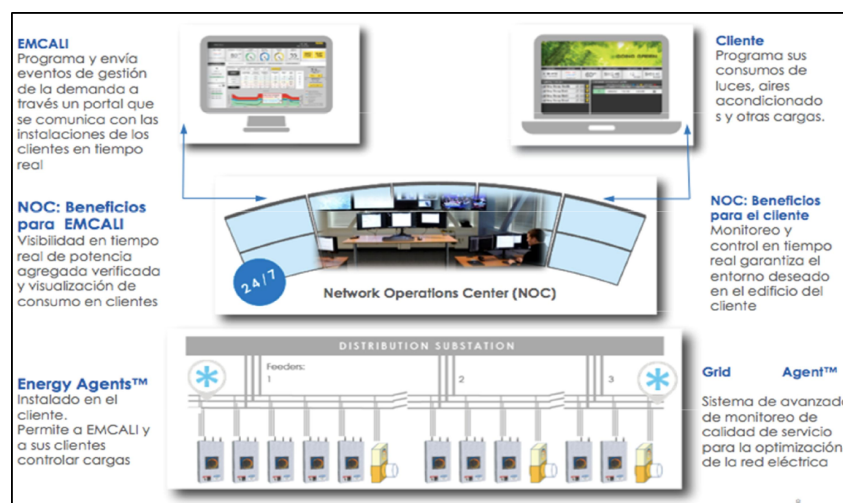


Figure 5.7: Esquema general de la gestión de la demanda *Interactive Energy Platform*

Sistema de gestión de la demanda *Interactive Energy Platform*: Es un sistema de gestión que se instala en el consumidor final (demanda), con el fin de obtener un recurso parecido a un generador de punta, mejorando así, la utilización, la eficiencia y la confiabilidad del sistema eléctrico. Entre las ventajas que ofrece este sistema de gestión se destacan: la posibilidad de poder ser visible por el ente regulador, impactos ambientales positivos, recuperación de tarifa a partir de programa de mod-

5. PROYECTOS PILOTO *SMART GRID* DE EMCALI

ernización de la red buscando aplanar la curva de carga y una gran aceptación de la tecnología por parte del cliente.

A continuación se presentan los dispositivos implementados para la gestión de la demanda en Almacenes la 14:



Figure 5.8: Dispositivos *Energy Agent* para el control de cargas



Figure 5.9: Termostatos



Figure 5.10: Equipos RLCP (control de luces)

5.2.3 Propuesta de indicadores claves de rendimiento KPIs proyecto gestión de la demanda

En la figura 6.6, se presentan los indicadores claves de rendimientos sugeridos para proyectos de gestión de la demanda; también se presenta en la Figura 6.7 la relación directa que tienen cada uno de los indicadores con un objetivo principal o estratégico fijado por la empresa.

5. PROYECTOS PILOTO SMART GRID DE EMCALI

A. Capa: Inteligencia de negocio			
A.1	Demanda desplazada esperada [kWh]	A.5	Reducción de CO ₂ [%]
A.2	Máxima demanda desplazada [kWh]	A.6	Número de empleos generados
A.3	Ahorro económico por desplazamiento de carga [\$/kWh gestionado]	A.7	Número de personas calificadas en el área de generación fotovoltaica
A.4	Usuarios atendidos	A.8	Número de accidente e incidentes.
B. Capa: Análisis de consumo			
B.1	Energía ahorrada [Wh]	B.4	SAIFI
B.2	Energía máxima ahorrada posible [Wh]	B.5	MAIFI
B.3	SAIDI [min]		
C. Capa : Análisis de ingeniería			
C.1	Consumo de energía de los activos [kWh/año]	C.2	CAIDI [min]
D. Capa: Proceso de operaciones			
D.1	Desbalance máximo permitido en la tensión [%]	D.3	Confort del cliente
D.2	Demanda total desplazada [kWh]		
E. Capa: Protección y control			
E.1	Velocidad de respuesta	E.4	Nivel de armónicos de corriente THD-I [%]
E.2	Factor de potencia esperado	E.5	Variación de la frecuencia [Hz]
E.3	Nivel de armónicos de tensión THD-V [%]		

Figure 5.11: Medidas de desempeño KPIs proyectos de gestión de la demanda

5.2 Proyecto gestión de la demanda

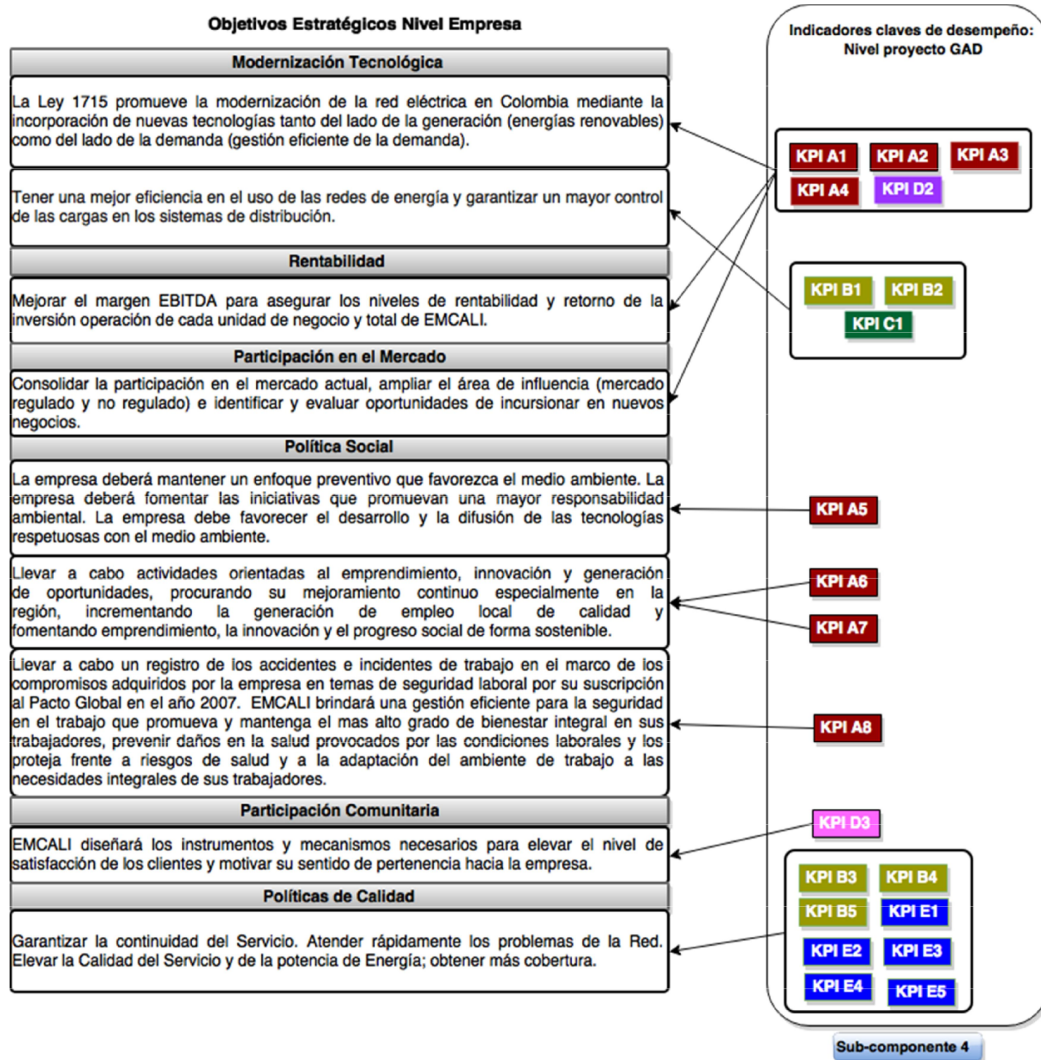


Figure 5.12: Marco de evaluación de KPIs proyectos gestión de demanda y su relación con los objetivos estratégicos nivel empresa

5. PROYECTOS PILOTO SMART GRID DE EMCALI

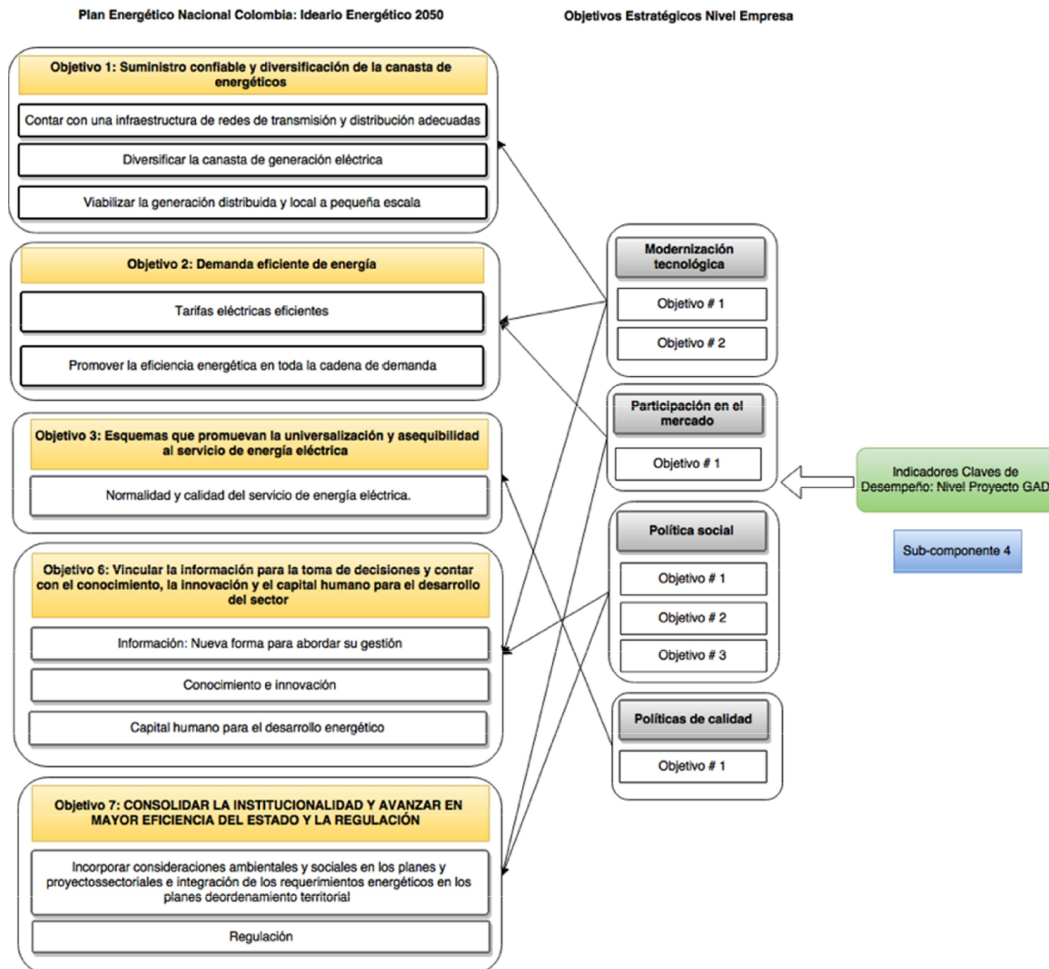


Figure 5.13: Continuación figura 6.7 para el marco evaluación de objetivos estratégicos nivel Empresa y su relación con los objetivos del plan energético nacional para proyectos GAD

5.3 Proyecto hogares sostenibles

5.3.1 Descripción general

El proyecto hogares sostenibles nace a partir de un convenio de asociación entre la Gerencia de Energía de EMCALI y la Gerencia de Gestión e Innovación de Proyectos del municipio de Santiago de Cali-GIP. Este proyecto inició con una

implementación de paneles solares y medición inteligente de energía de forma bidireccional a 6 viviendas ubicadas en el barrio Potrero Grande al oriente de la ciudad de Cali.

Durante este año se tomará datos y mediciones de flujos energéticos, con el objetivo de estudiar la viabilidad técnica y financiera de un nuevo modelo de negocio, el cual consiste en transformar los subsidios monetarios que dan los ministerios en subsidios energéticos. De esta manera, al terminar de pagarse los paneles, los aparatos seguirán autoabasteciendo al consumidor y el Estado se liberará de esta carga económica.

Los resultados de este proyecto serán fundamentales para determinar la viabilidad de implementación en un proyecto a nivel nacional en cerca de 4000 casas [39].

Figure 5.14: Hogares sostenible EMCALI tomado de

5.3.2 Propuesta de indicadores claves de rendimiento KPIs hogares sostenibles.

En la siguiente figura 5.15, se presentan los indicadores claves de rendimientos sugeridos para proyectos relacionados con hogares sostenibles a partir de generación fotovoltaica; también se presenta en la Figura 5.16 la relación directa que tienen cada uno de los indicadores con un objetivo principal o estratégico fijado por la empresa.

5. PROYECTOS PILOTO SMART GRID DE EMCALI

A. Capa: Inteligencia de negocio			
A.1	LCOE [\$/kWh]	A.6	Ahorro económico en subsidios [\$]
A.2	Tamaño del sistema [Wp]	A.7	Número de empleos generados
A.3	Usuarios atendidos	A.8	Número de personal calificado en el área de generación fotovoltaica
A.4	Energía consumida por usuario [kWh]	A.9	Número de accidente e incidentes
A.5	Reducción de CO2 [%]		
B. Capa: Análisis de consumo			
B.1	Factor de capacidad	B.5	Reducción de CO2 [%]
B.2	SAIDI [min]	B.6	Autoconsumo y exportación a la red [%/%]
B.3	SAIFI	B.7	Ahorro económico del consumidor [\$]
B.4	MAIFI	B.8	Satisfacción con la calidad de la energía por parte del usuario [%]
C. Capa: Análisis de ingeniería			
C.1	Coefficiente de rendimiento [%]	C.3	Niveles de radiación en el sitio [W/m ²]
C.2	Porcentaje de pérdidas en el sistema fotovoltaico [%]	C.4	Gestión de la congestión [kW] [kvar]
D. Capa: Proceso de operaciones			
D.1	Niveles de tensión [%]	D.4	Desbalance máximo permitido en la tensión [%]
D.2	Frecuencia [Hz]	D.5	La estabilidad del voltaje del sistema de distribución
D.3	Factor de potencia esperado		
E. Capa: Protección y control			
E.1	Velocidad de respuesta [s]	E.3	Nivel de armónicos de corriente THD-I [%]
E.2	Nivel de armónicos de tensión THD-V [%]	E.4	Efecto de Parpadeo (Flicker)

Figure 5.15: Medidas de desempeño KPIs proyectos de hogares sostenibles

5.3 Proyecto hogares sostenibles

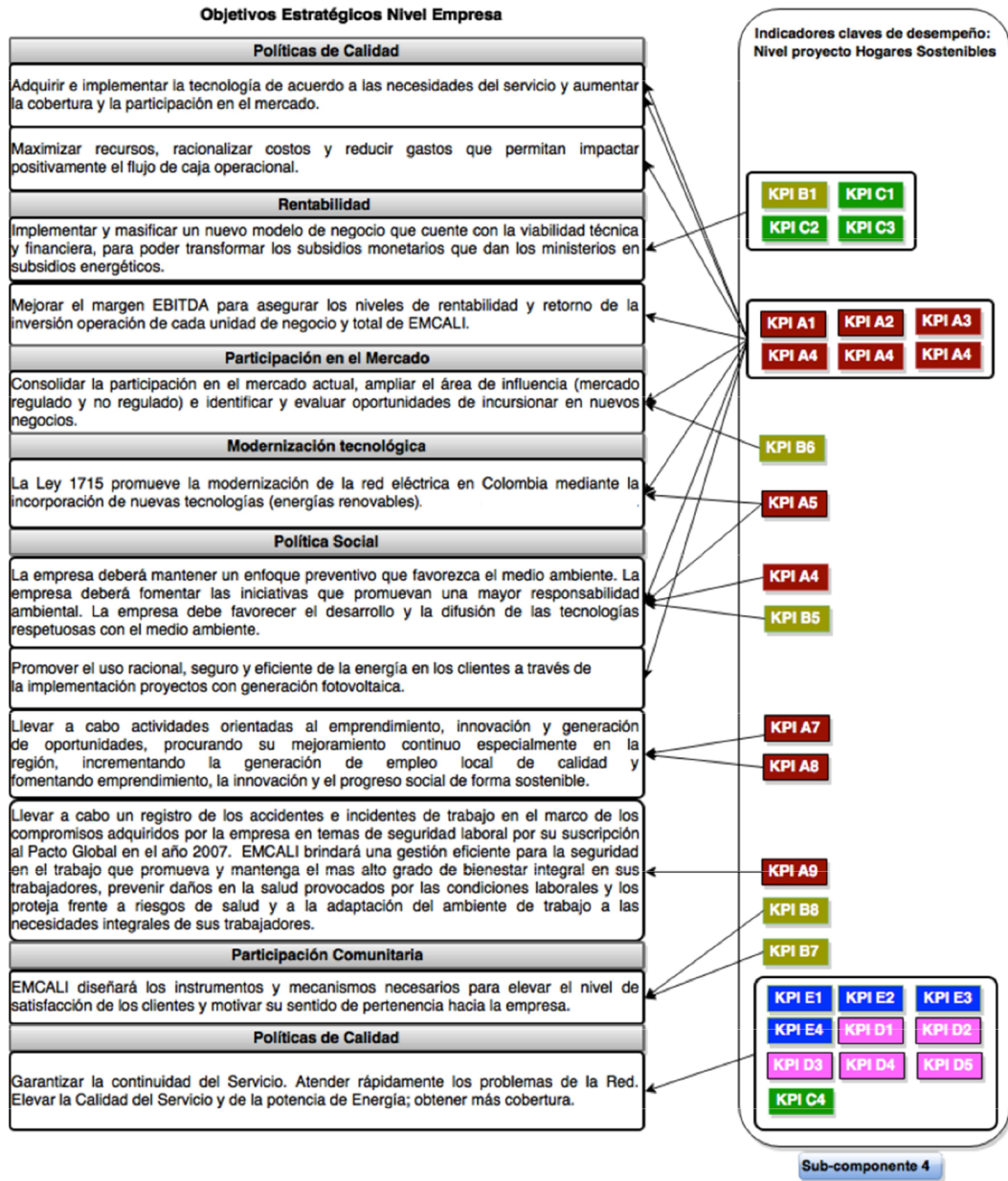


Figure 5.16: Marco de evaluación de KPIs proyectos hogares sostenibles y su relación con los objetivos estratégicos nivel empresa

5. PROYECTOS PILOTO SMART GRID DE EMCALI

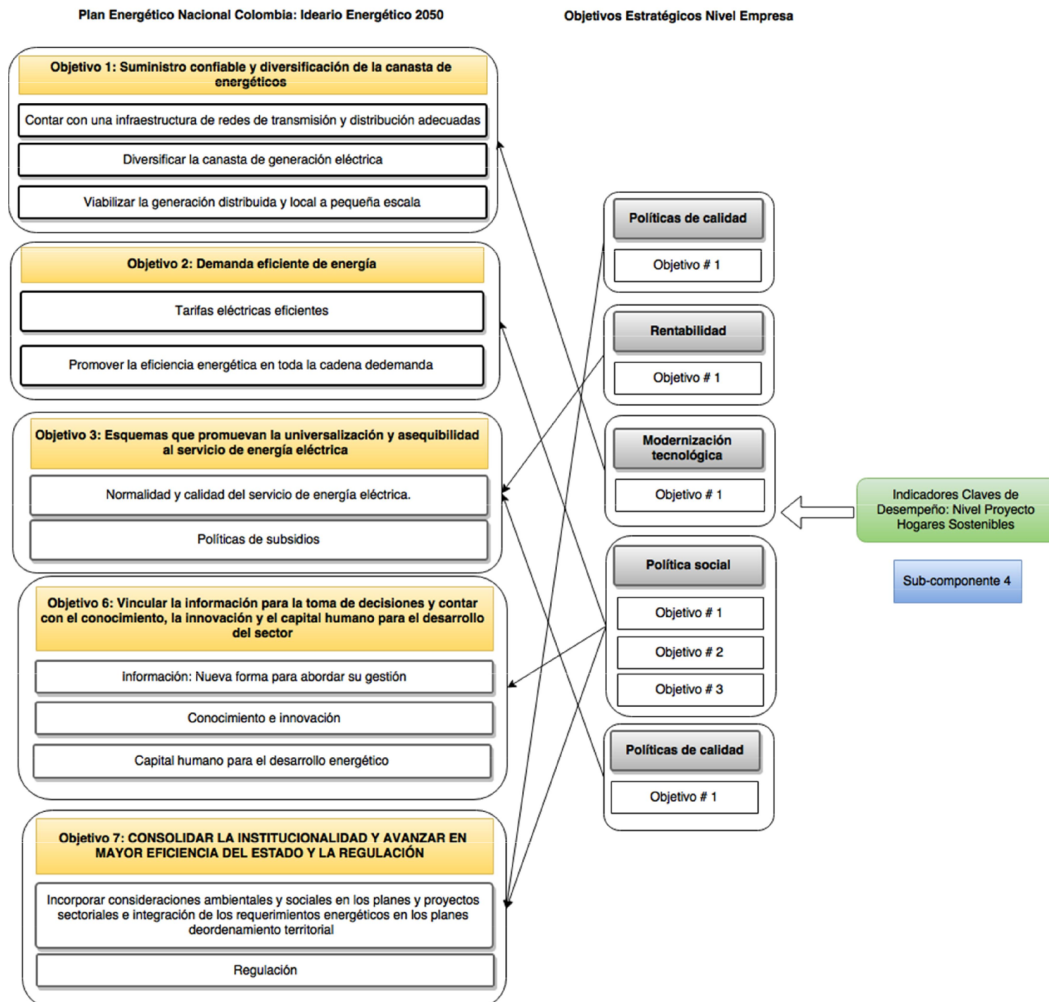


Figure 5.17: Continuación figura 5.16 para el marco evaluación de objetivos estratégicos nivel Empresa y su relación con los objetivos del plan energético nacional para proyectos de hogares sostenibles

5.4 Análisis Costo-beneficio proyectos EMCALI

Para la estimación del costo-beneficio de los proyectos Smart Grid antes mencionados, se utilizó la metodología, denominada “*Guidelines for conducting a cost-benefits analysis of Smart Grid Projects*” [36, 39], propuesta por la Unión Europea. La razón de la escogencia, está determinada por la fácil comprensión para realizar

5.4 Análisis Costo-beneficio proyectos EMCALI

un análisis costo-beneficio para las entidades energéticas como para el usuario. La idea principal de la metodología indica que los activos ofrecen un conjunto de funcionalidades que pueden permitir cuantificar y eventualmente monetizar los beneficios. La figura 5.18 muestra la metodología adoptada, las cuales son: Caracterización del proyecto, Estimación de los beneficios potenciales y comparación de los costos y beneficios.

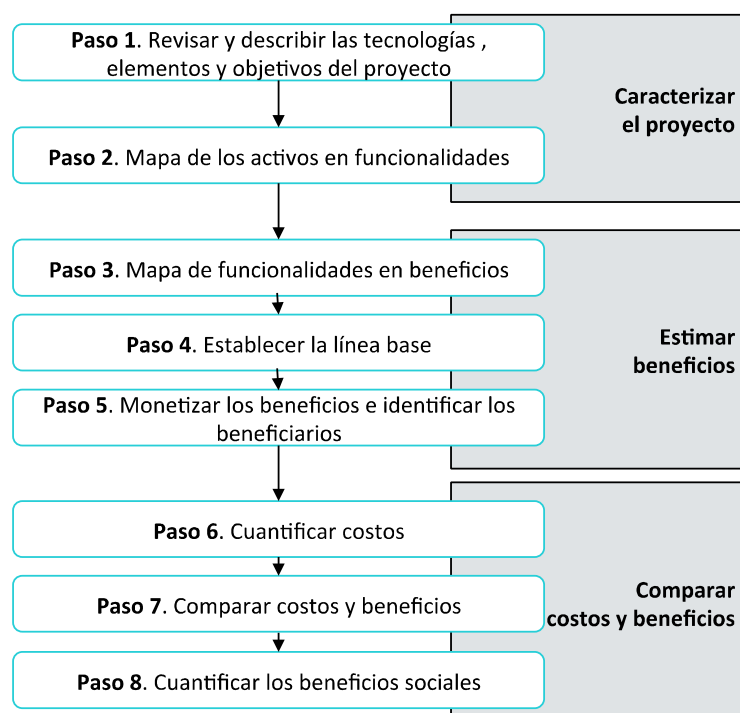


Figure 5.18: Metodología para determinar el costo-beneficio de proyectos Smart Grid. Tomado de [36]

A continuación se describe cada etapa de la metodología implementada:

- **Paso 1: Revisión y descripción de las tecnologías, elementos y objetivos del proyecto**

En los numerales 5.1,5.2 y 5.3 se describen las tecnologías y los elementos de cada proyecto Smart Grid de medición inteligente de energía, gestión de la demanda y hogares sostenibles por EMCALI.

5. PROYECTOS PILOTO *SMART GRID* DE EMCALI

Los objetivos de cada proyecto se presentan en la siguiente figura:

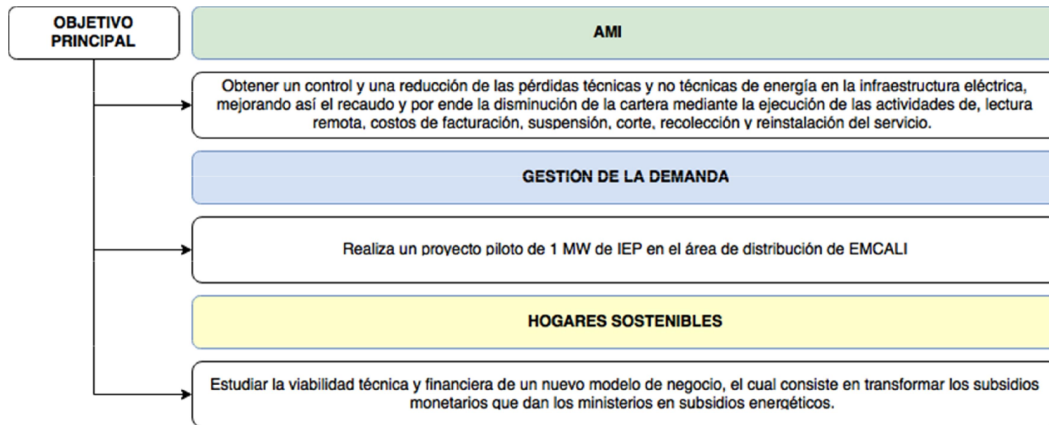


Figure 5.19: Objetivos de los proyectos EMCALI

- **Paso 2 y 3: Mapa de los activos en funcionalidades y funcionalidades en beneficios**

La Figura 5.20 ilustra el mapa de funcionalidades en beneficios que se desarrolló para los tres proyectos Smart Grid creado por EMCALI, en el contexto local. Para cada beneficio, se indica su parámetro de medición, los beneficiarios y si éstos se obtienen de forma directa o indirecta.

5.4 Análisis Costo-beneficio proyectos EMCALI

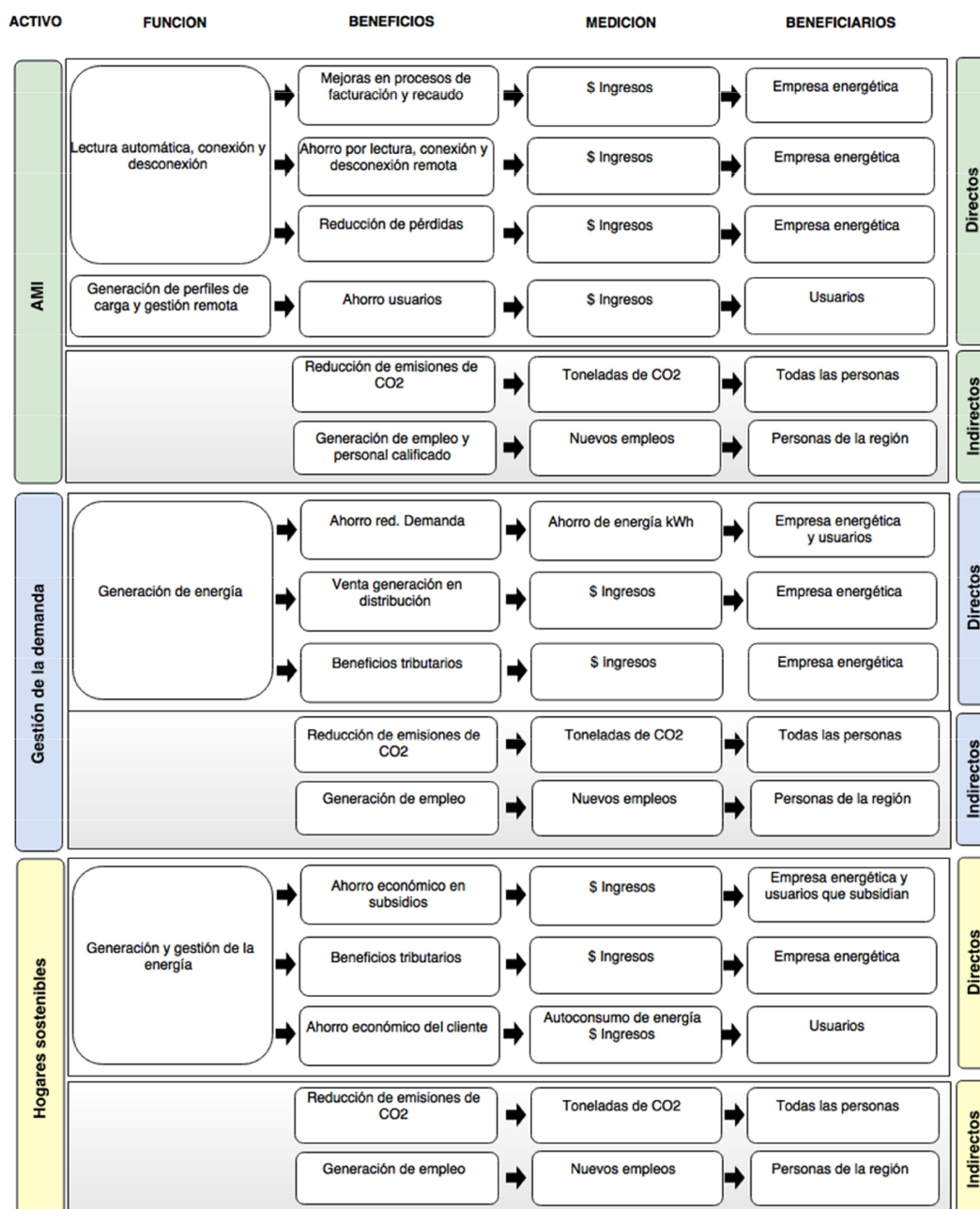


Figure 5.20: Mapa de funcionalidades y beneficios atribuidos a proyectos de medición inteligente, gestión de la demanda y hogares sostenibles de EMCALI

- **Paso 4: Establecer la línea base de los proyectos**

La razón principal para realizar la línea base de cualquier proyecto, es el de

5. PROYECTOS PILOTO SMART GRID DE EMCALI

comparar nuevos escenarios con el escenario actual y buscar la diferencia entre los costos y beneficios que se generan. En este trabajo se incluyeron los siguientes escenarios:

- Escenario Actual o antes de implementar el proyecto piloto.
- Escenario de implementación del proyecto piloto

Tabla 5.2: Comparación entre el escenario actual (escenario A) y el escenario con proyecto Smart Grid (Escenario B).

Beneficio	Escenario A. Condición inicial	Variables y KPI usados	Escenario B. Con proyecto Smart Grid	Variables y KPI usados
Proyecto AMI	Costos relacionados con la lectura, conexión y desconexión de los usuarios en la ciudad	<ul style="list-style-type: none"> ●Costo por usuario leído, conectado y desconectado [Usuario/año] ●Número de usuarios. ●Nivel de pérdidas teóricas sin AMI 	Reducción de los costos debido a la posibilidad de leer, conectar y restablecer al usuario de forma remota	<ul style="list-style-type: none"> ●Ahorro anual por lectura remota [\$] ●Reducción de costos de facturación [\$] ●Energía recuperada [kWh] ●Pérdidas técnicas y no técnicas [%] ●Reducción del tiempo medio de reconexiones [h] ●Tiempo medio reinstal. [h]
Proyecto Gestión de la demanda	Alto costo del kWh por compra de energía en bolsa	<ul style="list-style-type: none"> ●Costo de energía [kW/h] 	Ahorro económico por parte de la empresa debido a una gestión energética, a nivel de distribución. También un ahorro en el consumo del usuario final	<ul style="list-style-type: none"> ●Ahorro económico por desplazamiento de carga [\$/kWh gestionado] ●Energía ahorrada por parte del cliente [Wh]
Proyecto Hogares sostenibles	Costos en subsidios considerados por el estado y por usuarios que subsidian.	<ul style="list-style-type: none"> ●Porcentaje de la factura eléctrica para subsidiar la energía a estratos 1, 2 y 3 [\$] ●Costos que asume el estado [\$] 	Se presenta un ahorro económico en subsidios ya que supone un autoabastecimiento por parte de los usuarios de estrato 1,2 y 3.	<ul style="list-style-type: none"> ●Ahorro económico en subsidios [\$] ●Autoconsumo y exportación a la red [%%]

● Paso 5 y 6 : Cuantificación beneficios y costos

5.4 Análisis Costo-beneficio proyectos EMCALI

- Del proyecto de medición inteligente de energía, hasta el año 2013 el total de costos fue de 12,9 millones de dólares, incluidos costos de obra civil e instalación. El proyecto trajo beneficios de incremento en el recaudo para EMCALI, por concepto de lectura conexión y desconexión remota de la carga y reducción de pérdidas técnicas y no técnicas.
- Para el proyecto de gestión de la demanda, los costos de instalación y puesta en servicio fueron de 17,5 millones de dólares. Cabe mencionar que EMCALI recibió en el 2014 un subsidio de \$1.5 millones de dólares para realizar el estudio de factibilidad por parte de USTDA, organismo del gobierno de los Estados Unidos e Innovari empresa proveedora del servicio.

Este tipo de proyectos, por ser considerados tecnologías que promueven la modernización de la red eléctrica en Colombia tanto del lado de la generación (energías renovables) como del lado de la demanda (gestión eficiente de la demanda), se puede considerar beneficios tributarios; sin embargo, por haber recibido una parte subsidiada no se consideró tal beneficio en este proyecto.

Los costos de operación y mantenimiento considerados son de 1.07 millones de dólares por año. Este proyecto que fue instalado en un Almacén de consumo, trae beneficios de eficiencia y ahorro energético a través del monitoreo en tiempo real y del envío de instrucciones para controlar la carga, que en este caso son aires acondicionados e iluminación.

- El proyecto de hogares sostenibles consistió en la Instalación de 5 sistemas fotovoltaicos entre 0.9 y 1.6 kWp para viviendas de estratos 1. El costo por sistema para cada vivienda fue de \$2, 5000 dolares. Este proyecto busca establecer un nuevo marco regulatorio del sector para poder crear condiciones favorables en el mercado eléctrico, brindando oportunidades que permitan un desarrollo beneficioso no solo para la empresa prestadora de los servicios energéticos sino también para el estado a través del ahorro por concepto de subsidios y el usuario final por disminución del costo por factura de energía.

5. PROYECTOS PILOTO SMART GRID DE EMCALI

A continuación en las tablas 5.6, 5.5, 5.3 y 5.4 se presentan los flujos de efectivo considerando los costos y los beneficios para los tres proyectos mencionados en pesos colombianos. Es importante tener en cuenta que para el proyecto de hogares sostenibles, se consideran dos flujos de efectivo, uno para el Estado Colombiano y el otro para la empresa.

Tabla 5.3: Flujo de efectivo de hogares sostenibles para el Estado

Análisis Estado							
Año	INVERSIONES Y COSTOS			BENEFICIOS		FLUJO	FLUJO ACUMULADO
	Inversión	AOM	Total Costos	Ingresos	Beneficio Tributario		
0	\$7,488,000		\$7,488,000			-\$7,488,000	-\$7,488,000
1		\$0	\$0	\$416,666	\$0	\$416,666	-\$7,071,333
2		\$0	\$0	\$416,666	\$0	\$416,666	-\$6,654,667
3		\$0	\$0	\$416,666	\$0	\$416,666	-\$6,238,001
4		\$0	\$0	\$416,666	\$0	\$416,666	-\$5,821,335
5		\$0	\$0	\$416,666	\$0	\$416,666	-\$5,404,669
6		\$0	\$0	\$416,666	\$0	\$416,666	-\$4,988,002
7		\$0	\$0	\$416,666	\$0	\$416,666	-\$4,571,336
8		\$0	\$0	\$416,666	\$0	\$416,666	-\$4,154,670
9		\$0	\$0	\$416,666	\$0	\$416,666	-\$3,738,004
10		\$0	\$0	\$416,666	\$0	\$416,666	-\$3,321,338
11		\$0	\$0	\$416,666	\$0	\$416,666	-\$2,904,671
12		\$0	\$0	\$416,666	\$0	\$416,666	-\$2,488,005
13		\$0	\$0	\$416,666	\$0	\$416,666	-\$2,071,339
14		\$0	\$0	\$416,666	\$0	\$416,666	-\$1,654,673
15		\$0	\$0	\$416,666	\$0	\$416,666	-\$1,238,007
16		\$0	\$0	\$416,666	\$0	\$416,666	-\$821,340
17		\$0	\$0	\$416,666	\$0	\$416,666	-\$404,674
18		\$0	\$0	\$416,666	\$0	\$416,666	\$11,991
19		\$0	\$0	\$416,666	\$0	\$416,666	\$428,657
20		\$0	\$0	\$416,666	\$0	\$416,666	\$845,324
21		\$0	\$0	\$416,666	\$0	\$416,666	\$1,261,990
22		\$0	\$0	\$416,666	\$0	\$416,666	\$1,678,656
23		\$0	\$0	\$416,666	\$0	\$416,666	\$2,095,322
24		\$0	\$0	\$416,666	\$0	\$416,666	\$2,511,988
	\$7,488,000.00	\$0	\$7,488,000	\$7,056,467	\$0		

5.4 Análisis Costo-beneficio proyectos EMCALI

Tabla 5.4: Flujo de efectivo de hogares sostenibles para EMCALI

Análisis EMCALI						
Año	INVERSIONES Y COSTOS			BENEFICIOS		FLUJO
	Inversión	AOM	Total	Ingreso	FLUJO	ACUMULADO
0	390,000		390,000		-390,000	-390,000
1		40,367	40,367	151,303	151,303	-238,697
2		40,367	40,367	151,303	151,303	-87,394
3		40,367	40,367	151,303	151,303	63,908
4		40,367	40,367	151,303	151,303	215,211
5		40,367	40,367	151,303	151,303	366,514
6		40,367	40,367	151,303	151,303	517,817
7		40,367	40,367	151,303	151,303	669,119
8		40,367	40,367	151,303	151,303	820,422
9		40,367	40,367	151,303	151,303	971,725
10		40,367	40,367	151,303	151,303	1,123,028
11		40,367	40,367	151,303	151,303	1,274,330
12		40,367	40,367	151,303	151,303	1,425,633
13		40,367	40,367	151,303	151,303	1,576,936
14		40,367	40,367	151,303	151,303	1,728,239
15		40,367	40,367	151,303	151,303	1,879,542
16		40,367	40,367	151,303	151,303	2,030,844
17		40,367	40,367	151,303	151,303	2,182,147
18		40,367	40,367	151,303	151,303	2,333,450
19		40,367	40,367	151,303	151,303	2,484,753
20		40,367	40,367	151,303	151,303	2,636,055
21		40,367	40,367	151,303	151,303	2,787,358
22		40,367	40,367	151,303	151,303	2,938,661
23		40,367	40,367	151,303	151,303	3,089,964
24		40,367	40,367	151,303	151,303	3,241,266
25		40,367	40,367	151,303	151,303	1,879,542
	390,000	702,912	1,092,912	2,634,657		

Tabla 5.5: Flujo de efectivo gestión de la demanda

Año	INVERSIONES Y COSTOS			BENEFICIOS		FLUJO.	FLUJO
	Inversión	AOM	Ahorros red Demanda	Venta Gen. Dist.	Remuneración inv y AOM.		ACUMULADO
0	\$38,500,000,000					-\$38,500,000,000	-\$38,500,000,000
1		\$2,365,000,000	\$1,425,600,000	\$957,542,044	\$8,102,635,314	\$8,120,777,359	-\$30,379,222,640
2		\$2,365,000,000	\$1,425,600,000	\$957,542,044	\$8,102,635,314	\$8,120,777,359	-\$22,258,445,280
3		\$2,365,000,000	\$1,425,600,000	\$957,542,044	\$8,102,635,314	\$8,120,777,359	-\$14,137,667,921
4		\$2,365,000,000	\$1,425,600,000	\$957,542,044	\$8,102,635,314	\$8,120,777,359	-\$6,016,890,561
5		\$2,365,000,000	\$1,425,600,000	\$957,542,044	\$8,102,635,314	\$8,120,777,359	\$2,103,886,797
6		\$2,365,000,000	\$1,425,600,000	\$957,542,044	\$8,102,635,314	\$8,120,777,359	\$10,224,664,157
7		\$2,365,000,000	\$1,425,600,000	\$957,542,044	\$8,102,635,314	\$8,120,777,359	\$18,345,441,516
8		\$2,365,000,000	\$1,425,600,000	\$957,542,044	\$8,102,635,314	\$8,120,777,359	\$26,466,218,876
9		\$2,365,000,000	\$1,425,600,000	\$957,542,044	\$8,102,635,314	\$8,120,777,359	\$34,586,996,235
10		\$2,365,000,000	\$1,425,600,000	\$957,542,044	\$8,102,635,314	\$8,120,777,359	\$42,707,773,595
11	\$38,500,000,000	\$13,362,777,462	\$8,054,957,949	\$5,410,326,111	\$45,781,696,646	\$7,384,203,245	

5. PROYECTOS PILOTO SMART GRID DE EMCALI

Tabla 5.6: Flujo de efectivo medición inteligente de energía.

BENEFICIOS	2010	2011	2012	2013	TOTAL
Conexión y desconexión remota	\$697,490,715	\$815,169,126	\$1,038,022,581	\$580,380,306	\$3,131,062,728
Ahorro usuarios prepago	\$174,372,679	\$203,792,281	\$259,505,645	\$145,095,076	\$782,765,682
Ahorro lectura remota	\$56,106,600	\$65,439,000	\$87,678,800	\$48,945,600	\$258,170,000
Costo anual sostenimiento	\$227,697,800	\$308,638,000	\$370,587,800	\$394,103,600	\$1,301,027,200
Incremento recaudo	\$2,805,303,600	\$3,271,950,000	\$4,383,940,000	\$2,447,308,600	\$12,908,502,200
Reducción pérdidas	\$3,132,588,800	\$3,653,678,600	\$4,895,400,400	\$2,787,917,000	\$14,469,584,800
Vinculo cliente-red	\$32,540,200	\$44,105,600	\$52,958,400	\$56,320,000	\$185,924,200
TOTAL INGRESOS CUANTIFICADOS A Junio /2013	\$7,126,100,394	\$8,362,772,607	\$11,088,093,627	\$6,460,070,182	\$33,037,036,810
COSTOS					
Medidores	\$10,972,049,551	\$1,980,368,830	\$6,176,715,600	\$0	\$19,129,133,981
Obra civil	\$581,324,700	\$581,324,700	\$0	\$0	\$1,162,649,400
Costos instalación	\$1,299,601,600	\$1,761,570,800	\$2,115,154,800	\$2,249,372,400	\$7,425,699,600
Recurso humano para gestión proyecto	\$123,076,800	\$123,076,800	\$123,076,800	\$123,076,800	\$492,307,200
Costo servicio mensajería SMS prepago	\$53,400,000	\$53,400,000	\$53,400,000	\$53,400,000	\$213,600,000
Mantenimiento enlaces comunicaciones red FO (TELCO)	\$3,276,000	\$3,276,000	\$3,276,000	\$3,276,000	\$13,104,000
TOTAL COSTOS	\$13,032,728,651	\$4,503,017,130	\$8,471,623,200	\$2,429,125,200	\$28,436,494,181
FLUJO	-\$5,906,628,257	\$3,859,755,477	\$2,616,470,427	\$4,030,944,982	\$4,600,542,629
FLUJO ACUMULADO	-\$5,906,628,257	-\$2,046,872,780	\$569,597,647	\$4,600,542,629	

5.4 Análisis Costo-beneficio proyectos EMCALI

- **Paso 7: comparación de costos y beneficios**

Una vez los costos y los beneficios se han calculado, la metodología sugiere tres maneras para compararlos, con el fin de evaluar la relación costo-eficacia del proyecto. A continuación se hace una breve descripción de cada uno:

Comparación anual: Este método consiste en la compilación de los costos y beneficios anuales totales durante el período de estudio, con el fin de hacer comparaciones año a año. Este enfoque es útil en la identificación de los distintos años en los que los costos superan a los beneficios o viceversa.

Comparación acumulativa: Este método presenta los costos y los beneficios de forma acumulativa en el tiempo, es decir, el costo de cada año es la suma del valor de ese año, más el valor de todos los años anteriores. Este enfoque es útil para identificar el punto en el tiempo cuando los beneficios superan los costos (“punto de equilibrio ”).

Valor actual neto (VAN): Este método permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros, originados por una inversión. La metodología consiste en descontar al momento actual, es decir, actualizar mediante una tasa todos los flujos de caja futuros. Éste, es el más conocido a la hora de evaluar proyectos de inversión a largo plazo, además permite determinar si una inversión cumple con el objetivo básico financiero. Por tal motivo, se utilizará el VAN para determinar los beneficios y costos de los involucrados en nuestro caso de estudio. Es importante mencionar que de los métodos descritos anteriormente, el del Valor Actual Neto fue el aplicado para este trabajo. En las figuras 5.21, 5.22, 5.23 y 5.24 se presenta los flujos actualizados por año de costos y beneficios y el VAN acumulado para el caso de la implementación.

5. PROYECTOS PILOTO SMART GRID DE EMCALI

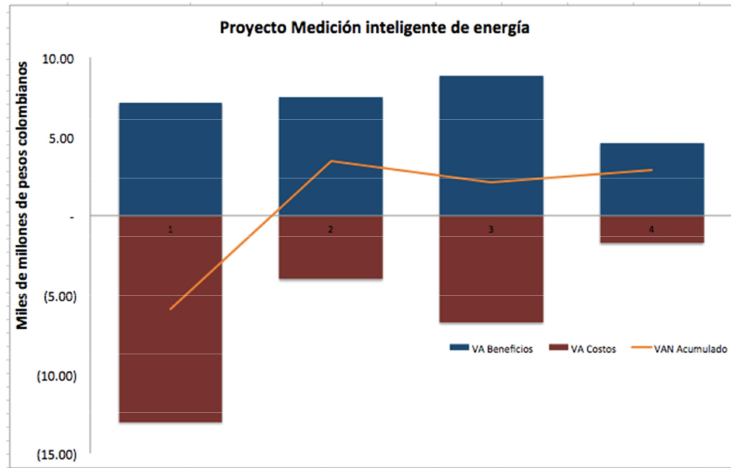


Figure 5.21: Flujos actualizados por año y VAN acumulado, proyecto medición inteligente de energía

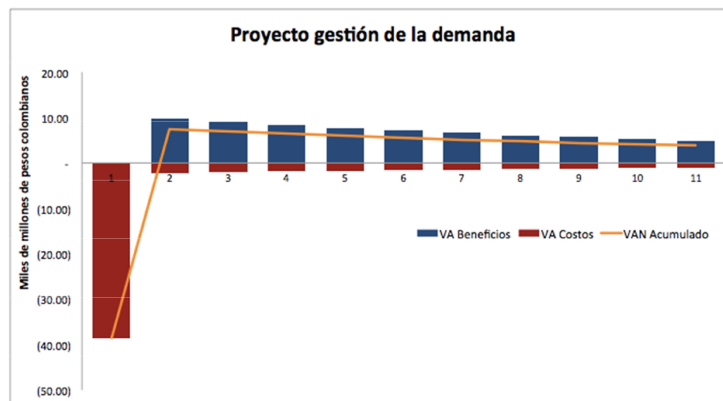


Figure 5.22: Flujos actualizados por año y VAN acumulado, proyecto gestión de la demanda

El VAN del proyecto generación fotovoltaica es de 7.757.448 millones de pesos, mientras que el retorno simple de la inversión se da en el año 9. El ratio Beneficio-Costo es de 1.012.

5.4 Análisis Costo-beneficio proyectos EMCALI

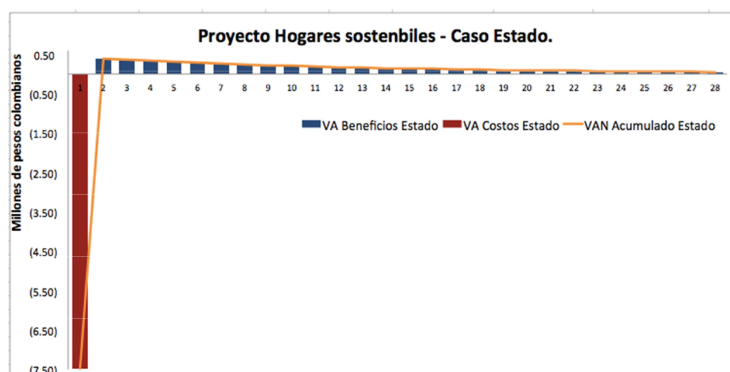


Figure 5.23: Flujos actualizados por año y VAN acumulado, proyecto hogares sostenibles - Caso Estado

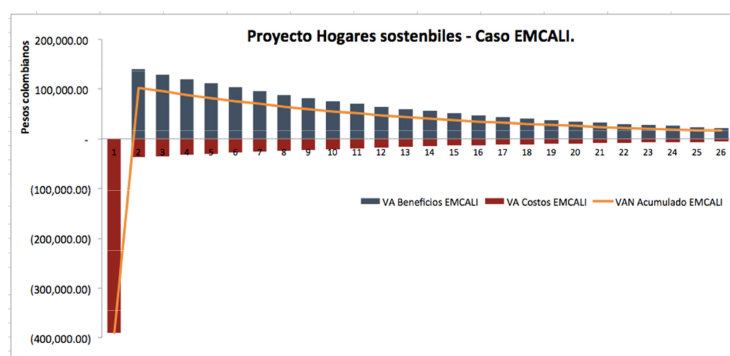


Figure 5.24: Flujos actualizados por año y VAN acumulado, Proyecto hogares sostenibles - Caso EMCALI

5. PROYECTOS PILOTO *SMART GRID* DE EMCALI

- **Paso 8:** Cuantificación de beneficios sociales

En esta sección, se describen los principales beneficios ambientales y sociales que podrán obtenerse debido a la implementación de los tres proyectos pilotos implementados por EMCALI.

De los beneficios sociales y ambientales, se exponen a modo de ejemplo, la reducción de emisiones de CO₂, beneficio monetario de los usuarios y generación de empleo. Los demás beneficios se verán plasmados a través del tiempo, en los indicadores claves de desempeño propuestos. Estos indicadores, se observan con mayor detalle en el Anexo A.

MEDICIÓN INTELIGENTE DE ENERGÍA

1. AMBIENTAL

Reducción de emisiones de CO₂: Para determinar la disminución en emisiones de CO₂, por el efecto de una implementación de medidores inteligentes en la ciudad de Cali, se utilizó la metodología de cálculo de emisiones detallada en [11]. A modo de ejemplo, se consideró una implementación de medidores a todos los usuarios de estratos 1 y 2 con una proyección de 15 años (2015-2030) (Ver figura 5.25). También, se consideró el consumo de electricidad anual por parte de los clientes, el consumo del medidor inteligente y un factor de emisión asociado promedio de la generación de electricidad en Colombia de 126 gCO₂/kWh [4]. En el cálculo de la disminución de emisiones de CO₂ no se consideró los consumos energéticos asociados tanto a la operación de la nueva infraestructura de medición, como a la fabricación y transporte de los equipos del sistema de medición avanzada.

5.4 Análisis Costo-beneficio proyectos EMCALI

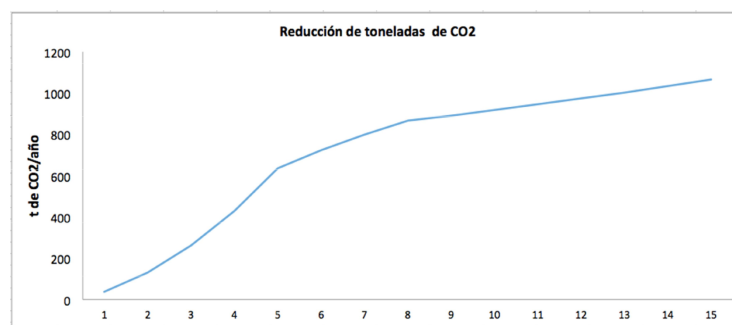


Figure 5.25: Disminución de toneladas de CO₂ a causa de la implementación de medidores inteligentes de energía

2. SOCIOECONÓMICO

Ahorro anual del cliente: Al usar medidores prepago, EMCALI reportó un beneficio económico de los clientes que usaron este tipo de servicio. Con esta técnica, los usuarios evitan quedar en mora por el pago de la factura, además de volverse excelentes administradores del recurso energético.

En la tabla 5.7 se presentan los ahorros monetarios percibidos por los clientes que implementaron medidores prepago:

Tabla 5.7: Ahorro económico obtenido por la totalidad de usuarios prepago EMCALI

	2010	2011	2012	2013	TOTAL
Ahorro usuarios prepago	\$174,372,679	\$203,792,281	\$259,505,645	\$145,095,076	\$782,765,682

Brecha de destrezas y personal calificado en la ciudad de Cali: Otro aspecto importante a considerar son los impactos en términos de la creación de nuevas habilidades y aumento de los conocimientos y la competitividad. Desde el 2009, EMCALI comenzó con una exhaustiva investigación para definir la tecnología AMI más adecuada para sus propósitos. Después de seleccionar la tecnología AMI TWACS como la más indicada, la empresa inició la capacitación de personal

5. PROYECTOS PILOTO *SMART GRID* DE EMCALI

y realizó la contratación de la empresa Proyectos de Ingeniería S.A para la instalación y puesta en operación de los equipos de medición, siendo una empresa del sector privado la escogida para esta función. Adicionalmente, en la región desde el área académica también se ha venido avanzado en esta temática; En la Escuela de Ingeniería Eléctrica y Electrónica de la Universidad del Valle, el Grupo de Investigación de Percepción y Sistemas Inteligentes PSI, es pionero en el país en el desarrollo de un sistema inteligente de medición de energía, y el Grupo de Investigación en Alta Tensión- GRALTA de la misma Universidad, ha desarrollado trabajos en torno a la evaluación del impacto económico, social y ambiental de las AMI. En la Tabla 11, se muestra una estimación conservadora del personal capacitado en las nuevas tecnologías de medición de energía para estas tres entidades, EMCALI, Universidad del Valle y Proyectos de Ingeniería S.A.

Brecha de destrezas y personal calificado en la ciudad de Cali: Otro aspecto importante a considerar son los impactos en términos de la creación de nuevas habilidades y aumento de los conocimientos y la competitividad. Desde el 2009, EMCALI comenzó con una exhaustiva investigación para definir la tecnología AMI más adecuada para sus propósitos. Después de seleccionar la tecnología AMI TWACS como la más indicada, la empresa inició la capacitación de personal y realizó la contratación de la empresa Proyectos de Ingeniería S.A para la instalación y puesta en operación de los equipos de medición, siendo una empresa del sector privado la escogida para esta función.

Adicionalmente, en la región desde el área académica también se ha venido avanzado en esta temática; En la Escuela de Ingeniería Eléctrica y Electrónica de la Universidad del Valle, el Grupo de Investigación de Percepción y Sistemas Inteligentes PSI, es pionero en el país en el desarrollo de un sistema inteligente de medición de energía, y el Grupo de Investigación en Alta Tensión- GRALTA de la misma Universidad, ha desarrollado trabajos en torno a la evaluación del impacto económico, social y ambiental de las AMI. En la Tabla 5.8, se muestra una estimación conservadora del personal capacitado en las nuevas tecnologías

5.4 Análisis Costo-beneficio proyectos EMCALI

de medición de energía para estas tres entidades, EMCALI, Universidad del Valle y Proyectos de Ingeniería S.A.

Tabla 5.8: Generación de empleos

Entidad	# Personas
Académica	15
Pública	7
Privada	12

GESTION DE LA DEMANDA

1. BENEFICIOS AMBIENTALES Y SOCIOECONÓMICOS

Para realizar un seguimiento de los beneficios ambientales y socioeconómicos que se obtendrán a partir de proyectos de gestión de la demanda, se deben tener en cuenta los indicadores claves de desempeño presentes en la tabla 5.9:

Tabla 5.9: Indicadores de rendimiento ambientales y socioeconómicos, proyecto gestión de la demanda

Beneficios	Indicadores	Ver en Anexo B.3 proyecto gestión de la demanda
Beneficio Ambiental	Reducción de CO2 [%]	KPI A.5
	Energía ahorrada [\$]	KPI B.1
	Número de empleos generados	KPI A.6
Beneficio socioeconómico	Número de personas calificadas en demanda	KPI A.7
	Confort del cliente	KPI D.3

5. PROYECTOS PILOTO SMART GRID DE EMCALI

HOGARES SOSTENIBLES

1. AMBIENTAL

Reducción de emisiones de CO₂: En la figura 5.26, se presenta una estimación hasta el 2050 de las toneladas de CO₂ reducidas debido a la implementación del proyecto de hogares sostenible.

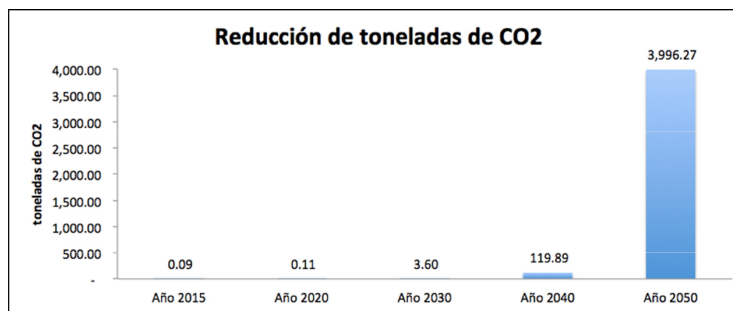


Figure 5.26: Disminución de toneladas de CO₂ a causa de la implementación del proyecto hogares sostenibles

2. SOCIOECONÓMICO

Para realizar un seguimiento de los beneficios socioeconómicos que se obtendrán a partir del proyecto de hogares sostenibles, se deben tener en cuenta los indicadores claves de desempeño presentes en la tabla 13:

Tabla 5.10: Indicadores de rendimiento ambientales y socioeconómicos, proyecto hogares sostenibles

Beneficios	Indicadores	Ver en Anexo B.1 proyecto hogares sostenibles
	Número de empleos generados	KPI A.7
Beneficio socioeconómico	Número de personal calificado en el área de generación fotovoltaica	KPI A.8
	Ahorro económico del consumidor [\$]	KPI B.7

5.5 Escenarios proyectos piloto EMCALI

Teniendo en cuenta que los objetivos estratégicos utilizados para los análisis fueron tomados del plan ideario 2050, los escenarios planteados para los proyectos pilotos cubren esos plazos también.

Las hipótesis tenidas en cuenta para la definición de escenarios fueron:

- Pérdidas técnicas y no técnicas previstas por EMCALI
- Tasa de crecimiento de la demanda en Colombia.
- Ley Colombiana según Emcali

Las hipótesis tenidas en cuenta para la definición de escenarios fueron:

- Tasa de crecimiento de los sistemas fotovoltaicos en Colombia
http://www.fedesarrollo.org.co/wp-content/uploads/2011/08/WWF_Analisis-costo-beneficio-energias-renovables-no-convencionales-en-Colombia.pdf
http://www.upme.gov.co/Sigic/DocumentosF/Vol_2_Diagnostico_FNCE.pdf
- Proyecciones objetivo de EPSA y valores de SAIDI basados en la densidad demográfica obtenidos por la UE.

5. PROYECTOS PILOTO SMART GRID DE EMCALI

Tabla 5.11: Escenarios para el proyecto de AMI

Capas	Indicador (KPI)	Baseline		Targets		
		2015	2020	2030	2040	2050
Inteligencia de negocio	Pérdidas técnicas [%]	6.54	6.30	5.68	4.91	3.98
	Pérdidas no técnicas [%]	5	4.82	4.34	3.75	3.04
	Energía recuperada [GWh]	17.5	253.33	442.12	733.42	1,176.36
	Número de empleos generados					
	Tiempo medio de las reconexiones [h].	26.4			<24	
	Tiempo medio de reinstalaciones [h].	69.84			<72	
	Tiempo de atención a daños industrial [h].	54.96			<84	
	Tiempo de atención a daños residenciales y comerciales [h].	72.79			<84	
	Número de reclamos a favor del cliente [Reclamos/mes]	13.5			<60	
	Reducción de costos totales [\$]					
	Desarrollo de estrategias de socialización y sensibilización para la disminución de pérdidas de energía					
	Ahorro anual por lectura remota [\$/año]	629,325,906				
	Reducción de costos de facturación [de activos [\$].					
	Reducción de los costos de mantenimiento					
	Número de accidentes e incidentes					
	Número de personas calificadas en el área de medición inteligente	8				
Inteligencia de consumo	Número de medidores inteligentes instalados.	18,594	37,188	74,376	111,564	148,752
	Porcentaje de la demanda total servida por clientes AMI [%]	3.10	5.35	7.96	8.88	8.81
	Energía consumida por usuario [kWh/año]	3,833.33	3,851.98	3,889.54	3,927.47	3,965.77
	Incremento en el número de clientes de electricidad [%]	3	3	3	3	3
	Variación media del consumo de electricidad de los clientes [%]	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1
	Reducción estimada de CO ₂ [tonCO ₂ /año]					
Operaciones	Ahorro anual del cliente [\$]					
	Ahorro de consumo energético [kWh]					
Operaciones	Integridad de datos de los medidores [%]	100			100	
	proteccion y control	Efectividad [%]				

5.5 Escenarios proyectos piloto EMCALI

Tabla 5.12: Escenarios para el proyecto de hogares sostenibles

Capas	Indicador (KPI)	Baseline		Targets		
		2015	2020	2030	2040	2050
Inteligencia de negocio	LCOE [\$/kWh]					
	Tamaño del sistema [Wp]	4	20	674	22,453	748,445
	Usuarios atendidos	5	6	192	6,415	213,842
	Energía consumida por usuario [kWh/año]	1,747	1,747	1,747	1,747	1,747
	Reducción de CO ₂ [tonCO ₂ /año]	0.09	0.11	3.60	119.89	3,996.27
	Número de empleos generados					
	Ahorro económico en subsidios [\$]	173,610				
	Número de personal calificado en el área de generación fotovoltaica	4				
Inteligencia de consumo	Número de accidentes e incidentes					
	Factor de capacidad	68				
	SAIDI [min]	29	23	10	8	5
	SAIFI					
	MAIFI					
	Reducción de CO ₂ [%]	0	0	4	120	3,996
	Autoconsumo y exportación a la red [%/ %]	40,51/ 59,49	40,51/ 59,50	40,51/ 59,51	40,51/ 59,52	40,51/ 59,53
	Ahorro económico del cliente [\$]	119,392	137,863	4,595,475	153,184,151	5,106,193,594
Ingeniería	Satisfacción con la calidad de la energía por parte del usuario [%]					
	Coefficiente de rendimiento [%]					
	Porcentaje de pérdidas sistema fotovoltaico [%]	20				
	Niveles de radiación en el sitio [W/m ²]	1,812	1,812	1,812	1,812	1,812
Operaciones	Gestión de la congestión [kW] [kvar]					
	Niveles de tensión esperados [%]	(+5% y -10 % NTC 1340) ±10%. CREG 025-95)				
	Frecuencia esperada [Hz]	Rango aceptado: 59,8 y 60,2 Hz. Según NTC 5001				
	Factor de potencia esperado	¿ 0.9 NTC 5001				
	Desbalance máximo permitido en la tensión [%]	NTC 5001: 2%, para tensiones hasta 69.0 kV 1.5%, tensiones superiores a 69.0 kV				
Proteccion y control	La estabilidad del voltaje del sistema de distribución					
	Velocidad de respuesta [s]					
	Nivel de armónicos de tensión	Según valores mínimos Norma IEEE 519 (THDV _i 5% HDV _i 3%)				
	THD-V [%]					
	Nivel de armónicos de corriente	Según valores mínimos IEEE Std C57.12 (THDI _i 4%)				
THD-I [%]						
Efecto de Parpadeo (Flicker)	Según valores mínimos IEC 61000-4-15 (1 en 10 min y 0,65 en 2h)					

5. PROYECTOS PILOTO SMART GRID DE EMCALI

Tabla 5.13: Add caption

Capas	Indicador (KPI)	Targets				
		Baseline 2015	2020	2030	2040	2050
Inteligencia de negocio	Demanda gestionada [GWh/año]	0.13				
	Máxima demanda desplazada [GWh/año]	0.03				
	Ahorro económico por desplazamiento de carga [\$/kWh gestionado]					
	Usuarios atendidos	8				
	Reducción de CO ₂ [%]					
	Número de empleos generados					
	Número de personas calificadas en el área de generación fotovoltaica					
	Número de accidente e incidentes.					
Inteligencia de consumo	Energía ahorrada [Wh]					
	Energía máxima ahorrada posible [Wh]					
	SAIDI [min]		23	10	7.5	5
	SAIFI					
	MAIFI					
Ingeniería	Consumo de energía de los activos [kWh/año]					
	CAIDI [min]					
Operaciones	Desbalance máximo permitido en la tensión [%]		NTC 5001: 2%, para tensiones hasta 69.0 kV 1.5%, tensiones superiores a 69.0 kV			
	Demanda total desplazada [GWh/año]	0.13				
	Confort del cliente					
Proteccion y control	Velocidad de respuesta					
	Factor de potencia esperado		Rango aceptado: 59,8 y 60,2 Hz. Según NTC 5001			
	Nivel de armónicos de tensión THD-V [%]		Según valores mínimos Norma IEEE 519 (THDV _i 5% HDV _i 3%)			
	Nivel de armónicos de corriente THD-I [%]		Según valores mínimos IEEE Std C57.12 (THDI _i 4%)			
	Variación de la frecuencia [Hz]		Rango aceptado: 59,8 y 60,2 Hz. Según NTC 5001			

La planificación a largo plazo no es pensar en decisiones futuras, sino en el futuro de las decisiones presentes.

Peter Drucker

CAPÍTULO

6

Herramienta para evaluación, seguimiento y priorización de proyectos pilotos en las redes inteligentes en Colombia

La toma de decisiones puede ser considerada como un proceso cognitivo que resulta en la selección de una creencia o un curso de acción entre varias alternativas posibles. Día a día, todas las personas se encuentran ante distintas alternativas entre las que se debe seleccionar e identificar a juicio del individuo la que parece ser la mejor alternativa o la que logra satisfacer el mayor número de necesidades pretendidas. Es frecuente encontrar circunstancias que llevan a tomar decisiones que resultan ser relevantes en un contexto específico y el hecho de enfrentarse a elegir una alternativa sobre otra genera un sin número de sensaciones al decisor [41]. Es, por lo tanto, un razonamiento o proceso emocional que puede ser racional o irracional.

6. HERRAMIENTA PARA EVALUACIÓN, SEGUIMIENTO Y PRIORIZACIÓN DE PROYECTOS PILOTOS EN LAS REDES INTELIGENTES EN COLOMBIA

Una decisión puede ser considerada buena si ha tomado la metodología más apropiada considerando todos los aspectos relacionados. Por otro lado, no es posible considerar una decisión como buena si ha dado un resultado óptimo, pero se desconoce la fuente y el procedimiento en su adopción. Es por esto que el proceso usado para poder tomar una decisión, cobra gran importancia en el instante de elegir la mejor alternativa sobre otra ya que de esta forma se tiene como sustentar que la solución fue la mejor posible dentro de las opciones y los recursos con los que se contaba. En [28] se puede encontrar las tres principales características para tomar una buena decisión:

- Una decisión en la que se ha trazado el objetivo que se desea lograr.
- Se ha reunido toda la información correspondiente.
- Se han tenido en cuenta las preferencias del decisor.

En proyectos de ingeniería la toma de decisiones es una actividad realizada a diario, por lo tanto los ingenieros encargados de los proyectos deben tener bien claro cual será la mejor decisión para que el proyecto pueda prosperar y tenga la menor cantidad de inconvenientes. Es común que durante el desarrollo de proyectos de ingeniería se deban tomar decisiones de gran complejidad y que éstas tengan consecuencias directas sobre los agentes implicados y afectados por la toma de la decisión. Es por esto que antes de tomar cualquier decisión, el conocimiento, los hechos y la experiencia se deben reunir y evaluar en el contexto del problema. El proceso de toma de decisiones, normalmente se apoya en la experiencia del decisor o en la semejanza a decisiones anteriormente tomadas que llevaron a buenos resultados.

6.1 Toma de decisiones multicriterio

El análisis de toma de decisiones multicriterio es un tipo de herramienta de análisis de decisión que es aplicable a los casos en particular que se quedan cortos como es el análisis costo-beneficio, sobre todo cuando los impactos ambientales y sociales no se pueden asignar valores cuantificables [50]. El análisis multicriterio permite ayudar a los individuos a tomar decisiones de los cuales cada uno tiene su punto de

6.1 Toma de decisiones multicriterio

vista del problema y donde son varias las partes interesadas, incluyendo para este fin una amplia gama de conceptos sociales, ambientales, técnicos y financieros. Esta metodología ofrece un buen apoyo a la toma de decisiones ayudando a centrarse en lo que es importante, es lógico y coherente, y es fácil de usar. En su núcleo el análisis de toma de decisiones multicriterio es útil para:

- Dividir la decisión en partes más pequeñas y comprensibles.
- Análisis de cada parte del problema.
- La integración de las partes para producir una solución a un objetivo.

Lo anterior, soportado por fundamentos matemáticos, analíticos, investigativos y experimentales de las ciencias de la administración [25]. La aplicación de este tipo de técnicas se ha venido desarrollando desde los años 50 del siglo pasado, donde el principal objetivo ha sido ayudar a los gerentes y líderes a tomar decisiones complejas. Existen diversas técnicas para la toma de decisiones multicriterio, de las cuales, se destacan el método Scoring, la utilidad multiatributo, el análisis jerárquico (**AHP** del inglés, *Analytic Hierarchy Process*), el proceso analítico de red (**ANP** del inglés, *Analytic Network Process*), entre otros. De los métodos mencionados el más utilizado en cuanto a la solución de problemas que envuelven la escogencia de tecnologías es el la técnica AHP. El método AHP es ampliamente usado para escoger dentro de determinadas opciones tecnológicas cuál sería la mejor, teniendo en cuenta las características propias de determinadas zonas con sus respectivas particularidades. En [35, 48] se puede observar que el método se usa para la Priorización de planes de generación de microrredes considerando las incertidumbres de recursos y un despacho eficiente de la energía en microrredes inteligentes. Por último en [21, 27] se usa el AHP para obtener el mejor proceso de información de datos de un sistema de medición de energía y la selección de una infraestructura de medición inteligente de acuerdo a las necesidades de una empresa desarrolladora de medidores de energía. De igual forma el método AHP parece ser el método más utilizado en el campo de la gestión energética y generación con energías renovales (Ver Figura 6.1 y Figura 6.2).

La razón principal de su utilización es debido a la fácil ponderación de criterios subjetivos y la opción de poder trasladar la realidad percibida por un individuo a

6. HERRAMIENTA PARA EVALUACIÓN, SEGUIMIENTO Y PRIORIZACIÓN DE PROYECTOS PILOTOS EN LAS REDES INTELIGENTES EN COLOMBIA

Método	AHP	ANP	SAW	TOPSIS	ELECTRE	LA	GP	MOP	VIKOR	DEMATEL	PROMETHEE	SMART	EMCDM	Group MCDM	Group Decision Making multiple criteria analysis	MAUT/MAVT	Compromise Programming	SMAA	OWA	DSS	DEA	choquet integral rough sets Theory	Fuzzy set theory	Heuristic Algorithms	Other Methods	Total (Fuzzy/Crisp)	Total	
Ambiental	3				1		1				3			1	1	2	1	2	1	9					2	27	32	
Administración	1												3							1	1				5	5	28	
Gestión del Agua	5		1	1	2		1				3				3	2	3		1	2			1	3	1	39	65	
Negocios y Finanzas	9	4	1	5	1	2	1	1	1	1	1			1	1	1		1	1	1	1		5	7	26	26		
Gerencia	5	2		2									8	1					1	1	1			2	2	79	118	
Transporte y Logística	14	11		8		6	7	2	1	2	1	1	4	2	2	1		1	2	2	2		8	5	39	39		
Manufactura y Ensamblado	9	4	1	5	1	2	4	1	1	1			4	2					1	2	2		8	5	34	48		
	4					1	5				1		4	1		1	1			3	2		2		5	14	14	
Gestión Energética	5				2		3				3		2		1	1				1			1		5	21	24	
													2												3	3	3	
Agricultura y Gestión Forestal	1					2									1	3				2					3	12	12	
Gerencia y Planeamiento Estratégico	9	6		3	1	1	2	4	1	4				2	1	1			1	2				1	8	47	58	
Gestión de Proyectos Y Evaluación	3			1		1	1						5							1	1				11	11	40	
	11	4		4		3	1	1						2	1					2	1		1		9	40	51	
Servicio Social	6												1	1						3					3	11	12	
	1	2		1		1	3													3					3	11	12	
Servicio Militar	2			1				1			1	1								1					3	10	13	
				1																1					3	3	3	
Otros Temas	7	3	1	4			4				1	1	2					1	1	1	1	2	1	2	8	39	50	
	3	1		1									4							1					2	2	11	
Artículos que no aplican	38	3	2	10	7	15	16	3	1	3	1		1	4		7	1	8	6	12	8	6	2	4	72	230	274	
	2			5			3						1				2						12		9	44	44	
	1												4												4	1	1	
Total	142	37	5	54	15	1	37	53	8	5	22	5	4	7	15	11	1	9	11	8	44	17	10	3	33	18	155	786

Figure 6.1: Clasificación de los métodos de toma de decisiones multicriterio acuerdo con las áreas de aplicación. Tomado de [49]

Área de aplicación	AHP/ANP	ELECTRE	PROMETHEE	Fuzzy sets	Otros	Suma
Planificación y Políticas de las Energías Renovables	7	2	2	4	6	23
Evaluación de Energías Renovables	5	2	2	3	8	20
Proyectos de selección	6	2	4	4	5	21
Medioambiente	2	1	1		7	11
Suma	20	7	9	11	26	

Figure 6.2: Revisión de la literatura sobre métodos multicriterio y aplicación a problemas de energías renovables. Tomado de [46]

una escala de razón. Por tal motivo, este método se ajusta al planteamiento de priorizar o estimar la incidencia de los indicadores de desempeño con relación a los objetivos estratégicos o criterios de evaluación.

6.1.1 Método Multicriterio AHP (*Analityc Hierarchy Process*)

El *Analityc Hierarchy Process* (**AHP**) o en español Proceso Analítico Jerárquico (**PAJ**), es una teoría de la medición a través de comparación por pares y posteriormente ensambladas en los juicios de expertos para obtener escalas de prioridad. Desarrollada por Thomas L. Saaty en los setenta (70s) [42], ha sido ampliamente estudiada y refinada desde entonces. Esta técnica es usada en una amplia variedad de situaciones asociados a los campos tales como administración pública, industria, negocios, salud y educación. Para realizar un análisis AHP, los involucrados requieren del conocimiento profundo del asunto a resolver debido a que en la construcción de la jerarquía hay que incluir suficientes detalles relevantes para describir completamente el problema. Después de tener claro el objetivo principal del problema, lo primero que se debe realizar es una descomposición del mismo en forma jerárquica descendiente, en donde éste se ubica en el vértice superior y a partir de ahí se ubican en primer lugar los criterios, para efectuar la selección de alternativas como las partes constituyentes del problema y los subcriterios como sus relaciones fundamentales, tal como es mostrado en la figura 6.3.

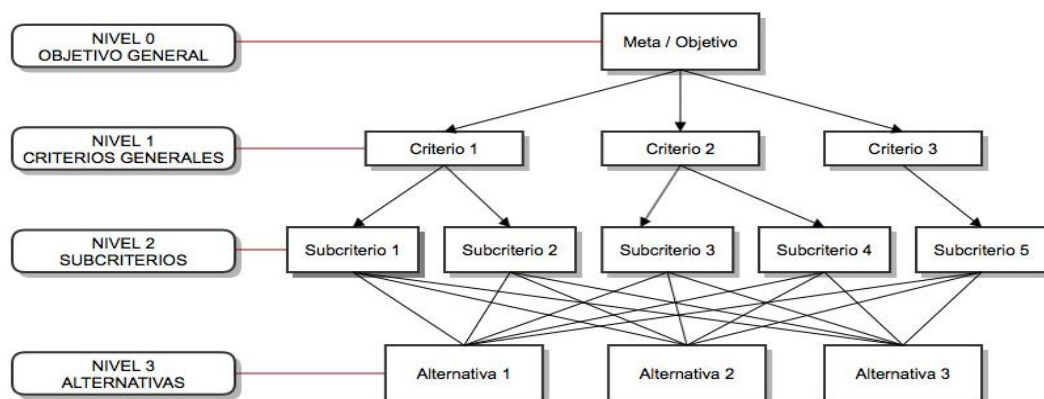


Figure 6.3: Jerarquía AHP: meta, criterios y alternativas

6. HERRAMIENTA PARA EVALUACIÓN, SEGUIMIENTO Y PRIORIZACIÓN DE PROYECTOS PILOTOS EN LAS REDES INTELIGENTES EN COLOMBIA

Cuando la jerarquía está construida, los decisores (panel de expertos) metódicamente evalúan cada uno de los elementos para poder ser comparados unos con otros; estas comparaciones se realizan en cada nivel jerárquico por pares, buscando determinar la importancia de cada uno de ellos al elemento de nivel superior al que se encuentra relacionado. En el momento de realizar las comparaciones, los expertos pueden usar datos concretos (cuantificables) sobre los elementos que sean necesarios o pueden usar sus propios juicios según su nivel de relevancia. Es fundamental para el método AHP que los juicios sean usados para realizar las evaluaciones [44]. Las comparaciones realizadas por medio de pares son evaluadas por índices de preferencia si se comparan alternativas o índices de importancia si se comparan criterios, que son posteriormente evaluados según una escala numérica propuesta por Saaty, las escalas para la asignación directa se encuentran en la Tabla 6.1.

Tabla 6.1: Escala de importancia de Saaty

Escala Numérica	Escala Verbal	Descripción
1	Igualmente importantes	Los dos elementos contribuyen igualmente a la propiedad o criterio
3	Levemente más importante	El juicio y la experiencia previa favorecen a un elemento frente al otro
5	Notablemente más importante	El juicio y la experiencia previa favorecen fuertemente a un elemento frente al otro
7	Fuertemente más importante	Un elemento domina fuertemente. Su dominación está probada en práctica
9	Extremadamente más importante	Un elemento domina al otro con el mayor orden de magnitud posible
2,4,6,8	Valores intermedios	Cuando se necesite un compromiso de las partes entre los valores adyacentes
Recíprocos	1/escala numérica	Estudios de gran precisión. Por ejemplo, $1/3 =$ Levemente menos importante

Al realizar el proceso de comparación pareada entre los criterios y alternativas, esto lleva a una escala de medida relativa de las prioridades que se le deben dar al problema. El AHP convierte estas evaluaciones en valores numéricos que deben sumar la unidad dándole un peso respectivo, con el fin de poder ser comparados éstos pesos unos con otros de forma racional y consistente. Es así, como el AHP se distingue de otras técnicas para tomas decisiones. En la parte final de la evaluación, las prioridades numéricas son calculadas para cada una de las alternativas

6.1 Toma de decisiones multicriterio

de decisión. Los valores numéricos obtenidos representan cuál de las alternativas tiene un mayor peso para lograr cumplir todos los criterios del objetivo principal del problema. La metodología para desarrollar el AHP es la siguiente [43]:

- Ajustar el problema como una jerarquía que contenga el objetivo de la decisión, los criterios, subcriterios y las alternativas para alcanzarlo. El primer paso para realizar el análisis multicriterio AHP es el de establecer los niveles de complejidad del problema, permitiendo que cada uno de los particulares logre una mejor comprensión de la situación. En su forma más simple, la estructura jerárquica comprende un objetivo, un conjunto de criterios que están relacionados con las alternativas del objetivo. Cada conjunto de criterios pueden ser divididos en un nivel de detalle apropiado desprendiéndose en subcriterios tantas veces sea necesario.
- Establecer prioridades de los elementos de la jerarquía haciendo una serie de juicios basados en comparaciones por pares de elementos.

Después de ajustar el problemas en una jerarquía, los participantes usan el AHP para establecer las prioridades de todos sus niveles. Al hacerlo, la información obtenida se procesa matemáticamente (Ver Figura 6.4), ya que el objetivo principal en este paso es construir un vector de prioridades que evalúan la importancia que se otorga a cada criterio. Es importante mencionar que la suma de las ponderaciones del vector prioridad para cada nivel debe dar 1 (unidad). En [17] se aprecian con más detalle los procedimientos matemáticos que se desarrollan con las matrices para obtener el vector prioridad y en general para el AHP.

- Resumir los juicios para producir un conjunto de prioridades globales de la jerarquía.
- Revisar la consistencia de los juicios. Los seres humanos tienen la capacidad de establecer relaciones entre los objetos o las ideas de manera que sean consistentes. Por tal motivo, es importante revisar la consistencia lógica de la matriz resultante, para poder verificar si en el momento de realizar las comparaciones por pares que emitieron los decisores generan una contradicción entre los valores estipulados a los criterios.

6. HERRAMIENTA PARA EVALUACIÓN, SEGUIMIENTO Y PRIORIZACIÓN DE PROYECTOS PILOTOS EN LAS REDES INTELIGENTES EN COLOMBIA

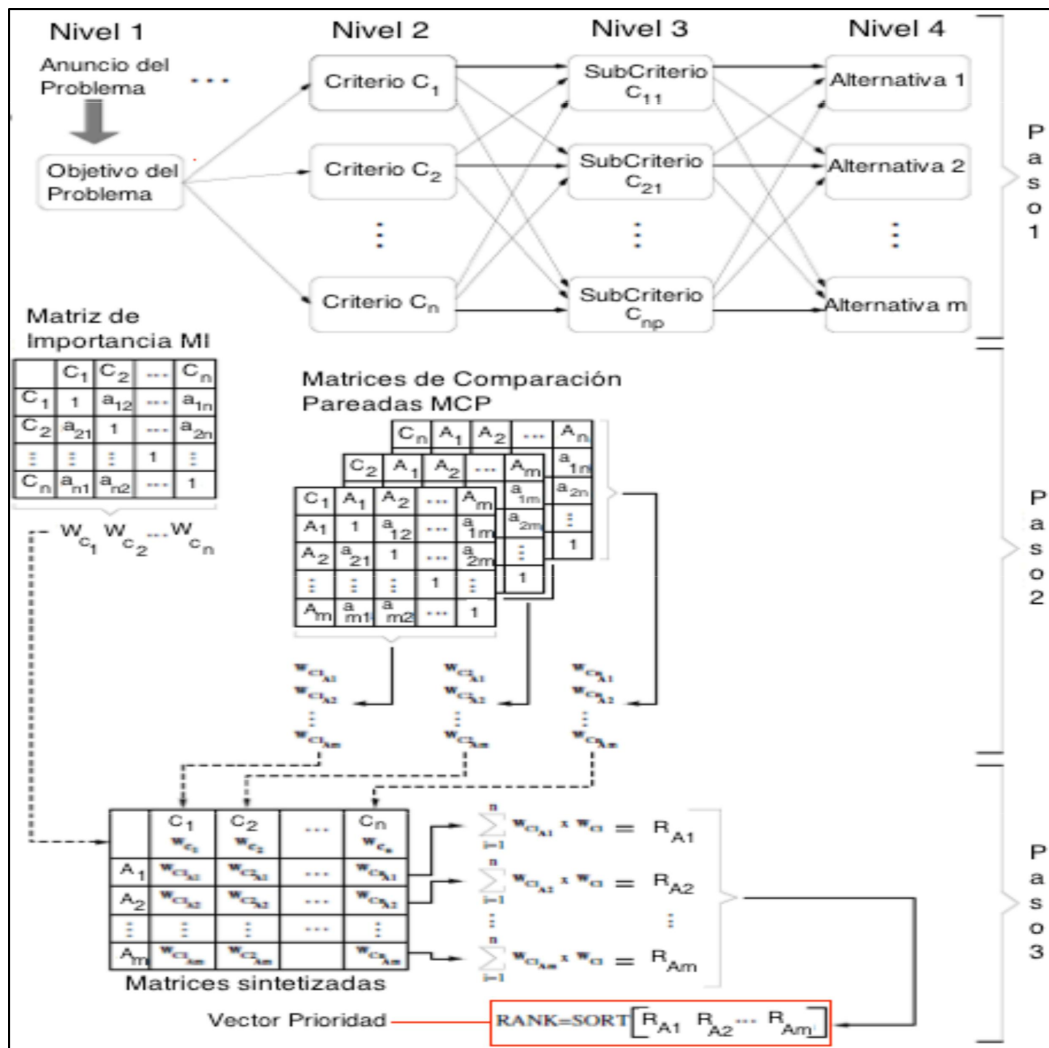


Figure 6.4: Descomposición del AHP. Tomado de [5]

6.2 Metodología para la evaluación y seguimiento de proyectos pilotos

- Llegar a una decisión final basada en los resultados del proceso. Por último, y después de llevar a cabo los pasos descritos con anterioridad, se procede a realizar la ponderación final para cada una de las alternativas propuestas, obteniendo matemáticamente la respuesta, al encontrar cuál de las alternativas tuvo una ponderación mayor.

6.2 Metodología para la evaluación y seguimiento de proyectos pilotos

Se sugiere el siguiente esquema para la evaluación y posterior seguimiento de los proyectos piloto con relación a los objetivos estratégicos planteados en el PEN 2050, véase la figura 6.5.

Cuando ya se tiene la matriz que relaciona los KPIs y los objetivos del país se

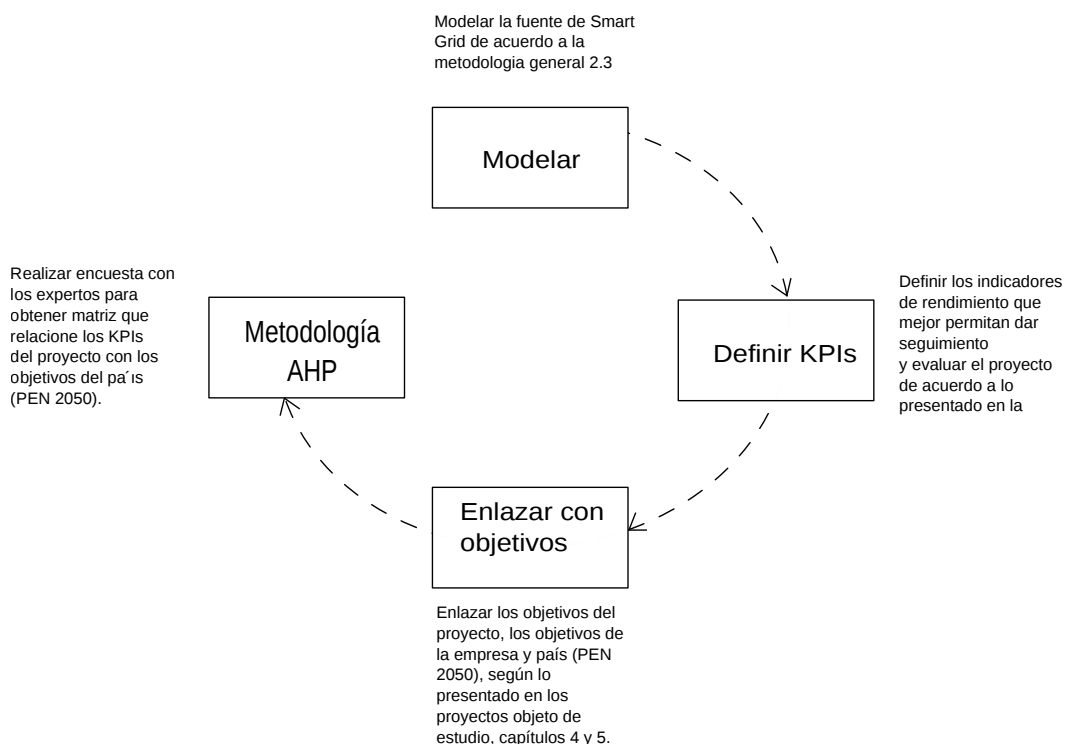


Figure 6.5: Esquema para la evaluación de proyectos piloto

procede a la representación tipo araña para evaluar el cumplimiento de los objetivos

6. HERRAMIENTA PARA EVALUACIÓN, SEGUIMIENTO Y PRIORIZACIÓN DE PROYECTOS PILOTOS EN LAS REDES INTELIGENTES EN COLOMBIA

por parte del proyecto y el porcentaje de representación que tiene el proyecto de acuerdo al modelo de referencia utilizado para la esquematización de los proyectos o soluciones *Smart Grid*.

6.2.1 Caso de estudio: gestión de demanda

Se va a utilizar el esquema presentado en la sección 5.2. En la figura 6.6 se

A. Capa: Inteligencia de negocio			
A.1	Demanda desplazada esperada [kWh]	A.5	Reducción de CO ₂ [%]
A.2	Máxima demanda desplazada [kWh]	A.6	Número de empleos generados
A.3	Ahorro económico por desplazamiento de carga [\$/kWh gestionado]	A.7	Número de personas calificadas en el área de generación fotovoltaica
A.4	Usuarios atendidos	A.8	Número de accidente e incidentes.
B. Capa: Análisis de consumo			
B.1	Energía ahorrada [Wh]	B.4	SAIFI
B.2	Energía máxima ahorrada posible [Wh]	B.5	MAIFI
B.3	SAIDI [min]		
C. Capa : Análisis de ingeniería			
C.1	Consumo de energía de los activos [kWh/año]	C.2	CAIDI [min]
D. Capa: Proceso de operaciones			
D.1	Desbalance máximo permitido en la tensión [%]	D.3	Confort del cliente
D.2	Demanda total desplazada [kWh]		
E. Capa: Protección y control			
E.1	Velocidad de respuesta	E.4	Nivel de armónicos de corriente THD-I [%]
E.2	Factor de potencia esperado	E.5	Variación de la frecuencia [Hz]
E.3	Nivel de armónicos de tensión THD-V [%]		

Figure 6.6: Medidas de desempeño KPIs proyectos de gestión de la demanda

relacionan los índices de desempeño para evaluar los proyectos de gestión de la demanda. En la figura 6.7 se presenta la relación de los objetivos estratégicos a nivel de la empresa y los índices de desempeño definidos para la gestión de demanda. Los objetivos estratégicos tomados como referencia fueron los definidos en el marco del plan energético nacional con proyección hasta el 2050, estos objetivos y los objetivos nivel empresa están relacionados y son presentados en la figura 6.8. En la figura 6.9 es presentada la matriz donde se obtiene una ponderación de los indicadores de desempeño para la evaluación de los proyectos de gestión de la demanda. Esta ponderación permite relacionar el impacto de cada indicador de desempeño en función del objetivo evaluado. La suma en la horizontal de cada objetivo permite establecer el porcentaje de impacto de estos indicadores con relación al objetivo a evaluar. La suma de los ponderados de los indicadores para cada capa de

6.2 Metodología para la evaluación y seguimiento de proyectos pilotos

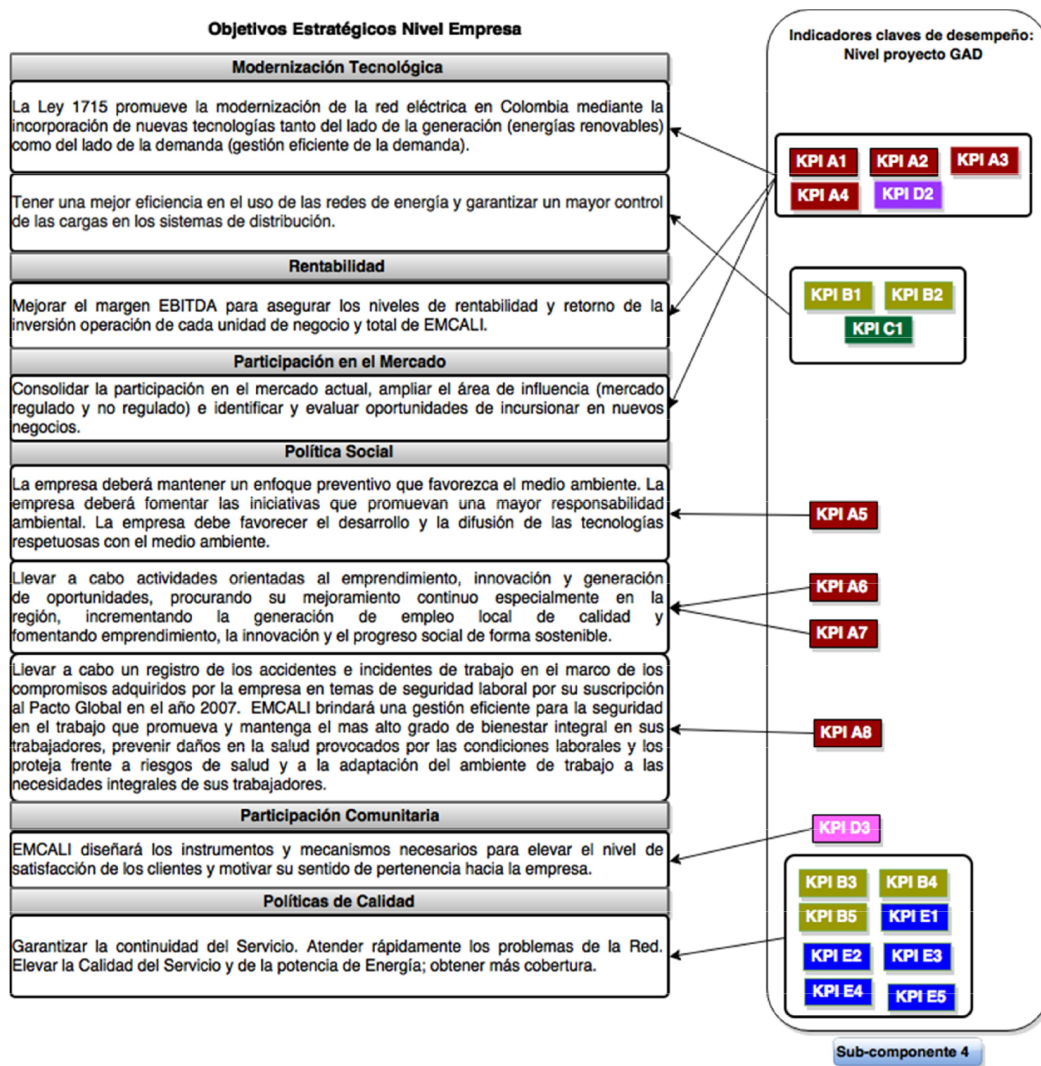


Figure 6.7: Marco de evaluación de KPIs proyectos gestión de demanda y su relación con los objetivos estratégicos nivel empresa

6. HERRAMIENTA PARA EVALUACIÓN, SEGUIMIENTO Y PRIORIZACIÓN DE PROYECTOS PILOTOS EN LAS REDES INTELIGENTES EN COLOMBIA

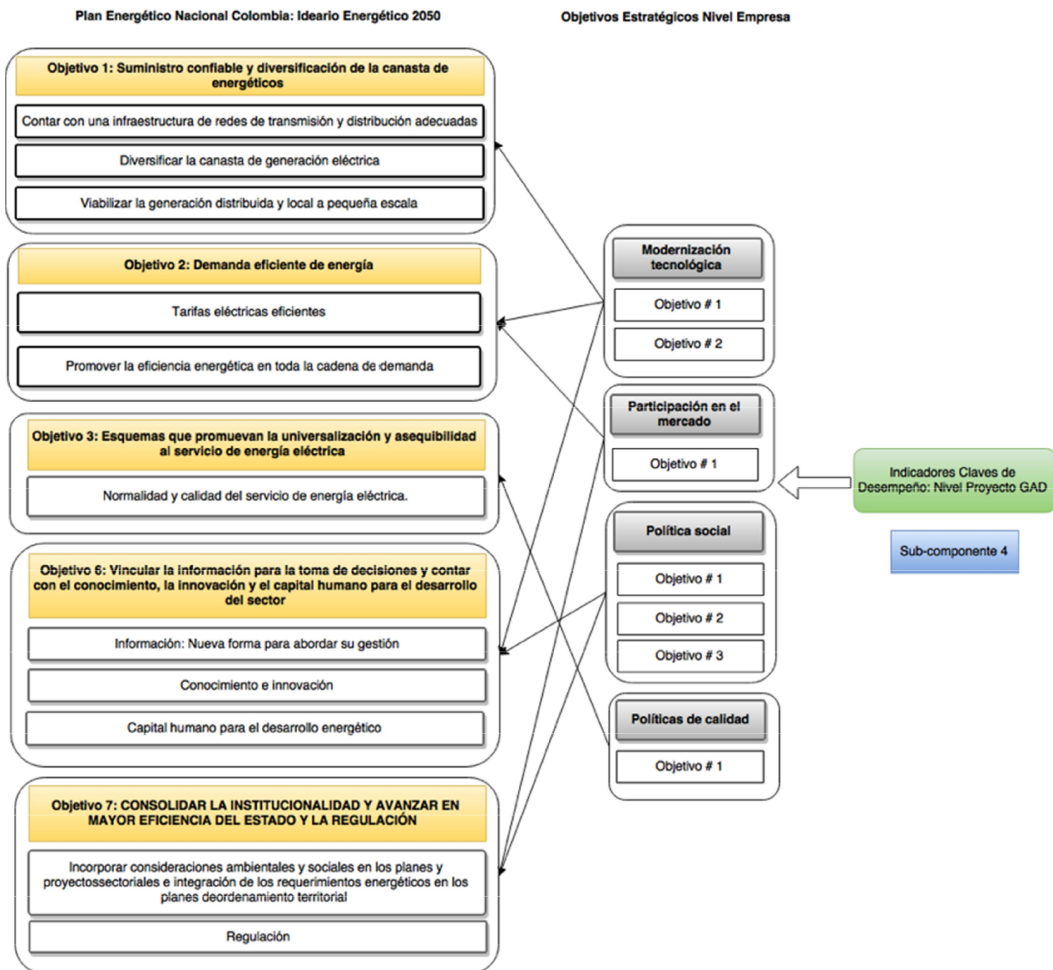


Figure 6.8: Continuación figura 6.7 para el marco evaluación de objetivos estratégicos nivel Empresa y su relación con los objetivos del plan energético nacional para proyectos GAD

6.2 Metodología para la evaluación y seguimiento de proyectos pilotos

aplicación permite obtener un valor de comparación para establecer en términos de implementación que indicadores fueron contemplados en la ejecución del proyecto final.

En la ponderación obtenida se puede observar que el objetivo 1 tiene un 80% de cumplimiento por parte de este proyecto, en el caso del objetivo 2 se tiene un porcentaje de 40%, siendo este un objetivo relacionado a la demanda eficiente de la energía. Los objetivos 4 y 5 no son impactados por este proyecto por lo tanto su contribución es del 0%. Con relación a las capas del modelo se puede observar que la relacionada a la inteligencia de negocio presenta el mayor valor, mostrando que tiene un mayor número de indicadores y con los mayores ponderados. La capa de inteligencia de consumo presenta el segundo mayor valor mostrando su importancia dentro del proyecto.

NOMBRE	OBJETIVO ESTRATEGICO	PROTECCION Y CONTROL					PROCESO DE LAS OPERACIONES			ANALISIS DE INGENIERIA		ANALISIS DE CONSUMO					ANALISIS DE INTELIGENCIA DE NEGOCIO								
		E1	E2	E3	E4	E5	O1	O2	O3	C1	C2	B1	B2	B3	B4	B5	A1	A2	A3	A4	A5	A6	A7	A8	
PLAN DE NEGOCIO	Objetivo 1: Suministro confiable y diversificación de la canasta de energéticos	0.003	0.004	0.005	0.002	0.008	0.009	0.007	0.002	0.001	0.000	0.014	0.020	0.427	0.000	0.007	0.236	0.004	0.009	0.001	0.009	0.004	0.013	0.003	0.789
	Objetivo 2: Demanda eficiente de energía	0.001	0.004	0.004	0.009	0.010	0.009	0.010	0.001	0.008	0.002	0.088	0.010	0.005	0.000	0.006	0.165	0.008	0.008	0.025	0.008	0.007	0.010	0.004	0.412
	Objetivo 3: Esquema que promuevan la universalización y accesibilidad al servicio de energía eléctrica	0.005	0.001	0.007	0.009	0.002	0.007	0.008	0.001	0.006	0.006	0.015	0.019	0.006	0.000	0.006	0.073	0.010	0.008	0.034	0.008	0.005	0.006	0.005	0.246
	Objetivo 4: Estimular las inversiones en interconexiones internacionales y en infraestructura para la comercialización de recursos estratégicos	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
	Objetivo 5: Mantener los ingresos y viabilidad la transformación productiva y generación de valor	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
	Objetivo 6: Vincular la información para la toma de decisiones y contar con el conocimiento, la innovación y el capital humano para el desarrollo del sector	0.009	0.003	0.008	0.008	0.008	0.002	0.003	0.001	0.002	0.005	0.055	0.004	0.005	0.007	0.002	0.010	0.009	0.010	0.004	0.002	0.005	0.009	0.002	0.174
	Objetivo 7: Consolidar la institucionalidad y avanzar en mayor eficiencia del estado y la regulación	0.004	0.004	0.008	0.008	0.000	0.009	0.005	0.002	0.007	0.002	0.138	0.014	0.003	0.000	0.005	0.448	0.007	0.008	0.014	0.007	0.007	0.003	0.003	0.704
		0.13					0.08			0.04		0.85					1.22								

Figure 6.9: Matriz total para la evaluación de proyectos de gestión de la demanda

Cuando se ejecuta el proyecto se seleccionan algunos indicadores de desempeño, su implementación tienen algunas implicaciones técnicas y económicas que se ven reflejadas en la figura 6.10. Las implicaciones más importantes que presenta la reducción de los indicadores de desempeño tienen que ver con el porcentaje de impacto en el objetivo 1, el cual se reduce del 80% al 30%. Los otros objetivos fueron levemente impactados. Los indicadores de desempeño que fueron implementados en la capa de inteligencia de negocio no afecto significativamente su ponderación en el objetivo 1, la capa que presenta mayor variación tiene que ver con inteligencia de consumo.

6. HERRAMIENTA PARA EVALUACIÓN, SEGUIMIENTO Y PRIORIZACIÓN DE PROYECTOS PILOTOS EN LAS REDES INTELIGENTES EN COLOMBIA

NOMBRE	OBJETIVO ESTRATEGICO														
	PROTECCION Y CONTROL		PROCESO DE LAS OPERACIONES		ANALISIS DE INGENIERIA		ANALISIS DE CONSUMO			ANALISIS DE INTELIGENCIA DE NEGOCIO					
	E1	E5	D1	D3	C1	C2	B1	B4	B5	A1	A2	A7	A8		
PLAN DE ARIQUERO	Objetivo 1: Suministro confiable y diversificación de la canasta de energéticos	0.003	0.008	0.009	0.002	0.001	0.000	0.014	0.000	0.007	0.236	0.004	0.013	0.003	0.300
	Objetivo 2: Demanda eficiente de energía	0.001	0.010	0.009	0.001	0.008	0.002	0.088	0.000	0.006	0.165	0.008	0.010	0.004	0.312
	Objetivo 3: Esquema que promuevan la universalización y asequibilidad al servicio de energía eléctrica	0.005	0.002	0.007	0.001	0.006	0.006	0.015	0.000	0.006	0.073	0.010	0.006	0.005	0.142
	Objetivo 4: Estimular las inversiones en interconexiones internacionales y en infraestructura para la comercialización de recursos estratégicos	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
	Objetivo 5: Mantener los ingresos y viabilidad la transformación productiva y generación de valor	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
	Objetivo 6: Vincular la información para la toma de decisiones y contar con el conocimiento, la innovación y el capital humano para el desarrollo del sector	0.009	0.008	0.002	0.001	0.002	0.005	0.055	0.007	0.002	0.010	0.009	0.009	0.002	0.123
	Objetivo 7: Consolidar la institucionalidad y avanzar en mayor eficiencia del estado y la regulación	0.004	0.000	0.009	0.002	0.007	0.002	0.136	0.000	0.005	0.448	0.007	0.003	0.003	0.625
	0.05		0.04		0.04		0.34			1.03					

Figure 6.10: Matriz del proyecto implementado para el proyectos de gestión de la demanda

Para realizar el seguimiento de un proyecto, es necesario definir una línea base y luego comparar el valor del indicador de desempeño y establecer el porcentaje de cumplimiento. El porcentaje de cumplimiento multiplicado por el ponderado del indicador de desempeño permite calcular el porcentaje de ejecución del objetivo y el valor totalizado de las diferentes capas que permiten modelar cada proyecto. Se puede evidenciar que el proyecto presenta una reducción con relación a los objetivos definidos para el proyecto. En las capas de ingeniería se observa una reducción significativa en la evolución del proyecto.

En la representación radial o en araña tenemos la evaluación del proyecto de gestión de demanda en su representación gráfica. En la figura 6.12 se puede observar que en la representación de los objetivos, los objetivos 4 y 5 tienen un valor de cero, al no ser midibles desde los indicadores de este proyecto. El objetivo 1 tiene menos del 40% de cumplimiento. En esta misma gráfica en el análisis basado en el modelo de referencia, se observa que el análisis de consumo presenta la menor representación al igual que la capa de protección y control, esto contrasta con el reducido número de los indicadores implementados en estas capas.

En la figura 6.13 tenemos la representación gráfica para el seguimiento del

6.2 Metodología para la evaluación y seguimiento de proyectos pilotos

NOMBRE	OBJETIVO ESTRATEGICO	PROTECCION Y CONTROL		PROCESO DE LAS OPERACIONES		ANALISIS DE INGENIERIA		ANALISIS DE CONSUMO			ANALISIS DE INTELIGENCIA DE NEGOCIO				
		E1 100%	E5 90%	D1 112%	D3 107%	C1 80%	C2 65%	B1 110%	B4 120%	B5 100%	A1 88%	A2 112%	A7 104%	A8 103%	
PLAN IDEARIO 2050	Objetivo 1: Suministro confiable y diversificación de la canasta de energéticos	0.003	0.007	0.010	0.002	0.001	0.000	0.015	0.000	0.007	0.207	0.005	0.014	0.003	0.274
	Objetivo 2: Demanda eficiente de energía	0.001	0.009	0.010	0.001	0.000	0.002	0.096	0.000	0.006	0.145	0.009	0.011	0.005	0.294
	Objetivo 3: Esquema que promuevan la universalización y asequibilidad al servicio de energía eléctrica	0.005	0.002	0.008	0.001	0.005	0.004	0.016	0.000	0.006	0.064	0.011	0.006	0.005	0.133
	Objetivo 4: Estimular las inversiones en interconexiones internacionales y en infraestructura para la comercialización de recursos estratégicos	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
	Objetivo 5: Mantener los ingresos y viabilidad la transformación productiva y generación de valor	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
	Objetivo 6: Vincular la información para la toma de decisiones y contar con el conocimiento, la innovación y el capital humano para el desarrollo del sector	0.009	0.008	0.003	0.001	0.002	0.003	0.061	0.008	0.002	0.009	0.010	0.009	0.002	0.127
	Objetivo 7: Consolidar la institucionalidad y avanzar en mayor eficiencia del estado y la regulación	0.004	0.000	0.010	0.002	0.006	0.002	0.149	0.000	0.005	0.394	0.007	0.003	0.003	0.585
		0.05		0.05		0.02		0.37			0.92				

Figure 6.11: Matriz del proyecto implementado para el seguimiento del proyecto de gestión de la demanda

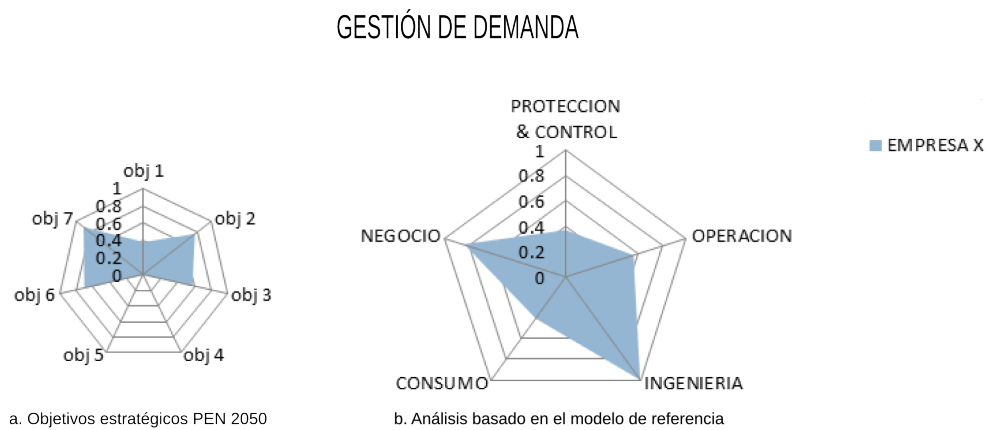


Figure 6.12: Evaluación de un proyecto de gestión de demanda

6. HERRAMIENTA PARA EVALUACIÓN, SEGUIMIENTO Y PRIORIZACIÓN DE PROYECTOS PILOTOS EN LAS REDES INTELIGENTES EN COLOMBIA

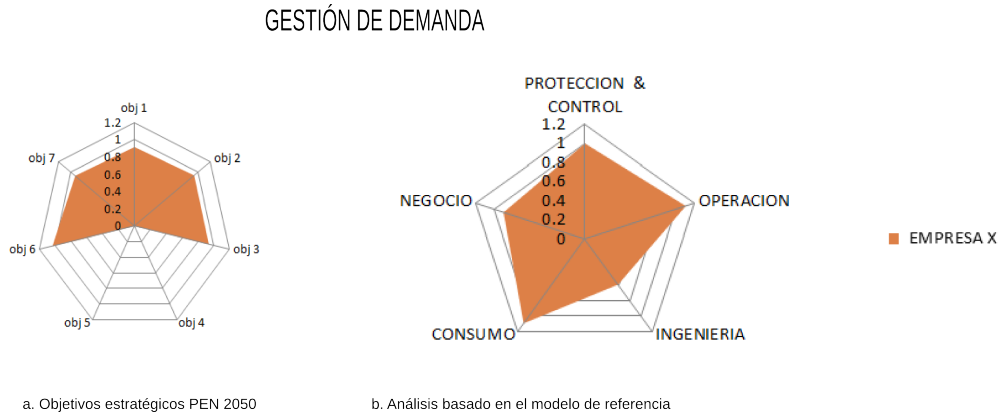


Figure 6.13: Seguimiento de un proyecto de gestión de demanda

proyecto de gestión de demanda. En la representación para el seguimiento en los objetivos se puede observar que el objetivo 1, 2 y 7 presentan bajo desempeño. En la representación del análisis basado en el modelo de referencia se observa que la capa de ingeniería presenta un bajo desempeño y que las capas de consumo y operación presentan desempeños superiores al 100%.

6.3 Plan de priorización de proyectos pilotos

Para priorizar los proyectos relacionados con las Redes Inteligentes se utiliza la matriz de priorización que es una técnica que permite clasificar y evaluar distintas alternativas o seleccionar entre las opciones los pasos de implementación, para ello se las puntúa con base a criterios específicos que generan interés en la situación a tratar. Para elaborar la matriz se sigue la siguiente metodología:

- Elaborar una lista con las alternativas o proyectos a priorizar.
- Escoger los criterios de análisis (costos, impacto social y ambiental, etc.).
- Diseñar la matriz, la columna inicial contiene las alternativas, mientras que en las otras columnas se detallan los criterios de selección basado en el modelo adoptado para las fuentes de redes inteligentes.
- Jerarquizar los criterios de evaluación y establecer los puntajes.

6.3 Plan de priorización de proyectos pilotos

- Calificar cada opción en función de todos los criterios y totalizar la calificación tomando en cuenta la puntuación.

La elaboración de la matriz de priorización se realizó en consenso con la dirección de planificación minero energética UPME; las alternativas de proyecto son las que generaron mayor interés desde la óptica del país, los criterios de análisis se basan en los aspectos de mayor importancia en el desarrollo de Redes Inteligentes y su ponderación se basa en el siguiente análisis:

6.3.1 Alternativas

Las alternativas o proyectos sugeridos para el mapa de ruta de las redes inteligentes en Colombia son divididos en 3 fases, teniendo un inicio en el año 2016 y finalizando en el año 2030.

6.3.1.1 Fase I

Posterior a la conversión de las redes de distribución en sistemas inteligentes es necesario concientizar a los usuarios sobre el uso racional de la energía eléctrica, en este sentido es conveniente que se ejecuten una diversidad de programas de eficiencia Energética dirigidos a educar al usuario a fin de optimizar su consumo eléctrico, gestionar su demanda aprovechar las bondades y beneficios de las redes inteligentes. Sobre la base de un alto nivel de aceptación de este nuevo curso del consumo eléctrico se puede pensar en un esquema de tarificación horaria y los incentivos para el uso racional de la energía eléctrica.

6.3.1.2 Fase II

Se hace necesario actualizar la infraestructura del sector eléctrico encontrando sectores donde esta renovación puede impactar significativamente, una de esas áreas tiene que ver con el alumbrado público de la red de distribución. La red de distribución se torna inteligente en la medida que se incorporan medidores inteligentes los cuales pueden enviar sus registros de forma remota, facilitando la participación

6. HERRAMIENTA PARA EVALUACIÓN, SEGUIMIENTO Y PRIORIZACIÓN DE PROYECTOS PILOTOS EN LAS REDES INTELIGENTES EN COLOMBIA

activa del usuario y la posibilidad de presentar nuevas alternativas como: facturación basada en consumo real, capacidad de operación remota (conexión, desconexión), información permanente al usuario, diversificación tarifaria y de pago incluido prepago de electricidad, adaptar al sistema a generación distribuida, sistemas de almacenamiento de electricidad y gestión de la demanda, reducir las pérdidas no técnicas, registrar la calidad de la electricidad suministrada.

La generación distribuida se caracteriza por el uso de energías renovables en la generación eléctrica, dado que en su mayoría contribuyen a la reducción de emisiones contaminantes y la mitigación al cambio climático, permiten dotar de electricidad a lugares remotos o zonas no interconectadas y facilitan la confiabilidad del sistema. La instalación de sensores a lo largo de la infraestructura eléctrica permite conocer con detalle el estado de la misma, por su parte el uso de eficientes sistemas de comunicación e información permiten transferir y analizar la información del usuario desde contadores inteligentes y de toda la red desde los sensores con el propósito de monitorear, gestionar, controlar, automatizar y proteger al sistema; las comunicaciones dotan de inteligencia a la red al permitir la interacción de cada componente y equipo en tiempo real y a la vez lograr la participación activa del usuario mediante la gestión de su demanda y la generación distribuida.

6.3.1.3 Fase III

En esta fase la implementación se enfoca en el fortalecimiento de la red mediante la inclusión de nuevos productos como los electrodomésticos inteligentes, los sistemas de almacenamiento de energía, los vehículos eléctricos y nuevos servicios que están disponibles gracias a la creación de microrredes; todas estas aplicaciones conllevan a la apertura de nuevos mercados que permiten aprovechar al máximo el potencial de las Redes Inteligentes. Una vez que el usuario adquiere un papel participativo y protagónico en el sistema eléctrico, es prudente incursionar en nuevos servicios que facilitan la gestión de la demanda; el uso de electrodomésticos inteligentes adquiere en importancia, dentro de sus funcionalidades tienen la capacidad de variar la carga conectándose y desconectándose en forma automática en función de la demanda del sistema, además de ellos son de alta eficiencia y brindan información detallada de su consumo al usuario; constituyendo en

6.3 Plan de priorización de proyectos pilotos

una eficiente herramienta que facilita la participación del usuario y su aporte al sistema, razón por la cual es necesario que las empresas distribuidoras incentiven a sus clientes para el uso de estos electrodomésticos. El almacenamiento de energía es vital para aprovechar al máximo la inestabilidad y características impredecibles de la generación distribuida que utiliza fuentes de energía renovable. La conformación de microrredes que se componen de la integración de unidades de generación distribuida, sistemas de almacenamiento y cargas que pueden funcionar conectados a la red principal o en forma aislada, para brindar apoyo a la red en estados de contingencia y satisfacer las necesidades de energía eléctrica y térmica del usuario mejorando la confiabilidad del sistema, disminuyendo las emisiones contaminantes y aumentando la calidad de la energía. La utilización del vehículo eléctrico constituye un aspecto complejo de mucha importancia en la implementación de las Redes inteligentes, su aplicación requiere tomar en cuenta el incremento de la demanda que se produciría por su masiva utilización, a la vez que sería necesario implementar sistemas de recarga públicos que brinden facilidades al usuario; sin embargo su consolidación permitirá lograr eficiencia y sustentabilidad en la movilidad a la vez que los vehículos se podrían convertir en fuentes de almacenamiento portátil de energía que pueden dar soporte al sistema especialmente en los picos de consumo.

6.3.2 Criterios de evaluación

En las tablas 6.2 y 6.2 son presentados los criterios y sus correspondientes subcriterios para la priorización de redes inteligentes.

En la figura 6.14 es presentada la jerarquía AHP para la priorización de los proyectos piloto para las redes inteligentes de Colombia, esta figura se observan los distintos niveles que componen la jerarquía, destacándose los criterios, subcriterios y las alternativas o proyectos pilotos sugeridos.

A continuación se presentan el software desarrollado para recolectar la información de expertos y puntuar las diferentes alternativas y obtener un *ranking* de las alternativas más importantes a ser implementadas. En la figura 6.15 se observa el resultado final de la ponderación de los criterios, subcriterios y alternativas.

En la figura 6.16 se observa como seleccionar las diferentes alternativas o proyectos propuestos. En la figura 6.17 se presenta la selección de los diferentes

6. HERRAMIENTA PARA EVALUACIÓN, SEGUIMIENTO Y PRIORIZACIÓN DE PROYECTOS PILOTOS EN LAS REDES INTELIGENTES EN COLOMBIA

Tabla 6.2: Criterios de evaluación para la priorización de redes inteligentes

Criterios	Descripción
Protección y control	Esta cumple la función de almacenar y entregar indicadores relacionados a los sistemas de protección y control del sistema de red inteligente. Los KPI de este bloque están relacionados a la capa de componentes del modelo de referencia SGAM
Subcriterios	Descripción
Seguridad	Incremento de la seguridad física e informática de la red eléctrica
Criterios	Descripción
Operación	Los indicadores obtenidos con esta permiten evaluar el correcto funcionamiento de la red. Los indicadores de este bloque están representados en la capa de componentes del modelo de referencia SGAM.
Subcriterios	Descripción
Confiabilidad	Incremento de la confiabilidad del servicio eléctrico
Calidad	Mejorar la calidad de la energía producida
Criterios	Descripción
Ingeniería	Este bloque se alimenta de las especificaciones de diseño de la red (reducción de la huella de carbono o impacto ambiental) y de indicadores propios para definir acciones de mantenimiento y/o ampliación de red. Los indicadores permiten evaluar la capa de comunicaciones en términos de los protocolos utilizados, y los temas relacionados a ciberseguridad, en este bloque también se evalúa la capa de informaciones y a que de la integridad de los datos se puede analizar el temade modelo de negocio y de los bienes y servicios ofrecidos por el sistema.
Subcriterios	Descripción
Reducción CO2	Reducción de las emisiones contaminantes
Impacto ambiental	Disminución del impacto ambiental en construcción y operación

6.3 Plan de priorización de proyectos pilotos

Tabla 6.3: Continuación criterios de evaluación para la priorización de redes inteligentes

Criterio	Descripción
Inteligencia de Consumo	En este se relacionan los indicadores importantes desde la perspectiva del usuario. La capa de funciones es evaluada con los indicadores de este bloque.
Subcriterio	Descripción
costos producción	Reducción de los costos de producción de electricidad
Participación Usuarios	Incremento de la participación de los usuarios y su posibilidad de vender
Información tiempo real	Brindar mayor información en tiempo real de las variables del sistema
Cobertura y satisfacción	Incremento de la cobertura y satisfacción del usuario
Criterio	Descripción
Inteligencia de Negocio	Los indicadores están enfocados a la administración de recursos físicos, nuevos negocios y el talento humano. Los temas relacionados a políticas regulatorias, objetivos de negocio están relacionados a la capa de negocios del modelo de referencia SGAM y son evaluados con los indicadores generados en este bloque.
Subcriterios	Descripción
CAPEX	Inversión necesaria para implementar la nueva infraestructura.
OPEX	Reducción de los costos de operación y mantenimiento
Desarrollo industrial y nuevos mercados	Incremento del desarrollo industrial y creación de nuevos mercados
pérdidas / eficiencia	Recuperación económica por disminución de pérdidas y mejorar eficiencia

6. HERRAMIENTA PARA EVALUACIÓN, SEGUIMIENTO Y PRIORIZACIÓN DE PROYECTOS PILOTOS EN LAS REDES INTELIGENTES EN COLOMBIA

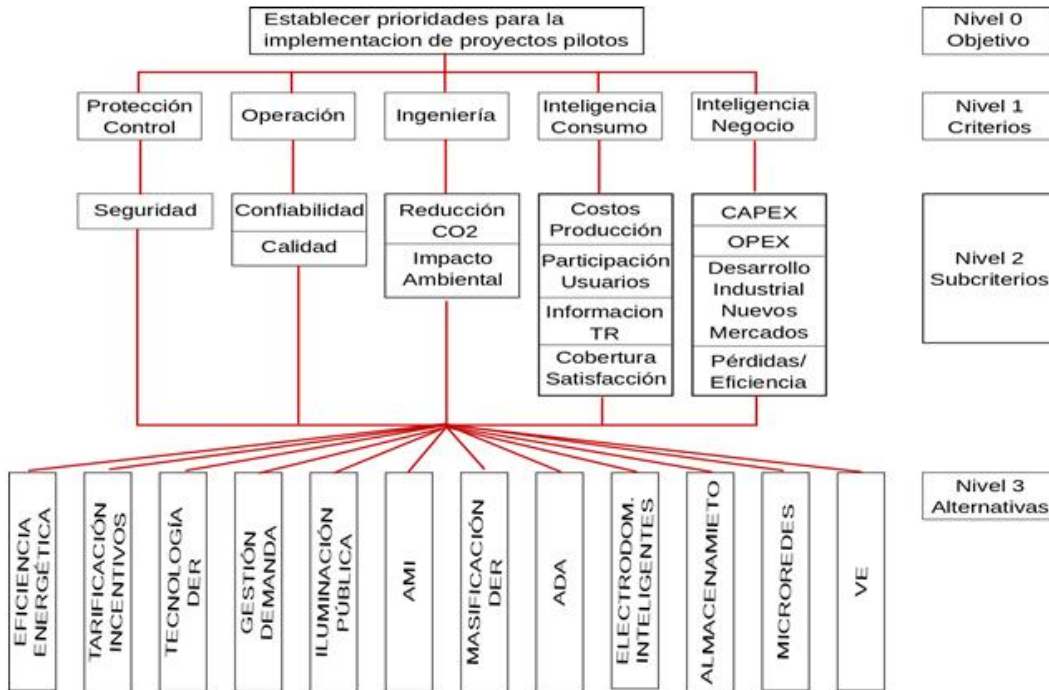


Figure 6.14: Jerarquía AHP: meta, criterios y alternativas para la priorización de proyectos piloto

		PROTECCIÓN Y CONTROL	OPERACIONES	INGENIERÍA	ANÁLISIS DE CONSUMO	INTELIGENCIA DE NEGOCIO	TOTAL									
		Incremento de la seguridad física e informática de la red eléctrica	Incremento de la confiabilidad del servicio eléctrico	Mejorar la calidad de la energía producida	Reducción de las emisiones contaminantes	Reducción del impacto ambiental en construcción y operación										
					Reducción de los costos de producción de electricidad	Incremento de la participación de los usuarios y su probabilidad de vender										
					Generar mayor información en tiempo real de los valores del sistema	Incremento de la cobertura y satisfacción del usuario										
					Provisión necesaria para implementar la nueva infraestructura	Reducción de los costos de operación y mantenimiento										
					Incremento del desarrollo industrial y producción nuevos mercados	Recuperación económica por disminución de pérdidas y mejor eficiencia										
EJECUTAR																
PROYECTOS PILOTOS																
PLAZO	FASE I	Ejecución de programas de eficiencia energética	0.0375	0	0	0.0375	0.113	0.0063	0	0.0083	0.05	0.004	0.0667	0.3604167		
	FASE I	Aplicación de planes de tarificación e incentivos (hogares sostenibles)	0.2	0	0	0.00625	0.03125	0.017	0	0.025	0.06	0.0125	0.075	0.4354167		
FASE II	FASE II	Usar tecnología eficiente para generación distribuida (fotovoltaicas y microturbinas)	0.075	0	0	0.0625	0.025	0.131	0.05	0.0313	0	0.0333	0.0125	0.05	0.0333	0.5041667
	FASE II	Mejorar la gestión de la demanda	0.1125	0.025	0.0125	0.025	0.01875	0.031	0.0208	0.01	0.05	0.0417	0.058	0.0833	0.49375	
FASE III	FASE III	Utilización de sistemas de iluminación pública	0	0.025	0	0.05625	0.075	0.006	0	0	0.025	0.0125	0.013	0.0042	0.2208333	
	FASE III	AMI Instalación de medidores inteligentes	0.1	0	0	0.0625	0.05	0.094	0.075	0.0313	0	0.0063	0.019	0.0042	0.4458333	
	FASE III	DER Integración masiva de fuentes de generación distribuida	0.15	0.06375	0.01875	0.01875	0.075	0.036	0.0107	0	0	0	0	0	0.4026786	
	FASE III	ADA Instalar sensores y sistemas de comunicación en la red	0.025	0	0	0.0375	0.075	0.094	0.0375	0	0	0.0417	0.1	0.2	0.6104167	
FASE III	FASE III	Masificación de electrodomesticios inteligentes	0.3	0.1125	0.06375	0.075	0.0375	0.031	0.0167	0.0164	0	0	0	0	0.6770833	
	FASE III	Sistemas de almacenamiento de energía	0.075	0.025	0.03125	0.0125	0.05	0.063	0.0208	0	0.025	0.05	0.0667	0.41875		
	FASE III	Creación de microrredes	0.1	0.06375	0.06375	0.05	0.0625	0.019	0.025	0.0104	0	0	0	0.4541667		
FASE III	VE Masificación de vehículos eléctricos	0.05	0	0	0.01875	0.075	0.056	0.0375	0.0313	0	0.025	0	0.025	0.34375		

Figure 6.15: Priorización de proyectos pilotos para las redes inteligentes de Colombia

6.3 Plan de priorización de proyectos pilotos

PRIORIZACION PROYECTOS PILOTOS

ALTERNATIVAS

- Ejecución de programas de eficiencia energética
- Ejecución de programas de eficiencia energética**

CRITERIOS | SUBCRITERIOS

- Aplicación de planes de tarificación e incentivos (hogares sostenibles)
- Usar tecnología eficiente para generación distribuida (fotovoltaica y microturbinas)
- Mejorar la gestión de la demanda
- Utilización de sistemas de iluminación pública
- AMI (Instalación de medidores inteligentes)
- DER (Integración masiva de fuentes de generación distribuida)
- ARMA (testar sistemas y redes de comunicación en la red)

OPERACIONES

- Incremento de la confiabilidad del servicio eléctrico: [Slider: 2]
- Mejorar la calidad de la energía producida: [Slider: 8]

INGENIERIA

- Reducción de los crecimientos contaminantes: [Slider: 6]
- Disminución del impacto ambiental en construcción y operación: [Slider: 4]

INTELIGENCIA CONSUMO

- Reducción de los costos de producción de electricidad: [Slider: 7]
- Incremento de la participación de los usuarios y su capacidad de vender: [Slider: 2]
- Permitir mayor información en tiempo real de las variables del sistema: [Slider: 1]
- Incremento de la cobertura y satisfacción del usuario: [Slider: 7]

INTELIGENCIA DE NEGOCIO

- Inversión necesaria para implementar la nueva infraestructura: [Slider: 3]
- Reducción de los costos de operación y mantenimiento: [Slider: 7]
- Incremento del desarrollo industrial y creación de nuevos mercados: [Slider: 2]
- Recuperación económica por disminución de pérdidas y mejor eficiencia: [Slider: 9]

Figure 6.16: Selección de alternativas o proyectos pilotos

6. HERRAMIENTA PARA EVALUACIÓN, SEGUIMIENTO Y PRIORIZACIÓN DE PROYECTOS PILOTOS EN LAS REDES INTELIGENTES EN COLOMBIA

criterios y su posterior comparación en pares. En la figura 6.18 se puede observar la

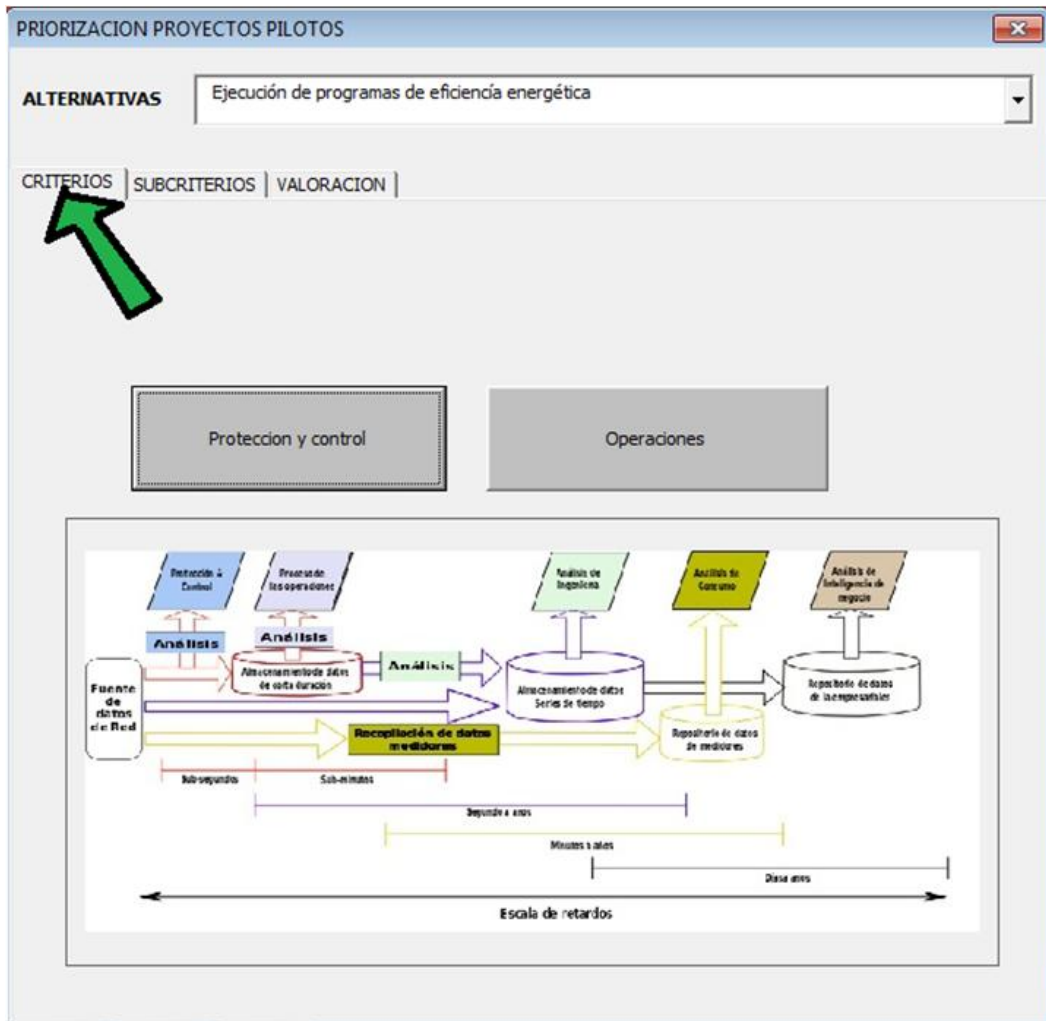


Figure 6.17: Selección de criterios

selección de los subcriterios y su comparación en pares. En la figura 6.19 se puede observar que cada subcriterio presenta una valoración, la cual va desde 1 hasta 9 de acuerdo a la ponderación de Saaty [42] En la figura 6.20 se encuentra el resultado de la priorización obtenida después de la evaluación seguida de acuerdo a la metodología propuesta.

6.3 Plan de priorización de proyectos pilotos

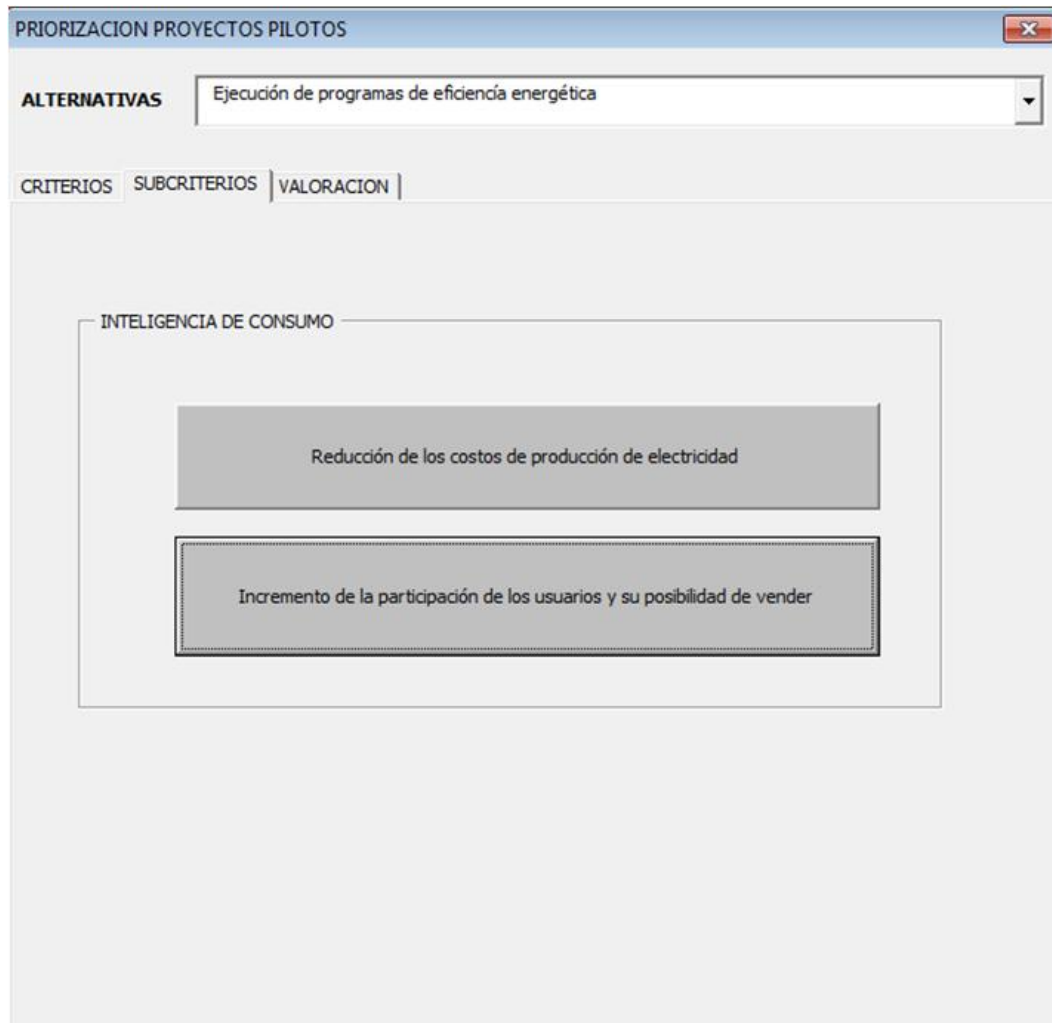


Figure 6.18: Selección de subcriterios y comparación de los mismos

6. HERRAMIENTA PARA EVALUACIÓN, SEGUIMIENTO Y PRIORIZACIÓN DE PROYECTOS PILOTOS EN LAS REDES INTELIGENTES EN COLOMBIA

PRIORIZACION PROYECTOS PILOTOS

ALTERNATIVAS: Ejecución de programas de eficiencia energética

CRITERIOS | SUBCRITERIOS | VALORACION

PROTECCION Y CONTROL
Incremento de la seguridad física e informática de la red eléctrica
2

OPERACIONES
Incremento de la confiabilidad del servicio eléctrico
2
Mejorar la calidad de la energía producida
9

INGENIERIA
Reducción de las emisiones contaminantes
4
Disminución del impacto ambiental en construcción y operación
4

INTELIGENCIA CONSUMO
Reducción de los costos de producción de electricidad
7
Incremento de la participación de los usuarios y su posibilidad de vender
2
Brindar mayor información en tiempo real de las variables del sistema
1
Incremento de la cobertura y satisfacción del usuario
7

INTELIGENCIA DE NEGOCIO
Inversión necesaria para implementar la nueva infraestructura
3
Reducción de los costos de operación y mantenimiento
7
Incremento del desarrollo industrial y creación de nuevos mercados
2
Recuperación económica por disminución de pérdidas y mejorar eficiencia
9

Figure 6.19: Evaluación de los subcriterios de acuerdo a la ponderación de Saaty [42]

6.3 Plan de priorización de proyectos pilotos

PROYECTOS PILOTOS	PROTECCIÓN Y CONTROL		OPERACIONES		INGENIERIA		ANÁLISIS DE CONSUMO				INTELIGENCIA DE NEGOCIO				TOTAL
	Incremento de la seguridad fiscal e informática de la red eléctrica	Incremento de la contabilidad del servicio eléctrico	Mejorar la calidad de la energía producida	Reducción de las emisiones contaminantes	Reducción del impacto ambiental en construcción y operación	Reducción de los costos de producción de electricidad	Incremento de la participación de los usuarios y su posibilidad de vender	Brindar mayor información en tiempo real de las variables del sistema	Incremento de la cobertura y satisfacción del usuario	Implementar la nueva infraestructura	Reducción de los costos de operación y mantenimiento	Incremento del desarrollo industrial y creación de nuevos mercados	Recuperación económica por disminución de pérdidas y mejorar eficiencia		
FASE I	0	0	0	0	2	2	2	1	2	0	0	1	2	2	16
Ejecución de programas de eficiencia energética															
Aplicación de planes de tarificación e incentivos (hogares sostenibles)															
Usar tecnología eficiente para generación distribuida (fotovoltaica y microturbina)	1	1	0	0	0	0	1	0	1	1	1	1	2	12	
Mejorar la gestión de la demanda	1	0	0	0	0	1	1	0	1	0	1	2	2	12	
Utilización de sistemas de iluminación pública	0	0	0	2	2	1	0	0	1	2	2	2	2	11	
AMI Instalación de medidores inteligentes	2	1	0	1	1	0	2	2	-1	-2	0	2	2	10	
DER Integración masiva de fuentes de generación distribuida	0	1	2	2	2	-2	2	0	1	0	0	1	1	8	
FASE II	2	1	1	1	1	1	0	0	1	0	-2	1	1	8	
ADA Instalar sensores y sistemas de comunicación en la red															
Masificación de electrodomésticos inteligentes	1	0	0	1	1	0	2	1	0	-2	1	2	1	8	
Sistemas de almacenamiento de energía	0	1	-1	1	1	1	1	0	1	-2	1	2	2	8	
Creación de microrredes	1	1	1	2	2	-2	1	0	1	-2	-1	2	1	7	
VE Masificación de vehículos eléctricos	0	0	0	2	2	-1	2	0	0	-2	0	2	1	6	

Figure 6.20: Priorización proyectos SMART GRID

6. HERRAMIENTA PARA EVALUACIÓN, SEGUIMIENTO Y PRIORIZACIÓN DE PROYECTOS PILOTOS EN LAS REDES INTELIGENTES EN COLOMBIA

6.4 Lecciones aprendidas

Con la finalidad de evaluar, priorizar y realizar el seguimiento de los proyectos pilotos podemos obtener las siguientes lecciones aprendidas:

- La toma de decisiones implica el concurso de aspectos técnicos, ambientales, económicos, regulatorios por tal razón el análisis multicriterio presenta gran relevancia en la inclusión de todos los aspectos relacionados a las proyectos pilotos de allí su utilización.
- Con la definición de los indicadores de desempeño más importantes para un determinado proyecto se puede lograr establecer un *deber ser* y estimar el grado de implementación. Esta estimación se realiza desde la perspectiva de los objetivos estratégicos y transversales del plan energético (PEN 2050) o desde los objetivos estratégicos de la empresa prestadora de energía.
- Un proyecto piloto puede ser evaluado con relación a la observabilidad o impacto en los objetivos y desde el modelo de referencia utilizado para describir las fuentes o soluciones *Smart Grid*. Esta propuesta de evaluación sugiere que no hay necesidad de implementar todos los indicadores de desempeño, pero puede dar indicaciones de cuales impactan mayormente los objetivos y las diferentes capas del modelo (inteligencia de negocio, inteligencia de consumo, etc).
- Para el seguimiento se propuso que luego de obtenido el valor del indicador, se calcula el grado de cumplimiento de este, por ejemplo en el caso del indicador de pérdidas no técnicas se tiene una línea base del 12 % y el valor obtenido en el proyecto es de 10.8 % se puede establecer que hubo un cumplimiento del 110 %, pues se redujo en un 10 %. Con el valor del porcentaje de cumplimiento de los indicadores se vuelve a evaluar la matriz de ponderados del proyecto y se obtiene su cumplimiento en objetivos y en capas del modelo.
- En el plan de priorización para la implementación de redes inteligentes en Colombia, se encuentra que el tema de eficiencia energética presenta el

mayor valor por lo tanto está ubicado en el ranking 1 de la priorización, dada su importancia y necesidad en su ejecución es considerado el de mayor prioridad. En el último ranking se encuentran vehículos eléctricos, debido a que el tema de masificación de estos aún no presenta mayor incidencia para la movilidad dado sus altos costos, este presenta la menor prioridad para su implementación.

- La herramienta propuesta se encuentra en su versión beta, se necesita un proceso de socialización dado que esta surgió en el marco de este convenio de cooperación y puede ser enriquecida por todos los actores del sector eléctrico del país, con esta herramienta se podría obtener el menor conjunto de indicadores de desempeño con la mejor observabilidad de los objetivos y las capas del modelo tal que se pueda optimizar los aspectos técnicos y económicos.

Una herramienta funcional debe permitir el acceso via web, contar con el manejo de una base de datos para almacenar las diferentes evaluaciones realizadas a los modelos. La validación de las actualizaciones se deben realizar evaluando la consistencia de los resultados (eliminando aquellos resultados que afecten la consistencia del sistema).

ANEXO



**Modelo de indicadores de
proyectos piloto *Smart Grid*
EPSA**

A. MODELO DE INDICADORES DE PROYECTOS PILOTO SMART GRID EPSA

A.1 Movilidad eléctrica

A.CAPA: INTELIGENCIA DE NEGOCIO	
Indicador A1: Número de electrolineras.	Escala de tiempo: Año
	Descripción del KPI: Número total de electrolineras instaladas.
	Cómo se mide: Es el número de electrolineras actualmente instaladas. Este número se obtiene a través de datos recolectados por los medidores internos de la empresa.
Resultado:	
Indicador A2: Energía por electrolinera [kWh]	Escala de tiempo: Mes
	Descripción del KPI: Energía total entregada por las electrolineras.
	Cómo se mide: Este número se obtiene a través de datos recolectados por los medidores internos de la empresa.
Resultado:	
Indicador A3: Reducción de CO2 [kg]	Escala de tiempo: Mes
	Descripción del KPI: Reducción estimada de emisiones de CO2 debido al uso de un vehículo eléctrico en lugar de uno convencional.
	Cómo se mide:
	$RCO_2 = (FEV + ICV - FEG) \cdot EGE$
	RCO₂: Reducción estimada de emisiones de CO ₂ . [kg/mes] FEV: Factor de emisiones en vehículos. [kg/km] ICV: Índice de consumo de los vehículos eléctricos. [km/kWh] FEG: Factor de emisiones por energía generada en Colombia. [kg/kWh] EGE: Energía entregada por las electrolineras. [kWh/mes]
Resultado:	

Figure A.1: Movilidad eléctrica, indicadores A1 - A3

A.1 Movilidad eléctrica

A.CAPA: INTELIGENCIA DE NEGOCIO	Escala de tiempo: Mes
Indicador A4: Costo de la energía [\$/kWh]	Descripción del KPI: Precio de venta de cada kWh en una electrolinera.
	Cómo se mide:
Resultado:	
Indicador A5: Penetración de vehículos eléctricos en el mercado automotor.	Escala de tiempo: Año
	Descripción del KPI: Este KPI examina la penetración que tiene los vehículos eléctricos en el mercado automotriz.
	Cómo se mide: El porcentaje del total de los vehículos nuevos en el mercado automotriz.
	$PVE_{\%} = \frac{\text{Número de vehículos eléctricos}}{\text{Total de Vehículos}} \times 100\%$
Resultado:	
Indicador A6: Ahorro económico por gestión de la demanda en vehículos eléctricos [\$/kWh].	Escala de tiempo: Mes
	Descripción del KPI: Este KPI permite realizar un seguimiento de la reducción de los costos de energía (kWh) para la empresa debido a la implementación de un plan de gestión de la demanda para la carga de vehículos eléctricos. Se espera que la implementación de este plan el usuario evite la carga de vehículos en horas pico, pudiéndose obtener una reducción de costos debido a la no compra de energía en bolsa.
	Cómo se mide:
	$RC = BCB - CEC$
	Donde,
Resultado:	<ul style="list-style-type: none"> - RC = Reducción de costos - CEC = Costo de energía en contrato - CEB = Costo de la energía en bolsa

Figure A.2: Movilidad eléctrica, indicadores A4 - A6

A. MODELO DE INDICADORES DE PROYECTOS PILOTO SMART GRID EPSA

A.CAPA: INTELIGENCIA DE NEGOCIO	
Indicador A7: Incremento de la capacidad de la red para el alojamiento de vehículos eléctricos.	Escala de tiempo:
	Descripción del KPI: Este KPI mide el incremento de la capacidad de alojamiento en la red de media y baja tensión para recibir una futura penetración de vehículos eléctricos.
	Cómo se mide:
	$IC_{VE\%} = \frac{IC_{VE}^{SG_{escenario}} - IC_{VE}^{A_{escenario}}}{IC_{VE}^{A_{escenario}}} \times 100\%$
	Donde:
Resultado:	<ul style="list-style-type: none"> - $IC_{VE\%}$: Es el aumento en porcentaje de la capacidad de alojamiento de los vehículos eléctricos en MT y red de BT con soluciones Smart Grid. - $IC_{VE}^{SG_{escenario}}$: Es la capacidad de alojamiento de los vehículos eléctricos en MT y red de BT con soluciones Smart Grid - $IC_{VE}^{A_{escenario}}$: Es la capacidad de alojamiento de los vehículos eléctricos en MT y red de BT en una situación actual (no hay soluciones inteligentes)
Indicador A8 Número de empleos generados	Escala de tiempo: Mes
	Descripción del KPI: Este KPI muestra el número de empleos generados y de contratos terminados debido a la implementación de un proyecto de movilidad eléctrica.
	Cómo se mide: Se obtiene a través de la base de datos de la empresa prestadora de servicios públicos en donde establece el número de contratos generados a raíz del proyecto.
Resultado:	
Indicador A9: Número de personal calificado en el área de movilidad eléctrica	Escala de tiempo: Año
	Descripción del KPI: Este KPI muestra la obtención del fortalecimiento en la capacidad profesional y operativa por parte de las entidades energéticas para la implementación de proyectos de movilidad eléctrica.
	Cómo se mide: A través del sistema institucional de capacitaciones de la empresa.
Resultado:	

Figure A.3: Movilidad eléctrica, indicadores A7 - A9

A.1 Movilidad eléctrica

A.CAPA: INTELIGENCIA DE NEGOCIO	Escala de tiempo: Mes
Indicador A10: Número de accidentes e incidentes	Descripción del KPI: Número mensual de incidentes y accidentes registrados durante la construcción y operación de la micro turbina.
	Cómo se mide: A través del Sistema Informático de Seguridad e Higiene y Sistema de Seguridad Social de la empresa.
Resultado:	

Figure A.4: Movilidad eléctrica, indicador A10

A. MODELO DE INDICADORES DE PROYECTOS PILOTO SMART GRID EPSA

B.CAPA: ANÁLISIS DE CONSUMO	
Indicador B1: Ahorro económico por gestión de la demanda en vehículos eléctricos [\$/kWh].	<p>Escala de tiempo: Mes</p> <p>Descripción del KPI: Este KPI permite realizar un seguimiento de la reducción de los costos de energía (kWh) para el usuario debido a la implementación de un plan de gestión de la demanda para la carga de vehículos eléctricos. Se espera que haya un incentivo para el usuario si recarga su vehículo eléctrico durante horas planas de demanda.</p> <p>Cómo se mide:</p> $RC = BCB - CEC$ <p>Donde,</p> <ul style="list-style-type: none"> - RC = Reducción de costos - CEC = Costo de energía en contrato - CEB = Costo de la energía en bolsa
Resultado:	
Indicador B2: Reducción de CO2 [kg]	<p>Escala de tiempo: Mes</p> <p>Descripción del KPI: Reducción estimada de emisiones de CO₂ debido al uso de un vehículo eléctrico en lugar de uno convencional. (Este KPI también puede ser usado en inteligencia de negocios)</p> <p>Cómo se mide:</p> $RCO_2 = (FEV * ICVE - FEG) * EGE$ <p>RCO₂: Reducción estimada de emisiones de CO₂. [kg/mes] FEV: Factor de emisiones en vehículos. [kg/km] ICVE: Índice de consumo de los vehículos eléctricos. [km/kWh] FEG: Factor de emisiones por energía generada en Colombia. [kg/kWh] EGE: Energía entregada por las electrolineras. [kWh/mes]</p>
Resultado:	
Indicador B3: Ahorro económico por concepto de combustible [\$/km]	<p>Escala de tiempo: Mes</p> <p>Descripción del KPI:</p> <p>Cómo se mide:</p> $AEC = \frac{CC}{ICVG} - \frac{CE}{ICVE}$ <p>AEC: Ahorro económico en combustible [\$/km] CC: Costo de la gasolina en Colombia [\$/g] ICVG: Índice de consumo de los vehículos a gasolina [km/g] CE: Costo de la energía en las electrolineras. [\$/kWh] ICVE: Índice de consumo de los vehículos eléctricos. [km/kWh]</p>
Resultado:	

Figure A.5: Movilidad eléctrica, indicadores B1 - B3

A.1 Movilidad eléctrica

D.CAPA: PROCESO DE OPERACIONES	Escala de tiempo: Semana
Indicador D1: Niveles de tensión en electrolinea [%]	Descripción del KPI:
	<p>Tensiones y frecuencias nominales en sistemas de energía eléctrica en redes de servicios público: Los niveles de tensión entregados por el sistema de generación fotovoltaicos, deben encontrarse dentro de los límites normales de operación recomendados por la norma NTC 1340, (+ 5% y -10 % del voltaje nominal). O mediante la resolución 024 del 2005 de la CREG del $\pm 10\%$. CREG 025-95.</p> <p>Cómo se mide: Los niveles de tensión pueden ser obtenidos mediante el analizador de potencia.</p>
Resultado:	

Figure A.6: Movilidad eléctrica, indicador D1

A. MODELO DE INDICADORES DE PROYECTOS PILOTO SMART GRID EPSA

E.CAPA: PROTECCIÓN Y CONTROL													
Indicador E1: Nivel de armónicos de tensión THD-V [%]	<p>Escala de tiempo:</p> <p>Descripción del KPI: En las condiciones normales de operación, se deben calcular los percentiles al 95 % de los valores de distorsión armónica individual de tensión (Dv) y distorsión armónica total de tensión (THD-V), para cada fase. Los percentiles calculados para cada fase, deben ser menor o igual a los valores que se muestran a continuación:</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Rango de tensión</th> <th>Distorsión armónica individual (%)</th> <th>Distorsión armónica total THD-V (%)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1 kV < Vn</td> <td>3,0</td> <td>5,0</td> </tr> <tr> <td>69 kV < Vn</td> <td>1,5</td> <td>2,5</td> </tr> <tr> <td>Vn ≥ 161</td> <td>1,0</td> <td>1,5</td> </tr> </tbody> </table>	Rango de tensión	Distorsión armónica individual (%)	Distorsión armónica total THD-V (%)	1 kV < Vn	3,0	5,0	69 kV < Vn	1,5	2,5	Vn ≥ 161	1,0	1,5
Rango de tensión	Distorsión armónica individual (%)	Distorsión armónica total THD-V (%)											
1 kV < Vn	3,0	5,0											
69 kV < Vn	1,5	2,5											
Vn ≥ 161	1,0	1,5											
Resultado:	<p>Cómo se mide: Los niveles de armónicos de tensión THD-V pueden ser obtenidos mediante el analizador de potencia. Este KPI toma el valor máximo resultante al comparar:</p> <ul style="list-style-type: none"> - THD-V de cada una de las tres fases. - HD-V 03 de cada una de las tres fases. - HD-V 05 de cada una de las tres fases. - HD-V 07 de cada una de las tres fases. 												
Indicador E2: Nivel de armónicos de corriente THD-I [%]	<p>Escala de tiempo:</p> <p>Descripción del KPI: En las condiciones normales de operación, se deben calcular los percentiles al 95 % de los valores de distorsión armónica individual de corriente (Dh) y la distorsión total de demanda (TDD), para cada fase, no deben sobrepasar los valores de referencia.</p> <p>Los valores máximos permitidos de distorsión armónica de corriente THD-I, se encuentran en la norma NTC 5001 "CALIDAD DE LA POTENCIA ELÉCTRICA LÍMITES Y METODOLOGÍA DE EVALUACIÓN EN PUNTO DE CONEXIÓN COMÚN" y la norma IEEE 519-2014 "IEEE Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems"</p>												
Resultado:	<p>Como se mide: Los niveles de armónicos de corriente THD-I pueden ser obtenidos mediante el analizador de potencia. Este KPI toma el valor máximo resultante al comparar la THD-I de cada una de las tres fases.</p>												
Indicador E3: Factor de potencia	<p>Escala de tiempo:</p> <p>Descripción del KPI: La norma NTC 5001, Norma Técnica Colombiana para la calidad de la potencia eléctrica, define que el factor de potencia de una instalación debe ser mayor a 0.9, tanto en condiciones de carga inductiva como capacitiva.</p> <p>Cómo se mide: Los resultados de factor de potencia pueden ser obtenidos mediante el analizador de potencia.</p>												
Resultado:													

Figure A.7: Movilidad eléctrica, indicadores E1 - E3

A.2 Generación fotovoltaica

<p>A.CAPA: INTELIGENCIA DE NEGOCIO</p>	<p>Escala de tiempo: Mes</p>
<p>Indicador A4: Energía consumida por usuario [kWh]</p>	<p>Descripción del KPI: Energía promedio consumida por un usuario de generación fotovoltaica.</p> <p>Cómo se mide: A través de los medidores que alimentan directamente al sistema de medición de energía eléctrica de la empresa.</p> $EPU = \frac{EG}{NU}$ <p>Donde,</p> <ul style="list-style-type: none"> - EPU = Energía promedio por usuario [kWh] - EG = Energía total generada con PVs [kWh] - UN = Número de usuarios atendidos.
<p>Resultado:</p>	
<p>Indicador A5: Reducción de CO2 [%]</p>	<p>Escala de tiempo: Mes</p>
	<p>Descripción del KPI: Reducción estimada de emisiones de CO₂ debido al uso de fuentes de generación fotovoltaicas en lugar de fuentes convencionales.</p> <p>Cómo se mide:</p> $RCO_2 = EG + FEG$ <p>RCO₂ = Reducción de emisiones de CO₂ [kg/mes]. EG = Energía total generada con PVs [kWh]. FEG = Factor de emisiones por generación.</p>
<p>Resultado:</p>	

Figure A.8: Generación fotovoltaica, indicadores A4 y A5

A. MODELO DE INDICADORES DE PROYECTOS PILOTO SMART GRID EPSA

A.CAPA: INTELIGENCIA DE NEGOCIO	
Indicador A6: Número de empleos generados	Escala de tiempo: Mes o Año
	<p>Descripción del KPI: Este KPI muestra el número de empleos generados y de contratos terminados debido a la implementación del proyecto.</p> <p>Cómo se mide: Se obtiene a través de la base de datos de la empresa prestadora de servicios públicos en donde establece el número de contratos generados a raíz del proyecto.</p>
Resultado:	
Indicador A7: Número de personal calificado en el área de generación fotovoltaica	Escala de tiempo: Mes o Año
	<p>Descripción del KPI: Este KPI muestra la obtención del fortalecimiento en la capacidad profesional y operativa por parte de las entidades energéticas para la implementación de hogares sostenibles.</p> <p>Cómo se mide: A través del sistema institucional de capacitaciones de la empresa.</p>
Resultado:	
Indicador A8: Número de accidentes e incidentes	Escala de tiempo: Mes
	<p>Descripción del KPI: Número mensual de incidentes y accidentes registrados durante la construcción y operación de la micro turbina.</p> <p>Cómo se mide: A través del Sistema Informático de Seguridad e Higiene y Sistema de Seguridad Social de la empresa.</p>
Resultado:	

Figure A.9: Generación fotovoltaica, indicadores A6 - A8

A.2 Generación fotovoltaica

B. CAPA: ANÁLISIS DE CONSUMO	Escala de tiempo: Mes
Indicador B1: Factor de capacidad [%]	<p>Descripción del KPI: El factor de capacidad se define como la relación entre la energía generada (E) durante un período dado y la que se hubiera producido si durante ese período hubiese estado funcionando continuamente a potencia nominal (Pn).</p>
	<p>Cómo se mide: $FC = \frac{EG}{PN * hSol} * 100$</p> <p>Donde:</p> <ul style="list-style-type: none"> - FC: Factor de capacidad [%] - EG: Energía total generada por PVs [kWh] - PN: Potencia nominal total de PVs [kW] - hSol: Promedio de horas al mes en las cuales los paneles fotovoltaicos están expuestos a la radiación solar. [h]
Resultado:	
Indicador B2: SAIDI	Escala de tiempo: Año
	<p>Descripción del KPI: El indicador SAIDI indica la duración media de interrupción para cada consumidor de energía.</p>
	<p>Cómo se mide:</p> $\Delta SAIDI\% = \frac{SAIDI^{Después\ del\ Proyecto} - SAIDI^{antes\ de\ proyecto}}{SAIDI^{Antes\ del\ Proyecto}} * 100$ <p>Este indicador se mide de acuerdo a la norma IEEE 1366-1998.</p> $SAIDI = \frac{\sum r_i N_i}{N_t}$ <p>Donde:</p> <ul style="list-style-type: none"> - r_i : Tiempo de restauración para cada evento de interrupción. - N_i : Número de consumidores interrumpidos por cada interrupción durante el período de notificación. - N_t : Número total de consumidores atendidos por el área que se está indexado
Resultado:	

Figure A.10: Generación fotovoltaica, indicadores B1 y B2

A. MODELO DE INDICADORES DE PROYECTOS PILOTO SMART GRID EPSA

B.CAPA: ANÁLISIS DE CONSUMO	
Indicador B3: MAIFI	<p>Escala de tiempo: Año</p> <p>Descripción del KPI: MAIFI es el número medio de interrupciones momentáneas (menos de 5 minutos) en los consumidores durante el año. Por ejemplo, si opera un interruptor reconector o circuito, la operación se considerará una interrupción momentánea.</p> <p>Cómo se mide:</p> $\Delta MAIFI\% = \frac{MAIFI^{Después\ del\ Proyecto} - MAIFI^{Antes\ de\ proyecto}}{MAIFI^{Antes\ del\ Proyecto}} \times 100$ <p>Este indicador se mide de acuerdo a la norma IEEE 1366-1998.</p> $MAIFI = \frac{\sum ID_t N_t}{N_t}$ <p>Donde:</p> <ul style="list-style-type: none"> - ID_t: Número de interrupciones momentáneas. - N_t: Número de consumidores interrumpidos por cada interrupción durante el período de notificación. - N_t: Número total de consumidores atendidos por el área que se está indexando.
Resultado:	
Indicador B4: SAIFI	<p>Escala de tiempo: Año</p> <p>Descripción del KPI: Este KPI estimará el número medio de interrupciones del servicio detectado por un usuario final típico en la red durante un tiempo t definido (normalmente un año).</p> <p>Cómo se mide:</p> $\Delta SAIFI\% = \frac{SAIFI^{Después\ del\ Proyecto} - SAIFI^{Antes\ de\ proyecto}}{SAIFI^{Antes\ del\ Proyecto}} \times 100$ <p>Este indicador se mide de acuerdo a la norma IEEE 1366-1998.</p> $SAIFI = \frac{\sum N_t}{N_t}$ <p>Donde:</p> <ul style="list-style-type: none"> - N_t: Número de consumidores interrumpidos por cada interrupción durante el período de notificación. - N_t: Número total de consumidores atendidos por el área que se está indexado
Resultado:	

Figure A.11: Generación fotovoltaica, indicadores B3 y - B4

A.2 Generación fotovoltaica

B. CAPA: ANÁLISIS DE CONSUMO	
Indicador B5: Ahorro económico del consumidor [\$]	<p>Escala de tiempo: Mes</p> <p>Descripción del KPI: Se espera ahorro económico por parte del consumidor debido a la generación de su propia energía e ingresos adicionales por inyección de energía a las red.</p> <p>Cómo se mide:</p> $A_{ecFV} = C_{Compra} * E_{Autoconsumo} + C_{Venta} * E_{Exportada}$ <p>Donde:</p> <ul style="list-style-type: none"> - A_{ecFV}: Ahorro económico del consumidor con celdas fotovoltaicas [\$]. - C_{Compra}: Costo actual de compra por kWh [\$/kWh] - $E_{Autoconsumo}$: Energía total utilizada en auto consumo [kWh] - C_{Venta}: Costo actual de venta por kWh [\$/kWh] - $E_{Exportada}$: Ingresos adicionales por kWh inyectados a la red [kWh]
Resultado:	
Indicador B6: Autoconsumo y exportación a la red [%/‰]	<p>Escala de tiempo: Mes</p> <p>Descripción del KPI: El autoconsumo está definido como la posibilidad de que cualquier tipo de usuario que tenga un sistema fotovoltaico, pueda abastecer a si mismo su consumo energético. Por otra parte, también se debe considerar la posibilidad de que aquellos excedentes energéticos que disponga el usuario, puedan inyectarse a la red de distribución, con el fin de suplir las necesidades energéticas del operador de red.</p> <p>Cómo se mide: A través de los medidores que alimentan directamente al sistema de medición de energía eléctrica de la empresa. Con este sistema se podrá obtener el consumo total del consumidor (Autoconsumo generado por las PV + Consumo tomado de la red de distribución); además de medir los excedentes que el usuario quiera vender al operador de red. Para que se de una exportación de energía, debe existir estímulos al usuario y cambios regulatorios en las políticas energéticas colombianas.</p>
Resultado:	
Indicador B7: Satisfacción con la calidad de la energía por parte del usuario [%]	<p>Escala de tiempo: Mes o Año</p> <p>Descripción del KPI: Este indicador muestra la percepción que tiene el consumidor de la energía entregada</p> <p>Cómo se mide: Este indicador se mide a través de una encuesta realizada a los consumidores.</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. No satisfecho 2. Parcialmente satisfecho 3. Satisfecho 4. Muy satisfecho
Resultado:	

Figure A.12: Generación fotovoltaica, indicadores B5 - B7

A. MODELO DE INDICADORES DE PROYECTOS PILOTO SMART GRID EPSA

C.CAPA: ANÁLISIS DE INGENIERÍA	
Indicador C1: Coeficiente de rendimiento [%]	<p>Escala de tiempo: Mes</p> <p>Descripción del KPI: Este KPI determina el coeficiente de rendimiento expresando la relación del rendimiento energético real con respecto al rendimiento energético teóricamente posible.</p> <p>Cómo se mide:</p> $CR = \frac{EG}{R * A * \frac{\gamma}{100}} * 100$ <p>Donde:</p> <ul style="list-style-type: none"> - CR: Coeficiente de radiación. [%] - EG: Energía total generada por PVs [kWh] - R: Radiación solar promedio en el sitio al mes. [kWh/m²] - A: Área total cubierta por los paneles fotovoltaicos. [m²] - γ: Eficiencia del panel fotovoltaico. [%]
Resultado:	
Indicador C2: Porcentaje de pérdidas en el sistema fotovoltaico [%]	<p>Escala de tiempo: Mes</p> <p>Descripción del KPI: El porcentaje de pérdidas estimadas del sistema son todas las pérdidas que hacen que la potencia efectiva entregada a la red eléctrica, sea menor que la energía producida por los módulos fotovoltaicos. Hay varias causas de esta pérdida, como las pérdidas en los cables, inversores de potencia, la suciedad en los módulos, temperatura ambiente, diferentes niveles de insulación entre otros.</p> <p>Cómo se mide:</p> <p>Las pérdidas son específicas de cada instalación y de carácter aleatorio. En el estado del arte se puede encontrar un factor de pérdidas desglosados de la siguiente manera:</p> <ul style="list-style-type: none"> • No cumplimiento de la potencia nominal: 1% • Degradación inicial a causa de la Luz: 0.98% • Pérdidas "Mismatch": 0.98% • Suciedad: 0.95% • Sombreado: 1% • Disponibilidad del sistema: 0.98% • Pérdidas en el cableado: $P_{\Omega} = 0.066^2 \frac{1}{56} \frac{L}{S} I_{M,STC}^2 H(\beta, \gamma)$ <p>Donde:</p> <ul style="list-style-type: none"> - L: Longitud del cableado [m] - S: sección del cableado [mm²] - $I_{M,STC}$: Es la corriente del punto de máxima potencia en condiciones STC dada por el fabricante del módulo [A] - $H(\beta, \gamma)$: Es la radiación horaria incidente en el plano del generador fotovoltaico [kWh/m²]
Resultado:	

Figure A.13: Generación fotovoltaica, indicadores C1 y C2

A.2 Generación fotovoltaica

C.CAPA: ANÁLISIS DE INGENIERÍA	
Indicador C3: Niveles de radiación en el sitio [W/m²]	Escala de tiempo: Mes
	<p>Descripción del KPI: Este KPI evalúa el valor promedio diario de radiación solar global, brillo y radiación ultravioleta solar que incide sobre una superficie plana por metro cuadrado en donde se ubica el sistema de generación fotovoltaico.</p> <p>Cómo se mide: Para obtener los niveles de radiación solar, el país cuenta con diversos tipos de estaciones meteorológicas dotadas de instrumentos para medir la radiación, el brillo solar, la temperatura y humedad.</p>
Resultado:	
Indicador C4: Gestión de la congestión [kW] [kvar]	Escala de tiempo:
	<p>Descripción del KPI: Para tener una óptima gestión de las redes de distribución ante la implementación de sistemas de generación fotovoltaica se debe tener en cuenta lo siguiente:</p> <p>Por parte del consumidor:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Un almacenamiento de energía eléctrica a nivel del prosumidor permite mitigar los problemas de tensión y congestión siempre y cuando se realice un control adecuado del flujo de potencia en los momentos de mayor congestión y picos de energía. • Control de la potencia activa y reactiva a través del inversor. Los problemas de tensión y congestión pueden ser resueltos mediante la reducción de la potencia inyectada por el generador fotovoltaico. <p>Por parte de la empresa prestadora de servicios públicos:</p> <ul style="list-style-type: none"> • La predicción de producción para la gestión de la demanda a corto plazo. • Almacenamiento central de energía a nivel de media tensión: Un almacenamiento central incorporado por la empresa distribuidora y situado en una posición adecuada, permite mitigar la congestión de la red. <p>Como se mide:</p>
Resultado:	

Figure A.14: Generación fotovoltaica, indicadores C3 y C4

A. MODELO DE INDICADORES DE PROYECTOS PILOTO SMART GRID EPSA

D.CAPA: PROCESO DE OPERACIONES	Escala de tiempo: Semana
Indicador D1: Niveles de tensión [%]	<p>Descripción del KPI:</p> <p>Tensiones y frecuencias nominales en sistemas de energía eléctrica en redes de servicios público. Los niveles de tensión entregados por el sistema de generación fotovoltaicos, deben encontrarse dentro de los límites normales de operación recomendados por la norma NTC 1340, (+ 5% y -10 % del voltaje nominal). O mediante la resolución 024 del 2005 de la CREG del ±10%. CREG 025-95.</p> <p>Cómo se mide:</p> $NT = \frac{T_{Obtenida} - T_{Norma}}{T_{Norma}} * 100$
Resultado:	<p>NT: Nivel de tensión [%]</p> <p>T_{Obtenida}: Tensión nominal promedio entregada durante una semana [V_{RMS}].</p> <p>T_{Norma}: Tensión nominal definida por la norma NTC 1340 [V_{RMS}].</p>
Indicador D2: Frecuencia [%]	<p>Escala de tiempo: Semana</p> <p>Descripción del KPI: La frecuencia nominal de la tensión de suministro es 60 Hz. Este valor es determinado por la velocidad de los alternadores en las estaciones de generación.</p> <p>60 Hz. Nominal – Rango aceptado: 59,8 y 60,2 Hz. Según NTC 5001.</p> <p>Cómo se mide:</p> $NF = \frac{F_{Obtenida} - F_{Norma}}{F_{Norma}} * 100$
Resultado:	<p>NT: Nivel de frecuencia [%]</p> <p>T_{Obtenida}: Frecuencia promedio entregada durante una semana [Hz].</p> <p>T_{Norma}: Frecuencia definida por la norma NTC 5001 [Hz].</p>
Indicador D3: Factor de potencia	<p>Escala de tiempo: Semana</p> <p>Descripción del KPI: La norma NTC 5001, Norma Técnica Colombiana para la calidad de la potencia eléctrica, define que el factor de potencia de una instalación debe ser mayor a 0.9, tanto en condiciones de carga inductiva como capacitiva.</p> <p>Cómo se mide: Los resultados de factor de potencia pueden ser obtenidos mediante el analizador de potencia.</p>
Resultado:	

Figure A.15: Generación fotovoltaica, indicadores D1 - D3

A.2 Generación fotovoltaica

D.CAPA: PROCESO DE OPERACIONES	Escala de tiempo: Semana
Indicador D4: Desbalance máximo permitido en la tensión [%]	<p>Descripción del KPI: Los valores de referencia del desbalance de tensión, de acuerdo al nivel de tensión según la norma NTC 5001 deben estar por debajo del 2%.</p> <p>Cómo se mide: Los resultados de desbalance máximo permitido en la tensión pueden ser obtenidos mediante el analizador de potencia.</p> $V_{Desbalance} = Max \left\{ \frac{V_{\phi} - V_{Medio}}{V_{Medio}} * 100 \right\}$ <p>$V_{Desbalance}$: Desbalance de tensión [%] V_{ϕ}: Tensión en cada fase [V] V_{Medio}: Tensión promedio entre las fases. [V]</p>
Resultado:	
Indicador D5: La estabilidad del voltaje del sistema de distribución	Escala de tiempo: Semana
	<p>Descripción del KPI: Este KPIs mide la inestabilidad de tensión que se produce en los sistemas de distribución. Debido al constante incremento de la demanda, las redes de distribución sufren cambios en los niveles de carga, pudiéndose presentar una inestabilidad cuando hay una progresiva e incontrolable caída en la magnitud de la tensión. Lo anterior, se puede identificar por medio de un índice llamado índice de estabilidad de tensión en estado estable, el cual debe calcularse para todos los nodos del sistema de distribución, y así poder determinar cuáles son los nodos con peor índice.</p> <p>En la literatura se encuentra que se puede obtener una mejoramiento del perfil de tensión en sistemas de distribución cuando se implementa generación distribuida.</p>
Resultado:	<p>Cómo se mide: A través de mediciones en tiempo real de las tensiones en los nodos del sistema de distribución.</p>

Figure A.16: Generación fotovoltaica, indicadores D4 y D5

A. MODELO DE INDICADORES DE PROYECTOS PILOTO SMART GRID EPSA

E.CAPA: PROTECCIÓN Y CONTROL													
Indicador E1: Velocidad de respuesta [s]	<p>Escala de tiempo: Segundos</p> <p>Descripción del KPI: Tiempo que tarda el sistema en reaccionar ante un evento.</p> <p>Cómo se mide: Tiempo promedio que tarda el sistema en recuperarse. Este tiempo se obtiene a través de datos recolectados por los medidores internos de la empresa.</p>												
Resultado:													
Indicador E2: Nivel de armónicos de tensión THD-V [%]	<p>Escala de tiempo: Semana</p> <p>Descripción del KPI: En las condiciones normales de operación, se deben calcular los percentiles al 95 % de los valores de distorsión armónica individual de tensión (Dv) y distorsión armónica total de tensión (THD-V), para cada fase. Los percentiles calculados para cada fase, deben ser menor o igual a los valores que se muestran a continuación:</p> <table border="1" data-bbox="826 913 1129 1030"> <thead> <tr> <th>Rango de tensión</th> <th>Distorsión armónica individual (%)</th> <th>Distorsión armónica total THD-V (%)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1 kV < Vn</td> <td>3,0</td> <td>5,0</td> </tr> <tr> <td>69 kV < Vn</td> <td>1,5</td> <td>2,5</td> </tr> <tr> <td>Vn ≥ 161</td> <td>1,0</td> <td>1,5</td> </tr> </tbody> </table> <p>Cómo se mide: Los niveles de armónicos de tensión THD-V pueden ser obtenidos mediante el analizador de potencia. Este KPI toma el valor máximo resultante al comparar:</p> <ul style="list-style-type: none"> - THD-V de cada una de las tres fases. - HD-V 03 de cada una de las tres fases. - HD-V 05 de cada una de las tres fases. - HD-V 07 de cada una de las tres fases. 	Rango de tensión	Distorsión armónica individual (%)	Distorsión armónica total THD-V (%)	1 kV < Vn	3,0	5,0	69 kV < Vn	1,5	2,5	Vn ≥ 161	1,0	1,5
Rango de tensión	Distorsión armónica individual (%)	Distorsión armónica total THD-V (%)											
1 kV < Vn	3,0	5,0											
69 kV < Vn	1,5	2,5											
Vn ≥ 161	1,0	1,5											
Resultado:													

Figure A.17: Generación fotovoltaica, indicadores E1 y E2

A.2 Generación fotovoltaica

E.CAPA: PROTECCIÓN Y CONTROL	Escala de tiempo: Semana						
Indicador E3: Mitigación del efecto de Parpadeo (Flicker)	Escala de tiempo: Semana						
Resultado:	<p>Descripción del KPI: Este KPI evalúa el desempeño de unidades fotovoltaicas que puedan causar alguna perturbación en la calidad de la energía como es el efecto de parpadeo (Flicker).</p> <p>La norma NTC 5001 basada en la IEC 61000-4-15, determina el cálculo de la severidad de emisiones de efecto parpadeo. Esta norma muestra dos índices de parpadeo: severidad de parpadeo corto y largo plazo, a partir de la medición y procesamiento de la señal de tensión en el punto de conexión necesario. Adicionalmente, la norma proporciona un tercer índice llamado parpadeo instantáneo. Este índice parpadeo instantáneo pretende representar la sensación instantánea experimentado por los seres humanos, mientras se somete a un estímulo luminoso fluctuante. Índice de severidad de parpadeo corto plazo requiere una medición precisa del nivel de voltaje RMS durante al menos 10 minutos, mientras que es necesaria la medición continua de la tensión de hasta 2 horas para determinar el índice de parpadeo de larga duración (Plt). Los valores de referencia del Plt son los siguientes:</p> <table border="1" style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <thead> <tr> <th>Rango de tensión</th> <th>Valor de referencia Plt</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Vn<69kV</td> <td>1.0 p.u</td> </tr> <tr> <td>Vn>69kV</td> <td>0.8 p.u</td> </tr> </tbody> </table> <p>Para mayor información sobre las formulas matemáticas y límites de referencia, consultar la NTC5001 o la norma internacional IEC 61000-4-15</p> <p>Cómo se mide: A través de la recolección de datos obtenidos en el analizador de potencia.</p>	Rango de tensión	Valor de referencia Plt	Vn<69kV	1.0 p.u	Vn>69kV	0.8 p.u
Rango de tensión	Valor de referencia Plt						
Vn<69kV	1.0 p.u						
Vn>69kV	0.8 p.u						
Indicador E4: Nivel de armónicos de corriente THD-I [%]	Escala de tiempo: Semana						
Resultado:	<p>Descripción del KPI: En las condiciones normales de operación, se deben calcular los percentiles al 95 % de los valores de distorsión armónica individual de corriente (Dh) y la distorsión total de demanda (TDD), para cada fase, no deben sobrepasar los valores de referencia.</p> <p>Los valores máximos permitidos de distorsión armónica de corriente THD-I, se encuentran la norma NTC 5001 "CALIDAD DE LA POTENCIA ELÉCTRICA. LÍMITES Y METODOLOGÍA DE EVALUACIÓN EN PUNTO DE CONEXIÓN COMÚN" y la norma IEEE 519-2014 "IEEE Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems"</p> <p>Cómo se mide: Los niveles de armónicos de corriente THD-I pueden ser obtenidos mediante el analizador de potencia. Este KPI toma el valor máximo resultante al comparar la THD-I de cada una de las tres fases.</p>						

Figure A.18: Generación fotovoltaica, indicadores E3 y E4

A. MODELO DE INDICADORES DE PROYECTOS PILOTO SMART GRID EPSA

A.3 Generación con microturbina

A.CAPA: INTELIGENCIA DE NEGOCIO	
Indicador A1: Costo nivelado de energía por sistema de microturbina [\$/kWh]	Escala de tiempo: Descripción del KPI: El costo nivelado de energía, es un indicador que permite comparar los costos unitarios de diferentes tecnologías de producción de energía a lo largo de la vida del proyecto. Este indicador permite obtener el costo real de un sistema fotovoltaico y compararlo con costos de otras fuentes de energía eléctrica, en este caso, con costos tarifarios residenciales de las empresas energéticas de cada zona de estudio. Para medir este KPI se debe tener cuenta la vida útil del proyecto, tasa de descuento, costo de inversión y costos de operación mantenimiento. Cómo se mide: $LCOE = \frac{\text{Initial Investment} + \sum_{t=1}^n \frac{\text{Operation} + \text{Fuel Rate} + \text{O\&M}}{(1 + \text{Discount Rate})^t} + \frac{\text{Annual Cost} \times (1 - \text{Tax Rate})}{\text{System Capacity}}}{\sum_{t=1}^n \frac{1}{(1 + \text{Discount Rate})^t}}$
Resultado:	
Indicador A2: Unidades en operación	Escala de tiempo: Año Descripción del KPI: Numero de microturbinas implementadas en el proyecto. Cómo se mide: Es el número de microturbinas actualmente instalados. Este número se obtiene a través de datos recolectados por los medidores internos de la empresa.
Resultado:	
Indicador A3: Capacidad instalada de la microturbina	Escala de tiempo: Año Descripción del KPI: Las pequeñas centrales eléctricas con micro turbina, pueden manejar potencias instaladas entre los 1000 y 20000 kW, a filo de agua. También pueden ser aplicables en zonas no interconectadas e interconectadas del sistema nacional. Cómo se mide: Este número se obtiene a través de datos recolectados por los medidores internos de la empresa.
Resultado:	

Figure A.19: Generación con microturbina, indicadores A1 - A3

A.3 Generación con microturbina

A.CAPA: INTELIGENCIA DE NEGOCIO	Escala de tiempo: Año
Indicador A4: Número de personas conectadas por microturbina	Descripción del KPI: Se pueden presentar razones técnicas o de ubicación que dificultan una conexión de un hogar a la red de distribución. Cómo se mide: Este indicador se mide a través de una encuesta realizada a los habitantes.
Resultado:	
Indicador A5: Reducción de CO2 [%]	Escala de tiempo: Mes Descripción del KPI: Las micro turbinas son consideradas mecanismos de desarrollo limpio, por lo tanto, el hecho de implementarla, desplaza el uso de velas, querosén, gas licuado de petróleo. Además de una reducción del uso de pilas. Cómo se mide: $RCO_2 = (E_{GLP} - E_{velas}) * N_{Usuarios}$ <i>RCO₂</i> : Reducción de emisiones de CO2 [kg/mes] <i>E_{GLP}</i> : Índice de emisiones de CO por combustible (GLP) [kg/Usuario] <i>E_{velas}</i> : Índice de emisiones de CO2 por velas. [kg/Usuario] <i>N_{Usuarios}</i> : Número de usuarios conectados a la microturbina.
Resultado:	
Indicador A6: Número de accidentes e incidentes	Escala de tiempo: Mes Descripción del KPI: Número mensual de incidentes y accidentes registrados durante la construcción y operación de la micro turbina. Cómo se mide: A través del Sistema Informático de Seguridad e Higiene y Sistema de Seguridad Social de la empresa.
Resultado:	

Figure A.20: Generación con microturbina, indicadores A4 - A6

A. MODELO DE INDICADORES DE PROYECTOS PILOTO SMART GRID EPSA

A.CAPA: INTELIGENCIA DE NEGOCIO	
Indicador A7: Número de empleos generados	Escala de tiempo: Año
	<p>Descripción del KPI: Este indicador mide la participación de la comunidad en torno a la generación de empleos como: trabajadores para la construcción civil de la microturbina, transporte de materiales de construcción, albañiles, supervisores, entre otros.</p> <p>Cómo se mide: Este número se obtiene a través de datos recolectados por los medidores internos de la empresa.</p>
Resultado:	
Indicador A8: Sueldo del (de los) empleados [\$ / mes]	Escala de tiempo: Mes
	<p>Descripción del KPI: Sueldo promedio mensual de los empleados del proyecto implementado.</p> <p>Cómo se mide: A través de una encuesta realizada en sitio.</p>
Resultado:	
Indicador A9: Diferencia promedio entre las personas beneficiadas actualmente y no beneficiadas a nivel nacional	Escala de tiempo: Año
	<p>Descripción del KPI: Este KPI tiene como fin el de medir la cantidad de comunidades nuevas que cuentan con servicio energético a nivel nacional.</p> <p>Cómo se mide: A través de una encuesta realizada por entidades gubernamentales a nivel nacional.</p>
Resultado:	

Figure A.21: Generación con microturbina, indicadores A7 - A9

A.3 Generación con microturbina

A.CAPA: INTELIGENCIA DE NEGOCIO	Escala de tiempo: Año
Indicador A10: Número total de instituciones sociales nuevas conectadas.	Descripción del KPI: Es importante observar la evolución que tiene la sociedad en cuanto a la construcción de nuevas instituciones sociales como hospitales, escuelas, centros comunitarios y templos religiosos. Cómo se mide: Este indicador se mide a través de una encuesta realizada en sitio.
Resultado:	
Indicador A11: Incremento del desarrollo económico local	Escala de tiempo: Año
	Descripción del KPI: Este indicador muestra el porcentaje de usuarios que están sacando provecho al uso de la energía. Se tiene en cuenta la creación de número de puestos de venta nuevos, implementación de bombas de agua, pequeños negocios, tiendas, talleres, otros. Cómo se mide: Este indicador se mide a través de una encuesta realizada en sitio.
Resultado:	
Indicador A12: Producción anual de energía [kWh]	Escala de tiempo: Año
	Descripción del KPI: Este indicador es importante a la hora de determinar un desajuste en el diseño y una disminución de la capacidad de flujo de agua real, lo cual da como resultado una menor entrega de potencia. Cómo se mide: La energía anual producida en kWh viene dada por la siguiente ecuación: $E = Q * H * \eta * \gamma * h$ Donde: <ul style="list-style-type: none"> - Q = caudal (m³/s) - H = Salto neto (m) - η = Rendimiento de la turbina - h = número de horas durante la que fluye un caudal
Resultado:	γ = peso específico del agua (KN/m³) También se obtiene la producción de energía anual a través del sistema de medición instalado por la empresa en el sitio.

Figure A.22: Generación con microturbina, indicadores A10 - A12

A. MODELO DE INDICADORES DE PROYECTOS PILOTO *SMART GRID* EPSA

A.CAPA: INTELIGENCIA DE NEGOCIO	Escala de tiempo: Año
Indicador A13: Número de personal calificado en el área de hidroelectricidad	Descripción del KPI: Este KPI muestra la obtención del fortalecimiento en la capacidad profesional y operativa por parte de las entidades energéticas para la implementación de micro turbinas en zonas aisladas
	Cómo se mide: A través del sistema institucional de capacitaciones de la empresa.
Resultado:	

Figure A.23: Generación con microturbina, indicador A13

A.3 Generación con microturbina

B. CAPA: ANÁLISIS DE CONSUMO	
Indicador B1: Factor de capacidad [%]	<p>Escala de tiempo:</p> <p>Descripción del KPI: El factor de capacidad se define como la relación entre la energía generada (E), durante un período dado y la que se hubiera producido si durante ese período hubiese estado funcionando continuamente a potencia nominal (Pn).</p> <p>Cómo se mide:</p> $FC = \frac{EG}{PN * hP} * 100$ <p>Donde:</p> <p>– FC: Factor de capacidad [%] – EG: Energía total generada por las microturbinas en el mes [kWh] – PN: Potencia nominal total de las microturbinas [kW] – hP: Promedio de horas al mes en las cuales las microturbinas están activas. [h]</p>
Resultado:	
Indicador B2: SAIDI	<p>Escala de tiempo: Año</p> <p>Descripción del KPI: El indicador SAIDI indica la duración media de interrupción para cada consumidor de energía.</p> <p>Cómo se mide:</p> $\Delta SAIDI\% = \frac{SAIDI^{Después\ del\ Proyecto} - SAIDI^{antes\ de\ proyecto}}{SAIDI^{Antes\ del\ Proyecto}} * 100$ <p>Este indicador se mide de acuerdo a la norma IEEE 1366-1998.</p> $SAIDI = \frac{\sum r_i N_i}{N_t}$ <p>Donde:</p> <p>– r_i : Tiempo de restauración para cada evento de interrupción. – N_i : Número de consumidores interrumpidos por cada interrupción durante el período de notificación. – N_t : Número total de consumidores atendidos por el área que se está indexado</p>
Resultado:	

Figure A.24: Generación con microturbina, indicadores B1 y - B2

A. MODELO DE INDICADORES DE PROYECTOS PILOTO SMART GRID EPSA

B.CAPA: ANÁLISIS DE CONSUMO	
Indicador B3: SAIFI	<p>Escala de tiempo: Año</p> <p>Descripción del KPI: Este KPI estimará el número medio de interrupciones del servicio detectado por un usuario final típico en la red durante un tiempo t definido (normalmente un año).</p> <p>Cómo se mide:</p> $\Delta SAIFI\% = \frac{SAIFI^{Después\ del\ Proyecto} - SAIFI^{antes\ de\ proyecto}}{SAIFI^{Antes\ del\ Proyecto}} \times 100$ <p>Este indicador se mide de acuerdo a la norma IEEE 1366-1998.</p> <p>Resultado:</p> $SAIFI = \frac{\sum N_i}{N_t}$ <p>Donde:</p> <ul style="list-style-type: none"> - N_i: Número de consumidores interrumpidos por cada interrupción durante el período de notificación. - N_t: Número total de consumidores atendidos por el área que se está indexado -
Indicador B4: Ingreso promedio mensual por hogar [\$mes]	<p>Escala de tiempo: Mes</p> <p>Descripción del KPI: Este indicador mide el ingreso mensual de los usuarios, ya que se considera habrá una reactivación de la economía en el sector debido al aprovechamiento que le darán los habitantes al uso de la energía para la creación de empleo, servicios etc.</p> <p>Cómo se mide: Este indicador se mide a través de una encuesta realizada en sitio.</p> <p>Resultado:</p>
Indicador B5: Reducción de gastos en energía [\$]	<p>Escala de tiempo: Mes</p> <p>Descripción del KPI: Este indicador mide la reducción de gastos energéticos domésticos en el uso de combustibles después de llevar energía al lugar.</p> <p>Cómo se mide:</p> $R = GTMCA - GTMCD$ <p>Donde:</p> <ul style="list-style-type: none"> - R: Reducción de gastos energéticos domésticos [\$]. - $GTMCA$: Gasto total mensual en energía antes de implementación de la microturbina [\$]. - $GTMCD$: Gasto total mensual en energía después de implementación de la microturbina [\$]. <p>Resultado:</p>

Figure A.25: Generación con microturbina, indicadores B3 - B5

A.3 Generación con microturbina

B.CAPA: ANÁLISIS DE CONSUMO	
Indicador B6: Mejora del confort en la vivienda	Escala de tiempo: Año
	<p>Descripción del KPI: Este KPI muestra si se obtiene un mejor estilo de vida en las familias de la comunidad. Además de otros elementos de confort, se espera que al tener electricidad, se tenga acceso a las tecnologías de información y comunicación como son: Televisores, computadores y radios.</p> <p>Cómo se mide: Para medir el confort en la vivienda se requiere determinar la percepción que tiene las personas respecto a la mejora del nivel de vida. Este indicador se mide a través de una encuesta realizada en sitio.</p>
Resultado:	
Indicador B7: Electricidad consumida por usuario [kWh/mes]	Escala de tiempo: Mes
	<p>Descripción del KPI: Este KPI muestra la evolución del consumo energético en cada hogar, ayudando a tener un control de la demanda energética y poder tener un adecuado dimensionamiento de la generación de la micro turbina.</p> <p>Cómo se mide: A través de los medidores que alimentan directamente al sistema de medición de energía eléctrica de la empresa.</p>
Resultado:	
Indicador B8: Satisfacción con la calidad de la energía por parte del usuario [%]	Escala de tiempo:
	<p>Descripción del KPI: Este indicador muestra la percepción que tiene el consumidor de la energía entregada</p> <p>Cómo se mide: Este indicador se mide a través de una encuesta realizada a los habitantes.</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. No satisfecho 2. Parcialmente satisfecho 3. Satisfecho 4. Muy satisfecho
Resultado:	

Figure A.26: Generación con microturbina, indicadores B6 - B8

A. MODELO DE INDICADORES DE PROYECTOS PILOTO SMART GRID EPSA

C.CAPA: ANÁLISIS DE INGENIERÍA	
Indicador C1: Confiabilidad del proceso de generación [%]	<p>Escala de tiempo: Año</p> <p>Descripción del KPI: Este indicador muestra el porcentaje de tiempo en que la(s) unidad(es) de la micro turbina están disponibles para atender la necesidad energía del usuario.</p> <p>Cómo se mide:</p> $\text{Confiabilidad} = \frac{\text{\#horas de operación anual}}{8760}$
Resultado:	
Indicador C2: CAIDI [min]	<p>Escala de tiempo: Año</p> <p>Descripción del KPI: Índice de duración de las interrupciones por usuario.</p> <p>Cómo se mide:</p> $\Delta CAIDI\% = \frac{CAIDI_{\text{Después del Proyecto}} - CAIDI_{\text{antes de proyecto}}}{CAIDI_{\text{Antes del Proyecto}}} \times 100$ <p>Este indicador se mide de acuerdo a la norma IEEE 1366-1998.</p> $CAIDI = \frac{\sum U_i N_i}{\sum M}$ <p>Donde:</p> <ul style="list-style-type: none"> - U_i: Es el tiempo de interrupción anual del punto de carga i. - N_i: Número de consumidores del punto de carga i. - M: Número total de consumidores afectados
Resultado:	
Indicador C3: Caudal de diseño promedio de la región [m³/s]	<p>Escala de tiempo: Mes</p> <p>Descripción del KPI: Se debe considerar aquellas zonas viables desde el punto de vista hídrico con el fin de aprovechar al máximo la capacidad de generación.</p> <p>Cómo se mide: Existen varios métodos para la medición del caudal de un afluente. Sin embargo, es importante mencionar que el caudal de los ríos varía dependiendo de las condiciones climáticas. Los métodos son los siguientes: el método de la solución de la sal, el del recipiente, el del área y velocidad, el método de vertedero.</p>
Resultado:	

Figure A.27: Generación con microturbina, indicadores C1 - C3

A.3 Generación con microturbina

C.CAPA: ANÁLISIS DE INGENIERÍA	
Indicador C4: Porcentaje de inactividad del sistema por efectos externos	Escala de tiempo: Mes
	<p>Descripción del KPI: Este KPI ayuda a determinar cuáles son las razones que ocasionan paradas por efectos externos al funcionamiento operativo de la micro turbina.</p> <p>Cómo se mide: A través de encuestas realizadas en sitio. (Sequías, daño en la turbina).</p>
Resultado:	

Figure A.28: Generación con microturbina, indicador C4

A. MODELO DE INDICADORES DE PROYECTOS PILOTO SMART GRID EPSA

D.CAPA: PROCESO DE OPERACIONES	Escala de tiempo: Semana
Indicador D1: Niveles de tensión [%]	<p>Descripción del KPI:</p> <ul style="list-style-type: none"> Tensiones y frecuencias nominales en sistemas de energía eléctrica en redes de servicios público: Los niveles de tensión entregados por el sistema de generación fotovoltaicos, deben encontrarse dentro de los límites normales de operación recomendados por la norma NTC 1340, (+ 5% y -10 % del voltaje nominal). Resolución 024 del 2005 de la CREG del ±10%. CREG 025-95 <p>Cómo se mide: Los niveles de tensión pueden ser obtenidos mediante el analizador de potencia.</p>
Resultado:	
Indicador D2: Frecuencia [Hz]	<p>Descripción del KPI: La frecuencia nominal de la tensión de suministro es 60 Hz. Este valor es determinado por la velocidad de los alternadores en las estaciones de generación.</p> <p>60 Hz. Nominal – Rango aceptado: 59,8 y 60,2 Hz. Según NTC 5001</p> <p>Cómo se mide: La frecuencia pueden ser obtenida mediante el analizador de potencia.</p> $NF = \frac{F_{Obtenida} - F_{Norma}}{F_{Norma}} * 100$
Resultado:	<p>NT: Nivel de frecuencia [%] $T_{Obtenida}$: Frecuencia promedio entregada durante una semana [Hz]. T_{Norma}: Frecuencia definida por la norma NTC 5001 [Hz].</p>
Indicador D3: Factor de potencia	<p>Descripción del KPI: La norma NTC 5001, Norma Técnica Colombiana para la calidad de la potencia eléctrica, define que el factor de potencia de una instalación debe ser mayor a 0.9, tanto en condiciones de carga inductiva como capacitiva.</p> <p>Cómo se mide: Los resultados de factor de potencia pueden ser obtenidos mediante el analizador de potencia.</p>
Resultado:	

Figure A.29: Generación con microturbina, indicadores D1 - D3

A.3 Generación con microturbina

E CAPA: PROTECCIÓN Y CONTROL	Escala de tiempo: Día												
Indicador E1: Respuesta rápida ante contingencias y el tiempo de restablecimiento del servicio ante fallas [min]	Descripción del KPI: Este KPI ayuda a determinar el tiempo que demora las entidades pertinentes en ir hasta el sitio en donde está ubicada la microturbina y arreglarla.												
Resultado:	Cómo se mide: A través de encuestas realizadas en sitio.												
Indicador E2: Nivel de armónicos de tensión THD-V [%]	Escala de tiempo: Semana												
Resultado:	Descripción del KPI: En las condiciones normales de operación, se deben calcular los percentiles al 95 % de los valores de distorsión armónica individual de tensión (Dv) y distorsión armónica total de tensión (THD-V), para cada fase. Los percentiles calculados para cada fase, deben ser menor o igual a los valores que se muestran a continuación:												
	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Rango de tensión</th> <th>Distorsión armónica individual (%)</th> <th>Distorsión armónica total THD-V (%)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1 kV < Vn</td> <td>3,0</td> <td>5,0</td> </tr> <tr> <td>69 kV < Vn</td> <td>1,5</td> <td>2,5</td> </tr> <tr> <td>Vn ≥ 161</td> <td>1,0</td> <td>1,5</td> </tr> </tbody> </table>	Rango de tensión	Distorsión armónica individual (%)	Distorsión armónica total THD-V (%)	1 kV < Vn	3,0	5,0	69 kV < Vn	1,5	2,5	Vn ≥ 161	1,0	1,5
Rango de tensión	Distorsión armónica individual (%)	Distorsión armónica total THD-V (%)											
1 kV < Vn	3,0	5,0											
69 kV < Vn	1,5	2,5											
Vn ≥ 161	1,0	1,5											
	Cómo se mide: Los niveles de armónicos de tensión THD-V pueden ser obtenidos mediante el analizador de potencia. Este KPI toma el valor máximo resultante al comparar:												
	<ul style="list-style-type: none"> - THD-V de cada una de las tres fases. - HD-V 03 de cada una de las tres fases. - HD-V 05 de cada una de las tres fases. - HD-V 07 de cada una de las tres fases. 												
Indicador E3: Nivel de armónicos de corriente THD-I [%]	Escala de tiempo: Semana												
Resultado:	Descripción del KPI: En las condiciones normales de operación, se deben calcular los percentiles al 95 % de los valores de distorsión armónica individual de corriente (Dh) y la distorsión total de demanda (TDD), para cada fase, no deben sobrepasar los valores de referencia.												
	Los valores máximos permitidos de distorsión armónica de corriente THD-I, se encuentran la norma NTC 5001 "CALIDAD DE LA POTENCIA ELÉCTRICA. LÍMITES Y METODOLOGÍA DE EVALUACIÓN EN PUNTO DE CONEXIÓN COMÚN" y la norma IEEE 519-2014 "IEEE Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems"												
	Cómo se mide: Los niveles de armónicos de corriente THD-I pueden ser obtenidos mediante el analizador de potencia. Este KPI toma el valor máximo resultante al comparar la THD-I de cada una de las tres fases.												

Figure A.30: Generación con microturbina, indicadores E1 - E3

A. MODELO DE INDICADORES DE PROYECTOS PILOTO SMART GRID EPSA

E.CAPA: PROTECCIÓN Y CONTROL							
Indicador E4: Efecto de Parpadeo (Flicker)	<p>Escala de tiempo: Semana</p> <p>Descripción del KPI: Este KPI evalúa el desempeño de unidades fotovoltaicas que puedan causar alguna perturbación en la calidad de la energía como es el efecto de parpadeo (Flicker).</p> <p>La norma NTC 5001 basada en la IEC 61000-4-15, determina el cálculo de la severidad de emisiones de efecto parpadeo. Esta norma muestra dos índices de parpadeo: severidad de parpadeo corto y largo plazo, a partir de la medición y procesamiento de la señal de tensión en el punto de conexión necesario. Adicionalmente, la norma proporciona un tercer índice llamado parpadeo instantáneo. Este índice parpadeo instantáneo pretende representar la sensación instantánea experimentado por los seres humanos, mientras se somete a un estímulo luminoso fluctuante. Índice de severidad de parpadeo corto plazo requiere una medición precisa del nivel de voltaje RMS durante al menos 10 minutos, mientras que es necesaria la medición continua de la tensión de hasta 2 horas para determinar el índice de parpadeo de larga duración (Plt). Los valores de referencia del Plt son los siguientes:</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Rango de tensión</th> <th>Valor de referencia Plt</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Vn<69kV</td> <td>1.0 p.u</td> </tr> <tr> <td>Vn>69kV</td> <td>0.8 p.u</td> </tr> </tbody> </table> <p>Para mayor información sobre las formulas matemáticas y límites de referencia, consultar la NTC5001 o la norma internacional IEC 61000-4-15</p> <p>Cómo se mide: A través de la recolección de datos obtenidos en el analizador de potencia.</p>	Rango de tensión	Valor de referencia Plt	Vn<69kV	1.0 p.u	Vn>69kV	0.8 p.u
Rango de tensión	Valor de referencia Plt						
Vn<69kV	1.0 p.u						
Vn>69kV	0.8 p.u						
Resultado:							
Indicador E4: Desbalance máximo permitido en la tensión [%]	<p>Escala de tiempo: Semana</p> <p>Descripción del KPI: Los valores de referencia del desbalance de tensión, de acuerdo al nivel de tensión según la norma NTC 5001 deben estar por debajo del 2%.</p> <p>Cómo se mide: Los resultados de desbalance máximo permitido en la tensión pueden ser obtenidos mediante el analizador de potencia.</p>						
Resultado:							

Figure A.31: Generación con microturbina, indicadores E4 y E5

ANEXO

B

**Modelo de indicadores de
proyectos piloto *Samrt Grid*
EMCALI**

B. MODELO DE INDICADORES DE PROYECTOS PILOTO SAMRT GRID EMCALI

B.1 Hogares sostenibles

A.CAPA: INTELIGENCIA DE NEGOCIO	Escala de tiempo: Año
Indicador A1: Pérdidas técnicas [%]	<p>Descripción del KPI: Reducción total de pérdidas técnicas debido a la implementación de una infraestructura de medición inteligente de energía. Estas pérdidas se pierden en los sistemas de Distribución Local a causa del transporte y transformación de la energía. Para determinar en detalle el cálculo de las pérdidas técnicas de energía, consultar la resolución CREG 172-2011.</p> <p>Cómo se mide: Este KPI se obtiene a través de la totalidad de la energía que ingresa al sistema y el total de energía que se factura.</p>
Resultado:	
Indicador A2: Pérdidas no técnicas [%]	Escala de tiempo: Año
	<p>Descripción del KPI: Reducción total de pérdidas no técnicas debido a la implementación de una infraestructura de medición inteligente de energía. Las pérdidas no técnicas, son aquellas pérdidas que se dan en el mercado de comercialización por motivos diferentes al transporte y transformación de la energía eléctrica. Para determinar en detalle el cálculo de las pérdidas no técnicas de energía, consultar la resolución CREG 172-2011.</p> <p>Cómo se mide: Este KPI se estima a partir de la totalidad de la energía que ingresa al sistema y el total de energía que se factura.</p>
Resultado:	

Figure B.1: Medición inteligente de energía AMI, indicadores A1 y A2

B.1 Hogares sostenibles

A. CAPA: INTELIGENCIA DE NEGOCIO	
Indicador A3: Energía recuperada [kWh]	<p>Escala de tiempo: Mes</p> <p>Descripción del KPI: Este KPI muestra la energía recuperada a partir de clientes intervenidos en fronteras comerciales, medida indirecta, focalizado, causado, causas de no lectura y actuación administrativa, después de implementar la infraestructura AMI.</p> <p>Cómo se mide:</p> $ER = ET * \frac{PT_{Sin\ AMI} - PT_{Con\ AMI} + PNT_{Sin\ AMI} - PNT_{Con\ AMI}}{100}$ <p><i>ER</i>=Energía recuperada [kWh] <i>PT_{Sin AMI}</i>=Pérdidas técnicas antes de implementar AMI [%] <i>PT_{Con AMI}</i>=Pérdidas técnicas después de implementar AMI [%] <i>PNT_{Sin AMI}</i>= Pérdidas no técnicas antes de implementar AMI [%] <i>PNT_{Con AMI}</i>=Pérdidas no técnicas después de implementar AMI [%]</p> <p>Resultado:</p>
Indicador A4: Generación y pérdidas de empleos	<p>Escala de tiempo: Año</p> <p>Descripción del KPI: Este KPI muestra el número de empleos generados y de contratos terminados debido a la implementación de una infraestructura AMI.</p> <p>Cómo se mide: Se obtiene a través de la base de datos de la empresa prestadora de servicios públicos en donde establece el número de contratos generados a raíz del proyecto.</p> <p>Resultado:</p>
Indicador A5: Tiempo medio de reinstalaciones [h].	<p>Escala de tiempo:</p> <p>Descripción del KPI: Comparación total del tiempo medio de reinstalación antes y después de la instalación de AMI.</p> <p>Cómo se mide: Tiempo promedio en restablecer un cliente. Este tiempo se obtiene a través de datos recolectados por los medidores internos de la empresa.</p> <p>Resultado:</p>

Figure B.2: Medición inteligente de energía AMI, indicadores A3 - A5

B. MODELO DE INDICADORES DE PROYECTOS PILOTO SAMRT GRID EMCALI

A.CAPA: INTELIGENCIA DE NEGOCIO	
Indicador A6: Reducción del tiempo medio de las reconexiones [h].	Escala de tiempo:
	Descripción del KPI: Comparación total del tiempo medio de reconexión antes y después de la instalación de AMI. Cómo se mide: Tiempo promedio en restablecer un cliente. Este tiempo se obtiene a través de datos recolectados por los medidores internos de la empresa.
Resultado:	
Indicador A7. Tiempo de atención a daños residenciales y comerciales [h].	Escala de tiempo: Mes o Año
	Descripción del KPI: Comparación total del tiempo de atención a daños en el sector residencial antes y después de la instalación de AMI. Cómo se mide: Tiempo promedio de atención a daños a un clientes residenciales. Este tiempo se obtiene a través de datos recolectados por los medidores internos de la empresa.
Resultado:	
Indicador A8. Tiempo de atención a daños industriales [h].	Escala de tiempo: Mes o Año
	Descripción del KPI: Comparación total del tiempo de atención a daños en el sector industrial antes y después de la instalación de AMI. Cómo se mide: Tiempo promedio de atención a daños a un cliente industrial. Este tiempo se obtiene a través de datos recolectados por los medidores internos de la empresa.
Resultado:	

Figure B.3: Medición inteligente de energía AMI, indicadores A6 - A8

B.1 Hogares sostenibles

A.CAPA: INTELIGENCIA DE NEGOCIO	
Indicador A9: Número de reclamos a favor del cliente	Escala de tiempo: Mes
	<p>Descripción del KPI: Comparación total del número de reclamos a favor del cliente antes y después de la instalación de AMI.</p> <p>Cómo se mide: Número total de reclamos al mes. El número de reclamos se obtiene a través de datos recolectados de personas y llamadas atendidas.</p>
Resultado:	
Indicador A10: Desarrollo de estrategias de socialización y sensibilización para la disminución de pérdidas de energía	Escala de tiempo: Año
	<p>Descripción del KPI: Estas actividades se desarrollan a través de visitas predio a predio con el propósito de tener un contacto directo con el cliente de manera que se sienta atendido y socializado en todo lo relacionado con los objetivos de cada uno de los programas a desarrollarse en sus barrios y/o sectores.</p> <p>Otra estrategia metodológica utilizada son las reuniones con líderes y/o comunidad que se realizan en los sectores de acuerdo a los requerimientos de cada uno de los programas y a la gestión comercial que se debe garantizar antes de cualquier operativa evitando dejar a los clientes sin la normalización del servicio.</p> <p>Cómo se mide: Número de visitas predio a predio realizadas a los clientes o número de reuniones con líderes de la comunidad.</p>
Resultado:	
Indicador A11: Reducción de costos totales[\$]	Escala de tiempo: Año
	<p>Descripción del KPI: Reducción de costos a partir de una optimización en los procesos de suspensión, corte, reconexión y reinstalación del servicio a todos los usuarios.</p> <p>Cómo se mide:</p> $TR = ALR + RCF + RCM$
Resultado:	<p>TR=Total recaudo [\$] ALR= Ahorro anual por lectura remota [\$] RCF=Reducción de costos de facturación [\$] RCM=Reducción de costos de mantenimiento de activos. [\$]</p>

Figure B.4: Medición inteligente de energía AMI, indicadores A9 - A11

B. MODELO DE INDICADORES DE PROYECTOS PILOTO SAMRT GRID EMCALI

A.CAPA: INTELIGENCIA DE NEGOCIO	
Indicador A12: Ahorro anual por lectura remota [\$/año]	<p>Escala de tiempo: Año</p> <p>Descripción del KPI: Se espera una reducción de costos asociados al personal de lectura de medidores debido a la automatización del sistema de medida.</p> <p>Cómo se mide: $CA = [\# \text{ de medidores electromecánicos leídos mes}] * [\text{Frecuencia anual de lectura de medidores electromecánicos}] * [\text{Costo por lectura manual de cada medidor electromecánico}]/\text{año}]$</p> <p>Donde:</p> <ul style="list-style-type: none"> - CA: Costo anual por lectura de medidores [\$/año] - Costo por lectura manual de cada medidor electromecánico : <p style="text-align: center;"><small>$\frac{(\text{Tasa de inflación anual}) * \text{Costo diario de técnico para toma de datos} * \frac{\text{días trabajados año}}{365}}{\text{Número medio de medidores leídos por un técnico}}$</small></p>
Resultado:	
Indicador A13: Reducción de costos de facturación [\$/año]	<p>Escala de tiempo: Año</p> <p>Descripción del KPI: Este beneficio se obtiene a través de la reducción de costos de las operaciones de facturación de servicios públicos debido a las mediciones de consumo más precisas. Este beneficio se refiere a los costos asociados a las operaciones de facturación, no a la cantidad a facturar pagada por los clientes.</p> <p>Cómo se mide: $CF_{\text{reducción}} = CF^{\text{sin AMI}} - CF^{\text{con AMI}}$</p> <p>Donde:</p> <p>$CF_{\text{reducción}}$ = Reducción de costos de facturación [\$/año] $CF^{\text{sin AMI}}$ = # de clientes en baja tensión * Costo de facturación histórico anual del cliente en el escenario sin AMI [\$/año] $CF^{\text{con AMI}}$ = # de clientes en baja tensión * Costo de facturación del cliente en el escenario con AMI [\$/año]</p> <p style="text-align: center;"><small>$\frac{(\text{Tasa de inflación anual}) * \text{Costo diario de técnico para toma de datos} * \frac{\text{días trabajados año}}{365}}{\text{Número medio de medidores leídos por un técnico}}$</small></p>
Resultado:	
Indicador A14: Reducción de los costes de mantenimiento de activos [\$/año]	<p>Escala de tiempo: Año</p> <p>Descripción del KPI: Se podría obtener una reducción de costos a través del control remoto y monitoreo de los activos, por ejemplo, se podría evitar las visitas a las instalaciones.</p> <p>Cómo se mide:</p> <p style="text-align: center;">$CM_{\text{reducción}} = CMA^{\text{sin AMI}} - CMA^{\text{con AMI}}$</p> <p>Donde:</p> <p>$CM_{\text{reducción}}$ = Reducción de costos de mantenimiento de los activos [\$/año] $CMA^{\text{sin AMI}}$ = Costos directos relacionados con el mantenimiento de los activos en el escenario sin AMI [\$/año] $CMA^{\text{con AMI}}$ = Costos directos relacionados con el mantenimiento de los activos en el escenario con AMI [\$/año]</p>
Resultado:	

Figure B.5: Medición inteligente de energía AMI, indicadores A12 - A14

B.1 Hogares sostenibles

A.CAPA: INTELIGENCIA DE NEGOCIO	Escala de tiempo: Mes
Indicador A15: Número de accidentes e incidentes	Descripción del KPI: Número mensual de incidentes y accidentes registrados durante la construcción del proyecto.
	Cómo se mide: A través del Sistema Informático de Seguridad e Higiene y Sistema de Seguridad Social de la empresa.
Resultado:	

Figure B.6: Medición inteligente de energía AMI, indicador A15

B. MODELO DE INDICADORES DE PROYECTOS PILOTO SAMRT GRID EMCALI

B.CAPA: ANÁLISIS DE CONSUMO	
Indicador B1: Número de medidores inteligentes instalados y planeados.	Escala de tiempo: Año
	Descripción del KPI: El seguimiento del total de medidores inteligentes en las regiones de Colombia, permitirá establecer un seguimiento continuo del crecimiento y penetración de la infraestructura de medición inteligente de energía. Cómo se mide: Es el número de medidores inteligentes actualmente instalados. Este número se obtiene a través de datos recolectados por los medidores internos de la empresa.
Resultado:	
Indicador B2: Porcentaje de la demanda total atendida por los clientes de AMI [%]	Escala de tiempo: Año
	Descripción del KPI: Al conocer el porcentaje de carga de la red que cuenta con tecnología AMI, permitirá a los operadores en un futuro poder gestionar mejor la carga y desplegar medidas de respuesta a la demanda. Cómo se mide: $PD_{\%} = \frac{DT^{con\ AMI}}{DT} \times 100\%$ Donde: $PD_{\%}$ = Porcentaje de la demanda total atendida por usuarios AMI [%]. $DT^{con\ AMI}$ = Demanda total atendida con tecnología AMI [kWh] DT = Demanda de energía total de todos los usuarios [kWh]
Resultado:	
Indicador B3: Energía consumida por usuario [kWh]	Escala de tiempo: Mes
	Descripción del KPI: Energía promedio consumida por un usuario. Cómo se mide: A través de los medidores que alimentan directamente al sistema de medición de energía eléctrica de la empresa. $EC = \frac{DT}{NU}$ Donde: <ul style="list-style-type: none">- EC = Energía consumida por usuario [kWh]- DT = Demanda de energía total de todos los usuarios [kWh]- UN = Número de usuarios.
Resultado:	

Figure B.7: Medición inteligente de energía AMI, indicadores B1 - B3

B.1 Hogares sostenibles

B. CAPA: ANÁLISIS DE CONSUMO	
Indicador B4: Variación en el número de clientes de electricidad [%]	<p>Escala de tiempo: Año</p> <p>Descripción del KPI: Incremento de cada intervalo de tiempo (Año) respecto al anterior.</p> <p>Cómo se mide: Se obtiene a través de la base de datos de los usuarios que pertenecen a la empresa prestadora de servicios públicos. También se puede obtener a través del SUI- Sistema Único de Información, "Indicadores de Servicios Públicos.</p>
Resultado:	
Indicador B5: Variación media en el consumo de electricidad de los clientes [%]	<p>Escala de tiempo: Año</p> <p>Descripción del KPI: Variación de cada intervalo de tiempo (Año) respecto al anterior.</p> <p>Cómo se mide: Se obtiene a través de la base de datos de los usuarios que pertenecen a la empresa prestadora de servicios públicos.</p>
Resultado:	
Indicador B6: Emisiones estimadas de CO2 [kg]	<p>Escala de tiempo: Mes</p> <p>Descripción del KPI: Reducción estimada de emisiones de CO₂ debido al uso de AMI.</p> <p>Cómo se mide:</p> $ECO_2 = \left(\frac{DT}{NU} - \frac{DT_{AMI}}{NU_{AMI}} \right) * FE * NU_{AMI}$ <p><i>ECO₂</i> = Emisiones de CO₂ [kg/mes] <i>DT</i> = Demanda total de energía de la empresa. [kWh/mes] <i>NU</i> = Número total de usuarios de la empresa. [Usuarios] <i>DT_{AMI}</i> = Demanda total de energía de los usuarios AMI [kWh/mes] <i>NU_{AMI}</i> = Número total de usuarios AMI. [Usuarios] <i>FE</i> = Factor de emisiones de CO₂ [kg/kWh]</p>
Resultado:	

Figure B.8: Medición inteligente de energía AMI, indicadores B4 - B6

B. MODELO DE INDICADORES DE PROYECTOS PILOTO SAMRT GRID EMCALI

B.CAPA: ANÁLISIS DE CONSUMO	
Indicador B7: Ahorro anual de consumo [\$]	<p>Escala de tiempo: Año</p> <p>Descripción del KPI: Reducción en el costo de la electricidad debido al uso de AMI. Una estimación de la reducción del consumo de los clientes, es difícil de determinar. Se pueden realizar supuestos sobre la reducción de consumo con base a referencias internacionales, en donde se observa que la infraestructura de medición inteligente podría contribuir a una reducción del consumo entre un 2% y 10%. Cabe aclarar que esta reducción depende de las herramientas instaladas que pueden ayudar a tener una respuesta de la demanda y una eficiencia energética (por ejemplo, tarifas dinámicas de energía, alertas de altos consumos, etc.). Para obtener lo anterior, debe existir un cambio en la regulación de energía en Colombia, dado que actualmente se maneja un valor único de tarifa energética.</p>
Resultado:	<p>Cómo se mide:</p> $AC = \left(\frac{DT}{NU} - \frac{DT_{AMI}}{NU_{AMI}} \right) * TE$ <p>Donde:</p> <p>AC= Ahorro de consumo por cliente. [\$/Usuario] DT= Demanda total de energía de la empresa. [kWh/año] NU = Número total de usuarios de la empresa. [Usuarios] DT_{AMI}= Demanda total de energía de los usuarios AMI [kWh/año] NU_{AMI}= Número total de usuarios AMI. [Usuarios] TE= Tarifa de energía. [\$/kWh]</p>
Indicador B8: Ahorro de consumo energético [kWh]	<p>Escala de tiempo: Año</p> <p>Descripción del KPI: Reducción de consumo de energía del cliente debido al uso de AMI.</p>
Resultado:	<p>Cómo se mide:</p> $AC = \left(\frac{DT}{NU} - \frac{DT_{AMI}}{NU_{AMI}} \right)$ <p>AC= Ahorro de consumo por cliente. [kWh/Usuario] DT= Demanda total de energía de la empresa. [kWh/año] NU = Número total de usuarios de la empresa. [Usuarios] DT_{AMI}= Demanda total de energía de los usuarios AMI [kWh/año] NU_{AMI}= Número total de usuarios AMI. [Usuarios]</p>

Figure B.9: Medición inteligente de energía AMI, indicadores B7 y B8

B.1 Hogares sostenibles

D.CAPA: PROCESO DE OPERACIONES	Escala de tiempo:
Indicador D1: Integridad de datos de los medidores [%]	Descripción del KPI: Porción de medidores que están en línea y reportando.
	<p>Cómo se mide:</p> $\%M_{en\ línea} = \frac{ML}{MT}$ <p>Donde:</p> <ul style="list-style-type: none"> - $\%M_{en\ línea}$ = Porcentaje de medidores activos. - ML = Número de medidores en línea. - MT = Número total de medidores.
Resultado:	

Figure B.10: Medición inteligente de energía AMI, indicador D1

B. MODELO DE INDICADORES DE PROYECTOS PILOTO SAMRT GRID EMCALI

E.CAPA: PROTECCIÓN Y CONTROL	Escala de tiempo:
Indicador E1: Efectividad [%]	Descripción del KPI: Compara el total de datos perdidos o con errores con el total de datos correctamente recibidos.
	<p>Cómo se mide:</p> $TEP = \frac{\text{Paquetes de datos recibidos correctamente en } \Delta t}{\text{Cantidad total de paquetes de datos transmitidos en } \Delta t} * 100\%$
Resultado:	

Figure B.11: Medición inteligente de energía AMI, indicador E1

B.2 Medición inteligente de energía AMI

B. MODELO DE INDICADORES DE PROYECTOS PILOTO SAMRT GRID EMCALI

B.3 Gestión de la demanda

A.CAPA: INTELIGENCIA DE NEGOCIO	
Indicador A1: Demanda gestionada [kWh]	Escala de tiempo: Mes
	Descripción del KPI: Total de energía gestionada o trasladada a determinada hora.
	Cómo se mide: Los datos se obtendrán a través del Sistema de gestión de la demanda Interactive Energy Platform.
Resultado:	
Indicador A2: Máxima demanda desplazada [kW]	Escala de tiempo: Mes
	Descripción del KPI: Máximo de potencia que puede ser desplazado en un momento dado.
	Cómo se mide: Los datos se obtendrán a través del Sistema de gestión de la demanda Interactive Energy Platform.
Resultado:	
Indicador A3: Ahorro económico por desplazamiento de carga [\$/kWh gestionado]	Escala de tiempo: Mes
	Descripción del KPI: Reducción de costos debido a la no compra de energía en bolsa.
	Cómo se mide: Los datos se obtendrán a través del Sistema de gestión de la demanda Interactive Energy Platform y a partir del costo de la energía en bolsa.
Resultado:	

Figure B.12: Gestión de la demanda, indicador A1 - A3

B.3 Gestión de la demanda

A. CAPA: INTELIGENCIA DE NEGOCIO	
Indicador A4: Reducción de CO2 [%]	<p>Escala de tiempo: Mes</p> <p>Descripción del KPI: Reducción estimada de emisiones de CO₂ debido a la gestión de la demanda.</p> <p>Cómo se mide:</p> $RCO_2 = (C_{sin\ GD} - C_{con\ GD}) * FE$ <p>RCO₂: Reducción estimada de emisiones de CO₂. [kg/mes] C_{sin GD}: Consumo de energía antes de implementar gestión de la demanda. [kg/km] C_{con GD}: Consumo de energía después de implementar gestión de la demanda. [km/kWh] FE: Factor de emisiones por energía generada en Colombia. [kg/kWh]</p>
Resultado:	
Indicador A5: Usuarios atendidos.	<p>Escala de tiempo: Mes</p> <p>Descripción del KPI: Número de usuarios vinculados a proyectos de gestión de la demanda.</p> <p>Cómo se mide: Se obtiene a través de la base de datos de la empresa prestadora de servicios público en donde establece el número de usuarios que cuentan con un programa de gestión de la demanda.</p>
Resultado:	
Indicador A6: Número de empleos generados	<p>Escala de tiempo: Mes</p> <p>Descripción del KPI: Este KPI muestra el número de empleos generados y de contratos terminados debido a la implementación de un proyecto de gestión de la demanda.</p> <p>Cómo se mide: Se obtiene a través de la base de datos de la empresa prestadora de servicios públicos en donde establece el número de contratos generados a raíz del proyecto.</p>
Resultado:	

Figure B.13: Gestión de la demanda, indicadores A4 - A6

B. MODELO DE INDICADORES DE PROYECTOS PILOTO SAMRT GRID EMCALI

A.CAPA: INTELIGENCIA DE NEGOCIO	
Indicador A7: Número de personal calificado en el área de gestión de la demanda	Escala de tiempo: Año
	Descripción del KPI: Este KPI muestra la obtención del fortalecimiento en la capacidad profesional y operativa por parte de las entidades energéticas para la implementación de gestión de la demanda.
	Cómo se mide: A través del sistema institucional de capacitaciones de la empresa.
Resultado:	
Indicador A8: Número de accidentes e incidentes	
	Escala de tiempo: Mes
	Descripción del KPI: Número mensual de incidentes y accidentes registrados durante la construcción del proyecto.
	Cómo se mide: A través del Sistema Informático de Seguridad e Higiene y Sistema de Seguridad Social de la empresa.
Resultado:	

Figure B.14: Gestión de la demanda, indicadores A7 Y A8

B.3 Gestión de la demanda

B. CAPA: ANÁLISIS DE CONSUMO	
Indicador B1: Energía ahorrada [kWh]	Escala de tiempo: Mes
	<p>Descripción del KPI: Diferencia entre el consumo de energía antes y después de la implementación de la gestión de demanda.</p> <p>Cómo se mide:</p> $EA = EA_{sin\ GD} - EA_{con\ GD}$ <p>Donde,</p> <ul style="list-style-type: none"> - EA = Energía total ahorrada - $EA_{sin\ GD}$ = Energía ahorrada antes de la generación distribuida. - $EA_{con\ GD}$ = Energía ahorrada después de la generación distribuida.
Resultado:	
Indicador B2: Energía máxima ahorrada posible [kWh]	Escala de tiempo: Mes
	<p>Descripción del KPI: Máximo de energía posible que puede ser ahorrado.</p> <p>Cómo se mide: Este valor se obtiene a partir de la información técnica del proyecto.</p>
Resultado:	
Indicador B3: SAIDI [min]	Escala de tiempo: Año
	<p>Descripción del KPI: El indicador SAIDI indica la duración media de interrupción para cada cliente de energía.</p> <p>Cómo se mide:</p> $\Delta SAIDI\% = \frac{SAIDI^{Después\ del\ Proyecto} - SAIDI^{antes\ de\ proyecto}}{SAIDI^{Antes\ del\ Proyecto}} \times 100$ <p>Este indicador se mide de acuerdo a la norma IEEE 1366-1998.</p> $SAIDI = \frac{\sum r_i N_i}{N_t}$ <p>Donde:</p> <p>r_i : Tiempo de restauración para cada evento de interrupción. N_i : Número de clientes interrumpidos por cada interrupción durante el período de notificación. N_t : Número total de clientes atendidos por el área que se está indexando.</p>
Resultado:	

Figure B.15: Gestión de la demanda, indicadores B1 - B3

B. MODELO DE INDICADORES DE PROYECTOS PILOTO SAMRT GRID EMCALI

B.CAPA: ANÁLISIS DE CONSUMO	
Indicador B4: SAIFI	<p>Escala de tiempo: Año</p> <p>Descripción del KPI: Este KPI estimará el número medio de interrupciones del servicio detectado por un usuario final típico en la red durante un tiempo t definido (normalmente un año).</p> <p>Cómo se mide:</p> $\Delta SAIFI\% = \frac{SAIFI^{Después\ del\ Proyecto} - SAIFI^{antes\ de\ proyecto}}{SAIFI^{Antes\ del\ Proyecto}} \times 100$ <p>Este indicador se mide de acuerdo a la norma IEEE 1366-1998.</p> $SAIFI = \frac{\sum N_i}{N_t}$ <p>Donde:</p> <ul style="list-style-type: none"> - N_i: Número de clientes interrumpidos por cada interrupción durante el periodo de notificación. - N_t: Número total de clientes atendidos por el área que se está indexando.
Resultado:	
Indicador B5: MAIFI	<p>Escala de tiempo: Año</p> <p>Descripción del KPI: MAIFI es el número medio de interrupciones momentáneas (menos de 5 minutos) en los consumidores durante el año. Por ejemplo, si opera un interruptor reconector o circuito, la operación se considerará una interrupción momentánea.</p> <p>Cómo se mide:</p> $\Delta MAIFI\% = \frac{MAIFI^{Después\ del\ Proyecto} - MAIFI^{antes\ de\ proyecto}}{MAIFI^{Antes\ del\ Proyecto}} \times 100$ <p>Este indicador se mide de acuerdo a la norma IEEE 1366-1998.</p> $MAIFI = \frac{\sum ID_i N_i}{N_t}$ <p>Donde:</p> <ul style="list-style-type: none"> ID_i: Número de interrupciones momentáneas. N_i: Número de clientes interrumpidos por cada interrupción durante el periodo de notificación. N_t: Número total de clientes atendidos por el área que se está indexado
Resultado:	

Figure B.16: Gestión de la demanda, indicadores B4 Y B5

B.3 Gestión de la demanda

C.CAPA: ANÁLISIS DE INGENIERÍA	Escala de tiempo:
Indicador C2: CAIDI [min]	Escala de tiempo: Año
	<p>Descripción del KPI: Índice de duración de las interrupciones por usuario.</p> <p>Cómo se mide:</p> $\Delta CAIDI\% = \frac{CAIDI^{Después\ del\ Proyecto} - CAIDI^{antes\ de\ proyecto}}{CAIDI^{antes\ del\ Proyecto}} \times 100$ <p>Este indicador se mide de acuerdo a la norma IEEE 1366-1998.</p>
Resultado:	$CAIDI = \frac{\sum U_i N_i}{\sum M}$ <p>Donde:</p> <p><i>U_i</i>: Es el tiempo de interrupción anual del punto de carga i. <i>N_i</i>: Número de clientes del punto de carga i. <i>M</i>: Número total de clientes afectados.</p>

Figure B.17: Gestión de la demanda, indicador C2

B. MODELO DE INDICADORES DE PROYECTOS PILOTO SAMRT GRID EMCALI

D.CAPA: PROCESO DE OPERACIONES	
Indicador D1: Desbalance máximo permitido en la tensión [%]	<p>Escala de tiempo: Semana</p> <p>Descripción del KPI: Los valores de referencia del desbalance de tensión, de acuerdo al nivel de tensión según la norma NTC 5001 deben estar por debajo del 2%.</p> <p>Cómo se mide: Los resultados de desbalance máximo permitido en la tensión pueden ser obtenidos mediante el analizador de potencia.</p> $V_{Desbalance} = \text{Max} \left\{ \frac{V_{\phi} - V_{Medio}}{V_{Medio}} * 100 \right\}$ <p>$V_{Desbalance}$: Desbalance de tensión [%] V_{ϕ}: Tensión en cada fase [V] V_{Medio}: Tensión promedio entre las fases. [V]</p>
Resultado:	
Indicador D2: Demanda total desplazada [kWh]	<p>Escala de tiempo: Día</p> <p>Descripción del KPI: Demanda total desplazada en un tiempo determinado.</p> <p>Cómo se mide: Los datos se obtendrán a través del Sistema de gestión de la demanda Interactive Energy Platform.</p>
Resultado:	
Indicador D3: Confort del cliente	<p>Escala de tiempo: Mes</p> <p>Descripción del KPI: Nivel de confort percibido por el cliente.</p> <p>Cómo se mide: A través de una encuesta se le preguntará si está satisfecho con el nivel de iluminación y temperatura durante los desplazamientos de carga.</p>
Resultado:	

Figure B.18: Gestión de la demanda, indicadores D1 - D3

B.3 Gestión de la demanda

E.CAPA: PROTECCIÓN Y CONTROL													
Indicador E1: Velocidad de respuesta [s]	<p>Escala de tiempo: Segundos</p> <p>Descripción del KPI: Tiempo que tarda el sistema en reaccionar ante un evento.</p> <p>Cómo se mide: Los datos se obtendrán a través del Sistema de gestión de la demanda Interactive Energy Platform.</p>												
Resultado:													
Indicador E2: Nivel de armónicos de tensión THD-V [%]	<p>Escala de tiempo: Semana</p> <p>Descripción del KPI: En las condiciones normales de operación, se deben calcular los percentiles al 95 % de los valores de distorsión armónica individual de tensión (Dv) y distorsión armónica total de tensión (THD-V), para cada fase. Los percentiles calculados para cada fase, deben ser menor o igual a los valores que se muestran a continuación:</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Rango de tensión</th> <th>Distorsión armónica individual (%)</th> <th>Distorsión armónica total THD-V (%)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1 kV < Vn</td> <td>3,0</td> <td>5,0</td> </tr> <tr> <td>69 kV < Vn</td> <td>1,5</td> <td>2,5</td> </tr> <tr> <td>Vn ≥ 161</td> <td>1,0</td> <td>1,5</td> </tr> </tbody> </table> <p>Cómo se mide: Los niveles de armónicos de tensión THD-V pueden ser obtenidos mediante el analizador de potencia. Este KPI toma el valor máximo resultante al comparar:</p> <ul style="list-style-type: none"> - THD-V de cada una de las tres fases. - HD-V 03 de cada una de las tres fases. - HD-V 05 de cada una de las tres fases. - HD-V 07 de cada una de las tres fases. 	Rango de tensión	Distorsión armónica individual (%)	Distorsión armónica total THD-V (%)	1 kV < Vn	3,0	5,0	69 kV < Vn	1,5	2,5	Vn ≥ 161	1,0	1,5
Rango de tensión	Distorsión armónica individual (%)	Distorsión armónica total THD-V (%)											
1 kV < Vn	3,0	5,0											
69 kV < Vn	1,5	2,5											
Vn ≥ 161	1,0	1,5											
Resultado:													
Indicador E3: Nivel de armónicos de corriente THD-I [%]	<p>Escala de tiempo: Semana</p> <p>Descripción del KPI: En las condiciones normales de operación, se deben calcular los percentiles al 95 % de los valores de distorsión armónica individual de corriente (Dh) y la distorsión total de demanda (TDD), para cada fase, no deben sobrepasar los valores de referencia.</p> <p>Los valores máximos permitidos de distorsión armónica de corriente THD-I, se encuentran la norma NTC 5001 "CALIDAD DE LA POTENCIA ELÉCTRICA. LÍMITES Y METODOLOGÍA DE EVALUACIÓN EN PUNTO DE CONEXIÓN COMÚN" y la norma IEEE 519-2014 "IEEE Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems"</p> <p>Cómo se mide: Los niveles de armónicos de corriente THD-I pueden ser obtenidos mediante el analizador de potencia. Este KPI toma el valor máximo resultante al comparar la THD-I de cada una de las tres fases.</p>												
Resultado:													

Figure B.19: Gestión de la demanda, indicadores E1 - E3

B. MODELO DE INDICADORES DE PROYECTOS PILOTO SAMRT GRID EMCALI

E.CAPA: PROTECCIÓN Y CONTROL							
Indicador E4: Efecto de Parpadeo (Flicker)	<p>Escala de tiempo: Semana</p> <p>Descripción del KPI: Este KPI evalúa el desempeño de unidades fotovoltaicas que puedan causar alguna perturbación en la calidad de la energía como es el efecto de parpadeo (Flicker).</p> <p>La norma NTC 5001 basada en la IEC 61000-4-15, determina el cálculo de la severidad de emisiones de efecto parpadeo. Esta norma muestra dos índices de parpadeo: severidad de parpadeo corto y largo plazo, a partir de la medición y procesamiento de la señal de tensión en el punto de conexión necesario. Adicionalmente, la norma proporciona un tercer índice llamado parpadeo instantáneo. Este índice parpadeo instantáneo pretende representar la sensación instantánea experimentado por los seres humanos, mientras se somete a un estímulo luminoso fluctuante. Índice de severidad de parpadeo corto plazo requiere una medición precisa del nivel de voltaje RMS durante al menos 10 minutos, mientras que es necesaria la medición continua de la tensión de hasta 2 horas para determinar el índice de parpadeo de larga duración (Plt). Los valores de referencia del Plt son los siguientes:</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Rango de tensión</th> <th>Valor de referencia Plt</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Vn<69kV</td> <td>1.0 p.u</td> </tr> <tr> <td>Vn>69kV</td> <td>0.8 p.u</td> </tr> </tbody> </table> <p>Para mayor información sobre las formulas matemáticas y límites de referencia, consultar la NTC5001 o la norma internacional IEC 61000-4-15</p> <p>Cómo se mide: A través de la recolección de datos obtenidos en el analizador de potencia.</p>	Rango de tensión	Valor de referencia Plt	Vn<69kV	1.0 p.u	Vn>69kV	0.8 p.u
Rango de tensión	Valor de referencia Plt						
Vn<69kV	1.0 p.u						
Vn>69kV	0.8 p.u						
Resultado:							
Indicador E5: Factor de potencia	<p>Escala de tiempo: Semana</p> <p>Descripción del KPI: La norma NTC 5001, Norma Técnica Colombiana para la calidad de la potencia eléctrica, define que el factor de potencia de una instalación debe ser mayor a 0.9, tanto en condiciones de carga inductiva como capacitiva.</p> <p>Cómo se mide: Los resultados de factor de potencia pueden ser obtenidos mediante el analizador de potencia.</p>						
Resultado:							
Indicador E6: Variación de la frecuencia [Hz]	<p>Escala de tiempo:</p> <p>Descripción del KPI: La frecuencia nominal de la tensión de suministro es 60 Hz. Este valor es determinado por la velocidad de los alternadores en las estaciones de generación.</p> <p>60 Hz. Nominal – Rango aceptado: 59,8 y 60,2 Hz. Según NTC 5001</p> <p>Cómo se mide: La frecuencia pueden ser obtenida mediante el analizador de potencia.</p> $NF = \frac{F_{Obtenida} - F_{Norma}}{F_{Norma}} * 100$ <p>NT: Nivel de frecuencia [%] $T_{Obtenida}$: Frecuencia promedio entregada durante una semana [Hz]. T_{Norma}: Frecuencia definida por la norma NTC 5001 [Hz].</p>						
Resultado:							

Figure B.20: Gestión de la demanda, indicadores E4 - E6

Bibliography

- [1] A. Aldana, R. Cespedes, E. Parra, R. Lopez, and M. Ruiz. Implementation of smart grids in the colombian electrical sector. pages 1–6, 2011. 47
- [2] M. Armijo. Manual de planificación estratégica e indicadores de desempeño en el sector público. 27
- [3] M. Cabau and L. West. Business intelligence approach in a business performance context. (29914), 2011. 38
- [4] L. Camargo, M. Arboleda, and E. Cardona. Producción de energía en colombia, la base para un crecimiento sostenible, http://www.xm.com.co/boletinxm/documents/mdlcolombia_feb2013.pdf. 2013. 86, 128
- [5] W. Cangussu, K. Cooper, and E. Wong. Multi criteria selection of components using the analytic hierarchy process. 2006. x, 144
- [6] R. Cespedes. A reference model for the electrical energy system based on smart grids. In *Transmission and Distribution: Latin America Conference and Exposition (TD-LA), 2012 Sixth IEEE/PES*, pages 1–6, Sept 2012. doi : 10.1109/TDC-LA.2012.6319068. 9
- [7] European Commission. Rd investment in the priority technologies of the european strategic energy technology plan. 2009. 38
- [8] European Commission. The 2020 climate and energy package. 2015. 38

BIBLIOGRAPHY

- [9] E. Datta, P. Mohanty, and E. Gujar. Accelerated deployment of smart grid technologies in india present scenario , challenges and way forward. 2015. 43
- [10] UPME Unidad de Planeación Minero Energética. Redes inteligentes en colombia. 2014. 48
- [11] Oficina Catalana del canvi Climàtic. Guía práctica para el cálculo de emisiones de gases efecto invernadero (gei), http://canviclimatic.gencat.cat/web/.content/home/politiques/politiques_-catalanes/la_mitigacio_del_canvi_climatic/ guia_de_calcul_demissions_de_co2/120301_guia_practica_calcul_emissions_rev_es.pdf. 2012. 86, 128
- [12] DOE. Smart grid status and metrics report. 2014. 41
- [13] C. Díaz and J. Hernández. Smart grid: Las tics y la modernización de las redes de energía eléctrica – estado del arte. (18):53–81, 2011. 1, 2
- [14] EMCALI. Instructor training manual for twacs. 2004. 98, 101, 102
- [15] EMCALI. Informe de gestión 2014. [online] available: <http://www.emcali.com.co/documents/10157/57705/informe+de+gestion+emcali+2014.pdf>. 2014. 98
- [16] H. Farhangi. The path of the smart grid. pages 18–28, Jun 2010. 36
- [17] T. Gasiea. An analytical decision approach to rural telecommunication infrastructure selection, tesis de doctorado, university of manchester. 2010. 143
- [18] S. Giordano, V.and Bossart. Assessing smart grid benefits and impacts eu and u.s initiatives. 2012. 36, 37, 38, 39
- [19] R. Goyal. Way forward for smart grid in india. 2011. 44
- [20] N. Group. South america smart grid: Market forecast (2013– 2023). 2013. 44, 45
- [21] M. Habib, R. Khan, and P. Limited. Anp applied to smart metering project selection. page 1–14. 139

- [22] IEEE. Impact of reforms on the smart grid model of mexico. 2014. 46
- [23] EPRI(Electric Power Research Institute). Estimating the costs and benefits of the smart grid. 2011. 37
- [24] M. Irlbeck, D. Bytschkow, G. Hackenberg, and V. Koutsoumpas. Towards a bottom-up development of reference architectures for smart energy systems. In *Software Engineering Challenges for the Smart Grid (SE4SG), 2013 2nd International Workshop on*, pages 9–16, May 2013. doi:10.1109/SE4SG.2013.6596106. vii, 10, 12, 13
- [25] I. Kaliszewski. Out of the mist—towards decision-maker-friendly multiple criteria decision making support, eur. j. oper. res. (2):293–307, 2004. 139
- [26] B. Kampman, C. Leguijt, D. Bennink, L. Wielders, X. Rijkee, A. Buck, and Others. Green power for electric cars. 2010. 89
- [27] M. Kim and D. Cho. The design of the data preprocessing using ahp in automatic meter reading system, j. comput. sci. i. (1):130–134, 2013. 139
- [28] O. León. *Tomar decisiones difíciles, 2nd ed.* 2001. 138
- [29] M. M. Nassar, J. Lin, Y. Mortazavi, A. Dabak, I. Kim, and B. Evans. Local utility power line communications in the 3500 khz band: Channel impairments, noise, and standards, ieee signal process. mag. (5):116–127, 2012. 99
- [30] S. Mak, T. Moore, and TWACS. A new viable two-way automatic communication system for distribution networks. part ii: Inbound communication, ieee power eng. rev. (8):51–52, 1984. 98
- [31] S. Mak, D Reed, and TWACS. A new viable two-way automatic communication system for distribution networks. part i: Outbound communication, ieee trans. power appar. syst. (8):2941–2949, 1982. 98
- [32] S. Mak and TWACS. A power line communication technology for power distribution network control and monitoring, ieee trans. power deliv. (1):66–72, 1986. 98

BIBLIOGRAPHY

- [33] Metering. Smart grid roadmap and program launched in ecuador. 2013. 45
- [34] A. Montgomery and M. Knight. The smart grid maturity model. page 29, Dec 2011. 16
- [35] S. Mousavi-Seyedi, F. Aminifar, A. Rahimikian, and S. Rezayi. Ahp-based prioritization of microgrid generation plans considering resource uncertainties. In *2013 Smart Grid Conference (SGC)*, page 63–68, 2013. 139
- [36] NIST. Nist framework and roadmap for smart grid interoperability standards. nist-national institute of standards and technology. 2010. viii, x, 76, 100, 116, 117
- [37] D. Parmenter. Key performance indicators (kpi) developing, implementing, and using winning kpis. In *John Wiley Sons*, 2010. 37
- [38] I. Parra, A. Espinosa, G. Arroyo, and S. González. Innovative architecture for information systems for a mexican electricity utility. pages 1–12, Sept 2012. 8
- [39] Periodico El País. Viviendas del oriente de cali, las primeras en aprovechar la energía solar. [online]. available: <http://www.elpais.com.co/elpais/cali/noticias/emcaliimplementaplanpiloto-viviendasconenergiaautosostenibleorientecali>. 2015. 76, 113, 116
- [40] D. Quinteiro, G. Vieira. An overview of smart grids in brazil. opportunities, needs and pilot initiatives. 2011. 45
- [41] J. Reason. *Human Error*. New York: Cambridge University Press. 1990. 137
- [42] R. Saaty. The analytic hierarchy process—what it is and how it is used, math. model. (3-5):161–176, 1987. xi, 141, 160, 162
- [43] T. Saaty. Decision making for leaders: The analytic hierarchy process for decisions in a complex world, tercera ed. universidad de pittsburgh. 1999. 143

- [44] T. Saaty. Relative measurement and its generalization in decision making why pairwise comparisons are central in mathematics for the measurement of intangible factors the analytic hierarchy/network process, rev. la real acad. ciencias exactas, fis. y nat. ser. a. mat. (2):251–318, 2008. 142
- [45] V. Sood, D. Fischer, J. Eklund, and T. Brown. Developing a communication infrastructure for the smart grid. page 1–7, 2009. 36, 38
- [46] R. Taha and T. Daim. Multi-criteria applications in renewable energy analysis, a literature review. london: Springer london. page 17–31, 2013. x, 140
- [47] SCE Cisco IBM SGRA Team. Smart grid reference architecture. In *Copyright Cisco Systems, Inc., International Business Machines Corporation, Southern California Edison Company 2011*, pages 9–16, Jul 2011. vii, 19, 20
- [48] B. TLazzerini and F. Pistolesi. Efficient energy dispatching in smart micro-grids using an integration of fuzzy ahp and topsis assisted by linear programming. In *Proceedings of the 8th conference of the European Society for Fuzzy Logic and Technology*, 2013. 139
- [49] A. Toloie-eshlaghy. Mcdm methodologies and applications”: A literature review from 1999 to 2009, res. j. international studies. (21):86–137, 2011. x, 140
- [50] E. Triantaphyllou. Multi-criteria decision making methods: A comparative study, ilustrada. page 324, 2000. 138
- [51] P. Werbos. Computational intelligence for the smart grid history, challenges and opportunities, iee computational intelligence magazine, 2011. 2011. 2