

# COMPENSACIÓN DE POTENCIA REACTIVA EN SISTEMAS DE TRANSMISIÓN QUE SIRVEN A LA PROVINCIA DE MANABÍ

Abel Tamayo Mendoza<sup>1</sup>, Wellington Gil Borja<sup>2</sup>, Ing. José Layana Chancay<sup>3</sup>

<sup>1</sup> Estudiante, Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación (FIEC); Especialización Potencia

<sup>2</sup> Estudiante, Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación (FIEC); Especialización Potencia

<sup>3</sup> Profesor, Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación (FIEC)

Escuela Superior Politécnica del Litoral (ESPOL)  
Campus Gustavo Galindo, Km 30.5 vía Perimetral  
Apartado 09-01-5863. Guayaquil, Ecuador

[stamayo@fiec.espol.edu.ec](mailto:stamayo@fiec.espol.edu.ec)

[wgil@fiec.espol.edu.ec](mailto:wgil@fiec.espol.edu.ec)

[jlayana@espol.edu.ec](mailto:jlayana@espol.edu.ec)

## Resumen

*El presente trabajo analiza alternativas para solucionar los problemas de incremento de la demanda de energía eléctrica en la Provincia de Manabí en los próximos años.*

*El incremento continuo de la demanda produce sobrecargas en líneas de transmisión y subestaciones lo que afecta la calidad del servicio. El análisis de flujo de potencia que se realiza en este trabajo utiliza el software Power World v.11.*

*El objetivo central es diferir las inversiones para suplir la demanda de energía eléctrica proyectada la carga hasta el año 2020; sin tener problemas en transformadores y líneas de transmisión sobrecargadas o bajas de voltajes, y mantener los niveles de voltaje dentro del rango específico conforme establecen los requerimientos de calidad de energía.*

## Abstract

*This paper analyzes approaches to solve the problems of increased demand for electricity in the province of Manabi in the coming years.*

*The continuous increase in demand causes overloads in transmission lines and substations which affects the quality of service. The power flow analysis is performed in this work using the software Power World v.11.*

*The objective is to delay investment to meet the projected electricity demand load 2020; without having problems in transformers and transmission lines overloaded or low voltages, and maintain voltage levels within the specified range as established in the power quality requirements.*

## 1. Introducción

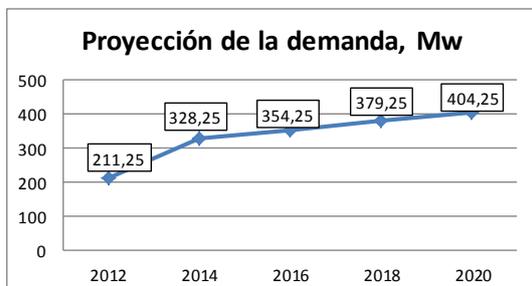
La demanda de energía eléctrica aumenta día a día debido al progreso de las ciudades y poblaciones, por lo que se necesita reestructurar continuamente el sistema eléctrico de potencia para suplir la demanda de energía eléctrica.

En la Provincia de Manabí, ubicada en la República del Ecuador, no existe suficiente capacidad de recepción de energía, por lo que es difícil suplir la carga de forma segura sin tener problema alguno de sobrecarga. La demanda total de un sistema eléctrico está formada por un gran número de cargas individuales de diferentes tipos (industrial, comercial, residencial), carga que está formada por potencia activa y potencia reactiva, de modo que la potencia total que debe ser suministrada por el sistema en cada instante es igual a la potencia total absorbida por las cargas más las pérdidas del sistema.

La proyección de la demanda del sistema eléctrico de la Provincia de Manabí se muestra a continuación en la tabla 1

Proyección Global Provincia de Manabí	
Año	Potencia, Mw
2012	211.25
2014	328.25
2016	354.25
2018	379.25
2020	404.25

**Tabla 1** – Proyección del requerimiento de Potencia de la Provincia de Manabí.



**Figura 1** – Curva de proyección de la demanda, Mw

## 2. Fundamentos de transmisión de potencia eléctrica a través de líneas.

La potencia activa P, y reactiva, Q, transferida en una línea de transmisión del modelo que se presenta en la figura 2, se calcula de acuerdo a las ecuaciones 1 y 2 que se presentan adelante.



**Figura 2** – Modelo de línea de transmisión y carga.

Si se desprecia la resistencia de la línea por ser muy pequeña respecto a la reactancia inductiva,  $X_d$ . Las potencias activa y reactiva son:

$$P = \frac{V_1 \cdot V_2}{X_d} \sin \delta; \quad (1)$$

$$Q = \frac{V_1}{X_d} (V_2 \cos \delta - V_1); \quad (2)$$

Donde:

P: Potencia activa transferida por la línea.

Q: Potencia reactiva transferida por la línea.

$V_1$ : Voltaje de envío.

$V_2$ : Voltaje recibido.

$X_d$ : Reactancia total del sistema.

$\delta$ : diferencia de ángulo ( $\delta_1 - \delta_2$ ).

## 3. Elementos de compensación de reactivo.

La potencia reactiva se compensa según los requerimientos del sistema y pueden ser de los siguientes tipos:

### Reactores Shunt

Son usados para compensar los efectos de la capacitancia de la línea, particularmente para limitar el aumento de voltaje.

## Capacitores Shunt

Este tipo de compensación se utiliza para compensar los reactivos de la carga y mejorar el nivel de voltaje.

## Capacitores serie

Son utilizados en líneas de transmisión para compensar la reactancia inductiva de las líneas de transmisión.

Este reduce la reactancia de transferencia entre barras a las cuales la línea está conectada, incrementando la máxima potencia que puede ser transferida y reduce las pérdidas de potencia reactiva.

## 4. Propuesta de trabajo.

Analizar las posibles alternativas de desarrollo del sistema eléctrico en la Provincia de Manabí, utilizando la proyección de la potencia activa realizado por CELEC y comparando con un esquema de desarrollo que incluya compensación reactiva que permita posponer la entrada de la operación de líneas de transmisión de alta tensión.

Se analizará dos alternativas, estas son:

### Alternativa 1.

Se proyectará la carga del sistema eléctrico de la Provincia de Manabí hasta el año horizonte 2020. De acuerdo a las necesidades que tenga el sistema por el aumento de carga se harán los ajustes correspondientes utilizando compensación de reactivos para diferir las inversiones.

### Alternativa 2.

En esta alternativa se analiza el plan de desarrollo del sistema eléctrico de la Provincia de Manabí según la propuesta de la Unidad de Negocio Transelectric de CELEC, las principales inversiones son:

1. Para el periodo 2011 - 2014, la Unidad de Negocio Transelectric de CELEC,

tiene previsto adicionar una línea de doble circuito que va desde Quevedo hasta Totoras a nivel de 230 kV con una distancia de 155Km, adicionalmente en el mismo año se construirá una línea de transmisión de 110 km que va desde Quevedo a San Gregorio a nivel de 230 kV la cual formará doble circuito; incluyendo la subestación que va de San Gregorio a San Juan de Manta.

2. Entre el periodo 2014 – 2016 se construirá una línea que va desde San Gregorio hasta la Barra de San Juan de Manta a nivel de 230 kV con una distancia de 35Km de esta manera San Gregorio y San Juan quedaran conectadas con una línea de doble circuito a nivel de 230 kV.

Adicionalmente en este periodo de tiempo se construirá una línea que conectará Nanegalito con San Gregorio a nivel de 230 kV la cual tendrá una distancia de 230Km.

3. En el 2018 – 2020, se instalará un banco de capacitor de 24 Mvar en la barra San Juan de Manta a nivel de 69 kV.

## 5. Resultados obtenidos

El trabajo de simulación de los sistemas de potencia se realizó utilizando el software Power World v11.

Se analizó las alternativas para máxima y mínima demanda de tal forma que se obtenga para cada caso buenas características operativas.

### 5.1 Análisis para carga máxima.

La potencia activa y reactiva total que requiere la Provincia de Manabí desde el 2012 al 2020 para este caso, se presenta a continuación:

Comparación de generación de las Alternativas				
AÑO	GENERACION Mw		GENERACION Mvar	
	Alter. 1	Alter. 2	Alter. 1	Alter. 2
2012	214,67	214,67	98,18	98,18
2014	337,08	335,67	197,71	186,05
2016	364,32	359,03	220,67	167,66
2018	389,85	385,91	204,58	198,62
2020	415,83	411,66	220,62	216,39

**Tabla 2** – Comparación de generación de las alternativas.

Para el año inicial 2012, la generación tanto de potencia activa como reactiva es igual en ambas alternativas, porque las condiciones iniciales son iguales. Pero en los años siguientes la alternativa 1 presenta mayor generación de potencia activa y reactiva respecto a la alternativa 2.

Las pérdidas de potencia durante los años de análisis, para cada alternativa son las siguientes:

Pérdidas, Mw		
AÑO	Alter. 1	Alter. 2
2012	3.42	3.42
2014	8.83	7.42
2016	10.07	4.78
2018	10.6	6.66
2020	11.58	7.41

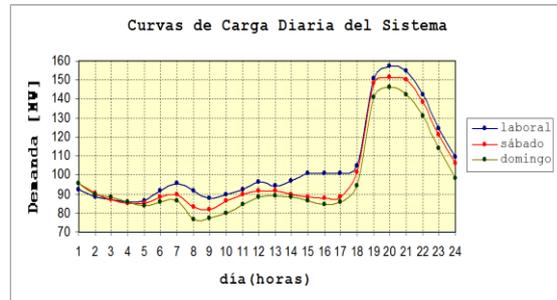
**Tabla 3** – Pérdidas en Mw de las Alternativas.

Se observa de los resultados que la alternativa 1 presenta mayores pérdidas de potencia, lo cual se justifica porque en esta alternativa se restringe inversiones en líneas de transmisión y subestaciones en comparación con la alternativa 2.

## 5.2 Análisis para carga mínima

Se realizó el análisis para el año horizonte 2020, porque en este año para la alternativa 1 se encontrarán conectadas todas las compensaciones.

Se utiliza la siguiente curva característica de la Provincia de Manabí.



**Figura 3** – Curva de carga diaria de Manabí.

En la Figura 3 se detalla la demanda máxima y mínima en los días laborables, sábados y domingos. La relación de la demanda mínima y demanda máxima para cada caso se presenta en el siguiente cuadro.

	Demanda máxima	Demanda mínima	D. min / D. max
Días laborables	158	89	0.56
Sábados	151	81	0.54
Domingos	148	78	0.53

Realizado el análisis a carga mínima se obtuvieron los niveles de voltaje que se presentan en la tabla a continuación:

Comparación de voltajes, Alternativa 1				
Barra	Carga máxima		Carga mínima	
	Voltaje inicial (p.u.)	Angulo (grados)	Voltaje mejorado (p.u.)	Angulo (grados)
Daule Peripa 138 kV	1.04	3.05	1.05	2.46
4 Esquinas 138 Kv	1.02	-1.52	1.05	0.79
Chone 138 Kv	0.96	-2.12	1.02	-0.14
Chone 69kv	0.96	-3.07	1.02	-0.57
4 Esquina 69 Kv	1.01	-3.09	1.05	0.26
DAULE PERIPA	1.05	7.51	1.05	4.95
San Gregorio 230Kv	1.03	0.36	1.04	-0.02
San Gregorio 138Kv	1.02	-0.40	1.04	-0.38
Montecristi 138 Kv	1.00	-2.33	1.03	-1.37
San Juan de Manta 230Kv	1.01	-1.99	1.04	-1.18
San Juan de Manta 69Kv	1.00	-4.03	1.03	-2.13
Montecristi 69 kv	1.00	-4.17	1.04	-2.20
Quevedo 230kv	1.05	0.00	1.05	0.00
Quevedo 138 kv	1.04	0.66	1.05	0.61
Quevedo 69 kv	1.03	-0.11	1.05	0.09
Termopichincha 69 kv	1.00	-4.11	1.04	-2.18
26	1.07	5.11	1.04	2.44
27	1.02	-5.02	1.05	-2.45

**Tabla 4** – Comparación de voltajes.

Se observa en la tabla 4 que para carga mínima los niveles de voltajes se encuentran dentro del rango permitido.

## 6. Análisis de costos

Las inversiones por año que requieren cada alternativa se presentan en la tabla 5, para la alternativa 1, y en la tabla 6 para la alternativa 2.

ALTERNATIVA 1			
AÑO	Equipos Instalados	Ubicación	Costo del Equipo Instalado (Dol)
2012	-	-	-
2014	Banco de capacitores shunt de 24 y 6 Mvar	Barra Termopichincha 69 kV	1,242,000.00
2016	-	-	-
2018	Banco de capacitores serie de 30 Mvar	En la línea de transmisión de Quevedo a San Gregorio 230 kV	1,479,000.00
2020	Banco de capacitor de 6 Mvar	Barra Chone 69 kV	451,500.00

**Tabla 5** – Inversiones de la Alternativa 1.

ALTERNATIVA 2			
AÑO	Equipos Instalados	Ubicación	Costo del Equipo Instalado (Dol)
2012	-	-	-
2014	Línea de transmisión 110 Km a nivel de 230 kV	Entre barras Quevedo 230 kV y San Gregorio 230 kV	5,500,000.00
2016	Línea de transmisión 35 Km a nivel de 230 kV	Entre barras San Gregorio 230 kV y San Juan de Manta 230 kV	4,400,000.00
2018	Banco de capacitores shunt de 24 Mvar	Barra de San Juan de Manta de 69 kV	790,500.00
2020	-	-	-

**Tabla 6** – Inversiones de la Alternativa 2

Las inversiones de cada alternativa, así como las pérdidas anuales de energía, se llevan a valor presente y se determina el costo total de cada alternativa.

Las pérdidas de energía en dólares P, se calcula de la siguiente manera:

$$P(\text{dólares}) = E_p(Mwh) \times \text{Costo} \left( \frac{\text{dólares}}{Mwh} \right); \quad (3)$$

Donde:

$E_p$ : Son las pérdidas anuales de energía en Mwh y se la calcula mediante la siguiente fórmula:

$$E_p(Mwh) = Mw \times T(\text{horas}) \times Fp \quad (4)$$

Mw: Es la pérdida de potencia en el sistema a demanda máxima.

T: Es el tiempo en horas que tiene el año.

Fp: Es el factor de pérdidas que se lo calcula dependiendo de las características del sistema.

$$Fp = 0.2 \times Fc + 0.8 \times Fc^2$$

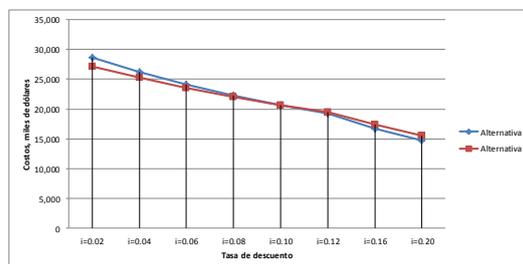
Fc: Es el factor de carga del sistema eléctrico de Manabí.

En la tabla 7 se presenta una comparación del valor presente de cada alternativa para diferentes valores de tasa de descuento, desde el 2% hasta el 20%.

Tasa de descuento, %	Valor presente (miles de dólares)	
	Alternativa 1	Alternativa 2
2	28,618	27,186
4	26,233	25,274
6	24,138	23,571
8	22,289	22,049
10	20,652	20,682
12	19,197	19,452
16	16,739	17,335
20	14,760	15,586

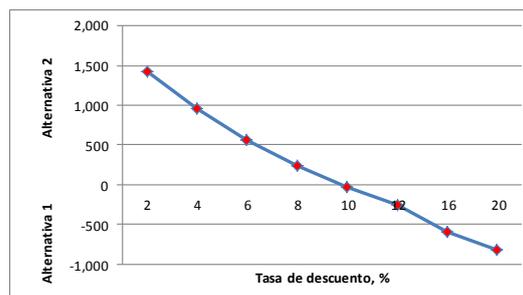
**Tabla 7** – Comparación de costos.

En la figura 4 se observa la variación del valor presente de cada alternativa con el valor de la tasa de descuento.



**Figura 4** – Análisis de resultados.

En la figura 5 se muestra la diferencia de costos entre la alternativa 1 y 2, y se concluye que para altas tasas de descuento es mejor la alternativa 1 y para bajas tasas de descuento es mejor la alternativa 2.



**Figura 5** – Diferencia de costos.

## 7. Conclusiones

Después de analizar las simulaciones se observa que técnicamente es posible mantener el sistema eléctrico de la Provincia de Manabí en aceptables características operativas hasta el año 2020, año para ello se requiere realizar compensación de reactivo,

sin necesidad de ingresar nuevas líneas de transmisión, en el caso de la alternativa 1.

Unas de las falencias que tiene la Alternativa 2, es que en el año 2020 existe un nivel bajo de voltaje en la barra de Chone 69 kV manteniendo un voltaje de 0.94 p.u. Sin embargo otras barras no tienen problemas de voltajes.

Como desventaja de la alternativa 1, esta presenta mayores niveles pérdidas de potencia y energía respecto a las presentadas por la alternativa 2.

En los resultados se muestra un incremento de voltaje para el caso de mínima carga pero los voltajes no ocasionarán ningún tipo de problema ya que se encuentran en rangos permitidos.

## 8. Recomendaciones

Después que se realizó el análisis de las simulaciones de la alternativa 2 en el año 2020, se recomienda instalar un banco de capacitores en la barra de Chone a nivel de 69 kV. Lo indicado es con la finalidad de mejorar el nivel de voltaje.

Al realizar estos tipos de estudios es recomendable mantener las mismas condiciones de carga y parámetros técnicos de equipos instalados como transformadores, generadores y líneas de transmisión.

Para altas tasas de descuento es recomendable la alternativa 1, porque es posible diferir las inversiones sin necesidad de instalar líneas de transmisión y subestaciones.

## 9. Referencias bibliográficas

Salazar, Julio. Elaboración de un Plan Estratégico de Continuidad en el Servicio eléctrico para la ciudad de Manta provincia de Manabí,  
<http://www.dspace.espol.edu.ec/bitstream/123456789/4926/1/7747.pdf>

Consejo Nacional de Electricidad, Estadística del Sector Ecuatoriano 2008,

<http://www.conelec.gob.ec/images/documentos/Boletin2008.pdf>, Publicación año 2008.

Anchundia, Joffre. Estudio de Impacto Ambiental Definitivo de la Subestación Montecristi y Línea de Derivación. Ficha Técnica Publicado año 2010.

Unidad de Negocio Transelectric de CELEC, Plan de expansión de transmisión 2010 – 2020,  
[http://www.transelectric.com.ec/transelectric\\_portal/files/plan%20de%20expansion.pdf](http://www.transelectric.com.ec/transelectric_portal/files/plan%20de%20expansion.pdf), Octubre 2009.

Grainger, Stevenson Jr., Análisis de Sistemas de Potencia. 3º edición.

Layana, José. Información de cátedra de Sistema de Potencia II. Tomada año 2009 I Término

Gamarra, Félix. Técnicas de análisis de redes eléctricas de gran potencia aplicadas a planeamientos,  
[www.carelec.gob.pe/Carelec/.../file/1\\_0-TA@nicasPlaneamiento.pdf](http://www.carelec.gob.pe/Carelec/.../file/1_0-TA%20nicasPlaneamiento.pdf), Publicación año Enero 2001.

Mera, Cristóbal. Información de cátedra de Sistema de Potencia III, Tomada 2010 II Término.

Schlabbach, Juergen and Rofalski Karl-Heinz. Power System Engineering. Edición 3º. Fecha de consulta 2010