



## PRIMER INFORME - ANÁLISIS DEL MERCADO ELÉCTRICO Y ALTERNATIVAS DE CONFIGURACION DEL PROYECTO

### INDICE

<b>1. RESUMEN EJECUTIVO .....</b>	<b>4</b>
1.1 Resultados Obtenidos.....	4
1.2 Alternativas de Configuración del proyecto.....	8
1.3 Conclusiones Generales.....	11
<b>2. INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>11</b>
<b>3. ZONA DE INFLUENCIA DEL ESTUDIO.....</b>	<b>12</b>
<b>4. CRITERIOS GENERALES.....</b>	<b>14</b>
<b>5. METODOLOGÍA.....</b>	<b>15</b>
5.1 Métodos Causales (Econométrico) .....	15
A. Métodos de Series de Tiempo (Tendencias) .....	19
B. Ajuste Final.....	20
5.2 Información requerida.....	21
5.3 Selección del mejor ajuste para cada componente.....	22
5.4 Proyección por separado de cada componente o tipo de demanda.....	22
5.5 Ajuste de la Proyección efectuada por el método de tendencias y el método econométrico .....	22
5.6 Corrección de la Proyección para considerar cargas puntuales o concentradas conocidas y sus respectivas tendencias o planes de crecimiento 23	
5.7 Reconstrucción de la proyección global recomblando las proyecciones de los componentes o tipos de carga.....	23
<b>6. RESULTADOS OBTENIDOS .....</b>	<b>24</b>
6.1 Información Requerida.....	24
<b>7. PROYECCIÓN DE LAS VENTAS GLOBALES DE ENERGÍA.....</b>	<b>32</b>
7.1 Procesamiento de los datos de entrada para el modelo econométrico ...	32
7.2 Análisis con el método econométrico para las ventas totales en MT y BT 34	

7.3	Análisis con el método de tendencias para las ventas totales en MT y BT	36
7.4	Escenarios de crecimiento de la demanda.....	37
<b>8.</b>	<b>ESCENARIO PROMEDIO O MODERADO.....</b>	<b>38</b>
8.1	Proyección de las ventas de energía en BT .....	38
8.2	Ventas totales.....	38
8.3	Proyección de las ventas de energía por sistema eléctrico.....	40
8.3.1	Sistema Eléctrico Loreto .....	40
8.3.2	Sistema Eléctrico San Martín .....	42
8.3.3	Sistema eléctrico Amazonas- Cajamarca .....	45
8.4	Proyección de demanda de potencia.....	48
<b>9.</b>	<b>ESCENARIO OPTIMISTA.....</b>	<b>51</b>
9.1	Proyección de las ventas de energía en BT .....	51
9.2	Ventas totales.....	52
9.3	Proyección de las ventas de energía por sistema eléctrico.....	53
9.3.1	Sistema eléctrico Loreto .....	53
9.3.2	Sistema eléctrico San Martín .....	54
9.3.3	Sistema eléctrico Amazonas- Cajamarca .....	54
9.4	Proyección de demanda de potencia.....	55
<b>10.</b>	<b>ALTERNATIVAS DE CONFIGURACION DEL PROYECTO .....</b>	<b>57</b>
10.1	Objetivos.....	57
10.2	Consideraciones del proyecto .....	57
10.3	Fundamentos teóricos .....	57
10.4	Planteamiento de alternativas.....	63
<b>11.</b>	<b>CONCLUSIONES.....</b>	<b>66</b>
11.1	Mercado Eléctrico.....	66
11.2	Configuraciones a Evaluar .....	67

## ANÁLISIS DEL MERCADO ELÉCTRICO Y ALTERNATIVAS DE CONFIGURACION DEL PROYECTO

### 1. RESUMEN EJECUTIVO

CESEL S.A. ha tomado el encargo de Pro inversión para desarrollar los estudios de viabilidad técnica para la construcción de la línea de transmisión Moyobamba – Yurimaguas – Nauta – Iquitos en 220 kV para asegurar el suministro de energía eléctrica al sistema de Iquitos, y determinar el equipamiento asociado para garantizar la correcta energización de la línea de transmisión que tendrá una longitud aproximada de 613 km.

Los alcances del encargo abarcan los siguientes estudios con sus respectivos informes:

- Estudio de Mercado eléctrico.
- Definición del trazo de la línea y su evaluación Ambiental y de servidumbre.
- Análisis de configuración del sistema de transmisión.
- Memoria descriptiva del proyecto.

En el presente informe se desarrolla el estudio de mercados eléctricos correspondiente al primer informe, que permite determinar la proyección de la demanda en el sistema Eléctrico de Iquitos, así como en las zonas aledañas al proyecto; también se plantea con un sustento teórico alternativas de configuración para la línea de transmisión Moyobamba – Yurimaguas – Nauta – Iquitos.

Se ha determinado que el estudio de mercado eléctrico deberá considerar las siguientes subestaciones dentro del área de influencia:

- **S.E. Moyobamba** (Pertenece a ElectroOriente – Sistema Interconectado).
- **S.E. Tarapoto** (Pertenece a ElectroOriente – Sistema Interconectado).
- **S.E. Bellavista** (Pertenece a ElectroOriente – Sistema Interconectado).
- **S.E. Chachapoyas** (Pertenece a ElectroNorte – Actualmente aislado).
- **S.E. Iquitos** (Pertenece a ElectroOriente – Actualmente aislado).
- **S.E. Yurimaguas** (Pertenece a ElectroOriente – Actualmente aislado).
- **S.E. Nauta** (Actualmente aislado).

#### 1.1 Resultados Obtenidos

Como resultado de los cálculos realizados empleando el método econométrico, se dispone de un grupo de tasas de crecimiento probables, del mismo modo que se dispone de las tasas probables obtenidas con el método de tendencias.

## Estudios de Viabilidad Técnica para la Construcción de la Línea de Transmisión Moyobamba – Yurimaguas – Nauta – Iquitos en 220 kV

A partir de esto, las tasas de crecimiento probables que se consideran válidas o aceptables estadísticamente, son las que se muestra a continuación, agrupadas por el método de cuartiles, en función de su valor.

Exponencial	0.9965	9.06%	ACEPTADO	Cuarto Cuartil
$\ln(\text{VENTAS}) = f(\ln\text{PBI} + \ln\text{CLI})$	0.9931	8.09%	ACEPTADO	Cuarto Cuartil
Polinómica	0.9970	7.48%	ACEPTADO	Tercer Cuartil
$\ln(\text{VENTAS}) = f(\ln\text{POB} + \ln\text{PBI})$	0.9978	6.30%	ACEPTADO	Tercer Cuartil
$\text{VENTAS} = f(\text{PBI} + \text{CLI})$	0.9974	6.31%	ACEPTADO	Segundo Cuartil
$\text{VENTAS} = (\text{PBI} + \text{CLI} + \text{POB})$	0.9988	5.82%	ACEPTADO	Segundo Cuartil
$\text{VENTAS} = f(\text{PBI})$	0.9279	5.63%	ACEPTADO	Primer Cuartil
$\text{VENTAS} = f(\text{PBI} + \text{POB})$	0.9907	4.44%	ACEPTADO	Primer Cuartil
Lineal	0.9775	4.38%	ACEPTADO	Primer Cuartil

Por lo tanto los dos escenarios a considerar son:

**TASA ESPERADA (PROMEDIO)** 6.54%

**TASA OPTIMISTA (Cuarto cuartil)** 8.59%

### Escenario Promedio o Moderado

El resultado final, para el escenario promedio, que incluye todas las ventas consideradas se presenta en la tabla 7.8 se muestra el resumen general de la proyección realizada.

A partir de esto y aplicando la tasa de crecimiento definida para cada sistema eléctrico, se obtiene los alores de la demanda futura que se muestran en el cuadro A1

### Escenario Optimista

Para este escenario, se proyecta con la tasa del cuarto cuartil las ventas totales, mientras que, para la baja tensión y para los sistemas eléctricos, se considera las máximas tasas estadísticamente aceptables que se obtiene de las proyecciones. De esta manera, se obtiene los resultados que se presenta en el Cuadro A2.

**Estudios de Viabilidad Técnica para la Construcción de la Línea de Transmisión Moyobamba – Yurimaguas – Nauta – Iquitos en 220 kV**

**Cuadro N° A-1**

PROYECCION DE DEMANDA DE POTENCIA COINCIDENTE A NIVEL DE SISTEMA ELECTRICO (MW)																	
AREA DE DEMANDA:																	
SISTEMAS ELÉCTRICOS		Potencia (MW) <sup>(1)</sup>															
		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
<b>SISTEMA ELÉCTRICO SAN MARTIN</b>																	
SET	TENSION (kV)																
BELLA10	10	0.64	0.69	0.75	0.81	0.87	0.94	1.01	1.08	1.16	1.25	1.33	1.43	1.53	1.63	1.74	1.86
BELLA23	22.9	5.27	5.71	6.17	6.66	7.19	7.74	8.33	8.94	9.60	10.29	11.03	11.80	12.63	13.50	14.42	15.41
GERA23	22.9	0.73	0.79	0.86	0.93	1.00	1.08	1.16	1.24	1.34	1.43	1.53	1.64	1.76	1.88	2.01	2.14
JJUI10	10	2.18	2.37	2.56	2.76	2.98	3.21	3.45	3.71	3.98	4.27	4.57	4.89	5.23	5.59	5.98	6.38
MOYO10	10	3.46	3.75	4.05	4.38	4.73	5.09	5.47	5.88	6.31	6.77	7.25	7.76	8.30	8.87	9.48	10.13
RIOJA23	22.9	9.43	10.22	11.05	11.94	12.88	13.87	14.91	16.02	17.19	18.43	19.75	21.14	22.61	24.18	25.83	27.59
TARA23	22.9	3.00	3.25	3.51	3.79	4.09	4.41	4.74	5.09	5.46	5.86	6.27	6.72	7.18	7.68	8.21	8.77
TARAP10	10	13.35	14.47	15.64	16.90	18.23	19.63	21.11	22.68	24.34	26.10	27.96	29.93	32.02	34.23	36.58	39.07
<b>TOTAL Sistema Eléctrico SAN MARTIN</b>		38.06	41.25	44.58	48.17	51.97	55.96	60.18	64.65	69.38	74.39	79.69	85.31	91.26	97.56	104.25	111.36
<b>SISTEMA ELÉCTRICO LORETO</b>																	
SET	TENSION (kV)																
WARTSLA	10	32.54	34.75	37.04	39.48	42.04	44.69	47.47	50.37	53.41	56.58	59.90	63.36	66.97	70.75	74.69	78.81
WARTSLA	10	13.30	14.21	15.14	16.14	17.19	18.27	19.41	20.60	21.84	23.14	24.49	25.91	27.39	28.93	30.54	32.22
<b>TOTAL Sistema Eléctrico LORETO</b>		45.84	48.96	52.18	55.62	59.23	62.97	66.88	70.97	75.25	79.72	84.39	89.27	94.36	99.68	105.23	111.03
<b>SISTEMA ELÉCTRICO AMAZONAS - CAJAMARCA</b>																	
SET	TENSION (kV)																
Lonya	22.9	0.34	0.37	0.39	0.41	0.43	0.46	0.49	0.51	0.54	0.57	0.60	0.63	0.67	0.70	0.74	0.78
Quanda	22.9	2.50	2.66	2.82	2.99	3.16	3.34	3.53	3.72	3.93	4.14	4.37	4.60	4.85	5.12	5.40	5.70
Muyo	22.9	5.32	5.65	5.99	6.35	6.72	7.10	7.50	7.91	8.35	8.80	9.28	9.79	10.32	10.88	11.48	12.11
La Pelota	10	2.75	2.93	3.10	3.29	3.48	3.68	3.88	4.10	4.32	4.56	4.81	5.07	5.34	5.64	5.94	6.27
Chachapoyas	10	2.00	2.13	2.25	2.39	2.53	2.67	2.82	2.98	3.14	3.31	3.49	3.68	3.88	4.09	4.32	4.56
Cádic	22.9	4.47	4.75	5.03	5.33	5.65	5.97	6.30	6.65	7.01	7.40	7.80	8.22	8.67	9.14	9.64	10.18
<b>TOTAL Sistema Eléctrico AMAZONAS - CAJAMARCA</b>		17.38	18.48	19.58	20.75	21.97	23.21	24.51	25.87	27.29	28.78	30.35	32.00	33.74	35.58	37.53	39.60
<b>TOTAL</b>		101.28	108.69	116.35	124.54	133.17	142.14	151.57	161.49	171.92	182.89	194.43	206.57	219.35	232.82	247.01	261.99

**Estudios de Viabilidad Técnica para la Construcción de la Línea de Transmisión Moyobamba – Yurimaguas – Nauta – Iquitos en 220 kV**

**Cuadro N° A-2**

PROYECCION DE DEMANDA DE POTENCIA COINCIDENTE A NIVEL DE SISTEMA ELECTRICO (MW)																	
AREA DE DEMANDA: <b>ESCENARIO OPTIMISTA</b>																	
SISTEMAS ELÉCTRICOS		Potencia (MW) <sup>(1)</sup>															
		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
<b>SISTEMA ELÉCTRICO SAN MARTIN</b>																	
SET	TENSION (kV)																
BELLA10	10	0.64	0.70	0.77	0.84	0.92	1.01	1.11	1.22	1.33	1.46	1.59	1.74	1.90	2.08	2.27	2.48
BELLA23	22.9	5.27	5.78	6.34	6.96	7.64	8.37	9.18	10.05	11.00	12.03	13.16	14.38	15.72	17.17	18.75	20.48
GERA23	22.9	0.73	0.80	0.88	0.97	1.06	1.17	1.28	1.40	1.53	1.67	1.83	2.00	2.19	2.39	2.61	2.85
JJU10	10	2.18	2.39	2.63	2.89	3.17	3.47	3.80	4.16	4.56	4.99	5.45	5.96	6.51	7.12	7.77	8.49
MOYO10	10	3.46	3.80	4.17	4.58	5.02	5.51	6.03	6.61	7.23	7.91	8.65	9.46	10.33	11.29	12.33	13.46
RIQUA23	22.9	9.43	10.35	11.36	12.47	13.68	15.00	16.43	18.00	19.70	21.55	23.57	25.76	28.15	30.76	33.59	36.68
TARA23	22.9	3.00	3.29	3.61	3.96	4.35	4.77	5.22	5.72	6.26	6.85	7.49	8.19	8.94	9.77	10.67	11.65
TARAP10	10	13.35	14.65	16.08	17.66	19.37	21.24	23.27	25.48	27.89	30.51	33.37	36.48	39.86	43.55	47.56	51.93
<b>TOTAL Sistema Eléctrico SAN MARTIN</b>		38.06	41.76	45.84	50.33	55.22	60.53	66.32	72.62	79.49	86.96	95.10	103.97	113.61	124.12	135.56	148.01
<b>SISTEMA ELÉCTRICO LORETO</b>																	
SET	TENSION (kV)																
WARTSLA	10	32.54	35.08	37.86	40.89	44.16	47.67	51.46	55.53	59.92	64.65	69.72	75.18	81.05	87.35	94.11	101.36
santarosa	10	13.30	14.34	15.48	16.72	18.06	19.49	21.04	22.71	24.50	26.43	28.51	30.74	33.14	35.72	38.48	41.45
<b>TOTAL Sistema Eléctrico LORETO</b>		45.84	49.42	53.35	57.61	62.22	67.17	72.50	78.24	84.43	91.08	98.23	105.92	114.19	123.06	132.59	142.81
<b>SISTEMA ELÉCTRICO AMAZONAS - CAJAMARCA</b>																	
SET	TENSION (kV)																
Lonya	22.9	0.34	0.37	0.40	0.44	0.47	0.51	0.55	0.60	0.65	0.71	0.76	0.83	0.90	0.98	1.06	1.15
Quanda	22.9	2.50	2.71	2.93	3.18	3.44	3.72	4.03	4.37	4.73	5.13	5.56	6.03	6.54	7.10	7.72	8.39
Muyo	22.9	5.32	5.76	6.23	6.75	7.31	7.92	8.57	9.28	10.06	10.90	11.82	12.82	13.91	15.10	16.41	17.83
La Pelota	10	2.75	2.98	3.23	3.50	3.79	4.10	4.44	4.81	5.21	5.64	6.12	6.64	7.20	7.82	8.50	9.23
Chachapoyas	10	2.00	2.17	2.34	2.54	2.75	2.98	3.22	3.49	3.78	4.10	4.45	4.82	5.23	5.68	6.17	6.71
Cáctic	22.9	4.47	4.84	5.24	5.67	6.14	6.65	7.20	7.80	8.45	9.16	9.93	10.77	11.69	12.69	13.79	14.98
<b>TOTAL Sistema Eléctrico AMAZONAS - CAJAMARCA</b>		17.38	18.82	20.38	22.07	23.91	25.88	28.03	30.35	32.88	35.64	38.64	41.91	45.48	49.38	53.64	58.30
<b>TOTAL</b>		101.28	110.00	119.57	130.01	141.35	153.58	166.85	181.22	196.80	213.68	231.98	251.80	273.28	296.56	321.78	349.11

**Análisis del Mercado Eléctrico**

\\Fpserver05\MContratos\115500 - LT MOYOBAMBA – YURIMAGUAS - NAUTA – IQUITOS 220 KV\5 Ing Detalle\Informe Final\Volumen I - Estudio de Mercado\CSL-115500-2-6-PI-001 - Rev 0.doc

## 1.2 Alternativas de Configuración del proyecto

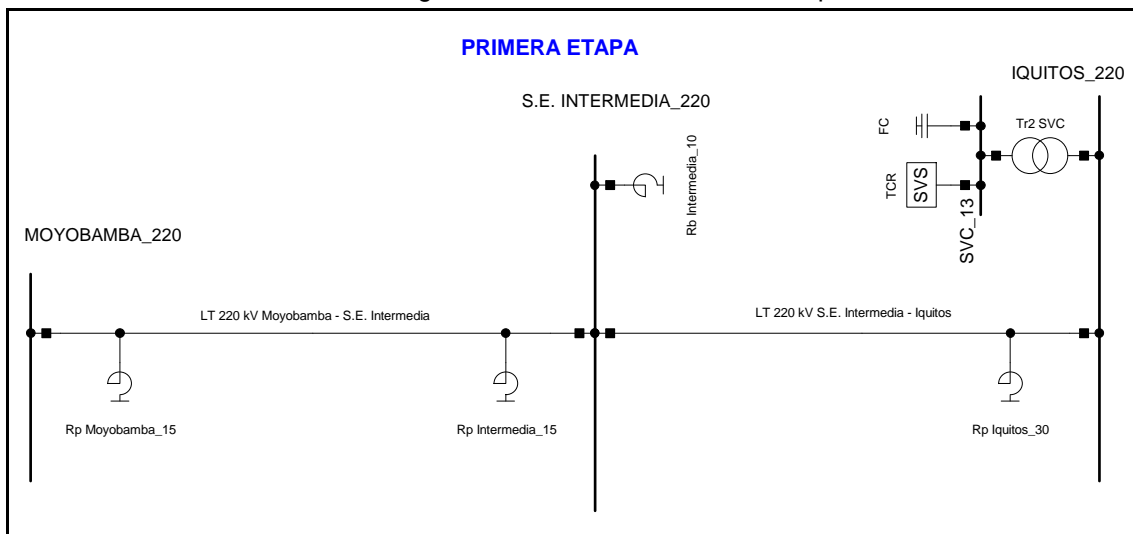
A continuación se describe las alternativas de configuración para la LT 220 kV Moyobamba – Iquitos las cuales deberán ser analizadas con la finalidad de determinar la mejor alternativa.

### Alternativa 01:

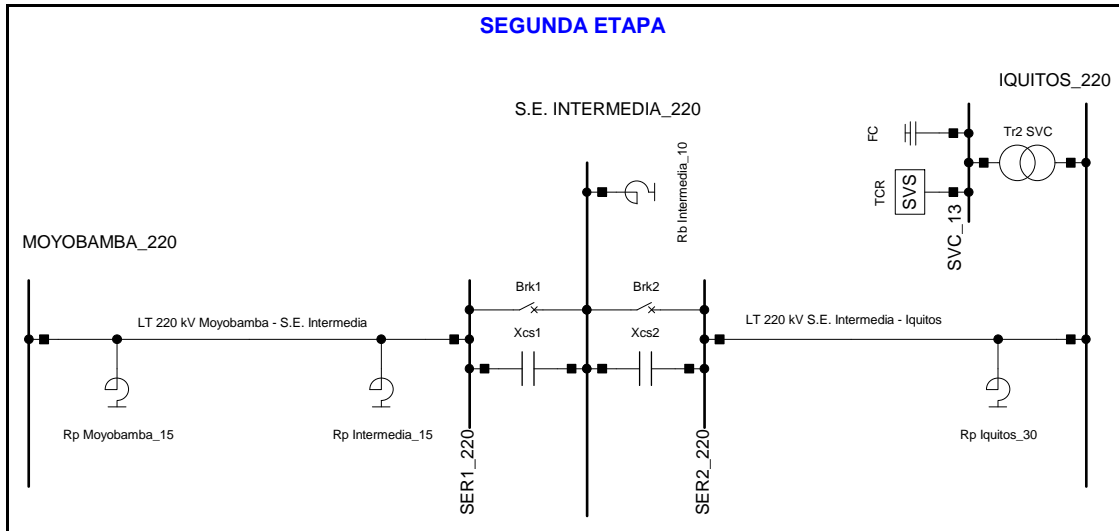
En esta primera alternativa se plantea que la LT 220 kV Moyobamba – Iquitos ingrese el 2016 en una primera etapa sin compensación serie y previendo una subestación de maniobra Intermedia a la línea (S.E. Intermedia). La línea de transmisión debido a su longitud mayor a 600 km deberá contar con equipos de compensación reactiva Shunt (Reactores) con la finalidad de evitar problemas de sobretensión durante la energización de la línea. Asimismo con la finalidad de lograr fijar la tensión en la barra de Iquitos a un valor deseado y con tiempo de respuesta rápido, se hace necesaria la instalación de un equipo de compensación Estática SVC, pues frente a ligeros cambios en la demanda de Iquitos la tensión variaría significativamente sin este equipo.

Luego, debido al crecimiento de la demanda de Iquitos, en una segunda etapa instalar compensación serie en la subestación S.E. Intermedia.

A continuación se muestran gráficas ilustrativas de las dos etapas de esta alternativa.







Las capacidades de los equipos serán definidos a través de los estudios de flujo de potencia.

Esta alternativa eléctricamente presenta mayor efectividad en lo que respecta a la compensación serie, no obstante se debe tener en cuenta que implica la construcción de una Nueva subestación S.E. Intermedia en la cual el acceso para el traslado de equipos o dificultades de terreno podría resultar en un inconveniente para esta alternativa.

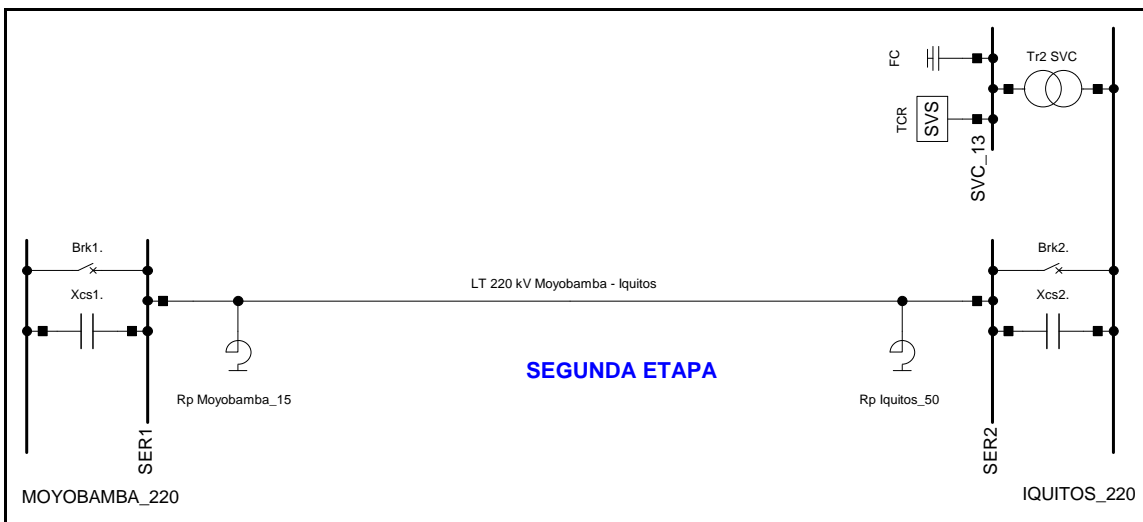
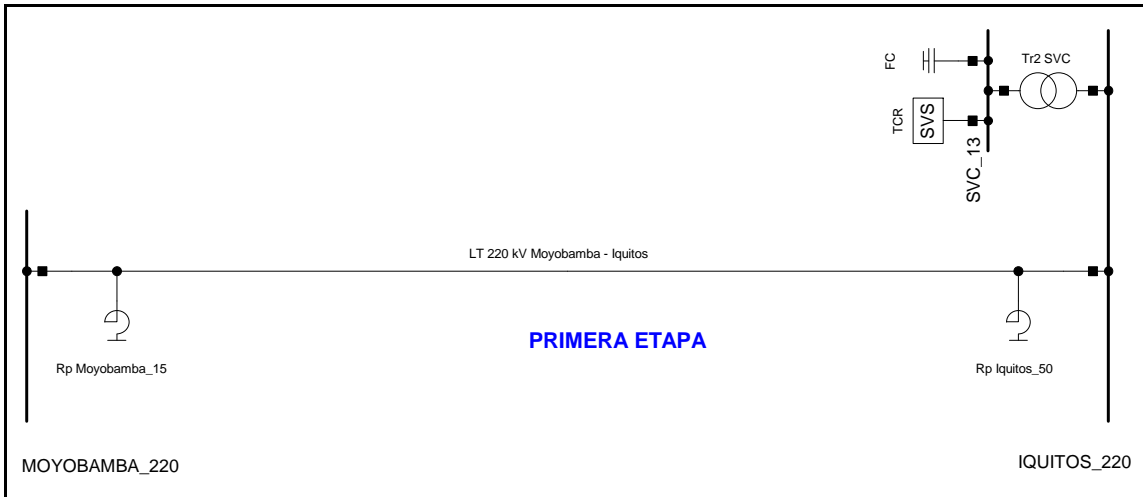
### **Alternativa 02:**

En esta segunda alternativa se plantea que la LT 220 kV Moyobamba – Iquitos ingrese el 2016 en una primera etapa sin compensación serie y sin considerar subestaciones intermedias en su trayectoria. La línea de transmisión debido a su longitud mayor a 600 km deberá contar con equipos de compensación reactiva Shunt (Reactores) con la finalidad de evitar problemas de sobretensión durante la energización de la línea. Asimismo con la finalidad de lograr fijar la tensión en la barra de Iquitos a un valor deseado y con tiempo de respuesta rápido, se hace necesaria la instalación de un equipo de compensación Estática SVC, pues frente a ligeros cambios en la demanda de Iquitos la tensión variaría significativamente sin este equipo.

Luego, debido al crecimiento de la demanda de Iquitos, en una segunda etapa instalar compensación serie en los extremos de la línea, es decir en la S.E. Moyobamba y en la S.E. Iquitos.

A continuación se muestran gráficas ilustrativas de las dos etapas de esta alternativa.

**Estudios de Viabilidad Técnica para la construcción de la Línea de Transmisión  
Moyobamba – Yurimaguas – Nauta – Iquitos en 220 kV**



Las capacidades de los equipos serán definidos a través de los estudios de flujo de potencia.

Esta alternativa eléctricamente presenta menor efectividad al de compensar en el punto medio, no obstante se debe mencionar que para longitudes menores a 700 km la diferencia en efectividad entre esta alternativa y la alternativa de compensar en el punto medio no es significativa. Una ventaja de esta alternativa es que la compensación serie se realizaría en subestaciones existentes, lo cual facilitaría el traslado de equipos, así como los futuros mantenimientos de los equipos de compensación.

### **1.3 Conclusiones Generales**

La proyección de demanda definida en el presente estudio, para ambos escenarios, está en el orden de la considerada en el Plan Referencial 2008-2017.

Los resultados obtenidos en este informe de mercados eléctricos servirá como insumo para los estudios de flujo de carga que permitirán determinar la configuración de la línea de transmisión LT 220 kV Moyobamba – Yurimaguas – Nauta – Iquitos.

Se plantea dos alternativas de configuración para la línea LT 220 kV Moyobamba – Yurimaguas – Nauta – Iquitos, una de ellas considerando compensación serie en el punto medio de la línea de transmisión y la segunda alternativa considerando compensación serie en los extremos de la línea de transmisión.

## **2. INTRODUCCIÓN**

El plan de expansión del sistema de transmisión considera la construcción de una línea de transmisión en 220 kv Cajamarca norte – Caclic –Moyobamba, obra que se encuentra actualmente en su etapa de licitación por parte de Proinversión.

En este sentido, estando prevista en el corto plazo una barra de suministro 220 kv en Moyobamba, el MINEM ha considerando conveniente evaluar la viabilidad técnica de extender esta línea hasta Iquitos, localidades que actualmente pertenecen al sector de demanda del sistema aislado, con la posibilidad de, alimentar en su camino a las localidades de Yurimaguas y Nauta.

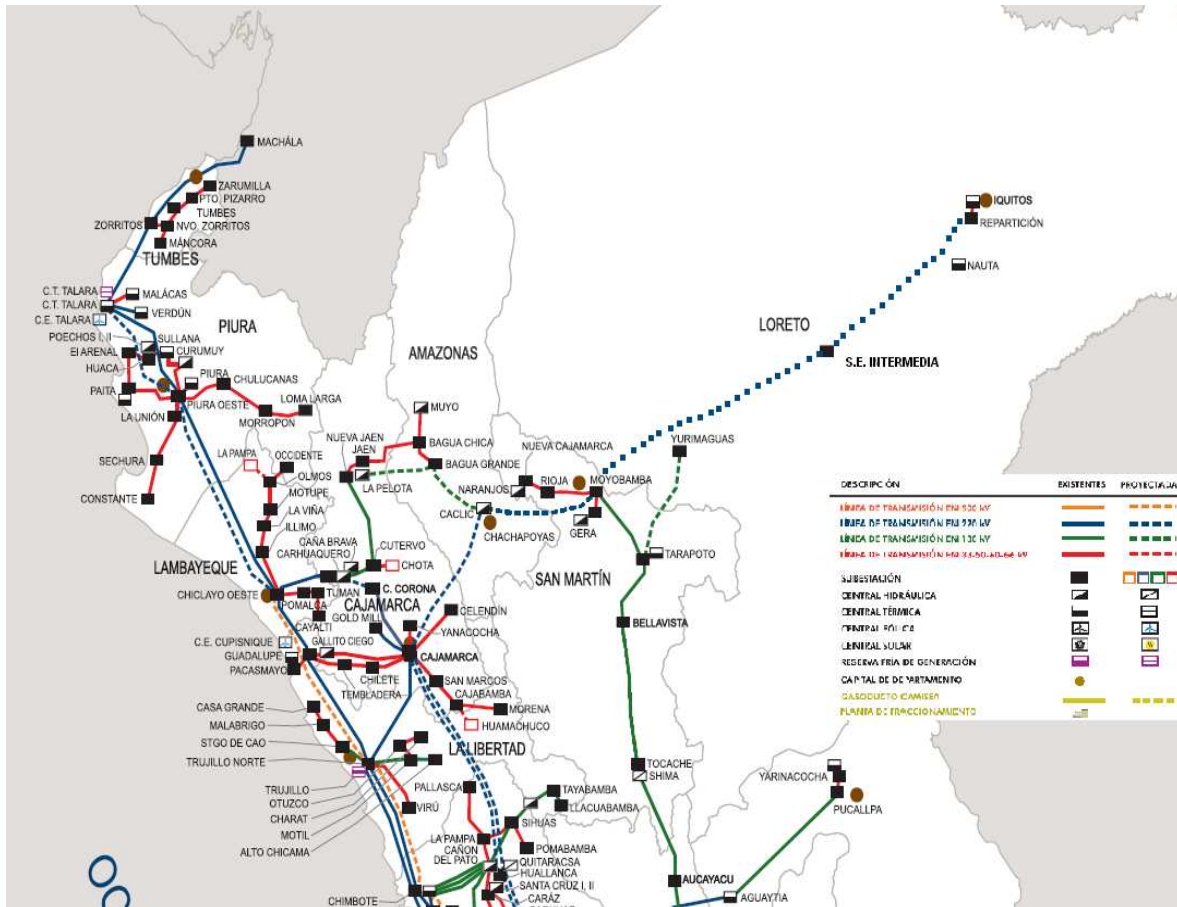
Dada la longitud de la línea requerida, 613 km aproximadamente, mucho mayor que líneas convencionales en este nivel de tensión, se requerirá de un análisis técnico más detallado y cuidadoso para plantear y evaluar alternativas de transmisión que garanticen que la solución propuesta cumpla con las exigencias de calidad y confiabilidad requeridas en toda instalación de suministro eléctrico en 220 kV.

El SEIN se encuentra en un etapa de evolución muy importante originada, por un lado, desde el gran crecimiento del consumo de electricidad en los últimos año movidos por el incremento sustancial de las actividades económicas productivas en la mayoría de los sectores, especialmente en la zona norte del país; y, por el lado de la oferta, por el importante cambio de la estructura de oferta de energéticos para la industria eléctrica, con el ingreso del gas natural de Camisea en la zona central del país.

Por ello, esta parte del estudio tendrá por objetivo determinar la proyección de la demanda, el cual se utilizara información pública disponible y seguirá los criterios aplicados por OSINERG y el COES, además se consideran los estudios de fijación de tarifas en barras del Ministerio de Energía y el Plan Referencial de Electricidad 2008-2017. Además, se plantearan las alternativas de configuración del proyecto, las cuales serán analizadas con mayor detalle en la siguiente etapa del proyecto.

### 3. ZONA DE INFLUENCIA DEL ESTUDIO

La zona de influencia de la línea de transmisión materia del estudio, es la que se muestra en la siguiente figura.



**Fig. 1.1. Sistema Proyectado por el MINEM, con inclusión del Proyecto LT 220 kV Moyobamba - Iquitos**

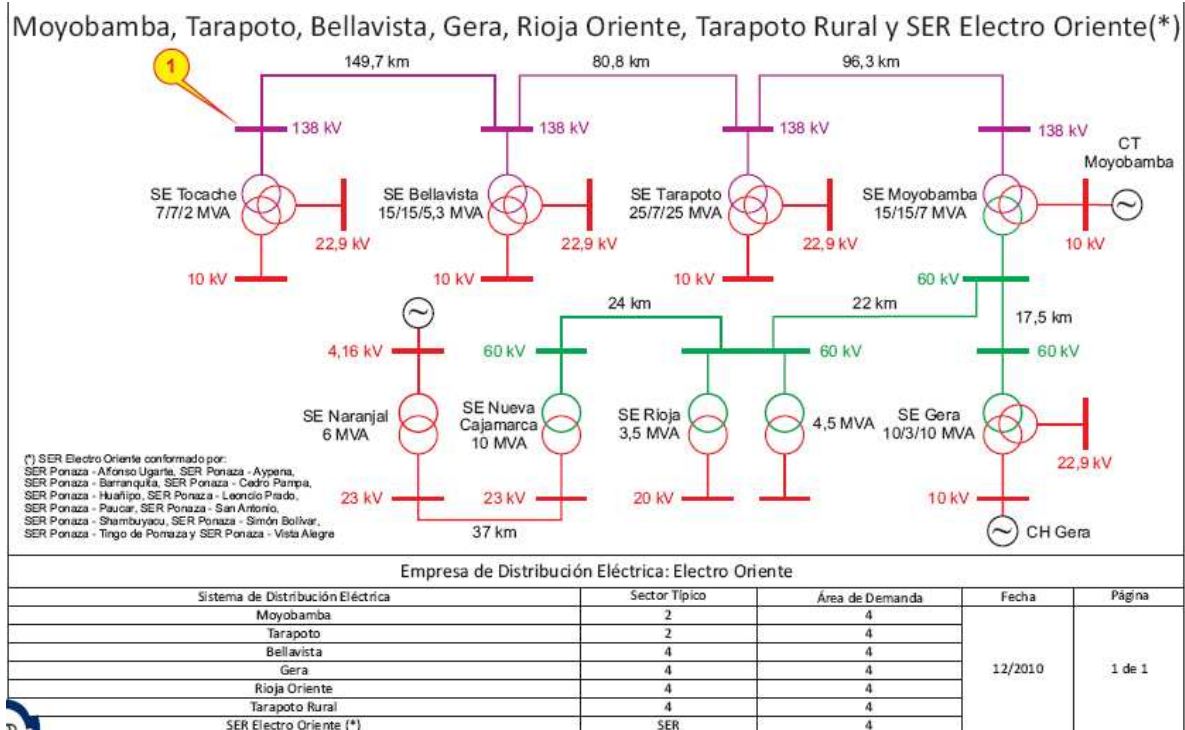
**Estudios de Viabilidad Técnica para la construcción de la Línea de Transmisión  
Moyobamba – Yurimaguas – Nauta – Iquitos en 220 kV**



Se ha realizado simulaciones de flujo de potencia preliminares para determinar el área de influencia que tiene un impacto significativo en los resultados de flujo de potencia al simular el ingreso de la LT 220 kV Moyobamba – Iquitos.

Se ha determinado que el estudio de mercado eléctrico deberá considerar las siguientes subestaciones dentro del área de influencia:

## Estudios de Viabilidad Técnica para la construcción de la Línea de Transmisión Moyobamba – Yurimaguas – Nauta – Iquitos en 220 kV



- **S.E. Moyobamba** (Pertenece a ElectroOriente – Sistema Interconectado).
- **S.E. Tarapoto** (Pertenece a ElectroOriente – Sistema Interconectado).
- **S.E. Bellavista** (Pertenece a ElectroOriente – Sistema Interconectado).
- **S.E. Chachapoyas** (Pertenece a ElectroNorte – Actualmente aislado).
- **S.E. Iquitos** (Pertenece a ElectroOriente – Actualmente aislado).
- **S.E. Yurimaguas** (Pertenece a ElectroOriente – Actualmente aislado).
- **S.E. Nauta** (Actualmente aislado).

Se debe incluir en el estudio de mercado eléctrico la proyección de la demanda, así como los nuevos proyectos de transmisión y/o generación que se prevén en el área de influencia del proyecto.

#### 4. CRITERIOS GENERALES

Para la recopilación de la información necesaria para el análisis del mercado, se tomarán los siguientes criterios:

La información histórica de las cargas definidas será presentada mensualmente, desde enero del 2000 hasta marzo del 2011, y proyectadas anualmente para los próximos 15 años posteriores.

La fuente de la información procesada está basada fundamentalmente en los registros de ventas mensuales proporcionado por el OSINERG, tanto para los clientes libres como para los regulados, sean estos del SEIN o de los Sistema Aislados.

Para el caso de la potencia, la fuente principal de información será la proporcionada por el COES mediante sus reportes mensuales de máxima demanda del SEIN y en algunos casos los informes de operación diaria para los días de máxima.

Para las proyecciones del SEIN se agruparan tres tipos de cargas los cuales se indican a continuación:

- Cargas Vegetativas
- Cargas Especiales e Incorporadas
- Grandes Proyectos

Se considerará la expansión de la generación eléctrica del SEIN, especialmente la prevista en el norte del país, que sería la fuente normal de suministro de energía, y que incluyen hidroeléctricas de gran capacidad, aún para la fuerte demanda minera que se concentrará en el departamento Cajamarca. Igualmente, se evaluará la necesidad o conveniencia de implementar la Planta de Generación de Reserva Fría, del orden de 40 a 50 MW, y prevista por PROINVERSIÓN para ser próximamente licitada, tomando en cuenta la línea 220 kV proyectada y la central térmica existente en Iquitos.

En base a los resultados obtenidos, se efectuará los diferentes escenarios de Oferta/Demanda, los cuales serán usados en los análisis del sistema eléctrico a efectuarse para la evaluación de las alternativas propuestas.

## **5. METODOLOGÍA**

Los métodos de proyección a ser considerados, en función de su carácter, son los siguientes:

- Métodos causales
- Métodos de series de tiempo.
- Métodos de carácter subjetivo

### **5.1 Métodos Causales (Econométrico)**

Los modelos de pronóstico causales (como por ejemplo el econométrico), parten del supuesto de que el grado de influencia de las variables que afectan al comportamiento del mercado permanece estable, para luego construir un modelo que relacione ese comportamiento con las variables que se estima son las causantes de los cambios que se observan en el mercado.

Se puede señalar tres etapas para el diseño de un modelo de proyección causal:

La identificación de una o más variables respecto a las que se pueda presumir que influyen sobre la demanda, como por ejemplo el Producto Bruto Interno, número de clientes, la población, tarifas, etc.

La selección de la forma de la relación que vincule a las variables causales con el comportamiento del mercado, normalmente en la forma de una ecuación matemática de primer grado; y la validación del modelo de pronóstico, de manera que satisfaga tanto el sentido común como las pruebas estadísticas, a través de la representación adecuada del proceso que describa.

Es frecuente encontrar en los estudios empíricos y en la teoría macroeconómica la afirmación de que la demanda de un bien o servicio depende de muchas causas o factores que explicarían su comportamiento a través del tiempo en un momento específico de él.

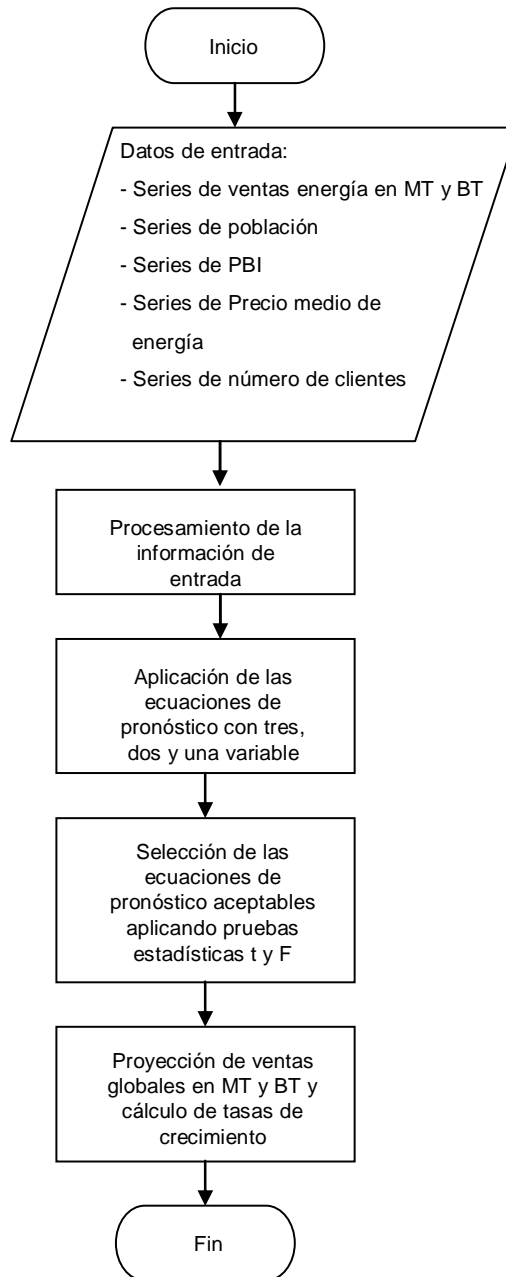
Las causales explicativas se definen como variables independientes y la cantidad demandada, u otro elemento del mercado que se desea proyectar, se define como variable dependiente. La variable dependiente, en consecuencia, se explica por la variable independiente. El análisis de regresión permite elaborar un modelo de pronóstico basado en estas variables, el cual puede tener desde una hasta “n” variables independientes.

De acuerdo con lo indicado, la proyección de las ventas de energía aplicando el método econométrico tomaría en cuenta las siguientes etapas generales:

- Selección de las variables independientes o explicativas para el modelo econométrico. Variables tales como las series de tiempo de población, series de de PBI, etc.
- Procesamiento de las variables de entrada para su uso como parte del modelo.
- Definición del modelo matemático para la realización de la proyección.
- Verificación de la validez de los modelos definidos, empleando para ello estadísticos de prueba adecuados.
- Proyección definitiva de las ventas de energía globales
- 

El método descrito, de manera esquemática, se puede apreciar en el gráfico 2.1.





**Fig. 2.1** Modelo Econométrico

Como se observa en el gráfico 2.1, para la proyección se ha empleado el método econométrico considerando ecuaciones de una, dos y tres variables independientes, las mismas que han sido definidas a partir de los siguientes dos modelos de base:

a. Modelo empleando el PBI, Población y Número de Clientes:

- Ventas de energía (variable dependiente)
- Variación del PBI [PBI] (variable independiente)

- Variación de la población [POB] (variable independiente)
  - Variación del número de clientes [CLI] (variable independiente)
- b. Modelo empleando el PBI, Población y Precio Medio de la Energía
- Variable dependiente:
  - Ventas de energía
  - Variables independientes:
  - Variación del PBI [PBI]
  - Variación de la población [POB]
  - Precio medio de la energía [PRECIO]

Respecto al modelo matemático empleado, para el caso (a.) adopta la siguiente forma general:

$$\text{Ventas de Energía}_i = \beta_1 + \beta_2 \text{PBI}_i + \beta_3 \text{POB}_i + \beta_4 \text{CLI}_i + \epsilon_i$$

Donde, Ventas de Energía es la variable dependiente; mientras que PBI, POB y CLI son las variables independientes que explican las variaciones de la misma. Por su parte el término  $\epsilon$  representa el error aleatorio obtenido en cada estimación.

La constante  $\beta_1$  es el término de intersección con el eje y representa el efecto promedio sobre las ventas, de todas las posibles variables no consideradas en el modelo.

Por su parte los coeficientes del modelo  $\beta_2$ ,  $\beta_3$ , y  $\beta_4$  son los coeficientes de regresión parcial. En este sentido, el coeficiente  $\beta_2$  debe permitir estimar el cambio en el valor medio de las ventas por unidad de cambio o variación del PBI, manteniendo constantes los valores de las otras variables independientes; lo cual permite apreciar el efecto neto de la variación del PBI en el valor medio de las ventas. De igual manera,  $\beta_3$  permite estimar el cambio en el valor medio de las ventas por unidad de cambio en la variable POB, manteniendo constantes las otras variables independientes. El caso del coeficiente  $\beta_4$  se explica de manera similar.

En términos generales, el modelo permite estimar el valor esperado de las ventas, condicionado a los valores de las variables independientes seleccionadas, asumiendo que el valor medio esperado del error  $\epsilon$  es igual a cero.

En el caso (b.) del modelo de cuatro variables que emplea el precio medio de energía, se aplican los mismos conceptos señalados previamente; pero reemplazando la variable Número de Clientes (CLI) por el precio medio de la energía (PRECIO).

## A. Métodos de Series de Tiempo (Tendencias)

Los métodos de series de tiempo (de tendencias), se utilizan cuando el comportamiento que asuma el mercado a futuro puede determinarse en gran medida por lo sucedido en el pasado, y siempre que esté disponible la información histórica en forma confiable y completa. Cualquier cambio en las variables que caracterizaron a un determinado contexto en el pasado, como una recesión económica, una nueva tecnología o un nuevo producto sustituto, entre otros, hace que pierdan validez los modelos de este tipo. Sin embargo, es posible ajustar en forma subjetiva una serie cronológica para incluir aquellos hechos no reflejados en datos históricos.

En la figura 2.2, se presenta de manera esquemática las etapas generales que se ha seguido para aplicar esta metodología.

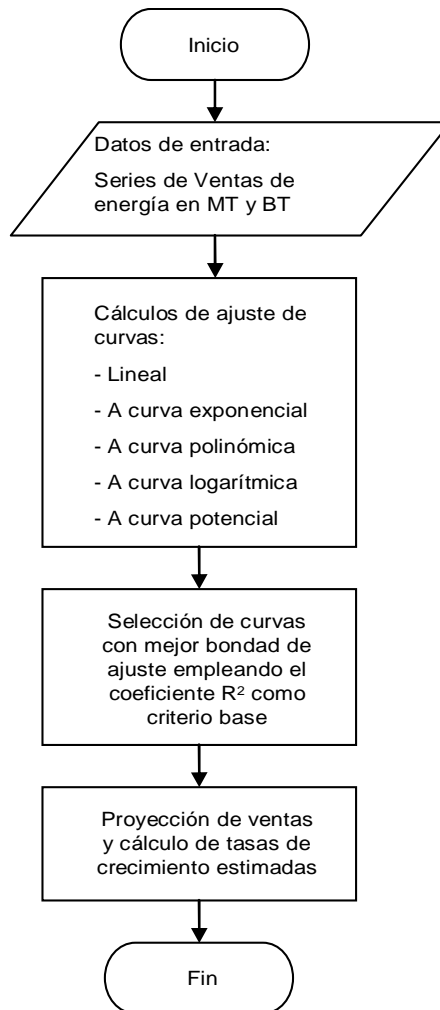


Fig. 2.2 Modelo de Tendencias

Como se observa en el Gráfico 2.3, para la proyección se ha empleado información histórica de ventas de energía, las cuales han sido ajustadas a distintos tipos de curvas para luego seleccionar aquellas que brinden la mejor bondad de ajuste. Esta bondad de ajuste ha sido determinada empleando en coeficiente R2.

## **B. Ajuste Final**

Finalmente es importante recalcar que todos los análisis efectuados se complementan con el juicio y las apreciaciones cualitativas de los analistas, quienes trabajan con más de un método en la búsqueda de la estimación más certera para la variable dependiente.

La forma en que se ha realizado el ajuste final de la proyección de las ventas de energía, en el presente estudio, se ilustra en el gráfico 2.3.

### **Pruebas Estadísticas de los Resultados**

Para la verificación de la significancia estadística se ha empleado, de acuerdo con cada caso, las siguientes pruebas:

#### **a. Prueba de significancia global**

Se ha empleado la prueba F, con el fin de establecer si existe una relación significativa entre la variable dependiente y el conjunto de todas las variables independientes que forman parte del modelo.

#### **b. Prueba de significancia individual**

Se ha empleado la prueba t, con el fin de determinar si las variables independientes seleccionadas son estadísticamente significativas.

#### **c. Bondad de ajuste de los resultados**

Para evaluar la bondad de ajuste de los resultados, al efectuar cálculos de regresión, se ha empleado el Coeficiente de Determinación (R2), que permite reconocer la proporción de la variación de la variable dependiente que es explicada por las variables independientes.

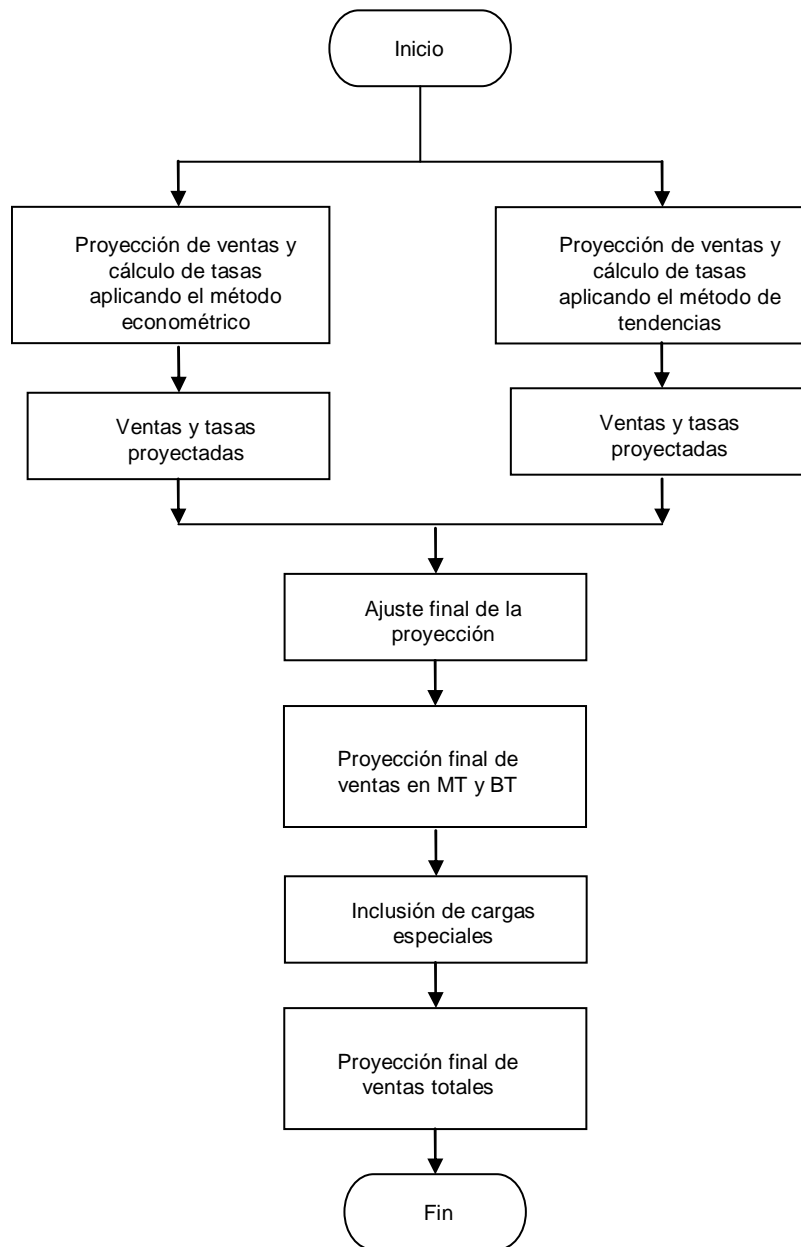


Fig. 2.3 Ajuste final de la proyección

## 5.2 Información requerida

De acuerdo con la descripción general de la metodología utilizada, la información requerida en el proceso de proyección fue la siguiente:

- Ventas históricas de energía clasificadas por sistema eléctrico y por nivel de tensión.
- Registros históricos del número de usuarios, por sistema y por nivel de tensión
- Crecimiento de la población en la zona de estudio.
- Evolución histórica del Producto Bruto Interno.
- Evolución histórica de los precios de la energía
- Datos de nuevos clientes especiales a incorporarse en el sistema eléctrico.
- FC, FCP y FS, para Usuarios Menores, por cada nivel de tensión de cada SET.
- Datos de demanda en el año representativo de cada Usuario Mayor (Máxima Demanda, Demanda coincidente con Máxima demanda del SEIN, Energía, FCP, FS), así como, las encuestas de evolución de su demanda.

#### **A. ANÁLISIS Y PROYECCIÓN DE LOS DATOS HISTÓRICOS**

**Método de Tendencia**, se consideraron diferentes curvas de ajuste, las tendencias de comportamiento histórico y proyección futura de la demanda, y los correspondientes parámetros para el análisis estadístico correspondiente.

**Método Econométrico**, se efectuaron estos análisis para diferentes combinaciones de las variables independientes consideradas y su correlación con el comportamiento de la demanda.

### **5.3 Selección del mejor ajuste para cada componente**

Se tomaron en cuenta, según correspondan, los siguientes aspectos:

- Análisis del Factor de Determinación (R<sup>2</sup>) para evaluar la bondad de ajuste de los cálculos de regresión.
- Eliminación de datos atípicos, sobre la base del conocimiento de sucesos o situaciones particulares o periódicos que expliquen la eliminación.

### **5.4 Proyección por separado de cada componente o tipo de demanda**

La proyección se realizará por separado para cada tipo de carga, definido previamente (MT y BT), tanto para el caso del método econométrico como para el método de tendencias.

### **5.5 Ajuste de la Proyección efectuada por el método de tendencias y el método econométrico**

El ajuste final de la proyección global de la demanda de energía dependerá principalmente de la cantidad y calidad de los antecedentes disponibles, así como de los resultados esperados.

La efectividad del ajuste final, se evaluará en función de lo que los métodos utilizados aporten en cuanto a precisión, sensibilidad y objetividad.

Las principales consideraciones para el ajuste final, es decir la decisión del ritmo (tasa de crecimiento, tendencia o similar) y la forma más probable en que se desarrollará la demanda, son las siguientes:

- Posibilidad de eventos que no hayan ocurrido anteriormente:
- Desarrollo de nuevas tecnologías.
- Incorporación de competidores.
- Variación de políticas económicas.
- Presentación de la información desglosada por zona geográfica o tipo de consumo.
- Calidad de los datos que sirvieron de base para el pronóstico.
- Sustento adecuado de las variables escogidas.
- Aplicación del concepto de similitud histórica, para detectar aspectos y resultados que sean dudosos para el sentido común.
- Finalmente y para salvar algunas deficiencias en la información, se podrá consultar con especialistas, tanto dentro como fuera de la empresa, con lo cual se determina la proyección de demanda.

#### **5.6 Corrección de la Proyección para considerar cargas puntuales o concentradas conocidas y sus respectivas tendencias o planes de crecimiento**

Para este tipo de cargas, especialmente los llamados clientes mayores, se ha considerado lo siguiente:

Para clientes existentes, la realización de encuestas, a través de muestras representativas, para conocer sus planes y en consecuencia la proyección de su demanda futura.

Para nuevas cargas se considerarán los siguientes casos:

- Proyectos de inversión.
- Solicitudes de factibilidad de suministro para nuevas cargas.
- Conocimiento por otras fuentes de potenciales cargas futuras.

#### **5.7 Recomposición de la proyección global recomblando las proyecciones de los componentes o tipos de carga**

Finalmente, se ha integrado anualmente la proyección de cada componente, para obtener el pronóstico de demanda para el total de la zona de estudio.

## 6. RESULTADOS OBTENIDOS

### 6.1 Información Requerida

La información histórica de las ventas de energía utilizada en los cálculos de proyección de la evolución futura de las mismas, es la que se presenta en la Tabla 5.1.

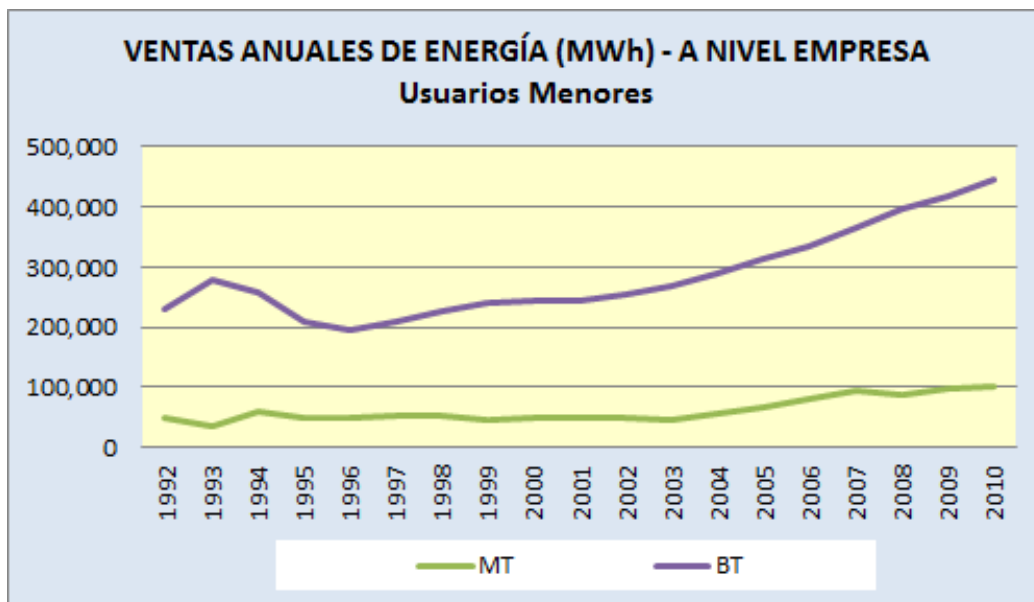
Tabla 5.1 Ventas de energía

VENTAS HISTORICAS DE ENERGÍA (MWh) USUARIOS MENORES										
AREA DE DEMANDA: 4										
AÑO	Mercado Libre			Mercado Regulado MT+BT				Totales Por Nivel de Tensión		TOTAL VENTAS
	AT	MT	Sub-Total	AT(2)	MT(1)	BT(1)	Sub-Total	AT	MT+BT	
1990	0	0		0	0	0				
1991	0	0		0	0	0				
1992	0	0		0	0	0				
1993	0	0		0	0	0				
1994	0	0		0	0	0				
1995	0	0		0	0	0				
1996	0	0		0	0	0				
1997	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1998	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1999	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2000	0	0	0	0	87.591	116.955	204.546	0	204.546	204.546
2001	0	0	0	0	93.342	119.939	213.281	0	213.281	213.281
2002	0	0	0	0	110.191	129.954	240.145	0	240.145	240.145
2003	0	0	0	0	120.519	137.031	257.550	0	257.550	257.550
2004	0	0	0	0	132.402	147.360	279.763	0	279.763	279.763
2005	0	0	0	0	146.510	160.475	306.985	0	306.985	306.985
2006	0	0	0	0	154.873	173.169	328.043	0	328.043	328.043
2007	0	0	0	0	175.942	191.059	367.001	0	367.001	367.001
2008	0	0	0	0	199.067	210.753	409.820	0	409.820	409.820
2009	0	0	0	0	202.159	227.135	429.294	0	429.294	429.294
2010	0	0	0	0	229.043	251.310	480.353	0	480.353	480.353

(1) No incluye pérdidas en media y baja tensión.

La variación histórica de las ventas por tipo de mercado y a nivel de empresa se puede apreciar en el Gráfico 5.1.





**Gráfico 5.1 Variación histórica de las ventas de energía en el mercado regulado**

No consideraremos por el momento las ventas de energía en el mercado libre y de los clientes regulados en AT, ya que proyectaremos solo el mercado regulado de MT y BT y al final agregaremos los datos de los clientes mencionados.

### PRODUCTO BRUTO INTERNO (PBI)

Para conocer la evolución histórica del PBI a nivel nacional y por departamentos se ha recurrido a las siguientes fuentes de información:

- Compendios Estadísticos del Instituto Nacional de Estadística e Informática (INEI).
- Marcos Macroeconómicos Multianuales publicados por el Ministerio de Economía y Finanzas (Marco Macroeconómico Multianual 2003-2005 al Marco Macroeconómico Multianual 2012-2014).

En relación con el valor del PBI regional de los departamentos de Loreto y San Martín, los valores estimados entre 1993 y el 2009 se consideraron como fuente INEI que se muestran en la Tabla 5.2.

**Estudios de Viabilidad Técnica para la construcción de la Línea de Transmisión  
Moyobamba – Yurimaguas – Nauta – Iquitos en 220 kV**

**Tabla 5.2 Producto Bruto Interno Nacional a Precios constantes de 1994**

Departamento	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Amazonas	477	506	549	537	576	526	529	713	749	788	828	886	948	1 019	1 097	1 135	1 277
Ancash	2 890	2 641	2 828	2 811	2 581	3 136	3 196	4 265	5 002	5 109	5 253	5 420	5 550	5 933	6 458	6 467	7 233
Apurímac	535	649	686	709	657	702	690	514	543	571	603	647	706	725	747	786	809
Arequipa	4 754	5 187	5 277	5 655	5 676	5 814	6 014	5 926	6 427	6 653	7 015	7 495	7 953	9 193	9 995	10 014	10 950
Ayacucho	858	964	986	1 039	1 068	1 074	1 074	1 035	1 096	1 155	1 146	1 251	1 367	1 536	1 677	1 862	2 046
Cajamarca	2 132	2 394	2 555	2 872	3 187	3 442	3 587	3 533	3 900	4 240	4 300	4 616	4 570	4 230	4 596	4 920	5 232
Cusco	2 458	2 610	2 640	2 874	2 915	2 895	2 971	2 601	2 496	2 650	3 124	3 399	3 802	4 166	4 467	4 664	5 061
Huancavelica	1 096	1 138	1 188	1 241	1 247	1 239	1 194	1 186	1 167	1 201	1 218	1 305	1 385	1 346	1 384	1 433	1 489
Huánuco	1 163	1 380	1 437	1 520	1 494	1 482	1 512	1 269	1 295	1 416	1 456	1 490	1 525	1 562	1 665	1 675	1 713
Ica	2 441	2 519	2 471	2 680	2 506	2 616	2 735	2 705	2 882	2 981	3 244	3 675	3 984	4 352	5 309	5 512	6 162
Junín	3 272	3 595	3 534	3 708	3 841	3 971	4 081	3 927	4 044	4 129	4 386	4 395	4 874	5 187	5 619	5 490	5 819
La Libertad	3 908	4 288	4 470	4 714	4 741	4 735	4 968	4 885	5 202	5 546	5 509	6 057	7 001	7 714	8 304	8 444	9 258
Lambayeque	2 981	3 261	3 350	3 409	3 384	3 570	3 631	3 233	3 391	3 527	3 370	3 641	3 838	4 245	4 602	4 742	5 003
Lima	44 949	49 066	50 490	54 293	53 548	53 416	54 695	56 250	58 410	60 541	63 640	68 043	74 159	82 029	90 969	91 357	99 940
Loreto	2 218	2 435	2 458	2 567	2 686	2 610	2 672	2 438	2 557	2 614	2 707	2 825	2 972	3 105	3 259	3 330	3 484
Madre de Dios	357	384	364	382	390	428	469	409	449	449	494	544	565	627	675	656	700
Moquegua	1 357	1 337	1 364	1 538	1 410	1 558	1 640	1 606	1 872	2 007	2 157	2 252	2 263	2 257	2 380	2 348	2 514
Pasco	1 034	1 215	1 175	1 271	1 239	1 303	1 309	1 386	1 512	1 507	1 564	1 581	1 713	1 915	1 937	1 844	1 969
Piura	4 174	4 272	4 447	4 483	4 250	4 201	4 291	4 449	4 575	4 733	5 119	5 409	5 939	6 523	6 973	7 110	7 770
Puno	2 091	2 173	2 154	2 353	2 419	2 488	2 631	2 607	2 801	2 830	2 907	3 060	3 214	3 449	3 631	3 754	4 017
San Martín	1 227	1 320	1 402	1 502	1 599	1 664	1 707	1 368	1 416	1 464	1 587	1 729	1 819	1 983	2 178	2 257	2 386
Tacna	1 252	1 424	1 484	1 586	1 567	1 664	1 786	1 650	1 718	1 826	1 937	2 013	2 094	2 224	2 320	2 289	2 406
Tumbes	548	553	553	651	512	564	540	518	539	563	603	689	665	722	771	787	845
Ucayali	801	874	927	971	1 186	1 209	1 126	1 222	1 282	1 328	1 440	1 540	1 640	1 709	1 808	1 850	2 020
Valor Agregado Bruto	88 973	96 175	98 789	105 366	104 679	106 307	109 048	109 693	115 323	119 828	125 608	133 961	144 547	157 752	172 819	174 727	190 103
Impuestos a los Productos	7 889	8 637	8 691	9 388	9 395	9 167	9 364	9 336	9 734	10 213	10 697	11 504	12 508	13 656	15 206	15 538	
Derechos de Importación	1 715	2 227	2 229	2 458	2 479	2 174	2 246	2 288	2 351	2 504	2 837	3 174	3 091	2 941	3 341	2 729	
Productos Bruto Interno	98 577	107 039	109 709	117 212	116 553	117 587	121 057	121 317	127 407	132 545	139 141	148 640	160 145	174 348	191 367	192 994	
Tasa		8,58%	2,49%	6,84%	-0,56%	0,89%	2,95%	0,21%	5,02%	4,03%	4,98%	6,83%	7,74%	8,87%	9,76%	0,85%	8,80%

Fuente: Instituto Nacional de Estadística e Informática-Dirección Nacional de Cuentas Nacionales.

Para fines del cálculo de proyección, se ha el estimado por el Marco Macroeconómico Multianual del BCR para los años 2010 al 2014 y estimando por departamento proporcional al crecimiento de cada de uno de los últimos 10 años, obteniéndose lo siguientes resultados consignados en la Tabla 5.3.

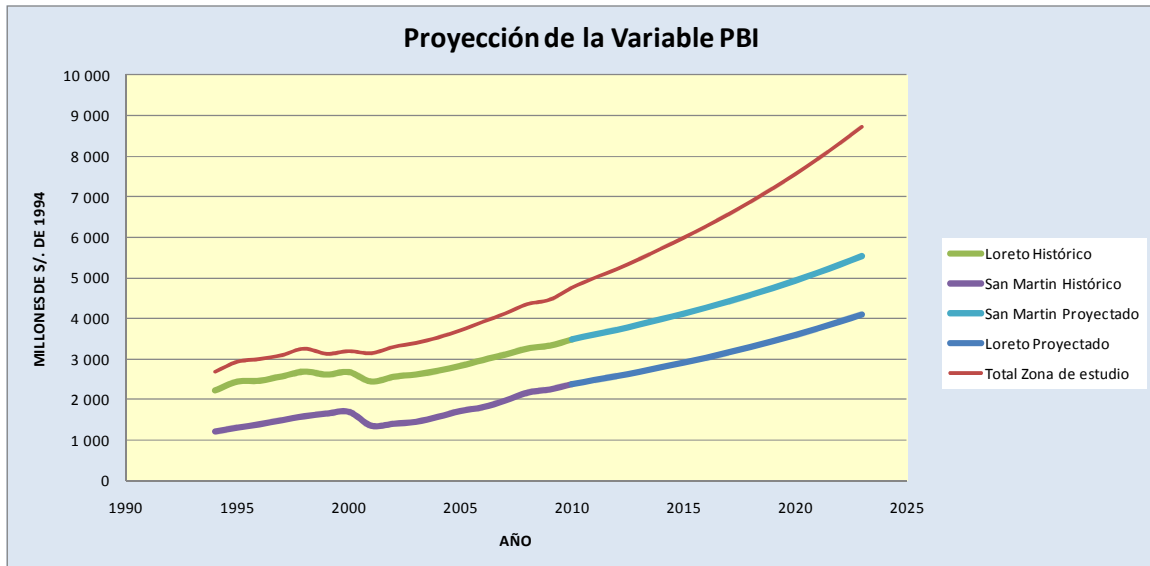
**Estudios de Viabilidad Técnica para la construcción de la Línea de Transmisión  
Moyobamba – Yurimaguas – Nauta – Iquitos en 220 kV**

**Tabla 5.3** Estimaciones del PBI en la zona de estudio

Departamento	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Amazonas	1 391	1 493	1 612	1 737	1 863	1 997	2 138	2 287	2 445	2 612	2 788	2 975	3 172	3 380	3 600
Áncash	7 848	8 402	9 041	9 717	10 400	11 121	11 883	12 689	13 541	14 442	15 394	16 401	17 464	18 589	19 778
Apurímac	827	843	862	882	902	923	945	969	994	1 020	1 048	1 078	1 109	1 142	1 177
Arequipa	11 703	12 381	13 161	13 988	14 823	15 705	16 637	17 623	18 665	19 766	20 930	22 161	23 462	24 837	26 291
Ayacucho	2 194	2 328	2 482	2 645	2 809	2 983	3 166	3 360	3 566	3 783	4 012	4 254	4 511	4 781	5 068
Cajamarca	5 483	5 709	5 969	6 245	6 523	6 817	7 128	7 457	7 804	8 171	8 559	8 970	9 403	9 862	10 346
Cusco	5 379	5 666	5 997	6 347	6 700	7 074	7 468	7 886	8 327	8 793	9 286	9 807	10 358	10 940	11 555
Huancavelica	1 534	1 575	1 622	1 671	1 721	1 774	1 830	1 889	1 951	2 017	2 087	2 160	2 238	2 320	2 407
Huánuco	1 744	1 771	1 803	1 837	1 871	1 907	1 945	1 985	2 027	2 072	2 119	2 170	2 223	2 279	2 338
Ica	6 684	7 155	7 697	8 271	8 850	9 463	10 110	10 794	11 518	12 282	13 090	13 945	14 848	15 803	16 812
Junín	6 084	6 323	6 598	6 889	7 183	7 494	7 822	8 169	8 536	8 924	9 334	9 767	10 225	10 710	11 222
La Libertad	9 912	10 501	11 179	11 898	12 623	13 390	14 200	15 057	15 962	16 920	17 931	19 001	20 132	21 327	22 590
Lambayeque	5 212	5 400	5 617	5 847	6 079	6 324	6 583	6 857	7 146	7 452	7 776	8 118	8 479	8 861	9 265
Lima	106 838	113 053	120 207	127 790	135 438	143 523	152 070	161 104	170 655	180 750	191 422	202 703	214 628	227 234	240 560
Loreto	3 607	3 719	3 847	3 983	4 121	4 266	4 419	4 581	4 752	4 933	5 125	5 327	5 541	5 767	6 006
Madre de Dios	736	767	804	843	882	923	967	1 013	1 062	1 114	1 168	1 226	1 287	1 351	1 419
Moquegua	2 647	2 767	2 906	3 052	3 200	3 356	3 521	3 696	3 880	4 075	4 281	4 499	4 730	4 973	5 231
Pasco	2 070	2 161	2 265	2 376	2 488	2 606	2 730	2 862	3 002	3 149	3 305	3 469	3 644	3 828	4 022
Piura	8 300	8 778	9 328	9 912	10 500	11 121	11 778	12 473	13 208	13 984	14 804	15 672	16 589	17 558	18 583
Puno	4 229	4 419	4 638	4 870	5 105	5 353	5 614	5 891	6 184	6 493	6 820	7 166	7 531	7 917	8 326
San Martín	2 490	2 583	2 690	2 804	2 919	3 040	3 168	3 304	3 447	3 599	3 759	3 928	4 107	4 297	4 497
Tacna	2 501	2 586	2 684	2 788	2 893	3 004	3 121	3 245	3 376	3 514	3 661	3 815	3 979	4 152	4 334
Tumbes	892	934	982	1 033	1 084	1 139	1 197	1 258	1 322	1 390	1 462	1 538	1 618	1 703	1 793
Ucayali	2 156	2 279	2 420	2 570	2 721	2 881	3 050	3 228	3 417	3 617	3 827	4 050	4 286	4 535	4 798
Valor Agregado Bruto	202 460	213 595	226 411	239 996	253 697	268 181	283 492	299 677	316 786	334 872	353 990	374 200	395 564	418 147	442 020
Impuestos a los Productos															
Derechos de Importación															
Productos Bruto Interno															
Tasa	6.50%	5.50%	6.00%	6.0%	5.7%	5.7%	5.7%	5.7%	5.7%	5.7%	5.7%	5.7%	5.7%	5.7%	5.7%
ELECTRO ORIENTE	5,718	5,909	6,128	6,361	6,595	6,843	7,105	7,382	7,675	7,985	8,312	8,658	9,024	9,410	9,819

Tasa Proyectada 2010 - 2014 - MEF

En el Grafico siguiente se presenta la proyección del PBI.



**Gráfico 5.3** Proyección del PBI en la zona de estudio

**Análisis del Mercado Eléctrico**

## **DATOS DE POBLACIÓN**

Los datos históricos de población para los departamentos incluidos en el estudio han sido tomados de información procesada por el Instituto Nacional de Estadística e Informática del Perú (INEI). De esta misma fuente se han tomado también las estimaciones del crecimiento poblacional departamental hasta el año 2010. Esta información se muestra en las Tablas 5.4 y 5.5 y Grafico 5.4.

**Estudios de Viabilidad Técnica para la construcción de la Línea de Transmisión Moyobamba – Yurimaguas – Nauta – Iquitos en 220 kV**

**Tabla 5.4 Población por Departamentos, según censos nacionales**

DEPARTAMENTOS	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Amazonas	354.171	369.269	364.367	368.989	373.384	377.553	381.505	385.241	388.720	391.938	394.959	397.848	400.668	403.428	406.087	408.629	411.043	413.314
Áncash	983.546	998.085	1.012.624	1.020.185	1.022.624	1.034.960	1.042.206	1.049.379	1.056.484	1.063.510	1.070.450	1.077.295	1.084.038	1.090.637	1.097.098	1.103.481	1.109.849	1.116.265
Apurímac	396.098	400.692	405.285	408.178	411.061	413.928	416.771	419.585	422.361	425.104	427.826	430.539	433.256	436.000	438.761	441.507	444.202	446.813
Arequipa	939.062	967.726	996.389	1.014.592	1.032.861	1.050.860	1.068.280	1.084.725	1.100.094	1.114.590	1.128.454	1.141.933	1.155.267	1.168.238	1.180.683	1.192.932	1.205.317	1.218.168
Ayacucho	512.438	531.906	551.374	565.410	568.895	562.399	566.491	571.739	578.465	586.290	594.733	603.311	611.542	619.437	627.317	635.167	642.972	650.718
Cajamarca	1.297.835	1.316.247	1.334.659	1.349.077	1.363.643	1.378.011	1.391.834	1.404.767	1.416.728	1.427.948	1.438.547	1.448.651	1.458.379	1.467.758	1.476.708	1.485.188	1.493.159	1.500.584
Callao	647.565	672.455	697.345	715.875	734.634	753.291	771.511	788.961	805.478	821.283	836.622	851.739	866.877	882.066	897.144	912.065	926.788	941.268
Cusco	1.066.495	1.087.365	1.108.235	1.121.838	1.135.342	1.148.596	1.161.451	1.173.757	1.185.457	1.196.650	1.207.423	1.217.862	1.228.055	1.237.955	1.247.503	1.256.770	1.265.827	1.274.742
Huancavelica	400.376	408.676	416.976	420.621	424.270	427.948	431.681	435.491	439.405	443.404	447.455	451.519	455.562	459.598	463.651	467.700	471.720	475.693
Huánuco	678.041	687.273	696.505	707.069	717.572	727.873	737.833	747.309	756.187	764.559	772.600	780.483	788.380	796.330	804.220	811.989	819.578	826.932
Ica	578.766	593.237	607.707	617.871	627.872	637.745	647.528	657.255	666.976	676.667	686.254	695.663	704.822	713.692	722.321	730.767	739.087	747.338
Junín	1.092.993	1.114.842	1.136.690	1.149.842	1.162.447	1.174.637	1.186.547	1.198.307	1.209.950	1.221.386	1.232.569	1.243.455	1.253.996	1.264.050	1.273.648	1.283.003	1.292.330	1.301.844
La Libertad	1.287.383	1.336.597	1.385.611	1.413.698	1.441.138	1.468.049	1.494.352	1.519.967	1.544.794	1.568.885	1.592.392	1.615.464	1.638.251	1.660.535	1.682.213	1.703.617	1.725.075	1.746.913
Lambayeque	950.842	973.041	995.240	1.013.605	1.032.162	1.050.444	1.067.983	1.084.317	1.099.245	1.113.080	1.126.116	1.138.651	1.150.982	1.163.003	1.174.519	1.185.684	1.196.655	1.207.589
Lima	6.478.957	6.743.253	7.007.548	7.163.136	7.317.254	7.469.612	7.619.920	7.767.873	7.913.690	8.057.558	8.199.172	8.338.208	8.474.342	8.605.145	8.730.820	8.855.022	8.981.440	9.113.684
Loreto	736.161	750.604	765.047	781.289	798.068	814.951	831.502	847.288	862.190	876.497	890.388	904.035	917.618	931.218	944.717	957.992	970.918	983.371
Madre de Dios	69.854	71.919	73.984	76.874	79.832	82.847	85.913	89.018	92.185	95.420	98.690	101.962	105.205	108.412	111.604	114.791	117.981	121.183
Moquegua	130.192	134.784	139.375	142.028	144.672	147.263	149.762	152.129	154.339	156.420	158.407	160.334	162.237	164.090	165.871	167.616	169.365	171.155
Pasco	239.191	247.098	255.005	257.492	259.936	262.367	264.808	267.286	269.807	272.355	274.919	277.491	280.061	282.660	285.291	287.913	290.483	292.955
Piura	1.409.262	1.452.849	1.496.436	1.520.193	1.543.671	1.566.529	1.588.428	1.609.027	1.628.074	1.645.795	1.662.570	1.678.777	1.694.797	1.710.456	1.725.502	1.740.194	1.754.791	1.769.555
Puno	1.103.689	1.127.452	1.151.214	1.166.008	1.180.672	1.195.215	1.209.640	1.223.955	1.238.294	1.252.654	1.266.832	1.280.629	1.293.843	1.306.226	1.317.911	1.329.272	1.340.684	1.352.523
San Martín	572.352	578.877	585.402	600.856	616.685	632.454	647.721	662.052	675.190	687.427	699.146	710.732	722.567	734.689	746.844	758.974	771.021	782.932
Tacna	223.768	230.765	237.762	244.089	250.458	256.791	263.009	269.033	274.878	280.596	286.166	291.563	296.767	301.728	306.461	311.038	315.534	320.021
Tumbes	158.582	162.360	166.138	169.886	173.637	177.385	181.130	184.866	188.601	192.336	196.063	199.771	203.452	207.125	210.798	214.439	218.017	221.498
Ucayali	331.824	335.503	339.182	349.431	360.004	370.561	380.760	390.261	398.941	407.027	414.704	422.158	429.576	436.967	444.209	451.284	458.177	464.875
<b>TOTAL</b>	<b>22 639 443</b>	<b>23 282 872</b>	<b>23 926 300</b>	<b>24 348 132</b>	<b>24 767 794</b>	<b>25 182 269</b>	<b>25 588 546</b>	<b>25 983 588</b>	<b>26 366 533</b>	<b>26 739 379</b>	<b>27 103 457</b>	<b>27 460 073</b>	<b>27 810 540</b>	<b>28 151 443</b>	<b>28 481 901</b>	<b>28 807 034</b>	<b>29 132 013</b>	<b>29 461 933</b>
<b>Zona de Estudio</b>	<b>1.090.332</b>	<b>1.109.873</b>	<b>1.129.414</b>	<b>1.150.278</b>	<b>1.171.452</b>	<b>1.192.504</b>	<b>1.213.007</b>	<b>1.232.529</b>	<b>1.250.910</b>	<b>1.268.435</b>	<b>1.285.347</b>	<b>1.301.883</b>	<b>1.318.286</b>	<b>1.334.646</b>	<b>1.350.804</b>	<b>1.366.621</b>	<b>1.381.961</b>	<b>1.396.685</b>

**Fuente:** Censos Nacionales de Población y Vivienda - INEI

**Análisis del Mercado Eléctrico**

\\Fpserver05\M\Contratos\115500 - LT MOYOBAMBA – YURIMAGUAS - NAUTA – IQUITOS 220 KV5 Ing Detalle\Informe Final\Volumen I - Estudio de Mercado\CSL-115500-2-6-PI-001 - Rev 0.doc

**Estudios de Viabilidad Técnica para la construcción de la Línea de Transmisión Moyobamba – Yurimaguas – Nauta – Iquitos en 220 kV**

**Tabla 5.5 Población total proyectada por departamentos 2005-2025**

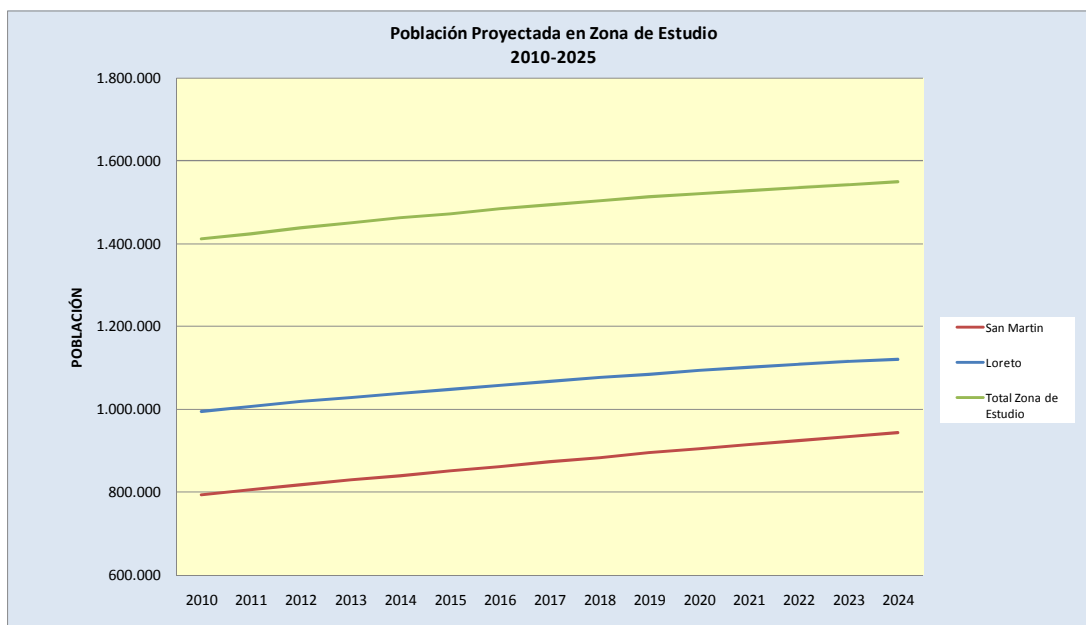
DEPARTAMENTOS	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Amazonas	415.466	417.508	419.404	421.122	422.629	423.898	424.952	425.829	426.566	427.202	427.701	428.036	428.264	428.437	428.603
Áncash	1.122.792	1.129.391	1.135.962	1.142.409	1.148.634	1.154.639	1.160.490	1.166.182	1.171.714	1.177.080	1.182.255	1.187.242	1.192.080	1.196.808	1.201.465
Apurímac	449.365	451.881	454.324	456.652	458.830	460.868	462.791	464.584	466.228	467.707	469.020	470.181	471.187	472.039	472.737
Arequipa	1.231.553	1.245.251	1.259.162	1.273.180	1.287.205	1.301.298	1.315.528	1.329.802	1.344.026	1.358.108	1.372.075	1.385.992	1.399.813	1.413.497	1.427.001
Ayacucho	658.400	666.029	673.609	681.149	688.657	696.152	703.629	711.058	718.408	725.649	732.783	739.831	746.788	753.651	760.414
Cajamarca	1.507.486	1.513.892	1.519.764	1.525.064	1.529.755	1.533.783	1.537.172	1.540.004	1.542.362	1.544.325	1.545.803	1.546.741	1.547.280	1.547.552	1.547.694
Callao	955.385	969.170	982.800	996.455	1.010.315	1.024.439	1.038.706	1.053.029	1.067.320	1.081.491	1.095.574	1.109.628	1.123.602	1.137.453	1.151.132
Cusco	1.283.540	1.292.175	1.300.609	1.308.806	1.316.729	1.324.371	1.331.758	1.338.898	1.345.801	1.352.476	1.358.884	1.365.018	1.370.940	1.376.706	1.382.372
Huancavelica	479.641	483.580	487.472	491.278	494.963	498.556	502.084	505.498	508.751	511.794	514.648	517.343	519.850	522.141	524.187
Huánuco	834.054	840.984	847.714	854.234	860.537	866.631	872.523	878.199	883.644	888.845	893.789	898.486	902.955	907.214	911.280
Ica	755.508	763.558	771.507	779.372	787.170	794.919	802.610	810.213	817.700	825.042	832.239	839.311	846.257	853.080	859.784
Junín	1.311.584	1.321.407	1.331.253	1.341.064	1.350.783	1.360.506	1.370.274	1.379.937	1.389.349	1.398.361	1.407.037	1.415.479	1.423.587	1.431.265	1.438.414
La Libertad	1.769.181	1.791.659	1.814.276	1.836.960	1.859.640	1.882.405	1.905.301	1.928.197	1.950.956	1.973.446	1.995.707	2.017.827	2.039.747	2.061.403	2.082.737
Lambayeque	1.218.492	1.229.260	1.239.882	1.250.349	1.260.650	1.270.794	1.280.788	1.290.617	1.300.270	1.309.731	1.318.979	1.328.021	1.336.892	1.345.628	1.354.261
Lima	9.252.401	9.395.149	9.540.996	9.689.011	9.838.251	9.989.369	10.143.003	10.298.159	10.453.874	10.609.166	10.764.428	10.920.309	11.076.223	11.231.595	11.385.860
Loreto	995.355	1.006.953	1.018.160	1.028.968	1.039.372	1.049.364	1.058.946	1.068.132	1.076.937	1.085.375	1.093.410	1.101.030	1.108.292	1.115.248	1.121.953
Madre de Dios	124.404	127.639	130.876	134.105	137.316	140.508	143.687	146.856	150.015	153.164	156.299	159.422	162.535	165.648	168.768
Moquegua	172.995	174.859	176.736	178.612	180.477	182.333	184.187	186.036	187.876	189.701	191.511	193.308	195.094	196.873	198.646
Pasco	295.315	297.591	299.807	301.988	304.158	306.322	308.465	310.578	312.652	314.677	316.652	318.583	320.473	322.323	324.137
Piura	1.784.551	1.799.607	1.814.622	1.829.496	1.844.129	1.858.617	1.873.024	1.887.210	1.901.032	1.914.346	1.927.201	1.939.694	1.951.751	1.963.298	1.974.262
Puno	1.364.752	1.377.122	1.389.684	1.402.496	1.415.608	1.429.098	1.442.930	1.456.989	1.471.160	1.485.328	1.499.533	1.513.851	1.528.223	1.542.587	1.556.885
San Martín	794.730	806.452	818.061	829.520	840.790	851.883	862.822	873.593	884.179	894.564	904.738	914.710	924.495	934.114	943.582
Tacna	324.498	328.915	333.276	337.583	341.838	346.013	350.105	354.158	358.218	362.331	366.457	370.564	374.714	378.963	383.370
Tumbes	224.895	228.227	231.480	234.638	237.685	240.590	243.362	246.050	248.701	251.363	253.998	256.574	259.149	261.778	264.519
Ucayali	471.351	477.616	483.708	489.664	495.522	501.269	506.881	512.376	517.771	523.086	528.295	533.388	538.398	543.367	548.330
<b>TOTAL</b>	<b>29 797 694</b>	<b>30 135 875</b>	<b>30 475 144</b>	<b>30 814 175</b>	<b>31 151 643</b>	<b>31 488 625</b>	<b>31 826 018</b>	<b>32 162 184</b>	<b>32 495 510</b>	<b>32 824 358</b>	<b>33 149 016</b>	<b>33 470 569</b>	<b>33 788 589</b>	<b>34 102 668</b>	<b>34 412 393</b>
<b>Zona de Estudio</b>	<b>1.410.821</b>	<b>1.424.461</b>	<b>1.437.564</b>	<b>1.450.090</b>	<b>1.462.001</b>	<b>1.473.262</b>	<b>1.483.898</b>	<b>1.493.961</b>	<b>1.503.503</b>	<b>1.512.577</b>	<b>1.521.111</b>	<b>1.529.066</b>	<b>1.536.556</b>	<b>1.543.685</b>	<b>1.550.556</b>

**Fuente:** Instituto Nacional de Estadística e Informática – INEI (Dic 2006)

**Análisis del Mercado Eléctrico**

\\Fpserver05\M\Contratos\115500 - LT MOYOBAMBA – YURIMAGUAS - NAUTA – IQUITOS 220 KV5 Ing Detalle\Informe Final\Volumen I - Estudio de Mercado\CSL-115500-2-6-PI-001 - Rev 0.doc

## Estudios de Viabilidad Técnica para la construcción de la Línea de Transmisión Moyobamba – Yurimaguas – Nauta – Iquitos en 220 kV



**Gráfico 5.4.** Crecimiento poblacional esperado

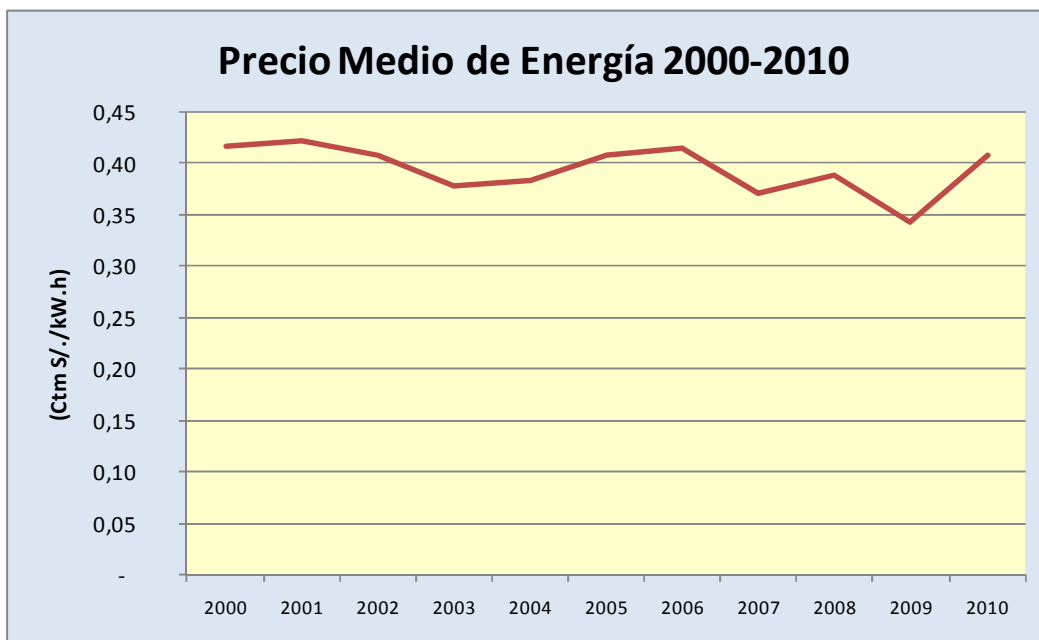
### NÚMERO DE CLIENTES Y PRECIO MEDIO DE LA ENERGÍA

Los datos de clientes entre los años 1993 y 2010, son los que se muestran en la Tabla 5.6.

**Tabla 5.6.** Clientes y precio de la energía en el Área de Estudio entre los años 1993 y 2010

INFORMACION HISTORICA DE VARIABLES INDEPENDIENTES								
AÑO	PBI Regional		NÚMERO DE CLIENTES		POBLACIÓN REGIONAL		PRECIO MEDIO	
	TASA DE		Nro	TASA DE		TASA DE		TASA DE
	(Mio. S/.)	CRECIM. (%)	CLIENTES	CRECIM. (%)	HABITANTES	CRECIM. (%)	(Ctm S./kWh)	CRECIM. (%)
2000	4 119		98 956,00		1 408 581		0,42	
2001	3 598	-12,66%	109 998,00	11,2%	1 434 622	1,85%	0,42	1,07%
2002	3 757	4,43%	115 780,00	5,3%	1 459 303	1,72%	0,41	-3,33%
2003	3 855	2,63%	121 669,00	5,1%	1 483 130	1,63%	0,38	-7,10%
2004	4 052	5,11%	126 584,00	4,0%	1 506 599	1,58%	0,38	1,19%
2005	4 291	5,89%	132 061,00	4,3%	1 530 216	1,57%	0,41	6,51%
2006	4 515	5,21%	138 859,00	5,1%	1 554 093	1,56%	0,42	1,85%
2007	4 786	6,02%	150 691,00	8,5%	1 577 898	1,53%	0,37	-10,63%
2008	5 106	6,68%	161 239,00	7,0%	1 601 456	1,49%	0,39	4,88%
2009	5 243	2,69%	172 341,00	6,9%	1 624 596	1,44%	0,34	-12,15%
2010	5 507	5,02%	186 680,00	8,3%	1 647 147	1,39%	0,41	19,48%

**Gráfico 5.7** Variación histórica del precio medio de energía de ELECTROCENTRO



## 7. PROYECCIÓN DE LAS VENTAS GLOBALES DE ENERGÍA

### 7.1 Procesamiento de los datos de entrada para el modelo econométrico

#### Datos del PBI

A partir de la información obtenida, se ha estimado un escenario esperado para la evolución del PBI:

Para fines del cálculo de proyección, se ha considerado el estimado por el Marco Macroeconómico Multianual del BCR para los años 2010 al 2014 y estimando por departamento proporcional al crecimiento de cada uno de los últimos 10 años, considerando un crecimiento a partir del 2015 el promedio nacional del 2001 al 2010.

#### Datos de población

Se ha considerado lo proyectado por el INEI.

#### Datos de número de clientes

Utilizando los valores históricos se ha realizado un análisis de regresión a fin de estimar el crecimiento del número de clientes entre el año 2011 y el 2025. Como resultado de este análisis, se ha seleccionado las curvas con mejor bondad de ajuste para realizar la estimación del crecimiento del número de clientes y, una vez seleccionadas estas curvas,



## Estudios de Viabilidad Técnica para la construcción de la Línea de Transmisión Moyobamba – Yurimaguas – Nauta – Iquitos en 220 kV

se ha procedido a calcular una tasa promedio anual, tomando en cuenta las estimaciones obtenidas con las curvas seleccionadas, las cuales fueron:

Variable independiente = y= Clientes

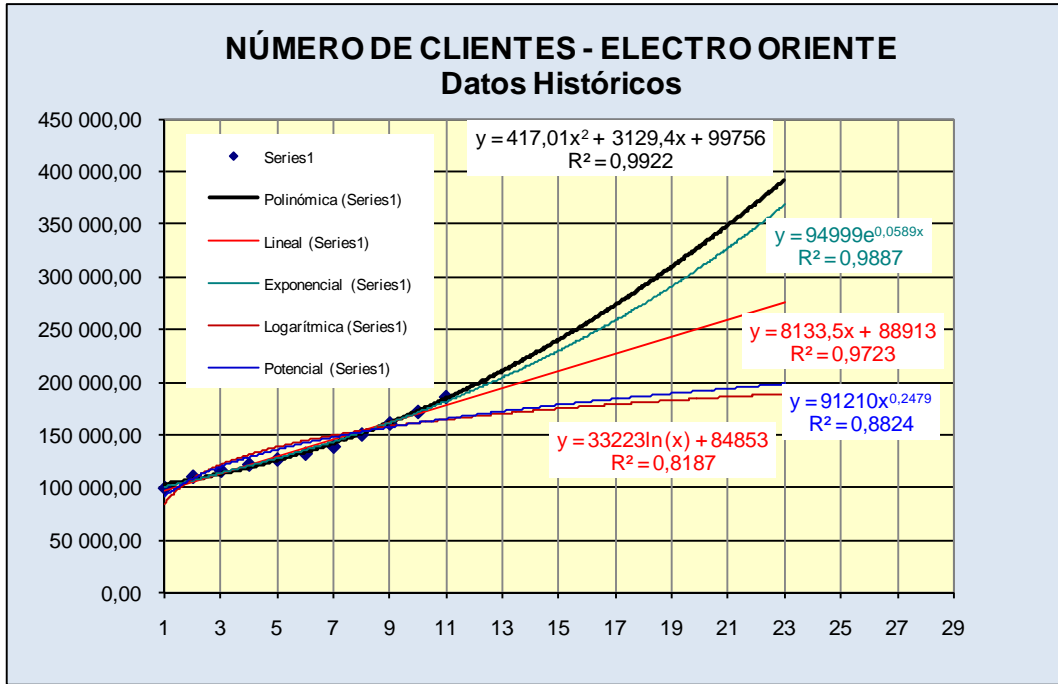
Variable independiente = x= Años= 0, 1,...13. Siendo el año 0 el año 2010.

- Curva de tendencia exponencial:  $y = a \exp (bx)$
- Curva de tendencia polinómica:  $y = a x^2 + bx + c$
- Curva de tendencia logarítmica:  $y = a \ln (x) + b$
- Curva de tendencia potencial:  $y = a x^b$
- Tendencia lineal:  $y = a + b x$

Como resultado de los cálculos efectuados, se han obtenido los valores que se muestran en la Tabla 4.1.

**Tabla 6.1** Proyección de Número de Clientes entre los años 2011 y 2025

AÑO	Modelos Comparados					PROMEDIO ACEPTADOS
	Lineal	Logarítmico	Exponencial	Potencial	Polinómica	
2010	186 680.00	186 680.00	186 680.00	186 680.00	186 680.00	186 680.00
2011	195 191.88	189 960.19	198 014.09	190 749.62	197 358.24	196 854.74
2012	203 703.77	192 977.67	210 036.32	194 571.61	210 912.89	208 217.66
2013	212 215.65	195 771.42	222 788.46	198 178.46	225 301.56	220 101.89
2014	220 727.54	198 372.34	236 314.84	201 596.43	240 524.25	232 522.21
2015	229 239.42	200 805.33	250 662.46	204 847.07	256 580.96	245 494.28
2016	237 751.30	203 090.78	265 881.18	207 948.31	273 471.69	259 034.73
2017	246 263.19	205 245.56	282 023.89	210 915.22	291 196.44	273 161.17
2018	254 775.07	207 283.81	299 146.69	213 760.63	309 755.21	287 892.32
2019	263 286.95	209 217.48	317 309.09	216 495.52	329 148.00	303 248.01
2020	271 798.84	211 056.79	336 574.19	219 129.42	349 374.81	319 249.28
2021	280 310.72	212 810.52	357 008.96	221 670.60	370 435.64	335 918.44
2022	288 822.61	214 486.28	378 684.40	224 126.33	392 330.49	353 279.17
2023	297 334.49	216 090.71	401 675.85	226 503.02	415 059.36	371 356.57
2024	305 846.37	217 629.63	426 063.19	228 806.35	438 622.25	390 177.27
2025	314 358.26	219 108.19	451 931.20	231 041.39	463 019.16	409 769.54
<b>ECUACIÓN:</b>						
<b>COEFICIENTE DE DETERMINACION (r<sup>2</sup>)</b>	<b>0.9723</b>	<b>0.8187</b>	<b>0.9892</b>	<b>0.8736</b>	<b>0.9922</b>	



Obteniéndose un tasa de crecimiento promedio de los modelos aceptados de 5.46%.

### Datos de precio medio de energía

Para el análisis con el modelo econométrico se ha considerado que el precio medio de la energía permanece constante entre los años 2010 y 2025. El valor asumido para este periodo es de 39.25 Ctm S/. /kW-h (el valor registrado en el año 2010).

## 7.2 Análisis con el método econométrico para las ventas totales en MT y BT

### Modelo con las variables PBI, Población y Número de Clientes

Empleando los datos históricos y los proyectados definidos en los numerales anteriores, se han realizado los cálculos de proyección de las ventas globales de energía, aplicando el modelo econométrico descrito.

Para la aplicación del modelo descrito con las variables PBI, Población y Número de Clientes se han considerado seis ecuaciones de trabajo, cada una con un diferente número de variables independientes, las mismas que se indican en la Tabla 6.3.

## Estudios de Viabilidad Técnica para la construcción de la Línea de Transmisión Moyobamba – Yurimaguas – Nauta – Iquitos en 220 kV

**Tabla 6.3** Ecuaciones analizadas con las variables explicativas PBI, Población, Precio Medio y Número de Clientes

Ecuación	Variable Dependiente	Variáveis Independientes
1	Ventas de energía	PBI, Clientes, Población
2	Ventas de energía	PBI, Precio, Población
3	Ln(Ventas de energía)	Ln(PBI), Ln(Clientes), Ln(Población)
4	Ln(Ventas de energía)	Ln(PBI), Ln(Precio), Ln(Población)

De acuerdo con este análisis se obtuvieron los resultados parciales, para la proyección de ventas, que se presentan en la Tabla 6.4.

**Tabla 6.4** Resultados parciales de las ventas en MWh obtenidos con el modelo econométrico de variables PBI, Población, Precio Medio y Número de Clientes

PROYECCIÓN DE VENTAS GLOBALES(1) DE ENERGÍA (Mwh) DE USUARIOS MENORES METODO ECONOMÉTRICO									
AREA DE DEMANDA:									
	VENTAS (PBI)	Ln(VENTAS) (lnPBI)	VENTAS (PBI+POB)	Ln(VENTAS) (lnPOB+lnPBI)	VENTAS (PBI + CLI)	Ln(VENTAS) (lnPBI + lnCLI)	VENTAS (PBI + PRE)	VENTAS (PBI+CLI+POB)	Ln(VENTAS) (lnPOB+lnPBI+lnCLI)
2010	480,352.69	480,352.69	480,352.69	480,352.69	480,352.69	480,352.69	480,352.69	480,352.69	480,352.69
2011	510,336.50	515,818.24	508,882.70	517,720.87	513,782.41	519,412.32	509,976.27	512,451.27	518,225.46
2012	537,356.53	548,795.15	535,986.32	555,954.28	549,585.71	562,539.02	536,671.68	546,021.00	557,909.46
2013	568,454.13	587,937.24	564,157.25	596,457.24	587,703.33	609,724.37	567,395.66	581,437.54	600,275.72
2014	601,417.58	630,811.26	592,571.13	638,698.18	627,649.99	660,604.76	599,963.09	618,196.04	644,864.58
2015	634,665.02	675,491.02	620,630.33	682,208.33	669,091.84	714,914.03	632,811.09	655,942.78	691,279.14
2016	668,810.61	724,283.66	648,915.01	727,306.34	712,453.96	773,360.91	667,534.43	695,092.31	739,894.13
2017	706,962.71	777,600.40	677,481.39	774,010.40	757,807.60	836,238.55	704,240.18	735,709.50	790,778.84
2018	746,235.87	835,895.64	706,372.24	822,300.48	805,228.29	903,862.10	743,041.51	777,857.93	843,975.72
2019	787,751.20	899,671.76	735,631.43	872,148.52	854,796.02	976,570.38	784,058.06	821,604.55	899,522.78
2020	831,636.69	969,484.18	765,305.19	923,520.77	906,595.54	1,054,727.74	827,416.31	867,020.19	957,455.26
2021	878,027.67	1,045,947.23	795,406.02	976,266.45	960,716.63	1,138,726.13	873,249.94	914,168.79	1,017,719.73
2022	927,067.18	1,129,740.43	825,981.63	1,030,312.66	1,017,254.42	1,228,987.26	921,700.27	963,128.63	1,080,322.57
2023	978,906.42	1,221,615.61	857,142.62	1,085,779.01	1,076,309.67	1,325,965.00	972,916.71	1,014,001.01	1,145,421.11
2024	1,033,705.24	1,322,404.79	889,002.72	1,142,812.07	1,137,989.16	1,430,147.97	1,136,363.46	1,086,882.26	1,213,198.25
2025	1,091,632.60	1,433,028.86	921,677.25	1,201,580.56	1,202,405.98	1,542,062.36	1,193,594.88	1,121,913.43	1,283,859.76
(1) No incluye pérdidas en media y baja tensión.									
ECUACIÓN:	$VE = 137.75 * PBI + 291775.13$	$Ln(VE) = 1.89 * Ln(PBI) + 3.22$	$VE = 49.04 * PBI + 0.78 * POB + 1092606.42$	$Ln(VE) = 4.73 * Ln(POB) + 0.32 * Ln(PBI) + 57.44$	$VE = -7.79 * PBI + 7.37 * CLI + 5.27$	$Ln(VE) = C1 * Ln(PBI) + C2 * Ln(CLI) + B$	$VE = -0.2 * PBI + 0.22 * PRE + 3.66$	$VE = 33.38 * PBI + 1.91 * CLI + 0.25 * POB + 468560.65$	$Ln(VE) = 3.5 * Ln(PBI) + 0.32 * Ln(CLI) + 0.33 * Ln(POB) + 43.76$
COEFICIENTE DE DETERMINACION (r <sup>2</sup> )	0.928	0.885	0.991	0.998	0.997	0.993	0.932	0.999	0.999
ESTADÍSTICO F:									
Valor	115.7720	69.5547	424.7119	1,795.6352	1,541.0840	576.3770	54.5423	1,874.5513	1,563.5860
Prob.	5.1200	5.1200	2.4600	2.4600	2.4600	2.4600	2.4600	3.3500	3.3500
ESTADÍSTICO t:									
PBI	Valor	10.7597	8.3399	3.7608	3.81	4.4730	2.8384	9.2540	5.9695
Prob.	2.2620	2.2620	2.3060	2.306	2.3060	2.3060	2.3060	2.3060	2.3650
CLIENTE	Valor				14.6594	11.1798		6.7480	4.3016
Prob.					2.3060	2.3060		2.3650	2.3650
POBLACION	Valor		7.3381	20.1100				2.7526	1.8548
Prob.			2.3060	2.3060				2.3650	2.3650
PRECIO MEDIO	Valor						0.6675		
Prob.							2.3060		
(1) Incluye las ventas totales de Usuarios Menores en AT, MT y BT									
TASA DE CRECIMIENTO	5.63%	7.56%	4.44%	6.30%	6.31%	8.09%	6.26%	5.82%	6.77%
	ACEPTADO	RECHAZADO	ACEPTADO	ACEPTADO	ACEPTADO	ACEPTADO	RECHAZADO	ACEPTADO	RECHAZADO

### Análisis del Mercado Eléctrico

### 7.3 Análisis con el método de tendencias para las ventas totales en MT y BT

#### Ajuste de datos históricos de ventas en Media y Baja Tensión

Utilizando los datos históricos, se ha realizado el análisis de regresión de los datos de ventas globales de energía en Media y Baja Tensión (a nivel de empresa), aplicando para ello distintas curvas; para luego seleccionar aquellas que ofrezcan la mejor bondad de ajuste, de acuerdo con el valor del coeficiente de determinación  $R^2$ . Finalmente, a partir de los resultados obtenidos se han calculado las tasas de crecimiento esperado.

Los resultados obtenidos de acuerdo con este procedimiento, con las tasas de crecimiento esperadas para las ventas de energía en MT y BT, son las que se indican en la Tabla 6.5.

**Tabla 6.5** Tasas de crecimiento obtenidas con el método de tendencias

PROYECCIÓN DE VENTAS GLOBALES(1) DE ENERGÍA (MWh) DE USUARIOS MENORES METODO DE TENDENCIAS					
AREA DE DEMANDA:					
AÑO	Modelos Comparados				
	Lineal	Logarítmico	Exponencial	Potencial	Polinómica
2010	480 352.69	480 352.69	480 352.69	480 352.69	480 352.69
2011	509 206.69	491 680.32	523 861.24	495 755.53	523 307.72
2012	538 060.68	502 100.73	571 310.64	510 360.56	569 055.28
2013	566 914.68	511 748.52	623 057.83	524 266.02	617 595.37
2014	595 768.68	520 730.40	679 492.08	537 552.03	668 927.98
2015	624 622.67	529 132.39	741 037.94	550 284.89	723 053.13
2016	653 476.67	537 024.84	808 158.39	562 520.16	779 970.80
2017	682 330.67	544 466.05	881 358.36	574 304.93	839 681.00
2018	711 184.67	551 504.82	961 188.52	585 679.51	902 183.73
2019	740 038.66	558 182.47	1 048 249.39	596 678.68	967 478.99
2020	768 892.66	564 534.25	1 143 195.91	607 332.72	1 035 566.77
2021	797 746.66	570 590.49	1 246 742.33	617 668.16	1 106 447.09
2022	826 600.66	576 377.47	1 359 667.60	627 708.38	1 180 119.93
2023	855 454.65	581 918.12	1 482 821.21	637 474.12	1 256 585.30
2024	884 308.65	587 232.55	1 617 129.63	646 983.87	1 335 843.20
2025	913 162.65	592 338.53	1 763 603.20	656 254.20	1 417 893.63
(1) No incluye pérdidas en media y baja tensión.					
ECUACION:					
COEFICIENTE DE DETERMINACION ( $r^2$ )	0.9775	0.8053	0.9965	0.8910	0.9970

Como se puede apreciar en la Tabla 6.5 la curva exponencial y polinómica presentan los coeficientes de determinación más altos dentro del grupo curvas evaluadas. Por otro lado, las tasas de crecimiento de las curvas lineal, logarítmico y potencial presentan valores inferiores a 0.90, marcadamente diferentes de las otras curvas. En este sentido, tomando en cuenta estos aspectos, se ha considerado no utilizar dichas curvas en el proceso de proyección.

## 7.4 Escenarios de crecimiento de la demanda

Como resultado de los cálculos realizados empleando el método econométrico, se dispone de un grupo de tasas de crecimiento probables, del mismo modo que se dispone de las tasas probables obtenidas con el método de tendencias.

Los valores con las tasas finales, obtenidas tomando en cuenta las consideraciones indicadas, son las que se presentan en la Tabla 6.6.

**Tabla 6.6 Tasas de crecimiento probables de la demanda**

	<b>Modelo</b>	<b>R2</b>	<b>Tasa Crec Prom</b>	<b>Moderado</b>
Modelo de Tendencias	Lineal	0.9775	4.38%	ACEPTADO
	Logarítmico	0.8053	1.41%	RECHAZADO
	Exponencial	0.9965	9.06%	ACEPTADO
	Potencial	0.8910	2.10%	RECHAZADO
	Polinómica	0.9970	7.48%	ACEPTADO
Modelos Econométricos	VENTAS = f (PBI)	0.9279	5.63%	ACEPTADO
	ln(VENTAS) = f (lnPBI)	0.8854	7.56%	RECHAZADO
	VENTAS = f (PBI+POB)	0.9907	4.44%	ACEPTADO
	ln(VENTAS) = f (lnPOB+lnPBI)	0.9978	6.30%	ACEPTADO
	VENTAS = f (PBI + CLI)	0.9974	6.31%	ACEPTADO
	ln(VENTAS) = f (lnPBI + lnCLI)	0.9931	8.09%	ACEPTADO
	VENTAS = f (PBI + PRE)	0.9317	6.26%	RECHAZADO
	VENTAS = f (PBI+CLI+POB)	0.9988	5.82%	ACEPTADO
	ln(VENTAS) = f (lnPOB+lnPBI+lnCLI)	0.9985	6.77%	RECHAZADO

A partir de esto, las tasas de crecimiento probables que se consideran válidas o aceptables estadísticamente, son las que se muestra a continuación, agrupadas por el método de cuartiles, en función de su valor.

Exponencial	0.9965	9.06%	ACEPTADO	Cuarto Cuartil
ln(VENTAS) = f (lnPBI + lnCLI)	0.9931	8.09%	ACEPTADO	Cuarto Cuartil
Polinómica	0.9970	7.48%	ACEPTADO	Tercer Cuartil
ln(VENTAS) = f (lnPOB+lnPBI)	0.9978	6.30%	ACEPTADO	Tercer Cuartil
VENTAS = f (PBI + CLI)	0.9974	6.31%	ACEPTADO	Segundo Cuartil
VENTAS = (PBI+CLI+POB)	0.9988	5.82%	ACEPTADO	Segundo Cuartil
VENTAS = f (PBI)	0.9279	5.63%	ACEPTADO	Primer Cuartil
VENTAS = f (PBI+POB)	0.9907	4.44%	ACEPTADO	Primer Cuartil
Lineal	0.9775	4.38%	ACEPTADO	Primer Cuartil

Por lo tanto los dos escenarios a considerar son:

**TASA ESPERADA (PROMEDIO)** 6.54%

**TASA OPTIMISTA (Cuarto cuartil)** 8.59%

## 8. ESCENARIO PROMEDIO O MODERADO

### 8.1 Proyección de las ventas de energía en BT

Para proyectar las ventas en Baja Tensión, se ha aplicado el método de tendencias de manera similar a la forma que se aplicó en ventas MT + BT, pero esta vez sólo para las ventas en BT. De acuerdo con este procedimiento, los resultados obtenidos para cada uno de los años, entre los años 2011 y 2025, se muestran en la Tabla 7.7.

**Tabla 7.7** Proyección de las ventas en BT por el método de tendencias

PROYECCIÓN DE VENTAS BT DE ENERGÍA (MWh)							
METODO DE TENDENCIAS							
AREA DE DEMANDA:							
AÑO	Modelos Comparados						
	Lineal	Logarítmico	Exponencial	Potencial	Polinómica		
2010	251 310.14	251 310.14	251 310.14	251 310.14	251 310.14	251 310.14	251 310.14
2011	265 565.27	256 792.51	271 883.31	258 443.55	269 107.20	268 851.93	268 851.93
2012	279 820.39	261 835.80	294 140.67	265 184.31	289 065.36	287 675.48	287 675.48
2013	294 075.52	266 505.16	318 220.10	271 581.93	311 184.62	307 826.75	307 826.75
2014	308 330.64	270 852.22	344 270.77	277 676.62	335 464.98	329 355.46	329 355.46
2015	322 585.77	274 918.63	372 454.03	283 501.58	361 906.44	352 315.41	352 315.41
2016	336 840.89	278 738.44	402 944.48	289 084.55	390 509.00	376 764.79	376 764.79
2017	351 096.02	282 339.84	435 930.99	294 448.96	421 272.66	402 766.56	402 766.56
2018	365 351.14	285 746.48	471 617.89	299 614.85	454 197.42	430 388.82	430 388.82
2019	379 606.27	288 978.34	510 226.25	304 599.45	489 283.29	459 705.27	459 705.27
2020	393 861.39	292 052.49	551 995.24	309 417.73	526 530.25	490 795.63	490 795.63
2021	408 116.52	294 983.60	597 183.59	314 082.79	565 938.32	523 746.14	523 746.14
2022	422 371.64	297 784.39	646 071.22	318 606.15	607 507.49	558 650.12	558 650.12
2023	436 626.77	300 465.96	698 960.97	322 997.99	651 237.76	595 608.50	595 608.50
2024	450 881.89	303 038.05	756 180.47	327 267.39	697 129.12	634 730.50	634 730.50
2025	465 137.02	305 509.25	818 084.17	331 422.47	745 181.60	676 134.26	676 134.26
COEFICIENTE DE DETERMINACION (r <sup>2</sup> )	0.9624	0.7653	0.9921	0.8494	0.9237		

### 8.2 Ventas totales

El resultado final, para el escenario promedio, que incluye todas las ventas consideradas se presenta en la tabla 7.8 y en el Gráfico 7.2 se muestra el resumen general de la proyección realizada.

**Estudios de Viabilidad Técnica para la construcción de la Línea de Transmisión  
Moyobamba – Yurimaguas – Nauta – Iquitos en 220 kV**

**Tabla 7.8**

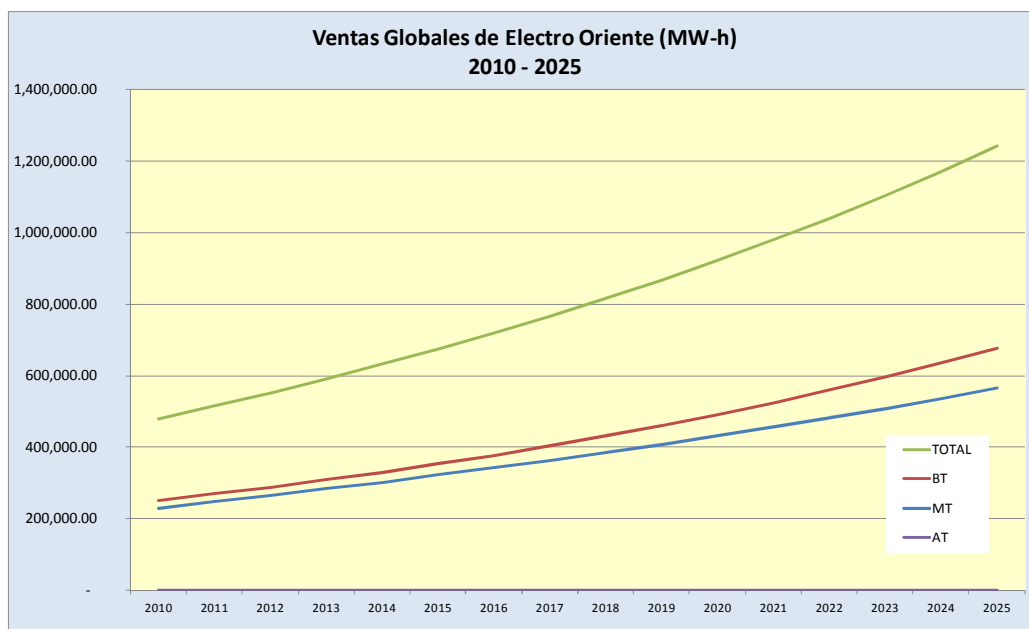
**PROYECCIÓN DE VENTAS DE ENERGÍA (MWh) DE USUARIOS MENORES  
AJUSTE FINAL**

**AREA DE DEMANDA:**

AÑO	TOTAL VENTAS (AT)	NIVEL DE TENSIÓN: MT+BT <sup>(1)</sup>			TOTAL VENTAS (AT+ MT+BT)
		MT	BT	MT+BT	
2010	-	229,042.54	251,310.14	480,352.69	480,352.69
2011	-	246,588.26	268,851.93	515,440.19	515,440.19
2012	-	264,087.80	287,675.48	551,763.27	551,763.27
2013	-	282,784.56	307,826.75	590,611.30	590,611.30
2014	-	302,125.25	329,355.46	631,480.71	631,480.71
2015	-	321,703.04	352,315.41	674,018.45	674,018.45
2016	-	341,962.43	376,764.79	718,727.22	718,727.22
2017	-	362,964.58	402,766.56	765,731.13	765,731.13
2018	-	384,768.27	430,388.82	815,157.09	815,157.09
2019	-	407,435.74	459,705.27	867,141.01	867,141.01
2020	-	431,033.42	490,795.63	921,829.05	921,829.05
2021	-	455,614.72	523,746.14	979,360.86	979,360.86
2022	-	481,252.10	558,650.12	1,039,902.22	1,039,902.22
2023	-	508,054.27	595,608.50	1,103,662.77	1,103,662.77
2024	-	536,139.60	634,730.50	1,170,870.10	1,170,870.10
2025	-	565,635.92	676,134.26	1,241,770.18	1,241,770.18
<b>TASA PROMEDIO (%) :</b>	0.00%	6.21%	6.82%	6.54%	6.54%

(1) No incluye pérdidas en media y baja tensión

**Gráfico 7.2** Resumen de la proyección de las ventas globales de ElectroOriente (MWh), para el periodo 2010-2025.

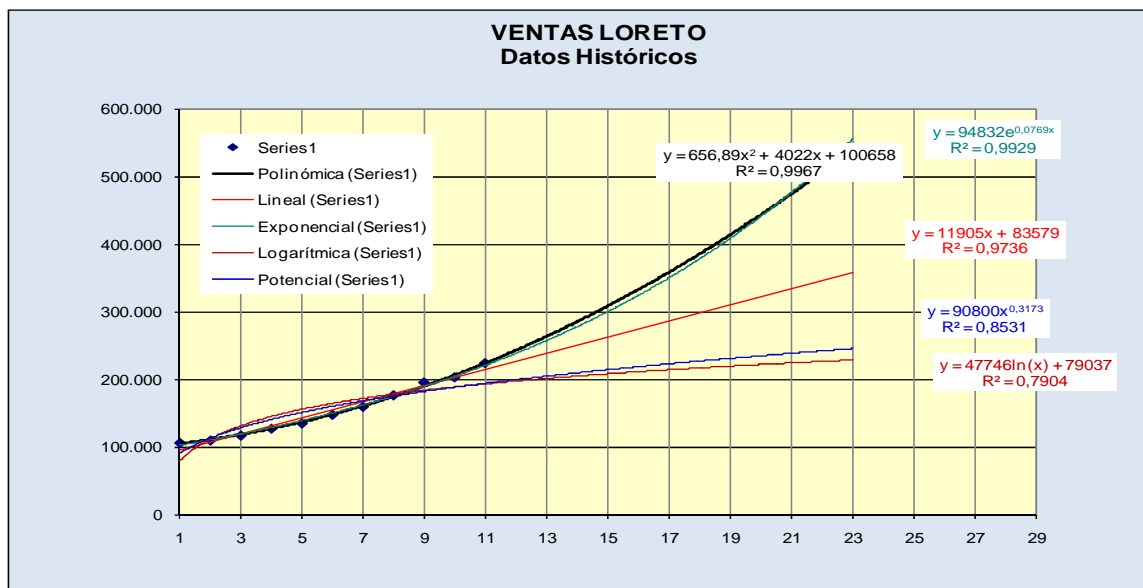


### 8.3 Proyección de las ventas de energía por sistema eléctrico

Para efectuar la proyección de ventas por sistema eléctrico, se ha partido de los datos estadísticos de cada sistema, a partir de los cuales se proyecta mediante el método de tendencias; todo lo cual los cual se muestra en los cuadros siguientes:

#### 8.3.1 Sistema Eléctrico Loreto

VENTAS HISTÓRICAS DE ENERGÍA (MWh)									
USUARIOS MENORES - SISTEMA ELÉCTRICO DE TRANSMISIÓN LORETO									
AÑO	Mercado Libre			Mercado Regulado MT+BT			Totales Por Nivel de Tensión		TOTAL VENTAS
	AT	MT	Sub-Total	MT(1)	BT(1)	Sub-Total	AT	MT+BT	
2000	0	0	0	36.639	70.280	106.919	0	106.919	106.919
2001	0	0	0	38.921	71.534	110.455	0	110.455	110.455
2002	0	0	0	41.206	76.512	117.718	0	117.718	117.718
2003	0	0	0	47.045	80.747	127.792	0	127.792	127.792
2004	0	0	0	50.364	85.113	135.477	0	135.477	135.477
2005	0	0	0	56.327	91.901	148.229	0	148.229	148.229
2006	0	0	0	60.427	99.262	159.689	0	159.689	159.689
2007	0	0	0	67.819	108.743	176.562	0	176.562	176.562
2008	0	0	0	76.492	118.903	195.395	0	195.395	195.395
2009	0	0	0	75.199	127.852	203.052	0	203.052	203.052
2010	0	0	0	82.758	141.029	223.788	0	223.788	223.788





**Estudios de Viabilidad Técnica para la construcción de la Línea de Transmisión  
Moyobamba – Yurimaguas – Nauta – Iquitos en 220 kV**

PROYECCIÓN DE VENTAS BT DE ENERGÍA (MWh)						
METODO DE TENDENCIAS SISTEMA ELÉCTRICO DE TRANSMISIÓN LORETO						
AREA DE DEMANDA:						
AÑO	Modelos Comparados					
	Lineal	Logarítmico	Exponencial	Potencial	Polinómica	
2010	141 029.39	141 029.39	141 029.39	141 029.39	141 029.39	141 029.39
2011	148 528.21	143 882.80	151 498.66	144 640.36	153 954.19	151 327.02
2012	156 027.02	146 507.67	162 745.10	148 043.73	167 942.64	162 238.25
2013	163 525.84	148 937.93	174 826.41	151 266.10	182 994.76	173 782.34
2014	171 024.65	151 200.44	187 804.58	154 329.07	199 110.53	185 979.92
2015	178 523.46	153 316.88	201 746.18	157 250.41	216 289.97	198 853.20
2016	186 022.28	155 304.97	216 722.73	160 044.94	234 533.06	212 426.02
2017	193 521.09	157 179.39	232 811.05	162 725.16	253 839.82	226 723.99
2018	201 019.91	158 952.44	250 093.69	165 301.72	274 210.23	241 774.61
2019	208 518.72	160 634.52	268 659.29	167 783.80	295 644.30	257 607.44
2020	216 017.53	162 234.52	288 603.11	170 179.32	318 142.04	274 254.23
2021	223 516.35	163 760.07	310 027.44	172 495.24	341 703.43	291 749.07
2022	231 015.16	165 217.80	333 042.20	174 737.62	366 328.48	310 128.62
2023	238 513.97	166 613.47	357 765.46	176 911.87	392 017.20	329 432.21
2024	246 012.79	167 952.17	384 324.03	179 022.76	418 769.57	349 702.13
2025	253 511.60	169 238.35	412 854.18	181 074.57	446 585.60	370 983.79
COEFICIENTE DE DETERMINACION (r <sup>2</sup> )	0.9571	0.7544	0.9877	0.8323	0.9993	

PROYECCIÓN DE VENTAS DE ENERGÍA (MWh) DE USUARIOS MENORES					
PRIMER AJUSTE SISTEMA ELÉCTRICO DE TRANSMISIÓN LORETO					
AREA DE DEMANDA:					
AÑO	TOTAL VENTAS (AT)	NIVEL DE TENSIÓN: MT+BT <sup>(1)</sup>			TOTAL VENTAS (AT+ MT+BT)
		MT	BT	MT+BT	
2010	-	82,758.11	141,029.39	223,787.50	223,787.50
2011	-	88,923.09	151,327.02	240,250.11	240,250.11
2012	-	95,387.94	162,238.25	257,626.19	257,626.19
2013	-	102,171.52	173,782.34	275,953.85	275,953.85
2014	-	109,294.33	185,979.92	295,274.25	295,274.25
2015	-	116,778.63	198,853.20	315,631.84	315,631.84
2016	-	124,648.58	212,426.02	337,074.60	337,074.60
2017	-	132,930.39	226,723.99	359,654.38	359,654.38
2018	-	141,652.54	241,774.61	383,427.15	383,427.15
2019	-	150,845.93	257,607.44	408,453.37	408,453.37
2020	-	160,544.10	274,254.23	434,798.32	434,798.32
2021	-	170,783.45	291,749.07	462,532.52	462,532.52
2022	-	181,603.48	310,128.62	491,732.10	491,732.10
2023	-	193,047.08	329,432.21	522,479.29	522,479.29
2024	-	205,160.76	349,702.13	554,862.89	554,862.89
2025	-	217,995.01	370,983.79	588,978.81	588,978.81
(1) No incluye pérdidas en media y baja tensión.					
TASA PROMEDIO (%) :	0.00%	6.67%	6.66%	6.66%	6.66%

**Estudios de Viabilidad Técnica para la construcción de la Línea de Transmisión  
Moyobamba – Yurimaguas – Nauta – Iquitos en 220 kV**

<b>PROYECCIÓN DE VENTAS DE ENERGÍA (MWh) DE USUARIOS MENORES AJUSTE FINAL SISTEMA ELÉCTRICO DE TRANSMISIÓN LORETO</b>					
<b>AREA DE DEMANDA:</b>					
AÑO	TOTAL VENTAS (AT)	NIVEL DE TENSIÓN: MT+BT <sup>(1)</sup>			TOTAL VENTAS (AT+ MT+BT)
		MT	BT	MT+BT	
2010	-	82,758.11	141,029.39	223,787.50	223,787.50
2011	-	88,466.52	150,550.04	239,016.56	239,016.56
2012	-	94,318.45	160,419.24	254,737.68	254,737.68
2013	-	100,533.44	170,996.16	271,529.60	271,529.60
2014	-	107,023.60	182,115.95	289,139.56	289,139.56
2015	-	113,727.97	193,658.47	307,386.44	307,386.44
2016	-	120,730.48	205,748.81	326,479.29	326,479.29
2017	-	128,050.31	218,400.60	346,450.91	346,450.91
2018	-	135,706.77	231,626.27	367,333.04	367,333.04
2019	-	143,720.27	245,438.58	389,158.85	389,158.85
2020	-	152,112.55	259,850.78	411,963.32	411,963.32
2021	-	160,903.77	274,871.64	435,775.41	435,775.41
2022	-	170,117.94	290,514.48	460,632.42	460,632.42
2023	-	179,785.63	306,801.74	486,587.37	486,587.37
2024	-	189,939.62	323,757.28	513,696.90	513,696.90
2025	-	200,614.85	341,406.24	542,021.09	542,021.09
<b>(1) No incluye pérdidas en media y baja tensión.</b>					
<b>TASA PROMEDIO (%) :</b>	0.00%	6.08%	6.07%	6.07%	6.07%

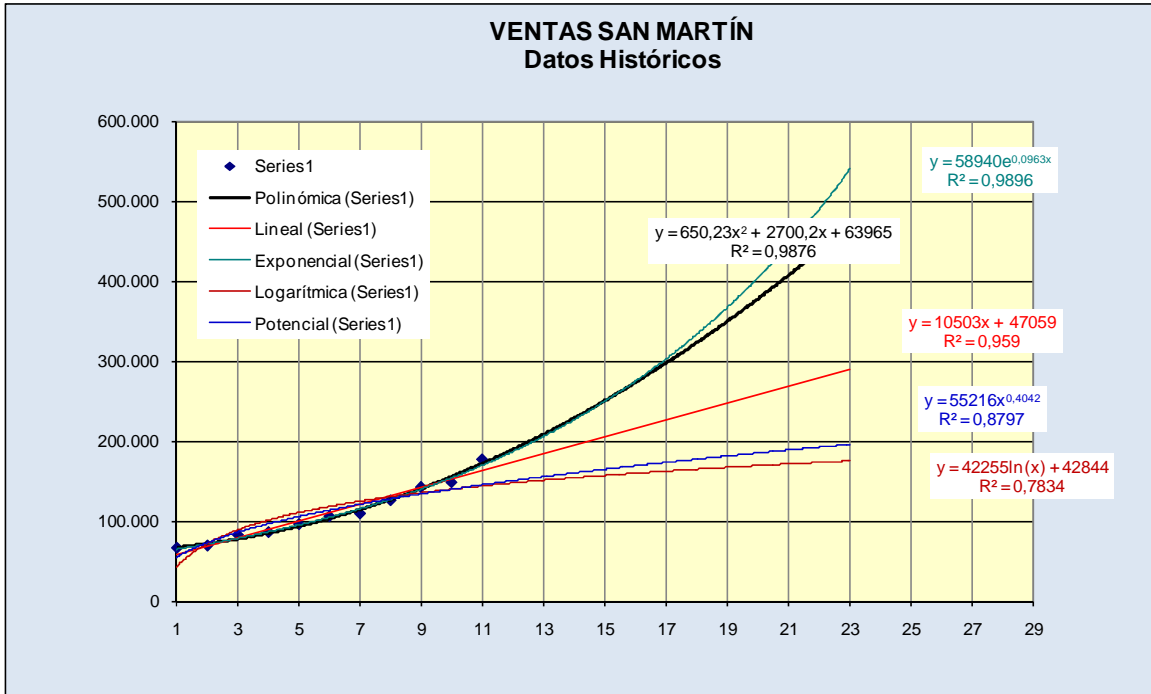
**8.3.2 Sistema Eléctrico San Martin**

<b>VENTAS HISTORICAS DE ENERGÍA (MWh) USUARIOS MENORES - SISTEMA ELÉCTRICO DE TRANSMISIÓN SAN MARTÍN</b>									
<b>AREA DE DEMANDA:</b>									
AÑO	Mercado Libre			Mercado Regulado MT+BT			Totales Por Nivel de Tensión		TOTAL VENTAS
	AT	MT	Sub-Total	MT(1)	BT(1)	Sub-Total	AT	MT+BT	
2000	0	0	0	19,266	46,675	65,941	0	65,941	65,941
2001	0	0	0	20,572	48,405	68,977	0	68,977	68,977
2002	0	0	0	29,028	53,443	82,471	0	82,471	82,471
2003	0	0	0	29,560	56,283	85,843	0	85,843	85,843
2004	0	0	0	33,881	62,247	96,128	0	96,128	96,128
2005	0	0	0	37,402	68,574	105,976	0	105,976	105,976
2006	0	0	0	35,608	73,907	109,515	0	109,515	109,515
2007	0	0	0	43,907	82,316	126,222	0	126,222	126,222
2008	0	0	0	51,010	91,849	142,860	0	142,860	142,860
2009	0	0	0	49,666	99,282	148,949	0	148,949	148,949
2010	0	0	0	67,686	110,281	177,966	0	177,966	177,966

**(1) No incluye pérdidas en media y baja tensión.**

**Análisis del Mercado Eléctrico**

**Estudios de Viabilidad Técnica para la construcción de la Línea de Transmisión  
Moyobamba – Yurimaguas – Nauta – Iquitos en 220 kV**



**PROYECCIÓN DE VENTAS GLOBALES(1) DE ENERGÍA (MWh) DE USUARIOS MENORES  
METODO DE TENDENCIAS SISTEMA ELÉCTRICO DE TRANSMISIÓN SAN MARTÍN**

AREA DE DEMANDA:

AÑO	Modelos Comparados					
	Lineal	Logarítmico	Exponencial	Potencial	Polinómica	
2010	177 966.49	177 966.49	177 966.49	177 966.49	177 966.49	177 966.49
2011	189 462.60	182 505.13	195 957.30	184 336.26	196 197.85	193 872.59
2012	200 958.72	186 680.27	215 766.83	190 397.02	215 772.10	210 832.55
2013	212 454.84	190 545.85	237 578.93	196 185.93	236 689.22	228 907.66
2014	223 950.96	194 144.62	261 596.03	201 733.36	258 949.22	248 165.40
2015	235 447.07	197 511.05	288 041.05	207 064.55	282 552.10	268 680.07
2016	246 943.19	200 673.32	317 159.43	212 200.70	307 497.85	290 533.49
2017	258 439.31	203 654.78	349 221.41	217 159.81	333 786.49	313 815.73
2018	269 935.43	206 475.01	384 524.57	221 957.35	361 418.00	338 626.00
2019	281 431.54	209 150.54	423 396.56	226 606.68	390 392.38	365 073.50
2020	292 927.66	211 695.51	466 198.16	231 119.47	420 709.65	393 278.49
2021	304 423.78	214 122.06	513 326.63	235 505.96	452 369.79	423 373.40
2022	315 919.90	216 440.73	565 219.35	239 775.18	485 372.82	455 504.02
2023	327 416.02	218 660.71	622 357.97	243 935.18	519 718.72	489 830.90
2024	338 912.13	220 790.04	685 272.80	247 993.14	555 407.49	526 530.81
2025	350 408.25	222 835.85	754 547.74	251 955.49	592 439.15	565 798.38
<b>COEFICIENTE DE DETERMINACION (r²)</b>	<b>0.9590</b>	<b>0.7834</b>	<b>0.9874</b>	<b>0.8769</b>	<b>0.9876</b>	

**Análisis del Mercado Eléctrico**

**Estudios de Viabilidad Técnica para la construcción de la Línea de Transmisión  
Moyobamba – Yurimaguas – Nauta – Iquitos en 220 kV**

PROYECCIÓN DE VENTAS BT DE ENERGÍA (MWh)					
METODO DE TENDENCIAS SISTEMA ELÉCTRICO DE TRANSMISIÓN SAN MARTÍN					
AREA DE DEMANDA:					
AÑO	Modelos Comparados				
	Lineal	Logarítmico	Exponencial	Potencial	Polinómica
2010	110 280.75	110 280.75	110 280.75	110 280.75	110 280.75
2011	117 036.28	112 912.58	120 479.12	113 838.28	121 183.69
2012	123 791.80	115 333.62	131 620.61	117 212.15	132 909.43
2013	130 547.33	117 575.16	143 792.41	120 424.95	145 457.97
2014	137 302.86	119 661.98	157 089.83	123 495.10	158 829.31
2015	144 058.38	121 614.07	171 616.94	126 437.85	173 023.46
2016	150 813.91	123 447.78	187 487.46	129 265.97	188 040.40
2017	157 569.44	125 176.64	204 825.64	131 990.32	203 880.14
2018	164 324.96	126 812.01	223 767.19	134 620.15	220 542.68
2019	171 080.49	128 363.48	244 460.38	137 163.47	238 028.03
2020	177 836.02	129 839.23	267 067.21	139 627.26	256 336.17
2021	184 591.54	131 246.31	291 764.64	142 017.61	275 467.11
2022	191 347.07	132 590.84	318 746.00	144 339.91	295 420.86
2023	198 102.60	133 878.14	348 222.50	146 598.94	316 197.40
2024	204 858.12	135 112.88	380 424.89	148 798.94	337 796.74
2025	211 613.65	136 299.18	415 605.23	150 943.75	360 218.89
COEFICIENTE DE DETERMINACION (r <sup>2</sup> )	0.9676	0.7769	0.9958	0.8690	0.9990

110 280.75  
119 566.36  
129 440.61  
139 932.57  
151 074.00  
162 899.59  
175 447.26  
188 758.40  
202 878.28  
217 856.30  
233 746.47  
250 607.77  
268 504.64  
287 507.50  
307 693.25  
329 145.92

PROYECCIÓN DE VENTAS DE ENERGÍA (MWh) DE USUARIOS MENORES PRIMER AJUSTE SISTEMA ELÉCTRICO DE TRANSMISIÓN SAN MARTÍN					
AREA DE DEMANDA:					
AÑO	TOTAL VENTAS (AT)	NIVEL DE TENSIÓN: MT+BT <sup>(1)</sup>			TOTAL VENTAS (AT+ MT+BT)
		MT	BT	MT+BT	
2010	-	67,685.73	110,280.75	177,966.49	177,966.49
2011	-	74,306.22	119,566.36	193,872.59	193,872.59
2012	-	81,391.94	129,440.61	210,832.55	210,832.55
2013	-	88,975.09	139,932.57	228,907.66	228,907.66
2014	-	97,091.40	151,074.00	248,165.40	248,165.40
2015	-	105,780.48	162,899.59	268,680.07	268,680.07
2016	-	115,086.23	175,447.26	290,533.49	290,533.49
2017	-	125,057.33	188,758.40	313,815.73	313,815.73
2018	-	135,747.72	202,878.28	338,626.00	338,626.00
2019	-	147,217.20	217,856.30	365,073.50	365,073.50
2020	-	159,532.03	233,746.47	393,278.49	393,278.49
2021	-	172,765.63	250,607.77	423,373.40	423,373.40
2022	-	186,999.38	268,504.64	455,504.02	455,504.02
2023	-	202,323.40	287,507.50	489,830.90	489,830.90
2024	-	218,837.56	307,693.25	526,530.81	526,530.81
2025	-	236,652.46	329,145.92	565,798.38	565,798.38
TASA PROMEDIO (%) :	0.00%	8.70%	7.56%	8.02%	8.02%

(1) No incluye pérdidas en media y baja tensión.

**Análisis del Mercado Eléctrico**

**Estudios de Viabilidad Técnica para la construcción de la Línea de Transmisión  
Moyobamba – Yurimaguas – Nauta – Iquitos en 220 kV**

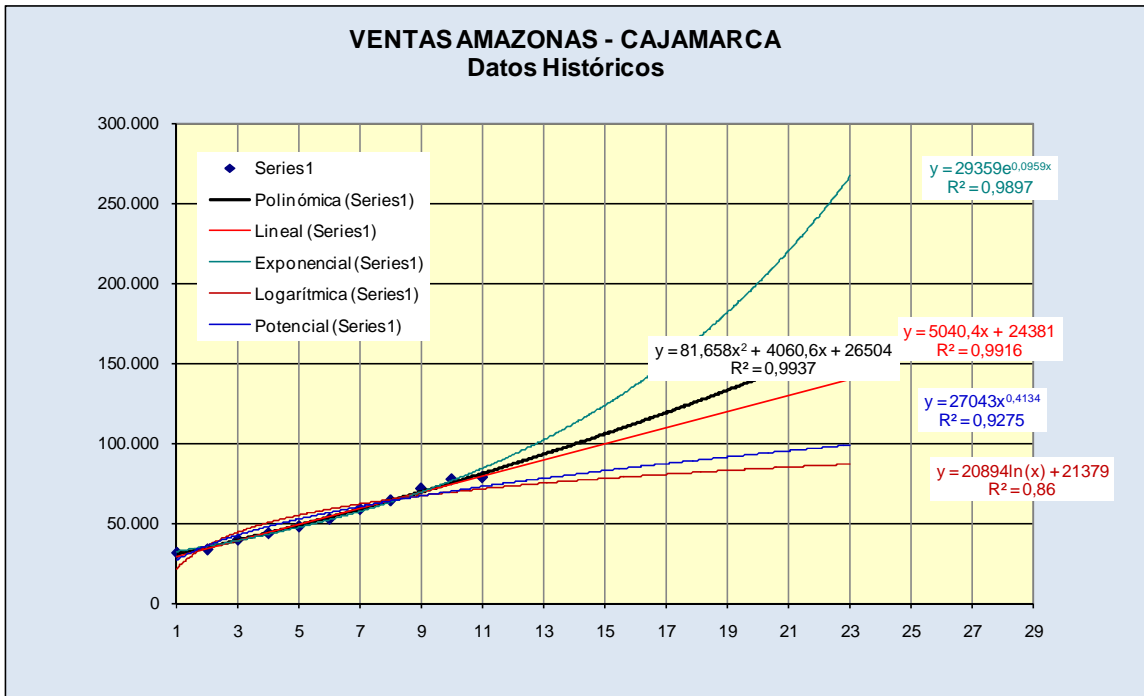
<b>PROYECCIÓN DE VENTAS DE ENERGÍA (MWh) DE USUARIOS MENORES AJUSTE FINAL SISTEMA ELÉCTRICO DE TRANSMISIÓN SAN MARTÍN</b>					
<b>AREA DE DEMANDA:</b>					
AÑO	TOTAL VENTAS (AT)	NIVEL DE TENSIÓN: MT+BT <sup>(1)</sup>			TOTAL VENTAS (AT+ MT+BT)
		MT	BT	MT+BT	
2010	-	67,685.73	110,280.75	177,966.49	177,966.49
2011	-	73,924.70	118,952.46	192,877.16	192,877.16
2012	-	80,479.37	127,989.32	208,468.69	208,468.69
2013	-	87,548.59	137,689.09	225,237.68	225,237.68
2014	-	95,074.21	147,935.24	243,009.45	243,009.45
2015	-	103,017.13	158,644.09	261,661.22	261,661.22
2016	-	111,468.71	169,932.40	281,401.11	281,401.11
2017	-	120,466.28	181,828.79	302,295.08	302,295.08
2018	-	130,049.79	194,362.59	324,412.38	324,412.38
2019	-	140,262.95	207,565.21	347,828.16	347,828.16
2020	-	151,153.63	221,470.43	372,624.05	372,624.05
2021	-	162,771.29	236,110.32	398,881.61	398,881.61
2022	-	175,172.58	251,523.02	426,695.60	426,695.60
2023	-	188,424.72	267,757.06	456,181.78	456,181.78
2024	-	202,601.72	284,865.09	487,466.81	487,466.81
2025	-	217,784.78	302,903.99	520,688.77	520,688.77
<b>(1) No incluye pérdidas en media y baja tensión.</b>					
<b>TASA PROMEDIO (%) :</b>	0.00%	8.10%	6.97%	7.42%	7.42%

### 8.3.3 Sistema eléctrico Amazonas- Cajamarca

<b>VENTAS HISTORICAS DE ENERGÍA (MWh) USUARIOS MENORES - SISTEMA ELÉCTRICO DE TRANSMISIÓN AMAZONAS - CAJAMARCA</b>									
AÑO	Mercado Libre			Mercado Regulado MT+BT			Totales Por Nivel de Tensión		TOTAL VENTAS
	AT	MT	Sub-Total	MT(1)	BT(1)	Sub-Total	AT	MT+BT	
2000	0	0	0	31.686	0	31.686	0	31.686	31.686
2001	0	0	0	33.849	0	33.849	0	33.849	33.849
2002	0	0	0	39.957	0	39.957	0	39.957	39.957
2003	0	0	0	43.914	0	43.914	0	43.914	43.914
2004	0	0	0	48.158	0	48.158	0	48.158	48.158
2005	0	0	0	52.780	0	52.780	0	52.780	52.780
2006	0	0	0	58.838	0	58.838	0	58.838	58.838
2007	0	0	0	64.216	0	64.216	0	64.216	64.216
2008	0	0	0	71.565	0	71.565	0	71.565	71.565
2009	0	0	0	77.294	0	77.294	0	77.294	77.294
2010	0	0	0	78.599	0	78.599	0	78.599	78.599

#### Análisis del Mercado Eléctrico

**Estudios de Viabilidad Técnica para la construcción de la Línea de Transmisión  
Moyobamba – Yurimaguas – Nauta – Iquitos en 220 kV**



**PROYECCIÓN DE VENTAS GLOBALES(1) DE ENERGÍA (MWh) DE USUARIOS MENORES  
METODO DE TENDENCIAS SISTEMA ELÉCTRICO DE TRANSMISIÓN AMAZONAS - CAJAMARCA**

AREA DE DEMANDA:

AÑO	Modelos Comparados					
	Lineal	Logarítmico	Exponencial	Potencial	Polinómica	
2010	78 598.70	78 598.70	78 598.70	78 598.70	78 598.70	78 598.70
2011	83 561.69	80 597.75	86 513.47	81 477.71	84 357.74	83 977.65
2012	88 524.68	82 436.69	95 225.24	84 219.17	90 275.15	89 561.06
2013	93 487.67	84 139.29	104 814.27	86 839.54	96 350.93	95 373.10
2014	98 450.66	85 724.36	115 368.91	89 352.27	102 585.09	101 439.23
2015	103 413.65	87 207.11	126 986.37	91 768.55	108 977.62	107 786.55
2016	108 376.63	88 599.93	139 773.70	94 097.79	115 528.53	114 444.16
2017	113 339.62	89 913.12	153 848.69	96 347.97	122 237.81	121 443.52
2018	118 302.61	91 155.28	169 341.02	98 525.96	129 105.46	128 818.76
2019	123 265.60	92 333.72	186 393.39	100 637.70	136 131.49	136 607.04
2020	128 228.59	93 454.65	205 162.91	102 688.37	143 315.89	144 848.94
2021	133 191.58	94 523.43	225 822.50	104 682.53	150 658.67	153 588.82
2022	138 154.57	95 544.69	248 562.47	106 624.21	158 159.82	162 875.27
2023	143 117.55	96 522.47	273 592.32	108 516.97	165 819.35	172 761.55
2024	148 080.54	97 460.34	301 142.64	110 364.01	173 637.25	183 306.11
2025	153 043.53	98 361.42	331 467.23	112 168.21	181 613.52	194 573.12
<b>COEFICIENTE DE DETERMINACION (r<sup>2</sup>)</b>	<b>0.9916</b>	<b>0.8600</b>	<b>0.9849</b>	<b>0.9414</b>	<b>0.9937</b>	

**Análisis del Mercado Eléctrico**

**Estudios de Viabilidad Técnica para la construcción de la Línea de Transmisión  
Moyobamba – Yurimaguas – Nauta – Iquitos en 220 kV**

<b>PROYECCIÓN DE VENTAS DE ENERGÍA (MWh) DE USUARIOS MENORES PRIMER AJUSTE SISTEMA ELÉCTRICO DE TRANSMISIÓN AMAZONAS - CAJAMARCA</b>					
<b>AREA DE DEMANDA:</b>					
AÑO	TOTAL VENTAS (AT)	NIVEL DE TENSIÓN: MT+BT <sup>(1)</sup>			TOTAL VENTAS (AT+ MT+BT)
		MT	BT	MT+BT	
2010	-	78,598.70		78,598.70	78,598.70
2011	-	83,977.65		83,977.65	83,977.65
2012	-	89,561.06		89,561.06	89,561.06
2013	-	95,373.10		95,373.10	95,373.10
2014	-	101,439.23		101,439.23	101,439.23
2015	-	107,786.55		107,786.55	107,786.55
2016	-	114,444.16		114,444.16	114,444.16
2017	-	121,443.52		121,443.52	121,443.52
2018	-	128,818.76		128,818.76	128,818.76
2019	-	136,607.04		136,607.04	136,607.04
2020	-	144,848.94		144,848.94	144,848.94
2021	-	153,588.82		153,588.82	153,588.82
2022	-	162,875.27		162,875.27	162,875.27
2023	-	172,761.55		172,761.55	172,761.55
2024	-	183,306.11		183,306.11	183,306.11
2025	-	194,573.12		194,573.12	194,573.12
<b>TASA PROMEDIO (%) :</b>					
	0.00%	6.23%	0.00%	6.23%	6.23%

(1) No incluye pérdidas en media y baja tensión.

<b>PROYECCIÓN DE VENTAS DE ENERGÍA (MWh) DE USUARIOS MENORES AJUSTE FINAL SISTEMA ELÉCTRICO DE TRANSMISIÓN AMAZONAS - CAJAMARCA</b>					
<b>AREA DE DEMANDA:</b>					
AÑO	TOTAL VENTAS (AT)	NIVEL DE TENSIÓN: MT+BT <sup>(1)</sup>			TOTAL VENTAS (AT+ MT+BT)
		MT	BT	MT+BT	
2010	-	78,598.70	-	78,598.70	78,598.70
2011	-	83,546.47	-	83,546.47	83,546.47
2012	-	88,556.90	-	88,556.90	88,556.90
2013	-	93,844.02	-	93,844.02	93,844.02
2014	-	99,331.70	-	99,331.70	99,331.70
2015	-	104,970.79	-	104,970.79	104,970.79
2016	-	110,846.82	-	110,846.82	110,846.82
2017	-	116,985.14	-	116,985.14	116,985.14
2018	-	123,411.67	-	123,411.67	123,411.67
2019	-	130,154.00	-	130,154.00	130,154.00
2020	-	137,241.68	-	137,241.68	137,241.68
2021	-	144,703.84	-	144,703.84	144,703.84
2022	-	152,574.19	-	152,574.19	152,574.19
2023	-	160,893.62	-	160,893.62	160,893.62
2024	-	169,706.39	-	169,706.39	169,706.39
2025	-	179,060.32	-	179,060.32	179,060.32
<b>TASA PROMEDIO (%) :</b>					
	0.00%	5.64%	0.00%	5.64%	5.64%

(1) No incluye pérdidas en media y baja tensión.

Finalmente se tiene que el crecimiento de las ventas de energía, para el escenario promedio o conservador, será el que se resume en el siguiente cuadro:

**Análisis del Mercado Eléctrico**

**Estudios de Viabilidad Técnica para la construcción de la Línea de Transmisión  
Moyobamba – Yurimaguas – Nauta – Iquitos en 220 kV**

SISTEMA	VENTAS (AT+ MT+BT)				Tasa Crecim
	AMAZ-CAJAM	LORETO	SAN MARTIN	TOTAL	
2010	177,966.49	223,787.50	78,598.70	480,352.69	-
2011	192,877.16	239,016.56	83,546.47	515,440.19	7.30%
2012	208,468.69	254,737.68	88,556.90	551,763.27	7.05%
2013	225,237.68	271,529.60	93,844.02	590,611.30	7.04%
2014	243,009.45	289,139.56	99,331.70	631,480.71	6.92%
2015	261,661.22	307,386.44	104,970.79	674,018.45	6.74%
2016	281,401.11	326,479.29	110,846.82	718,727.22	6.63%
2017	302,295.08	346,450.91	116,985.14	765,731.13	6.54%
2018	324,412.38	367,333.04	123,411.67	815,157.09	6.45%
2019	347,828.16	389,158.85	130,154.00	867,141.01	6.38%
2020	372,624.05	411,963.32	137,241.68	921,829.05	6.31%
2021	398,881.61	435,775.41	144,703.84	979,360.86	6.24%
2022	426,695.60	460,632.42	152,574.19	1,039,902.22	6.18%
2023	456,181.78	486,587.37	160,893.62	1,103,662.77	6.13%
2024	487,466.81	513,696.90	169,706.39	1,170,870.10	6.09%
2025	520,688.77	542,021.09	179,060.32	1,241,770.18	6.06%
<b>TASA PROMEDIO (%) :</b>	7.42%	6.07%	5.64%	6.54%	

#### 8.4 Proyección de demanda de potencia

Para efectuar la proyección de la demanda, se ha partido de los valores actuales en cada SET, proporcionados por ELECTRO ORIENTE, que son los que se muestra a continuación:

POTENCIA COINCIDENTE CON EI SISTEMA - 2010			
Sistema Eléctrico	SET	Tensión (kV)	Potencia a la Hora de Max Dem. del Sistema Eléctrico - Pmax (1) kW
SAN MARTIN	Bellavista-Tara	10	637,04
SAN MARTIN	Bellavista-Tara	22,9	5265,71
SAN MARTIN	Gera	22,9	732,86
SAN MARTIN	JUANJUI	10	2182,25
SAN MARTIN	Moyobamba	10	3461,62
SAN MARTIN	Rioja	22,9	9431,21
SAN MARTIN	Tarapoto	22,9	2996,49
SAN MARTIN	Tarapoto	10	13353,72
LORETO	C.T. Iquitos	10	32537,57
LORETO	S.E Repartición Sar	10	13304,43
AMAZONAS - CAJAMARCA	Lonya	22,9	343,99
AMAZONAS - CAJAMARCA	Quanda	22,9	2500,84
AMAZONAS - CAJAMARCA	C.H. Muyo	22,9	5316,48
AMAZONAS - CAJAMARCA	C.H. La Pelota	10	2752,86
AMAZONAS - CAJAMARCA	Chachapoyas	10	2000,00
AMAZONAS - CAJAMARCA	Cáclic	22,9	4467,00
			101284,07



**Estudios de Viabilidad Técnica para la construcción de la Línea de Transmisión  
Moyobamba – Yurimaguas – Nauta – Iquitos en 220 kV**

---

A partir de esto y aplicando la tasa de crecimiento definida para cada sistema eléctrico, se obtiene los alores de la demanda futura que se muestran en el cuadro siguiente:

## Estudios de Viabilidad Técnica para la construcción de la Línea de Transmisión Moyobamba – Yurimaguas – Nauta – Iquitos en 220 kV

PROYECCION DE DEMANDA DE POTENCIA COINCIDENTE A NIVEL DE SISTEMA ELECTRICO (MW)																	
<b>AREA DE DEMANDA:</b>																	
SISTEMAS ELÉCTRICOS		Potencia (MW) <sup>(1)</sup>															
		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
<b>SISTEMA ELÉCTRICO SAN MARTIN</b>																	
SET	TENSION (kV)																
BELLA10	10	0.64	0.69	0.75	0.81	0.87	0.94	1.01	1.08	1.16	1.25	1.33	1.43	1.53	1.63	1.74	1.86
BELLA23	22.9	5.27	5.71	6.17	6.66	7.19	7.74	8.33	8.94	9.60	10.29	11.03	11.80	12.63	13.50	14.42	15.41
GERA23	22.9	0.73	0.79	0.86	0.93	1.00	1.08	1.16	1.24	1.34	1.43	1.53	1.64	1.76	1.88	2.01	2.14
JUUH10	10	2.18	2.37	2.56	2.76	2.98	3.21	3.45	3.71	3.98	4.27	4.57	4.89	5.23	5.59	5.98	6.38
MOYO10	10	3.46	3.75	4.05	4.38	4.73	5.09	5.47	5.88	6.31	6.77	7.25	7.76	8.30	8.87	9.48	10.13
RIOJA23	22.9	9.43	10.22	11.05	11.94	12.88	13.87	14.91	16.02	17.19	18.43	19.75	21.14	22.61	24.18	25.83	27.59
TARA23	22.9	3.00	3.25	3.51	3.79	4.09	4.41	4.74	5.09	5.46	5.86	6.27	6.72	7.18	7.68	8.21	8.77
TARAP10	10	13.35	14.47	15.64	16.90	18.23	19.63	21.11	22.68	24.34	26.10	27.96	29.93	32.02	34.23	36.58	39.07
<b>TOTAL Sistema Eléctrico SAN MARTIN</b>		<b>38.06</b>	<b>41.25</b>	<b>44.58</b>	<b>48.17</b>	<b>51.97</b>	<b>55.96</b>	<b>60.18</b>	<b>64.65</b>	<b>69.38</b>	<b>74.39</b>	<b>79.69</b>	<b>85.31</b>	<b>91.26</b>	<b>97.56</b>	<b>104.25</b>	<b>111.36</b>
<b>SISTEMA ELÉCTRICO LORETO</b>																	
SET	TENSION (kV)																
WARTSLA	10	32.54	34.75	37.04	39.48	42.04	44.69	47.47	50.37	53.41	56.58	59.90	63.36	66.97	70.75	74.69	78.81
WARTSLA	10	13.30	14.21	15.14	16.14	17.19	18.27	19.41	20.60	21.84	23.14	24.49	25.91	27.39	28.93	30.54	32.22
<b>TOTAL Sistema Eléctrico LORETO</b>		<b>45.84</b>	<b>48.96</b>	<b>52.18</b>	<b>55.62</b>	<b>59.23</b>	<b>62.97</b>	<b>66.88</b>	<b>70.97</b>	<b>75.25</b>	<b>79.72</b>	<b>84.39</b>	<b>89.27</b>	<b>94.36</b>	<b>99.68</b>	<b>105.23</b>	<b>111.03</b>
<b>SISTEMA ELÉCTRICO AMAZONAS - CAJAMARCA</b>																	
SET	TENSION (kV)																
Lonya	22.9	0.34	0.37	0.39	0.41	0.43	0.46	0.49	0.51	0.54	0.57	0.60	0.63	0.67	0.70	0.74	0.78
Quanda	22.9	2.50	2.66	2.82	2.99	3.16	3.34	3.53	3.72	3.93	4.14	4.37	4.60	4.85	5.12	5.40	5.70
Muyo	22.9	5.32	5.65	5.99	6.35	6.72	7.10	7.50	7.91	8.35	8.80	9.28	9.79	10.32	10.88	11.48	12.11
La Pelota	10	2.75	2.93	3.10	3.29	3.48	3.68	3.88	4.10	4.32	4.56	4.81	5.07	5.34	5.64	5.94	6.27
Chachapoyas	10	2.00	2.13	2.25	2.39	2.53	2.67	2.82	2.98	3.14	3.31	3.49	3.68	3.88	4.09	4.32	4.56
Cáclic	22.9	4.47	4.75	5.03	5.33	5.65	5.97	6.30	6.65	7.01	7.40	7.80	8.22	8.67	9.14	9.64	10.18
<b>TOTAL Sistema Eléctrico AMAZONAS - CAJAMARCA</b>		<b>17.38</b>	<b>18.48</b>	<b>19.58</b>	<b>20.75</b>	<b>21.97</b>	<b>23.21</b>	<b>24.51</b>	<b>25.87</b>	<b>27.29</b>	<b>28.78</b>	<b>30.35</b>	<b>32.00</b>	<b>33.74</b>	<b>35.58</b>	<b>37.53</b>	<b>39.60</b>
<b>TOTAL</b>		<b>101.28</b>	<b>108.69</b>	<b>116.35</b>	<b>124.54</b>	<b>133.17</b>	<b>142.14</b>	<b>151.57</b>	<b>161.49</b>	<b>171.92</b>	<b>182.89</b>	<b>194.43</b>	<b>206.57</b>	<b>219.35</b>	<b>232.82</b>	<b>247.01</b>	<b>261.99</b>

### Análisis del Mercado Eléctrico

\\Fpserver05\M\Contratos\115500 - LT MOYOBAMBA – YURIMAGUAS - NAUTA – IQUITOS 220 KV\5 Ing Detalle\Informe Final\Volumen I - Estudio de Mercado\CSL-115500-2-6-PI-001 - Rev 0.doc

**Estudios de Viabilidad Técnica para la construcción de la Línea de Transmisión  
Moyobamba – Yurimaguas – Nauta – Iquitos en 220 kV**

**9. ESCENARIO OPTIMISTA**

Para este escenario, se proyecta con la tasa del cuarto cuartil las ventas totales, mientras que, para la baja tensión y para los sistemas eléctricos, se considera las máximas tasas estadísticamente aceptables que se obtiene de las proyecciones. De esta manera, se obtiene los resultados que se presenta a continuación.

**9.1 Proyección de las ventas de energía en BT**

**Proyección de las ventas en BT por el método de tendencias**

PROYECCIÓN DE VENTAS BT DE ENERGÍA (MWh)						
METODO DE TENDENCIAS						
AREA DE DEMANDA:						
AÑO	Modelos Comparados					
	Lineal	Logarítmico	Exponencial	Potencial	Polinómica	
2010	251 310.14	251 310.14	251 310.14	251 310.14	251 310.14	251 310.14
2011	265 565.27	256 792.51	271 883.31	258 443.55	269 107.20	270 495.26
2012	279 820.39	261 835.80	294 140.67	265 184.31	289 065.36	291 603.02
2013	294 075.52	266 505.16	318 220.10	271 581.93	311 184.62	314 702.36
2014	308 330.64	270 852.22	344 270.77	277 676.62	335 464.98	339 867.87
2015	322 585.77	274 918.63	372 454.03	283 501.58	361 906.44	367 180.23
2016	336 840.89	278 738.44	402 944.48	289 084.55	390 509.00	396 726.74
2017	351 096.02	282 339.84	435 930.99	294 448.96	421 272.66	428 601.82
2018	365 351.14	285 746.48	471 617.89	299 614.85	454 197.42	462 907.66
2019	379 606.27	288 978.34	510 226.25	304 599.45	489 283.29	499 754.77
2020	393 861.39	292 052.49	551 995.24	309 417.73	526 530.25	539 262.75
2021	408 116.52	294 983.60	597 183.59	314 082.79	565 938.32	581 560.96
2022	422 371.64	297 784.39	646 071.22	318 606.15	607 507.49	626 789.35
2023	436 626.77	300 465.96	698 960.97	322 997.99	651 237.76	675 099.36
2024	450 881.89	303 038.05	756 180.47	327 267.39	697 129.12	726 654.80
2025	465 137.02	305 509.25	818 084.17	331 422.47	745 181.60	781 632.88
(1) No incluye pérdidas en media y baja tensión.						
<b>ECUACIÓN:</b>						
<b>COEFICIENTE DE DETERMINACION (r<sup>2</sup>)</b>	0.9624	0.7653	0.9921	0.8494	0.9237	
<b>ESTADISTICO t:</b>						
Valor						
Prob.						
<b>ESTADISTICO F:</b>						
Valor						
Prob.						
<b>TASA DE CRECIMIENTO</b>	4.19%	1.31%	8.19%	1.86%	7.52%	7.86%
	no optimista	RECHAZADO	ACEPTADO	RECHAZADO	ACEPTADO	

**Estudios de Viabilidad Técnica para la construcción de la Línea de Transmisión  
Moyobamba – Yurimaguas – Nauta – Iquitos en 220 kV**

**9.2 Ventas totales**

El resultado final, para el escenario promedio, que incluye todas las ventas consideradas se presenta en la tabla 7.8 y en el Gráfico 7.2 se muestra el resumen general de la proyección realizada.

**Tabla 7.8**

**PROYECCIÓN DE VENTAS DE ENERGÍA (MWh) DE USUARIOS MENORES  
AJUSTE FINAL**

**AREA DE DEMANDA: ESCENARIO OPTIMISTA**

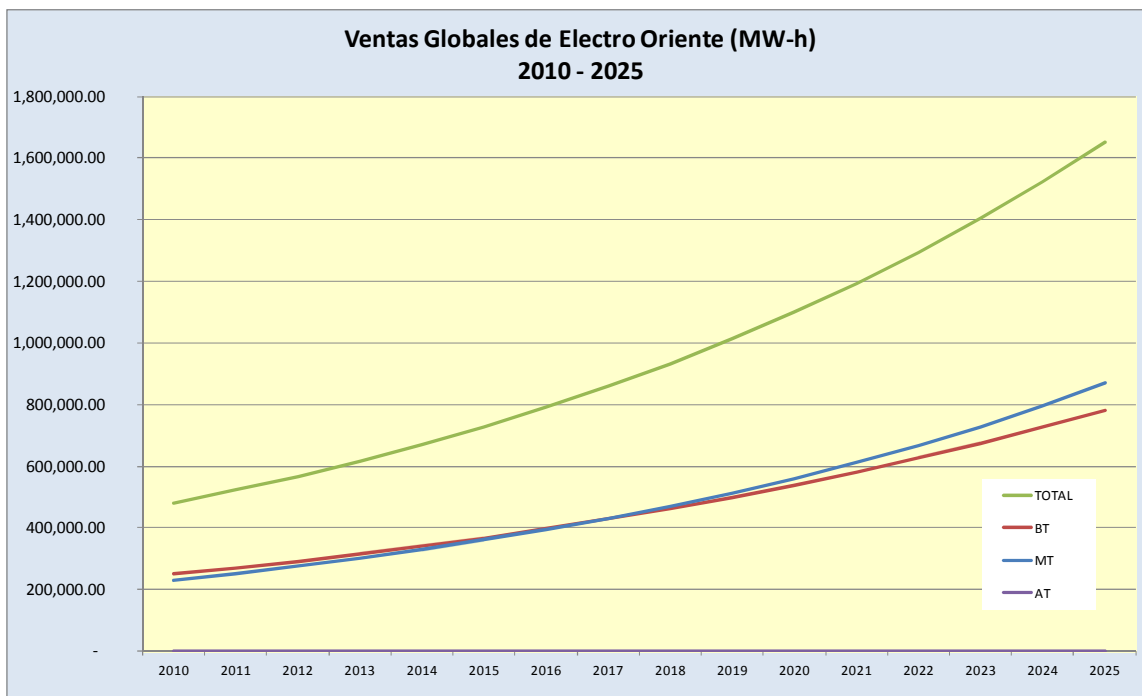
AÑO	TOTAL VENTAS (AT)	NIVEL DE TENSIÓN: MT+BT <sup>(1)</sup>			TOTAL VENTAS (AT+ MT+BT)
		MT	BT	MT+BT	
2010	-	229,042.54	251,310.14	480,352.69	480,352.69
2011	-	251,141.53	270,495.26	521,636.78	521,636.78
2012	-	275,321.81	291,603.02	566,924.83	566,924.83
2013	-	301,688.74	314,702.36	616,391.10	616,391.10
2014	-	330,180.55	339,867.87	670,048.42	670,048.42
2015	-	360,795.75	367,180.23	727,975.99	727,975.99
2016	-	394,032.91	396,726.74	790,759.65	790,759.65
2017	-	430,196.64	428,601.82	858,798.46	858,798.46
2018	-	469,617.65	462,907.66	932,525.31	932,525.31
2019	-	512,655.11	499,754.77	1,012,409.88	1,012,409.88
2020	-	559,699.08	539,262.75	1,098,961.82	1,098,961.82
2021	-	611,173.27	581,560.96	1,192,734.23	1,192,734.23
2022	-	667,538.08	626,789.35	1,294,327.43	1,294,327.43
2023	-	729,293.74	675,099.36	1,404,393.11	1,404,393.11
2024	-	796,984.00	726,654.80	1,523,638.80	1,523,638.80
2025	-	871,199.89	781,632.88	1,652,832.78	1,652,832.78

(1) No incluye pérdidas en media y baja tensión.

<b>TASA PROMEDIO (%) :</b>	0.00%	9.32%	7.86%	8.59%	8.59%
----------------------------	-------	-------	-------	-------	-------

## Estudios de Viabilidad Técnica para la construcción de la Línea de Transmisión Moyobamba – Yurimaguas – Nauta – Iquitos en 220 kV

**Gráfico 7.2** Resumen de la proyección de las ventas globales.



### 9.3 Proyección de las ventas de energía por sistema eléctrico

#### 9.3.1 Sistema eléctrico Loreto

PROYECCIÓN DE VENTAS DE ENERGÍA (MWh) DE USUARIOS MENORES AJUSTE FINAL SISTEMA ELÉCTRICO DE TRANSMISIÓN LORETO					
AREA DE DEMANDA: <b>ESCENARIO OPTIMISTA</b>					
AÑO	TOTAL VENTAS (AT)	NIVEL DE TENSIÓN: MT+BT <sup>(1)</sup>			TOTAL VENTAS (AT+ MT+BT)
		MT	BT	MT+BT	
2010	-	82,758.11	141,029.39	223,787.50	223,787.50
2011	-	89,178.47	152,099.92	241,278.40	241,278.40
2012	-	96,152.03	164,265.43	260,417.46	260,417.46
2013	-	103,702.25	177,546.70	281,248.94	281,248.94
2014	-	111,825.09	191,916.02	303,741.11	303,741.11
2015	-	120,527.94	207,362.92	327,890.86	327,890.86
2016	-	129,901.53	224,017.90	353,919.43	353,919.43
2017	-	140,003.77	241,952.76	381,956.53	381,956.53
2018	-	150,896.79	261,243.54	412,140.32	412,140.32
2019	-	162,647.27	281,970.59	444,617.86	444,617.86
2020	-	175,326.93	304,218.73	479,545.66	479,545.66
2021	-	189,012.84	328,077.36	517,090.20	517,090.20
2022	-	203,787.99	353,640.55	557,428.54	557,428.54
2023	-	219,741.66	381,007.23	600,748.89	600,748.89
2024	-	236,969.99	410,281.29	647,251.28	647,251.28
2025	-	255,576.44	441,571.76	697,148.20	697,148.20
<b>TASA PROMEDIO (%) :</b>	0.00%	7.81%	7.91%	7.87%	7.87%

#### Análisis del Mercado Eléctrico

**Estudios de Viabilidad Técnica para la construcción de la Línea de Transmisión  
Moyobamba – Yurimaguas – Nauta – Iquitos en 220 kV**

**9.3.2 Sistema eléctrico San Martín**

PROYECCIÓN DE VENTAS DE ENERGÍA (MWh) DE USUARIOS MENORES AJUSTE FINAL SISTEMA ELÉCTRICO DE TRANSMISIÓN SAN MARTÍN					
AREA DE DEMANDA: <b>ESCENARIO OPTIMISTA</b>					
AÑO	TOTAL VENTAS (AT)	NIVEL DE TENSIÓN: MT+BT <sup>(1)</sup>			TOTAL VENTAS (AT+ MT+BT)
		MT	BT	MT+BT	
2010	-	67,685.73	110,280.75	177,966.49	177,966.49
2011	-	74,937.50	120,335.74	195,273.25	195,273.25
2012	-	82,959.80	131,402.33	214,362.13	214,362.13
2013	-	91,803.66	143,522.67	235,326.33	235,326.33
2014	-	101,497.79	156,700.89	258,198.68	258,198.68
2015	-	112,081.75	170,955.64	283,037.39	283,037.39
2016	-	123,675.86	186,424.12	310,099.98	310,099.98
2017	-	136,377.35	203,200.07	339,577.42	339,577.42
2018	-	150,293.73	221,385.11	371,678.84	371,678.84
2019	-	165,543.88	241,089.27	406,633.15	406,633.15
2020	-	182,259.16	262,431.62	444,690.78	444,690.78
2021	-	200,584.69	285,541.01	486,125.70	486,125.70
2022	-	220,680.81	310,556.77	531,237.58	531,237.58
2023	-	242,724.59	337,629.56	580,354.15	580,354.15
2024	-	266,911.62	366,922.23	633,833.85	633,833.85
2025	-	293,457.85	398,610.85	692,068.70	692,068.70
TASA PROMEDIO (%):		0.00%	10.27%	8.94%	9.48%

**9.3.3 Sistema eléctrico Amazonas- Cajamarca**

PROYECCIÓN DE VENTAS DE ENERGÍA (MWh) DE USUARIOS MENORES AJUSTE FINAL SISTEMA ELÉCTRICO DE TRANSMISIÓN AMAZONAS - CAJAMARCA					
AREA DE DEMANDA: <b>ESCENARIO OPTIMISTA</b>					
AÑO	TOTAL VENTAS (AT)	NIVEL DE TENSIÓN: MT+BT <sup>(1)</sup>			TOTAL VENTAS (AT+ MT+BT)
		MT	BT	MT+BT	
2010	-	78,598.70	-	78,598.70	78,598.70
2011	-	85,085.14	-	85,085.14	85,085.14
2012	-	92,145.24	-	92,145.24	92,145.24
2013	-	99,815.83	-	99,815.83	99,815.83
2014	-	108,108.63	-	108,108.63	108,108.63
2015	-	117,047.73	-	117,047.73	117,047.73
2016	-	126,740.24	-	126,740.24	126,740.24
2017	-	137,264.51	-	137,264.51	137,264.51
2018	-	148,706.14	-	148,706.14	148,706.14
2019	-	161,158.87	-	161,158.87	161,158.87
2020	-	174,725.39	-	174,725.39	174,725.39
2021	-	189,518.33	-	189,518.33	189,518.33
2022	-	205,661.31	-	205,661.31	205,661.31
2023	-	223,290.07	-	223,290.07	223,290.07
2024	-	242,553.67	-	242,553.67	242,553.67
2025	-	263,615.88	-	263,615.88	263,615.88
TASA PROMEDIO (%):		0.00%	8.40%	0.00%	8.40%

Finalmente se tiene que el crecimiento de las ventas de energía, para el escenario optimista, será el que se resume en el siguiente cuadro:

**Análisis del Mercado Eléctrico**

**Estudios de Viabilidad Técnica para la construcción de la Línea de Transmisión  
Moyobamba – Yurimaguas – Nauta – Iquitos en 220 kV**

---

SISTEMA	VENTAS (AT+ MT+BT)				Tasa Crecim
	AMAZ-CAJAM	LORETO	SAN MARTIN	TOTAL	
2,010	177,966.49	223,787.50	78,598.70	480,352.69	-
2,011	195,273.25	241,278.40	85,085.14	521,636.78	8.59%
2,012	214,362.13	260,417.46	92,145.24	566,924.83	8.68%
2,013	235,326.33	281,248.94	99,815.83	616,391.10	8.73%
2,014	258,198.68	303,741.11	108,108.63	670,048.42	8.71%
2,015	283,037.39	327,890.86	117,047.73	727,975.99	8.65%
2,016	310,099.98	353,919.43	126,740.24	790,759.65	8.62%
2,017	339,577.42	381,956.53	137,264.51	858,798.46	8.60%
2,018	371,678.84	412,140.32	148,706.14	932,525.31	8.58%
2,019	406,633.15	444,617.86	161,158.87	1,012,409.88	8.57%
2,020	444,690.78	479,545.66	174,725.39	1,098,961.82	8.55%
2,021	486,125.70	517,090.20	189,518.33	1,192,734.23	8.53%
2,022	531,237.58	557,428.54	205,661.31	1,294,327.43	8.52%
2,023	580,354.15	600,748.89	223,290.07	1,404,393.11	8.50%
2,024	633,833.85	647,251.28	242,553.67	1,523,638.80	8.49%
2,025	692,068.70	697,148.20	263,615.88	1,652,832.78	8.48%

TASA PROMEDIO (%) :	9.48%	7.87%	8.40%	8.59%
---------------------	-------	-------	-------	-------

#### 9.4 Proyección de demanda de potencia

## Estudios de Viabilidad Técnica para la construcción de la Línea de Transmisión Moyobamba – Yurimaguas – Nauta – Iquitos en 220 kV

PROYECCION DE DEMANDA DE POTENCIA COINCIDENTE A NIVEL DE SISTEMA ELECTRICO (MW)																	
AREA DE DEMANDA: <b>ESCENARIO OPTIMISTA</b>																	
SISTEMAS ELÉCTRICOS		Potencia (MW) <sup>(1)</sup>															
		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
<b>SISTEMA ELÉCTRICO SAN MARTIN</b>																	
SET	TENSION (kV)																
BELLA10	10	0.64	0.70	0.77	0.84	0.92	1.01	1.11	1.22	1.33	1.46	1.59	1.74	1.90	2.08	2.27	2.48
BELLA23	22.9	5.27	5.78	6.34	6.96	7.64	8.37	9.18	10.05	11.00	12.03	13.16	14.38	15.72	17.17	18.75	20.48
GERA23	22.9	0.73	0.80	0.88	0.97	1.06	1.17	1.28	1.40	1.53	1.67	1.83	2.00	2.19	2.39	2.61	2.85
JJU10	10	2.18	2.39	2.63	2.89	3.17	3.47	3.80	4.16	4.56	4.99	5.45	5.96	6.51	7.12	7.77	8.49
MOYO10	10	3.46	3.80	4.17	4.58	5.02	5.51	6.03	6.61	7.23	7.91	8.65	9.46	10.33	11.29	12.33	13.46
RIQJA23	22.9	9.43	10.35	11.36	12.47	13.68	15.00	16.43	18.00	19.70	21.55	23.57	25.76	28.15	30.76	33.59	36.68
TARA23	22.9	3.00	3.29	3.61	3.96	4.35	4.77	5.22	5.72	6.26	6.85	7.49	8.19	8.94	9.77	10.67	11.65
TARAP10	10	13.35	14.65	16.08	17.66	19.37	21.24	23.27	25.48	27.89	30.51	33.37	36.48	39.86	43.55	47.56	51.93
<b>TOTAL Sistema Eléctrico SAN MARTIN</b>		<b>38.06</b>	<b>41.76</b>	<b>45.84</b>	<b>50.33</b>	<b>55.22</b>	<b>60.53</b>	<b>66.32</b>	<b>72.62</b>	<b>79.49</b>	<b>86.96</b>	<b>95.10</b>	<b>103.97</b>	<b>113.61</b>	<b>124.12</b>	<b>135.56</b>	<b>148.01</b>
<b>SISTEMA ELÉCTRICO LORETO</b>																	
SET	TENSION (kV)																
WARTSLA	10	32.54	35.08	37.86	40.89	44.16	47.67	51.46	55.53	59.92	64.65	69.72	75.18	81.05	87.35	94.11	101.36
santarosa	10	13.30	14.34	15.48	16.72	18.06	19.49	21.04	22.71	24.50	26.43	28.51	30.74	33.14	35.72	38.48	41.45
<b>TOTAL Sistema Eléctrico LORETO</b>		<b>45.84</b>	<b>49.42</b>	<b>53.35</b>	<b>57.61</b>	<b>62.22</b>	<b>67.17</b>	<b>72.50</b>	<b>78.24</b>	<b>84.43</b>	<b>91.08</b>	<b>98.23</b>	<b>105.92</b>	<b>114.19</b>	<b>123.06</b>	<b>132.59</b>	<b>142.81</b>
<b>SISTEMA ELÉCTRICO AMAZONAS - CAJAMARCA</b>																	
SET	TENSION (kV)																
Lonya	22.9	0.34	0.37	0.40	0.44	0.47	0.51	0.55	0.60	0.65	0.71	0.76	0.83	0.90	0.98	1.06	1.15
Quanda	22.9	2.50	2.71	2.93	3.18	3.44	3.72	4.03	4.37	4.73	5.13	5.56	6.03	6.54	7.10	7.72	8.39
Muyo	22.9	5.32	5.76	6.23	6.75	7.31	7.92	8.57	9.28	10.06	10.90	11.82	12.82	13.91	15.10	16.41	17.83
La Pelota	10	2.75	2.98	3.23	3.50	3.79	4.10	4.44	4.81	5.21	5.64	6.12	6.64	7.20	7.82	8.50	9.23
Chachapoyas	10	2.00	2.17	2.34	2.54	2.75	2.98	3.22	3.49	3.78	4.10	4.45	4.82	5.23	5.68	6.17	6.71
Cádic	22.9	4.47	4.84	5.24	5.67	6.14	6.65	7.20	7.80	8.45	9.16	9.93	10.77	11.69	12.69	13.79	14.98
<b>TOTAL Sistema Eléctrico AMAZONAS - CAJAMARCA</b>		<b>17.38</b>	<b>18.82</b>	<b>20.38</b>	<b>22.07</b>	<b>23.91</b>	<b>25.88</b>	<b>28.03</b>	<b>30.35</b>	<b>32.88</b>	<b>35.64</b>	<b>38.64</b>	<b>41.91</b>	<b>45.48</b>	<b>49.38</b>	<b>53.64</b>	<b>58.30</b>
<b>TOTAL</b>		<b>101.28</b>	<b>110.00</b>	<b>119.57</b>	<b>130.01</b>	<b>141.35</b>	<b>153.58</b>	<b>166.85</b>	<b>181.22</b>	<b>196.80</b>	<b>213.68</b>	<b>231.98</b>	<b>251.80</b>	<b>273.28</b>	<b>296.56</b>	<b>321.78</b>	<b>349.11</b>

### Análisis del Mercado Eléctrico

\\Fpserver05\MContratos\115500 - LT MOYOBAMBA – YURIMAGUAS - NAUTA – IQUITOS 220 KV\5 Ing Detalle\Informe Final\Volumen I - Estudio de Mercado\CSL-115500-2-6-PI-001 - Rev 0.doc



## **10. ALTERNATIVAS DE CONFIGURACION DEL PROYECTO**

### **10.1 Objetivos**

Proponer alternativas de configuración de la línea LT 220 kV Moyobamba – Iquitos que permitan lograr transmitir la potencia necesaria para suministrar de energía al sistema de Iquitos. Asimismo proponer la ubicación de los equipos de compensación Reactiva Shunt (Reactores) y de la compensación serie, que permitan la adecuada energización de la línea.

### **10.2 Consideraciones del proyecto**

El proyecto consiste en la instalación de una línea de transmisión en simple terna con longitud mayor a 600 km, la línea unirá las subestaciones Moyobamba e Iquitos en un nivel de tensión de 220 kV, que permitirá interconectar al sistema de Iquitos al SEIN; la finalidad de este proyecto es la de suministrar energía más barata hacia el sistema Iquitos.

Se espera que con el ingreso de la línea de transmisión no sea necesaria la operación de las Centrales Térmicas existentes en el sistema Iquitos por ser de un costo muy elevado, las cuales servirán como respaldo en caso de salida de servicio de línea de transmisión.

Si bien las bases del concurso que se debe evaluar la conveniencia de implementar subestaciones en Yurimaguas y Nauta, se considera a priori que esta no es conveniente, dado que: i) ambas ciudades se encuentran muy cerca de los extremos de la línea por lo que pueden ser alimentadas directamente desde Moyobamba e Iquitos respectivamente; ii) el alto costo que demandaría una subestación intermedia de 220 kV para alimentar una carga pequeña; y iii) se conformarían tramos pequeños de línea que complicaría la compensación serie de toda la longitud de la línea, necesaria para obtener la mayor capacidad de transmisión de esta.

### **10.3 Fundamentos teóricos**

Debido al crecimiento de la demanda del sistema Iquitos, se hace necesario analizar alternativas que permitan garantizar la transferencia de potencia hacia el sistema de Iquitos. Las particularidades más resaltantes de este proyecto son:

- Se trata de una línea larga de más de 600 km en 220 kV.
- Configuración radial y alimenta la carga del sistema Iquitos.

Frente a estas particularidades del proyecto se haría necesario la instalación de compensación serie en la línea de transmisión, la fecha de ingreso de los equipos de compensación serie dependerá de la demanda existente en el sistema de Iquitos.

A continuación se muestra los tipos de compensación serie más usados y existente a nivel mundial.

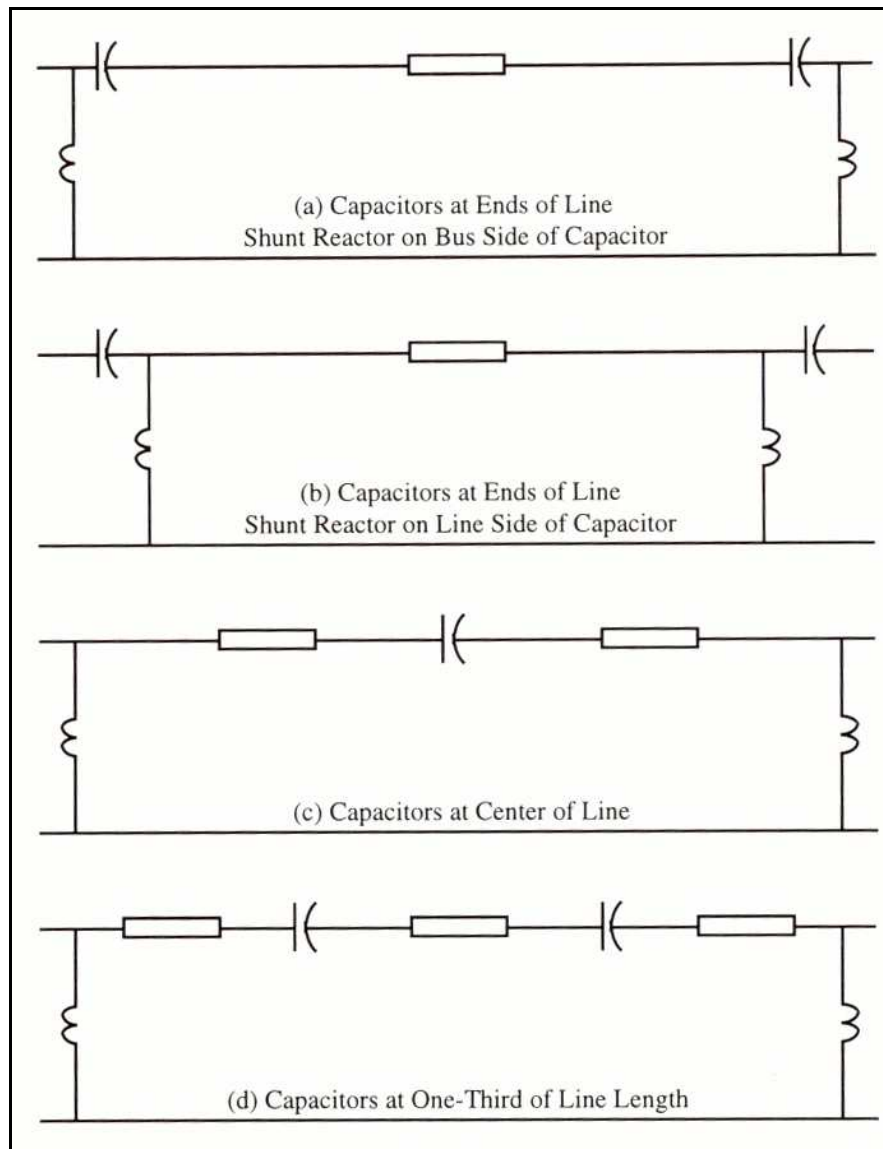


Figura 01 – Ubicación Típica de compensación serie y reactores Shunt

Las cuatro alternativas de compensación serie mostradas ya han sido estudiadas y se conoce cuál de estas presenta mayor efectividad de la compensación serie, así como eficiencia en cuanto a pérdidas de potencia en la línea de transmisión para cada alternativa, estos conocimientos servirán como criterio a la hora de optar entre una de las alternativas.

Para el caso del proyecto de la LT 220 kV Moyobamba – Iquitos, se comparará la alternativa de compensación serie en el punto medio de la línea y en los extremos de la

línea. No se analiza la opción de compensación serie a un tercio de los extremos de la línea pues esta alternativa implicaría la construcción de dos nuevas subestaciones en el trayecto de la línea, lo cual encarece el estudio.

A continuación se indica los aspectos más importantes que deben considerarse para decidir el punto de ubicación de la compensación serie en una línea de transmisión:

- La efectividad de compensación serie depende de la ubicación de esta.
- El perfil de tensiones varía según la ubicación de la compensación serie.
- La ubicación es un factor importante en el mantenimiento del banco de Capacitores.
- Los accesos al punto de ubicación de la compensación serie para el traslado de equipos y las obras civiles.

Como se mencionó anteriormente ya existen estudios y bibliografía de compensación serie en líneas de transmisión de Alta Tensión, a continuación se muestra resultados más importantes de estos estudios:

**Efectividad en un Banco serie según su ubicación:**

A continuación se muestra una línea de transmisión con un capacitor serie a una distancia “s” del extremo de envío de la línea de transmisión, la cual sirve como base para el cálculo de la efectividad de compensación serie en función de la ubicación de la compensación serie.

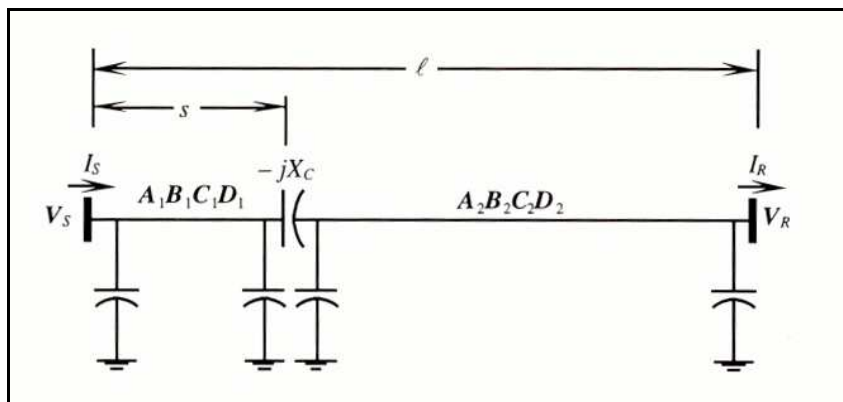


Figura 02 – Línea de Transmisión con un capacitor serie

La efectividad de la compensación serie ha sido graficada para diferentes puntos de ubicación de la compensación serie y para el caso de líneas de transmisión de diferentes longitudes; concluyendo que el punto con mayor efectividad de compensación serie se da al compensar en el punto medio de la línea de transmisión. (Ver figura 03).

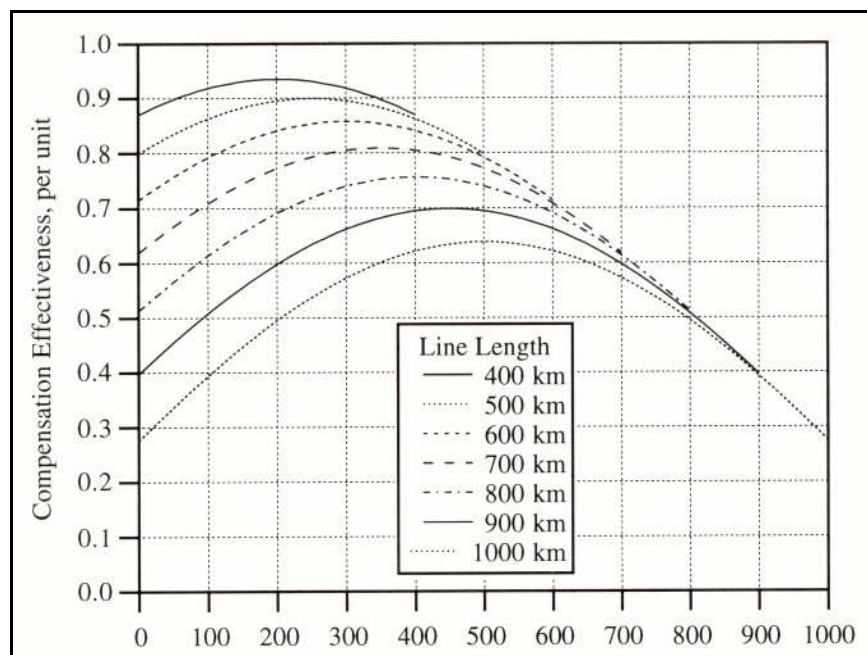


Figura 03 – Ubicación de un capacitor serie desde el extremo de envío de la línea.

Length in km	Effectiveness Capacitors at Ends	Effectiveness Capacitor at Center	Difference in Effectiveness
400	0.869	0.935	0.065
500	0.799	0.899	0.101
600	0.714	0.857	0.143
700	0.622	0.809	0.187
800	0.512	0.776	0.264
900	0.397	0.699	0.301
1000	0.275	0.638	0.362

Figura 04 – Efectividad de compensar en el punto medio y extremos de la línea.

Se puede apreciar que la efectividad al compensar en el punto medio es mayor, no obstante se debe recalcar que la efectividad de compensación serie en el punto medio es mas notoria en líneas de transmisión con longitudes mayores a 700 km.

Para el caso de la LT 220 kV Moyobamba – Iquitos por tener una longitud menor a 700 km se podría optar por la opción de compensar a los extremos sin perder mucha efectividad en la compensación serie, respecto a la opción de compensar en el punto medio.

**Efecto de la ubicación de la compensación serie en la Eficiencia:**

La eficiencia está referida a las pérdidas en la línea de transmisión que se presentarían al optar entre una u otra ubicación de la compensación serie. Existen estudios y bibliografía

al respecto, en los cuales se concluye que la alternativa de compensación serie más eficiente, es decir con menores pérdidas en la línea de transmisión, se da para el caso de compensación serie en los extremos de la línea de transmisión y con los equipos de compensación reactiva shunt (reactores) ubicados en el lado de la línea (Caso “b” de la figura 05).

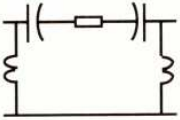
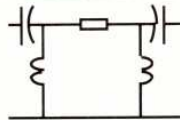
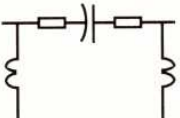
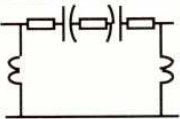
Case Identification	Line Configuration	Line Loading in % of <i>SIL</i>
Case 1.a.% Case 2.a.% Case 3.a.%		<i>SIL</i> Heavy (2 <i>SIL</i> ) Light (0.5 <i>SIL</i> )
Case 1.b.% Case 2.b.% Case 3.b.%		<i>SIL</i> Heavy (2 <i>SIL</i> ) Light (0.5 <i>SIL</i> )
Case 1.c.% Case 2.c.% Case 3.c.%		<i>SIL</i> Heavy (2 <i>SIL</i> ) Light (0.5 <i>SIL</i> )
Case 1.d.% Case 2.d.% Case 3.d.%		<i>SIL</i> Heavy (2 <i>SIL</i> ) Light (0.5 <i>SIL</i> )

Figura 05 – Identificación de los casos analizados para diferentes porcentajes de compensación serie y diversos niveles de carga de una línea de transmisión.

A continuación se muestra una tabla con valores de pérdidas en línea de transmisión para las diferentes alternativas de compensación serie:

**Estudios de Viabilidad Técnica para la construcción de la Línea de Transmisión  
Moyobamba – Yurimaguas – Nauta – Iquitos en 220 kV**

Load Level	Case I.D.	Sending End		Receiving End		Line Losses	
		P	Q	P	Q	P	Q
SIL	1.a.50	8.9495	0.3003	8.6517	-1.8649	0.2978	2.1653
SIL	1.b.50	8.9274	-0.0395	8.6519	-1.5793	0.2754	1.5398
SIL	1.c.50	8.9352	0.0776	8.6518	-1.6394	0.2834	1.7170
SIL	1.d.50	8.9358	0.0799	8.6518	-1.6635	0.2839	1.7434
Heavy	2.a.50	18.6974	5.6484	17.3034	-8.8486	1.3940	14.4971
Heavy	2.b.50	18.5329	4.3012	17.3032	-7.6014	1.2298	11.9026
Heavy	2.c.50	18.5955	4.9412	17.3039	-9.1292	1.2916	13.0703
Heavy	2.d.50	18.5951	4.8486	17.3039	-8.0810	1.2911	12.9295
Light	3.a.50	4.4047	-0.5377	4.3260	-0.2384	0.0787	-0.2993
Light	3.b.50	4.4004	-0.7237	4.3261	-0.0800	0.0744	-0.6437
Light	3.c.50	4.4023	-0.6952	4.3261	-0.0799	0.0763	-0.6153
Light	3.d.50	4.4022	-0.6749	4.3260	-0.1110	0.0762	-0.5638

Figura 06 – Potencia activa y reactiva y pérdidas para compensación seria al 50%.

Load Level	Case I.D.	Sending End		Receiving End		Line Losses	
		P	Q	P	Q	P	Q
SIL	1.a.70	8.9588	-0.5677	8.6519	-1.8041	0.3068	1.2365
SIL	1.b.70	8.9294	-1.0905	8.6520	-1.5419	0.2774	0.4515
SIL	1.c.70	8.9392	-0.8330	8.6520	-1.5338	0.2871	0.7008
SIL	1.d.70	8.9407	-0.8701	8.6520	-1.5839	0.2887	0.7138
Heavy	2.a.70	18.6202	1.9512	17.3027	-6.7893	1.3175	8.7405
Heavy	2.b.70	18.4581	0.4766	17.3038	-5.8311	1.1542	6.3077
Heavy	2.c.70	18.5154	1.3779	17.3034	-6.1972	1.2121	7.5751
Heavy	2.d.70	18.5200	1.1843	17.3035	-6.1814	1.2165	7.3657
Light	3.a.70	4.4074	-0.8062	4.3259	-0.3700	0.0816	-0.0816
Light	3.b.70	4.4016	-1.1016	4.3260	-0.2051	0.0756	-0.8965
Light	3.c.70	4.4041	-1.0141	4.3261	-0.1605	0.0780	-0.8536
Light	3.d.70	4.4042	-1.0067	4.3260	-0.2111	0.0781	-0.7959

Figura 07 – Potencia activa y reactiva y pérdidas para compensación seria al 70%.

De las gráficas mostradas, se aprecia que la mayor eficiencia respecto a pérdidas en la transmisión se presenta para la alternativa de compensar en los extremos de la línea y con los equipos de compensación shunt a lado de la línea de transmisión, asimismo se concluye que para altas potencias de transmisión se mejora la eficiencia incrementando la compensación serie. Se debe recalcar que las pérdidas son similares en todas las alternativas comparadas.

## 10.4 Planteamiento de alternativas

En el ítem anterior se dio un panorama del comportamiento de los tipos de compensación serie existentes y algunas particularidades técnicas de cada una de ellas. Con la base de los fundamentos teóricos descritos en el ítem anterior, se ha planteado dos alternativas de configuración para la LT 220 kV Moyobamba - Iquitos, las cuales deberán ser analizadas a través de simulaciones de flujo de potencia para determinar la más conveniente.

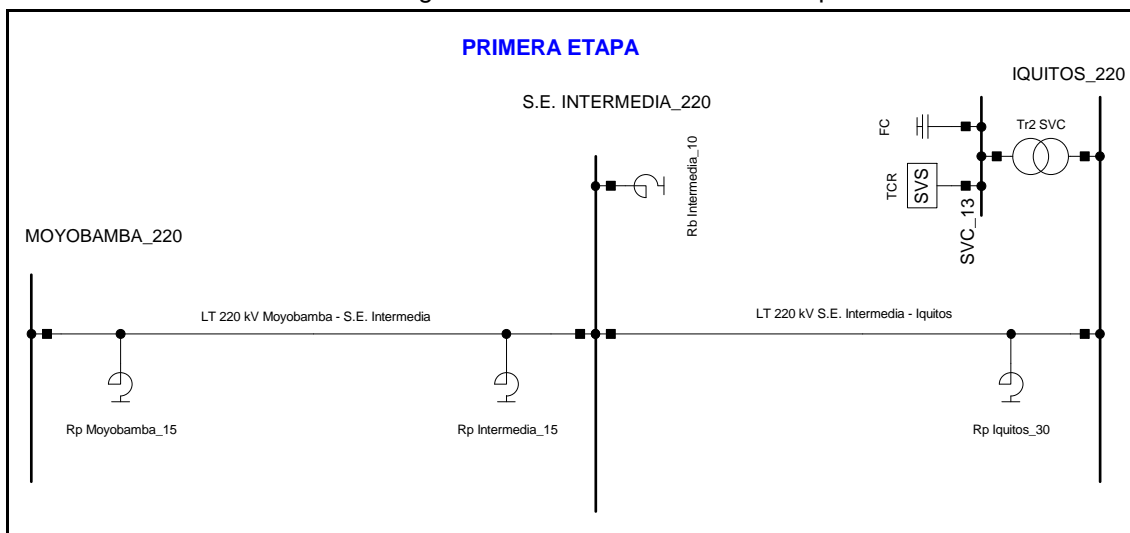
A continuación se describe las alternativas de configuración para la LT 220 kV Moyobamba – Iquitos las cuales deberán ser analizadas con la finalidad de determinar la mejor alternativa.

### Alternativa 01:

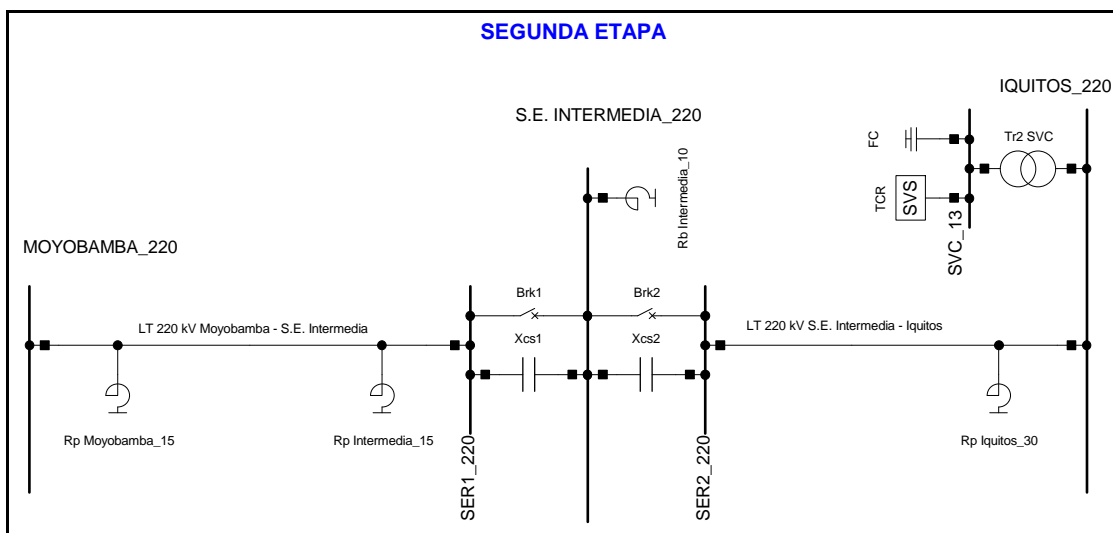
En esta primera alternativa se plantea que la LT 220 kV Moyobamba – Iquitos ingrese el 2016 en una primera etapa sin compensación serie y previendo una subestación de maniobra Intermedia a la línea (S.E. Intermedia). La línea de transmisión debido a su longitud mayor a 600 km deberá contar con equipos de compensación reactiva Shunt (Reactores) con la finalidad de evitar problemas de sobretensión durante la energización de la línea. Asimismo con la finalidad de lograr fijar la tensión en la barra de Iquitos a un valor deseado y con tiempo de respuesta rápido, se hace necesaria la instalación de un equipo de compensación Estática SVC, pues frente a ligeros cambios en la demanda de Iquitos la tensión variaría significativamente sin este equipo.

Luego, debido al crecimiento de la demanda de Iquitos, en una segunda etapa instalar compensación serie en la subestación S.E. Intermedia.

A continuación se muestran gráficas ilustrativas de las dos etapas de esta alternativa.



## Estudios de Viabilidad Técnica para la construcción de la Línea de Transmisión Moyobamba – Yurimaguas – Nauta – Iquitos en 220 kV



Las capacidades de los equipos serán definidos a través de los estudios de flujo de potencia.

Esta alternativa eléctricamente presenta mayor efectividad en lo que respecta a la compensación serie, no obstante se debe tener en cuenta que implica la construcción de una Nueva subestación S.E. Intermedia en la cual el acceso para el traslado de equipos o dificultades de terreno podría resultar en un inconveniente para esta alternativa.

### **Alternativa 02:**

En esta segunda alternativa se plantea que la LT 220 kV Moyobamba – Iquitos ingrese el 2016 en una primera etapa sin compensación serie y sin considerar subestaciones intermedias en su trayectoria. La línea de transmisión debido a su longitud mayor a 600 km deberá contar con equipos de compensación reactiva Shunt (Reactores) con la finalidad de evitar problemas de sobretensión durante la energización de la línea. Asimismo con la finalidad de lograr fijar la tensión en la barra de Iquitos a un valor deseado y con tiempo de respuesta rápido, se hace necesaria la instalación de un equipo de compensación Estática SVC, pues frente a ligeros cambios en la demanda de Iquitos la tensión variaría significativamente sin este equipo.

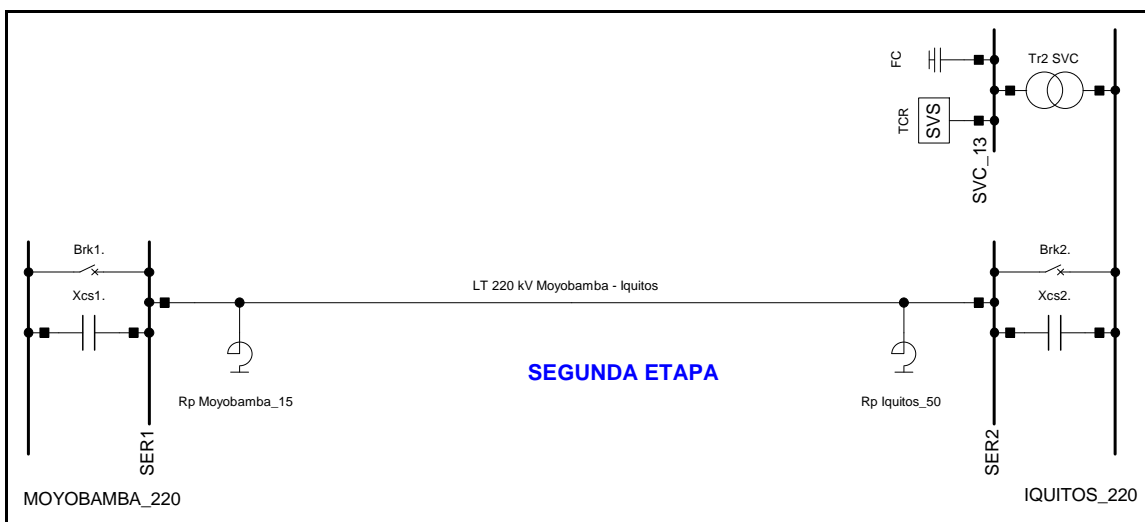
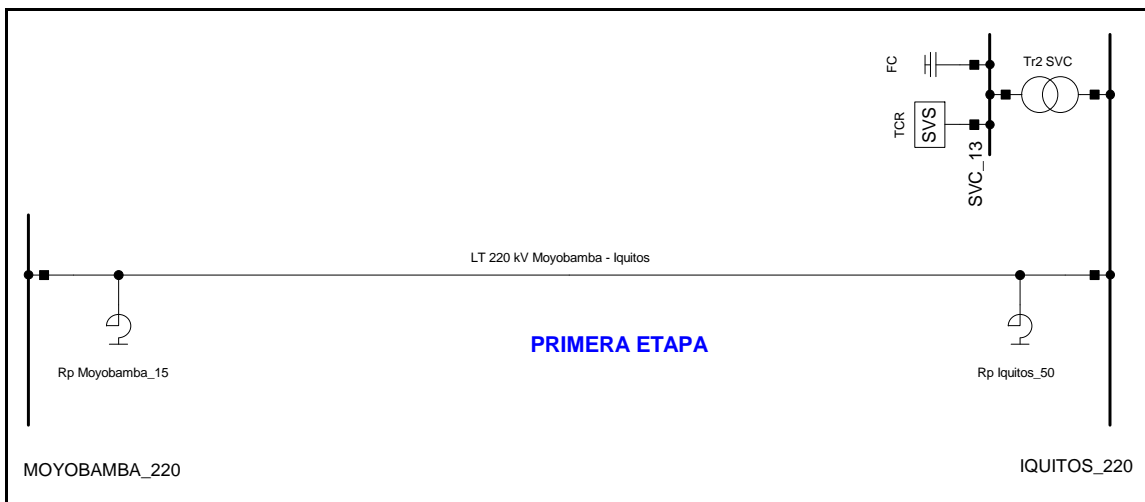
Luego, debido al crecimiento de la demanda de Iquitos, en una segunda etapa instalar compensación serie en los extremos de la línea, es decir en la S.E. Moyobamba y en la S.E. Iquitos.

A continuación se muestran gráficas ilustrativas de las dos etapas de esta alternativa.

### **Análisis del Mercado Eléctrico**



## Estudios de Viabilidad Técnica para la construcción de la Línea de Transmisión Moyobamba – Yurimaguas – Nauta – Iquitos en 220 kV



Las capacidades de los equipos serán definidos a través de los estudios de flujo de potencia.

Esta alternativa eléctricamente presenta menor efectividad al de compensar en el punto medio, no obstante se debe mencionar que para longitudes menores a 700 km la diferencia en efectividad entre esta alternativa y la alternativa de compensar en el punto medio no es significativa. Una ventaja de esta alternativa es que la compensación serie se realizaría en subestaciones existentes, lo cual facilitaría el traslado de equipos, así como los futuros mantenimientos de los equipos de compensación.

## 11. CONCLUSIONES

### 11.1 Mercado Eléctrico

Como resultado de los análisis y cálculos realizados, se tiene lo siguiente:

- a. En los próximos 15 años, la demanda de energía eléctrica en la zona de estudio tendrá el desarrollo siguiente:

#### ESCENARIO PROMEDIO O CONSERVADOR

SISTEMAS ELÉCTRICOS	Potencia (MW) <sup>(1)</sup>															
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
SAN MARTIN	38.06	41.25	44.58	48.17	51.97	55.96	60.18	64.65	69.38	74.39	79.69	85.31	91.26	97.56	104.25	111.36
LORETO	45.84	48.96	52.18	55.62	59.23	62.97	66.88	70.97	75.25	79.72	84.39	89.27	94.36	99.68	105.23	111.03
AMAZONAS - CAJAMARCA	17.38	18.48	19.58	20.75	21.97	23.21	24.51	25.87	27.29	28.78	30.35	32.00	33.74	35.58	37.53	39.60
<b>TOTAL</b>	<b>101.28</b>	<b>108.69</b>	<b>116.35</b>	<b>124.54</b>	<b>133.17</b>	<b>142.14</b>	<b>151.57</b>	<b>161.49</b>	<b>171.92</b>	<b>182.89</b>	<b>194.43</b>	<b>206.57</b>	<b>219.35</b>	<b>232.82</b>	<b>247.01</b>	<b>261.99</b>

#### ESCENARIO OPTIMISTA

SISTEMAS ELÉCTRICOS	Potencia (MW) <sup>(1)</sup>															
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
SAN MARTIN	38.06	41.76	45.84	50.33	55.22	60.53	66.32	72.62	79.49	86.96	95.10	103.97	113.61	124.12	135.56	148.01
LORETO	45.84	49.42	53.35	57.61	62.22	67.17	72.50	78.24	84.43	91.08	98.23	105.92	114.19	123.06	132.59	142.81
AMAZONAS - CAJAMARCA	17.38	18.82	20.38	22.07	23.91	25.88	28.03	30.35	32.88	35.64	38.64	41.91	45.48	49.38	53.64	58.30
<b>TOTAL</b>	<b>101.28</b>	<b>110.00</b>	<b>119.57</b>	<b>130.01</b>	<b>141.35</b>	<b>153.58</b>	<b>166.85</b>	<b>181.22</b>	<b>196.80</b>	<b>213.68</b>	<b>231.98</b>	<b>251.80</b>	<b>273.28</b>	<b>296.56</b>	<b>321.78</b>	<b>349.11</b>

- b. A manera de referencia, se debe indicar que en el Plan Referencial 2008-2017, se establece para la zona de estudio la proyección de demanda siguiente:

**Cuadro N° 4.2  
Proyección de Demanda de Potencia del SA Iquitos 2008 - 2017 (MW)**

Periodo	Año	Plan de Expansión Generación	Demanda, MW	Oferta, MW	Balance, MW	Inversiones, miles US\$
1	2008		42,55	34,80	-7,75	
2	2009		46,42	34,80	-11,62	9 425,01
3	2010	2x10 MW	50,29	54,80	4,51	-
4	2011		54,61	54,80	0,19	4 712,51
5	2012	1x10 MW	58,87	64,80	5,93	-
6	2013		63,44	64,80	1,36	4 712,51
7	2014	1x10 MW	68,34	74,80	6,46	-
8	2015		73,65	74,80	1,15	4 712,51
9	2016	1x10 MW	79,34	84,80	5,46	4 712,51
10	2017	1x10 MW	85,50	94,80	9,30	-

#### Análisis del Mercado Eléctrico

**Cuadro N° 4.4**

**Estimación de la Demanda Futura del Sistema Aislado San Martín**

Año	PRE 2006		PRE 2008	
	GW.h	MW	GW.h	MW
2005	93,26	23,12	94,24	23,37
2006	102,92	24,01	102,05	23,80
2007	111,58	26,03	118,75	27,70
2008	120,38	28,08	133,18	31,06
2009	129,20	30,14	142,94	33,34
2010	138,45	32,29	153,17	35,72
2011	147,09	34,31	162,73	37,96
2012	154,28	35,99	170,69	39,81
2013	163,62	38,16	181,01	42,22
2014	172,88	40,32	191,26	44,61
2015	182,55	42,58	201,96	47,10
2017	196,74	45,89	217,65	50,77
2018	212,35	49,53	234,93	54,79

Como puede observarse, la proyección de demanda definida en el presente estudio, para ambos escenarios, está en el orden de la considerada en el Plan Referencial 2008-2017.

## 11.2 Configuraciones a Evaluar

### Alternativa 01:

Se plantea que la LT 220 kV Moyobamba – Iquitos ingrese el 2016 en una primera etapa sin compensación serie y previendo una subestación de maniobra Intermedia a la línea (S.E. Intermedia). La línea de transmisión debido a su longitud mayor a 600 km deberá contar con equipos de compensación reactiva Shunt (Reactores) con la finalidad de evitar problemas de sobretensión durante la energización de la línea. Asimismo con la finalidad de lograr fijar la tensión en la barra de Iquitos a un valor deseado y con tiempo de respuesta rápido, se hace necesaria la instalación de un equipo de compensación Estática SVC, pues frente a ligeros cambios en la demanda de Iquitos la tensión variaría significativamente sin este equipo. Posteriormente, cuando el crecimiento de la demanda de Iquitos lo requiera, en una segunda etapa se instalaría compensación serie en la subestación Intermedia.

### Alternativa 02:

Esta alternativa plantea que la LT 220 kV Moyobamba – Iquitos ingrese el 2016 en una primera etapa, al igual que la alternativa 01, sin compensación serie y sin considerar subestaciones intermedias en su trayectoria. La línea de transmisión debido a su longitud mayor a 600 km deberá contar con equipos de compensación reactiva Shunt (Reactores) con la finalidad de evitar problemas de sobretensión durante la energización de la línea. Asimismo con la finalidad de lograr fijar la tensión en la barra de Iquitos a un valor deseado y con tiempo de respuesta rápido, se hace necesaria la instalación de un equipo

de compensación Estática SVC, pues frente a ligeros cambios en la demanda de Iquitos la tensión variaría significativamente sin este equipo.

Luego, debido al crecimiento de la demanda de Iquitos, en una segunda etapa se instalaría compensación serie en los extremos de la línea, es decir en la S.E. Moyobamba y en la S.E. Iquitos. Esta alternativa es de menor costo que la primera, pero presenta una menor capacidad de transmisión y performance que la primera, pero suficiente para atender los requerimientos de Iquitos y cargas aledañas. En la siguiente etapa del estudio, se evaluará con mayor detalle la necesidad o no de una SE Intermedia en esta alternativa.