



Gobierno de Reconciliación
y Unidad Nacional

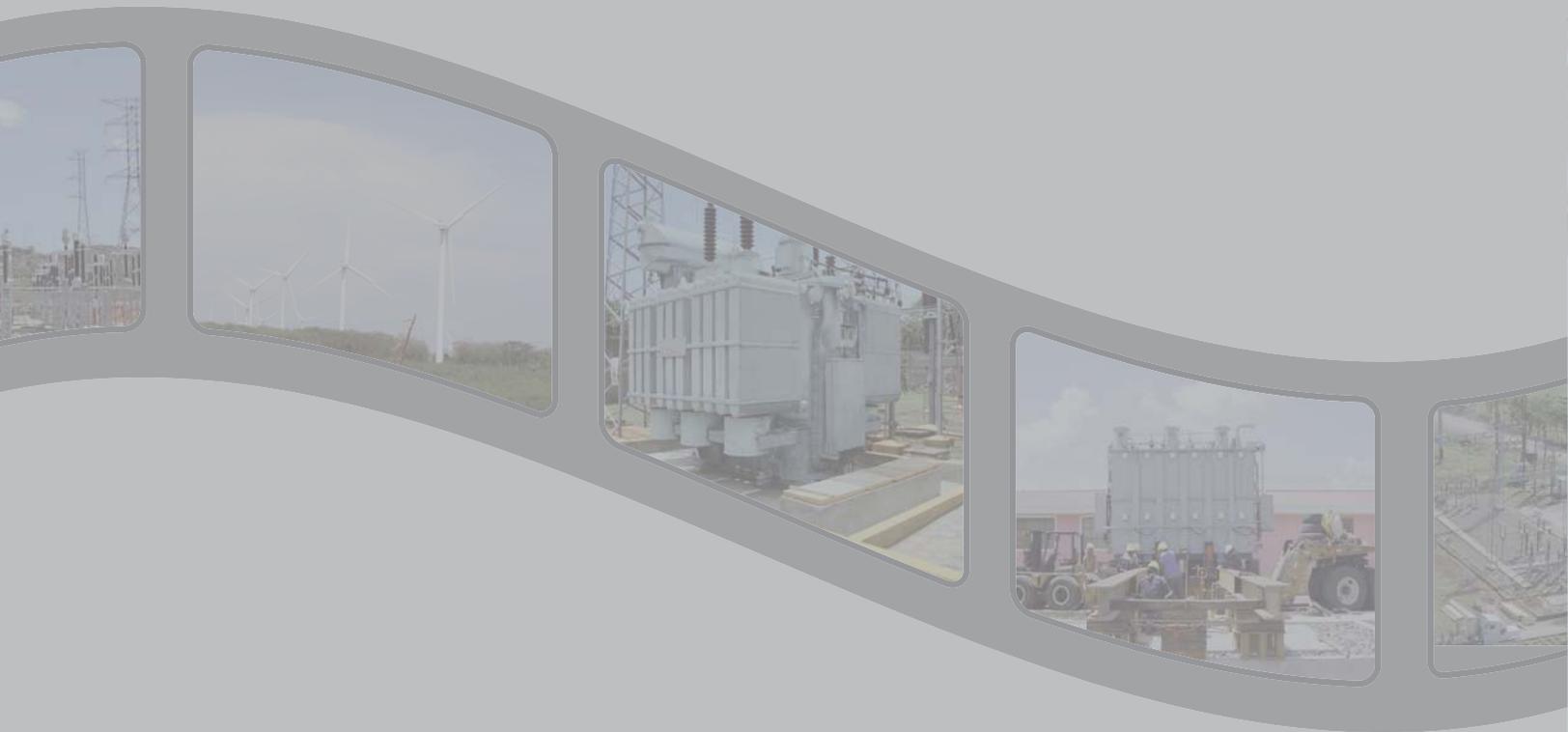
El Pueblo, Presidente!

Metodología de Preinversión para Proyectos de Energía



Ministerio de Hacienda y Crédito Público
Dirección General de Inversiones Públicas





Ivania Portocarrero Argüello
Directora General

Róger Vega Rodríguez
Director de Preinversión
Coordinador Técnico de la Metodología

Vera Espino Cruz
Especialista de Preinversión
Revisión Técnica de la Metodología

Disponible en www.snip.gob.ni

Presentación

La Dirección General de Inversiones Públicas (DGIP), del Ministerio de Hacienda y Crédito Público (MHCP), rector del Sistema Nacional de Inversión Pública (SNIP), ha publicado la Metodología General para la Preparación y Evaluación de Proyectos de Inversión Pública a nivel de perfil, junto con ella la Metodología de Preinversión de Proyectos de Energía. Estas Metodologías tienen el propósito de aportar a la mejora de la calidad y sostenibilidad de las inversiones, para que contribuyan de forma contundente al desarrollo y bienestar común de la población, especialmente la más vulnerable.

La Metodología de Preinversión de Proyectos de Energía organiza el proceso de preparar y evaluar un proyecto en tres módulos o capítulos. El primero, de Identificación, incluye tres diagnósticos a ser realizados para poder precisar el problema que se pretende resolver con el proyecto, estos son: (i) diagnóstico del área de influencia, (ii) diagnóstico del servicio y (iii) diagnóstico de los involucrados. Todos deben ser realizados con intensa participación de los involucrados e interesados en el proyecto.

El segundo capítulo de la Metodología es la Preparación o Formulación del proyecto, que inicia con el análisis de demanda, continua con el análisis de oferta, a efectos de precisar la brecha que el proyecto atendería, de forma total o parcial. Luego orienta sobre las consideraciones y análisis del tamaño, localización, y tecnología del proyecto. Se ha procurado que la explicación retome ejemplos prácticos, y que la argumentación misma sea sencilla a fin de establecer con claridad lo que se espera sea analizado y tomado en cuenta en el momento de decidir los aspectos técnicos del proyecto. Este capítulo aborda la estimación de costos del proyecto, gastos de operación y mantenimiento, aspectos legales y organizativos, e incluso ambientales, que incidan en sus costos y beneficios.

Finalmente, el tercer capítulo de la metodología está destinado a la Evaluación del Proyecto, en la cual se exponen en detalle la forma de medir y valorar los beneficios de proyectos de energía, tanto de proyectos de generación, transmisión (reforzamientos y extensiones), y distribución.

Se espera que esta metodología se convierta en el documento de consulta de todos los funcionarios públicos responsables de preparar y evaluar proyectos de Energía, de aquellos que por primera vez enfrenten esta tarea, así como de estudiantes, docentes universitarios, investigadores, y todo aquel que quiera una pauta a seguir para llevar adelante una formulación y evaluación con calidad.

Ivania Portocarrero Argüello
Directora General

Siglas

BCN	Banco Central de Nicaragua
CEPAL	Comisión Económica Social para América Latina
CNDC	Centro Nacional de Despacho de Carga
DGIP	Dirección General de Inversiones Públicas
ENS	Energía No Servida
INE	Instituto Nicaragüense de Energía
INIDE	Instituto Nacional de Información de Desarrollo
MEM	Ministerio de Energía y Minas
MHCP	Ministerio de Hacienda y Crédito Público
PCH	Pequeña Central Hidroeléctrica
Pcp	Precio 'con proyecto'
PIB	Producto Interno Bruto
Psp	Precio 'sin proyecto'
RBC	Relación Beneficio – Costo
SIN	Sistema Interconectado Nacional
SNIP	Sistema Nacional de Inversiones Públicas
SNT	Sistema Nacional de Transmisión
TIRE	Tasa Interna de Retorno Económico
TSD	Tasa Social de Descuento
VANBE	Valor Actual Neto de los Beneficios Económicos

Índice

I. Introducción	9
Parte 1 Aspectos técnicos de los proyectos de Energía	12
I. Generalidades	13
II. Tipología de Proyectos de Energía	14
A. Proyectos de Generación	14
1. Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PCH).....	15
2. Generación Eólica.....	17
3. Sistemas Fotovoltaicos de Generación	21
B. Proyectos de Transmisión	24
C. Proyectos de Distribución	25
Parte 2 Identificación del Proyecto.....	26
I. Identificación del Proyecto.....	27
A. Diagnóstico de la situación actual.....	27
1. Diagnóstico del área de influencia y de los involucrados	27
2. Diagnóstico del servicio.....	29
B. Definición del problema: causas y efectos.....	30
1. Definición del problema central.....	31
2. Análisis de las causas.....	32
3. Análisis de los efectos	34
C. Objetivo del proyecto: medios y fines	36
1. Definición del objetivo central	36
2. Análisis de medios del proyecto.....	36
3. Análisis de fines del proyecto.....	37
D. Alternativas de solución.....	38
Parte 3 Formulación del Proyecto	40
I. Aspectos generales.....	41
A. La Demanda	41
B. Proyección de la Demanda.....	42
C. La Oferta.....	42

II. Formulación de Proyectos de Generación	43
A. Análisis de la Demanda en proyectos de generación	43
B. Análisis de la Oferta Sin Proyecto	45
C. Balance Oferta - Demanda	46
D. Análisis de alternativas	47
1. Localización	47
2. Tamaño del proyecto	47
E. Descripción del proyecto.....	47
F. Aspectos operativos	48
III. Formulación de Proyectos de Transmisión	48
A. Proyectos de ampliación de cobertura del SNT	49
1. Motivación del proyecto	49
2. Análisis de la Demanda	49
3. Análisis de la Oferta.....	50
4. Balance Oferta-Demanda	50
5. Análisis de alternativas.....	50
B. Proyectos de ampliación de la capacidad de transmisión	52
1. Análisis de la Demanda	52
2. Análisis de la Oferta.....	53
3. Balance Oferta-Demanda	53
4. Análisis de Alternativas	54
C. Aseguramiento del suministro eléctrico	55
1. Análisis de la Demanda	57
2. Análisis de la Oferta.....	57
3. Balance Oferta - Demanda	58
4. Optimización de la situación Sin Proyecto	58
5. Análisis de alternativas.....	59
D. Proyectos de mejoramiento de la calidad del servicio	60
1. Análisis de la Demanda	61
2. Análisis de la Oferta.....	61
3. Balance Oferta - Demanda	62
4. Análisis de alternativas.....	62

IV. Formulación de Proyectos de Distribución	62
A. Análisis de la Demanda	63
B. Análisis de la Oferta	64
C. Balance Oferta - Demanda	64
D. Análisis de alternativas	65
1. Localización	65
2. Tamaño del proyecto	65
Parte 4 Evaluación del Proyecto	66
I. Aspectos generales.....	67
A. Indicadores de la evaluación económica	68
B. Conceptos.....	68
II. Metodología de evaluación para proyectos de generación local, ampliación de cobertura del sistema de transmisión y electrificación rural por extensión de red de distribución	70
A. Estimación de los beneficios	71
1. Equilibrio en la Situación “Sin Proyecto”	72
2. Equilibrio en la Situación “Con Proyecto”	72
3. Identificación de beneficios directos	73
4. Valoración de los beneficios directos para un mes.....	73
5. Cuantificación de beneficios directos anuales	74
B. Evaluación	74
C. Recomendaciones sobre la proyección de la demanda	75
D. Secuencia de pasos para el cálculo del beneficio unitario – mes.....	76
III. Metodología de evaluación de proyectos de generación conectados al SIN	80
A. Aspectos generales	80
B. El costo total de generación.....	80
C. Los bloques de demanda	81
D. Análisis de la situación Sin Proyecto	81
1. Despacho de generación “Sin Proyecto”	83
2. Cálculo del Costo total anual de generación “Sin Proyecto”:	84
E. Análisis de la Situación Con Proyecto.....	86
1. Despacho de generación “Con Proyecto”	86
2. Cálculo del Costo total anual de generación “Con Proyecto”:.....	89

F. Identificación de los Beneficios	89
G. Cuantificación de los Beneficios	89
IV. Metodología de evaluación de proyectos de aseguramiento del suministro eléctrico por el sistema de transmisión	92
A. Aspectos generales	92
B. Análisis de la situación Sin Proyecto	93
1. Tiempo de Interrupción (TI)	94
2. Caracterización de la demanda en la zona afectada	94
3. Cantidad Energía No Servida en un año	96
4. Estimación de la ENS por bloque de Demanda	96
5. Proyección de la Energía No Servida	98
C. Análisis de la situación Con Proyecto	99
1. Cuantificación de la ENS por sectores de consumo	99
2. Valoración de la Energía No Servida	102
D. Cálculo de los beneficios	110
E. Evaluación	112

I. Introducción

El acceso al servicio de energía eléctrica es un factor básico que potencia el desarrollo económico y provee bienestar a sus usuarios debido a la mejora en su condición de vida. La falta de acceso al servicio de electricidad limita el desarrollo económico y humano por cuanto restringe el desarrollo de las capacidades productivas y comerciales, y el acceso a otros servicios básicos como agua potable, sistemas de comunicación, sistemas de información electrónicos, educación nocturna y uso de equipos modernos para la atención médica.

De acuerdo al INIDE, en Nicaragua la población estimada para el año 2011 es 5,888,945 habitantes¹, de la cual aproximadamente el 58.3% habita en zonas urbanas. De acuerdo a los datos del Ministerio de Energía y Minas (MEM) el 69.8 % de la población cuenta con servicio de electricidad. Los índices de electrificación del resto de países de América Central² son: Guatemala 85.3%, El Salvador 91.2%, Honduras 81.3%, Costa Rica 99.2% y Panamá 90.1%.

La ampliación de la cobertura del servicio de electricidad y la inversión en fuentes renovables de generación eléctrica, son componentes claves dentro de los planes estratégicos de desarrollo de Nicaragua, sin embargo, el tema se convierte en un reto para el gobierno en el contexto de la escasez de recursos financieros, lo cual implica que para la asignación eficiente de dichos recursos deban realizarse estudios técnicos y económicos que conlleven a invertir en proyectos procurando el máximo de rentabilidad económica, es decir que la inversión que se realiza consiga el mayor beneficio socioeconómico posible.

¹ INIDE. Estimaciones y Proyecciones de Población Nacional, Departamental y Municipal. Revisión 2007.

² CEPAL. Estadísticas del subsector eléctrico 2010.

El desarrollo de proyectos de electrificación rural y de generación con fuentes renovables se ven limitados principalmente por los altos niveles de inversión requerida y/o problemas de sostenibilidad.

Tratándose de proyectos de electrificación rural, las poblaciones objetivo se caracterizan por su localización alejada de la red interconectada, alta dispersión geográfica de los beneficiarios, bajos niveles de consumo inicial, y bajos ingresos. Cuando el suministro de electricidad decide hacerse por medio de extensión de red, la condición de la localización remota y/o la alta dispersión geográfica de los beneficiarios implicarán una alta inversión en infraestructura. Por otro lado, el problema de la sostenibilidad financiera pasa por el hecho de tener altos niveles de inversión en el proyecto y bajos consumos de energía lo que se traduce en un alto costo promedio del suministro, enfrentado a los bajos ingresos de la población beneficiaria, si bien la sostenibilidad del proyecto es garantizada por medio del subsidio estatal a la tarifa de bajo consumo.

En tanto los proyectos de generación a partir de fuentes renovables de energía, se caracterizan por los altos costos de sus tecnologías, localización por lo general alejada del sistema interconectado y en algunos casos, por la gran magnitud del impacto ambiental que ocasiona la construcción. En consecuencia los proyectos de energía renovables requieren grandes inversiones iniciales para la adquisición de equipos, obras civiles, construcción de líneas de transmisión, y en algunos casos inversión para reparación – compensación– del daño ambiental o indemnización a la población afectada.

Aunque sean obvias las ventajas que provee a la sociedad el acceso a la electricidad, la asignación de los recursos para la ejecución de proyectos pasa por un proceso complejo de decisión que incluye la selección del tipo de tecnología, el tamaño del proyecto, el diseño técnico y económicamente optimizado y finalmente la realización de la evaluación económica y financiera para determinar la viabilidad.

Por todo lo anterior, la Dirección General de Inversiones Públicas, instancia rectora del Sistema Nacional de Inversiones Públicas (SNIP) ha preparado la presente Metodología para la Preparación y Evaluación de Proyectos de Energía, entendiéndose éstos, como los proyectos tendientes a la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica. Esta metodología incluye los aspectos técnicos generales vinculados con el sector eléctrico, enfocándose en la cadena de valor (producción) del sector, y en las tipologías de proyectos y tecnologías que se aplican en Nicaragua para proyectos de electrificación rural y generación a pequeña escala; además se expone el proceso metodológico para el análisis de oferta y demanda, así como los elementos técnicos de decisión sobre tamaño, localización, y tecnología, que son parte intrínseca de la formulación del proyecto eléctrico. Para finalizar se presenta la metodología para la evaluación económica y financiera de diferentes tipologías de proyectos eléctricos.

Parte 1

Aspectos técnicos de los proyectos de Energía

En este capítulo se hace una descripción general de los aspectos técnicos de los sistemas de generación, transmisión y distribución, haciéndose una ampliación en detalles referente a tecnologías de generación de electricidad con fuentes renovables de energía. En los detalles se incluye información básica para estimar los requerimientos técnicos y el cálculo del dimensionamiento del sistema de generación. El objetivo es que el formulador de proyectos, no experto en la materia, pueda hacer un planteamiento aproximado en el nivel de perfil de las iniciativas de inversión.

I. Generalidades

El subsector eléctrico está segmentado en tres actividades: (i) Generación, (ii) Transmisión, (iii) Distribución.

- (i) **Generación:** Se encarga del proceso de conversión de diferentes tipos de energía, en energía eléctrica. Según sea el proceso de conversión, en Nicaragua se identifican los siguientes tipos de generación:
 - a. **Térmica:** Consiste en un proceso de conversión de calor en energía mecánica y luego en energía eléctrica. La conversión del calor en energía mecánica puede ser realizada en una máquina térmica de combustión externa (turbina de vapor) o en una máquina de combustión interna (motor Diesel). En las tecnologías de combustión externa, el calor puede generarse a partir de la quema de hidrocarburos, carbón, madera, bagazo de caña, u otros carburantes.
 - b. **Hidroeléctrica:** Se aprovecha la energía potencial de una masa de agua debido al desnivel de su cauce natural. El agua en su caída es canalizada y se hace pasar por una turbina hidráulica la cual transmite la energía mecánica a un generador donde se transforma en energía eléctrica.
 - c. **Geotérmica:** El proceso aprovecha el vapor producido por el calor interno de la tierra, el cual es dirigido hacia una turbina, la cual mueve el rotor de un generador.
 - d. **Eólica:** Se utiliza la energía cinética del viento, la cual hace mover una turbina y luego transmite la energía mecánica a un generador.
 - e. **Fotovoltaica:** Las celdas solares fotovoltaicas son dispositivos que convierten la luz solar directamente en electricidad, sin necesidad de equipos mecánicos. Las celdas solares están hechas de delgadas capas de material semiconductor, usualmente silicio, están unidas a contactos de metal para completar el circuito eléctrico, y encapsuladas en vidrio o plástico. La conversión directa de la energía solar en energía eléctrica se debe al fenómeno físico de la interacción de la radiación luminosa con los electrones en los materiales semiconductores, fenómeno conocido como efecto fotovoltaico.
- (ii) **La Transmisión:** Se encarga de transportar la energía producida en las Centrales de generación, y llevarla a subestaciones localizadas en las zonas de consumo. La infraestructura de transmisión básicamente se compone de Subestaciones y líneas

de transmisión. Las subestaciones son centros de conexión de líneas de transmisión, y están dotadas de barras colectoras, elementos de conexión (interruptores, seccionadores), y pueden poseer transformadores de potencia dependiendo si hay conexión de generadores o si se utiliza para la distribución de la energía a los consumidores. Debido a que la energía eléctrica debe de ser transportada grandes distancias, la transmisión se hace a niveles altos de voltaje lo que permite que el transporte de corriente eléctrica sea reducido y así tener bajas pérdidas de potencia por calentamiento de conductores. En Nicaragua la actividad de transmisión se realiza a tres niveles de voltaje: 69 kV, 138 kV y 230 kV.

- (iii) **La Distribución:** Se encarga de llevar la electricidad desde las subestaciones de distribución, hasta el consumidor final. La infraestructura de distribución básicamente se compone de líneas de media tensión (13.8 Kv y 24.9 Kv), transformadores de distribución, barras de 120 V – 240 V, y acometidas. La electricidad es distribuida desde las subestaciones por medio de líneas a un nivel de tensión de 13.8 kV (o 24.9 kV), a estas líneas se le llama circuitos de distribución; luego, para que la electricidad pueda ser utilizada por el consumidor final debe someterse a una reducción de voltaje en el transformador de distribución. Finalmente, la acometida es la línea de suministro al usuario. Los usuarios residenciales requieren suministro de electricidad a 120 V o 240 V. A nivel industrial se utilizan diversos niveles de voltaje y pueden requerirse transformadores con especificaciones técnicas particulares.

II. Tipología de Proyectos de Energía

Los proyectos de energía eléctrica pueden estar concebidos para satisfacer requerimientos distintos: Integrar nuevas poblaciones al uso de electricidad, mejorar la calidad del servicio o hacerlo más confiable y seguro; o bien incrementar la oferta de generación. Se definen tres tipologías de proyecto:

1. Proyectos de Generación
2. Proyectos de Transmisión
3. Proyectos de Distribución

A. Proyectos de Generación

El objetivo de un proyecto de generación es incrementar la oferta de generación de electricidad, o bien cuando se trata de proyectos de generación aislada, se trata de crear

la oferta. En este documento se abordan las particularidades de los proyectos con tecnologías de generación renovables.

1. Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PCH)

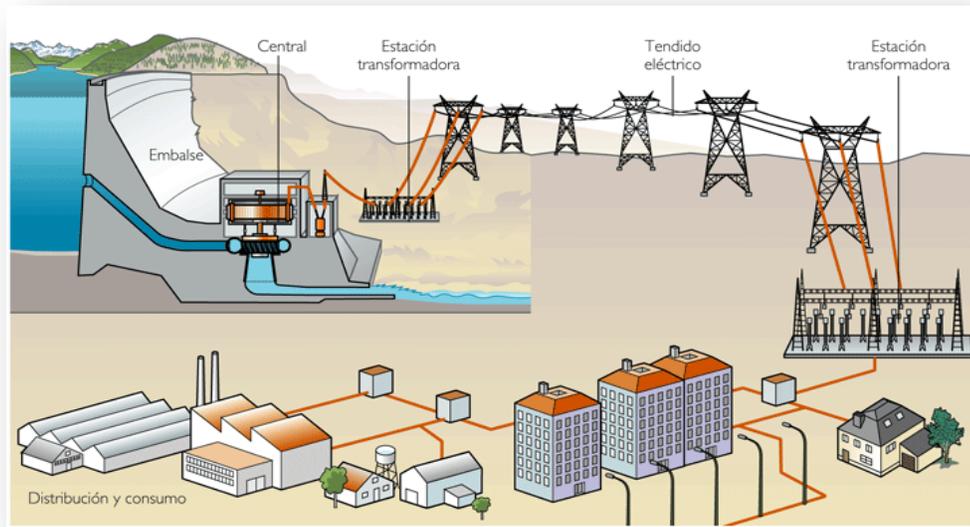
En este documento, una pequeña central hidroeléctrica es aquella con capacidad de generación inferior a 5 MW, sin hacer distinción entre Micro o Mini hidroeléctrica.

Como ya se mencionó con anterioridad, un generador hidroeléctrico aprovecha la energía potencial de una masa de agua debido al desnivel de su cauce natural, la cual es canalizada y dirigida a una turbina. El movimiento de la turbina es transmitido al rotor de un generador para producir electricidad.

1.1 Tipos de centrales hidroeléctricas y características

- De filo de agua (o de pasada): No disponen de embalse para almacenamiento de agua. Generan electricidad en forma continua aprovechando el flujo constante de agua. Debido a que carecen de embalse, no existe regulación del flujo a la turbina por tanto siempre generan a su plena capacidad.
- De almacenamiento: Están dotadas de un embalse para el almacenamiento de agua con el objetivo de contar con reserva para generar aún en época seca. Requieren una gran inversión de capital por lo cual no resultan convenientes para pequeñas capacidades de generación. Por su tamaño, estas centrales son conectadas al sistema interconectado nacional, y juegan un papel importante como reserva de regulación de ajuste automático (aumentan su potencia generada o la reducen en respuesta a comandos automáticos, en función del requerimiento del sistema interconectado).

Figura 1 Esquema de una Central Hidroeléctrica



1.2 Componentes de una central hidroeléctrica

- Embalse (hidroeléctricas de almacenamiento)
- Presa
- Válvulas y compuertas
- Rejas y limpia rejas
- Conducciones (Tubería forzada y o canal)
- Turbina
- Generador
- Transformador
- Líneas eléctricas

1.3 Cálculo de Potencia máxima de la central hidroeléctrica

La potencia de una central hidroeléctrica se calcula mediante la fórmula siguiente:

$$P_e = \rho * 9.81 * \eta_t * \eta_g * \eta_m * Q * H$$

Donde:

P_e = Potencia en vatios (W)

ρ = Densidad del fluido en kg/m^3

η_t = Rendimiento de la turbina hidráulica

η_g = Rendimiento del generador eléctrico

η_m = Rendimiento mecánico del acoplamiento turbina alternador (0.95/0.99)

Q = caudal turbinable en m^3/s

H = desnivel disponible en la presa entre aguas arriba y aguas abajo, en metros (m)

1.4 Tipos de turbinas hidráulicas y características

De acuerdo a la manera en que el flujo de agua actúa en la turbina, existen dos tipos:

- Turbinas de acción directa o de impulso: A este tipo pertenecen las turbinas PELTON y las turbinas TARGO. El agua tiene una presión muy alta. La válvula de aguja que se usa para controlar el flujo de agua, deja pasar un chorro de agua que choca con los álabes de la turbina transfiriéndole su energía y haciendo girar la turbina. Esta, a su vez, hace girar un generador que está acoplado al eje de la turbina para producir energía eléctrica.
- Turbinas de reacción: A este tipo pertenecen las turbinas FRANCIS, las turbinas KAPLAN, y turbinas BULBO. En ellas ocurre un proceso de pérdida de presión en el rodete, la entrada a la turbina ocurre simultáneamente por múltiples compuertas de admisión (wicketgates) dispuestas alrededor de la rueda de álabes (runner) y el trabajo se ejerce sobre todos los álabes simultáneamente para hacer girar la turbina y el generador.

La aplicación del tipo de turbina en general depende del caudal aprovechado y de la caída neta. En general, se aplica el criterio de altura de caída:

Kaplan $2 < H < 40$ ($H =$ caída en m)

Francis $10 < H < 350$

Turgo $50 < H < 250$

Pelton $50 < H < 1300$

2. Generación Eólica

2.1 Generalidades

La energía eólica es la energía cuyo origen proviene del movimiento de masa de aire. El Aerogenerador es el equipo donde se produce el proceso de conversión de la energía cinética del viento en energía mecánica, y luego en energía eléctrica. La figura 2 ilustra los componentes principales de un aerogenerador.

Figura 2. Componentes de un Aerogenerador



2.2 Componentes básicos de un aerogenerador

Palas del rotor: Producen el movimiento rotatorio debido al viento.

Eje: Responsable de transmitir el movimiento rotatorio.

Caja de Engranajes o Multiplicadores: Encargados de cambiar la frecuencia de giro del eje a otra menor o mayor según sea el caso, para entregarle al generador una frecuencia apropiada para que éste funcione.

Generador: Transforma el movimiento mecánico del rotor en energía eléctrica.

Además de estos componentes básicos se requieren otros componentes para el funcionamiento eficiente y correcto del aerogenerador en base a la calidad de servicio de la energía eléctrica, algunos de ellos son:

Controlador electrónico: Permite el control de la correcta orientación de las palas del rotor. En caso de cualquier contingencia, como el sobrecalentamiento del aerogenerador, éste lo detiene.

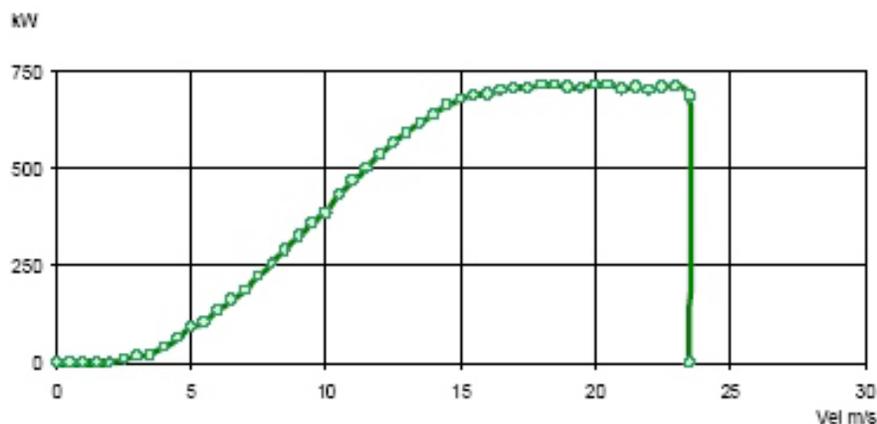
Unidad de refrigeración: Encargada de mantener al generador a una temperatura prudente.

Anemómetro y la Veleta: Su función es calcular la velocidad del viento y la dirección de éste respectivamente.

2.3 Cálculo de la potencia del aerogenerador

La potencia que puede entregar un generador eólico depende directamente de la velocidad de la masa de aire incidente en las palas del rotor. Sin embargo, los aerogeneradores cuentan con sistemas automáticos de control de potencia en función de la velocidad y dirección del viento, con el fin de evitar que se produzcan daños en los distintos componentes en caso de vientos excesivos. Así los fabricantes establecen la potencia que puede producir la turbina para un rango de velocidad del viento que generalmente va de 10.5 m/s hasta 16 m/s; también los fabricantes suministran la curva de potencia entregada de los aerogeneradores en relación a la velocidad del viento incidente. La figura 3 muestra un ejemplo de la curva de entrega de potencia de un aerogenerador.

Figura 3. Ejemplo de curva de potencia – velocidad de viento de un aerogenerador



La fórmula general para calcular la potencia de un aerogenerador es:

$$P = K * C_p * \frac{1}{2} * \rho * A * V^3$$

Donde:

P= Potencia [KW]

Cp= Máximo coeficiente de potencia (valor máximo teórico³ = 0.59)

ρ : Densidad del aire [lb/pie³]

A: área de barrido de las paletas del rotor [pie²], calculada como $D^2 \cdot \pi / 4$, donde D es el diámetro del plano de rotación; $\pi = 3.1416$

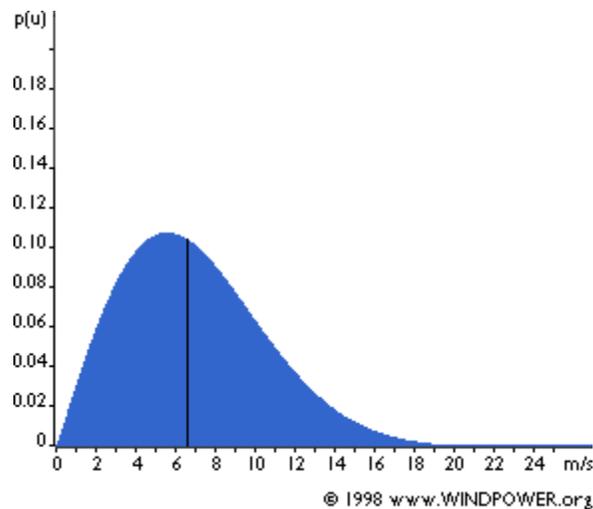
V: Velocidad del viento [millas por hora]

K = 0.000133, es una constante para dejar la potencia expresada en Kilovatios

2.4 Estimación de la producción de energía

La energía que puede entregar un aerogenerador está basada en la probabilidad de incidencia del viento a distintas velocidades en el punto de emplazamiento. La determinación de esas probabilidades es producto del análisis de estadísticas de mediciones. Si se modelan los datos en una curva de frecuencia o de probabilidad (curva de Weibull), la cantidad de energía que generaría la turbina puede estimarse como el área bajo la curva de distribución de probabilidad de velocidad de viento, ver Figura 4.

Figura 4. Ejemplo de curva de distribución de probabilidad de velocidades de viento



³ Según la Ley de Betz, el máximo de la energía cinética del viento que puede aprovecharse en el aerogenerador no puede exceder el 59%.

2.5 Operación aislada de generación eólica

Los sistemas de generación eólica que no están conectados a la red de suministro, requieren el uso de baterías para almacenar la energía excedente generada, y usarla cuando no exista viento. Asimismo, requieren un controlador de carga para proteger a las baterías de una sobrecarga. El sistema de acumulación se hace necesario debido a que la potencia entregada por los aerogeneradores suele ser fluctuante por la variación del viento, así que se hace conveniente alimentar las cargas desde una fuente de suministro de parámetros estables.

Debido a que las turbinas eólicas generan corriente alterna, el sistema requiere de un rectificador para convertir la corriente alterna en corriente directa y así conectar al sistema de acumulación (baterías). Si se desea hacer uso de aplicaciones normales en corriente alterna, debe instalarse un inversor para convertir nuevamente la corriente directa suministrada por las baterías a corriente alterna.

3. *Sistemas Fotovoltaicos de Generación*

Se define como sistema fotovoltaico el conjunto de componentes mecánicos, eléctricos y electrónicos que concurren para captar y transformar la energía solar disponible, transformándola en utilizable como energía eléctrica.

3.1 Tecnología fotovoltaica

A continuación se presentan los conceptos básicos relacionados al diseño de sistemas fotovoltaicos.

- **Célula fotovoltaica:** Es un dispositivo formado por una delgada lámina de un material semi-conductor, frecuentemente de silicio. Generalmente, una célula fotovoltaica tiene un grosor que varía entre los 0,25 y los 0,35 mm y una forma generalmente cuadrada, con una superficie aproximadamente igual a 100 cm².
- **Módulo fotovoltaico:** Es una estructura sobre la que se colocan las células fotovoltaicas. Los módulos pueden tener diferentes tamaños (los más utilizados tienen superficies que van de los 0,5 m² a los 1,3 m²) y constan normalmente de 36 células conectadas eléctricamente en serie. Las características eléctricas principales de un módulo fotovoltaico se pueden resumir en las siguientes: - Potencia de Pico (Wp), - Corriente nominal (A), - Tensión nominal (V): tensión de trabajo del módulo.

- **Generador Fotovoltaico:** Está formado por el conjunto de módulos fotovoltaicos, adecuadamente conectados en serie y en paralelo, para obtener la corriente y el voltaje necesarios para una determinada aplicación. El generador tendrá que ser dimensionado teniendo en cuenta los siguientes aspectos: - Carga eléctrica, - Potencia de pico, - Posibilidad de conexión a la red eléctrica, - Latitud del lugar y radiación solar media anual del mismo. La vida útil de un generador fotovoltaico es de aproximadamente 25 años.
- **Sistema de acumulación:** Está formado por un conjunto de acumuladores recargables, dimensionado de forma que garantice la suficiente autonomía de alimentación de la carga eléctrica. Las baterías para uso fotovoltaico tienen que cumplir los siguientes requisitos: Bajo valor de autodescarga, Larga vida útil, Manutención casi nula y Elevado número de ciclos de carga-descarga.
- **El inversor:** Es un dispositivo que transforma la energía continua producida por los módulos (12V, 24V, 48V, ...) en energía alterna (generalmente 220V).
- **El regulador de carga:** Sirve fundamentalmente para preservar los acumuladores de un exceso de carga por el generador fotovoltaico y de la descarga por el exceso de uso. Ambas condiciones son nocivas para la correcta funcionalidad y duración de los acumuladores.
- **El dispositivo de intercambio con la red:** Sirve para que la energía eléctrica introducida en la red tenga todas las características requeridas por la misma.
- **El contador de energía:** Mide la energía producida por el sistema fotovoltaico durante su periodo de funcionamiento.

3.2 Categorías de los Sistemas Fotovoltaicos

- **Sistemas Fotovoltaicos Aislados**

Los sistemas aislados, por el hecho de no estar conectados a la red eléctrica, normalmente están equipados con sistemas de acumulación de la energía producida. La acumulación es necesaria porque el campo fotovoltaico puede proporcionar energía sólo en las horas diurnas, mientras que a menudo la mayor demanda ocurre en las horas de la tarde y de la noche. Durante la fase de insolación es, por tanto, necesario prever una acumulación de la

energía para ser proporcionada a la carga cuando la generación de energía es reducida o nula.

Los principales componentes que forman un sistema fotovoltaico aislado son: - Módulos fotovoltaicos, - Regulador de carga, - Inversor, - Sistema de acumulación (baterías de acumulación).

- **Sistema Fotovoltaicos conectados a red**

Los sistemas conectados en red normalmente no tienen sistemas de acumulación, ya que la energía producida durante las horas de insolación es inyectada a la red eléctrica. Al contrario, durante las horas de insolación escasa o nula, la carga viene alimentada por la red. Un sistema de este tipo, desde el punto de vista de la continuidad de servicio, resulta más fiable que uno no conectado a la red. Puede considerarse obtener sistemas de alta fiabilidad integrando el sistema aislado con una fuente energética tradicional, por ejemplo, diesel (sistema híbrido diesel-fotovoltaico).

Los principales componentes que forman un sistema fotovoltaico "Conectado a red" son: - Módulos fotovoltaicos, - Inversor para la conexión a red, - Dispositivo de intercambio con la red eléctrica, - Contador de energía bidireccional.

3.3 Ventajas de los sistema fotovoltaicos

- No requiere tendido de red de transmisión.
- La energía se produce en el lugar donde se consume.
- No consume combustible.
- No tiene partes mecánicas en movimiento ni sometidas a desgaste.
- Son totalmente silenciosos.
- Resisten condiciones extremas de temperatura, viento y humedad.
- La vida útil de los módulos fotovoltaicos es superior a los 20 años en condiciones normales de uso.
- Es modular, lo que permite aumentar potencia instalada sin interrumpir el funcionamiento del generador.
- Alta confiabilidad y mínimo mantenimiento.

B. Proyectos de Transmisión

Los proyectos de transmisión pueden ser de los siguientes tipos:

- Ampliación de la cobertura del Sistema Nacional de Transmisión

Los proyectos de ampliación de cobertura responden al requerimiento de atender concentraciones de población que en la situación actual (Situación Sin Proyecto) se encuentran aisladas del Sistema Interconectado Nacional o bien brindar facilidades de conexión a nuevos proyectos de generación con energía renovable, respondiendo a la estrategia de cambio de la matriz energética. Consisten en la construcción de nuevas líneas y subestaciones.

- Ampliación de la capacidad de transmisión

Consisten en la construcción de nuevas líneas y/o instalación de nuevos transformadores. Responden al requerimiento de mayor capacidad de transferencia de flujos en la red, o bien atender el crecimiento de la demanda, evitando que se produzca sobrecarga en las líneas o transformadores existentes en condiciones de operación normal del sistema (todos los elementos del sistema en servicio).

- Aseguramiento del servicio

Consisten en la adición de líneas y/o transformadores. Responden al requerimiento de crear redundancia en el sistema de transmisión para garantizar la seguridad operativa en caso de contingencias (salida fortuita) de elementos, de tal manera que se anulen o reduzcan las consecuencias posibles del evento (que ocurren en la situación Sin Proyecto), tales como sobrecargas en el sistema de transmisión, desconexión de carga o colapso de voltaje. La detección del requerimiento se hace por medio de simulaciones en software de red, estudiando el comportamiento de flujos ante contingencias (estudios de contingencias) bajo distintos escenarios de generación, y analizando cargas y voltajes nodales en los elementos del sistema.

- Mejora de la calidad del servicio

Básicamente consisten en la instalación de equipos de compensación reactiva (capacitores y reactores) con el objetivo de conseguir niveles de voltaje en el sistema de transmisión dentro de los rangos establecidos en las normas para la operación en condición normal. La detección del requerimiento se realiza por el estudio de datos de mediciones y por

simulaciones en software de red. Debido a que se trata de cumplir normas, su justificación y demostración de conveniencia solo requiere la comprobación con estudios técnicos y no se requiere de evaluaciones económicas ni financieras.

C. Proyectos de Distribución

Los proyectos de distribución son concebidos con los objetivos de:

- Integrar nuevos usuarios al servicio de electricidad.
- Mejorar la infraestructura de suministro existente.

Parte 2

Identificación del Proyecto

Esta es la primera parte del documento de proyecto y también la primera actividad a realizar durante el proceso de preparación del proyecto. El propósito de este capítulo es definir con precisión el proyecto o conjunto de alternativas preliminarmente viables que luego serán preparadas (formuladas); teniendo como premisa el tipo de proyecto eléctrico del que se trata: generación, transmisión o distribución. Para ello se realiza un análisis prospectivo de la situación actual, se determinan las condiciones negativas que motivan el proyecto y sus causas, se establecen objetivos y se identifican medios para el logro de tales objetivos.

I. Identificación del Proyecto

Este capítulo es uno de los más importantes del documento de proyecto, y visto como proceso, uno clave en la formulación del proyecto; puesto que el resultado de este proceso es la definición de las alternativas viables que luego serán evaluadas. El proceso de identificación es sistémico y participativo, debe procurarse que se involucren todos los grupos de interés del proyecto, beneficiarios potenciales, gobierno, empresas, agrupaciones sociales, entre otros.

A. Diagnóstico de la situación actual

En el contexto del tipo de proyecto de energía (generación, transmisión o distribución), debe analizarse la situación actual en términos del área de influencia, de los involucrados y de la calidad del servicio. El propósito de esta sección es disponer de información relevante para definir precisamente la situación problemática (u oportunidad) a ser enfrentada (o aprovechada) con el proyecto, así como establecer las alternativas de solución viables.

1. Diagnóstico del área de influencia y de los involucrados

El análisis del área de influencia y de los involucrados tendrá diferencias si el proyecto se trata de generación, de transmisión o de distribución. En los proyectos de generación pueden distinguirse dos tipos, uno de 'gran escala', cuya energía eléctrica generada se inyectará al SIN; y otro de 'pequeña escala', cuya energía eléctrica se distribuirá directa e inmediatamente a la comunidad o población localizada en el área de influencia del proyecto (típicamente en las cercanías). Así el área de influencia del proyecto de generación a 'gran escala' está dada por el sitio en dónde se construirán las obras; y el área de influencia del proyecto a 'pequeña escala' está dada, además del sitio de construcción, por la zona donde se distribuirá la energía producida.

En el caso de un proyecto de transmisión, el área de influencia está determinada por el sitio de construcción de las obras; dado que este proyecto puede afectar a poblaciones en

extremo distantes de las obras en sí. Lo contrario ocurre con los proyectos de distribución, en donde las obras (líneas de distribución) están propiamente sobre su área de influencia.

En cualquiera de los casos, lo importante es analizar el área de influencia en términos de sus condiciones sociales, económicas, productivas, físicas, climáticas y de riesgo a desastre, que sean relevantes según el tipo de proyecto. En el caso de un proyecto de energía hidroeléctrica, el área de inundación para el embalse es parte del área de influencia del proyecto, y habría que estudiar las áreas inundables, la producción agrícola, los asentamientos humanos, la población desplazada, las pérdidas de producción, deforestación, y demás variables de interés expresadas por los diferentes grupos de interés o involucrados.

Los involucrados tendrán intereses diferentes, según su posición frente al proyecto, durante cada etapa de éste. Por ejemplo, siguiendo con el proyecto de construcción de una central hidroeléctrica, las poblaciones desplazadas estarán interesadas en recibir un 'buen precio' por sus propiedades (valor de la tierra); grupos ambientalistas estarán interesados en minimizar los daños ambientales, el Gobierno podría interesarse en el empleo que generará el proyecto durante la construcción, y el costo del kwh de energía generado, así como las condiciones de concesión para la explotación del recurso hídrico, otras agrupaciones perseguirán compensaciones adicionales para las familias desplazadas; la empresa en el ánimo de una gestión responsable podría impulsar y financiar proyectos sociales como la construcción de escuelas, centros de salud; para uso de la comunidad. En fin, habrá múltiples grupos e intereses heterogéneos.

Existe una clara interrelación entre el área de influencia y los grupos de interés o involucrados. En la medida de las características propias del área de influencia (localización, geografía, recursos naturales, poblaciones, actividades económicas, pobreza, vulnerabilidad social, ambiental; valor político, valor cultural), habrá más o menos grupos interesados en el proyecto.

Para facilitar el análisis se recomienda seguir un esquema en el que, partiendo del tipo de proyecto, y la etapa, se identifique el área de influencia, y los grupos de involucrados, para

luego, exponer las principales características del área de influencia y los principales intereses de los involucrados.

2. Diagnóstico del servicio

A partir del tipo de proyecto, el diagnóstico consiste en identificar cómo se entrega el servicio (recursos humanos, materiales, equipos e infraestructura) y la calidad que éste tiene. El análisis ha de tomar en consideración las particularidades de cada tipo de proyecto. Así, si el proyecto fuera la construcción de un parque eólico, lo que corresponde es estudiar el *mix* de generación de energía (matriz de generación) actual, y particularmente, analizar la participación de la generación eólica. Como es obvio al ser un proyecto nuevo y de gran escala, no se analiza en el contexto de un área de influencia localizada, sino que a nivel agregado. Cosa contraria ocurre si el proyecto fuera la construcción de una pequeña central hidroeléctrica (PCH), a ser construida para electrificar la comunidad circunscrita en la ubicación de la PCH; aquí el servicio actual pasa por analizar cómo es que la comunidad obtiene 'energía', quizás el análisis indique que se usan medios alternativos como baterías, pilas, velas, lámparas de kerosene, motobombas diesel, u otras.

El tipo de proyecto de energía (generación, transmisión y distribución) y su naturaleza (construcción, reemplazo, rehabilitación) dictará la forma en que se analice el servicio. Como pauta general puede decirse que cuando la naturaleza es la construcción, debe pensarse en las formas alternativas en que se logra el servicio. Otro ejemplo en ese sentido es la construcción de una subestación de transmisión. Esta subestación puede estar motivada por una mayor generación de energía eléctrica que debe ser transportada y la capacidad de las subestaciones actuales ubicadas en el circuito de salida de la generación es reducida. En este caso el análisis del servicio debe centrarse en cómo actualmente se transporta la energía eléctrica en ese circuito, y la capacidad máxima del mismo, los controles con sobrecarga, y terminar diagnosticando que la capacidad está limitada lo que implica una ampliación mediante la construcción de una subestación.

El propósito de esta sección es explicar el servicio actual o las formas alternativas de entregarlo (obtenerlo), los recursos involucrados, el costo, y la calidad. La idea ha de ser evidenciar alguna carencia, limitante o ineficiencia que conlleve al requerimiento del proyecto.

B. Definición del problema: causas y efectos

El diagnóstico de la situación antes descrito deberá permitir entender con precisión el problema (u oportunidad) que se pretende enfrentar (o aprovechar) con el proyecto. Este problema ha sido revelado por los grupos de interés, y sustentado por el análisis del área de influencia y del servicio. En esta sección se persigue sistematizar (ordenar y esquematizar) el problema central y sus causas, de modo que puedan ser usados para determinar alternativas viables de solución.

La técnica sugerida es la de construir un árbol de problemas, que consiste en determinar las causas y efectos de un problema central. La técnica permite la participación de los posibles beneficiarios del proyecto o bien de sus impulsores.

Durante el proceso de construcción del árbol de problemas se encontrarán muchos problemas, para los cuales será necesario asignarles prioridades, y además establecer sus relaciones causales, esto es, que un problema puede a su vez generar otro; o también habrá problemas independientes. Para facilitar la generación de ideas entorno al análisis de la situación problemática es recomendable que el grupo responsable de éste efectúe una “tormenta de ideas”; además de seguir estos pasos:

- A partir de la manifestación de una situación problemática, analizar e identificar lo que se considere como problemas principales de la situación analizada. Esto debido a la normal existencia de múltiples causas que pueden explicar el problema y los efectos que se derivan de ello.
- Para el análisis se sugiere que a partir de la primera “tormenta de ideas” se establezca cuál es, según el juicio del grupo responsable del análisis, el problema central que afecta a la comunidad o población analizada. Para esto se aplican criterios de prioridad y selectividad.

- Definir los efectos más importantes del problema en cuestión, de esta forma se analiza y establece su importancia. Es decir, se persigue tener el orden y gravedad de las consecuencias que tiene el problema que se ha detectado, lo que demuestra que amerita la búsqueda de soluciones.
- Identificar las causas del problema central detectado, esto es, buscar qué elementos están o podrían estar provocando el problema.
- Una vez que el problema central, las causas y los efectos están identificados, se construye el diagrama de efectos y causas asociados al problema.
- Es necesario revisar la validez y adecuación del árbol dibujado, ¡todas las veces que sea conveniente!. Esto es, asegurarse que las causas representen causas y los efectos representen efectos, que el problema central esté correctamente definido y que las relaciones causales estén correctamente expresadas.

1. Definición del problema central

El problema central es la situación negativa que afecta a un grupo de la comunidad o población interesada por el proyecto. El problema debe ser definido de forma muy clara y precisa, a fin de poder encontrar un conjunto de soluciones o alternativas para reducirlo total o parcialmente.

En principio debe tenerse cuidado con la definición del problema central. No debe redactarse como la falta de algo. Para desarrollar el ejemplo, piénsese en un proyecto de electrificación rural que incluye: (i) la generación por medio de PCH y (ii) la construcción de una pequeña subestación, para luego (iii) distribuirla a los usuarios por medio de una red de distribución. Nótese que este proyecto de electrificación rural (ampliamente ejecutado en Nicaragua) incorpora las tres tipologías de proyectos eléctricos propuestos en esta metodología. El problema no puede ser: 'la comunidad no tiene una generadora de energía'. Muchas veces los problemas son planteados de forma tal que llevan explícitamente la aparente solución. Un problema central adecuado para el ejemplo discutido puede ser: La comunidad usa medios alternativos costosos para obtener

energía, o de otra forma, el costo de obtener energía por medios alternativos (pilas, baterías, lámparas de kerosene) es elevado.

2. Análisis de las causas

Una vez que se ha definido el problema central, corresponde preguntarse ¿qué causa dicho problema?, ¿por qué ocurre o existe ese problema?. Encontrar las causas del problema es sustancial, pues solo conociendo bien el porqué del problema se podrán plantear soluciones adecuadas.

A partir del diagnóstico situacional, es recomendable hacer un listado de posibles causas, lo más exhaustivo posible, es decir, realizar una “tormenta de ideas” sobre las causas del problema. Estas ideas pueden ordenarse en dos grupos: causas desde la oferta y causas desde la demanda del bien o servicio; además de clasificarse en directas o indirectas.

Para ejemplificar se determinarán las causas del problema central “el costo de obtener energía por medios alternativos (pilas, baterías, lámparas de kerosene) es elevado”, véase la Tabla 1.

Tabla 1. Listado de causas del problema central

Problema	Causas	Oferta (O), Demanda (D)	Directa (Di), Indirecta (I)
El costo de obtener energía por medios alternativos (pilas, baterías, lámparas de kerosene) es elevado	La comunidad usa medios alternativos para obtener iluminación (velas, lámparas de kerosene) y potencia (pilas y baterías de vehículos)	D	Di

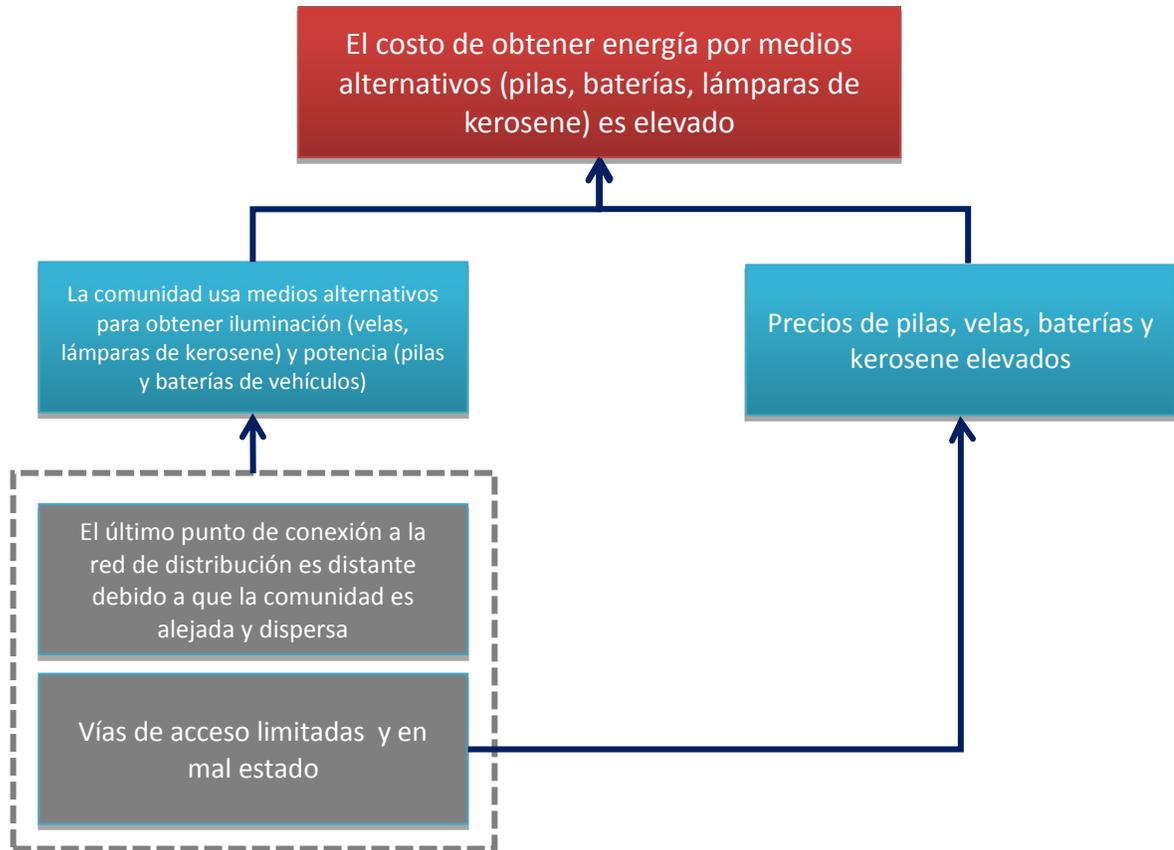
Problema	Causas	Oferta (O), Demanda (D)	Directa (Di), Indirecta (I)
	El último punto de conexión a la red de distribución es distante debido a que la comunidad es alejada y dispersa	O	I
	Vías de acceso limitadas y en mal estado	O	I
	Precios de pilas, velas, baterías y kerosene elevados	O	Di

Las *causas directas* son aquellas que se relacionan con el ‘directamente’, es decir con el problema central; mientras que las *causas indirectas*, son aquellas que actúan sobre el problema central a través de otra causa.

Una vez se tiene el listado de causas, se procede a la construcción del Árbol de Causas, que no es más que una representación ordenada y esquematizada de las causas del problema. De este árbol se hace más sencillo plantear soluciones a las causas que originan el problema central. La Figura 5 muestra el árbol de causas. Obsérvese que el árbol muestra las relaciones de causalidad entre una causa directa y otras indirectas, y cómo las directas conllevan al problema central.

La utilidad de definir si la causa está ocasionada desde la oferta o desde la demanda está dada en que se tiene claridad sobre quién (o qué) actuar en términos de las soluciones que se propondrán y eventualmente ejecutarán para superar esas causas y con ello aliviar o reducir el problema.

Figura 5.Árbol de Causas



3. Análisis de los efectos

Consiste en determinar cuáles son los efectos del problema central. Para fines prácticos se recomienda seguir el mismo método de análisis que para el análisis de las causas, así es conveniente iniciar con una 'tormenta de ideas' de los posibles efectos.

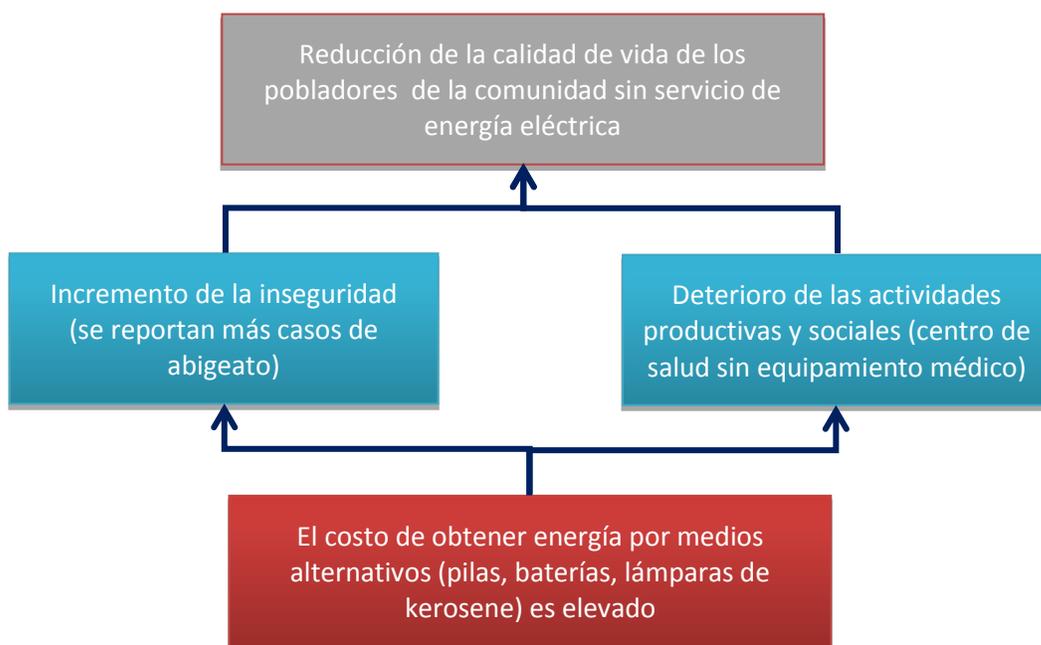
Recuérdese que el marco de análisis son los resultados obtenidos del diagnóstico de la situación actual. Análogamente, en el análisis de las causas, es recomendable separar los efectos directos de los indirectos, a fin de lograr construir la cadena de efectos, con la lógica de causalidad. En este caso dicha lógica se leerá de abajo hacia arriba.

Continuando con el ejemplo del problema de abastecimiento de agua potable, en la Figura 6, se muestra el árbol de efectos, que como se ha dicho permite ordenar y esquematizar los efectos del problema central.

El árbol de causa-efecto es la unión del árbol de causas y del árbol de efectos. En el medio está el problema central. En la parte superior de este árbol causa-efecto se acostumbra colocar el efecto último (el más indirecto) del problema central, que en el ejemplo desarrollado se enuncia así: *“Reducción de la calidad de vida de los pobladores de comunidad sin servicio de energía eléctrica”*.

Una lectura del árbol de causa-efecto de abajo hacia arriba, debería –si está bien construido– sintetizar la situación problemática abordada en el contexto de la iniciativa del proyecto o de apenas su identificación. Además de sintetizar aporta los elementos claves y relevantes a la hora de establecer alternativas de solución.

Figura 6.Árbol de Efectos



C. Objetivo del proyecto: medios y fines

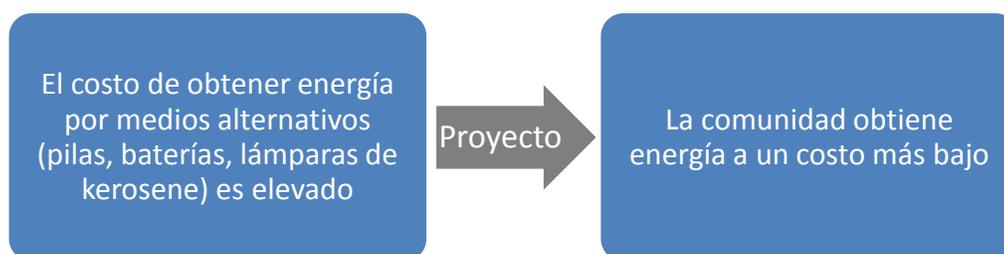
1. Definición del objetivo central

Los objetivos se definen a través de la identificación de la situación deseada, esto es, de la situación problemática solucionada. Así, cada causa del problema central, y el mismo problema central, deben tener un objetivo o situación deseada. Los objetivos son la guía de los estudios en la fase de preinversión y constituyen la proyección del futuro aspirado por los demandantes o impulsores del proyecto. Los objetivos deben ser:

- *Realistas*, deben poderse alcanzar con los recursos disponibles dentro de las condiciones generales dadas.
- *Eficaces*, no sólo deben responder a los problemas presentes, sino a aquellos que existirán en el tiempo futuro en que se ubica el objetivo.
- *Coherentes*, si el cumplimiento de un objetivo no imposibilita el cumplimiento de otro.
- *Cuantificables*, que puedan ser medibles en el tiempo.

El objetivo central del proyecto debe responder al problema central de la situación problemática analizada. A partir del problema central, se expresa en positivo dicho problema y se obtiene el objetivo central. En el ejemplo que se ha venido desarrollando, el objetivo central quedaría enunciado como se observa en la Figura 7.

Figura 7. Objetivo central del proyecto



2. Análisis de medios del proyecto

Los medios son el vehículo para solucionar (enfrentar) el problema, esto se hace a través de las causas (directas e indirectas) de dicho problema. Con la misma lógica de la

determinación del objetivo central, para establecer los medios del proyecto el proceso consiste en transformar a positivo las causas del problema. Los medios fundamentales de intervención o de acción se corresponden con las causas indirectas de último nivel; puesto que estas causas son las más concretas y operativas, es sobre ellas que deberán plantearse alternativas de solución.

Siguiendo la lógica descrita, el árbol de medios para el ejemplo de la comunidad que usa medios alternativos para obtener energía (iluminación y potencia), se vería como lo mostrado en la Figura 8. Obsérvese que los dos medios indicados consisten en lo mismo: la comunidad usa formas alternativas (diferentes a la actual) para obtener energía eléctrica, por lo que concretamente, las alternativas que se identifiquen deberán permitir el objetivo de obtener dicha energía a un costo menor que el actual.

Figura 8. Árbol de Medios



3. Análisis de fines del proyecto

Los fines del proyecto consisten en la reversión de los efectos del problema central. Nuevamente la técnica es expresar en positivo el efecto negativo del problema. Entre los fines pueden identificarse los directos, que están asociados a los efectos de primer nivel; los fines indirectos, asociado a los efectos secundarios; y el fin último, vinculado con el efecto último. Este fin último es el denominado *objetivo de desarrollo* del proyecto.

Para el ejemplo desarrollado, el fin último sería: “Mejorada la calidad de vida de los pobladores de la comunidad”. El árbol de fines se muestra en la Figura 9.

La unión del árbol de medios y del árbol de fines da lugar al árbol de objetivos del proyecto, también conocido como árbol de medios y fines.

D. Alternativas de solución

Hasta este punto se ha sido capaz de establecer con objetividad y claridad el árbol de problemas: causas y efectos, y el árbol de objetivos: medios y fines; que han puesto en una perspectiva ordenada y jerarquizada el problema y los objetivos del proyecto. La identificación del proyecto ha de concluir con la definición de alternativas de solución, mismas que son derivadas de los medios identificados en el árbol de objetivos.

Los medios, se ha dicho, son el vehículo para la solución de las causas del problema central, a través de la ejecución de acciones.

Figura 9.Árbol de Fines



Como se ha dicho antes, en el ejemplo desarrollado básicamente se trata de un medio, que consiste en una nueva forma de obtención de la energía eléctrica. Es importante destacar que el formulador debe tener cuidado de no transformar las causas en medios de forma 'inercial', haciendo positivas las primeras. Si se observan las causas de primer nivel ('último punto de conexión a la red de distribución es distante' y 'vías de acceso limitadas y en mal estado'), no son medios que conlleven a tener nuevas formas alternativas (menos costosas) de obtener energía eléctrica. De hecho, extender la red podría ser una alternativa, y la mejora del estado de las vías de acceso podría incidir sobre el costo de extensión de la red, o sobre otra alternativa como la construcción de una PCH, o la instalación de sistemas fotovoltaicos individuales o grupales.

En resumen, las alternativas que pueden formularse y evaluarse son: (i) extender la red de distribución, (ii) construir una PCH, con subestación de transmisión y red de distribución, (iii) paneles fotovoltaicos individuales y/o grupales.

Como parece lógico, la viabilidad de las últimas dos alternativas viene dada por la disposición del recurso hídrico y solar, respectivamente. El análisis del área de influencia debió dar luces sobre la existencia de esos recursos, a nivel preliminar. La factibilidad y conveniencia de una u otra alternativa será determinada como resultado de la formulación y evaluación de cada alternativa.

Parte 3

Formulación del Proyecto

En este capítulo se detallan los aspectos de la formulación en forma separada para cada tipo de proyecto de energía. Se aborda para cada tipología de proyecto la definición de la demanda, método para proyectar esa demanda, el tamaño o dimensionamiento del proyecto, capacidad de servicio (oferta), la descripción de los componentes y sus requerimientos técnicos generales, y otros parámetros técnicos particulares que definirán finalmente los costos y beneficios esperados.

I. Aspectos generales

Los proyectos de energía eléctrica, según su tipo (generación, transmisión o distribución) son concebidos para satisfacer requerimientos diferentes, por tanto también se diferencian los parámetros que son relevantes analizar e indicar en su correcta formulación. Estos parámetros tendrán una relación en la lógica de diseño del proyecto. Así por ejemplo, tratándose de un proyecto de generación hidroeléctrica, su tamaño (capacidad de generación) puede estar diseñado para atender la demanda de una comunidad aislada, o bien estar limitado por el caudal aprovechable del recurso hídrico, el cual definiría el tamaño del proyecto independientemente de la demanda.

En el caso de un proyecto de extensión de red para llevar el servicio eléctrico a una población que carece completamente de dicho servicio, el estudio de la demanda potencial y su crecimiento en el tiempo, es indispensable para determinar “el tamaño” del proyecto y sus particularidades de ingeniería.

Antes de revisar los aspectos particulares en la formulación para cada tipo de proyecto de energía eléctrica, se analizan algunos conceptos importantes que son comunes en la formulación de todos los tipos de proyectos de electricidad.

A. La Demanda

En el contexto de los proyectos de energía eléctrica, la demanda es especificada por dos parámetros:

1. *La demanda de Potencia:* Es la medida del requerimiento de electricidad en un instante específico. La unidad de medida puede ser especificada en Kilowatts [kW] o Megawatts [MW]. Sus valores relevantes son la *Demanda Máxima* y la *Demanda Mínima de potencia*, siendo la demanda máxima de potencia uno de los principales parámetros para definir la dimensión del equipamiento eléctrico del proyecto.
2. *La demanda de Energía:* Es la medida del requerimiento de electricidad en un lapso de tiempo. La unidad de medida puede ser especificada en Kilowatts-

hora/mes [kWh/mes] o bien Megawatts-hora/año [MWh/año]. Haciendo referencia a la demanda de energía eléctrica a nivel de país, normalmente se usa la unidad Gigawatts-hora (/mes o /año).

En la formulación del proyecto deben definirse la demanda actual sin proyecto, la demanda inicial con proyecto y a partir de ésta estimar la demanda futura.

B. Proyección de la Demanda

La Demanda de electricidad está directamente relacionada a la actividad económica, nivel de ingresos, hábitos de consumo, aspectos culturales de la población, y aspectos geográficos como el clima. El crecimiento del consumo de electricidad depende del crecimiento de la población y de la economía; así pues, para la estimación futura (proyección de la demanda) se requiere conocer las expectativas de crecimiento poblacional y del Producto Interno Bruto del País, como indicador de la economía.

La estimación adecuada de la demanda es clave para cualquier planificación de infraestructura energética ya que la demanda es determinante para su viabilidad económica - financiera. En Nicaragua, el Ministerio de Energía y Minas (MEM) es la entidad encargada de realizar los estudios de proyección de la Demanda Nacional de electricidad.

Existen diversos métodos para realizar la proyección de la demanda de electricidad. La complejidad del método aplicado dependerá del nivel requerido de precisión y certidumbre en base a la dimensión de la inversión y sus objetivos.

C. La Oferta

Se refiere a la cuantificación de la capacidad de proveer del servicio de electricidad. Los parámetros para especificar la oferta son también la potencia y la energía.

1. La oferta de Potencia: es la medida de la capacidad existente de suministrar electricidad en un instante específico. La unidad de medida puede ser especificada en Kilowatts [kW] ó Megawatts [MW].

2. La oferta de Energía: es la medida de la capacidad de suministro de energía ya sea eléctrica o de una fuente energética alternativa en uso o no. La unidad de medida puede ser especificada en Kilowatts-hora/mes [kWh/mes] o bien Megawatts-hora/año [MWh/año]. Haciendo referencia a la demanda de energía eléctrica a nivel de país, normalmente se usa la unidad Gigawatts-hora (/mes o /año).

II. Formulación de Proyectos de Generación

El proyecto de generación tiene el propósito de producir energía eléctrica. En términos de una estrategia energética de nación, un proyecto de generación puede estar motivado para solventar un déficit en la oferta, es decir, ante la existencia de demanda insatisfecha. O bien, el proyecto de generación puede estar enmarcado en la estrategia de cambio de la matriz de generación, la cual pretende el aprovechamiento de las fuentes de energía renovable para reducir la dependencia de las importaciones de hidrocarburos, lo que consecuentemente reduciría el costo de generación.

La energía producida puede estar destinada para el suministro a una comunidad aislada de la red interconectada o bien puede ser inyectada al Sistema Interconectado Nacional (SIN). Los proyectos para generación local son proyectos a “pequeña escala”, concebidos para proveer de energía a poblaciones aisladas de la red interconectada (electrificación rural), es decir, para el consumo local evitando la inversión en subestación de transformación y transporte a alta tensión. Los proyectos de generación de “mediana escala” o “gran escala” son concebidos para ser conectados al SIN.

A. Análisis de la Demanda en proyectos de generación

En la formulación de proyectos para generación local, se analiza la demanda de la localidad beneficiaria. Para efectos de hacer estimaciones precisas considerando características de consumo diferentes, conviene analizar la demanda por tipo de consumidores (existentes o potenciales) de acuerdo al uso que se dé a la energía (consumidores residenciales, comerciales, industriales y alumbrado público). Asimismo debe hacerse el análisis inicialmente de la demanda desagregada, esto es, para los consumidores residenciales hacer la estimación unitaria por familia, para los

consumidores comerciales hacer la estimación unitaria por consumidor comercial y para los consumidores industriales presentar estimaciones de demanda unitaria por consumidor industrial. Así, la demanda unitaria de potencia para los consumidores residenciales debería expresarse en unidades [KW/familia]; y la demanda mensual de energía debería expresarse en [kWh/mes-familia].

Por tipo de consumidor debería presentarse la siguiente información:

- Número de consumidores (Residencias, Comercios, Industrias).
- Demanda máxima unitaria de potencia Sin Proyecto (si la hubiera) [kW].
- Proyección anual de la Demanda máxima unitaria de potencia Con Proyecto [kW].
- Demanda estimada unitaria de energía Sin Proyecto (si la hubiera) [kWh/mes o año].
- Estimación del consumo inicial unitaria de energía Con Proyecto [kWh/mes o año].
- Proyección anual del consumo unitaria de energía Con Proyecto [kWh/año].
- Precio de Demanda de la energía consumida Sin Proyecto (si lo hubiera) [\$ X kWh].
- Precio estimado de la energía Con Proyecto [\$ X kWh].

A partir de la información desagregada deben presentarse los siguientes datos:

- Demanda máxima total de potencia Sin Proyecto (si la hubiera) [KW].
- Demanda estimada de energía Sin Proyecto (si la hubiera) [kWh o MWh/mes o año].
- Estimación del consumo inicial de energía Con Proyecto [kWh o MWh/mes o año].
- Proyección anual del consumo de energía Con Proyecto [kWh o MWh/año].

Para estimar la demanda inicial en la situación 'con proyecto' se puede proceder de dos maneras:

(i) **Método de las preferencias declaradas**, que consiste en la realización de encuestas socio-económicas a fin de establecer un perfil de consumo de los beneficiarios del

proyecto. Con esta encuesta se buscará obtener cantidades de usuarios y sus tipos, así como los consumos unitarios.

(ii) Método de asimilación, el que toma como referencia el comportamiento de consumo de una población con características sociales, económicas y medioambientales similares a la población beneficiaria del proyecto en estudio, y además, el proyecto del que fue beneficiada esa comunidad sea comparable con el proyecto bajo análisis.

Para un proyecto de generación conectada al SIN, interesa analizar la demanda nacional. La determinación de la porción de demanda a atender, resulta de un proceso de optimización económica del despacho de generación, el cual asigna para cada generador la cantidad de potencia y energía a producir en cada hora del día. En forma simplificada, el proceso de optimización de la generación tiene como objetivo minimizar el costo total del suministro, sujeto a restricciones de disponibilidad de agua en las centrales hidroeléctricas, las capacidades de los generadores y del sistema de transmisión. El resultado del proceso es lo que se denomina *despacho económico de generación* en el cual se asigna la cantidad de potencia y energía a generar en orden de mérito de acuerdo al costo variable de producción de cada generador. La generación hidroeléctrica se despacha considerando un costo de oportunidad del agua en el mercado eléctrico y los generadores eólicos y geotérmicos son despachados a plena capacidad suponiendo nulo su costo variable de producción (generadores *mustrun*). Así, bajo el sistema de optimización, los generadores compiten por salir despachados, siendo el factor determinante su costo variable particular de producción. La entidad encargada de realizar este proceso de optimización es el Centro Nacional de Despacho de Carga (CNDC).

B. Análisis de la Oferta Sin Proyecto

Para proyectos de generación local se analiza la oferta del suministro de electricidad (si la hay) en la condición 'sin proyecto'. Los beneficiarios del proyecto pueden ser la población que carece por completo de una fuente de electricidad (no hay oferta) o bien puede ser que ya cuenten con alguna fuente de suministro de electricidad.

Debe de brindarse información sobre:

- Capacidad de oferta de potencia, energía [MW], [MWh/año].
- Precio de oferta de la energía [\$/ kWh].
- Restricciones de la oferta (técnicas o de cualquier tipo).

Para un proyecto de generación que se conectará al SIN, interesará conocer la perspectiva de participación en el mercado, tomando en cuenta que es un mercado competitivo. Por lo tanto, el tema de interés sería analizar cuánta de la generación actual pudiera ser desplazada con la entrada de la oferta del proyecto considerando su costo de generación y su capacidad de producción de energía. La participación en el mercado podrá estimarse por el desplazamiento de potencia de la oferta de generación marginalmente más costosa. El método se aborda en el capítulo de la metodología de evaluación económica.

C. Balance Oferta - Demanda

En proyectos de generación eléctrica para consumo local, debe compararse la oferta 'sin proyecto' y la cantidad demandada, para cada año del horizonte de evaluación. De esta comparación se obtiene la demanda potencial insatisfecha o déficit de oferta, el cual será satisfecho por el proyecto, total o parcialmente. Si la oferta es inexistente, el déficit corresponderá a la totalidad de la demanda potencial estimada.

Para un proyecto de generación que se conectará al SIN, el problema de determinar cuánto generar no se restringe a identificar si hay déficit de generación. Como se dijo anteriormente, el régimen de operación anual, se determina como resultado de la optimización del uso de todos los recursos de generación conectados al SIN, de tal manera que el costo total de generación sea el mínimo para satisfacer la demanda. Es decir, el balance Oferta-Demanda se logra al costo mínimo. Los únicos casos en que puede suponerse que toda la capacidad de generación del proyecto será despachada, es para proyectos de generación eólica y geotérmica, en los cuales, en principio, su recurso debe aprovecharse sin restricciones, porque el flujo de energía primaria es prácticamente incesante y, por lo tanto, reducir la generación o no despacharla significaría un beneficio

dejado de percibir; así, por definición en los modelos de optimización, se considera nulo el costo variable de producción para estos generadores, de ahí que sean despachados a plena capacidad.

D. Análisis de alternativas

Deben postularse las alternativas técnicas (si las hay) que pudieran cumplir con el fin para el cual está concebido el proyecto y mostrar los resultados de análisis que llevaron a descartar la alternativa. Las alternativas pueden ser un proyecto excluyente como considerar la instalación de una tecnología diferente de generación (si es factible).

1. Localización

La localización deberá definir Macro y micro-localización e inclusión de mapa de localización del proyecto.

2. Tamaño del proyecto

En proyectos de generación eléctrica para consumo local, el tamaño estará dimensionado en función de la demanda que será atendida. La demanda máxima de potencia y su proyección futura definirá los requerimientos de la capacidad de generación a instalar. Deberá indicarse:

- Capacidad de oferta de potencia, energía [MW], [MWh/año].
- Precio de oferta de la energía [\$/ kWh].
- Restricciones de la oferta (técnicas o de cualquier tipo).

E. Descripción del proyecto

Debe presentarse la descripción general de los alcances físicos del proyecto bajo una estructura adecuada. Esto es, separar los **proyectos complementarios** y definir sus **componentes** principales. Por ejemplo, un proyecto de generación para consumo local posiblemente incluya el proyecto complementario de construcción de la red de distribución. Un proyecto de generación a ser conectado al SIN, incluirá como proyecto complementario la construcción de la infraestructura de transmisión para la interconexión, la cual tiene dos componentes: la construcción de la subestación y la

construcción de la línea de transmisión. Los proyectos son complementarios porque uno, sin el otro no sería capaz de generar beneficios. Hay que diferenciar por ejemplo, que en un proyecto de generación, tratándose de una hidroeléctrica, la construcción del embalse (si se contempla) es un **componente** del proyecto de generación, y no un proyecto complementario. Deberá hacerse pues la descripción general de los componentes correspondientes a cada proyecto complementario (en caso de haber complementarios), definiendo sus características más importantes, en el caso del embalse definir: volumen de almacenamiento de agua, área, altura y longitud de la presa, etc. En el caso de tratarse de un proyecto de generación térmica, habrá que describir las obras para el almacenamiento de combustible y otros componentes principales (si los hubiere). El nivel de descripción obviamente también dependerá si el documento que se presenta se trata de un perfil básico o si la formulación está a nivel de pre-factibilidad o factibilidad.

F. Aspectos operativos

En los aspectos operativos deberá describirse el régimen de operación que se esperaría del proyecto, basado en: Disponibilidad de la fuente primaria de energía, factor de planta, tasa estimada de indisponibilidad, Demanda a satisfacer. En el caso de los proyectos de generación hidroeléctrica y eólica se deberá mostrar el cálculo de la estimación de capacidad de generación basada en los datos de la disponibilidad y características del recurso de energía primaria, y además describir cómo varía la capacidad de generación con la estacionalidad.

III. Formulación de Proyectos de Transmisión

Por su fin, los proyectos de transmisión pueden ser de cuatro tipos:

- Ampliación de cobertura del Sistema Nacional de Transmisión (SNT)
- Ampliación de la capacidad de transmisión
- Aseguramiento del suministro de electricidad
- Mejora de la calidad del servicio de transmisión

Cada tipo de proyecto de transmisión se diferencia por cuanto tienen objetivos y funcionalidades distintas, por lo tanto, en el contexto técnico, los aspectos que definen su formulación deben ser abordados en forma particular.

A. Proyectos de ampliación de cobertura del SNT

1. Motivación del proyecto

Este proyecto está motivado por:

- Interconexión de consumidores: para integrar al SIN a poblaciones que ya cuentan con suministro de electricidad en sistemas aislados o que carecen del servicio eléctrico.
- Interconexión de generación: Para atender el requerimiento de conexión de nuevas centrales de generación. Este proyecto debe estar formulado dentro del proyecto de generación como un proyecto complementario, y por tanto la evaluación debe realizarse como parte del proyecto de generación. No se aborda de manera particular en este documento.

El fin del proyecto de interconexión de consumidores sería el suministro confiable de electricidad, aumento (o creación) de la oferta o reducir el costo del suministro lo que debería de incidir en un aumento del consumo en la población beneficiaria.

2. Análisis de la Demanda

Se analiza la demanda (existente o potencial) de la población beneficiaria. Debe indicarse:

- Demanda máxima Sin Proyecto (si la hay).
- Proyección anual de la Demanda máxima Con Proyecto.
- Demanda de energía Sin Proyecto.
- Proyección de la demanda de energía anual Con Proyecto.
- Precio de Demanda de la energía consumida Sin Proyecto (si hay) [\$ X kWh]
- Precio estimado de la energía Con Proyecto [\$ X kWh]

Para estimar la cantidad demandada se recomienda seguir uno de los siguientes enfoques:

(i) Método de preferencias declaradas o el (ii) Método de asimilación.

3. Análisis de la Oferta

Se analiza la oferta del suministro de electricidad (si la hay) en la condición Sin Proyecto.

- Capacidad de oferta (potencia y energía) [MW].
- Precio de oferta de la energía [\$/ kWh].
- Restricciones de la oferta (técnicas o de cualquier tipo).

4. Balance Oferta-Demanda

En caso de que el proyecto conectara alguna población que cuenta con suministro de electricidad en un sistema aislado, debe compararse la oferta 'sin proyecto' –optimizada– y la cantidad demandada, para cada año del horizonte de evaluación. De esta comparación se obtiene la demanda potencial insatisfecha o déficit de oferta, el cual será satisfecho por el proyecto, total o parcialmente. Si la oferta es inexistente el déficit corresponderá a la totalidad de la demanda potencial estimada. Puede ser que no exista demanda insatisfecha en la situación sin proyecto, en este caso, el proyecto se plantea como la alternativa de suministro económicamente más eficiente.

5. Análisis de alternativas

Deben postularse las alternativas técnicas que pudieran cumplir con el fin para el cual está concebido el proyecto y mostrar los resultados de análisis que llevaron a descartar la alternativa. Las alternativas para satisfacer la demanda en zonas aisladas del SIN son proyectos de generación de tecnología factible en la zona de interés.

a. Localización

Tratándose de un proyecto de ampliación de cobertura del SNT, la localización deberá definir:

- Macro y micro-localización e inclusión de mapa de localización de la zona de influencia.
- Ubicación de la nueva subestación que será construida indicando coordenadas geográficas.
- Trazado posible de las nuevas líneas de transmisión.
- Subestaciones con las que estará conectado el proyecto y su localización.

b. Tamaño del proyecto

El tamaño de un proyecto de ampliación de cobertura del SNT está en dependencia de la demanda que será suministrada por el proyecto. La demanda máxima de potencia y su proyección futura definirá los requerimientos de ingeniería, en cuanto a nivel de tensión, de transmisión, capacidad de conductores eléctricos y capacidad requerida de transformadores. La demanda de energía es importante en la determinación de la viabilidad económica o financiera.

En un proyecto de ampliación de cobertura del SNT el tamaño del proyecto se refiere a las capacidades de los elementos de transmisión y transformación, a la descripción de las características de las subestaciones en cuanto a la configuración de interruptores y de otras dotaciones técnicas como los sistemas de mando y control.

Deberá describirse o especificarse la siguiente información:

- Niveles de tensión de líneas y subestaciones.
- Capacidad de transferencia de potencia de las líneas a construir [MW].
- Longitud de las líneas.
- Número y capacidad de los transformadores a instalarse [MVA].
- Configuración de interruptores (interruptor simple, doble, interruptor y medio, interruptor simple + interruptor auxiliar, barra simple + barra de transferencia, etc.).

Las capacidades de transferencia y de transformación deberán justificarse con el crecimiento esperado de la potencia máxima demandada.

La decisión de instalación de un transformador de gran capacidad para satisfacer el crecimiento futuro de la demanda deberá ser evaluada versus la alternativa de instalar inicialmente un transformador de menor capacidad y en el futuro instalar un segundo transformador para atender la demanda.

Cuando se diseña la subestación con configuración diferente de interruptor simple, deberá de justificarse la decisión.

B. Proyectos de ampliación de la capacidad de transmisión

El crecimiento normal de las cargas (la demanda de electricidad) en los sistemas interconectados provoca en algún momento la saturación de los elementos de transmisión por el incremento de los flujos de potencia. El propósito de estos proyectos es satisfacer la demanda de capacidad de transferencia en el Sistema Nacional de Transmisión.

Proyectos de este tipo son: Adición de transformadores, sustitución de transformadores por nuevos de mayor capacidad, construcción de una nueva línea de refuerzo.

Un caso especial sería el cambio de nivel de tensión en un subsistema del SNT, lo cual consiste en la sustitución de líneas y subestaciones por nuevos elementos diseñados para operar a una tensión mayor, permitiendo la posibilidad de transferir mayor potencia y reducir pérdidas, entre otras ventajas.

No ejecutar un proyecto de ampliación de capacidad en el sistema de transmisión es restringir oferta, y por lo tanto, habría demanda insatisfecha, lo cual en términos operativos implicaría a partir de algún momento empezar a racionar.

1. Análisis de la Demanda

Se analiza la demanda vista como la potencia que requiere transportarse de un punto a otro del sistema. Debe indicarse:

- El flujo máximo actual [MW].
- La Proyección anual del flujo [MW].

La Demanda de capacidad de transmisión de líneas y transformadores en sistemas mallados se determina por medio de análisis eléctricos que estiman los flujos resultantes a

través de los elementos del sistema. Estos estudios se realizan con herramientas computacionales (modelos de redes). La ejecución aceptable de este análisis supone el ajuste de la generación de acuerdo a un despacho económico, y un escalamiento de las cargas del sistema basado en tasas de crecimiento esperadas.

En el caso de requerirse ampliación de capacidad de alimentadores radiales, o de transformadores que alimentan sistemas radiales, para estimar el requerimiento futuro de transferencia, debe proyectarse el crecimiento de la demanda máxima coincidente de las cargas (consumidores) conectadas al sistema radial.

En el caso de la ampliación de capacidad de transformación para el servicio transmisión – distribución, el crecimiento de la demanda en la zona de influencia es estimada por la empresa distribuidora de energía, la cual cuenta con información precisa estimada a partir de registros históricos de mediciones e información de requerimientos futuros de los clientes comerciales e industriales.

2. Análisis de la Oferta

Se analiza la oferta de la capacidad de transmisión de los elementos del sistema en riesgo de sobrecarga, en la condición Sin Proyecto.

- Capacidad máxima de transmisión.
- Limitaciones técnicas.

3. Balance Oferta-Demanda

Realizar la comparación de la oferta 'sin proyecto' y la cantidad demandada, para cada año del horizonte de evaluación. De esta comparación se obtiene la demanda potencial insatisfecha o déficit de oferta, el cual será satisfecho por el proyecto, total o parcialmente.

4. Análisis de Alternativas

Deben postularse las alternativas técnicas que pudieran cumplir con el fin para el cual está concebido el proyecto y mostrar los resultados del análisis que llevaron a descartarlas. La operación de centrales de generación distribuida tiene como efecto la reducción de los flujos de potencia por el sistema de transmisión y, por lo tanto, son proyectos alternativos a la ampliación de capacidad de transmisión. Obviamente, para considerar la operación de generación habrá que tomar en cuenta su despacho económico. Para evaluar la alternativa habría que comparar el incremento en el costo de operación anual del sistema, versus el costo anual equivalente de la inversión en el proyecto de ampliación de capacidad de transmisión.

a. Localización

Tratándose de un proyecto de ampliación de capacidad de transmisión, la localización deberá definir:

- Si se trata de ampliar la capacidad de transformación, identificar la subestación y su ubicación.
- Si se trata de construcción de una línea, identificar las subestaciones enlazadas y la ruta posible.

b. Tamaño del proyecto

El tamaño de un proyecto de ampliación de capacidad está en dependencia de la evolución de los flujos de potencia transferidos a través del elemento que pretende reforzarse. Como se dijo, la determinación de los requerimientos de capacidad se realiza por medio de análisis eléctricos que estiman los flujos resultantes a través de los elementos del sistema.

En un proyecto de ampliación de capacidad el tamaño del proyecto se refiere a la capacidad de las líneas y/o transformadores que serán instalados con el proyecto.

Deberá especificarse la siguiente información:

- Capacidad de transferencia de potencia de las líneas a construir [MVA].
- Número y capacidad de los transformadores a instalarse [MVA].

La decisión de las capacidades de líneas o transformadores a instalar deberá justificarse con el crecimiento esperado de la potencia máxima demandada.

La decisión de instalación de un transformador de gran capacidad para satisfacer el crecimiento futuro de la demanda deberá ser evaluada versus la alternativa de instalar inicialmente un transformador de menor capacidad y en el futuro instalar un segundo transformador para atender la demanda.

C. Aseguramiento del suministro eléctrico

Las líneas y transformadores en un sistema de transmisión se ven expuestos a fallas imprevistas (contingencias) que eventualmente provocan su desconexión y, por lo tanto, su indisponibilidad temporal (o permanente) para transmitir el flujo eléctrico. La desconexión fortuita de un elemento de transmisión puede generar diversas consecuencias en dependencia del flujo que normalmente transporta y su ubicación en la topología de la red de transmisión: Pérdida de generación, pérdida de cargas, sobrecarga en otros elementos de la red por redistribución de flujos, salida en cascada de otros elementos, pérdida de estabilidad, e incluso puede ser causa de colapso parcial o total del sistema interconectado nacional. Todas las consecuencias mencionadas provocan costos a la sociedad debido a la interrupción del suministro de electricidad.

Las consecuencias de las contingencias son identificadas analizando el comportamiento del sistema interconectado con la ayuda de herramientas computacionales (simuladores de red). Las contingencias son clasificadas de acuerdo a su severidad en cuanto a la magnitud de las consecuencias potenciales.

En la formulación del proyecto debe de describirse el mecanismo o lógica de cómo la contingencia origina las consecuencias e indicar la cantidad de Megawatts de carga o generación (o las dos cosas) que pudieran desconectarse como efecto final de la contingencia; asimismo identificar la zona de localización de los usuarios afectados, y describir las características de su demanda(horas de máxima demanda, media y mínima, cuánto corresponde a la demanda industrial, residencial, comercio, gobierno, alumbrado público) y uso de la energía. Todas esas variables permitirán valorar el 'daño' o pérdida económica debido a las fallas provocadas por la contingencia.

El diseño del sistema de transmisión debe garantizar su operación bajo estándares de calidad, seguridad y desempeño aun ante la salida fortuita de uno o más elementos. Esta es la razón por la cual las redes de transmisión deben de contar con refuerzos que creen redundancias, o vías alternas para transferir la potencia, de tal manera que permitan anular o amortiguar las consecuencias derivadas de las contingencias.

Todas las consecuencias de las contingencias en elementos de transmisión provocan costos a la sociedad debido a la interrupción del suministro de electricidad. La ejecución de un proyecto de aseguramiento del sistema de transmisión debe ser, por tanto, evaluada considerando como beneficio **el costo evitado** a la sociedad al anular o amortiguar las consecuencias derivadas de la falla.

El propósito de estos proyectos es garantizar en alguna medida el suministro continuo de electricidad.

Los proyectos de este tipo son similares a los de ampliación de capacidad del sistema de transmisión aunque se diferencian por su propósito: Adición de transformadores de potencia, construcción de una nueva línea de refuerzo.

1. Análisis de la Demanda

Se analiza la demanda vista como la potencia que requeriría transportarse de un punto a otro del sistema en caso de ocurrir la contingencia en el elemento que pretende respaldarse. Debe indicarse:

- El flujo máximo actual por el elemento a reforzar [MW].
- La proyección anual del flujo máximo por el elemento a reforzar [MW].

La Demanda de capacidad de transmisión de líneas y transformadores en sistemas mallados se determina por medio de análisis eléctricos que estiman los flujos resultantes a través de los elementos del sistema. Estos estudios se realizan con herramientas computacionales (modelos de redes), y la ejecución aceptable de este análisis supone el ajuste de la generación de acuerdo a un despacho económico, y un escalamiento de las cargas del sistema basado en tasas de crecimiento esperadas.

En el caso de requerirse ampliación de capacidad de alimentadores radiales, o de transformadores que alimentan sistemas radiales, para estimar el requerimiento futuro de transferencia, debe proyectarse el crecimiento de la demanda máxima coincidente de las cargas (consumidores) conectadas al sistema radial.

En el caso de la ampliación de capacidad de transformación para el servicio transmisión – distribución, el crecimiento de la demanda en la zona de influencia es estimada por la empresa distribuidora de energía, la cual cuenta con información estimada a partir de registros históricos de mediciones e información de requerimientos futuros de electricidad de los clientes comerciales e industriales.

2. Análisis de la Oferta

Cuando ocurre una contingencia en el sistema de transmisión, la distribución de los flujos derivados en los elementos disponibles de la red no es equitativa debido a que se distribuyen en función de características eléctricas de la red. En otras palabras, se observa

mayor “preferencia” de la potencia de fluir a través de una línea determinada o un transformador determinado llegando a sobrecargarse antes de que se cope la capacidad disponible de otros elementos.

En la situación “sin proyecto” se analiza la oferta de capacidad de transmisión de los elementos que quedan en operación, y que asumen la transferencia de la potencia derivada del elemento bajo contingencia. Asimismo, se debe brindar la información referente a las estadísticas de ocurrencia de la contingencia del elemento. Debe indicarse:

- Capacidad máxima de transmisión del o los elementos que asumen los flujos derivados.
- Número de veces que ocurre la contingencia al año.
- Tasa de indisponibilidad del elemento de transmisión cuya contingencia motiva el proyecto.

3. Balance Oferta - Demanda

Realizar la comparación de la capacidad máxima de transmisión de el o los elementos que asumen los flujos derivados ‘sin proyecto’ (luego de la contingencia) y la demanda, para cada año del horizonte de evaluación. El balance debe demostrar que en algún momento llega a existir déficit de capacidad de transferencia en el sistema, dada la contingencia del elemento que pretende respaldarse con la ejecución del proyecto. Este déficit de oferta debería de ser satisfecho total o parcialmente por el proyecto.

4. Optimización de la situación Sin Proyecto

Debe plantearse cuáles serían las acciones o inversiones de bajo costo que pudieran ejecutarse en el sistema de transmisión y cuyo efecto sería reducir o amortiguar la afectación que produciría la contingencia. Un ejemplo de estas inversiones o acciones sería la implementación de esquemas de control suplementarios.

5. *Análisis de alternativas*

Deben postularse las alternativas técnicas que pudieran cumplir con el fin para el cual está concebido el proyecto y mostrar los resultados de análisis que llevaron a descartarlas. Proyectos excluyentes pueden ser la construcción de una línea u otra, o ampliar la capacidad de transformación-transmisión en alguna subestación en vez de construir una línea.

a. Localización

La localización deberá definir:

- Si se trata de instalar transformadores, identificar la subestación y su ubicación.
- Si se trata de construcción de una línea, identificar las subestaciones enlazadas y la ruta posible de la línea.

b. Tamaño del proyecto

El tamaño de un proyecto de aseguramiento del suministro eléctrico en el sistema de transmisión depende de la evolución de los flujos máximos de potencia que habrían de transferirse cuando ocurre la contingencia que motiva el proyecto. Como se dijo, la determinación de los requerimientos de capacidad se realiza por medio de análisis eléctricos que estiman los flujos resultantes a través de los elementos del sistema.

En un proyecto de aseguramiento del suministro eléctrico en el sistema de transmisión el tamaño del proyecto se refiere a la capacidad de las líneas y/o transformadores que serán instalados con el proyecto. Deberá especificarse la siguiente información:

- Capacidad de transferencia de potencia de las líneas a construir [MVA].
- Número y capacidad de los transformadores a instalarse [MVA].

La decisión de las capacidades de líneas o transformadores a instalar deberá justificarse con el crecimiento esperado de los flujos a transferir en caso de ocurrir la contingencia.

D. Proyectos de mejoramiento de la calidad del servicio

El servicio de transmisión debe realizarse bajo estándares de calidad, seguridad y desempeño. En cuanto a la calidad del servicio, las normativas de Nicaragua y del mercado eléctrico regional especifican rangos de operación del voltaje en los nodos del sistema de transmisión, ante condición normal del sistema y ante contingencias.

La determinación de los requerimientos de compensación se realiza a través de estudios eléctricos con la ayuda de herramientas computacionales (simuladores de red) analizando los perfiles de voltaje en los nodos del sistema de transmisión ante diversos escenarios de demanda y generación. Comúnmente, en los sistemas de transmisión, en los escenarios de alta demanda se presentan nodos con bajo voltaje y en los escenarios de baja demanda se presentan nodos con alto voltaje. La condición de bajo voltaje de los nodos está asociada al déficit de potencia reactiva (déficit de reactivos), mientras que las condiciones de alto voltaje están asociadas a exceso de potencia reactiva en el sistema de transmisión.

En los sistemas interconectados existen diversas formas de control del voltaje: control de reactivos a través de los generadores, ajustes de taps en transformadores e instalación de elementos para el aporte de reactivo (instalación de capacitores) o para el consumo de reactivo (instalación de reactores).

La motivación de los proyectos de mejoramiento de la calidad del servicio de transmisión es la corrección del voltaje en los nodos de la red, para que operen dentro de los rangos normados. Este fin se logra por medio de la instalación de capacitores o reactores. También existen otros dispositivos para el ajuste del voltaje como por ejemplo los compensadores estáticos (SVC) y los compensadores estáticos síncronos (STATCOM) pero en la actualidad no se han usado en Nicaragua.

En el documento de formulación, para el planteamiento del problema debe de describirse la condición del voltaje en los nodos, indicarse los valores mínimos y máximos que se

obtienen como resultados del estudio eléctrico, indicando los escenarios de demanda y generación bajo los cuales se obtuvieron dichos resultados. También deben mostrarse los resultados obtenidos en la condición 'con proyecto'.

Para la consideración de un proyecto para mejoramiento de voltajes por medio de compensación reactiva, debe tomarse en cuenta la planificación futura de la red, puesto que la construcción futura de una línea de transmisión, instalación de nuevos generadores o el crecimiento de la carga pudiera en algún momento cambiar la condición que pretende corregirse.

Debido a que con el proyecto se pretende finalmente cumplir normas técnicas, este tipo de proyectos debe ejecutarse al mínimo costo y evaluar las alternativas por el método costo – eficiencia.

1. Análisis de la Demanda

Se analiza la demanda vista como la potencia reactiva que se requiere en un nodo o en el sistema para alcanzar el nivel de voltaje dentro de los rangos normados. Debe indicarse:

- Requerimiento de potencia reactiva [MVAR].

La cantidad del requerimiento se indica con signo positivo o negativo, dependiendo si se trata de la instalación de capacitores o reactores respectivamente.

2. Análisis de la Oferta

Indicar si hay capacitores o reactores instalados en el punto o en el sistema y la capacidad de los mismos, en la condición Sin Proyecto.

- Capacidad instalada de potencia reactiva [MVAR].
- Limitaciones técnicas.

3. Balance Oferta - Demanda

No es requerido presentar este análisis.

4. Análisis de alternativas

Deben postularse las alternativas técnicas (si las hay) que pudieran cumplir con el fin para el cual está concebido el proyecto y mostrar los resultados de análisis que llevaron a descartarlas.

a. Localización

La localización deberá identificar la subestación donde será instalado el equipo y su ubicación.

b. Tamaño del proyecto

El tamaño del proyecto lo determina la demanda de potencia reactiva. Deberá especificarse la siguiente información:

- Requerimiento de potencia reactiva [MVAR].

La cantidad del requerimiento se indica con signo positivo o negativo, dependiendo si se trata de la instalación de capacitores o reactores respectivamente.

IV. Formulación de Proyectos de Distribución

El fin del proyecto es suministrar electricidad. El proyecto consiste en la construcción de una red eléctrica en media tensión, para conectar a los beneficiarios al resto del sistema nacional interconectado o bien integrarlos como parte de un sistema aislado con sistema autónomo de generación.

La motivación del proyecto puede ser una mejor alternativa de suministro de electricidad a los beneficiarios (suministro a menor costo, suministro más seguro, eliminar la restricción que impone la capacidad limitada de oferta) o bien simplemente suministrar electricidad a una población que carece completamente del servicio.

A. Análisis de la Demanda

Se analiza la demanda existente o potencial de la población beneficiaria. Para efectos de hacer estimaciones precisas considerando características de consumo diferentes, conviene analizar la demanda por separado por tipo de consumidores (existentes o potenciales) de acuerdo al uso que se da a la energía (consumidores residenciales, comerciales, industriales y alumbrado público). Asimismo debe hacerse el análisis inicialmente de la demanda desagregada, esto es, para los consumidores residenciales hacer las estimaciones por familia, para los consumidores comerciales hacer las estimaciones por consumidor comercial y para los consumidores industriales presentar estimaciones de demanda por consumidor industrial. Así la demanda unitaria de potencia para los consumidores residenciales debería expresarse en unidades [KW/familia]; y la demanda mensual de energía debería expresarse en [kWh/mes-familia].

Por tipo de consumidor debería presentarse la siguiente información:

- Número de consumidores (Residencias, Comercios, Industrias).
- Demanda máxima unitaria de potencia Sin Proyecto (si la hay) [kW].
- Proyección anual de la Demanda máxima unitaria de potencia Con Proyecto [kW].
- Demanda estimada unitaria de energía Sin Proyecto (si la hay) [kWh/mes o año].
- Estimación del consumo inicial unitaria de energía Con Proyecto [kWh/mes o año].
- Proyección anual del consumo unitaria de energía Con Proyecto [kWh/año].
- Precio de Demanda de la energía consumida Sin Proyecto (si hay) [\$ X kWh]
- Precio estimado de la energía Con Proyecto [\$ X kWh]

A partir de la información desagregada deben presentarse los siguientes datos:

- Demanda máxima total de potencia Sin proyecto (si la hay) [KW].
- Demanda estimada de energía Sin Proyecto (si la hay) [kWh o MWh/mes o año].
- Estimación del consumo inicial de energía Con Proyecto [kWh o MWh/mes o año].
- Proyección anual del consumo de energía Con Proyecto [kWh o MWh/año].

B. Análisis de la Oferta

Se analiza la oferta del suministro de electricidad (si la hay) en la condición Sin Proyecto. Los beneficiarios del proyecto pueden ser la población que carece por completo de una fuente de electricidad (no hay oferta) o bien que ya cuente con alguna fuente de suministro cuya capacidad de proveer electricidad restringe el consumo (P. ej. Paneles solares, moto-generadores, o incluso proveerse de electricidad por medio de conexiones técnicamente inadecuadas).

Debe darse información sobre:

- Capacidad de oferta de potencia, energía [MW], [MWh/año].
- Precio de oferta de la energía [\$/ kWh].
- Restricciones de la oferta (técnicas o de cualquier tipo).

C. Balance Oferta - Demanda

En el caso del proyecto que conectará alguna población que cuenta con suministro de electricidad en un sistema aislado, debe compararse la oferta 'sin proyecto' y la cantidad demandada, para cada año del horizonte de evaluación. De esta comparación se obtiene la demanda potencial insatisfecha o déficit de oferta, el cual será satisfecho por el proyecto, total o parcialmente. Si la oferta es inexistente el déficit corresponderá a la totalidad de la demanda potencial estimada.

Puede ser que no exista demanda insatisfecha en la situación sin proyecto, en este caso, el proyecto se plantea como la alternativa de suministro económicamente más eficiente.

D. Análisis de alternativas

Deben postularse las alternativas técnicas (si las hay) que pudieran cumplir con el fin para el cual está concebido el proyecto y mostrar los resultados de análisis que llevaron a descartar la alternativa.

1. Localización

La localización deberá definir:

- Macro y micro-localización e inclusión de mapa de localización de la zona de influencia.
- Subestaciones con las que estará conectada el proyecto y su localización.

2. Tamaño del proyecto

El tamaño de un proyecto de Distribución está en dependencia de la demanda que será atendida por el proyecto. La demanda máxima de potencia y su proyección futura definirá los requerimientos de ingeniería, capacidad de conductores eléctricos y capacidad requerida de transformadores. La demanda de energía es importante en la determinación de la viabilidad económica o financiera.

Deberá describirse o especificarse la siguiente información:

- Capacidad de suministro de potencia [MW].
- Kilómetros de red a instalar.
- Nivel de voltaje de la red.
- Número y capacidad de los transformadores a instalarse [MVA].

Parte 4

Evaluación del Proyecto

En esta sección se presentan las consideraciones técnicas y metodológicas para evaluar proyectos de energía. El análisis es específico por tipología de proyecto: generación, transmisión y distribución.

I. Aspectos generales

Como se sabe, la evaluación de un proyecto consiste en comparar los costos y beneficios esperados con la finalidad de definir la viabilidad o conveniencia de ejecutarlo. El problema de la evaluación consiste en identificar, medir y cuantificar correctamente los costos y beneficios que son realmente atribuibles al proyecto. En el presente capítulo se presentan las metodologías de evaluación para los proyectos de energía eléctrica, abordando las particularidades para cada tipo de proyecto (generación, transmisión y distribución) en la identificación, cuantificación y valoración de costos y beneficios.

Se presentan 3 metodologías particulares para el cálculo de los beneficios, que abarcan todos los tipos de proyectos descritos en el capítulo de aspectos técnicos.

- 1- Metodología para proyectos de generación local, ampliación de cobertura del sistema de transmisión y electrificación rural por extensión de red de distribución.
- 2- Metodología para proyectos de generación conectados al SIN.
- 3- Metodología para proyectos aseguramiento del suministro eléctrico por el sistema de transmisión.

Las metodologías están basadas en el enfoque de eficiencia económica que en resumen plantea la conveniencia de una intervención económica que tiene como efecto en la sociedad el aumento del consumo de bienes (o servicios) y la reducción de los precios. El enfoque parte de tres postulados básicos:

1. El beneficio de consumir una unidad adicional de un bien o servicio para un comprador es medido por su precio de demanda; así la Curva de Demanda Individual de un bien representa la máxima disposición a pagar de un individuo por consumir distintas unidades del bien, por lo tanto, el área bajo la curva de demanda refleja el cambio en el bienestar del individuo al variar el consumo del bien.
2. El costo marginal social de producir una unidad adicional de un bien o servicio para un proveedor es medido por su precio de oferta; así la Curva de Oferta de un bien representa

el costo marginal de producción de cada unidad del bien para el oferente, por lo tanto, el área bajo la curva de oferta refleja el costo de oportunidad al variar la producción de ese bien.

3. El valor relativo de una unidad de beneficio es igual en todos los agentes de la sociedad sin aplicar ponderaciones distributivas (el valor de un Dólar de beneficio para uno, vale tanto como un Dólar de beneficio para otro).

Por tanto, de acuerdo al enfoque de eficiencia, la sociedad debe maximizar la disponibilidad de bienes (o servicios) para el consumo, produciéndolos al menor costo posible.

En esta guía, las metodologías abordan los aspectos conceptuales de los efectos directos del proyecto. Los efectos indirectos no son tema de análisis en este documento debido a que por tratarse normalmente de proyectos marginales, sus impactos en los equilibrios de otros mercados relacionados serían despreciables. Los ejemplos prácticos se limitan a evaluar únicamente los efectos directos, debido a que en la práctica las externalidades son de difícil medición y cuantificación. Los análisis se realizan bajo los supuestos generales de que se trata de mercados perfectamente competitivos, carentes de distorsiones.

A. Indicadores de la evaluación económica

Para medir la bondad del proyecto, se determinarán los siguientes indicadores:

VANBE: Valor Actual Neto de los Beneficios Económicos.

TIRE: Tasa Interna Retorno Económico.

RBC: Relación Beneficio – Costo.

B. Conceptos

Antes de pasar a describir las metodologías particulares para la evaluación de cada tipo de proyecto de energía eléctrica, se hace una revisión de los conceptos más importantes que son de referencia común en la evaluación de proyectos.

Proyectos estructurales: La cantidad producida del bien es tan grande que altera el equilibrio de mercado, reduciendo el precio de oferta y desplazando la producción de antiguos oferentes.

Proyectos marginales: Su oferta adicional en el mercado no afecta el equilibrio manteniéndose por lo general el precio original de oferta.

Efectos directos: Son los efectos del proyecto en el mercado del bien o servicio que produce.

Efectos Indirectos: Son los efectos del proyecto en los mercados de los bienes relacionados a los bienes o servicios que produce el proyecto.

Externalidades: Son costos (externalidades negativas) o beneficios (externalidades positivas) provocados por la producción o el consumo de algún bien o servicio, y cuyo efecto social no es incorporado en el precio de mercado del mismo. Una externalidad la provoca un agente económico (productor o consumidor) sobre otro u otros que no intervienen en ese mercado.

C. Factores de Corrección: Precios de mercado a precios sociales

Los factores de corrección se utilizan para reflejar el verdadero costo para la sociedad de usar los factores requeridos en la actividad de ejecución, operación y mantenimiento de los proyectos. Los factores de corrección ajustan los precios de mercado para obtener los precios sociales, de tal forma que se aíslan las distorsiones. Se presentan los factores de corrección (FC) para los siguientes factores:

- **Bienes no transables:** Son todos aquellos bienes que por su naturaleza no es posible intercambiarlos internacionalmente o cuyo costo de transacción es muy elevado.
- **Bienes transables:** Son bienes susceptibles a ser comercializados internacionalmente, es decir sujetos a ser exportados o importados.
- **Mano de obra calificada:** Se refiere a trabajadores que desempeñan actividades cuya ejecución requiere estudios previos o vasta experiencia.

- **Mano de obra no calificada:** Se refiere a trabajadores que desempeñan actividades cuya ejecución no requiere de estudios ni experiencia previa.
- **Precio social de la divisa:** El precio de mercado de la divisa es diferente del precio social debido a la existencia de distorsiones por aranceles y/o subsidios a la importación y a la exportación de bienes.
- **Tasa Social de Descuento:** Representa el costo de oportunidad en que incurre la sociedad al hacer uso de recursos para financiar los proyectos.

II. Metodología de evaluación para proyectos de generación local, ampliación de cobertura del sistema de transmisión y electrificación rural por extensión de red de distribución

Los proyectos de generación local, de ampliación de cobertura de la red de transmisión y los de electrificación por extensión de red de distribución generan el mismo tipo de beneficios en sus usuarios. En la situación Sin Proyecto, los beneficiarios de estos proyectos se caracterizan por carecer por completo del suministro de electricidad (no hay oferta) o bien, utilizan fuentes de energía alternativa que sirven para satisfacer en alguna medida la demanda del servicio cuyos usos finales generalmente son iluminación y radio recepción. Estas fuentes alternativas de energéticos suelen ser velas o kerosene (para iluminación) y baterías (para uso en linternas y radios). La condición Sin Proyecto es restrictiva para el aumento del consumo de energía por cuanto el uso de las fuentes energéticas alternativas son de baja eficiencia y muy costosas para los fines mencionados, y por otro lado no permiten otras aplicaciones distintas a las mencionadas.

El objetivo del proyecto es suministrar energía eléctrica para satisfacer la demanda (existente o futura) de los beneficiarios, ofertando a los beneficiarios un suministro de energía menos costoso y compatible para ampliar el universo de aplicaciones (uso de aparatos eléctricos). La reducción del costo de la energía supondrá un aumento en la cantidad demandada y la posibilidad de dar nuevos usos a la energía supondrá un cambio en la función de Demanda.

A. Estimación de los beneficios

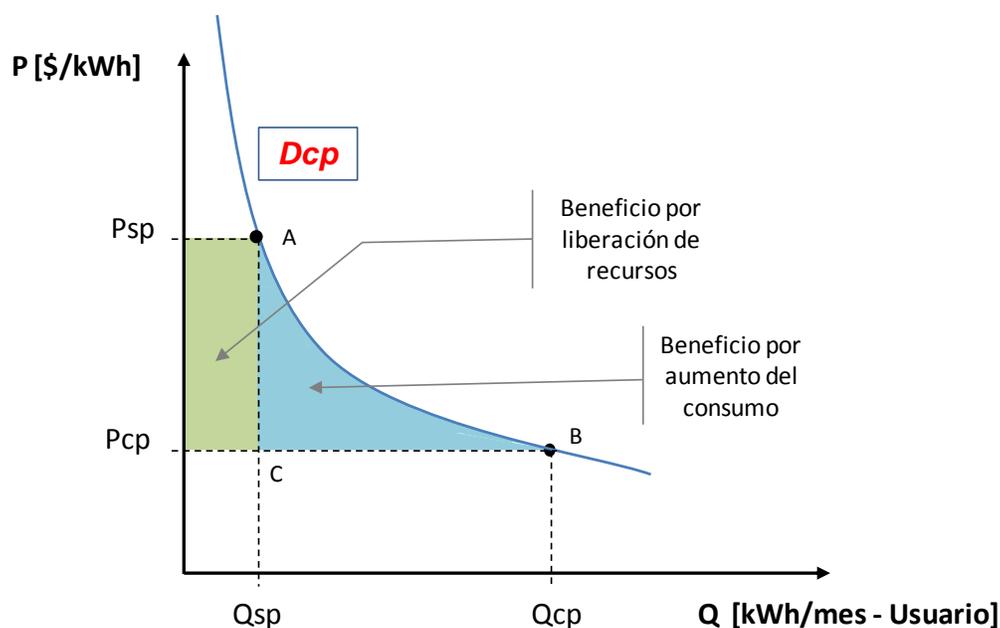
En el Gráfico 1 se representa la demanda unitaria mensual de energía para las situaciones “Sin Proyecto” y “Con Proyecto”. Es conveniente realizar el análisis en forma desagregada (unitaria) para cada tipo de consumidor, y luego de estimar sus beneficios, proceder a hacer el cálculo para toda la población beneficiaria agregada. Debe entenderse como demanda unitaria, a la correspondiente a una familia, a un consumidor industrial o a un consumidor comercial.

En el análisis del Gráfico 1 se identifican los beneficios sociales por los cambios en los excedentes de los consumidores. Se hacen las siguientes consideraciones.

D: Función de Demanda unitaria Con Proyecto. Se considera una función hiperbólica.

Pcp: Precio Con Proyecto, considerado el precio de oferta al costo marginal de producción de la energía.

Gráfico 1: Equilibrio de mercado Sin Proyecto y Con Proyecto



1. Equilibrio en la Situación "Sin Proyecto"

Las aplicaciones limitadas del recurso energético alternativo y su alto costo son condiciones restrictivas para el aumento de la demanda. El punto de equilibrio en la situación Sin Proyecto es el punto A (Q_{sp} , P_{sp}), donde el consumo unitario mensual es la cantidad Q_{sp} al precio P_{sp} .

2. Equilibrio en la Situación "Con Proyecto"

D representa la curva de Demanda. A partir de la puesta en operación del proyecto debido a la disponibilidad de energía eléctrica, a precio de oferta menor, y debido a las posibilidades de uso de la energía, se crean nuevos hábitos y necesidades de consumo, por tanto aumenta la cantidad demandada. Así, con el proyecto, el precio de oferta se reduce de P_{sp} a P_{cp} , y la cantidad demandada aumenta de Q_{sp} a Q_{cp} , encontrándose el nuevo punto de equilibrio 'con proyecto' en el punto B (P_{cp} , Q_{cp}).

D está dada por la función hiperbólica $Q = a * P^\eta$

Donde:

η_t es la elasticidad-precio de la Demanda. El subíndice t indica que se trata del valor de la elasticidad de la demanda para el año t, valor que deberá calcularse para cada año.

$$\eta_t = \frac{\ln\left(\frac{Q_{sp}}{Q_t}\right)}{\ln\left(\frac{P_{sp}}{P_t}\right)}$$

a_t es una constante cuyo valor debe ser calculada para cada año t del horizonte de evaluación. La constante está definida por la expresión:

$$a_t = \frac{Q_{sp}}{P_{sp}^{\eta_t}}$$

3. Identificación de beneficios directos

Liberación de recursos: En la situación sin proyecto, los beneficiarios consumían la cantidad de energía Q_{sp} , a un precio P_{sp} . En la situación con proyecto, los beneficiarios podrán acceder a consumir esa misma cantidad de energía (Q_{sp}) pero a un precio inferior P_{sp} , lo que significa un ahorro de recursos para la población beneficiaria. El beneficio por Liberación de recursos se muestra en el gráfico acotado por el rectángulo **PspACPcp**.

Aumento del consumo: En la situación con proyecto, debido a nuevos usos de la energía y precio de oferta menor, los beneficiarios aumentan su consumo, pasando de Q_{sp} a Q_{cp} , la energía será consumida al precio P_{cp} . Debido a que la curva de demanda representa la máxima disposición a pagar por la última unidad consumida de Q_{cp} , el beneficio por Aumento de consumo está acotado por el área **ABC**.

4. Valoración de los beneficios directos para un mes

Los beneficios sociales directos del proyecto se calculan como la suma de los beneficios sociales identificados, cuyo valor está dado por sus áreas.

Liberación de Recursos = Área **PspACPcp**

Beneficio por Liberación de Recursos = **(Psp – Pcp) x Qsp**

Beneficio por Aumento del Consumo = Área **ABC**

$$\text{Área ABC} = \left[\eta * \frac{\left[Q_{cp}^{\frac{1+\eta}{\eta}} - Q_{sp}^{\frac{1+\eta}{\eta}} \right]}{\frac{1}{a_1^{\eta}} * (1+\eta)} \right] - (Q_{cp} - Q_{sp}) * P_{cp}$$

Por tanto, el beneficio directo neto total para un mes será:

$$BN_{MES} = [Q_{sp} * (P_{sp} - P_{cp})] + \left[\eta * \frac{\left[Q_{cp}^{\frac{1+\eta}{\eta}} - Q_{sp}^{\frac{1+\eta}{\eta}} \right]}{\frac{1}{a_1^{\eta}} * (1+\eta)} \right] - (Q_{cp} - Q_{sp}) * P_{cp} (\$/mes - familia)$$

Generalizando la fórmula, para los años siguientes del horizonte de evaluación, donde la cantidad demandada por familia habrá variado debido a posibles mejoras del ingreso familiar (principalmente), se define Q_{cp} en forma general como Q_t , y la fórmula del beneficio mensual BN_{mes} queda en la forma:

$$BN_{MES} = [Q_{sp} * (P_{sp} - P_{cp})] + \left[\eta * \frac{\left[Q_t^{\frac{1+\eta}{\eta}} - Q_{sp}^{\frac{1+\eta}{\eta}} \right]}{a_t^{\frac{1}{\eta}} * (1+\eta)} \right] - (Q_t - Q_{sp}) * P_{cp} \text{ (\$/mes - familia)}$$

5. Cuantificación de beneficios directos anuales

Para cada año t , los beneficios totales vendrán dados por la expresión:

$$BN_t = BN_{MES} * 12 * N_t \text{ (\$/año)}$$

Donde: $t = 1, 2, \dots, n$... indicará el correspondiente año que se evalúa. N corresponde al número de familias beneficiarias en el año t . Para los años 2... hasta n , hay que considerar el crecimiento de la población.

B. Evaluación

Se realiza el cálculo del Valor Actual Neto de los Beneficios Económicos (VANBE) trayendo a valor presente los beneficios anuales que produciría el proyecto, y restándole el valor presente de los COyM anuales, y de las inversiones.

$$VANBE = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{BN_t}{(1+r)^t} - \sum_{t=1}^n \frac{CT_t}{(1+r)^t}$$

Donde:

I_0 : Es el monto de la inversión en el año cero del horizonte de evaluación.

BN_t : Es el valor neto de los beneficios en el año t .

CT_t : Es el valor de los costos totales en el año t .

r : Es la tasa social de descuento (TSD) vigente en el país.

C. Recomendaciones sobre la proyección de la demanda

Las zonas beneficiarias de los proyectos de electrificación, generalmente se componen de poblaciones pobres. El aumento de la demanda de electricidad depende directamente del aumento del ingreso de los usuarios. En la práctica, se sabe que la demanda de electricidad de una familia pobre tiene muy poca variación con el paso del tiempo. Cuando entra en servicio un proyecto de electrificación, se esperaría un importante aumento relativo de la demanda en los primeros 2 ó 3 años debido a la implementación del uso de la electricidad (adquisición de aparatos eléctricos), luego la demanda se estabiliza y experimentará poca variación.

Un caso especial sería, por ejemplo, cuando el acceso a la electricidad apalanque el desarrollo de algún potencial económico de la zona de influencia, sin embargo, para efectos de hacer estimaciones realistas de los beneficios del proyecto, en la etapa de Preinversión este tipo de supuesto debe de ser muy bien sustentado. Por lo anterior, para hacer una proyección realista de la demanda en la zona de influencia, se recomienda:

1. Realizar ajuste de función de demanda para los primeros 3 años del horizonte de evaluación, considerando un crecimiento razonable debido a la implementación del uso de la electricidad en la zona de influencia.
2. Realizar ajuste de función de demanda cada 5 años del horizonte de evaluación, considerando un crecimiento razonable debido al aumento acumulado del ingreso en la población beneficiaria. Por ejemplo, calcular la demanda del año 5 como 10% mayor que la demanda del año 4, en vez de hacer incrementos de 2% cada año.
3. Para el resto de años, calcular el beneficio social del año tomando en cuenta solamente el incremento de la población, el cual se debe considerar en la variable N_t .

D. Secuencia de pasos para el cálculo del beneficio unitario – mes

1. **Determinación de Qsp**, definida como la cantidad de energía alternativa que consume una familia al mes en la situación Sin Proyecto. Hay valores característicos de consumo en dependencia de la característica de la población (ingresos, localización). Para iluminación puede suponerse el uso de kerosene para lámparas y baterías para uso en radio receptores. Qsp debe de ser expresado en kWh equivalentes al mes. A manera de ejemplo se muestra la tabla siguiente donde se expresan la energía equivalente de las fuentes alternativas de energía, se estima su consumo mensual, el costo y el gasto del mes por la energía equivalente.

Tabla 2. Estimación del consumo y precio implícito 'sin proyecto'

Energético alternativo	Uso	Factor de conversión	Cantidad/mes	Unidades	Precio Unitario	Gasto mensual (US\$)	Consumo equivalente (kwh/mes)
Keroseno	Iluminación	0.875	15	Litros	0.96	12.60	13.129
Pilas	Radiorecepción	0.056	8	Unidades	0.5	4	0.448
					Total	16.60	13.58

De la tabla anterior se deduce que una familia en zona rural consume 13.58 kWh/mes y su gasto es de \$12.58/mes. Así se determina:

$$Q_{sp}=13.58 \text{ kWh/mes-familia.}$$

2. **Determinación de Psp**, el precio Sin Proyecto es dado por:

$P_{sp} = \frac{G_{sp}}{Q_{sp}}$ donde Gsp es el gasto mensual por la energía Sin Proyecto, en nuestro ejemplo

Gsp = 12.83 \$/mes-familia, por tanto:

$$P_{sp} = \frac{16.60 \frac{\$}{\text{mes-fam}}}{13.58 \frac{\text{kWh}}{\text{mes-fam}}}$$

$P_{sp} = 1.223 \text{ \\$/kWh}$
--

3. **Determinación de Qcp:** En comunidades que carecen de electricidad o incluso las que ya poseen fuentes alternativas (generadores para uso doméstico), la demanda al inicio de operación del proyecto puede estimarse por cualquiera de los siguientes métodos.

-Método de preferencias declaradas: Realización de encuestas.

-Método de asimilación: Tomando como referencia los consumos de una población con características similares (socioeconómicas, medioambientales) a la de la población beneficiaria y cuyo servicio eléctrico es prestado bajo las mismas condiciones que prevé el proyecto.

Como valor de ejemplo, para realizar cálculos, se considera que **Qcp = 55 kWh/mes.**

4. **Determinación del Pcp:** Es el precio de oferta. Suponiendo que se trata de un proyecto de electrificación por conexión de la comunidad al SIN, consideremos, por ejemplo un precio dado por la tarifa del bloque de consumo respectivo **Pcp= 0.2623 \\$/kWh. Pt será el valor del precio de demanda para los años t=2, 3,... n. Pudiera considerarse la variación del precio de demanda debido a la tarifa aplicable por bloque de consumo (en caso de proyectos de electrificación por extensión de red con conexión al SIN); o bien para simplificar puede considerarse constante para todos los años.**

5. **Determinación de Qt:** Siendo Qt la cantidad de energía que ha de consumir una familia en el año t, habrá que considerar una tasa de crecimiento de esa cantidad demandada (leer las recomendaciones sobre la proyección de la demanda). Como ejemplo, sea que la cantidad demandada por una familia, crece 10% entre el año 1 y 2, se tendría:

$$Q1=Qcp=55.0 \text{ kWh/mes}$$

$$Q2 = Qcp*(1+0.1)$$

$$Q_2 = 55 * 1.1$$

$$Q_2 = 60.5 \text{ kWh/mes}$$

6. **Determinación de η_t** (elasticidad precio de la demanda para el año t del horizonte de

evaluación). Calculando para el año 1, $\eta_t = \frac{\ln\left(\frac{Q_{sp}}{Q_t}\right)}{\ln\left(\frac{P_{sp}}{P_t}\right)}$,

$$\eta_1 = \frac{\ln\left(\frac{13.58}{55}\right)}{\ln\left(\frac{1.223}{0.262}\right)} = -0.9078$$

Calculando para el año 2: Siendo $Q_t = Q_2 = 60.5 \text{ kWh/mes}$, y $P_2 = P_1 = P_{cp} = 0.2623 \text{ \$/kWh}$

$$\eta_2 = \frac{\ln\left(\frac{13.58}{60.5}\right)}{\ln\left(\frac{1.223}{0.262}\right)} = -0.9697$$

7. Determinación del valor de a_t : Q_{sp} y P_{sp} son los valores Sin Proyecto, el valor de la constante a_t va a variar únicamente por η_t .

$$a_t = \frac{Q_{sp}}{P_{sp}^{\eta_t}}$$

Calculando para el año 1; $\eta_1 = -0.9078$

$$a_1 = \frac{13.58}{1.223^{-0.9078}} = 16.303$$

Calculando para el año 2; $\eta_2 = -0.9697$

$$a_2 = \frac{13.58}{1.223^{-0.9697}} = 16.507$$

8. Realizar el cálculo del Beneficio Neto del Mes

$$BN_{MES} = [Q_{sp}*(P_{sp}-P_{cp})] + \left[\eta * \frac{\left[Q_t^{\frac{1+\eta}{\eta}} - Q_{sp}^{\frac{1+\eta}{\eta}} \right]}{a_t^{\frac{1}{\eta}}*(1+\eta)} \right] - (Q_t - Q_{sp}) * P_{cp} (\$/mes - familia)$$

Calculando para el año 1:

BN_{MES}

$$= [13.58*(1.223-0.2623)] + \left[(-0.9078) * \frac{[0.665 - 0.767]}{(12.605)*(0.0921)} \right] - (55-13.58)*0.2623 \quad (\$/mes - familia)$$

$$BN_{MES} = [13.046] + [0.07945] - [10.8644] \quad (\$/mes - familia)$$

Donde:

Beneficio por ahorro de recursos: 13.046 \$/mes-familia.

Beneficio por aumento de consumo: -10.785 \$/mes-familia.

El valor negativo indica que el costo del suministro es muy grande en comparación con el excedente del consumidor que percibe la familia por aumento del consumo.

Beneficio neto mensual (año 1) = 2.261 \$/mes-familia

9. Realizar el cálculo del Beneficio Neto del año 1: Supondremos una cantidad de familias beneficiarias N = 300 familias en el año 1.

$$BN_t = BN_{MES} * 12 * N_t (\$/año)$$

$$BN_1 = 2.261 \text{ \$/mes * fam} * 12 \text{ meses/año} * 350 \text{ familias}$$

$$BN_1 = 9,496.2 \text{ \$/año}$$

III. Metodología de evaluación de proyectos de generación conectados al SIN

A. Aspectos generales

Como en todo proceso de producción, generar energía eléctrica tiene costos asociados. La energía eléctrica se produce con diversas tecnologías que utilizan procesos diversos para transformar distintas formas de energía primaria en energía eléctrica. Las tecnologías y la eficiencia de los procesos determinan los costos de generación.

La energía suministrada a los usuarios que se encuentran conectados al Sistema Interconectado Nacional, es producida por diversos generadores, con diversas tecnologías. Cada generador tiene su función particular de costo de producción que define el precio con que oferta su generación de energía en el mercado. El Centro Nacional de Despacho de Carga, se encarga de realizar el “Despacho económico de generación” en el cual se optimiza el uso del parque de generadores disponibles, de tal manera que la energía total requerida para satisfacer la demanda nacional sea producida al menor costo posible.

Desde el punto de vista del interés social, el objetivo de los proyectos de generación que se conectan al SIN es producir energía a un “bajo costo”, tal que en el nuevo equilibrio de mercado se produzca el desplazamiento de la oferta de otros generadores cuyo costo de producción es mayor. De esta forma se estaría reduciendo el costo total de generación en el país, teniendo como beneficio social el ahorro de costos.

La metodología consiste en calcular la diferencia entre los costos totales anuales de generación en las situaciones “Con Proyecto” y “Sin Proyecto”, y estimar los beneficios sociales debido a la reducción de costos. La metodología es presentada y explicada por medio de un caso de ejemplo.

B. El costo total de generación

El Despacho económico dicta la programación de los generadores que estarán inyectando energía al sistema para cada hora del día. La programación responde a un orden de mérito

de acuerdo al costo de producción; así se prioriza la entrada de los generadores con menor costo, y subsecuentemente entran los generadores de costo mayor, hasta satisfacer la demanda en cada hora, tanto de potencia como de energía. Debido a que la demanda varía entre horas, para cada hora del día, habrá un costo total de generación en dependencia de los generadores que hayan sido despachados para satisfacer la demanda.

C. Los bloques de demanda

En la planificación de corto plazo, la programación anual de la generación se realiza para 5 bloques característicos de Demanda. Los bloques de demanda se identifican del 1 al 5, correspondiendo el bloque #1 al bloque de Demanda Máxima. No precisamente el bloque de demanda máxima es el de más energía en el año. Cada bloque de demanda contiene el total de horas del año cuya demanda típica corresponde al bloque; así el bloque #1 contiene el total del número de horas del año en que ocurre la demanda máxima en el sistema. La suma de las horas contenidas en los 5 bloques, corresponde al total de horas de un año (8760 horas).

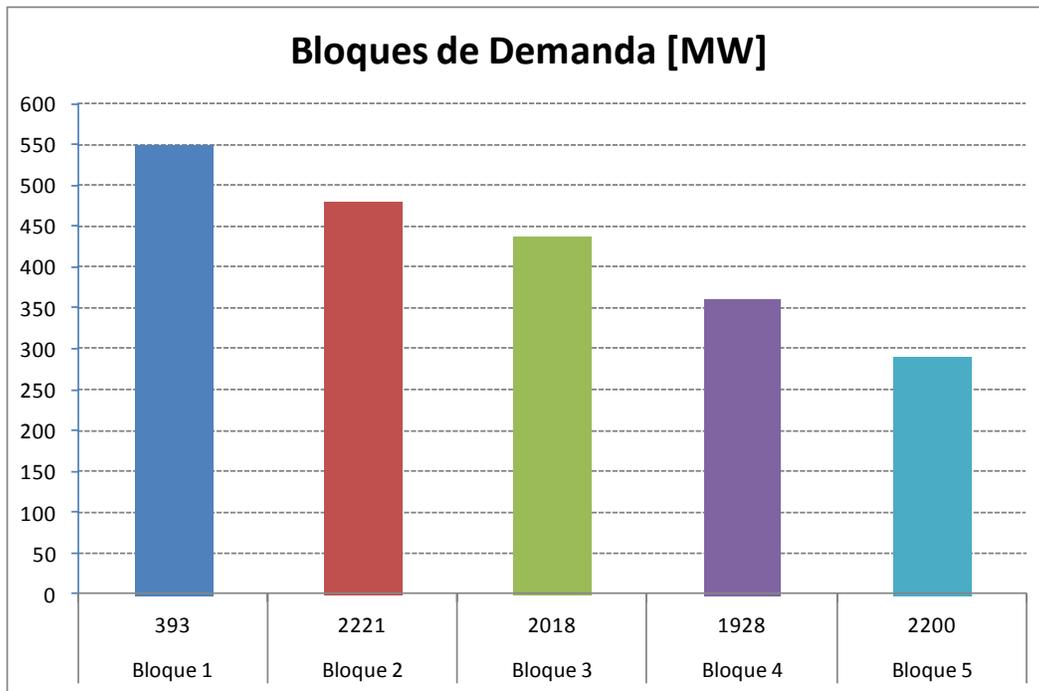
D. Análisis de la situación Sin Proyecto

Se analizará un caso hipotético para el sistema nacional. En la Tabla 3 se muestran los datos de demanda para los bloques del 1 al 5, estimados para el año 2012. En el Gráfico 2 se ilustran los bloques de demanda de potencia. El eje vertical indica el valor de los Megavatios (MW), y el eje horizontal muestra para cada bloque el número de horas en el año en que ocurre ese valor característico de la demanda.

Tabla 3. Demanda de potencia y energía por bloque

Bloque	Horas /año	Demanda de Potencia [MW]	Demanda de energía [GWh]
Bloque 1	393	550	216.15
Bloque 2	2221	480	1066.08
Bloque 3	2018	436	879.85
Bloque 4	1928	361	696.01
Bloque 5	2200	291	640.20
Total energía			3498.29

Gráfico 2. Bloques de demanda de potencia



1. Despacho de generación “Sin Proyecto”

La Tabla 4 muestra el conjunto de generadores disponibles para satisfacer la demanda, indicándose su capacidad y su costo variable de generación.

Tabla 4. Parque de generación disponible

Central	CVg [\$/MWh]	Orden de mérito	Capacidad Instalada [MW]
Eólicas	10.0	1	60.0
Geo 1	25.0	2	70.0
Hidro 1	27.0	3	100.0
Hidro 2	33.0	4	50.0
Térmica 1	150.0	5	60.0
Térmica 2	160.0	6	120.0
Térmica 3	250.0	7	150.0

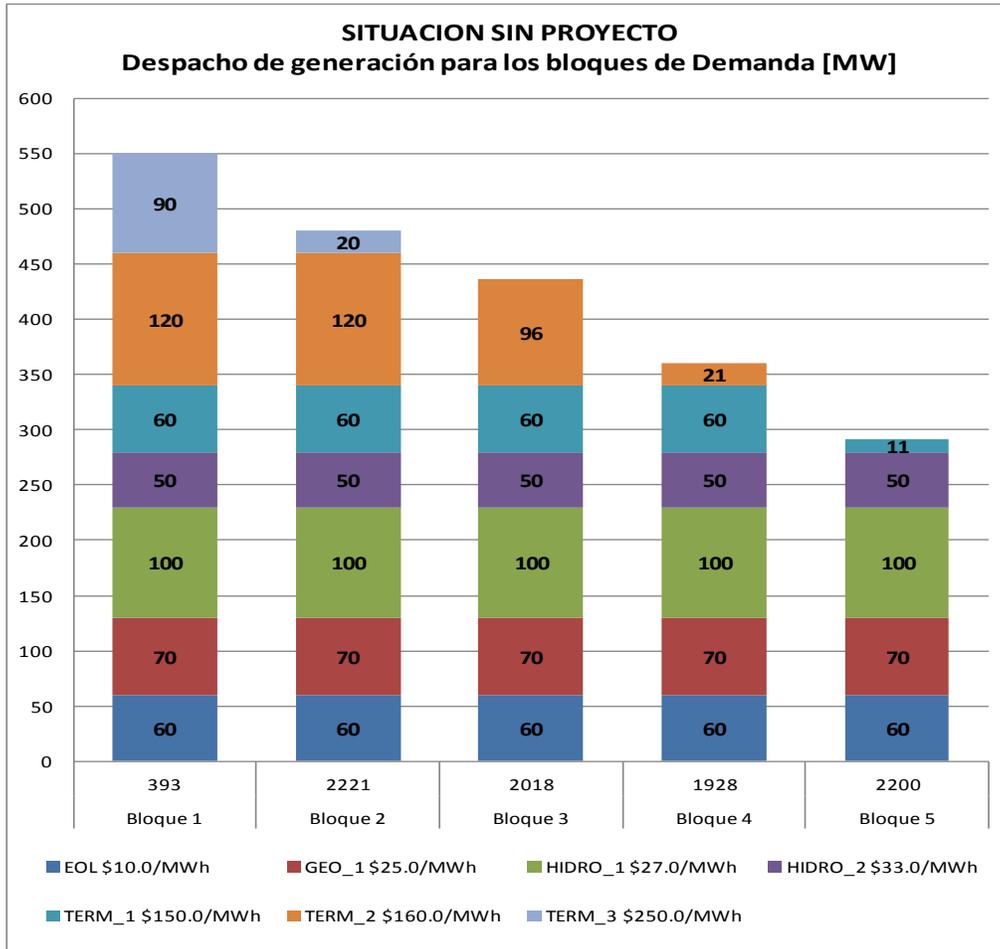
De acuerdo al criterio del despacho económico, la demanda en cada bloque deberá ser satisfecha al menor costo, así, se aplica un programa de generación con las máquinas disponibles asignando un orden de entrada de menor a mayor costo marginal de producción hasta satisfacer la demanda total del bloque. La Tabla 5 muestra el programa de despacho de generación para cada bloque en la situación Sin Proyecto. Se verifica que la demanda de potencia es satisfecha en cada bloque.

Tabla 5. Programa de despacho de generadores “Sin Proyecto”

Central	CVg [US\$/MWh]	Orden de mérito	Despacho [MW]				
			Bloque 1 [MW]	Bloque 2 [MW]	Bloque 3 [MW]	Bloque 4 [MW]	Bloque 5 [MW]
EOL	10.00	1	60	60	60	60	60
GEO 1	25.00	2	70	70	70	70	70
HIDRO 1	27.00	3	100	100	100	100	100
HIDRO 2	33.00	4	50	50	50	50	50
TERM_1	150.00	5	60	60	60	60	11
TERM_2	160.00	6	120	120	96	21	0
TERM_3	250.00	7	90	20	0	0	0
MW totales			550	480	436	361	291

En el Gráfico 3 se ilustra la participación de los generadores en los respectivos bloques de demanda.

Gráfico 3. Despacho de generadores para cada bloque de demanda



2. Cálculo del Costo total anual de generación “Sin Proyecto”:

- a. Se realiza el cálculo de la energía total producida por cada generador en cada bloque de Demanda.

$$E_i = \sum \frac{G_{ik} * T_k}{1000} \text{ [GWh/año]}$$

Donde G_i es la potencia despachada en MW para el generador “i”, en el bloque de demanda k. T es la cantidad de horas del bloque k.

- b. Se realiza el cálculo del costo de generación anual de cada generador, multiplicando el costo marginal de generación del generador “i” por su energía producida durante el año.

$$CG_i = CMg_i * E_i[\$/año]$$

- c. Se calcula el Costo Total de Generación para el año, sumando los Costos de generación anuales individuales de cada generador.

$$CTG_{Año} = \sum CG_i[\$/año]$$

En el ejemplo que analizamos, de acuerdo al despacho económico, el Costo Total de Generación en la situación “Sin Proyecto” para el año 2012 es de: **US\$ 228,972,860**. La tabla 5 muestra los valores de energía generada por cada central en cada bloque de demanda, la energía total generada por cada central durante el año (E_i), el costo de generación anual de cada generador (CG_i), y en la parte inferior de la columna CG_i se muestra el Costo Total de Generación del año (CGT). Se verifica que la cantidad de energía generada durante el año es **3,498 GWh**, igual a la demanda total esperada.

Tabla 6. Cálculo del Costo Total de Generación Sin Proyecto

Central	CVg [US\$/MWh]	Generado por bloque [GWh]					E _i Energía generada [GWh/año]	CG _i Costo [US\$]
		Bloque 1	Bloque 2	Bloque 3	Bloque 4	Bloque 5		
EOL	10.00	23.58	133.26	121.08	115.68	132.00	525.60	\$5256,000.0
GEO 1	25.00	27.51	155.47	141.26	134.96	154.00	613.20	\$15330,000.0
HIDRO_1	27.00	39.3	222.1	201.8	192.8	220.00	876.00	\$23652,000.0
HIDRO_2	33.00	19.65	111.05	100.9	96.4	110.00	438.00	\$14454,000.0
TERM_1	150.00	23.58	133.26	121.08	115.68	24.20	417.80	\$62670,000.0
TERM_2	160.00	47.16	266.52	193.728	40.488	0.00	547.90	\$87663,360.0
TERM_3	250.00	35.37	44.42	0.00	0.00	0.00	79.79	\$19947,500.0
						Total	3498.29	\$228972,860.0

E. Análisis de la Situación Con Proyecto

Un proyecto pretende la construcción de una nueva central de generación Hidroeléctrica (HIDRO_3) con una capacidad de 30 MW. La inversión estimada es de US\$ 54 millones. Se estima su costo marginal de generación $CVg = 28.0$ U\$/MWh. El período de ejecución de la inversión es de tres años. Las obras comenzaron a ejecutarse en el año 2009 y el proyecto estará entrando en operación en el año 2012.

1. Despacho de generación “Con Proyecto”

Siendo el costo variable de producción de 28.0 U\$/MWh, la nueva central HIDRO_3, se ubicará en la posición 4 del orden de mérito, después de la central HIDRO_1 cuyo CVg es de 27 \$/MWh, y antes de la central HIDRO_2 cuyo CVg es de 33.0 \$/MWh. En la Tabla 7 se muestra el conjunto de generadores disponibles para satisfacer la demanda, incluyendo a la nueva central HIDRO_3, indicándose el orden de mérito para despacho.

Tabla 7. Parque de generación disponible “Con Proyecto”

Central	CVg [\$/MWh]	Orden de mérito	Cap. Instalada [MW]
Eolicas	10.0	1	60.0
Geo 1	25.0	2	70.0
Hidro 1	27.0	3	100.0
Hidro 3	28.0	4	30.0
Hidro 2	33.0	5	50.0
Térmica 1	150.0	6	60.0
Térmica 2	160.0	7	120.0
Térmica 3	250.0	8	150.0

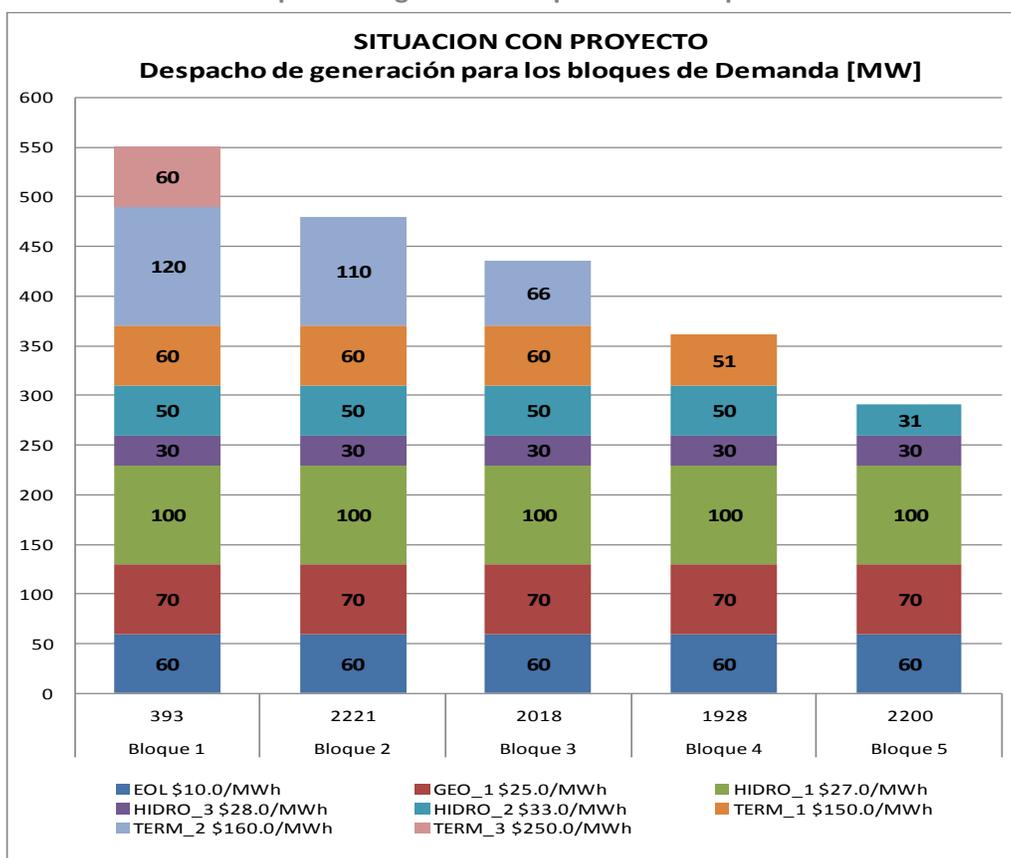
De acuerdo al despacho económico, la central HIDRO_3 ingresaría al programa de generación desplazando la producción del generador que se encuentra marginando en cada bloque de demanda. La tabla 8 muestra el programa de despacho de generación para cada bloque en la situación “Con Proyecto”.

Tabla 8. Programa de despacho de generadores “Con Proyecto”

Central	CVg [US\$/MWh]	orden de mérito	Despacho [MW]				
			Bloque 1 [MW]	Bloque 2 [MW]	Bloque 3 [MW]	Bloque 4 [MW]	Bloque 5 [MW]
EOL	10.00	1	60	60	60	60	60
GEO 1	25.00	2	70	70	70	70	70
HIDRO 1	27.00	3	100	100	100	100	100
HIDRO 3	28.00	4	30	30	30	30	30
HIDRO 2	33.00	5	50	50	50	50	31
TERM_1	150.00	6	60	60	60	51	
TERM_2	160.00	7	120	110	66		
TERM_3	250.00	8	60				
MW totales			550	480	436	361	291

En el gráfico 4 se ilustra la participación de los generadores en los respectivos bloques de demanda.

Gráfico 4. Despacho de generadores para cada bloque de demanda



Analizando el programa de despacho de la situación “Con Proyecto” se observa que efectivamente ocurre una reducción de la generación de las centrales que se encontraban “marginando” en cada bloque de demanda. En término de la potencia, en cada bloque de demanda la suma total de la reducción de la producción de las otras centrales, es igual a los 30 MW que aporta la nueva central HIDRO_3. Así, debido a su costo de producción, se ve afectado el despacho de las centrales TERM_1, TERM_2, TERM_3, e HIDRO_2. Para apreciar cómo se modificó el despacho, la Tabla 9 muestra los valores de potencia (MW) despachados en las situaciones “Sin Proyecto” y “Con Proyecto” para las centrales afectadas.

Tabla 9. Diferencia en la Potencia despachada “Sin Proyecto” - “Con Proyecto”

	HIDRO_2 [MW]		TERM_1 [MW]		TERM_2 [MW]		TERM_3 [MW]	
	SP	CP	SP	CP	SP	CP	SP	CP
BLOQUE 1	50	50	60	60	120	120	90	60
BLOQUE 2	50	50	60	60	120	110	20	0
BLOQUE 3	50	50	60	60	96	66	0	0
BLOQUE 4	50	50	60	51	21	0	0	0
BLOQUE 5	50	31	11	0	0	0	0	0

La Tabla 10 muestra la reducción en la energía generada (GWh) por las plantas afectadas en el despacho por la puesta en operación de la central HIDRO_3.

Tabla 10. Diferencias en la Energía generada “Sin Proyecto” y “Con Proyecto”

	HIDRO_2 [GWh]		TERM_1 [GWh]		TERM_2 [GWh]		TERM_3 [GWh]	
	SP	CP	SP	CP	SP	CP	SP	CP
BLOQUE 1	19.65	19.65	23.58	23.58	47.16	47.16	35.37	23.58
BLOQUE 2	111.05	111.05	133.26	133.26	266.52	244.31	44.42	0
BLOQUE 3	100.9	100.9	121.08	121.08	193.728	133.188	0	0
BLOQUE 4	96.4	96.4	115.68	98.328	40.488	0	0	0
BLOQUE 5	110	68.2	24.2	0	0	0	0	0

2. Cálculo del Costo total anual de generación “Con Proyecto”:

Se realiza el mismo procedimiento de cálculo descrito en la situación “Sin Proyecto”. Para la situación “Con Proyecto”, la Tabla 11 muestra los valores de energía generada por cada central en cada bloque de demanda, la energía total generada por cada central durante el año (E_i), el costo de generación anual de cada generador (CG_i), y en la parte inferior de la columna CG_i se muestra el Costo Total de Generación del año (CGT). El Costo Total de Generación en la situación “Con Proyecto” resulta: **US\$ 194,948,480**. Se verifica que la cantidad de energía suplida en el año en la situación “Con Proyecto” **3,498 GWh**, es la misma que en la situación “Sin Proyecto”. Es de notar que el CGT “Con Proyecto” es menor que el CGT “Sin Proyecto”.

Tabla 11. Cálculo del Costo Total de Generación “Con Proyecto”

Central	CVg [US\$/MWh]	Generado por bloque [GWh]					E_i Energía generada [GWh/año]	CGi Costo [US\$]
		Bloque 1	Bloque 2	Bloque 3	Bloque 4	Bloque 5		
EOL	10	23.58	133.26	121.08	115.68	132.00	525.60	\$5256,000.0
GEO 1	25	27.51	155.47	141.26	134.96	154.00	613.20	\$15330,000.0
HIDRO_1	27	39.3	222.1	201.8	192.8	220.00	876.00	\$23652,000.0
HIDRO_3	28	11.79	66.63	60.54	57.84	66.00	262.80	\$7358,400.0
HIDRO_2	33	19.65	111.05	100.9	96.4	68.20	396.20	\$13074,600.0
TERM_1	150	23.58	133.26	121.08	98.328	0.00	376.25	\$56437,200.0
TERM_2	160	47.16	244.31	133.188	0	0.00	424.66	\$67945,280.0
TERM_3	250	23.58	0	0	0	0.00	23.58	\$5895,000.0
						Total	3498.29	\$194948,480.0

F. Identificación de los Beneficios

Los beneficios atribuibles al proyecto son el ahorro de costos de generación.

G. Cuantificación de los Beneficios

El beneficio anual se cuantifica por la diferencia del Costo Total de Generación (CGT) “Sin Proyecto” y “Con Proyecto”. Así, se define el beneficio para cada año t como:

$$B_t = CGT_t^{SP} - CGT_t^{CP}$$

Donde:

B_t : Es el Beneficio para el año t.

CGT_t^{SP} : Es el Costo Total de generación en la situación “Sin Proyecto” para el año t.

CGT_t^{CP} : Es el Costo Total de generación en la situación “Con Proyecto” para el año t.

En el caso analizado, tratándose del año 2012:

$$CGT_{2012}^{SP}: \$ 228,972,860$$

$$CGT_{2012}^{CP}: \$ 194,948,480$$

$B_{2012} = \$34,024,380$

El cálculo anterior también puede realizarse considerando únicamente lo relevante en el cambio de los costos de operación, que es la reducción de la energía generada de las centrales **HIDRO_2, TERM_1, TERM_2, y TERM_3**, sin embargo, si bien hubo una reducción de producción de dichas centrales y por tanto un **Beneficio bruto** por el ahorro de sus costos, la energía que dejaron de generar debió ser sustituida por la producción de la nueva central del proyecto HIDRO_3, entonces para calcular el **Beneficio neto** del año 2012 (B_{2012}) habrá que restar el costo de generación (CGi) de la central HIDRO_3.

A partir de las tablas 5 y tabla 10 se construye la tabla 11 que muestra la reducción de la energía generada por cada una de las centrales con despacho afectado. La diferencia (ΔE_i) es definida por la Energía generada Sin proyecto – Energía generada Con proyecto.

Tabla 12. Diferencia de generación y Ahorro de costos

	Total Generado Ei [GWh/año]		ΔEi [GWh/año]	CMg [\$/MWh]	Ahorro de Costos [\$]
	Ei SIN PROYECTO	Ei CON PROYECTO			
CENTRAL	A	B	C = A - B	D	F = (A - B) * D * 1000
HIDRO_2	438	396.2	41.8	33	\$1379,400.00
TERM_1	417.8	376.248	41.552	150	\$6232,800.00
TERM_2	547.896	424.658	123.238	160	\$19718,080.00
TERM_3	79.79	23.58	56.21	250	\$14052,500.00
				Total	\$41382,780.00

Por tanto el Beneficio bruto por ahorro de costos de generación es: **\$41,382,780**, y siendo que el costo de generación (CGi) de la nueva central HIDRO_3 es **\$7,358,400** (ver tabla 10), entonces el Beneficio del proyecto para el año 2012 es: **\$41,382,780 - \$7,358,400 = \$34,024,380**, el mismo valor de B_{2012} .

El cálculo de la Tabla 12 también se hace más simple restando los valores de las respectivas columnas CGi de las Tablas 6 y Tabla 11. Ver Tabla 13.

Tabla 13. Ahorro de Costos de generación por planta

	Total Generado Ei [GWh/año]		Ahorro de Costos [\$]
	CGi SIN PROYECTO [\$]	CGi CON PROYECTO [\$]	
HIDRO_2	14454000	13074600	\$1379,400.00
TERM_1	62670000	56437200	\$6232,800.00
TERM_2	87663360	67945280	\$19718,080.00
TERM_3	19947500	5895000	\$14052,500.00
		Total	\$41382,780.00

	CGi SIN PROYECTO [\\$]	CGi CON PROYECTO [\\$]	Ahorro de Costos [\\$]
HIDRO_2	14454000	13074600	\$1379,400.00
TERM_1	62670000	56437200	\$6232,800.00
TERM_2	87663360	67945280	\$19718,080.00
TERM_3	19947500	5895000	\$14052,500.00
		Total	\$41382,780.00

Evaluación

Se realiza el cálculo del Valor Actual Neto de los Beneficios Económicos (VANBE) trayendo a valor presente los beneficios anuales que produciría el proyecto, y restándole el valor presente de los COyM anuales, y de las inversiones.

$$VANBE = -I_0 - \sum_{t=1}^n \frac{I_t}{(1+r)^t} + \sum_{t=1}^n \frac{BN_t}{(1+r)^t} - \sum_{t=1}^n \frac{CT_t}{(1+r)^t}$$

IV. Metodología de evaluación de proyectos de aseguramiento del suministro eléctrico por el sistema de transmisión

A. Aspectos generales

El sistema de transmisión transporta la energía eléctrica producida por las centrales de generación hasta los centros de consumo. Los elementos principales del sistema de transmisión son las líneas y transformadores de potencia.

La desconexión fortuita de un elemento (disparo) puede tener consecuencias de diversas magnitudes en el sistema eléctrico interconectado dependiendo de la importancia funcional del elemento en la topología de la red, y de la condición de demanda del sistema. El evento puede provocar corte del suministro de electricidad. Los usuarios afectados por el corte del suministro pueden estar localizados en un área geográfica específica, o cuando se trata de un colapso total del sistema, los afectados son todos los usuarios conectados al SIN.

Los cortes del suministro de electricidad tienen un costo económico para los usuarios afectados. El valor de la Energía No Servida (ENS) está dado por el costo económico en el que los usuarios afectados incurren debido a las interrupciones. La cuantía del perjuicio por la interrupción del servicio depende de las horas en que ocurre, de las veces que el evento se repite en el año y del tiempo que tarda el restablecimiento del servicio. La valoración de la ENS depende del uso de la energía en las zonas afectadas.

En dependencia de la magnitud de las consecuencias de las fallas, se planifican los refuerzos al sistema de transmisión, que básicamente consisten en crear redundancias en la topología duplicando las vías de transferencia de potencia para garantizar el flujo de energía a las zonas de concentración de la demanda.

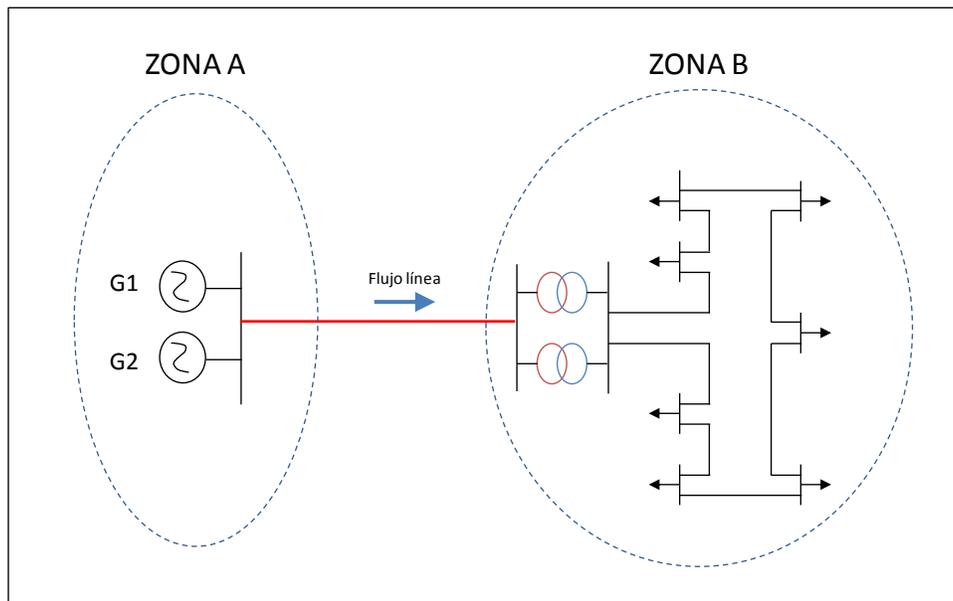
Los proyectos de aseguramiento del suministro eléctrico consisten en la construcción de nuevas líneas de transmisión o instalación de transformadores de potencia adicionales. Su motivación no responde a requerimientos de ampliación de capacidad para satisfacer la demanda si no que responde a la conveniencia de dar confiabilidad y continuidad al suministro de electricidad. Estos proyectos generan beneficios por costo evitado, debido a la reducción de la cantidad de Energía No Servida en el sistema eléctrico nacional.

En este apartado se presenta la metodología de estimación de los beneficios del proyecto a partir de la cuantificación y valoración de la energía no servida en un año, la cual sería evitada con la ejecución del proyecto. La metodología es presentada y explicada por medio de un caso de ejemplo.

B. Análisis de la situación Sin Proyecto

Se analizará el caso hipotético de dos zonas del Sistema Interconectado, según se ilustra en el Gráfico 5. En el gráfico se describe la situación donde una zona A cuenta con generación y, una zona B solamente concentra demanda y no cuenta con generación. La Zona A supe la totalidad de la demanda de energía de la zona B. La potencia que se transfiere de la zona A hacia la zona B, se transporta por medio de una línea de transmisión.

Gráfico 5 Transferencia de potencia entre zonas “Sin Proyecto”



La salida de la línea de transmisión que enlaza las zonas A y B implicará el corte total del suministro de electricidad a los usuarios de la zona B.

1. Tiempo de Interrupción (TI)

El tiempo de interrupción es el lapso en que los usuarios se mantienen sin el suministro de electricidad cada vez que ocurre un evento de interrupción. El TI lo determina el tiempo requerido para que se realicen todas las maniobras de normalización en el sistema. Después de una interrupción del tipo blackout parcial o total las operaciones pueden incluir la sincronización de generadores. Los plazos requeridos para la normalización pueden ser desde quince minutos hasta una hora. El tiempo de indisponibilidad del elemento de transmisión (en este ejemplo se trata de la línea de transmisión) solamente considera el lapso en que el elemento permanece desconectado, por lo tanto, realmente no cuantifica todo el tiempo en que los usuarios permanecen sin suministro de electricidad.

2. Caracterización de la demanda en la zona afectada

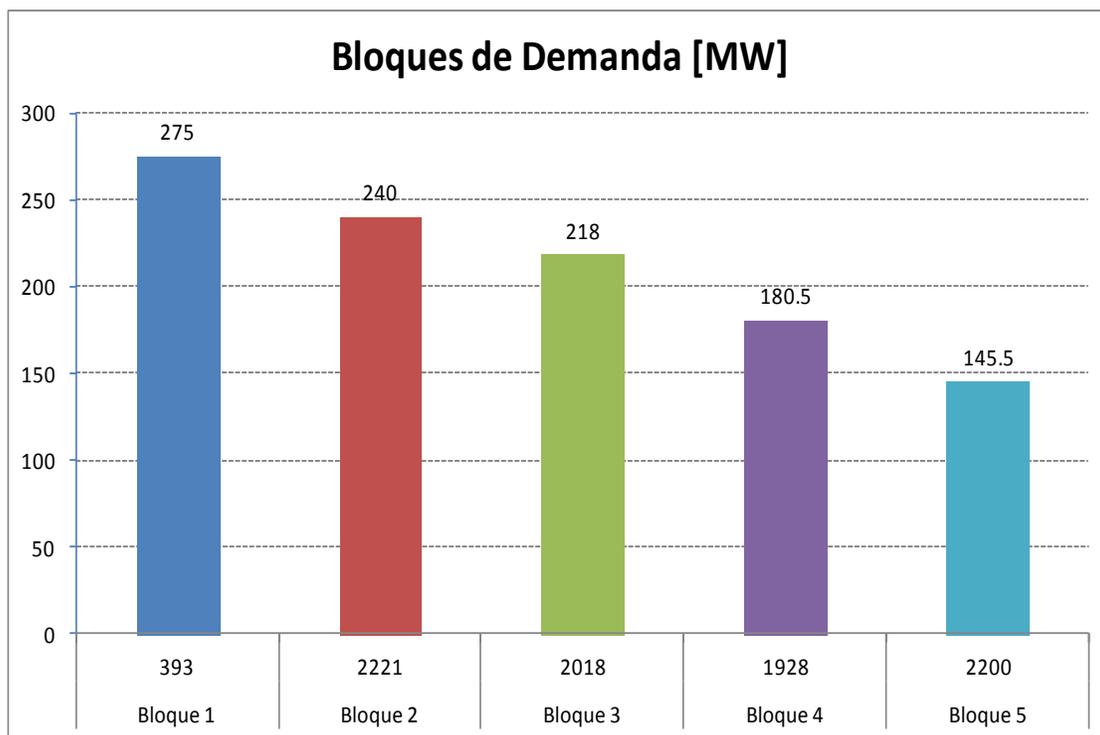
En la Tabla 14 se muestran los datos de los bloques característicos de demanda para la zona B, estimados para el año 2012.

Tabla 14 Demanda de potencia y energía por bloque

Bloque	Horas /año	Demanda de Potencia [MW]	Dem. de energía [GWh]
Bloque 1	393	275	108.075
Bloque 2	2221	240	533.04
Bloque 3	2018	218	439.924
Bloque 4	1928	180.5	348.004
Bloque 5	2200	145.5	320.1
		Total energía	1749.1

En el Gráfico 6 se ilustran los bloques de demanda de potencia. El eje vertical indica el valor de los Megavatios (MW), y el eje horizontal muestra para cada bloque el número de horas en el año en que se ocurre ese valor característico de la demanda.

Gráfico 6 Bloques de demanda de potencia



3. Cantidad Energía No Servida en un año

Interesa calcular la cantidad de Energía No Servida (ENS) en un año debido a la salida del elemento de transmisión. En general, la ENS en un evento se calcula como el producto de la Demanda de potencia interrumpida (D_{INT}) multiplicada por el tiempo de interrupción.

$$ENS_{Evento} = D_{INT} * TI$$

La Energía No Servida de un año estará dada por la ENS de un evento multiplicada por el número de veces que ocurre el evento en un año:

$$ENS_{Año} = D_{INT} * TI * n$$

Donde n: Es el número de eventos que se suscitan en un año.

4. Estimación de la ENS por bloque de Demanda

Debido a que las contingencias de elementos en el sistema de transmisión son eventos impredecibles y que la cantidad de ENS en un año, depende del valor de la demanda de potencia en la zona afectada al momento de ocurrir el evento, puede hacerse la estimación de la ENS de un año, para cada bloque de demanda, aplicando un factor que asigna una distribución de probabilidad de que ocurran los eventos en las horas correspondientes a cada bloque. Así el factor de distribución de probabilidad para un bloque de demanda (F_{Bi}) estará dado por el número de horas de duración del bloque divididas entre las 8,760 horas que contiene un año. Para el caso de ejemplo, a continuación se calculan los Factores de Distribución de probabilidad de incidencia de eventos en cada bloque de demanda. Se verifica que la sumatoria de los factores efectivamente resulta 1.

Otra forma de distribuir esos valores sería conociendo exactamente cuántas salidas del elemento ocurrieron en cada bloque de demanda. Esto requiere de un registro de eventos adecuado.

$$F_{B1} = \frac{393}{8760} = 0.04486 \text{ (Factor para el bloque de Demanda 1)}$$

$$F_{B2} = \frac{2221}{8760} = 0.25353 \text{ (Factor para el bloque de Demanda 2)}$$

$$F_{B3} = \frac{2018}{8760} = 0.23036 \text{ (Factor para el bloque de Demanda 3)}$$

$$F_{B4} = \frac{1928}{8760} = 0.2200 \text{ (Factor para el bloque de Demanda 4)}$$

$$F_{B5} = \frac{2200}{8760} = 0.25114 \text{ (Factor para el bloque de Demanda 5)}$$

El cálculo de la ENS para cada bloque de demanda se calculará como:

$$ENS_{Bi} = D_{INTBi} * TI * n * F_{Bi}$$

Donde:

ENS_{Bi} : Energía No Servida en el bloque i

D_{INTBi} : Demanda Interrumpida en el bloque i

$$ENS_{Bi} = D_{INTBi} * TI * n * F_{Bi}$$

Energía No Servida Total en el año será:

$$\sum_{i=1}^5 ENS_{Bi} = ENS_{B1} + ENS_{B2} + ENS_{B3} + ENS_{B4} + ENS_{B5}$$

A continuación se realiza el cálculo de la Energía No Servida para el año 2012, según los datos del ejemplo en desarrollo. Se considera la cantidad de salidas al año $n = 10$ eventos, y el Tiempo promedio de Interrupción $TI = 0.5$ horas/evento.

Energía No Servida estimada por bloque:

$$ENS_{B1} = 275 \text{ (MW)} * 0.5 \left(\frac{\text{horas}}{\text{evento}} \right) * 10 \text{ (eventos)} * 0.04486 = \mathbf{61.68 \text{ MWh/año}}$$

$$ENS_{B2} = 240 (MW) * 0.5 \left(\frac{horas}{evento} \right) * 10 (eventos) * 0.25353 = \mathbf{304.23MWh/año}$$

$$ENS_{B3} = 218 (MW) * 0.5 \left(\frac{horas}{evento} \right) * 10 (eventos) * 0.23036 = \mathbf{251.09MWh/año}$$

$$ENS_{B4} = 180.5 (MW) * 0.5 \left(\frac{horas}{evento} \right) * 10 (eventos) * 0.2200 = \mathbf{198.55MWh/año}$$

$$ENS_{B5} = 145.5 (MW) * 0.5 \left(\frac{horas}{evento} \right) * 10 (eventos) * 0.25114 = \mathbf{182.70MWh/año}$$

Energía No Servida Total para el año 2012:

$$ENS_{2012} = 61.68 + 304.23 + 251.09 + 198.55 + 182.70$$

$ENS_{2012} = \mathbf{998.25MWh/año}$

5. Proyección de la Energía No Servida

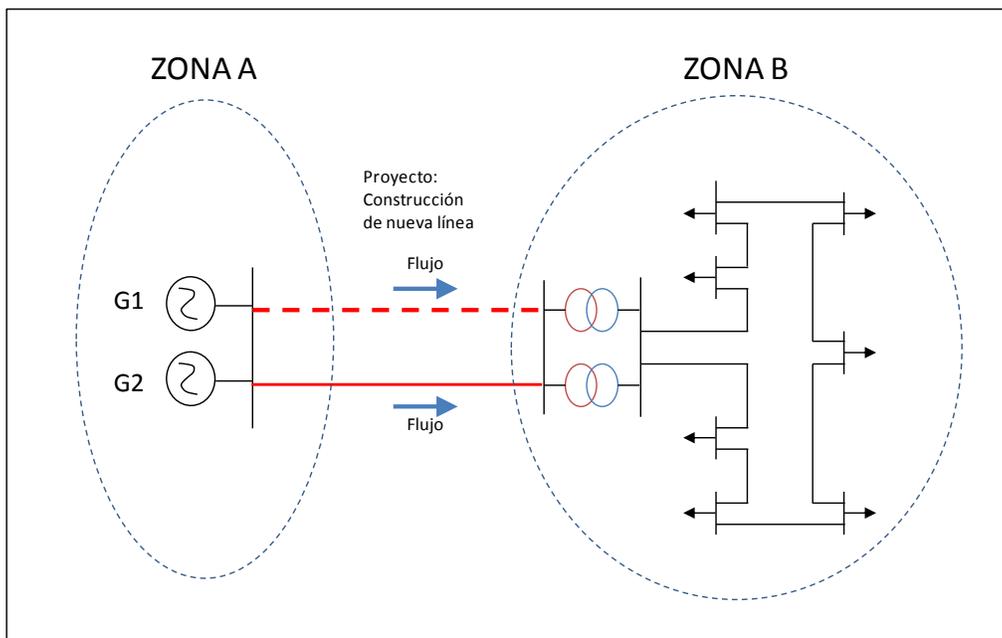
De los cálculos realizados se observa que la estimación de la ENS depende de la información de los bloques de demanda (Demanda de potencia y duración de los bloques), del tiempo de interrupción por evento (TI), y de la cantidad de eventos que suelen ocurrir en un año (n). En la planificación energética de mediano y largo plazo, se realizan las proyecciones de la demanda de electricidad caracterizando los 5 bloques de demanda para cada año de estudio. El tiempo de interrupción (TI), como se mencionó depende de las operaciones que normalmente realiza el CNDC para restituir el suministro de electricidad a la zona afectada, por tanto el lapso requerido puede considerarse invariable. En cuanto a la cantidad de veces que un elemento del sistema de transmisión puede desconectarse por falla es un valor impredecible, por tanto, es necesario estimar un valor representativo, de alta probabilidad de ocurrencia a partir de los valores registrados en estadísticas de años anteriores. Este valor puede ser seleccionado por mayor frecuencia de repetición, un valor medio localizado dentro un conjunto de datos

menos dispersos, un valor de alta probabilidad de Poisson. Debe justificarse la selección del valor de n.

C. Análisis de la situación Con Proyecto

Continuando con el análisis del caso hipotético, se ejecuta un proyecto cuyo fin es asegurar el suministro de electricidad en la zona B. El proyecto consiste en construir una línea de transmisión adicional con la misma capacidad de transporte que tiene la línea original. En el Gráfico 7 se ilustra la Situación “Con Proyecto”.

Gráfico 7 Transferencia de potencia entre zonas “Con Proyecto”



1. Cuantificación de la ENS por sectores de consumo

La interrupción del suministro de electricidad implica un costo económico para los usuarios por el cese del beneficio relacionado al uso de la electricidad. El costo económico de la Energía No Servida (ENS) depende del uso que se da a la energía. La valoración de la ENS, por tanto varía según el tipo de usuario, por tal razón, para hacer una estimación aproximada del costo de una interrupción conviene identificar la composición de tipos de usuarios en la zona afectada por el corte del suministro de electricidad. En la aplicación de

las tarifas en Nicaragua, los usuarios están clasificados según el uso de la energía: *Residenciales, Comercio, Industria, Irrigación, Bombeo y Alumbrado Público.*

a) Cálculo de factores de participación en el consumo por sector: Calculamos el peso del consumo de energía de cada sector, respecto al total. De acuerdo al INE⁴ para el año 2010 la energía vendida en el sistema interconectado totalizaron 2,418⁵GWh. La Tabla 15 muestra los consumos de energía en GWh por sector, y su factor de participación en el consumo total. Los factores de participación (FP) de cada sector en el consumo total de energía se calculan como el Consumo del sector dividido entre consumo total del SIN.

Tabla 15 Energía vendida en el SIN, por sector, año 2010
(Cuentas de gobierno distribuidas en resto de sectores)

SECTOR	GWh/año	Factor de Participación
RESIDENCIAL	800.89	0.3311
COMERCIAL	633.06	0.2617
INDUSTRIAL	578.87	0.2393
ALUM. PUB.	75.49	0.0312
IRRIGACION	65.55	0.0271
BOMBEO	180.07	0.0744
Grandes Consumidores	84.87	0.0351

En términos de la pérdida de beneficios por interrupción del servicio, los factores de participación pudieran integrarse asumiendo la inclusión de intereses. Por ejemplo, el Alumbrado Público pudiera integrarse con el sector residencial puesto que los usuarios residenciales serían los que percibirían la pérdida del beneficio por la carencia del alumbrado público. Los grandes consumidores pudieran integrarse en el sector industrial, de esa forma se resume el número de sectores en la Tabla 16.

⁴ INE; Series históricas 1991-2010; Ventas de Energía Eléctrica por bloques de consumo; publicación en sitio web.

⁵ No se incluye el consumo de las ciudades y comunidades de la RAAN y RAAS que están conectadas al SIN y que totaliza un consumo de 33.81 GWh.

Tabla 16 Participación en el consumo de energía, sectores integrados, año 2010

SECTOR	GWh/año	Factor de Participación
RESIDENCIAL	876.38	0.3623
COMERCIAL	633.06	0.2617
INDUSTRIAL	663.74	0.2744
IRRIGACION	65.55	0.0271
BOMBEO	180.07	0.0744

b) Distribución de la ENS según sector: Se calcula la cantidad de ENS en cada sector multiplicando la ENS total del año por el Factor de Peso (FP). Continuando con el ejercicio del caso de ejemplo que desarrollamos donde la ENS para el año 2012 resultó 998.25 MWh, procederemos a realizar el cálculo de la ENS correspondiente a cada sector. Es importante resaltar que en este ejemplo estamos considerando que los factores de participación son los mismos que los del SIN.

$$ENS_{Año-Sectorx} = ENS_{año} * F_P \left[\frac{MWh}{año} \right]$$

$$ENS_{2012-R} = 998.25 * 0.3623 = 361.670 \text{ MWh/año}$$

$$ENS_{2012-C} = 998.25 * 0.2617 = 261.242 \text{ MWh/año}$$

$$ENS_{2012-IN} = 998.25 * 0.2744 = 273.920 \text{ MWh/año}$$

$$ENS_{2012-IR} = 998.25 * 0.0271 = 27.052 \text{ MWh/año}$$

$$ENS_{2012-B} = 998.25 * 0.0744 = 74.270 \text{ MWh/año}$$

$$\text{Se verifica que: } \sum ENS_{Año-sectorx} = ENS_{Año}$$

$$\sum ENS_{2012-sectores} = 361.670 + 261.242 + 273.920 + 27.052 + 74.270 = 998.25 \text{ MWh/año}$$

Debe resaltarse que en los cálculos anteriores estamos considerando que para la Zona B del ejemplo los factores de participación de cada sector en el consumo de energía son los mismos que los del SIN. Esta consideración será aplicable solamente cuando se analiza la distribución de la ENS por sectores cuando ha ocurrido un evento de blackout

total (cero voltaje en el sistema interconectado). Para eventos de colapsos parciales o con una zona de afectación bien definida, habrá que determinar los Factores de Distribución del consumo que son particulares en la zona afectada (quizás no hay consumo por irrigación o bombeo, o es una zona muy industrializada o de alta carga comercial).

2. Valoración de la Energía No Servida

Una metodología que se aplica para determinar el valor de la ENS se explica en la siguiente forma simplificada: (i) Los usuarios Residenciales tienen un costo económico que se mide por la pérdida de excedente del consumidor al reducirse su consumo cuando se produce la interrupción; y (ii) Los usuarios que utilizan la energía para actividades económicas (productivas o de servicio) tienen una pérdida equivalente al valor agregado dejado de producir debido a la interrupción. A continuación se explica el procedimiento.

En este apartado se explican las metodologías para valoración de la ENS según el sector de consumo y se realizan los ejercicios de cálculo con el objetivo de ilustrar la aplicación del método. En el transcurso de los cálculos se hacen suposiciones de algunos factores que son relevantes para obtener resultados precisos y próximos a la realidad. La estimación real de algunos de esos factores solo puede ser conseguida por medio de estudios.

a) Valoración de la ENS en la actividad económica: El uso de Energía eléctrica en el desarrollo de actividades económicas es en alguna medida factor generador de valor agregado. La ocurrencia de una interrupción del suministro de electricidad tendrá como consecuencia un decremento en la generación de valor agregado en los procesos productivos o de servicio, así los usuarios que utilizan la Energía para el desarrollo de actividades económicas valorarán el costo de la ENS en función de su pérdida de valor agregado. El método se basa en estimar cuánto del valor agregado total producido en la economía, se debe al uso de la electricidad como factor, para lo cual se hace una relación del Producto Interno Bruto Sectorial, con la cantidad de energía consumida en su sector productivo correspondiente. Para la aplicación del método deben tenerse presente algunas consideraciones: (i) La energía eléctrica como insumo de la

producción no es determinante para la generación de todo el valor agregado en los procesos, esto implica que para hacer una estimación precisa debería de aplicarse un factor de ajuste a la relación PIB sectorial/consumo de energía sector. La determinación de estos factores requiere de una investigación de los procesos productivos o de servicio. (ii) La desagregación del PIB que presenta el Banco Central de Nicaragua (BCN) no precisamente coincide con la desagregación de sectores de consumo de electricidad que se presenta en las estadísticas del Instituto Nicaragüense de Energía (INE), esto implica que deben de hacerse integraciones o sustracciones adecuadas de los PIB sectoriales de tal forma que en lo posible represente al sector de consumo de electricidad correspondiente. La Tabla 17 muestra la estimación del PIB para el año 2010⁶ desagregado por sector.

**Tabla 17 Producto Interno Bruto de Nicaragua - enfoque de la producción
Año 2010 (en millones de dólares de Estados Unidos)**

Categoría	2010
Producto Interno Bruto	6,067.5
(-) Imputaciones bancarias	284.5
(+) Impuestos netos a los productos	744.9
	-
Total Industria más gobierno	5,607.1
Servicios de Gobierno general	635.0
	0
Total product	4,972.0
	-
Agricultura, ganadería, silvicultura y pesca	1,138.5
Explotación de minas y canteras	95.8
Industrias manufactureras	1,055.7
Electricidad, agua y alcantarillado	176.9
Construcción	256.8
Comercio, hoteles y restaurantes	816.9
Transporte y Comunicaciones	315.6
Servicios de intermediación financiera	280.3
Propiedad de Vivienda	441.8
Servicios personales y empresariales	393.6

Continuando con el caso de ejemplo, se desarrollará el cálculo de las relaciones PIB sectorial/Consumo de energía, solamente con fines ilustrativos. La Tabla 18 muestra para los sectores: Industrial, comercial, irrigación y bombeo, las cantidades de energía

⁶ Datos no oficiales.

consumidas y su respectivo PIB sectorial estimado para el año 2010. Al sector Comercial se ha renombrado como *sector general*.

Tabla 18 Relación PIB Sectorial – Consumo de electricidad
Año 2010

SECTOR	GWh/año	PIB SECTORIAL [Millones US\$]	Factor de ajuste	Relación PIB/Consumo [US\$/kWh]
GENERAL	633.06	2,125.9	0.55	1.847
INDUSTRIAL	663.74	1,122.7	0.90	1.522
IRRIGACION	65.55	512.3	0.10	0.782
BOMBEO	180.07	35.4	1.00	0.196

Explicaciones sobre la tabla 18

- El sector general queda integrado por los sectores: Servicios Personales y empresariales, servicios de intermediación financiera, comercio, hoteles y restaurantes, y servicios de gobierno.
- El sector industrial contiene el PIB de Industria manufacturera y explotación de minas y canteras. Se ha ajustado el contenido del PIB del sector minas y canteras, considerando que el componente de explotación de minas representa un 70% de ese PIB de producción, siendo ese el que usa electricidad en su proceso productivo.
- El PIB del sector irrigación se obtuvo ajustando el PIB total del grupo de *agricultura, ganadería, silvicultura y pesca*, considerando que la participación de la agricultura es del 45%.
- El PIB del sector irrigación se obtuvo ajustando el PIB total del grupo Electricidad, Agua y Alcantarillado, considerando que la participación del servicio de agua en el total del PIB es del 20%.
- Los factores de ajuste indican qué porcentaje del PIB de cada sector depende directamente del uso de la electricidad para generar valor agregado. Los valores se han asignado en forma arbitraria solamente para efectos demostrativos.

- La relación PIB/Consumo de electricidad se calcula como el PIB Sectorial dividido entre los GWh que se consumen en el sector, y afectados por el factor de ajuste. Finalmente, la relación *PIB/Consumo de electricidad* indica cuánto valor agregado (en dólares de EEUU) produce el uso de un Kilovatio-hora de energía utilizado en cada sector.
- De la desagregación de sectores económicos que presenta el informe del PIB, no se ha considerado aquellos cuyo uso de la energía es de mínima intensidad en sus procesos (p. ej. Construcción, explotación de canteras).

Costo Unitario de la ENS de sectores económicos

De los resultados obtenidos en la Tabla 18 se concluye que el costo unitario de la Energía No Servida para cada sector es:

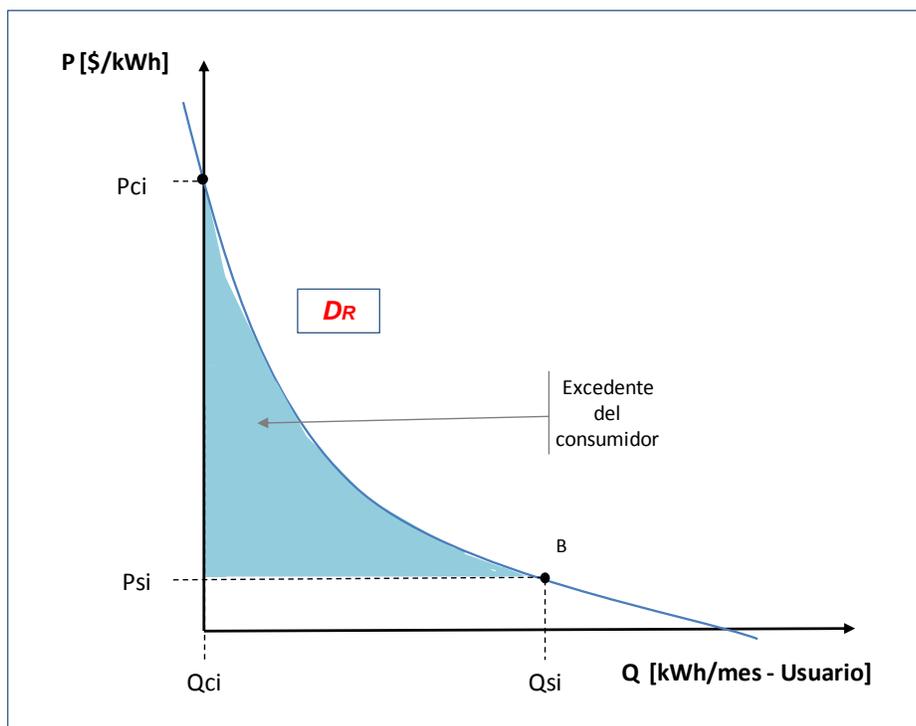
- **Sector GENERAL: 1,847.0 US\$/MWh**
- **Sector INDUSTRIAL: 1,522.4 US\$/MWh**
- **Sector IRRIGACIÓN: 782.6 US\$/MWh**
- **Sector BOMBEO: 196.5 US\$/MWh**

b) Valoración de la ENS en el Sector Residencial: Cuando ocurre una interrupción los usuarios tienen un costo económico relacionado principalmente a la pérdida de confort. La función de demanda de los consumidores, revela la máxima disposición a pagar por contar con un servicio o consumir un bien que genera cierto confort o beneficio a sus demandantes. Se denomina excedente del consumidor al área bajo la curva de demanda, que cuantifica el beneficio total que percibe un individuo por consumir determinada cantidad de ese bien o hacer uso de un servicio a un precio determinado. La reducción del consumo del bien o servicio por cualquier razón significa una pérdida de excedente del consumidor. Cuando los usuarios del servicio de electricidad sufren interrupción en el suministro, se reduce su beneficio por consumo. El método de valoración de la energía no

servida en el sector residencial consiste en la medición de la pérdida de excedente del consumidor.

En el gráfico 8 se ilustra la curva de demanda Q_R de electricidad de un consumidor del sector Residencial. En la situación "Sin Interrupción" el usuario estará consumiendo una cantidad de energía Q_{si} (si: Sin Interrupción), a un precio P_{si} . En la condición "Con interrupción" los usuarios estarían dispuestos a pagar hasta un precio P_{ci} para evitar el corte total del suministro.

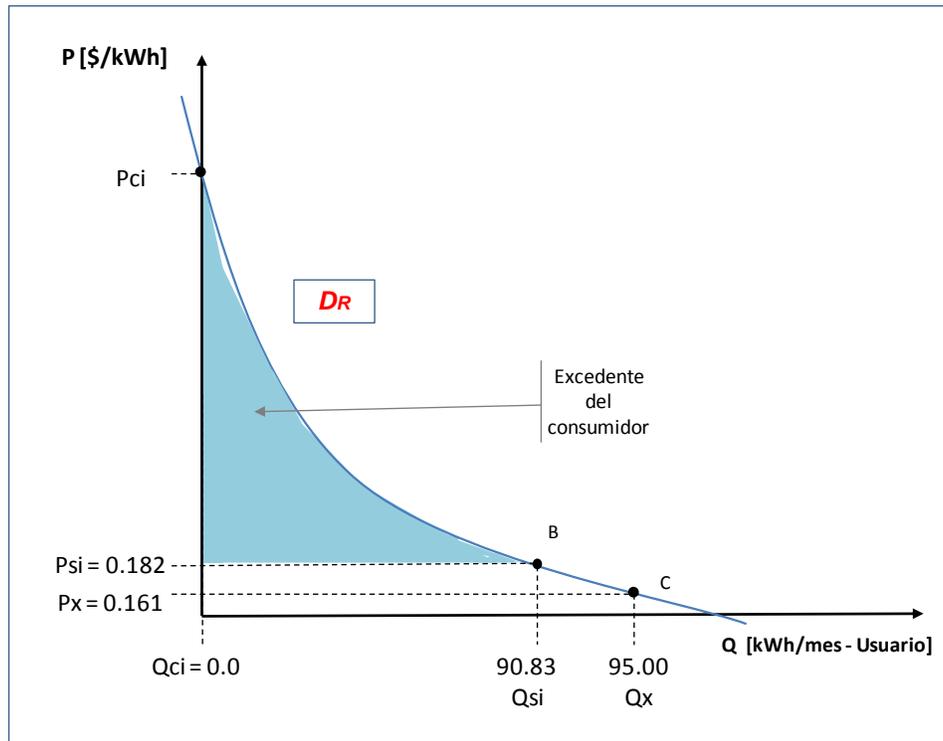
Gráfica 8 Curva de demanda de consumidor Residencial



El valor de P_{si} corresponde a la tarifa media del suministro a usuarios residenciales. Continuando con el desarrollo del ejemplo, se tomará de referencia la información estadística del INE para el año 2010. Se considera un valor medio de la tarifa residencial $P_{si} = \text{C}\$ 3.889/\text{kWh}$ ($0.182 \text{ US}\$/\text{kWh}$, $\text{TC} = 21.356 \text{ C}\$ \times 1 \text{ US}\$$). A este precio los usuarios consumieron una cantidad promedio de 1.09 MWh/año -Usuario, es decir 1,090 kWh/año-

usuario, promedio equivalente mensual es **Qsi = 90.83 kWh/mes-Usuario**. Para efectos de determinar la función de la Demanda Residencial, se considera otro punto que caracteriza el comportamiento del consumo. Con un precio **Px = C\$ 3.280/kWh (0.161 US\$/kWh, TC= 20.339 C\$ X 1 US\$)**, correspondiente al precio promedio de la tarifa Residencial del año 2009. A este precio, se registró un consumo promedio por usuario de 1.14 MWh/año-Usuario, es decir 1,140 kWh/año-Usuario, cuyo promedio equivalente mensual es **Qx = 95.0 kWh/mes-Usuario**. El Gráfico9 ilustra la situación de los equilibrios oferta-demanda.

Gráfico 9 Curva de demanda de consumidor Residencial
Precios y cantidades consumidas



Se sabe que la Demanda se caracteriza por la función hiperbólica del tipo:

$$Q = a * P^\eta$$

Cálculo de la elasticidad-precio de la Demanda η :

$$\eta = \frac{\ln\left(\frac{Q_{si}}{Q_x}\right)}{\ln\left(\frac{P_{si}}{P_x}\right)}$$

$$\eta = \frac{\ln\left(\frac{90.83}{95.00}\right)}{\ln\left(\frac{0.182}{0.161}\right)} = -0.3661$$

Cálculo de la constante a :

$$a = \frac{Q_{si}}{P_{si}^{\eta}}$$

$$a = \frac{90.83}{0.182^{-0.3661}} = 48.67$$

Por tanto la función de demanda Residencial está dada por:

$$\boxed{Q_R = 48.67 * P^{-0.3661}}$$

Es necesario conocer el precio máximo que los usuarios estarían dispuestos a pagar por evitar la interrupción y disponer siempre del servicio de electricidad consumiendo una cantidad mínima. Debido a que la función de Demanda Q_R nunca se hace igual a cero (ningún individuo pagaría algo por consumir “nada”), se estimará el precio máximo denominado “con interrupción” (P_{ci}) igualando la función de Demanda a un valor mínimo de consumo. Un valor con sentido lógico que se puede asumir, es aquel en el que el consumo se iguala la energía que puede proveerse por medio de fuentes alternativas. Se asumirá 13.58 kWh/mes-Usuario, valor que se había estimado en una sección anterior como el consumo de energía de una familia que carece de servicio eléctrico.

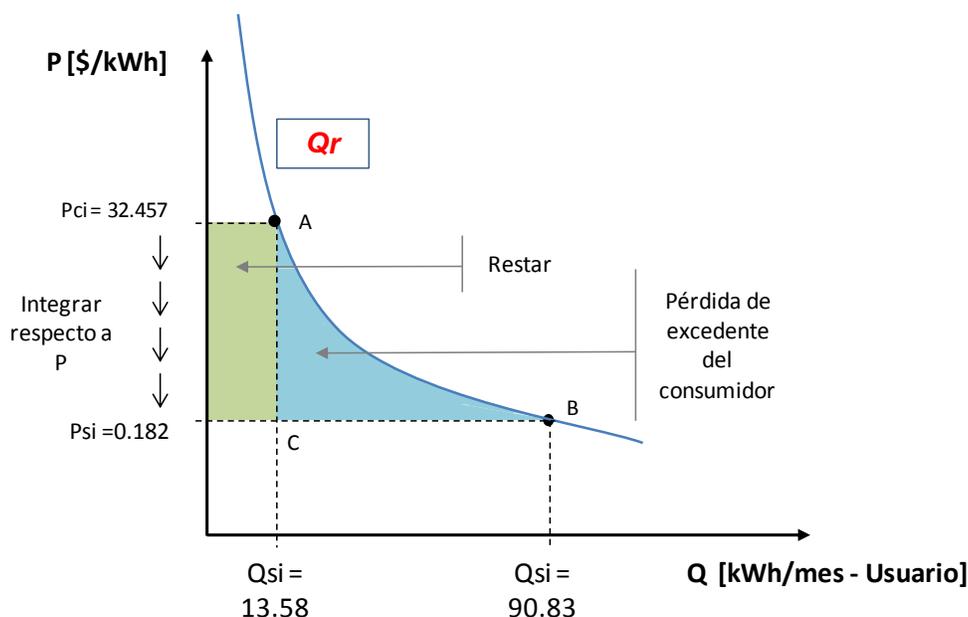
$$Q_R = 13.58 = 48.67 * P^{-0.3661}$$

$$13.58/48.67 = P^{-0.3661}$$

Por medio de iteraciones se llegó a calcular que el precio máximo que los usuarios estarían dispuestos a pagar por evitar la interrupción y poder consumir al menos 13.58 kWh/mes-Usuario es $P_{max} = P_{ci} = 32.457 \text{ US\$/kWh}$.

Teniendo la función de Demanda, se puede calcular el excedente del consumidor por integración respecto a la variable precio. El Gráfico 10 ilustra el área a calcular por integración. Debe restarse el área Pci – A – C – Psi porque resulta lógico pensar que a cierto precio del kWh los usuarios renuncien al uso de la electricidad y recurran al uso de medios que le brinden utilidades similares, por tanto el excedente del consumidor siempre se acota por un precio máximo. Es de notar que el precio máximo calculado (**Pci= 32.457 US\$/kWh**) estaría fuera de toda lógica, ya que a este precio nadie consumiría electricidad. Seguramente la mayoría de usuarios renunciaría a gran parte de su consumo a precios mayores que US\$ 0.35 / kWh.

Gráfico 10 Pérdida de excedente del consumidor debido a la interrupción



Cálculo del excedente del consumidor Residencial

$$\int_{P_{si}}^{P_{ci}} Q_R dp = 48.67 * \int_{P_{si}=0.182}^{P_{ci}=32.457} P^{-0.3661} - [(P_{ci} - P_{si}) * Q_{si}]$$

$$\int_{P_{si}}^{P_{ci}} Q_R dp = 48.67 * \left[\frac{(P_{ci}^{1-0.3661}) - (P_{si}^{1-0.3661})}{1 - 0.3661} \right]_{0.182}^{32.457} - [(32.457 - 0.182) * 13.58]$$

$$\int_{P_{si}}^{P_{ci}} Q_R dp = 48.67 * \left[\frac{(32.457^{0.634}) - (0.182^{0.634})}{0.634} \right] - [438.32]$$

$$\int_{P_{si}}^{P_{ci}} Q_R dp = 48.67 * \left[\frac{(9.082) - (0.3395)}{0.634} \right] - [438.32]$$

$\text{Excedente del consumidor} = 232.84 \text{ US\$ / mes - usuario}$

Costo social Unitario de la ENS en usuarios Residenciales

Cuando ocurre una interrupción del servicio de electricidad la pérdida del excedente del consumidor es el costo de la Energía No Servida para un usuario Residencial. El costo Social Unitario de la ENS se calcula como el excedente del consumidor dividido entre la cantidad que se en condición normal (sin interrupción) consume.

$$\text{Costo Unitario de la ENS} = \frac{\Delta \text{Excedente consumidor}}{Q_{si}}$$

$$\text{Costo Unitario de la ENS} = \frac{232.84 \text{ US\$ / mes - Usuario}}{(90.83) \text{ kWh / mes - usuario}}$$

$$\text{Costo Unitario de la ENS Residencial} = 2.563 \text{ US\$ / kWh}$$

Equivalente a:

$\text{Costo Unitario de la ENS Residencial} = 2,563 \text{ US\$ / MWh}$
--

D. Cálculo de los beneficios

La ejecución del proyecto de aseguramiento del suministro de electricidad generará como beneficio evitar costos por Energía No Servida en el sistema eléctrico. En el desarrollo del ejemplo, en las secciones anteriores se han realizado los cálculos de la ENS para el año 2012. Los datos del PIB, precio promedio de la energía y consumos promedios se efectuaron con datos correspondientes al año 2010. A continuación se resumen los resultados de los cálculos realizados en las secciones previas:

1. Cuantificación de la ENS por sector Residencial, Comercial, Industrial, Irrigación, y Bombeo

Se muestran nuevamente los resultados.

$$ENS_{2012-R} = 998.25 * 0.3623 = 361.670 \text{ MWh/año}$$

$$ENS_{2012-C} = 998.25 * 0.2617 = 261.242 \text{ MWh/año}$$

$$ENS_{2012-IN} = 998.25 * 0.2744 = 273.920 \text{ MWh/año}$$

$$ENS_{2012-IR} = 998.25 * 0.0271 = 27.052 \text{ MWh/año}$$

$$ENS_{2012-B} = 998.25 * 0.0744 = 74.270 \text{ MWh/año}$$

2. Se estimaron los costos Unitarios de la ENS para los sectores de actividad económica

Se muestran los resultados:

- Sector GENERAL: 1,847.0 US\$/MWh
- Sector INDUSTRIAL: 1,522.4 US\$/MWh
- Sector IRRIGACIÓN: 782.6 US\$/MWh
- Sector BOMBEO: 196.5 US\$/MWh

Al sector de consumo COMERCIAL se le renombró en forma apropiada como GENERAL debido a que incluye servicios de gobierno, educación, cuidados personales.

3. Se estimó el costo social Unitario de la ENS para el sector Residencial.

Se muestran los resultados:

- Costo Unitario de la ENS Residencial = 2,563 US\$/MWh

La Tabla 19 muestra el cálculo del valor de la Energía No servida para un año. Este costo evitado constituye el beneficio del proyecto.

Tabla 19 Cálculo del valor anual de la Energía No Servida

Sector de consumo	ENS [MWh]	Costo Unitario de la ENS [US\$/MWh]	Valor anual de la ENS [US\$]
RESIDENCIAL	361.67	2,563.00	\$926,960.21
GENERAL	261.242	1,847.00	\$482,513.97
INDUSTRIAL	273.92	1,522.40	\$417,015.81
IRRIGACIÓN	27.052	782.60	\$21,170.90
BOMBEO	74.27	196.50	\$14,594.06
		Total	\$1862,254.94

El beneficio del proyecto para el año 2012 se estima en US\$ 1,862,254.

E. Evaluación

Se realiza el cálculo del Valor Actual Neto de los Beneficios Económicos (VANBE) trayendo a valor presente los beneficios anuales que produciría el proyecto, y restándole el valor presente de los GO&M anuales, y de las inversiones.

$$VANBE = -I_0 - \sum_{t=1}^n \frac{I_t}{(1+r)^t} + \sum_{t=1}^n \frac{BN_t}{(1+r)^t} - \sum_{t=1}^n \frac{GO\&M_t}{(1+r)^t}$$

Bibliografía

Leyes

1. Ley de Administración Financiera y del Régimen Presupuestario, Ley No. 550, República de Nicaragua
2. Ley General de Deuda Pública, Ley No. 477, República de Nicaragua
3. Ley de Igualdad de Derechos y Oportunidades, Ley No. 648, República de Nicaragua
4. Ley de Municipios, Ley No. 40 y su reforma Ley No. 786, República de Nicaragua

Documentos y Libros

1. Belli, P., Anderson J., Barnum, H., Dixon, J., and Tan, Jee-Peng, Economic analysis of investment operations. World Bank Institute.
2. Centro de Coordinación para la Prevención de los Desastres Naturales en América Central (CEPRENAC), 2010. Guía de evaluación económica de la inclusión de la variable riesgo de desastres en la inversión pública.
3. Dirección General de Inversiones Públicas, Ministerio de Hacienda y Crédito Público de Nicaragua, Precios Sociales de Nicaragua, www.snip.gob.ni
4. Dirección General de Programación Multianual del Sector Público, Ministerio de Economía y Finanzas, República del Perú, 2007. Compendio de Normatividad del Sistema Nacional de Inversión Pública.
5. Dirección General de Programación Multianual del Sector Público, Ministerio de Economía y Finanzas, República del Perú, 2007. Conceptos asociados a la gestión del riesgo de desastres en la planificación e inversión para el desarrollo.
6. Dirección General de Programación Multianual del Sector Público, Ministerio de Economía y Finanzas, República del Perú, 2007. Guía de Identificación, Formulación y Evaluación Social de Proyectos de Electrificación Rural a nivel de perfil
7. Dirección General de Programación Multianual del Sector Público, Ministerio de Economía y Finanzas, República del Perú, 2007. Pautas metodológicas para la incorporación del análisis de riesgo a desastres en los Proyectos de Inversión Pública.
8. Ferrá, Coloma. Evaluación Socioeconómica de Proyectos, 2003. Universidad Nacional de Cuyo.
9. Fontaine, Ernesto. Evaluación Social de Proyectos, Décimo Tercera Edición, Pearson.
10. Harberger, A., Jenkins, Glen. Análisis de Costo-Beneficio de las decisiones de inversión, 2000. Harvard Institute for International Development.
11. Ortegón, E., Pacheco, J.F., Roura, H. Metodología general de identificación, preparación y evaluación de proyectos de inversión pública, 2005. Instituto Latinoamericano y del Caribe de Planificación Económica Social.
12. Pascual, Joan. La evaluación de políticas y proyectos, criterios de valoración económicos y sociales, 2003. Icaria Antrazyt, Universitat Autònoma de Barcelona.

Esta Metodología y su
reproducción ha sido Financiada por



**Banco Interamericano
de Desarrollo**